

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“TAMAÑOS DE GRANO Y DE PORO EN ROCAS SEDIMENTARIAS
ACUMULADORAS DE HIDROCARBUROS”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

MONTERO NÚÑEZ JESÚS SALVADOR

ROJAS GONZÁLEZ JORGE

DIRECTOR DE TESIS:

ING. VILLAMAR VIGUERAS MANUEL JUAN

MÉXICO, DF. ABRIL DE 2009



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios porque puedo percibir sus bendiciones a cada momento.

Montero Núñez Jesús Salvador

A esa fuerza que inspira y nos permite continuar por el sendero de los anhelos y esperanzas, que hace tangible lo inimaginable y posible lo irrealizable. A esa esencia que nos conforta en momentos inciertos y de penumbra. A quién no solo agradezco la existencia sino el poder vivirla con la familia y amigos que ahora tengo.... DIOS

A mi madre por todo el amor y apoyo que me ha dado y por supuesto a mis hermanos José Luis, Leticia y Jesús por compartir momentos felices e de infortunio. Gracias por todo y espero nunca cambie nuestra relación y sentido de pertenencia.

A mi abuelo Felix Rojas Martínez por enseñarme, a través del ejemplo y consejos, a vivir con honor, valor, lealtad y sobre todo por inculcarme el placer de compartir. Mi pensamiento y mi amor están contigo y bien sabes que espero podamos reunirnos una vez más a través del tiempo.

A mi tío Francisco Rojas y tía Ramona Carrillo, a mis primas Maribel, Consuelo y Esperanza por todo el apoyo recibido.

A todos mis amigos, a los cuales no nombraré, por temor a omitir a alguno de ellos. Pero sé que tendrán presente mi amistad y mi devoción por ella.

Rojas González Jorge

Queremos dar un agradecimiento especial al Ing. Villamar Viguera Manuel Juan por la dirección de esta tesis, ya que sin su ayuda y paciencia hubiera sido imposible realizarla. Asimismo, a los Ingenieros Martell Andrade José Bernardo, Steffani Vargas Octavio, Galicia Muñoz María Guadalupe y Herrera Palomo Alberto por sus observaciones y consejos.

TAMAÑOS DE GRANO Y DE PORO EN ROCAS SEDIMENTARIAS ACUMULADORAS DE HIDROCARBUROS

ÍNDICE

	Página
RESUMEN.....	vi
INTRODUCCIÓN.....	viii
I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.....	1
1.1 Proceso sedimentario.....	1
1.1.1 Etapas del proceso de sedimentación.....	1
1.1.1.1 Intemperismo.....	1
1.1.1.2 Erosión.....	3
1.1.1.3 Transporte.....	4
1.1.1.4 Depósitos.....	5
1.1.1.5 Acumulación.....	7
1.1.1.6 Diagénesis.....	7
1.1.1.7 Disolución y precipitación.....	8
1.2 Propiedades petrofísicas.....	8
1.2.1 Porosidad.....	8
1.2.1.1 Formas de obtener la porosidad de una roca en el laboratorio.....	9
1.2.2 Permeabilidad.....	14
1.2.2.1 Permeabilidad a un fluido (K_f).....	14
1.2.3 Mojabilidad (W).....	19
1.2.3.1 Método de laboratorio para determinar la mojabilidad (Método de Amott).....	21
1.2.3.2 Tipos de mojabilidad de un yacimiento.....	22
1.2.3.3 Aplicaciones principales.....	22
1.2.3.4 Propiedades de flujo de fluidos en un medio poroso que indican la preferencia en mojabilidad.....	22
1.2.4 Presión capilar.....	22
1.2.4.1 Formas de medir la Presión Capilar en el laboratorio.....	23
1.2.4.2 Ecuaciones básicas de presión capilar.....	26
1.2.5 Compresibilidad.....	27
1.2.5.1 Tipos de compresibilidad.....	28
1.2.5.2 Obtención.....	28
1.2.5.3 Aplicaciones principales.....	29
1.3 Textura de las rocas sedimentarias clásticas.....	29
1.3.1 Tamaño de un clasto.....	29
1.3.1.1 Escalas granulométricas.....	30
1.3.2 Forma de los clastos.....	32
1.3.2.1 Geometricidad.....	32
1.3.2.2 Esfericidad.....	33
1.3.2.3 Controles sobre la forma de los clastos.....	35
1.3.2.4 La forma de los clastos y el proceso de transporte selectivo.....	35
1.3.2.5 Redondez.....	36

1.3.2.6 Tratamiento estadístico de las propiedades morfométricas.....	40
1.3.2.7 Texturas superficiales.....	41
1.3.2.8 La disposición de los clastos.....	41
1.3.3 Empacamiento deposicional y post-deposicional.....	47
1.3.4 Empacamiento y cálculo de la porosidad.....	47
II. FACTORES QUE DETERMINAN LOS TAMAÑOS DE GRANO Y DE PORO EN LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.....	51
2.1 Relación entre los caracteres texturales y los procesos genéticos (transporte y sedimentación).....	53
2.1.1 El tamaño y distribución de tamaño de los clastos.....	53
2.1.2 Factores que influyen en parámetros que definen la morfología de los clastos..	54
2.1.3 Superficie de los clastos.....	55
2.1.4 Petrofábrica.....	57
2.2 Caracteres intrínsecos a los minerales o clastos.....	58
2.2.1 Estabilidad química.....	58
2.2.2 Estabilidad mecánica.....	58
2.2.3 Condiciones externas.....	58
2.2.4 Relieve del área fuente.....	59
2.3 Los principales tipos de partículas detríticas.....	59
2.3.1 Fragmentos Líticos.....	60
2.3.2 Cuarzo.....	60
2.3.3 Feldespatos.....	61
2.3.4 Micas.....	61
2.3.5 Minerales Pesados.....	62
2.4 Madurez composicional.....	62
2.5 Madurez Textural.....	63
2.6 Tipos de Matriz.....	63
2.7 Análisis de procedencia de sedimentos terrígenos.....	64
2.7.1 Tipos de granos a considerar.....	64
2.7.2 Análisis Modal.....	65
III. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA VARIACIÓN Y EL TAMAÑO MEDIO DE GRANO.....	70
3.1 Análisis granulométrico de sedimentos sueltos.....	70
3.1.1 Preparación de la muestra.....	70
3.1.1.1 Cuarteo.....	70
3.1.1.2 Desagregación Mecánica.....	71
3.1.1.3 Desagregación Química.....	71
3.1.1.4 Secado y pesado de la muestra.....	72
3.1.2 Tamizado.....	73
3.1.3 Método de la pipeta.....	75
3.1.4 Sedígrafo.....	77
3.1.4.1 Características del análisis y preparación de las muestras.....	77
3.1.4.2 Características de los resultados.....	79
3.1.5 Determinación del tamaño de grano por sonido de "fricción".....	79
3.1.5.1 Estudio de laboratorio.....	81

3.1.5.2 Estructura experimental.....	82
3.1.5.3 Efectos del tamaño de grano y de estructuras <i>ripple</i> en el sonido de fricción.....	83
3.1.5.4 Efectos del tamaño de grano y de la velocidad de arrastre en el sonido de fricción	85
3.1.5.5 Distribución de frecuencias del sonido.....	86
3.1.5.6 Evaluación de los experimentos.....	87
3.1.5.7 Modelo	87
3.1.5.8 Calibración de la intensidad de sonido de fricción.....	89
3.1.5.9 Conclusiones	90
3.2 Análisis granulométrico de rocas litificadas.....	91
3.2.1 Método de Chayes:	91
3.2.2 Método de Friedman.....	91
3.2.3 Procedimiento estereológico (tamaño medio de grano).....	92
3.2.3.1 Procedimiento.....	93
3.2.3.2 Determinación de la densidad numérica (Q_A).....	94
3.2.3.3 Determinación del porcentaje superficial ocupado por cada fase (A_A).....	97
3.2.3.4 Cálculo del tamaño medio de grano de cada fase mineral (a).....	97
3.2.3.5 Aplicaciones.....	97
3.2.3.6 Conclusiones.....	99
3.3 Análisis estadístico de los resultados.....	100
3.3.1 Representaciones gráficas.....	100
3.3.1.1 Histograma.....	100
3.3.1.2 Curva Acumulativa o de Frecuencia Acumulativa.....	101
3.3.1.3 Curva de Frecuencia.....	101
3.3.2 Parámetros estadísticos.....	102
3.3.2.1 Tendencia Central o Promedios (media, mediana y moda).....	103
3.3.2.2 Selección.....	104
3.3.2.3 Asimetría.....	105
3.3.2.4 Agudeza.....	105
3.4 Parámetros estadísticos del análisis granulométrico y su relación con el ambiente sedimentario.....	106
IV. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA VARIACIÓN Y EL TAMAÑO MEDIO DE PORO.....	108
4.1 Tomografía computarizada de rayos X (CT).....	108
4.1.1 Introducción.....	108
4.1.1.1 Tomografía computarizada industrial.....	109
4.1.1.2 Aplicaciones geológicas.....	110
4.1.2 Fundamentos de la tomografía computarizada.....	111
4.1.2.1. Configuración de escaneo.....	111
4.1.2.2 Fuente de rayos X	113
4.1.2.3. Atenuación de rayos X.....	114
4.1.3 Ejemplos de aplicaciones geológicas.....	117
4.1.3.1 Análisis cuantitativo de texturas metamórficas.....	117
4.1.3.2 Caracterización de la porosidad en yacimientos de calizas.....	118

4.2 Características del espacio poroso por medio del porosímetro de tasa controlada (H. H. Yuan y B. F. Swanson, 1989).....	120
4.2.1 Resumen.....	120
4.2.2 Introducción.....	120
4.2.3 Consideraciones experimentales y terminología.....	122
4.2.4 Curvas de presión capilar APEX.....	126
4.2.5 Distribuciones estadísticas de los sistemas poro-subison.....	128
4.2.6 Curvas inicial/residual.....	133
4.2.7 Factores que afectan los resultados APEX.....	136
4.2.8 Conclusiones.....	137
4.2.9 Glosario.....	137
V. RELACIÓN ENTRE EL TAMAÑO DE GRANO Y EL TAMAÑO DE PORO.....	139
5.1 Efectos del tamaño y forma de los granos sobre la permeabilidad.....	139
5.2 Influencia del tamaño de grano en la porosidad.....	140
5.3 Influencia del tamaño de grano sobre la permeabilidad y la porosidad.....	141
5.4 Relación entre tamaño de grano, selección, porosidad y permeabilidad en arenas artificialmente mezcladas.....	142
5.5 Perfiles idealizados de permeabilidad y respuesta de los registros en función de la granulometría.....	143
5.6 Características texturales y permeabilidad direccional.....	145
5.7 Correlaciones entre tamaño de grano y permeabilidad.....	146
5.8 Porosidad-permeabilidad y heterogeneidad textural de yacimientos de areniscas (Shuwen, 2006).....	147
5.9 Predicción de la permeabilidad para yacimientos en arenisca basada en la geometría del espacio poroso (Hansgeorg, 1998).....	153
5.9.1 Resumen.....	153
5.9.2 Introducción.....	153
5.9.3 Teoría fractal.....	154
5.9.4 Dimensión fractal D.....	154
5.9.5 Predicción de la permeabilidad.....	157
5.9.6 Teoría.....	157
5.9.7 Conclusiones.....	161
VI. IMPORTANCIA DE LOS TAMAÑOS DE GRANO Y DE PORO EN LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	162
6.1 Geometría, heterogeneidad interna y distribución de la permeabilidad en yacimientos de turbiditas, Plioceno de California (D. K. Davies, 1999).....	162
6.1.1 Resumen.....	162
6.1.2 Introducción.....	162
6.1.3 Porosidad y permeabilidad.....	163
6.1.4 Relación entre porosidad y permeabilidad.....	163
6.1.5 Ambientes de depósito: arquitectura del yacimiento.....	164
6.1.6 Tipos de roca y ambiente de depósito.....	165
6.1.7 Medición del tamaño de grano.....	167
6.1.8 Tamaño medio de grano contra permeabilidad.....	169
6.1.9 Desviación estándar contra permeabilidad.....	170

6.1.10 Asimetría contra permeabilidad.....	171
6.1.11 Tamaño medio de grano contra porosidad.....	172
6.1.12 Desviación estándar contra porosidad.....	173
6.1.13 Asimetría contra porosidad.....	174
6.1.14 Conclusiones.....	175
6.2 Predicción mejorada del comportamiento de yacimientos a través de la integración de datos cuantitativos geológicos y petrofísicos.....	176
6.2.1 Metodología.....	176
6.2.2 El procedimiento.....	177
6.2.3 Modelado de la geometría de poro.....	178
6.2.4 Aplicación de la metodología en un yacimiento clástico: Campo Wilmington, California.....	179
6.2.4.1 Modelo Depositacional / Diagenético.....	180
6.2.4.2 Relación porosidad / permeabilidad.....	182
6.2.4.3 Identificación del tipo de roca.....	185
6.2.4.4 Cálculo del volumen de lutita.....	186
6.2.4.5 Predicción de la permeabilidad.....	187
6.2.4.6 Unidades de flujo hidráulico.....	187
6.2.4.7 Conclusiones.....	188
6.2.5 Caracterización de las unidades de flujo de un yacimiento carbonatado de plataforma somera: Unidad Norte Robertson, al Oeste de Texas.....	189
6.2.5.1 Unidad Norte Robertson (NRU).....	190
6.2.5.2 Metodología.....	191
6.2.5.3 Modelo depositacional/diagenético.....	192
6.2.5.4 Modelado de la geometría de poro.....	194
6.2.5.5 Relación porosidad/permeabilidad.....	196
6.2.5.6 Modelo Registro/Roca.....	199
6.2.5.7 Unidades de flujo hidráulico.....	200
6.2.5.8 Conclusiones.....	202
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	204
BIBLIOGRAFÍA.....	206

RESUMEN

El objetivo de esta tesis es resaltar la importancia que tienen dos parámetros de las rocas sedimentarias, principalmente clásticas, cuya determinación cualitativa y cuantitativa, auxilia de manera significativa el proceso de extracción de hidrocarburos. Conocer la distribución de dichos parámetros y entender su origen, son parte primordial de este trabajo. Asimismo, se han incluido ejemplos de aplicación, en los cuales se pudieron establecer las mejores alternativas de explotación, gracias a la inclusión de los parámetros: tamaño de grano y tamaño de poro.

El presente trabajo se desarrolló en seis capítulos.

En el Capítulo I se presentan definiciones y conceptos básicos a cerca de la generación de sedimentos clásticos y sus propiedades petrofísicas tales como: porosidad, permeabilidad, mojabilidad, presión capilar, entre otras, y la forma de obtenerlas en el laboratorio. Asimismo, se abordan de manera pormenorizada los temas de tamaño, forma y disposición de los clastos, que en conjunto definen la textura de las rocas sedimentarias clásticas.

En el Capítulo II se hace mención de los principales factores que determinan el tamaño de grano y tamaño de poro, tales como intemperismo, erosión, distancia de transporte, medio de transporte, características físicas y químicas de los fragmentos de roca... También se hace mención de los principales tipos de partículas detríticas y de la madurez textural y composicional que alcanzan a través de su recorrido. Al final de este capítulo, se aborda el análisis de procedencia de materiales terrígenos.

En el Capítulo III se presentan los métodos más empleados para determinar la variación del tamaño de grano y el tamaño medio de grano en rocas sedimentarias. Para los casos en que las muestras son deleznable los métodos abordados son: tamizado, método de la pipeta, sedígrafo y una metodología que aún se encuentra en desarrollo: "determinación del tamaño de grano por sonido de fricción", pero que parece muy prometedora. Para cuando las muestras son litificadas se presentan los métodos de Chayes, Friedman y uno estereológico. Asimismo se incluye una descripción pormenorizada del análisis estadístico de los resultados obtenidos por las metodologías mencionadas y su relación con ambientes sedimentarios.

En el Capítulo IV se abordan metodologías empleadas para la determinación cualitativa y cuantitativa del espacio poroso y sus características, incursionando especialmente en la tomografía computarizada. Además, se muestra un método en el cual se determina el tamaño de poro por medio de un porosímetro de inyección de mercurio.

En el Capítulo V se explican las relaciones que pueden existir entre los tamaños de grano y de poro en rocas almacenadoras de hidrocarburos. Se hace hincapié sobre la importancia que tiene el tamaño, forma y disposición de los clastos en porosidad, permeabilidad y otros parámetros de interés petrolero. Por ejemplo, la distribución estadística y relaciones entre tamaños de grano, porosidad y permeabilidad para una muestra.

En el Capítulo VI con base en estudios realizados a yacimientos petroleros se muestra; la gran importancia que tienen las características de los granos y de los poros de las rocas sedimentarias en la recuperación de hidrocarburos y se presenta un modelo de la geometría del yacimiento, heterogeneidad interna y distribución de la permeabilidad en yacimientos de turbiditas (Plioceno de California), no consolidadas en aguas profundas. Además, una metodología cuantitativa para la caracterización de yacimientos, cuyos resultados mejoran la predicción de permeabilidad, y el comportamiento del yacimiento durante las diferentes fases de producción, a través de la integración de datos cuantitativos geológicos y petrofísicos. Esta técnica, proporciona buena información para fundamentar perforaciones de desarrollo de alta calidad. Esta metodología puede ser utilizada en yacimientos de muy diversas litologías y diferentes características de porosidad. Se hace énfasis en la medición de las características geométricas de poro, ya que el conocimiento de éstas es de fundamental importancia para la caracterización de un yacimiento debido a que el desplazamiento de hidrocarburos es controlado a nivel de poro, es decir, las propiedades petrofísicas de las rocas son controladas por la geometría de poro.

En la sección de Conclusiones y Recomendaciones se presentan puntos de vista personales basados en la información recopilada y analizada a lo largo del desarrollo del presente trabajo.

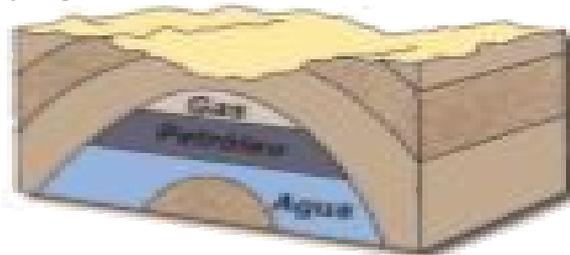
En la Bibliografía se indican las fuentes consultadas para la investigación de este tema de tesis. Se consultaron artículos encontrados en Internet, artículos de la SPE, literatura especializada y apuntes de asignaturas impartidas en esta carrera.

INTRODUCCIÓN

Actualmente los retos en la Industria Petrolera necesitan ser enfrentados y resueltos con un trabajo interdisciplinario, perfectamente coordinado y con todas las herramientas disponibles que nos proporciona el avance de la tecnología. Un punto crucial para determinar el esquema de explotación óptimo, es realizar una caracterización confiable del yacimiento. La idea que dio origen al desarrollo de este trabajo fue la siguiente:

...la piedra angular para lograr una explotación de hidrocarburos confiable y económicamente rentable, la constituye una descripción precisa de las características del yacimiento...

El tipo de yacimientos sobre el cual versa la investigación corresponde a los de origen clástico, es decir, a los conformados por rocas sedimentarias detríticas (Conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas) que son rocas formadas por la acumulación de minerales y fragmentos de roca derivados de la erosión de rocas preexistentes, productos meteorizados o intemperizados de estas rocas. Básicamente un yacimiento es una unidad geológica ubicada en el subsuelo, de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos.



El siguiente esquema muestra los modelos que deben integrarse para lograr comprender un yacimiento, asimismo los trabajos previos de caracterización para obtener dichos modelos. El lado izquierdo del esquema es la parte que hemos desarrollado en esta tesis.



El presente trabajo es un esfuerzo por formar un vínculo estrecho entre las herramientas tecnológicas (registros de cable) y los procedimientos de análisis de muestras de roca, para generar modelos geológicos con mayor aproximación, mediante la recharacterización de campos. El interés particularmente reside en describir el yacimiento a través de las características de las estructuras porosas de las rocas. Dicha recharacterización sería

auxiliada por juegos de registros de (ya existentes) y análisis de núcleos (de intervalos de pozos nucleados donde se tienen respuestas de dichos registros), para correlacionar la respuesta de esos registros de cable a características de los sedimentos (tamaño, forma y distribución de los granos, así como tamaño, forma y distribución de los poros), para luego extrapolar a intervalos y pozos no nucleados.

Sin duda alguna, la caracterización física de yacimientos, requiere de la construcción de modelos lo más cercanos a la realidad, que permitan cuantificar el contenido de hidrocarburos, definir los modelos óptimos de explotación de los yacimientos y determinar la forma más eficiente desde el punto de vista Técnico - Económico de extraer la mayor cantidad posible de hidrocarburos de los yacimientos. Donde la granulometría es una de las propiedades físicas fundamentales de las rocas sedimentarias (Griffiths, 1967; Blatt *et al.*, 1972), ya que ésta y la geometría porosa son controladores fundamentales de las características petrofísicas. Es importante proporcionar la información básica respecto a la distribución granulométrica en los sedimentos. Esta información puede ser de utilidad al relacionarla con los ambientes de depositación, con los mecanismos de sedimentación y con las propiedades físicas de los materiales, para generar modelos más precisos y un mejor entendimiento de los yacimientos de origen clástico.

I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 Proceso sedimentario

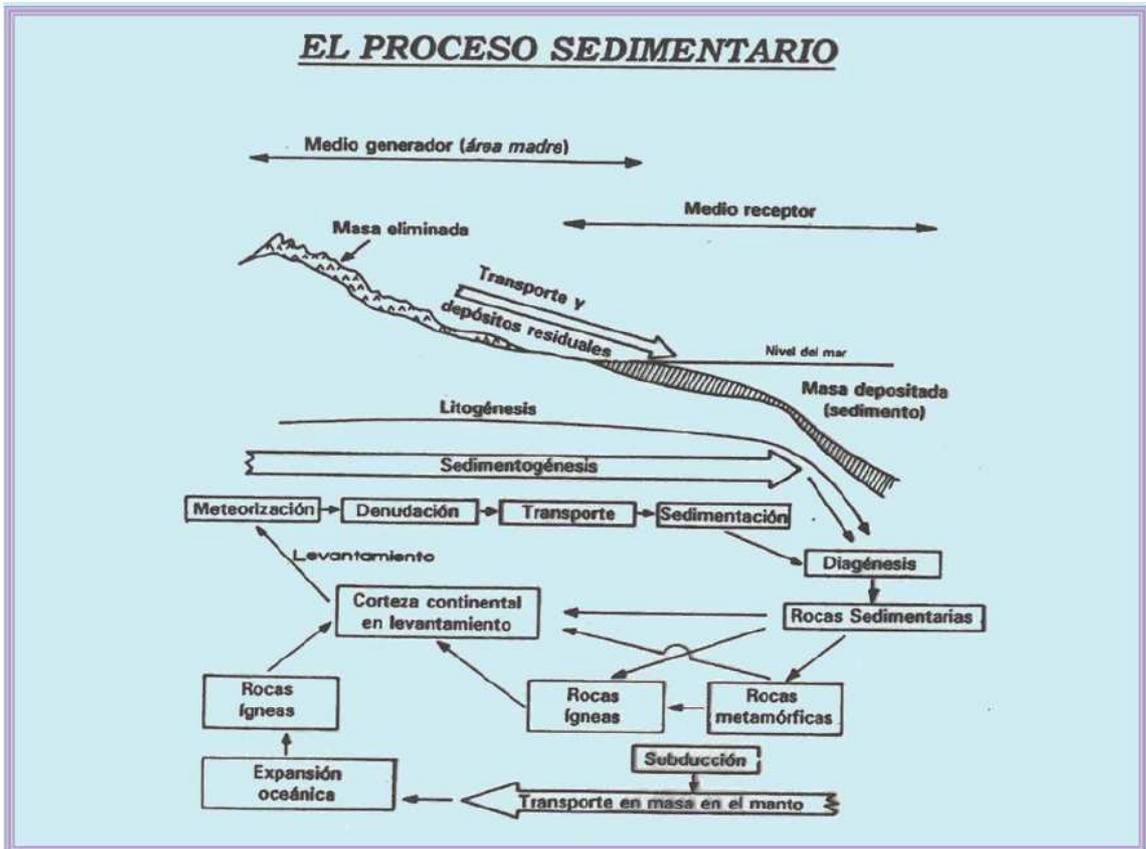


Figura 1.1 Proceso sedimentario.

1.1.1 Etapas del proceso de sedimentación

1.1.1.1 Intemperismo

Es la descomposición superficial de las rocas, es el desgaste físico y alteración química de rocas y minerales en o cerca de la superficie de la Tierra. Todas las rocas que por alguno o algunos procesos geológicos quedan expuestas en la superficie de la Tierra interactúan con la atmósfera, la hidrósfera y la biosfera. Como resultado de esta interacción las diferentes especies minerales que conforman las rocas expuestas se desestabilizan produciéndose un conjunto de cambios físicos y químicos que agrupamos bajo el nombre de *intemperismo*.

El intemperismo no implica el transporte de los fragmentos de roca y de fragmentos minerales producidos, debido a esto, tenemos la formación de suelos in situ, sobre la roca intemperizada. El *suelo* es una combinación de materia mineral, materia orgánica, agua y aire, aunque las proporciones varían, siempre estarán presentes los mismos cuatro componentes.

El intemperismo puede ser: Físico, Químico o Biológico.

1.1.1.1 Intemperismo físico

Se debe principalmente a variaciones de temperatura, heladas, insolaciones o pérdida de carga.



Figura 1.2 Roca bajo el efecto del intemperismo físico.

1.1.1.1.2 Intemperismo químico

Disgrega a la escala de la molécula o ión, por la acción de soluciones. EJEMPLO: Algunos piroxenos contienen hierro, el cual se disuelve liberando moléculas de óxido de sílice y hierro ferroso en la solución. El hierro ferroso es oxidado por moléculas de oxígeno para forma hierro férrico. El hierro férrico se combina con agua para precipitarse en un sólido en forma de óxido de hierro en la solución.

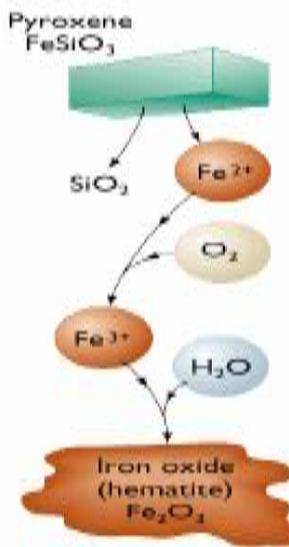


Figura 1.3 Ejemplo de Intemperismo químico.

1.1.1.1.3 Intemperismo biológico

Ocurre debido a procesos orgánicos que reúne caracteres tanto físicos (acción de raíces, organismos del suelo, etc.) como químicos (bioquímicos) señalados por la solución de materiales por la acción de bacterias, ácidos húmicos, etc.



Figura 1.4 Ejemplo de intemperismo biológico.

1.1.1.2 Erosión

Es la disgregación de las rocas formando partículas (sedimentos), las cuales sufren un transporte. Remoción de materiales intemperizados desde su área de origen.

1.1.1.2.1 Sedimentos

Agregado de sólidos derivado de rocas preexistentes o de sólidos precipitados de soluciones por procesos químicos inorgánicos o extraído de la solución por organismos. Son los productos del intemperismo depositados por los agentes de transporte (ver página 4) y pueden ser: *solubles e insolubles*.

Insolubles: Fragmentos de roca, minerales (cuarzo, feldespatos, etc.) minerales arcillosos.

Solubles: Minerales precipitados a partir de materiales en solución acuosa.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

1.1.1.2.1.1 Sedimentos siliciclásticos (terrígenos o detríticos)

Son fragmentos de roca sólidos o minerales derivados de la erosión de una masa continental manteniéndose durante toda su evolución como partículas sólidas, los cuales son transportados por algún agente. Representan el residuo de una compleja historia de procesos, pudiendo haber sufrido algunos cambios químicos o mineralógicos.

1.1.1.2.1.2 Sedimentos aloquímicos

Son fragmentos sólidos formados por precipitación química a partir de soluciones y posteriormente desplazados dentro de la misma cuenca de depósito en solución acuosa, dispersión coloidal, etc. Los fragmentos o conchas enteras, fragmentos orgánicos, oolitas, peloides, etc., se consideran como sedimentos aloquímicos.

1.1.1.2.1.3 Sedimentos ortoquímicos

Son precipitados o bioquímicos “in situ”. Los más importantes son los lodos microcristalinos de calcita o dolomita, cemento calcáreo o silíceo, lodos de diatomeas o radiolarios, nanoplancton calcáreo o silíceo.

1.1.1.3 Transporte

Mecanismo en el cual el material intemperizado se mueve de un lugar a otro, generalmente por la acción de la gravedad, corrientes de agua, viento y/o glaciares.

El transporte de sedimentos es la consecuencia de la interacción dinámica entre las partículas detríticas y el movimiento de un fluido en un medio determinado.

1.1.1.3.1 Formas y agentes de transporte

El material sedimentario es transportado normalmente en una de estas cuatro formas:

**Solución*

**Suspensión*

**Saltación*

**Tracción*

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Los principales agentes de transporte son:

- *Acarreo por viento
- *Acarreo por agua
- *Acarreo por glaciación
- *Acarreo gravedad

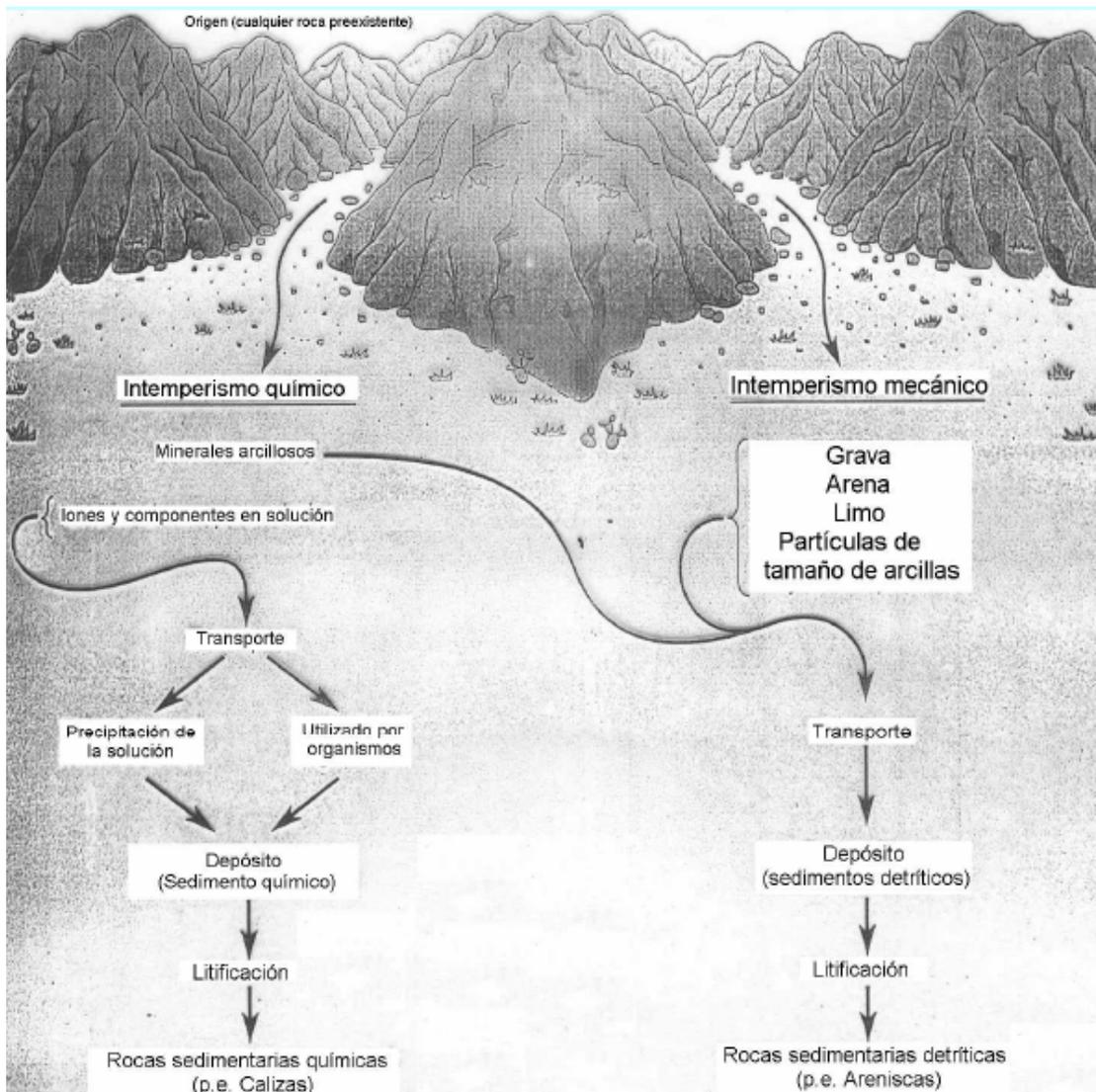


Figura 1.5 Principales agentes de transporte.

1.1.1.4 Depósitos

Existe un momento durante el transporte en que los agentes ya no pueden seguir llevando la carga de sedimento, ya que disminuyen su velocidad por diversas causas, por lo tanto, los granos acaban por precipitar o acumularse en algún ambiente depositacional. El depósito final de los distintos tipos de sedimentos en un momento determinado, ocurrirá en las superficies topográficamente deprimidas de nuestro planeta. Tanto en el mar como en el

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

continente se pueden acumular importantes espesores de materiales sedimentarios. El área donde se acumulan los sedimentos tendrá ciertas condiciones físicas, químicas y biológicas.

Cuando las zonas de depositación ocupan extensiones areales regionales, se denominan cuencas sedimentarias. Es frecuente que en nuestro planeta se desarrollen condiciones para la depositación continua o discontinua de espesores importantes de sedimentos, que pueden alcanzar varios miles de metros.

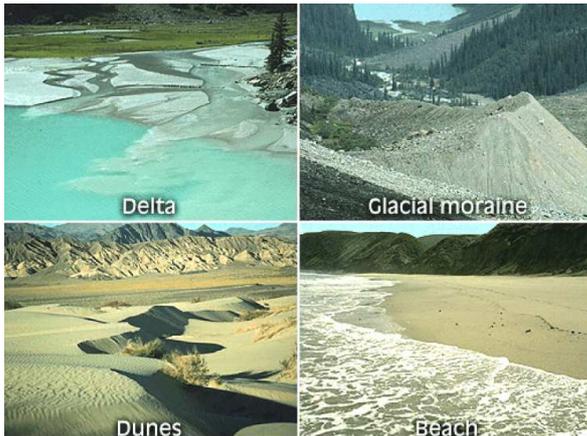


Figura 1.6 Ejemplos de ambientes de depositación.

Los sedimentos pueden ser depositados en los continentes, en los ambientes marinos y en zonas de transición de la tierra y el mar. Estas son las 3 categorías amplias en donde se pueden depositar los sedimentos y cada ambiente producirá una roca o una agrupación sedimentaria característica que refleja las condiciones ambientales predominantes, así como sus orígenes.

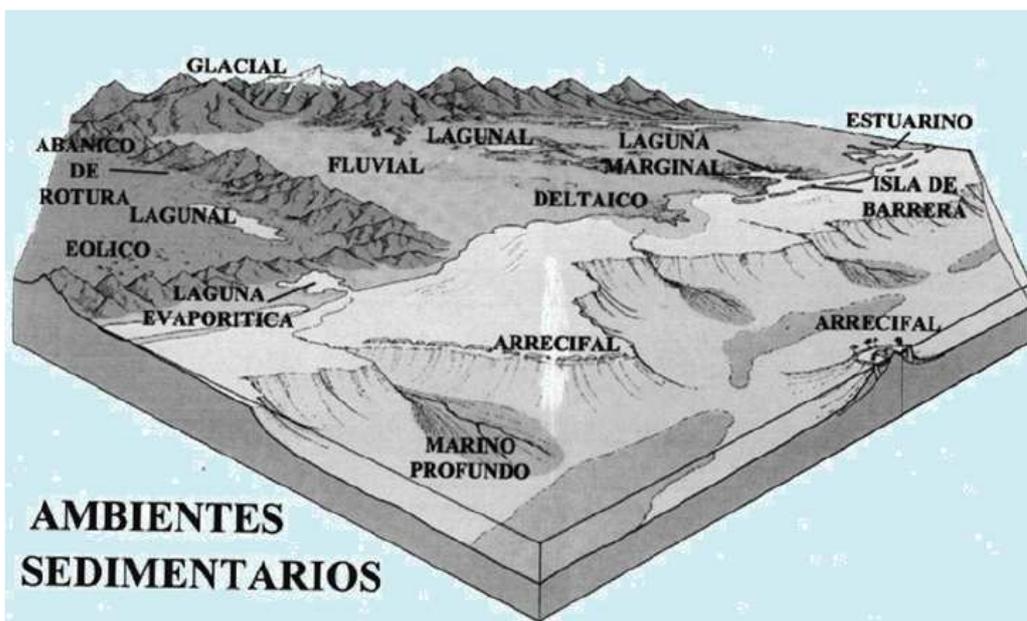


Figura 1.7 Diferentes ambientes sedimentarios.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

1.1.1.5 Acumulación

Las rocas sedimentarias son rocas que se forman por acumulación de sedimentos que, sometidos a procesos físicos y químicos, resultan en un material de cierta consistencia.

1.1.1.6 Diagénesis

La diagénesis de una roca se inicia poco después del depósito de los sedimentos y consiste en una serie de procesos que acompañan a los sedimentos durante su litificación. Los procesos diagenéticos más importantes son:

1.1.1.6.1 Compactación

Es una reducción en el volumen que ocupan los sedimentos y se expresa como un porcentaje del volumen del cuerpo original. La magnitud de la compactación es por consiguiente una función de la porosidad, del contenido de agua intersticial en los sedimentos originales, del tamaño y forma de las partículas; de su ritmo de depósito; de la potencia o espesor de la sobrecarga de sedimentos y del tiempo.

1.1.1.6.2 Cementación

La precipitación de sales minerales en los intersticios de los sedimentos es uno de los cambios diagenéticos más comunes. El material cementante puede ser derivado de la propia roca o puede ser llevado en solución por las aguas circulantes. La cementación puede ocurrir en forma simultánea o ser posterior al depósito.

1.1.1.6.3 Recristalización

Es el cambio de textura cristalina, causada por el crecimiento de cristales pequeños, dentro de un agregado de cristales más grandes.

1.1.1.6.4 Reemplazamiento

Es un proceso mediante el cual un nuevo mineral puede crecer a expensas de otro, tomando su lugar.

1.1.1.6.5 Solución diferencial.

Es el proceso en el cual se tiende a destruir y eliminar varios minerales inestables y se crean otros.

1.1.1.6.6 Autigénesis.

Es la ocurrencia de nuevos minerales en un sedimento durante o después del depósito, ya sea por introducción directa o por alteración de los constituyentes originales.

1.1.1.7 Disolución y precipitación

La disolución (solución o corrosión) es un proceso físico que consiste en la disociación de las moléculas en iones gracias a un agente disolvente, en nuestro caso el agua. Este proceso no implica ninguna transformación en la composición química del material disuelto. Una vez disueltos los materiales se precipitan al desaparecer el agente disolvente. Frecuentemente esta precipitación se hace en el mismo lugar de la disolución.

La eficacia de la disolución depende de la naturaleza de la roca, sobre todo de su permeabilidad. Las rocas sedimentarias son más sensibles a la disolución, particularmente las evaporitas (sal, yeso) pero la presencia de ciertos compuestos en disolución (como el anhídrido carbónico) aumenta el poder disolvente del agua, haciendo que otras rocas, como la caliza, sea, también, fácilmente atacada. Las aguas alcalinas atacan muy eficazmente las rocas silíceas. También hay que tener en cuenta que la disolución es más eficaz cuanto mayor es la humedad y la temperatura, y también con la persistencia de la humedad sobre la roca, por lo que es más efectiva en las rocas cubiertas por un manto vegetal.

1.2 Propiedades petrofísicas

El almacenamiento y producción de fluidos, tales como agua o hidrocarburos, se pueden ubicar en cualquier tipo de roca ya sean ígneas, metamórficas o sedimentarias, siempre y cuando desarrollen características que permitan el almacenamiento y la movilidad de éstos a través de ellas. Estas propiedades comúnmente denominadas como petrofísicas son la porosidad, la permeabilidad y el contenido de fluidos.

De los tipos de rocas anteriormente mencionadas, son las sedimentarias las que presentan comúnmente la mayor cantidad de acumulaciones de agua e hidrocarburos, por lo tanto, es recomendable conocer las características de depósito de las mismas ya que en función de ello, la presencia de la porosidad y permeabilidad será más favorable dependiendo del ambiente en que se haya efectuado. Por tal razón es necesario durante la perforación de los pozos en búsqueda de estos recursos, disponer de la información suficiente para conocer las características litológicas y petrofísicas de las mismas.

1.2.1 Porosidad

Un volumen de roca (V_r) está formado por un volumen de huecos o poros, V_p , y un volumen de sólidos, V_s ; es decir:

$$V_r = V_p + V_s \quad (1.1)$$

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, Φ .

$$\Phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (1.2)$$

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

O también,

$$\Phi = \frac{V_p}{V_p + V_s} \quad (1.3)$$

No todos los poros de una roca están siempre comunicados; en ocasiones, algunos poros están aislados. La porosidad se expresa en fracción o en porcentaje del volumen de roca.

Se denomina porosidad absoluta (Φ_a) a la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca.

$$\Phi_a = \frac{(V_{pc} + V_{pnc})}{V_r} \quad (1.4)$$

en donde:

V_{pc} es el volumen de poros comunicados

V_{pnc} es el volumen de poros no comunicados

Se considera porosidad efectiva (Φ_e) a la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca.

$$\Phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (1.5)$$

De acuerdo a lo anterior, la porosidad absoluta se puede expresar de la siguiente manera:

$$\Phi_a = \Phi_e + \Phi_{nc} \quad (1.6)$$

Siendo Φ_{nc} la porosidad debida a los poros no comunicados o aislados.

1.2.1.1 Formas de obtener la porosidad de una roca en el laboratorio

1.2.1.1.1 Porosidad absoluta

-Observación en un microscopio de una fotografía ampliada de una sección de una lámina delgada de roca, a la cual se le coloca una retícula cuadrada. Con base en el número total de nodos o cruces de línea de la retícula (N_t) y el número de nodos que caen en el espacio poroso que indica la fotografía (N_p) la porosidad se puede obtener con la siguiente expresión:

$$\Phi_a = \frac{N_p}{N_t} \quad (1.7)$$

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

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

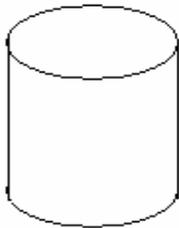
$$\Phi_a = \frac{(V_r - V_s)}{V_r} \quad (1.8)$$

1.2.1.1.2 Porosidad efectiva

Para evaluar la porosidad efectiva en el laboratorio, se requiere medir dos de los tres siguientes parámetros: V_r , V_{pc} y V_s .

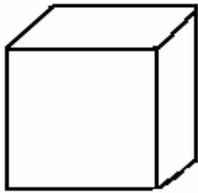
Determinación de V_r

-Muestras de geometría regular.- A partir de sus dimensiones.



$$V_r = 3.1416r^2L$$

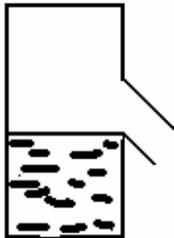
Figura 1.8 Forma para determinar el volumen de roca para una muestra cilíndrica.



$$V_r = L^3$$

Figura 1.9 Forma para determinar el volumen de roca de una muestra cúbica.

-Muestras de forma irregular.- A partir de la cantidad de fluidos que desplaza (Principio de Arquímedes).



El recipiente puede contener agua, aceite o mercurio y el volumen de roca se puede obtener de las dos siguientes maneras:

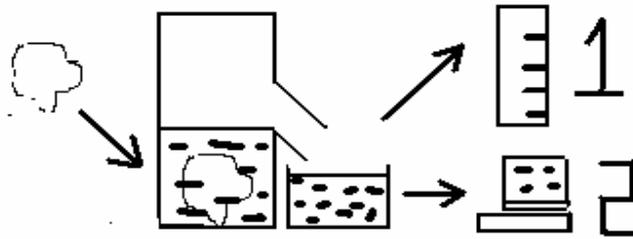


Figura 1.10 Ejemplo de medición de porosidad para una muestra irregular.

En el caso 1 el volumen del fluido desplazado es igual al volumen de roca.
 En el caso 2 el volumen de fluido desplazado se obtiene a través de:

$$V_f = \frac{W_f}{D_f} \quad (1.9)$$

Donde:

Wf es el peso del fluido y
 Df es la densidad del fluido.

Determinación de Vpc.

- Extracción del gas (aire) que satura la muestra.
- Extracción completa del líquido que satura 100% a la muestra.
- Saturación completa (100%) de la muestra con un líquido.

Determinación de Vs

-Utilizando un gas inerte, por ejemplo nitrógeno, aplicar la Ley de Boyle ($P_1V_1 = P_2V_2$ a temperatura constante).

Si en el laboratorio se miden Vr y Vpc,

$$\Phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (1.10)$$

Si en el laboratorio se miden Vr y Vs,

$$\Phi_e = \frac{(V_r - V_s)}{V_r} \quad (1.11)$$

Si en el laboratorio se miden Vpc y Vs,

$$\Phi_e = \frac{V_{pc}}{(V_{pc} + V_s)} \quad (1.12)$$

1.2.1.1.2.1 Determinación del volumen de sólidos de una roca con base en la ley de Boyle.- equipo de baja presión.

En la Figura 1.11 se aprecia el procedimiento descrito a continuación:

- 1.- Todas las válvulas abiertas.
- 2.- Se cierran las válvulas 1 y 2, atrapándose una masa de aire (m) en C1, que ocupa un volumen $V_1 = V_{c1}$ a una presión $P_1 = P_a$.
- 3.- Se hace vacío en C2, por lo que esta celda queda a una presión $-P_a$.
- 4.- Se cierra la válvula 3.
- 5.- Se abre la válvula 2, comunicándose ambas celdas. La masa de aire ahora ocupa un volumen $V_2 = V_{c1} + V_{c2}$ a una presión P_2 , cuyo valor está entre $-P_a$ y P_a .
- 6.- Aplicando la ley de Boyle, a temperatura constante, y resolviendo para V_{c2} :

$$V_{c2} = (P_a V_{c1} / P_2) - V_{c1} \quad (1.13)$$

- 7.- Se repiten los pasos 1 a 5 con una muestra de roca en la celda 2; se aplica la Ley de Boyle y se resuelve para V'_{c2} .

$$V'_{c2} = (P_a V_{c1} / P'_2) - V_{c1} \quad (1.14)$$

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

$$V_s = V_{c2} - V'_{c2} \quad (1.15)$$

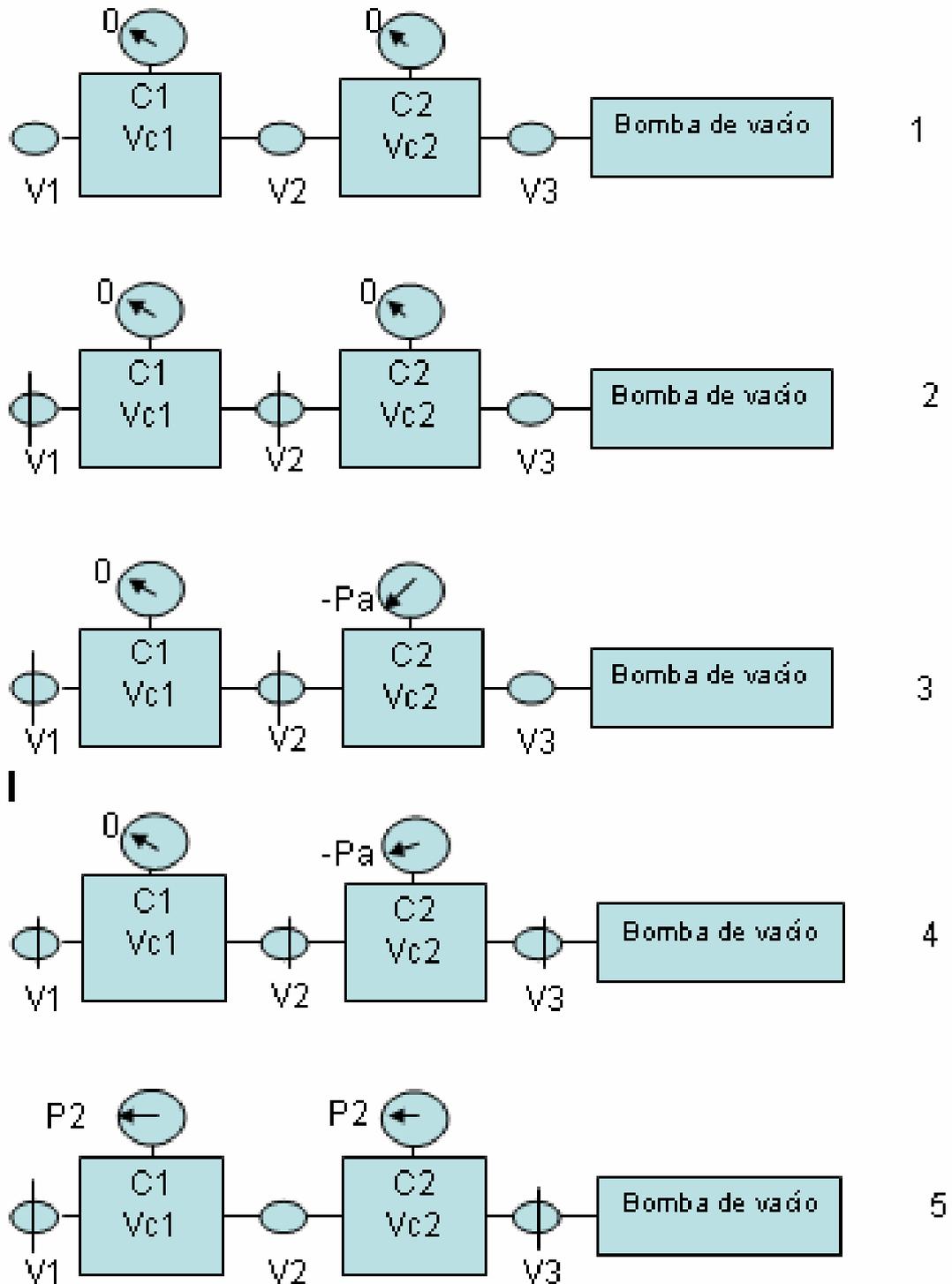


Figura 1.11 Equipo de baja presión para medir V_s .

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Aplicaciones principales:

- Determinar la distribución del espacio poroso en el yacimiento.
- Definir la distribución de fluidos en el yacimiento.
- Determinar el volumen de hidrocarburos en el yacimiento.
- Estimar reservas de hidrocarburos.
- Calibrar registros geofísicos de porosidad.
- Diversos estudios de yacimientos.

1.2.2 Permeabilidad

Es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es *permeable* si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e *impermeable* si la cantidad de fluido es despreciable.

1.2.2.1 Permeabilidad a un fluido (K_f)

Facilidad con la que un fluido se mueve a través de un medio poroso cuando está saturado 100% con el fluido.

$$\text{Para flujo horizontal: } K_f = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (1.16)$$

Donde:

q_f es el gasto del fluido.

μ_f es la viscosidad del fluido.

L es la longitud del medio poroso en estudio.

A es el área transversal del medio poroso en estudio.

ΔP es la diferencia de presión a la entrada y a la salida.

1.2.2.1.1 Tipos de permeabilidad a un fluido: gas (g), aceite (o) y agua (w).

$$K_g = \frac{q_g \mu_g L}{A \Delta P} \quad (1.17)$$

$$K_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P} \quad (1.18)$$

$$K_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P} \quad (1.19)$$

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

1.2.2.1.1.1 Obtención

Una muestra con geometría regular y área transversal al flujo constante (A), se satura 100% con alguno de los fluidos, cuya viscosidad se conoce. A través de ella se circula fluido igual al saturante, se mide el gasto de fluido (q_f) y la caída de presión (ΔP) en una longitud escogida (L). Se aplica la ecuación anterior.

La K_g y la K_o no se tienen en el yacimiento, sólo en laboratorio.

La K_g siempre es mayor, en ocasiones mucho mayor, que la K_a .

La K_o es un poco mayor que la K_a , en ocasiones prácticamente es igual.

Bajo ciertas condiciones de medición en el laboratorio, la K_w es igual a la K_a . En ocasiones la K_w es menor que la K_a .

1.2.2.1.1.2 Aplicaciones principales

K_g :

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

K_o :

- Determinar la K_a .
- Determinar otros parámetros de caracterización.

K_w :

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

1.2.2.1.2 Permeabilidad al líquido (KL)

Permeabilidad de un medio poroso obtenida por el método de extrapolación de Klinkenberg (ver página 16).

$$K_L = K_g - m \frac{1}{P} \quad (1.20)$$

1.2.2.1.2.1 Obtención

A una muestra de roca limpia y seca se le realizan cuando menos cinco mediciones de permeabilidad al gas a distintas presiones medias de flujo. Las permeabilidades y los recíprocos de las presiones medias de flujo correspondientes se grafican en papel normal. Se extrapola la recta definida por los puntos hasta la ordenada al origen, que es la K_L . En la Figura 1.12 se muestra la gráfica asociada al procedimiento descrito anteriormente.

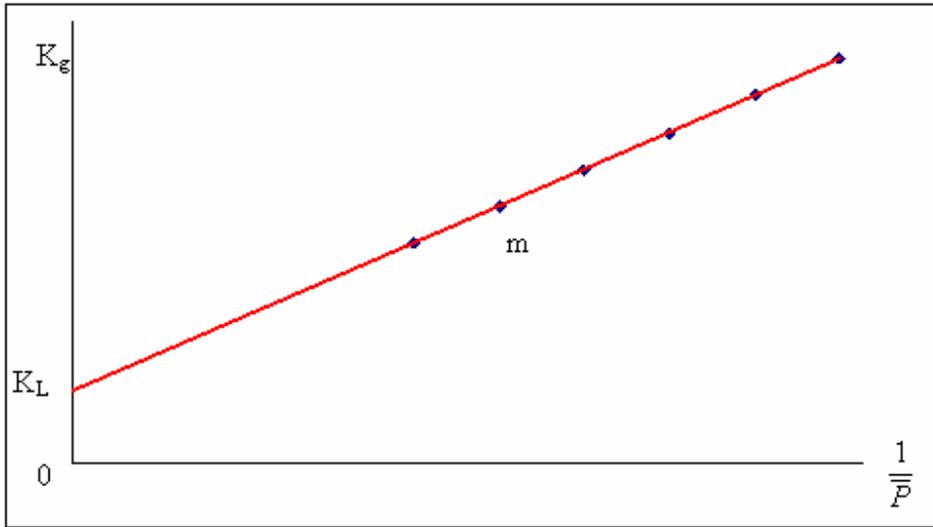


Figura 1.12 Gráfica para obtener K_L .

1.2.2.1.2.2 Aplicaciones principales

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

1.2.2.1.3 Permeabilidad efectiva a un fluido (K_{ef})

Indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso, cuando no lo satura 100%.

$$K_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \tag{1.21}$$

Si $S_f < 100\%$

1.2.2.1.3.1 Tipos de permeabilidad efectiva

Permeabilidad efectiva al gas (K_{eg}), permeabilidad efectiva al aceite (K_{eo}), permeabilidad efectiva al agua (K_{ew}).

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

1.2.2.1.3.1.1 Obtención:

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

- Un fluido en movimiento ($S_f > S_{cf}$) y el otro o los otros dos estáticos ($S_f < S_{cf}$).
- Dos fluidos en movimiento o dos fluidos en movimiento y uno estático.
- Los tres fluidos en movimiento.

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

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

1.2.2.1.3.1.2 Aplicaciones principales

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

1.2.2.1.4 Permeabilidad relativa a un fluido (K_{rf})

Relación de la permeabilidad efectiva a un fluido entre la permeabilidad absoluta o al líquido de un medio poroso.

$$K_{rf} = \frac{K_{ef}}{K_a} \quad (1.22)$$

$$K_{rf} = \frac{K_{ef}}{K_L} \quad (1.23)$$

1.2.2.1.4.1 Tipos de permeabilidad relativa

$$K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_a} \tag{1.24}$$

$$K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_a} \tag{1.25}$$

$$K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_a} \tag{1.26}$$

1.2.2.1.4.1.1 Obtención

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

Los resultados de permeabilidad relativa normalmente se presentan, en forma gráfica, en función de la saturación de agua o de la saturación de líquido (S_L). Las Figuras 1.13a y 1.13b representan gráficas que involucran permeabilidades relativas.

$$S_L = S_w + S_o \tag{1.27}$$

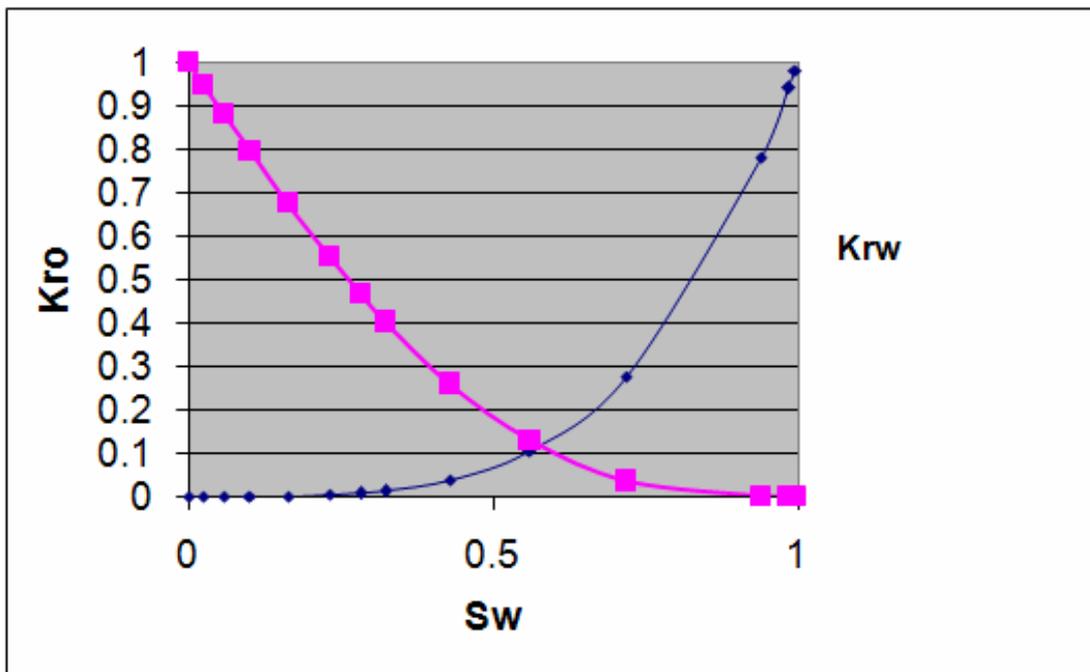


Figura 1.13^a Gráfica de permeabilidades relativas para agua y aceite.

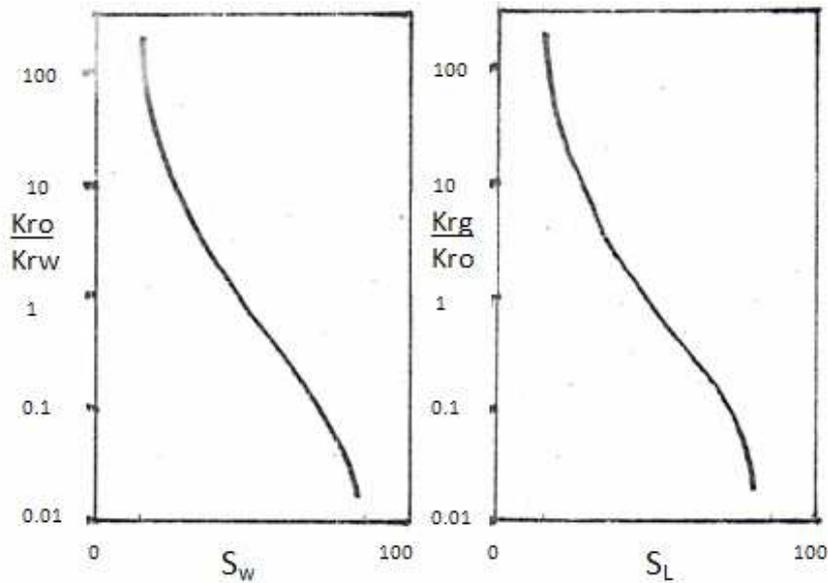


Figura 1.13b Gráfica K_{ro}/K_{rw} y K_{rg}/K_{ro} contra saturación de agua.

1.2.2.1.4.1.2 Aplicaciones principales

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

1.2.3 Mojabilidad (W)

Es una propiedad de superficie de un sistema sólido-fluidos que indica la afinidad relativa entre el sólido y los fluidos que están en contacto con él.

La mojabilidad en un sistema roca-fluidos se puede expresar en términos del ángulo que la interface hace con el sólido o sea el ángulo de contacto (θ). La Figura 1.14 muestra un ejemplo del ángulo de contacto entre un sólido y un líquido.

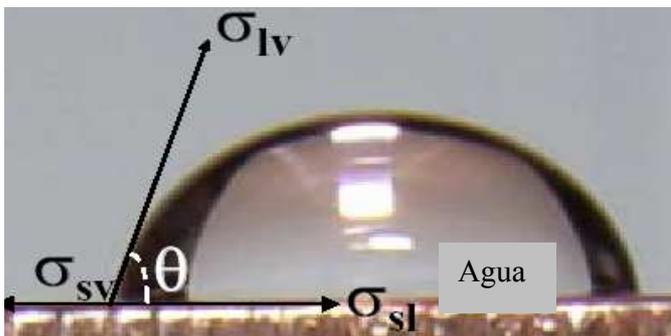
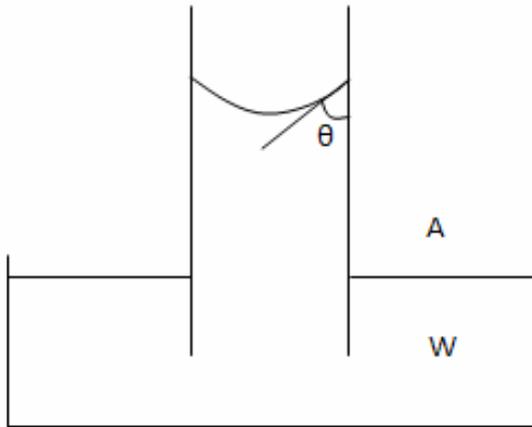


Figura 1.14 Ejemplo del ángulo de contacto entre un sólido y un líquido.

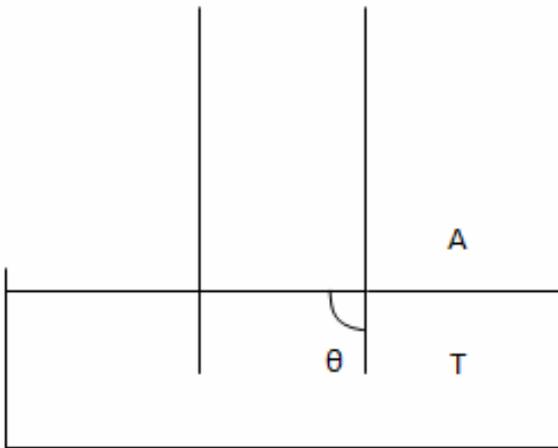
- Si $\theta < 90^\circ$ → el fluido mojante es el agua.
- Si $\theta = 90^\circ$ → ambos fluidos son mojantes.
- Si $\theta > 90^\circ$ → el fluido mojante es el aceite.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

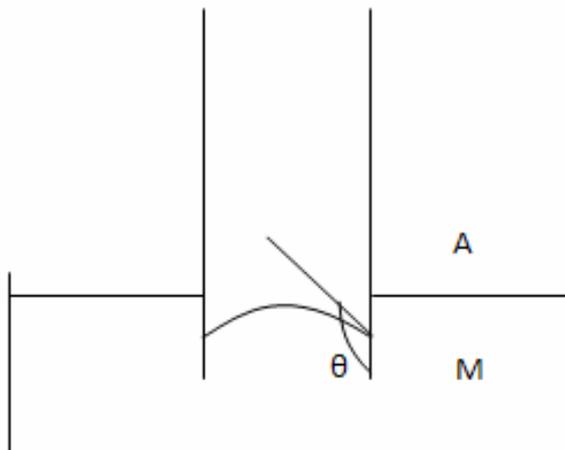
Ejemplos de grado de mojabilidad en sistemas vidrio con varios fluidos:



(Aire-agua) fluido mojante agua.



(Aire-tetrahidro naftaleno) fluido mojante ambos.



(Aire-mercurio) fluido mojante aire.

1.2.3.1 Método de laboratorio para determinar la mojabilidad (Método de Amott)

Este método combina pruebas de imbibición con pruebas de desplazamiento de fluidos.

- La muestra de roca (núcleo) debe tener S_{or} y S_w ($S_g = 0$).
- Se sumerge el núcleo en aceite (keroseno) por 20 horas y se mide el volumen de agua que sale por imbibición (V_{w1}).
- Se coloca el núcleo en una centrífuga. La probeta debe estar llena de agua. Se centrifuga y se mide el volumen de agua desplazada (V_{w2}).
- Se sumerge el núcleo en agua por 20 horas y se mide el volumen de aceite que sale por imbibición (V_{o1}).
- Se coloca el núcleo en la centrífuga. La probeta debe estar llena de agua. Se centrifuga y se mide el volumen de aceite desplazado (V_{o2}).
- Se calculan relaciones de volúmenes.

La roca es mojada por agua sí:

$$\frac{V_{w1}}{V_{w1} + V_{w2}} = 0 \quad (1.28)$$

y

$$\frac{V_{o1}}{V_{o1} + V_{o2}} > 0 \quad (1.29)$$

La roca es mojada por aceite sí:

$$\frac{V_{w1}}{V_{w1} + V_{w2}} = 1 \quad (1.30)$$

y

$$\frac{V_{o1}}{V_{o1} + V_{o2}} = 0 \quad (1.31)$$

En el sistema roca-fluidos de un yacimiento, el sólido puede ser denominado, de acuerdo a su afinidad con algunos de los fluidos, como:

- Hidrofílico u oleofóbico, si es preferentemente mojado por agua o por lo tanto rechaza al aceite.
- Oleofílico o hidrofóbico, si es preferentemente mojado por aceite y por lo tanto rechaza al agua.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

1.2.3.2 Tipos de mojabilidad de un yacimiento

- Neutral. La roca no tiene preferencia por alguno de los fluidos saturantes.
- Homogénea. La roca tiene afinidad o preferencia, uniformemente en todo el yacimiento por alguno de los fluidos saturantes.
- Fraccional o heterogénea. No existe mojabilidad homogénea en el yacimiento o sea existen áreas mojadas por agua y áreas mojadas por aceite.
- Mezclada. Tipo especial de mojabilidad fraccional y se tiene cuando las superficies mojadas por petróleo corresponden a los poros más grandes y las superficies mojadas por agua corresponden a los poros más pequeños.

1.2.3.3 Aplicaciones principales

- Determinar la distribución de fluidos dentro del espacio poroso.
- Determinar características de flujo de fluidos y de corriente eléctrica dentro del espacio poroso.

1.2.3.4 Propiedades de flujo de fluidos en un medio poroso que indican la preferencia en mojabilidad

Tabla 1.1 Propiedades de flujo de fluidos en un medio poroso que indican la preferencia en mojabilidad.

Propiedad	Mojado por agua	Mojado por aceite
	Generalmente	Generalmente
Swi	mayor a 20-25 %	menor a 15%
Saturación de agua a la que K _{rw} =K _{ro}	Mayor a 50%	Menor a 50%
K _{rw} a la máxima satu- ración de agua	Genralmente menor a 0.3	Mayor de 0.5 y aproximándose a 1.0

1.2.4 Presión capilar

Un yacimiento petrolero es un sistema sólido-fluidos (roca-fluidos) con espacios porosos capilares. Los contactos entre el sólido y los fluidos y entre los fluidos, generan propiedades de superficie, como la tensión de adhesión, la tensión interfacial y la mojabilidad. Si los fluidos están contenidos en espacios capilares se presenta, además, el fenómeno de capilaridad.

Si dos fluidos no miscibles entre sí saturan un medio poroso capilar, por ejemplo, una roca sedimentaria saturada con agua y aceite, se genera entre ellos una interface curva. Normalmente, sólo uno de los fluidos moja la superficie de los granos y el otro (el no mojante) está contenido dentro del mojante, ya sea como fase continua, más o menos continua o como fase discontinua (gotas).

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

La presión que existe en la fase no mojante, inmediata a la interface. A esta presión diferencial se le conoce como presión capilar (P_c).

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m} \quad (1.32)$$

Donde:

P_c es la presión capilar.

$P_{f_{nm}}$ es la presión del fluido no mojante.

P_{f_m} es la presión del fluido mojante.

En los yacimientos petroleros, generalmente el fluido mojante es el agua, por lo que la P_c para un yacimiento de aceite bajosaturado es:

$$P_{c_{o/w}} = P_o - P_w \quad (1.33)$$

Y para un yacimiento de gas:

$$P_{c_{g/w}} = P_g - P_w \quad (1.34)$$

Dónde los subíndices g, o y w indican gas, aceite y agua, respectivamente.

1.2.4.1 Formas de medir la Presión Capilar en el laboratorio

En el laboratorio se utilizan tres sistemas sólido-fluidos para determinar el comportamiento capilar de un medio poroso.

Tabla 1.2 Comportamiento capilar en un medio poroso.

Sistema	Fluido mojante	Fluido no mojante
Roca-agua-aire	agua	aire
Roca-agua-aceite	agua	aciete
Roca-Hg-aire	aire	Hg

Son tres los procedimientos que más se utilizan en el laboratorio para obtener la presión capilar en muestras pequeñas.

- Desplazamiento del fluido mojante en un equipo con membrana semipermeable.
- Desaturación del núcleo por medio de centrífuga.
- Saturación de la muestra con mercurio.

En forma breve se explican a continuación estos procedimientos.

1.2.4.1.1 Desplazamiento del fluido mojante en un equipo con membrana semipermeable. Sistema agua-aire.

A una muestra limpia y seca se le mide la porosidad, se satura 100% con agua (fluido mojante). Se introduce en un equipo de desaturación por medio de aire, que contiene en la base una membrana semipermeable, saturada 100% con la misma agua que satura la muestra, y una salida para drenar fluidos. Se incrementa la presión del aire (fluido no mojante) por etapas y para cada una de ellas se determina la saturación de agua en la muestra, con base en el volumen de agua que sale de la misma para la presión aplicada y el volumen inicial de agua en la muestra. Con los valores de saturación de agua y las correspondientes presiones que, de acuerdo con el método, son las presiones capilares, se prepara una gráfica de comportamiento capilar (curva de presión capilar) en papel de escala normal.

La prueba se suspende cuando ya no se desplaza agua de la muestra a pesar de que se incrementa la presión, lo cual se manifiesta en la gráfica cuando la curva de presión capilar se hace asintótica.

1.2.4.1.2 Desaturación del núcleo por medio de centrifuga.

A una muestra limpia y seca se le mide la porosidad, se satura 100% con agua (fluido mojante). La muestra saturada se mete en una probeta graduada de diseño especial y se coloca en la centrifuga. Se somete a varios niveles de velocidad angular, o sea a varios niveles de revoluciones por minuto, que van incrementándose a tiempos constantes para desaturar la muestra. Para cada etapa de desaturación se determina la saturación de agua que tiene la muestra, con base en el volumen de tal fluido recuperado en la probeta y el volumen inicial de agua en la muestra.

La presión capilar se obtiene con la siguiente ecuación:

$$P_c = C\Delta\rho\omega^2(r_1^2 - r_2^2) \quad (1.35)$$

Donde:

P_c es la Presión Capilar.

C es la constante de la centrifuga.

$\Delta\rho$ es la diferencia de densidades.

ω es la velocidad rotacional de la centrifuga.

R_1 es el radio exterior de rotación.

R_2 es el radio interno de rotación.

Con los datos de presión capilar y de saturación correspondiente se prepara una curva de presión capilar en papel normal.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

1.2.4.1.3 Saturación de la muestra con Hg.

A una muestra limpia y seca se le mide la porosidad, posteriormente se coloca la muestra en un equipo de alta presión para inyección de mercurio, previamente calibrado. Después de hacer vacío a los poros de la muestra se inyecta mercurio (fluido no mojante) en ellos, incrementando los niveles de presión por etapas. Para cada nivel de presión se determina la saturación de fluido mojante (vacío o aire a baja presión) en la muestra, a partir de los volúmenes de mercurio inyectados en cada etapa, corrigiendo por deformación del equipo, y tomando en cuenta el volumen de poros de la muestra.

Con los valores de presión que, de acuerdo con el método, son las presiones capilares y las saturaciones del fluido mojante calculadas, se prepara la curva de presión capilar en papel de escala normal.

1.2.4.1.4.1 Aplicaciones principales.

- Definir la distribución vertical de fluidos en el yacimiento.
- Determinar la profundidad del contacto agua-hidrocarburos en un yacimiento.
- Estimar saturaciones irreductibles de la fase mojante.
- Estimar presiones de desplazamiento.
- Obtener la variedad de tamaño de granos y de poros (gargantas) de una roca.
- Estimar permeabilidades relativas.
- Determinar otros parámetros de caracterización.

En la Figura 1.15 se muestra un ejemplo de aplicación de la variación de tamaño de grano o de poro que dependen de la saturación del fluido y de la presión capilar.

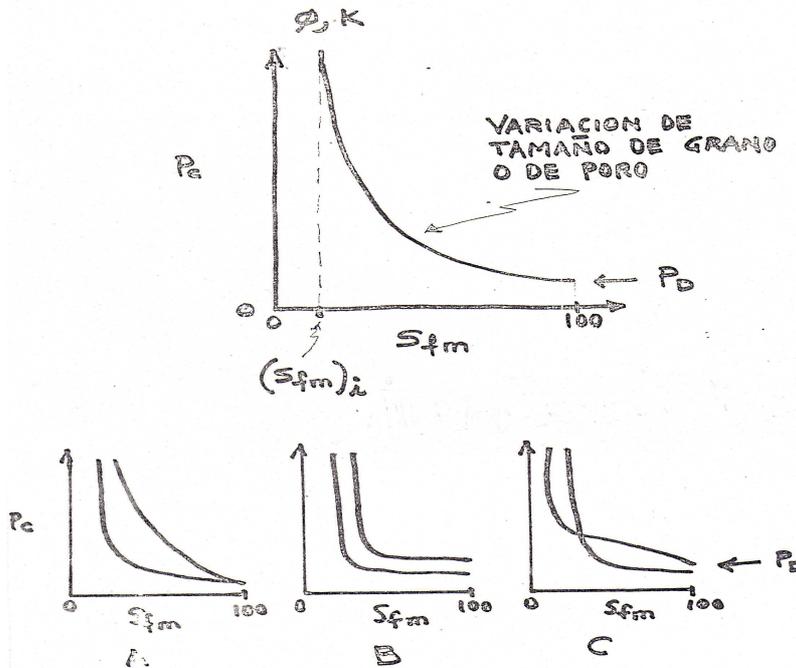


Figura 1.15 Variación de tamaño de grano o de poro.

1.2.4.2 Ecuaciones básicas de presión capilar

$$P_c = P_{f_{mm}} - P_{f_m} \quad (1.36)$$

Para el sistema sólido-aceite-agua

$$P_c = P_o - P_w \quad (1.37)$$

$$P_c = \Delta\rho gh \quad (1.38)$$

Para el sistema sólido-aceite-agua

$$P_c = (\rho_w - \rho_o)gh \quad (1.39)$$

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (1.40)$$

Para el sistema sólido-aceite-agua

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \quad (1.41)$$

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1.42)$$

Para el sistema sólido-aceite-agua

$$P_c = \sigma_{ow} \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1.43)$$

En la Figura 1.16 se aprecia la ecuación para obtener altura sobre el contacto hidrocarburos-agua ($h_{s/c}$) para una Φ y una K .

$$(h_{s/c})_y = \frac{10(P_{cHg-g})_L (\sigma_{ow})_y}{(\rho_w - \rho_o)_y f(S_{gw})_L} \quad (1.44)$$

$h_{s/c}$ (m) a condiciones de yacimiento

P_c (kg/cm²) a condiciones de laboratorio

σ (dinas/cm) a condiciones de yacimiento

ρ_w, ρ_o (g/cm³) a condiciones de yacimiento

f (adimensional)

$$f = \frac{(P_{cHg-g})_L}{(P_{cg-w})_L} \quad (1.45)$$

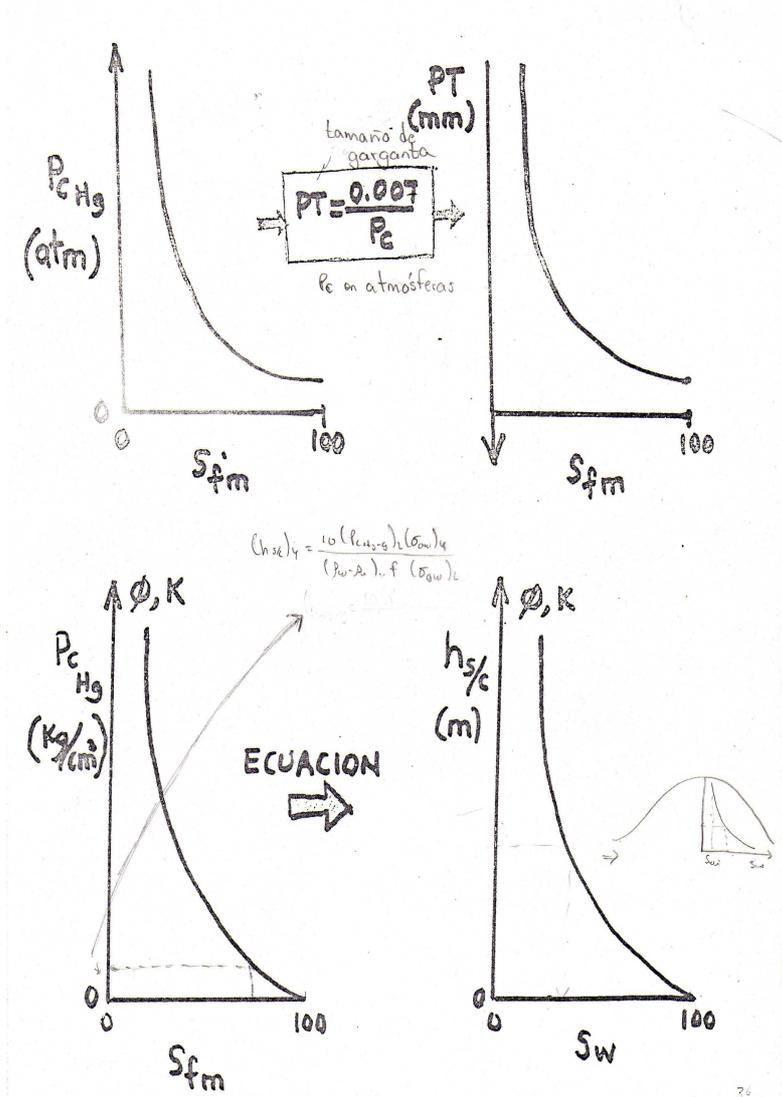


Figura 1.16 Gráficas para determinar la altura sobre el contacto agua-aceite.

1.2.5 Compresibilidad

Cambio que experimenta un volumen unitario de un material con respecto a la variación unitaria de la presión, a temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T \tag{1.46}$$

Donde:
 C (kg/cm^2)⁻¹, (lb/pg^2)⁻¹ ó (atm)⁻¹
 V es volumen

$\left(\frac{dV}{dP} \right)_T$ es la variación del volumen respecto al cambio de presión a temperatura constante.

1.2.5.1 Tipos de compresibilidad

En los estudios de caracterización se considera:
Compresibilidad de la roca, de los poros y de los sólidos.

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{dV_r}{dP} \right)_T \quad (1.47)$$

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dP} \right)_T \quad (1.48)$$

$$C_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_s}{dP} \right)_T \quad (1.49)$$

1.2.5.2 Obtención

En el laboratorio se reproduce lo que sucede en el yacimiento al explotarlo.

A una muestra de roca, convenientemente se prepara de acuerdo a lo que se desea medir: C_r , C_p o C_s , se le somete a incrementos de presión, en un equipo de alta presión, hasta alcanzar la presión de sobrecarga (P_{ob}) a temperatura constante (T_a o T_y). Para cada variación de presión se mide la variación del volumen de roca, de poros o de sólidos, según sea el caso. Con esta información se obtiene:

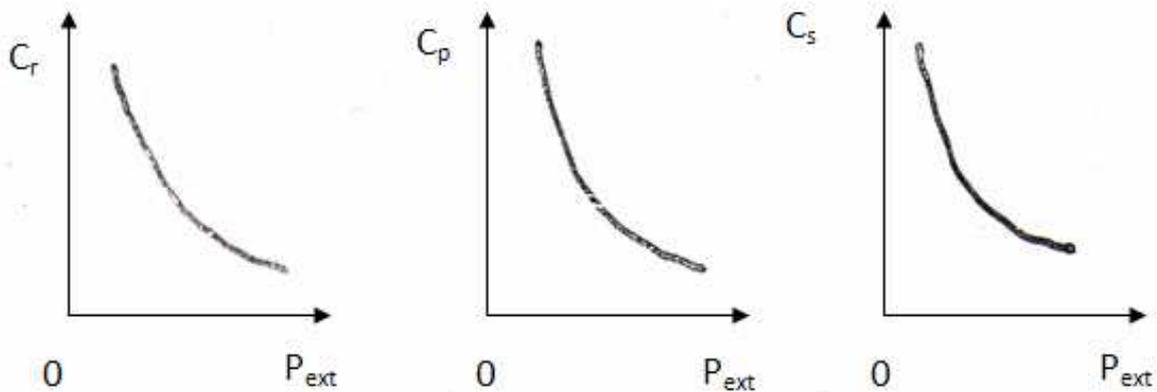


Figura 1.17 Gráficas que muestran las curvas para cada tipo de compresibilidad.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

1.2.5.3 Aplicaciones principales

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

1.3 Textura de las rocas sedimentarias clásticas

En el concepto de textura se incluye a un conjunto de propiedades que describen las características de los clastos que conforman a las rocas sedimentarias.

Esas propiedades son:

- * Selección
- * Forma de los clastos
- * Disposición
 - Fábrica (estudio de la orientación espacial de los clastos)
 - Empacamiento (estudio de los contactos entre los clastos)

En relación con las anteriores se encuentran: la Porosidad y la Permeabilidad.

La propiedad textural más importante de las rocas clásticas es el tamaño (ver capítulo 5 y 6).

- Porque sirve para caracterizar a los sedimentos.
- Porque se emplea para clasificar a los sedimentos y clastos.
- Porque es útil en la interpretación de los procesos de acumulación.

1.3.1 Tamaño de un clasto

Si los clastos fueran esferas, el tamaño podría definirse por su diámetro. No obstante, los clastos pueden definirse como elipsoides, definidos por tres ejes ortogonales (A, B, C). Para determinar su tamaño se emplea el diámetro nominal (diámetro de la esfera que tiene su mismo volumen):

$$\frac{\pi}{6D^3} = \frac{\pi}{6ABC} \quad (1.50)$$

donde

$$D^3 = A*B*C$$

$$D = \sqrt[3]{ABC}, \text{ que es definido como el tamaño medio geométrico.}$$

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Del mismo modo puede considerarse el tamaño medio aritmético:

$$\frac{(A+B+C)}{3}$$

La variación del tamaño de grano con la distancia de transporte se produce por:

- Selección hidráulica (transporte selectivo).
- Procesos de desgaste (abrasión) y ruptura de los clastos.

1.3.1.1 Escalas granulométricas

Para hablar de medición de tamaños de partículas primero debemos ponernos de acuerdo sobre qué escala se utilizará para medir esas partículas. La distribución de la frecuencia granulométrica es continua. Para efectuar su estudio y expresarlo estadísticamente, para que pueda ser comparado con otras distribuciones, se las agrupa en clases o grados granulométricos, empleando una escala.

Las escalas granulométricas son subdivisiones arbitrarias de una sucesión continua de tamaños de grano. Esta subdivisión se hace por dos razones:

- 1) Estandarizar la terminología sedimentológica.
- 2) Simplificar los análisis estadísticos de los sedimentos.

Para que la escala granulométrica sea útil en estadística, debe ser una escala regular, cuyos términos mantengan una relación simple entre sí. Una relación lineal primaria sería inapropiada, ya que si por ejemplo, tomáramos el milímetro como unidad, la arcilla, el limo y casi toda la arena deberían colocarse en una clase y solo la arena gruesa y la grava serían subdivisibles. En cambio una escala geométrica es la más apropiada, pues da origen a unidades más pequeñas para las partículas menores y grandes para las mayores. Al graficar, sobre una escala logarítmica, todos los intervalos geométricos quedan igualmente espaciados.

La Figura 1.18 muestra la escala granulométrica más usada en la actualidad que es la de Udden, modificada por Wentworth (1922) y por el Comité Lane (1947) y llamada UDDEN-WENTWORTH. Esta toma el milímetro como punto de partida y establece subdivisiones utilizando la razón 2 ó 0.5 (la primera en sentido creciente y la segunda en sentido decreciente), así los límites de clases en esta escala son:

..., 16 mm, 8 mm, 4 mm, 2 mm, 1 mm, 0.5 mm, 0.25 mm, 0.125mm, 0.0625mm, etc.

Cuando se trabaja con sedimentos bien seleccionados se hace necesario introducir un mayor número de grados en cada intervalo, por lo tanto se subdivide cada clase en 2 ó 4 subclases. Al hacerlo aparecen números irracionales pues la subdivisión debe ser geométrica y no aritmética.

Para evitar usar números irracionales, Krumbein ideó la ESCALA PHI (Φ). Esta se basa en que los límites de los intervalos de clase de la escala Udden-Wentworth son potencias de 2, y por lo tanto se pueden expresar como logaritmos enteros en base 2. Al dividir cada intervalo en otros 2 ó 4, los nuevos límites se expresan en la escala phi como números decimales. Para evitar trabajar con números negativos al tratar las partículas más finas (menores de 1 mm), se toma el logaritmo negativo en base 2:

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

PHI = $-\log_2$ (diámetro en mm), quedando la siguiente correlación:

ESCALA PHI: -3 -2 -1 0 1 2 3 4
 ESCALA en MM: 8 4 2 1 1/2 1/4 1/8 1/16

	U. Wentwort (mm)	2 (mm)	4 (mm)	phi	tamiz	
G R A V A	Bloque	1024,0000			-10,00	
		256,0000			-8,00	
	Guijarro	128,0000			-7,00	
		64,0000			-6,00	
		32,0000			-5,00	
	Guija	16,0000			-4,00	
		8,0000			-3,00	4
		4,0000	4,00000	4,00000	-2,00	5
	Sábulo o Gránulo		2,83000	3,36000	-1,75	6
			2,83000	2,83000	-1,50	7
A R E N A		2,0000	2,00000	2,00000	-1,25	8
			2,00000	2,00000	-1,00	10
			1,68000	1,68000	-0,75	12
	Muy gruesa		1,41000	1,41000	-0,50	14
			1,19000	1,19000	-0,25	16
		1,0000	1,00000	1,00000	0,00	18
			0,84000	0,84000	0,25	20
	Gruesa		0,70700	0,70700	0,50	25
			0,59500	0,59500	0,75	30
		0,5000	0,50000	0,50000	1,00	35
L I M O			0,42000	0,42000	1,25	40
	Mediana		0,35400	0,35400	1,50	45
			0,29700	0,29700	1,75	50
		0,2500	0,25000	0,25000	2,00	60
			0,21000	0,21000	2,25	70
	Fina		0,17700	0,17700	2,50	80
			0,14900	0,14900	2,75	100
		0,1250	0,12500	0,12500	3,00	120
			0,10500	0,10500	3,25	140
	Muy fina		0,08800	0,08800	3,50	170
A R C I L L A			0,07400	0,07400	3,75	200
		0,0625	0,06200	0,06200	4,00	230
		0,0625	0,06200	0,06200	4,00	230
				0,05300	4,25	
	Grueso		0,04400	0,04400	4,50	
				0,03700	4,75	
		0,0313	0,03120	0,03120	5,00	
				0,02660	5,25	
	Mediano		0,02200	0,02200	5,50	
				0,01880	5,75	
	0,0156	0,01560	0,01560	6,00		
A R C I L L A			0,01330	0,01330	6,25	
	Fino		0,01100	0,01100	6,50	
				0,00940	6,75	
		0,0078	0,00780	0,00780	7,00	
				0,00660	7,25	
	Muy fino		0,00550	0,00550	7,50	
				0,00470	7,75	
		0,0039	0,00390	0,00390	8,00	
				0,00330	8,25	
			0,00276	0,00276	8,50	
A R C I L L A				0,00232	8,75	
		0,0020	0,00195	0,00195	9,00	
				0,00164	9,25	
			0,00138	0,00138	9,50	
				0,00116	9,75	
		0,0010	0,00098	0,00098	10,00	
			0,00082	10,25		
		0,00069	0,00069	10,50		

Figura 1.18 Escala Udden-Wentworth.

1.3.2 Forma de los clastos

La *forma* de los granos se refiere a la configuración burda de las partículas y refleja variaciones en sus proporciones (longitudes de ejes mayores). Los estudios sobre la forma de los clastos implican la determinación de diversas propiedades tales como: Geometricidad y ecuantidad, Esfericidad, Platitud, Redondez, etc.

El estudio tridimensional de los granos se realiza definiendo tres ejes: El diámetro mayor (a), el diámetro intermedio (b) y el menor (c) que pueden ser perpendiculares entre sí y que pueden o no cortarse en un punto (a = largo, b = ancho y c = espesor). En la Figura 1.19 se aprecia la representación de los ejes a, b y c.

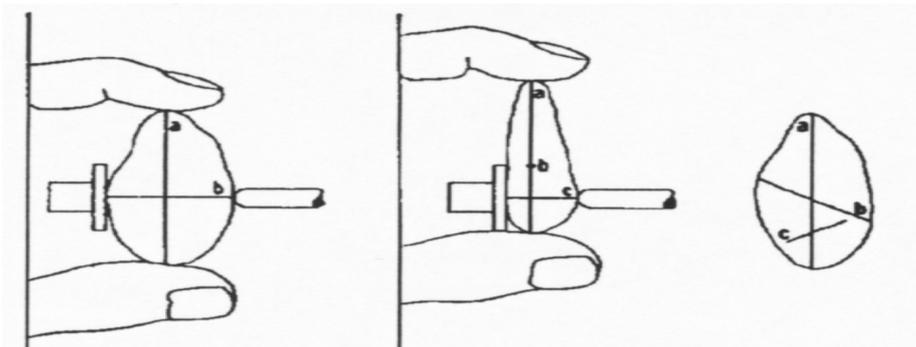


Figura 1.19 Representación de los tres ejes de un grano para su estudio. Tomado de Krumbein, (1941).

1.3.2.1 Geometricidad

La geometricidad mide el grado de semejanza que presentan los clastos con respecto a cuerpos geométricos patrones.

La geometricidad se define con el diagrama de Zingg (1935), sobre la base de los cocientes axiales B/A y C/B . Recordar que A, B y C son los ejes ortogonales mayor, intermedio y menor de un clasto.

En el diagrama de Zingg se reconocen cuatro geometricidades básicas:

- Ecuante** (B/A y C/B mayores a 0,67)
- Prolada** (B/A menor a 0,67 y C/B mayor a 0,67)
- Oblada** (B/A mayor a 0,67 y C/B menor a 0,67)
- Laminar** (B/A y C/B menores a 0,67)

En la Figura 1.20 representa otra forma para definir la geometricidad a través del Diagrama de Sneed & Folk (1958).

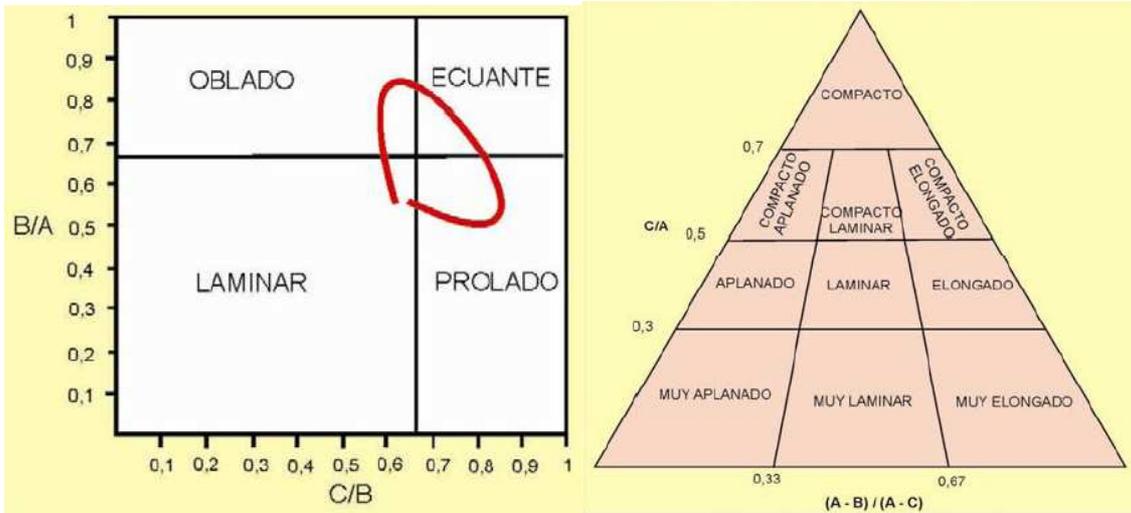


Figura 1.20 Se muestra del lado izquierdo el diagrama de Zingg y del derecho el diagrama de Sneed y Folk.

1.3.2.2 Esfericidad

La esfericidad de un clasto es una medida del grado de aproximación a la forma esférica (relación entre cada uno de los diámetros (longitud, anchura, espesor) de una partícula; específicamente el grado en que la forma de una partícula sedimentaria se acerca al de una esfera " (Bates y Jackson, 1980)).

La esfericidad podría considerarse como el grado de igualdad de los tres ejes de un grano (Largo= L, Intermedio= I y Corto= S) donde en una esfera perfecta son iguales.

Los siguientes términos se pueden utilizar en el campo como nombres descriptivos:

Aplanado (Bladed):	$L > I > S$	Como una hoja de cuchillo.
Rodillo (Roller):	$L > (I=S)$	Como un perno o tornillo.
Discoidal (Discoidal):	$(L=I) > S$	Como un CD.
Esférico (Spherical) :	$L=I=S$	Como una pelota

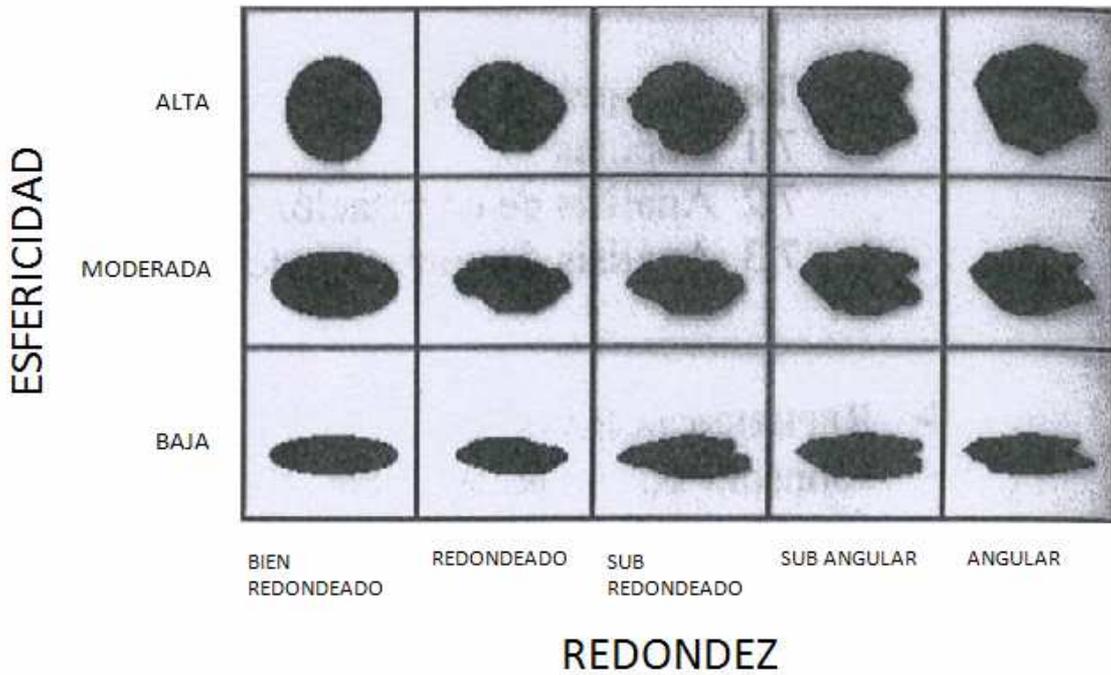


Figura 1.21 Representación de la relación entre esfericidad y redondez (ver página 36) de partículas sedimentarias.

Waddell (1933) definió a la esfericidad operativa como la relación que surge entre el volumen de un clasto y el de la esfera que lo circunscribe.

$$\phi_0 = \sqrt[3]{\frac{\text{volumen_del_clasto}}{\text{volumen_de_la_esfera}}} \quad (1.51)$$

$$\phi_0 = \sqrt[3]{\frac{\text{volumen_del_elipsoide}}{\text{volumen_de_la_esfera}}} \quad (1.52)$$

$$\phi_0 = \sqrt[3]{\frac{\left(\frac{\pi}{6}\right)ABC}{\left(\frac{\pi}{6}\right)A^3}} \quad (1.53)$$

$$\phi_0 = \sqrt[3]{\frac{BC}{A^2}} \quad (1.54)$$

que puede expresarse como

$$\phi_0 = \sqrt[3]{\frac{BC}{A^2}} \leq 1 \quad (1.55)$$

1.3.2.2 Otras propiedades morfométricas

-Índice de aplastamiento (Wentworth, 1922) o platidad (Teruggi et al., 1971). En realidad esta propiedad no mide el aplastamiento sino que es una inversa de la esfericidad (Spalletti & Lluch, 1972):

$$P = \frac{(A+B)}{2C} \quad (1.56)$$

Varía entre 1 (mínima platidad o máxima esfericidad) e ∞ (máxima platidad o mínima esfericidad).

-Portancia (Rosfelder, 1960):

$$W = \sqrt[3]{\frac{AB}{C^2}} \quad (1.57)$$

Con igual rango de variación que la platidad.

1.3.2.3 Controles sobre la forma de los clastos

Dureza: los clastos blandos (por ejemplo carbonatados) experimentan cambios más rápidos de forma que los duros (por ejemplo granito, cuarcita).

Procesos de transporte: los clastos cambian de forma por desgaste, astillado, aplastamiento y ruptura debido a procesos de colisión mutua y a interacción con el sustrato. Un agente efectivo para los cambios de forma es al que permite la colisión entre los clastos. Esos agentes son típicamente newtonianos (aire, agua). El transporte fraccional es mucho más efectivo en producir estos cambios de forma.

Tamaño de grano: los cambios de forma son más efectivos en los clastos de mayor tamaño. Posiblemente esto está también relacionado con los mecanismos de transporte, ya que los individuos más gruesos son más susceptibles al transporte por tracción.

1.3.2.4 La forma de los clastos y el proceso de transporte selectivo

Existe una relación directa entre la forma de los clastos y los mecanismos de transporte. El fundamento es que la forma de los individuos puede tardar o acelerar la velocidad de caída o influir sobre la efectividad de los desplazamientos sobre el sustrato.

Así, el proceso de transporte por tracción es más efectivo en individuos con geometrías ecuanteras y proladas, mientras que el de suspensión lo hace sobre clastos oblados y laminares.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Por tanto, la medida sobre la efectividad del transporte selectivo se hace sobre parámetros que discriminan entre las mencionadas geométricidades (Spalletti, 1976, 1985):

- La relación C/B.
- La relación de geométricidad:

$$G = \frac{(\% \text{ecuantes} + \% \text{prolados})}{(\% \text{oblados} + \% \text{laminares})} \quad (1.58)$$

El incremento en el valor de ambos parámetros es indicativo de un proceso de transporte selectivo por tracción. A la inversa, su decrecimiento es una evidencia de transporte selectivo por suspensión.

Un ejemplo de un ambiente litoral gravoso con dominio de olas se aprecia en la Figura 1.22.

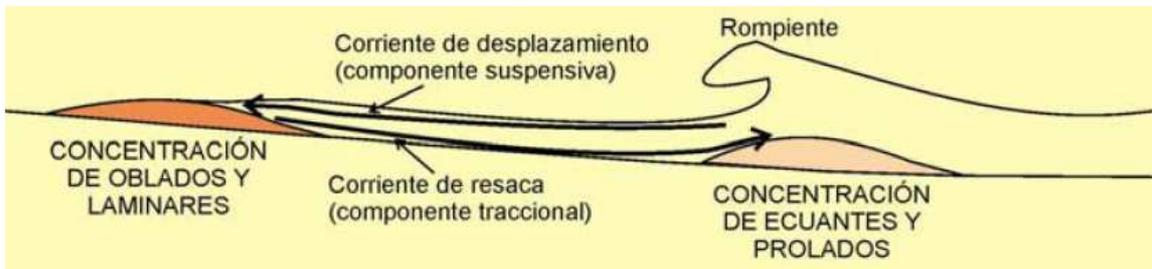


Figura 1.22 Ambiente litoral gravoso con dominio de olas.

1.3.2.5 Redondez (ρ)

Se define como el grado de curvatura que presentan las aristas y los vértices de un clasto.

El método tradicional para la determinación de la redondez fue establecido por Waddell (1932). Se efectúa sobre la máxima proyección del clasto (plano que contiene a los ejes A y B). La redondez se define como:

$$\rho = \frac{\left(\sum \left(\frac{r_i}{n_i} \right) \right)}{R} \leq 1 \quad (1.59)$$

Donde:

r_i son los radios menores

n_i son el número de radios menores

R es el radio máximo

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

O sea el valor promedio de los radios menores con respecto al radio del máximo círculo inscrito como se observa en la Figura 1.23.

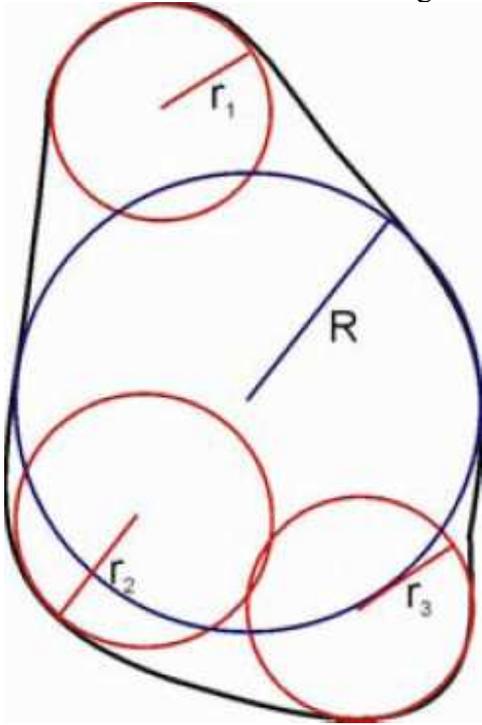


Figura 1.23 Radios menores con respecto al radio del máximo círculo inscrito.

A continuación se presenta una tabla comparativa de varias medidas cuantitativas de redondez, tomado de Zarauza *et al.* (1977). Donde se pueden apreciar las formulas propuestas para obtener la redondez de los clastos y la configuración de la toma de radios y diámetros.

Tabla 1.3 Comparativa de varias medidas cuantitativas de redondez.

Wadell (1933)	Wentworth (1933)	Cailleux (1947)
$R = \frac{\sum (r/R)}{N}$ <p>r = radio de curvatura de esquinas. R = radio del mayor círculo inscrito. N = nº de esquinas, incluyendo r = 0.</p>	$R = \frac{r_1}{1/4 (A + B)}$ <p>A = diámetro mayor. B = diámetro mayor perpendicular al A. r₁ = radio de curvatura más pequeño.</p>	$R = \frac{2 r_1}{A}$ <p>r₁ = radio de curvatura más pequeño. A = diámetro mayor.</p>

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

En seguida, en la Figura 1.24, se presentan los índices de redondez de Wadell (1933) que describía a la redondez como el cociente del radio medio de curvatura de varios bordes o esquinas de la partícula al radio de curvatura de la esfera inscrita máxima.

CLASE	Wadell-Pettijohn (1948)	
	Grados	Punto central
Muy anguloso	—	—
Anguloso	0,0 -0,15	0,125
Subanguloso	0,15-0,25	0,200
Subredondeado	0,25-0,40	0,315
Redondeado	0,40-0,60	0,500
Bien redondeado	0,60-1,00	0,800

Figura 1.24 Índices de redondez de Wadell (1933).

Terminología:

Bien-redondeado: las caras, los bordes, y las esquinas originales han sido destruidos por la abrasión y cuya superficie entera consiste en amplias curvas sin ningunas áreas planas. Valor de la redondez entre 0.60 y 1.00. (Pettijohn, 1957, P. 59).

Redondeado: Redondo o curvado en forma; los bordes y las esquinas originales se han alisado a curvas algo amplias y cuyas caras originales son quitadas casi totalmente por la abrasión. Algunas áreas planas pueden permanecer. Valor de la redondez entre 0.40 y 0.60.

Subredondeado: Parcialmente redondeada, muestra considerable pero no abrasión completa, forma original evidente pero los bordes y las esquinas están redondeadas a curvas lisas. Área reducida de caras originales. Valor de la redondez entre 0.25 y 0.40.

Subangular: Algo angular, libre de los bordes agudos pero no suavemente redondeados, muestra signos de la abrasión leve pero conservando la forma original. Caras sin tocar, mientras que los bordes y las esquinas están redondeados hasta cierto punto. Valor de la redondez entre 0.15 y 0.25.

Angular: Bordes y esquinas agudos, poco o nada de evidencia de la abrasión. Valores de redondez entre 0.0 y 0.15.

Muy angular: Powers (1953) utilizó esto como clase similar a la de *angular* de Pettijohn (1957) y con un valor de la redondez de 0.10 a 0.17. Sugerida para reservar este término para esas pocas partículas cuyos bordes y esquinas son tan agudos que podrían cortar.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Otro método para la determinación de la redondez es mediante la comparación visual con cartillas preestablecidas. Algunas escalas son las siguientes:

1.3.2.5.1 Escala de Krumbein

En la Figura 1.25 se muestra la Escala de Krumbein (1982) usualmente empleada para determinar la redondez en clastos psefíticos (mayor a 0.002mm).

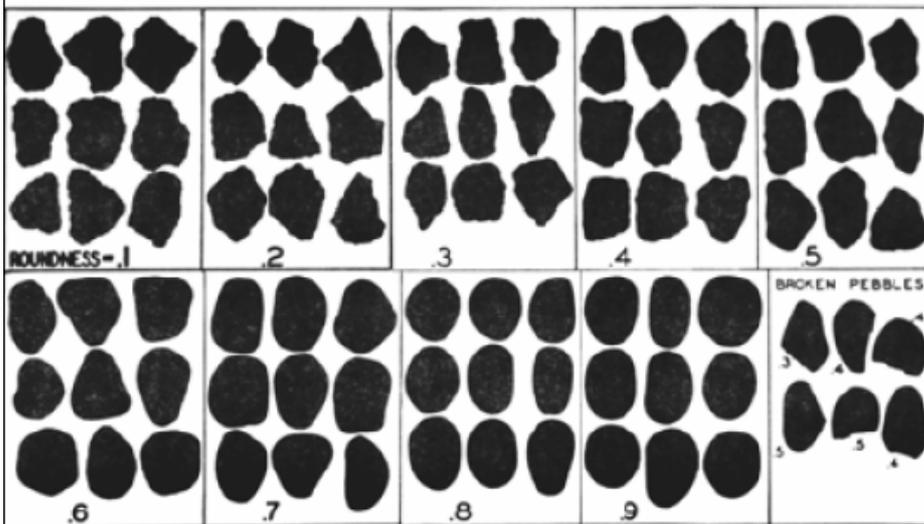


Figura 1.25 Escala de Krumbein.

1.3.2.5.2 Escala de Powers

Escala de Powers (1982) es representado por la Figura 1.26 usualmente empleada para determinar la redondez de arenas.

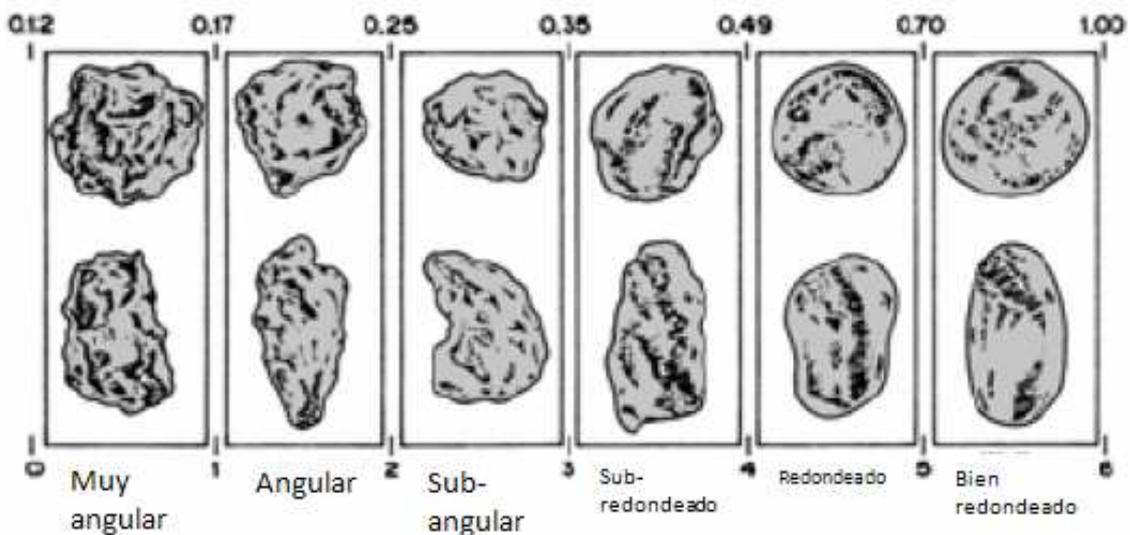


Figura 1.26 Escala de Powers.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Tabla 1.4 Escala de redondez Powers (1953).

Intervalo de redondez	Valor medio del intervalo	Calificación
0.12-0.17	0.14	Muy anguloso
0.17-0.25	0.21	Anguloso
0.25-0.35	0.30	Subanguloso
0.35-0.49	0.41	Subredondeado
0.49-0.70	0.59	Redondeado
0.70-1.00	0.84	Muy redondeado

1.3.2.5.3 Sedimentología de la redondez

La fragmentación de las rocas por meteorización puede proveer clastos muy angulosos, pero también clastos redondeados (por ejemplo por escamación esferoidal).

La abrasión y desgaste de los clastos producen variaciones (incrementos) importantes en la redondez, aunque los efectos de ruptura pueden producir su decrecimiento.

Por tanto, la redondez se adquiere durante el transporte en agentes en los que el proceso de abrasión es efectivo (agua y aire).

Los depósitos producidos por flujos viscosos pueden tener clastos redondeados heredados de depósitos previamente formados por agentes newtonianos.

Los clastos más susceptibles al incremento de redondez son los de materiales blandos (por ejemplo carbonatos) y los de mayor granulometría.

En un agente de transporte lineal (por ejemplo fluvial) la redondez aumenta con la distancia. Este incremento es inicialmente muy elevado, pero luego tiende a estabilizarse alrededor de una cifra límite (alrededor de 0.8).

1.3.2.6 Tratamiento estadístico de las propiedades morfométricas

Al igual que sucede con la granulometría, las propiedades morfométricas deben determinarse en un número estadísticamente representativo de clastos. La cantidad de determinaciones varía entre 200 y 500 por cada una de las muestras de sedimentos.

Obviamente, este cúmulo de valores de esfericidad, platitud, geometricidad, redondez, etc., debe ser procesado de acuerdo con métodos estadísticos a los efectos de obtener valores medios y nociones sobre la dispersión de las cifras correspondientes a cada propiedad.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

1.3.2.6.1 El índice de madurez textural

La madurez textural de una roca sedimentaria se obtiene mediante la combinación entre la selección granulométrica y la redondez de los clastos.

madurez textural			
Inmaduro	submaduro	maduro	super maduro
abundante matriz	matriz escasa o ausente		
clastos poco seleccionados		clastos bien seleccionados	
clastos angulosos a subredondeados			clastos redondeados
baja	discreta	alta	muy alta
disipación total de la energía			

1.3.2.7 La disposición de los clastos

Entre las propiedades texturales que conforman la disposición se reconocen:

La fábrica: estudio de la orientación de los individuos en el espacio.

El empaque: estudio de los contactos entre los individuos.

1.3.2.7.1 Fábrica depositacional o clástica

La fábrica, es decir la orientación o falta de orientación de los clastos en el espacio, se produce durante la acumulación.

No obstante, procesos posteriores pueden producir modificaciones. Entre esos procesos, los de mayor importancia son:

- Bioturbación.
- Compactación.
- Deformación estructural.

1.3.2.7.1.1 Determinación de la fábrica depositacional o clástica

La determinación de la fábrica se hace a partir de la orientación espacial de ejes de los individuos.

En materiales psefíticos, los ejes pueden ser A, B o C, pero lo más común es que la fábrica se establezca a partir de los ejes A o B.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

En materiales de menor granulometría se estudia la orientación de clastos cristalinos, para lo cual se emplean ejes cristalográficos u ópticos.

Para reconocer la orientación en un clasto se requiere de dos medidas: el azimut y el ángulo de inclinación del eje.

El estudio de la fábrica es estadístico y se hace sobre la base de la determinación de 100 a 200 mediciones de la orientación (azimut e inclinación) de los clastos por cada muestra sedimentaria.

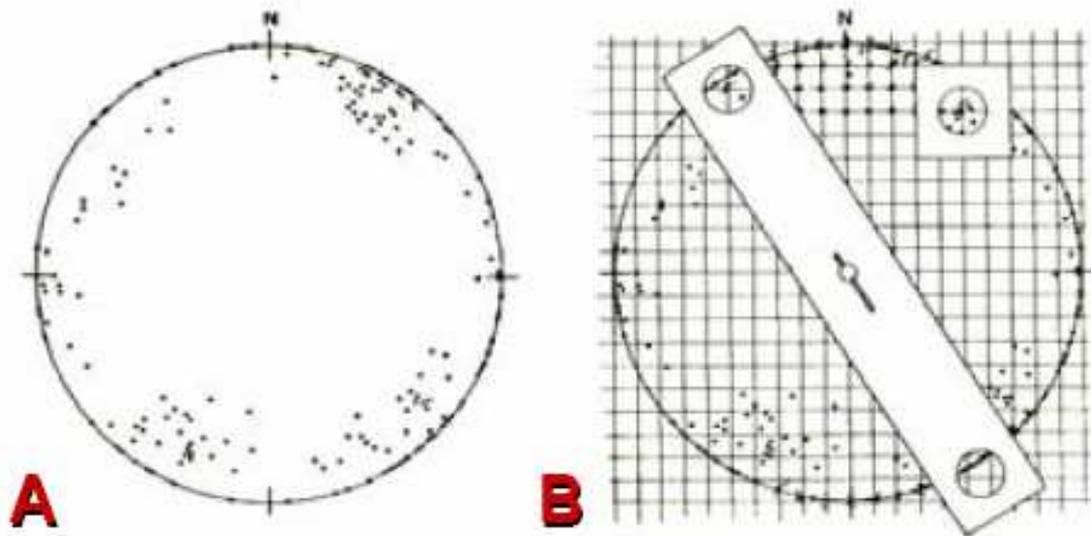
Los datos de orientación se representan estereográficamente en la red de Schmidt.

Cada uno de los datos queda representado por un punto (polo).

En la Figura 1.27A se muestra que la representación del conjunto de datos constituye un diagrama de puntos.

La Figura 1.27B muestra que a partir del diagrama de puntos, se efectúan los recuentos que permiten establecer las frecuencias o densidad de puntos representados en la red.

Se trazan así curvas de igual frecuencia con las que se obtiene un diagrama petrofábrico representado en la Figura 1.27C.



Figuras 1.27A y 1.27B

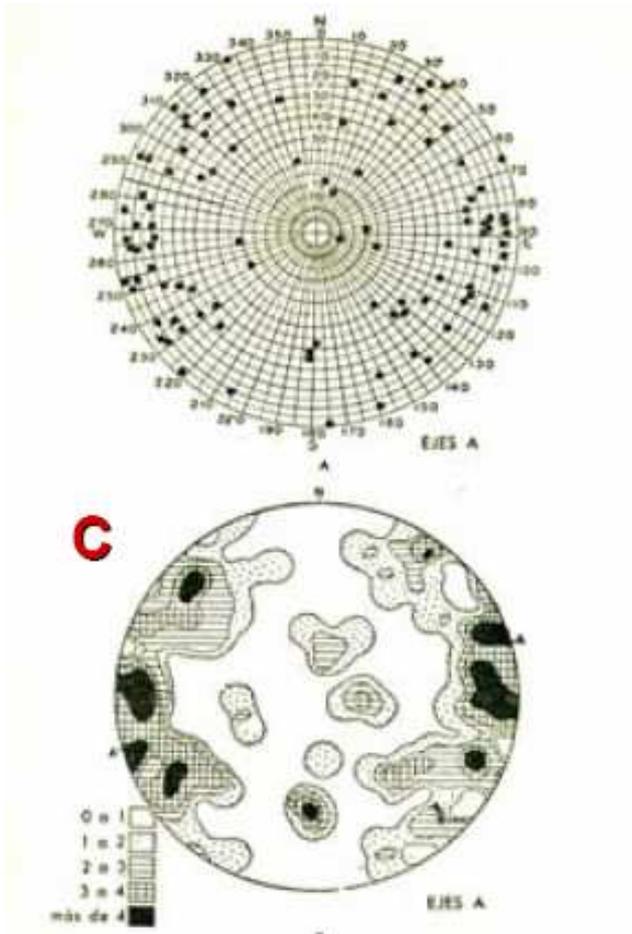


Figura 1.27C A partir de este tipo de diagramas se observa si alguna muestra presenta orientación o falta de orientación de los clastos a partir de la frecuencia en que ocurren.

1.3.2.7.1.2 Tipos de fábrica

La fábrica puede ser isótropa o anisótropa.

Es isótropa cuando no se puede definir una orientación preferencial (por ejemplo clastos muy esféricos o ecuanter) o cuando la orientación es aleatoria o al azar (no existe una orientación preferencial).

La fábrica es anisótropa cuando se verifica la existencia de orientación preferencial de los clastos.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Como se aprecia en la Figura 1.28 los diagramas pueden tener diferentes tipos de configuración.

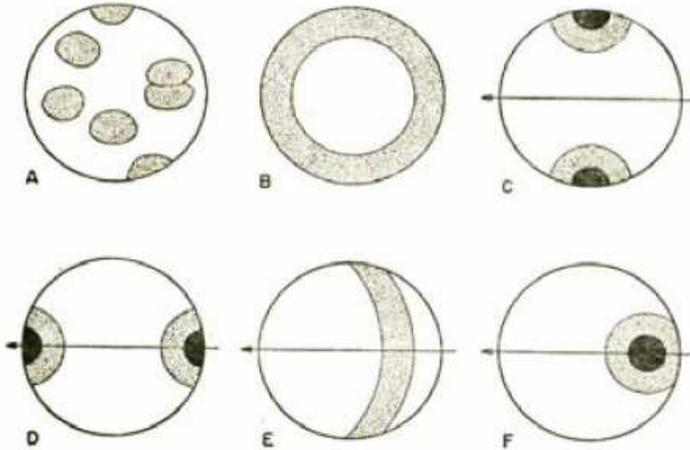


Figura 1.28 A: Isótropo o indiferente. B: Faja en el plano de clasificación. C: Polo transversal en el plano de clasificación perpendicular a la corriente. D: Polo longitudinal en el plano de estratificación. E: Faja inclinando aguas arriba. F: Polo inclinado aguas arriba. Los vectores indican la dirección de transporte (eje a del sistema de referencia). Pettijohn (1964).

1.3.2.7.1.3 Otros métodos para representar la fábrica

Los valores de azimut de la fábrica se pueden representar mediante columnas de frecuencia como se muestra en la Figura 1.29.

El primer paso consiste en seleccionar intervalos de azimut (por ejemplo de 20°, 30° o 40°) y en ellos determinar la frecuencia en número o porcentual.

La representación gráfica se hace mediante histogramas o con el sistema de rosa de los vientos (histogramas circulares).

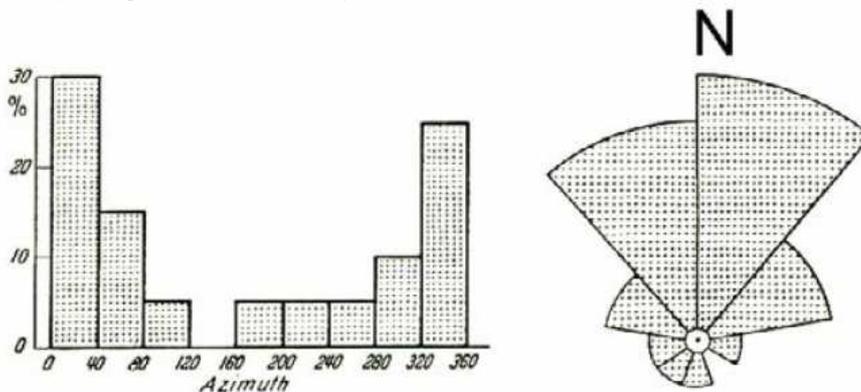


Figura 1.29 Histograma y columnas de frecuencia representando valores de azimut de la fábrica. En el histograma se observa que la orientación angular de los clastos es preferentemente hacia el norte.

1.3.2.7.1.4 Fábrica y tipos de depósitos sedimentarios

La orientación preferencial de los clastos se encuentra en algunos tipos de depósitos sedimentarios. No obstante, hay variados tipos de sedimentos en los que nunca se identifica una orientación preferencial de los individuos.

La orientación preferencial se puede encontrar en depósitos de distinta granulometría, desde psefíticos a pelíticos. Por ejemplo, en las lutitas es muy común la orientación preferencial de los minerales planares (filosilicatos), pero esta fábrica es muy posiblemente debida al fenómeno de compactación.

La fábrica se visualiza mejor en las rocas sedimentarias más gruesas. Se determina con mayor facilidad en los depósitos inconsolidados (gravas).

En las gravas fluviales y litorales puede desarrollarse la estructura imbricada. En fluviales la imbricación de ejes A o B llega a los 30°. Se considera que el ángulo de imbricación en las gravas costeras es menor al de las gravas fluviales.

En las facies conglomerádicas de corrientes de turbidez la fábrica no es evidente, los ejes tienden a inclinar corriente arriba unos 10°.

En los depósitos de flujos de detritos puede ser isótropa o anisótropa muy críptica, con tendencia a la imbricación de bajo ángulo con los ejes mayores paralelos al flujo.

1.3.2.7.2 Empaque

El empaque es una propiedad textural de gran importancia pues determina en gran medida la porosidad y la permeabilidad de los depósitos sedimentarios.

El empaque depende del tamaño de grano, de la selección y de la forma de los granos.

El empaque puede ser abierto o cerrado.

Como se aprecia en la Figura 1.30 el más suelto y que posee mayor porosidad es el cúbico, mientras que el más cerrado se denomina romboédrico.

Los elementos bien seleccionados poseen empaque más abierto. El empaque es asimismo más abierto en presencia de clastos ecuantes o esféricos.

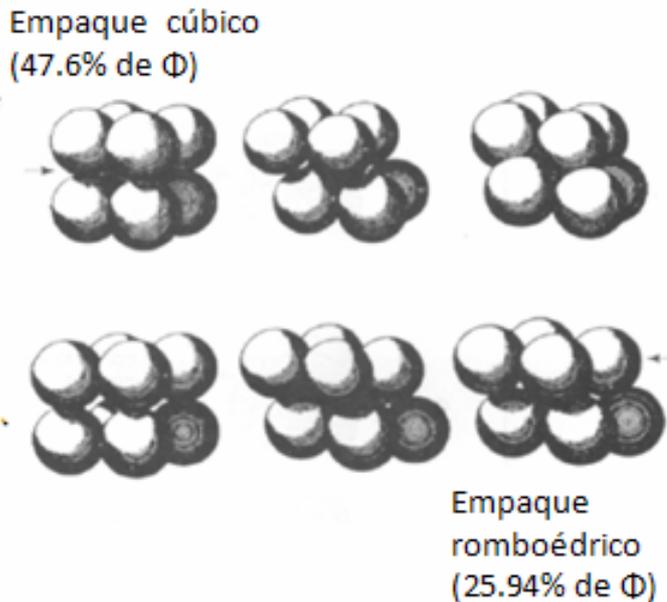


Figura 1.30 Ejemplos de tipos de empaque.

Los estudios sobre el empaque implican también considerar cómo los granos entran en contacto entre sí.

Una primera diferenciación es reconocer la textura clasto soporte o clasto-sostén y la textura matriz soporte o matriz-sostén.

En la textura clasto soporte los individuos mayores están en contacto entre sí, mientras que en la textura matriz soporte los individuos mayores están “suspendidos” o “flotantes” en una masa de grano fino, de modo que no se encuentran en contacto entre sí.

En la Figura 1.31 se aprecia que los depósitos clasto soporte han sido originados por agentes poco viscosos o fluidos, de tipo newtoniano, en tanto que los depósitos matriz soporte son el producto de fluidos viscosos (como los flujos de detritos y los glaciares).

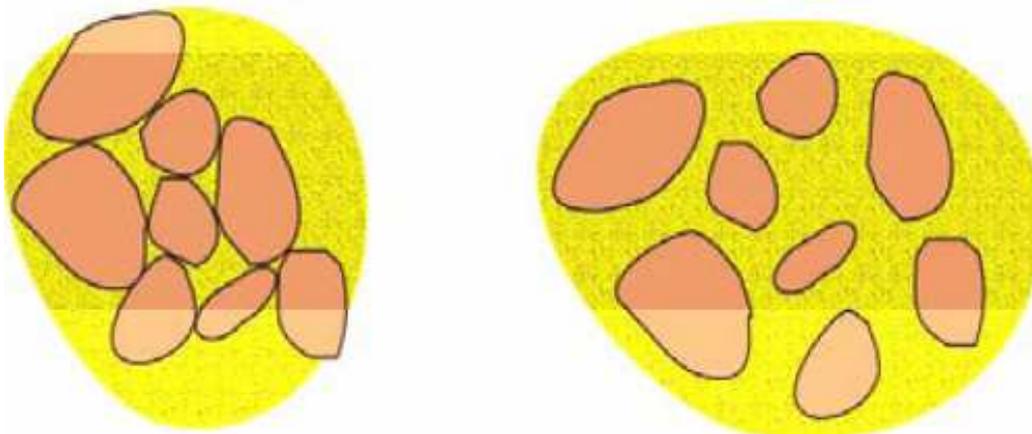


Figura 1.31 Clasto soporte y matriz soporte.

1.3.3 Empaque depositacional y post-depositacional

Los procesos de diagénesis, como compactación, recristalización y crecimiento secundario producen alteraciones en los contactos entre granos, los que pueden ser los que se muestran a continuación:

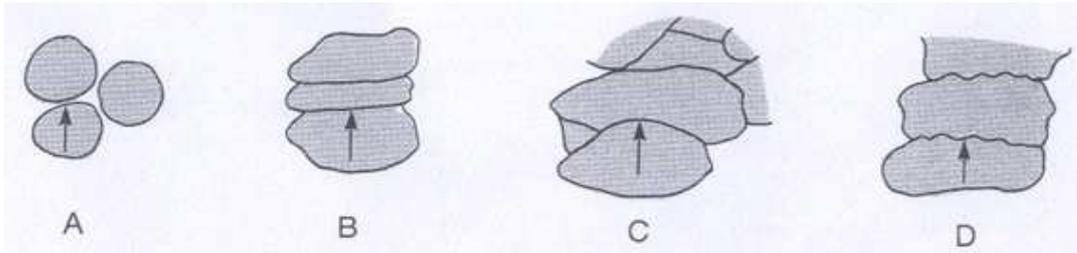


Figura 1.34 Ilustración de los principales tipos de contacto entre granos. A. Tangencial. B. A lo largo. C. Cóncavo-convexo. D. Satural (Taylor, J.M., 1950).

1.3.4 Empaque y cálculo de la porosidad

Idealmente se pueden formar los siguientes tipos de empaques, los cuales tienen diferente valor de porosidad. El incremento de la presión de confinamiento hace que los granos pobremente clasificados y angulares muestren un cambio progresivo de empaque aleatorio a un empaque más cerrado, reduciendo con ello la porosidad. Según el tipo de empaque se tienen los siguientes valores de porosidad:

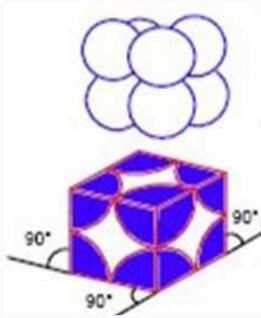
Cúbico, porosidad = 47.6 %

Ortorrómico, porosidad = 39.54 %

Romboédrico, porosidad = 25.9 %

Tetraédrico esfenooidal, porosidad = 30.91 %

Empaque cúbico:



Para este sistema cúbico se tiene:

$$V(\text{cubo}) = (4r)^3 = 64r^3 \quad (1.60)$$

El volumen de los 8 granos está dado por:

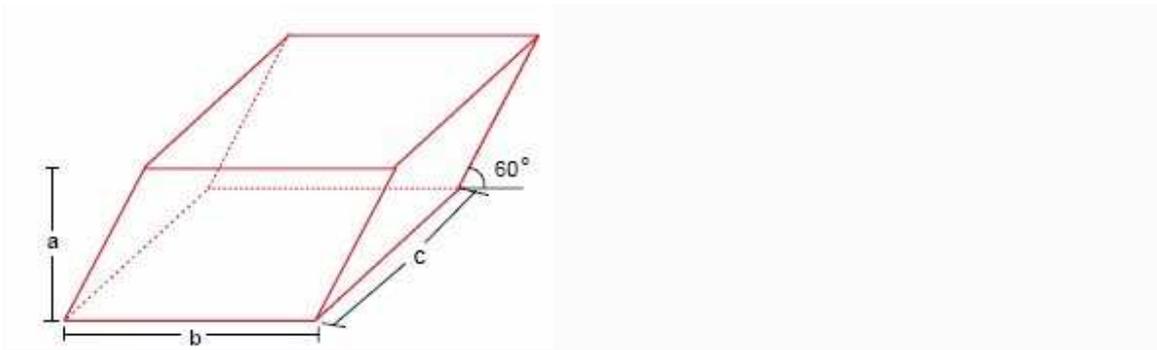
$$V_{gr} = 8 \left(\frac{4}{3} \pi r^3 \right) \quad (1.61)$$

$$V_{gr} = 33.51r^3 \quad (1.62)$$

La porosidad es entonces:

$$\phi = \frac{\text{Vol. cubo} - \text{Vol. esferas}}{\text{Vol. cubo}} = \frac{64r^3 - 8(4/3)\pi r^3}{64r^3} = 47.6\% \quad (1.63)$$

Empaque ortorrómbico:



Para el sistema *ortorrómbico*

$$V_t = a \cdot b \cdot c \quad (1.64)$$

Donde: $a = 4r \cos 30^\circ$, $b = 4r$ $c = 4r$

El volumen total del sistema ortorrómbico es:

$$V_t = 64r^3 \cos 30^\circ, \text{ ó} \quad (1.65)$$

$$V_t = 55.426r^3 \quad (1.66)$$

El volumen de los 8 granos está dado por:

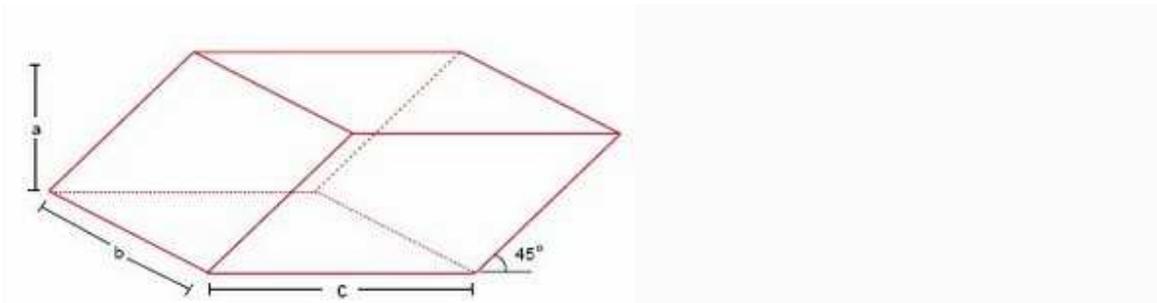
$$V_{gr} = 8 \left(\frac{4}{3} \pi r^3 \right) \quad (1.67)$$

$$V_{gr} = 33.51r^3 \quad (1.68)$$

La porosidad es, entonces:

$$\phi = \left(\frac{V_t - V_{gr}}{V_t} \right) \times 100 = \left(\frac{55.426r^3 - 33.51r^3}{55.426r^3} \right) \times 100 = 39.54\% \quad (1.69)$$

Empaque romboédrico:



De acuerdo con la figura:

$$V_t = a \cdot b \cdot c \quad (1.70)$$

$$a = 4r \cos 45^\circ \quad (1.71)$$

$$b = 4r \quad (1.72)$$

$$c = 4r \quad (1.73)$$

El volumen de los 8 granos está dado por:

$$V_{gr} = 8 \left(\frac{4}{3} \pi r^3 \right) \quad (1.74)$$

$$V_{gr} = 33.51r^3 \quad (1.75)$$

Puesto que la porosidad la definimos como:

$$\phi = \left(\frac{V_t - V_{gr}}{V_t} \right) \times 100 = \left(\frac{45.25r^3 - 33.51r^3}{45.25r^3} \right) \times 100 = 25.94\% \quad (1.76)$$

II. FACTORES QUE DETERMINAN LOS TAMAÑOS DE GRANO Y DE PORO EN LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

De acuerdo con Blatt *et al.* (1980) el origen de los *tamaños y formas* de los granos en los sedimentos está relacionado a cuatro factores principales:

1. La naturaleza de la roca madre, incluyendo su mineralogía y textura.
2. La naturaleza e intensidad de la meteorización, incluyendo factores físicos, químicos y biológicos.
3. Corrosión química y mecanismos de abrasión durante el transporte sedimentario.
4. Selección hidráulica durante el transporte y depositación.

En general se puede decir que la *forma* es heredada (según la definición y determinación de Zingg), aunque en cierto modo debe evolucionar, puesto que en un estado hipotético final todos los clastos serán esféricos.

Tamaño, esfericidad y redondez son caracteres evolutivos, es decir, cambiantes a lo largo del tiempo de transporte.

La *redondez* de granos de tamaños mayores se adquiere antes que en los tamaños menores.

En la Figura 2.1 se muestra la relación de evolución del grano en tamaño, esfericidad y redondez, en función del tiempo o la distancia recorrida.

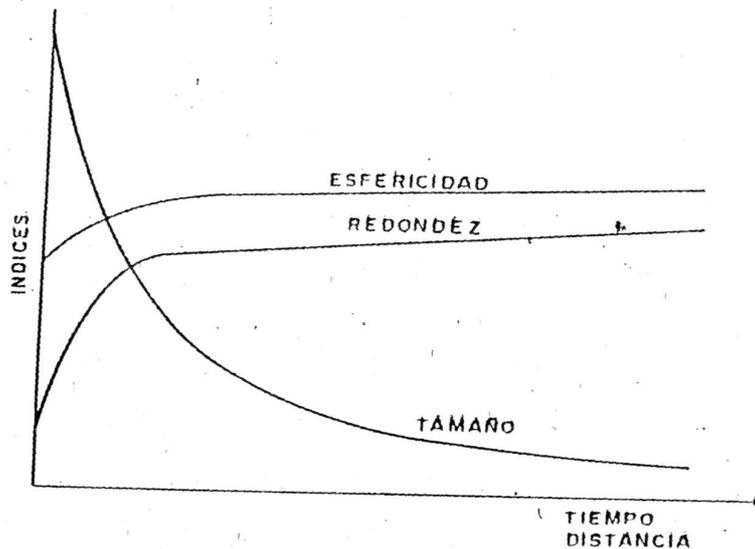


Figura 2.1 Relación de la evolución de granos en tamaño, esfericidad y redondez, en función del tiempo o la distancia recorrida.

La clasificación se refiere a la uniformidad del tamaño de grano en un sedimento o una roca sedimentaria. Las partículas se clasifican debido a la energía del medio de transporte o densidad de los granos. Las corrientes de la alta energía (alta velocidad) pueden llevar fragmentos más grandes. Mientras la energía o la velocidad disminuyen, las partículas más

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

pesadas se depositan y los fragmentos más ligeros continúan siendo transportados. Esto da lugar a una clasificación debido a la densidad. Si las partículas tienen la misma densidad, tal como todos los granos del cuarzo, entonces las partículas más pesadas serán más grandes, así que la clasificación ocurrirá sobre la base del tamaño.

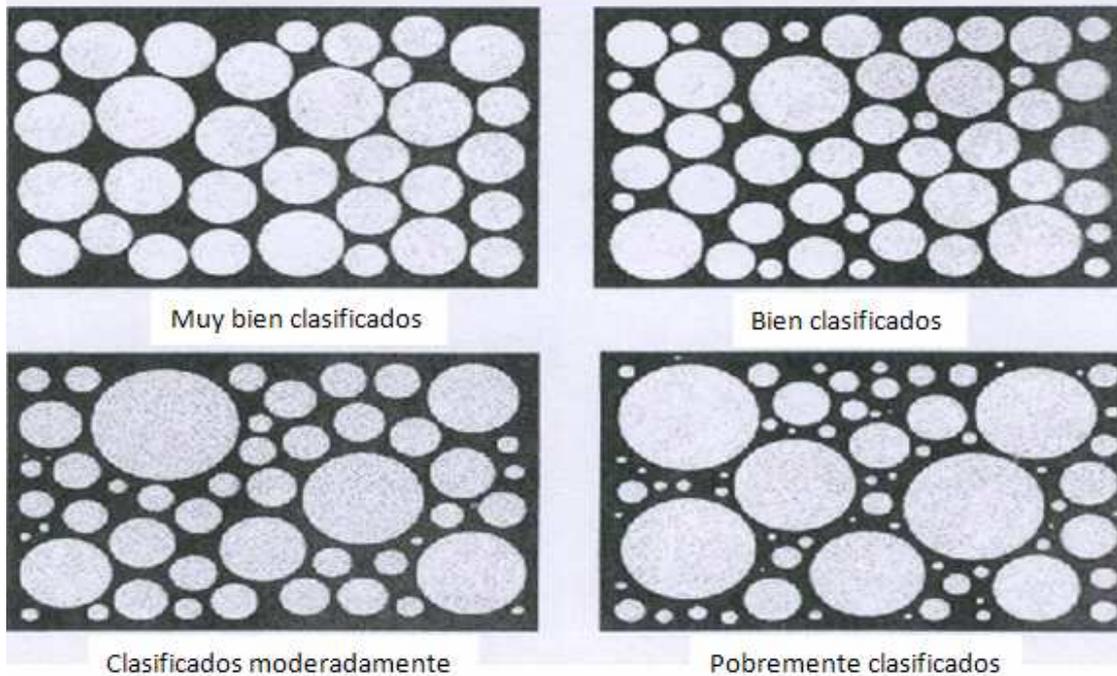


Figura 2.2 Imágenes de granos para sedimentos con diferentes grados de clasificación (de Anstey, R.L., y T.L. Chase, 1974). Donde se aprecian granos muy bien clasificados, bien clasificados, moderadamente clasificados y pobrementemente clasificados.

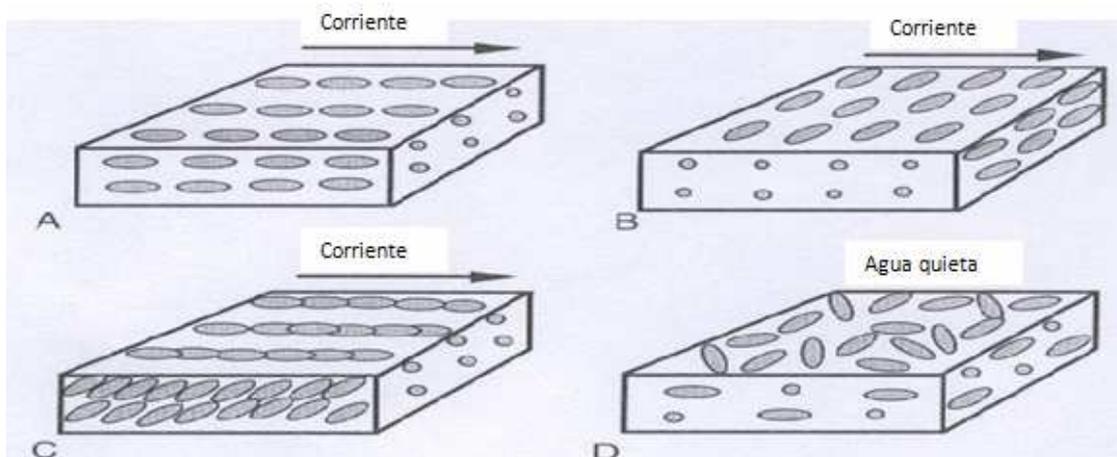


Figura 2.3 Ilustración esquemática de la orientación de las partículas en relación al flujo de corriente. A. Partículas orientadas paralelamente al flujo de corriente. B. Partículas orientadas perpendicularmente al flujo de corriente. C. Partículas imbricadas. D. Orientación al azar de partículas, característico en depósitos de agua quieta.



Figura 2.4 Imbricación bien desarrollada en el río Kiso, Japón. La imbricación fue producida por corrientes de río fluyendo de derecha a izquierda.

2.1 Relación entre los caracteres texturales y los procesos genéticos (transporte y sedimentación)

Los caracteres texturales de interés son: Tamaño, morfología y superficie de los clastos. Así como la Petrofábrica.

2.1.1 El tamaño y distribución de tamaño de los clastos, como se verá en el Capítulo III, puede obtenerse mediante el empleo de análisis granulométricos (curvas de distribución de frecuencias). Dichos tamaños y distribuciones dependerán de la *efectividad del medio de depósito para separar distintas fracciones*. En la figura 2.5 se muestran medios con distintas capacidades para separar fracciones, lo que resulta en diferentes clasificaciones.

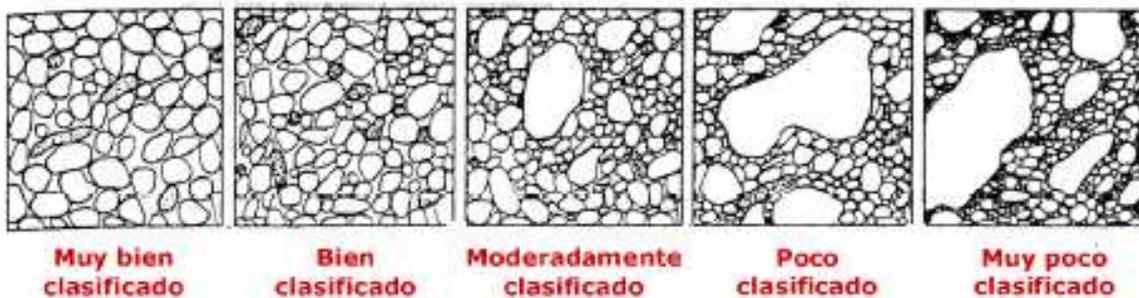


Figura 2.5 Diferentes medios con sus respectivas capacidades para separar fracciones.

2.1.2 Factores que influyen en la morfología de los clastos

- La forma está en función de la mineralogía, roca madre, meteorización, abrasión, corrosión diagenética...
- La esfericidad (grado de aproximación a una esfera) se ve poco afectada por el transporte.
- La redondez (grado de curvatura de las esquinas de los clastos) esta condicionada por el transporte.



Figura 2.6 En esta gráfica se observa que cuando los clastos sufren un mayor recorrido en su transporte, estos tienden a ser más redondos. Los puntos más bajos en la gráfica indican posibles aportes de material con poco transporte (fuente nueva) o material que ha sido fragmentado por el mismo proceso.

En la Figura 2.7 se observa la evolución de alguno de los parámetros mencionados es indicativa de la duración del mecanismo de transporte.

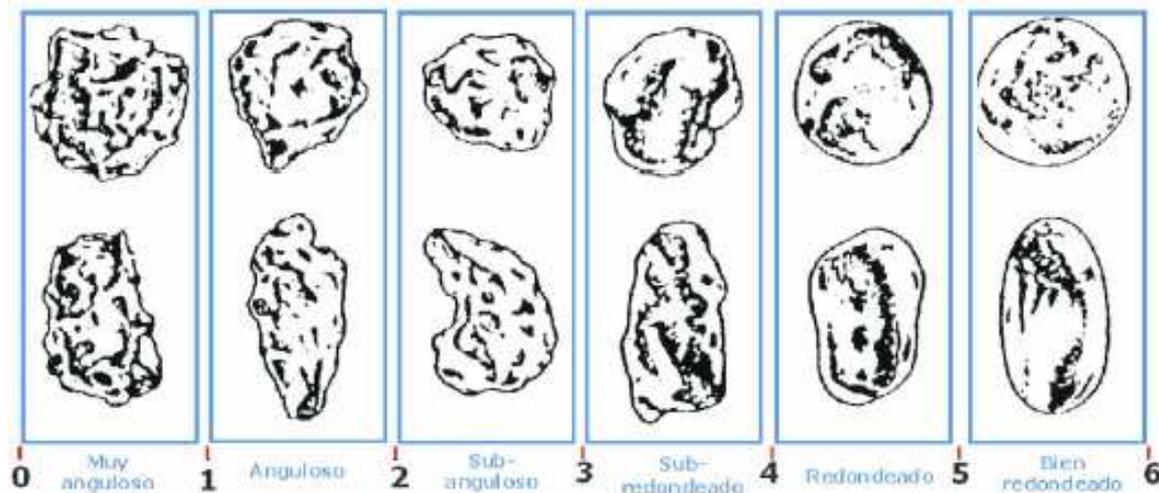


Figura 2.7 Evolución de la redondez respecto a la duración del mecanismo de transporte (mientras más dure el mecanismo de transporte, más redondeado se encontrará el clasto).

2.1.3 Superficie de los clastos

Los estudios de los efectos (texturas) mecánicos y químicos que provocan los mecanismos de transporte sobre la superficie de los clastos, se realizan mediante microscopio electrónico, sobre clastos de cuarzo, y con análisis morfológicos.

a) Los clastos con transporte glacial sufren efectos mecánicos de abrasión y de rotura. Lo que resulta en:

- Clastos angulosos
- Superficie con fracturas concoides, escalones arqueados, estrías, etc...

Ejemplos:

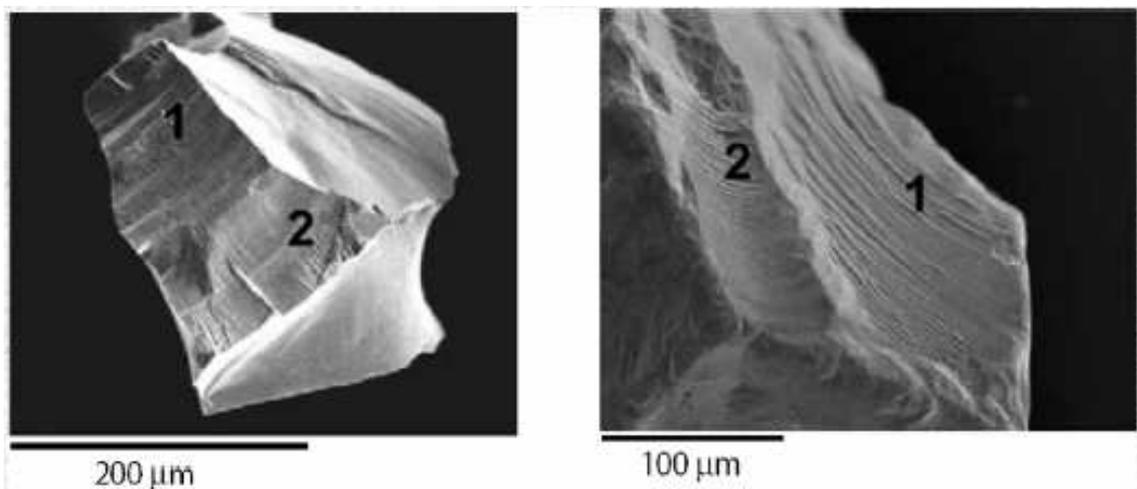


Figura 2.8 Clastos con transporte glacial. 1. Fracturas concoides. 2. Escalones arqueados.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

b) Los clastos transportados por agua (fluviales, playas, etc.), que se muestran en la Figura 2.9, se caracterizan por ser:

- Clastos redondeados
- Superficie con huellas en “V” (mecánicas), huellas de disolución (picaduras), etc.

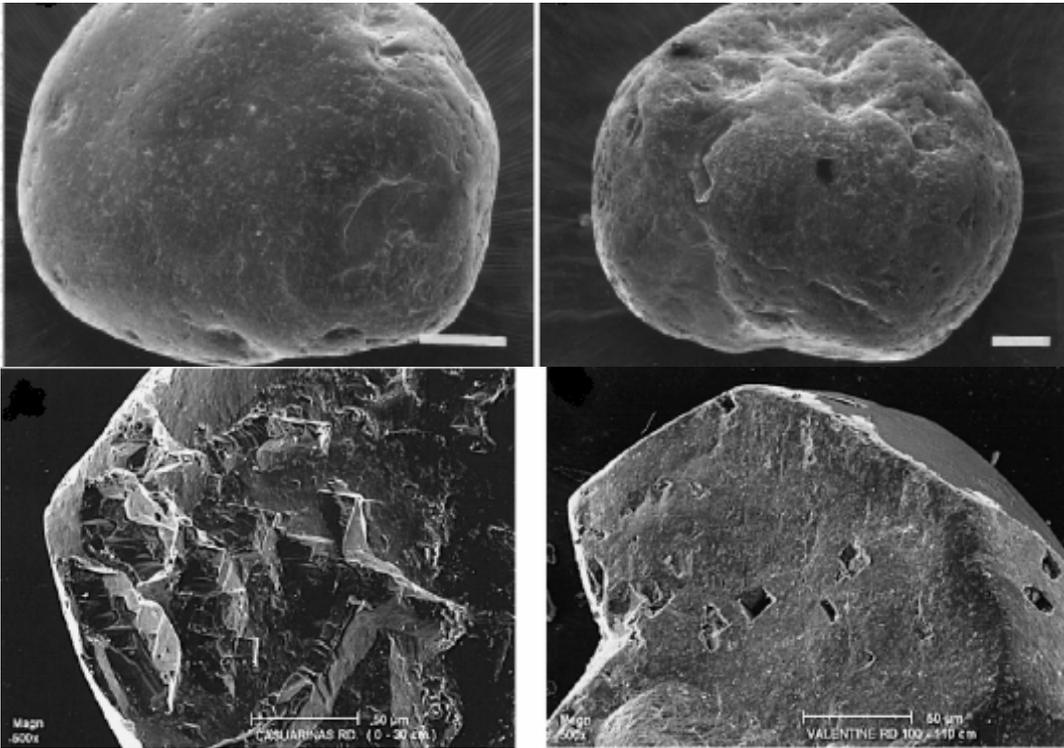


Figura 2.9 Clastos transportados por agua.

c) Los clastos que han sufrido transporte eólico, que se presentan en la Figura 2.10, se caracterizan por ser:

- Clastos redondeados
- Superficies mates, deslustradas y crestas meandriiformes.

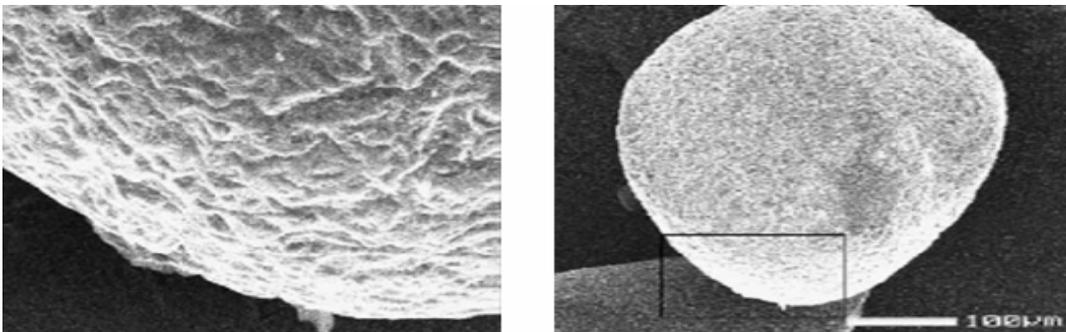


Figura 2.10 Clastos que han sufrido transporte eólico.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

2.1.4 Petrofábrica. Estudio de la orientación, empaquetamiento y contactos entre los clastos.

En la Figura 2.11 se presentan aspectos de interés en la Petrofábrica, las cuales son: Orientación de los clastos y armazón (grano sostenido vs. Flotante).

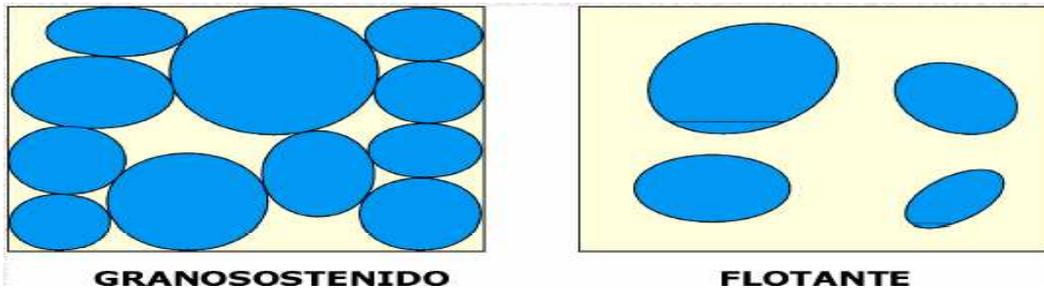


Figura 2.11 Ejemplo de orientación de los clastos.

El empaquetamiento es la relación mutua entre los granos. Está en función del tamaño, forma y clasificación de los clastos. Aumenta durante la compactación. La determinación del empaquetamiento se realiza mediante los siguientes conceptos:

»Densidad de empaquetamiento.

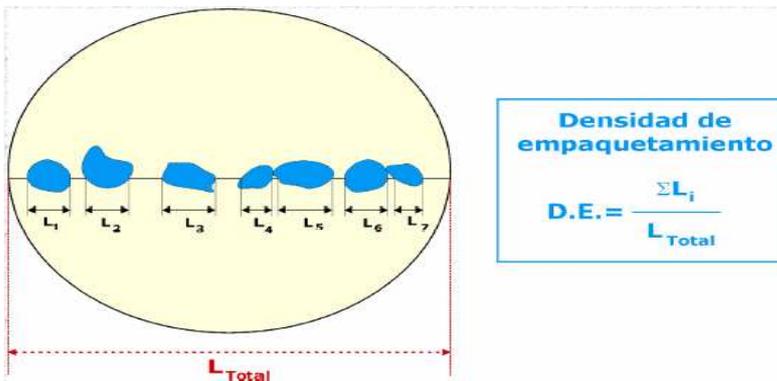


Figura 2.12 Densidad de empaquetamiento.

»Tipo de contactos entre los clastos.

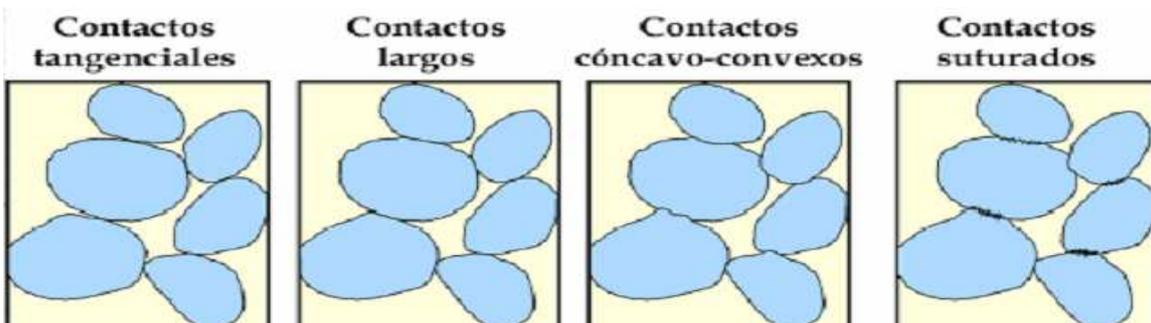


Figura 2.13 Tipo de contactos entre los clastos.

2.2 Caracteres intrínsecos a los minerales o clastos:

Teóricamente, cualquier mineral o fragmento lítico del área fuente puede aparecer como clasto en un sedimento. Pero su presencia real depende de la(s):

2.2.1 Estabilidad química

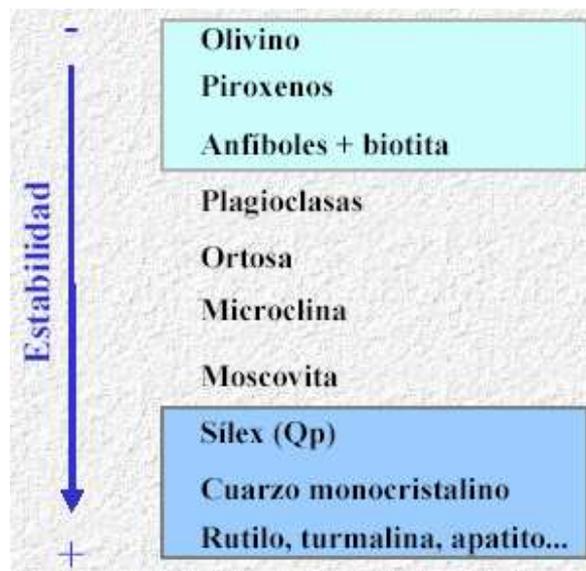


Figura 2.14 Estabilidad química del mineral o fragmento lítico del área fuente.

2.2.2 Estabilidad mecánica

Dureza y presencia de heterogeneidades cristalinas.
Disgregabilidad.

- Feldespatos.
- Fragmentos líticos.

2.2.3 Condiciones externas:

La Figura 2.15 muestra condiciones externas que se refieren al clima del área fuente. Y se sabe que si prevalecen las siguientes condiciones en el medio:

a) Cálido y húmedo:

Habrà una meteorización química: disolución de componentes inestables.

b) Árido y frío:

Favorece la meteorización física: "fragmentación" y presencia de componentes inestables.

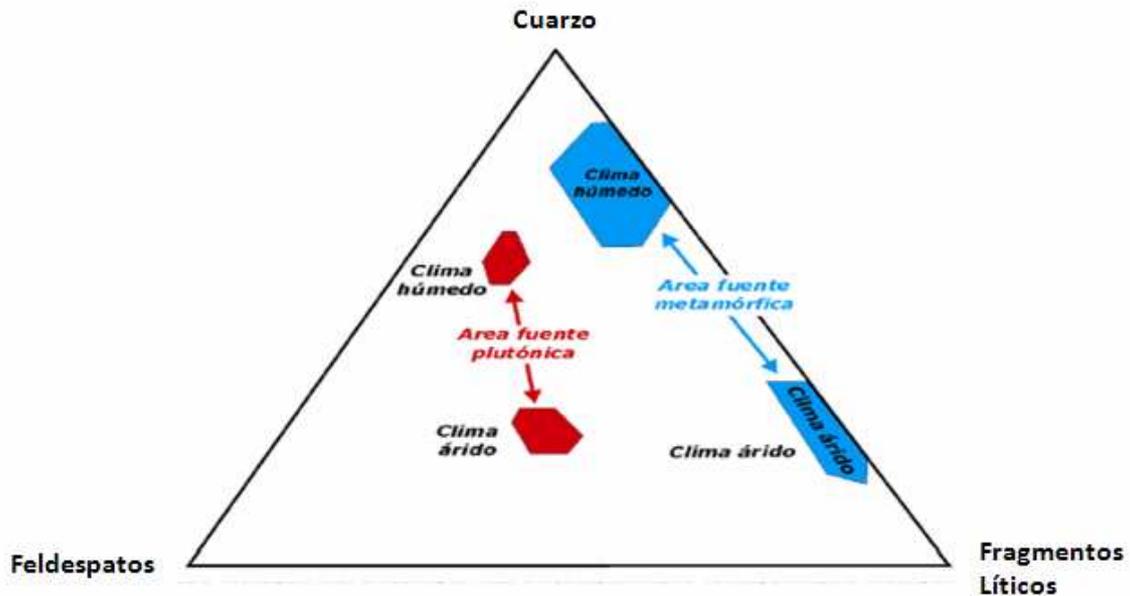


Figura 2.15 Condiciones externas de acuerdo al tipo de clima.

2.2.4 Relieve del área fuente

a) Relieves marcados:

Si el tiempo de transporte es corto en este tipo de relieves puede haber presencia de componentes inestables.

b) Relieves suaves:

Si hay un tiempo de transporte largo, aunque sea un relieve suave puede suceder la desaparición de componentes inestables.

Estos dos últimos factores actúan de forma combinada:

a) Clima cálido y húmedo + relieves suaves: Desaparición de componentes inestables.

b) Clima árido y frío + relieves marcados: Presencia de componentes inestables.

2.3 Los principales tipos de partículas detríticas son:

- Fragmentos líticos
- Cuarzo
- Feldespatos
- Micas
- Minerales pesados y minerales arcillomicaáceos

2.3.1 Fragmentos Líticos

Los fragmentos líticos dominan entre los clastos más gruesos de las arenitas. Su presencia en el sedimento depende del clima y la duración del transporte:

Tienden a disgregarse en sus componentes monominerales.

Son útiles para determinar los caracteres litológicos del área fuente:

- Líticos volcánicos, Lv
- Líticos plutónicos, Lp
- Líticos metamórficos, Lm (pizarras, esquistos, etc.)
- Líticos sedimentarios, Ls (clastos carbonatados)

2.3.2 Cuarzo

Dentro de las areniscas podemos encontrar al cuarzo de tres formas: monocristalino, policristalino y microcristalino. Para el caso del cuarzo monocristalino, éste representa un grano constituido por un cristal individual de cuarzo, que en algunos casos puede llegar a formar el 100% de la fracción granular.

Tal y como su nombre lo indica, el cuarzo policristalino representa un grano que está constituido por dos o más cristales de cuarzo.

Por su parte, el cuarzo microcristalino viene a representar un agregado de cristales de cuarzo de tamaño de grano muy pequeño que constituyen el grano, y que generalmente corresponden a fragmentos de pedernal.



Figura 2.16 Imagen de un cuarzo.

2.3.3 Feldespatos

Los feldespatos son menos abundantes que el cuarzo (Q) ya que son menos estables física y químicamente. En promedio, los feldespatos potásicos son más frecuentes que las Plagioclasas (son series isomorfas (tienen la misma estructura cristalina) de minerales triclinicos, desde el aluminosilicato de sodio puro hasta el aluminosilicato de calcio puro. El primero se llama albita, la oligoclasa, andesina, labradorita, bytownita y anortita tienen concentraciones crecientes de calcio).

La presencia de feldespatos en el sedimento depende del relieve y clima, pueden verse afectados por procesos diagenéticos y pueden existir feldespatos autigénicos (es la formación de nuevos minerales a partir de los compuestos químicos reciclados del sedimento originalmente depositado).

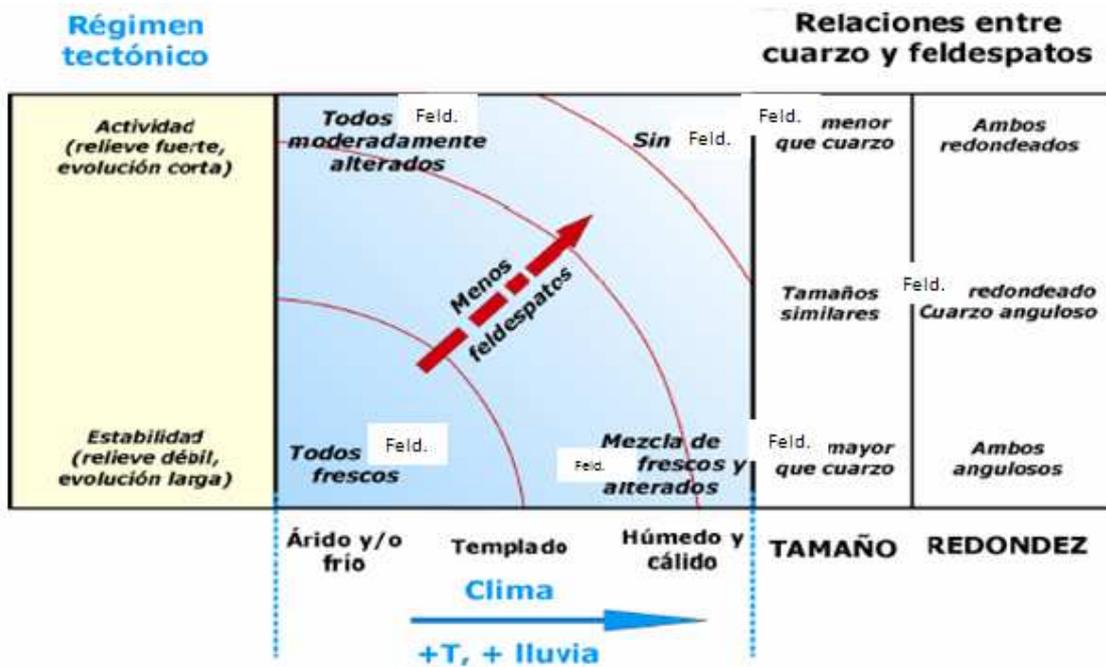


Figura 2.17 Esquema que muestra la influencia de varios factores sobre la presencia de cuarzo y feldespatos y características de estos, en sedimentos detríticos.

2.3.4 Micas

Las más frecuentes como partículas detríticas son moscovitas (también llamada mica blanca o mica común, que contiene potasio y aluminio, es transparente en capas delgadas y translúcida en bloques más gruesos) y biotitas. Su principal fuente son filitas y esquistos. Estadísticamente la moscovita es más abundante que la biotita en los sedimentos debido a que es más estable la primera. En las rocas sedimentarias frecuentemente aparecen alteradas y/o deformadas.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

2.3.5 Minerales Pesados

Silicatos y óxidos con una densidad mayor a 2.9 g/cm^3 (cuarzo = 2.6) la mayoría resistentes a la meteorización y abrasión. Suelen representar a lo sumo el 1% de los clastos.

Su utilidad consiste en poder determinar el área fuente, la asociación granate + epidota + estuarolita, es un indicio de áreas metamórficas. La asociación rutilo + apatito + turmalina indica una área ígnea.

La Figura 2.18 muestra que los minerales pesados pueden sufrir procesos de disolución durante la diagénesis. Su permanencia depende del quimismo de las aguas, de su estabilidad química y del tiempo de contacto con las aguas (Figura 2.3.5.1).



Figura 2.18 Índices de madurez composicional (minerales pesados).

2.4 Madurez composicional

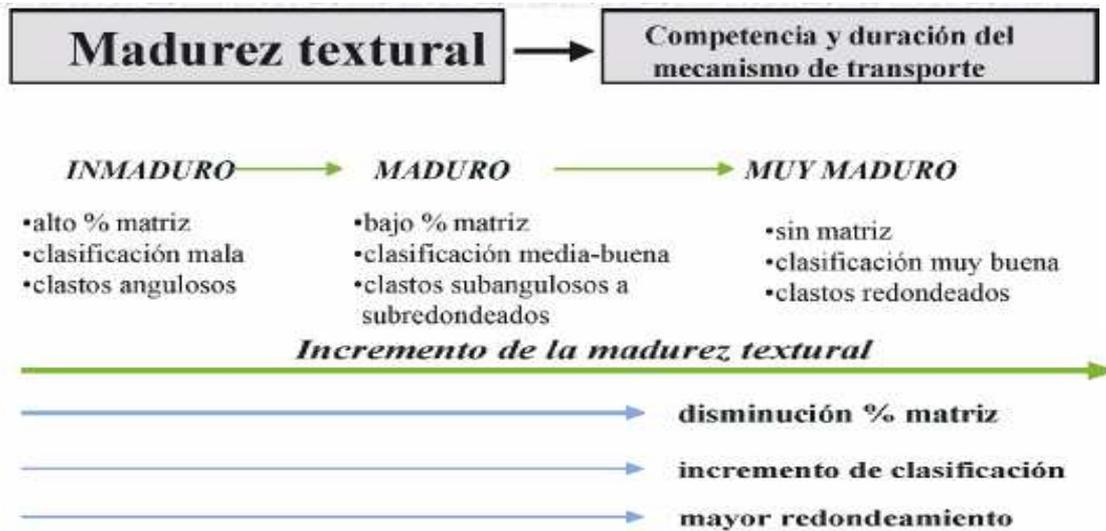
La madurez composicional puede definirse de una forma muy general:

$$\frac{\% \text{ Cuarzo} + \% \text{ Sílex}}{\% \text{ Feldespatos} + \% \text{ Fragmentos Líticos}}$$

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Valores elevados indican sedimentos composicionalmente maduros y valores bajos sedimentos composicionalmente inmaduros. No se debe confundir madurez composicional y madurez textural (% matriz, clasificación y redondeamiento).

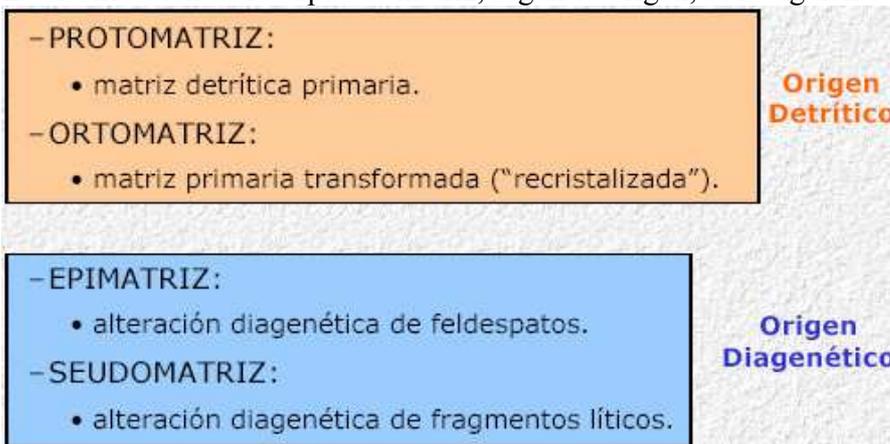
2.5 Madurez Textural



2.6 Tipos de Matriz

La matriz no siempre tiene un origen detrítico, puede ser diagenética. La matriz de origen detrítico se encontrará transformada, en algún grado por la diagénesis.

La clasificación de los tipos de matriz, según su origen, es la siguiente:



Los granos que conforman la matriz de la roca se encuentran unidos entre sí por material cementante, el cual se encuentra compuesto principalmente por sílice, carbonato de calcio y arcilla. La presencia de material cementante afecta la firmeza y compactación de la roca, por lo tanto afecta la porosidad de la misma. A medida que aumenta la cantidad de material cementante, la porosidad del sistema disminuye, debido a que este material se aloja en los

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

espacios disponibles para la acumulación de fluidos. Por esta razón, la porosidad de arenas no consolidadas (las cuales presentan poca cantidad de material cementante) es mucho mayor que la porosidad de arenas altamente consolidadas o compactadas.

2.7 Análisis de procedencia de sedimentos terrígenos

Los análisis de procedencia se utilizan para tratar de localizar el área fuente de la que derivan determinados sedimentos a partir de su estudio petrográfico. Se pueden identificar los tipos de roca del área fuente y hacer reconstrucciones paleogeográficas, paleoclimáticas, de régimen tectónico, etc. Hay que decir que los análisis de procedencia no se deben tomar con una confianza plena ya que todavía existen muchos problemas que deben resolverse. La utilidad de estos análisis fundamentalmente es la de poder conocer las áreas de procedencia de determinadas rocas sedimentarias de una edad determinada y así poder establecer reconstrucciones paleogeográficas para conocer si en determinado momento existía en una zona determinada un arco volcánico, del que no existen evidencias, o se trataba de un margen pasivo etc.

Las arenas son los sedimentos detríticos más utilizados en estudios de procedencia y es necesario mencionar algunas características de ellas:

- Conservan composición y textura original cuando están formadas por fragmentos líticos.
- Alto grado de madurez puede alterar interpretación de la composición de la roca total, ya que fragmentos menos resistentes se desintegran, enriqueciendo relativamente granos más resistentes.
- Sedimentos con alto porcentaje de matriz no permiten buena determinación de la fuente.
- El mejor tipo de rocas son areniscas inmaduras a submaduras, con poco porcentaje de matriz y de igual manera poco reemplazo o alteración post – depósito.
- El método petrográfico más utilizado es el conteo de granos con el microscopio.

Los distintos aspectos que se deben tomar en cuenta a la hora de hacer un análisis de procedencia son (Dickinson y Suczek, 1979):

2.7.1 Tipos de granos a considerar:

Para hacer el análisis de procedencia no se tienen en cuenta todos los tipos de granos, sino que se escogen tan sólo los siguientes:

a) CUARZOS:

-**QM** (Cuarzo monocristalino): todos los granos de cuarzo con tamaño > 0.0625 mm aunque haya varios granos juntos.

-**QP** (Cuarzo policristalino): granos < 0.0625 mm

b) FELDESPATOS:

-Se distingue entre Plagioclasas y feldespatos potásicos.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

c) FRAGMENTOS LITICOS:

-Se distingue entre LV (líticos volcánicos), LS (líticos sedimentarios + metamórficos). Es importante considerar que si los granos son > 0.0625 mm se consideran como granos individuales (de Qz, Pg, etc).

2.7.2 Análisis Modal

Se deben considerar (teóricamente) un número de granos de 300 o 400. El conteo se hace por medio de un análisis de puntos y se suele hacer con dos o más personas para mayor fiabilidad ya que a veces es difícil determinar que tipos de granos hay debido a los procesos de alteración o diagénesis intensa.

Una vez hecho el análisis modal los datos se representan en triángulos. El que más se utiliza y más general es el cuarzo (Q), feldespatos (F), fragmentos líticos (L). El resto se usa fundamentalmente para delimitar determinados subambientes. Se pueden distinguir los siguientes subambientes:

a) Bloques continentales.

Podemos encontrar dos ambientes dentro de los bloques continentales:

-Bloques continentales de cratón interior: Se trata de zonas formadas por materiales plutónicos y metamórficos de alto grado muy antiguos que estarán formados por Q, F y Ls.

-Basamentos ascendentes: Se trata de las zonas de rift continentales, como el Rift Valley de África. El material de partida es similar al caso anterior pero las tasas de erosión son mucho más intensas debido a que el relieve es mucho mayor. Los sistemas depositacionales van a consistir fundamentalmente en abanicos aluviales y ríos de tramos cortos. Los F por tanto no se van a destruir tanto y las rocas que encontraremos tendrán un alto % de Q y F.

b) Arcos magmáticos

Se produce una gran cantidad de aporte de material volcánico tanto epiclástico (transporte por agua) como piroclástico (transporte por el aire). Estos materiales se acumulan en una serie de cuencas que son: las cuencas de antearco, trasarco, intraarco y la zona de la fosa. Se pueden distinguir los siguientes subambientes.

-Archipiélagos intraplaca: Los F son escasos en general. Se forman por tanto Litoarenitas volcánicas.

-Arcos islas oceánicas: Por ejemplo en Japón. Se forma una cuenca marginal. Las areniscas tienen Q, F, y FR (FRV fundamentalmente).

-Arcos de margen continental: Por ejemplo en Los Andes existe una gran influencia de materiales de todo tipo, no solamente volcánicos sino también plutónicos, metamórficos y sedimentarios. Las areniscas tienen por tanto Q, Ls y Lv abundantes.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

c) Orógenos reciclados

El modelo de D. y S. comprende diversos entornos tectónicos en los cuales rocas sedimentarias y/o metamórficas han sido fuertemente plegadas, falladas y levantadas constituyéndose como área fuente. Tenemos básicamente tres tipos de entornos tectónicos donde se producen estos fenómenos.

-Complejos de subducción: Se forma un prisma de acreción formado por materiales plegados y metamorfizados. La erosión del mismo produce sedimentos que se depositan en la fosa y en la cuenca de antearco. Los materiales que existen en la fosa son: Rocas básicas y ultrabásicas, materiales detríticos plegados y metamorfizados, materiales correspondientes a facies profundas, fundamentalmente material silíceo orgánico (diatomeas, radiolarios, espículas de esponjas) y también carbonáticos. Las rocas resultantes van a ser Litoarenitas.

-Zonas de colisión continental: Por ejemplo en el Himalaya. Se forman fajas plegadas y corridas con pequeñas cuencas. Las rocas que se forman son Litoarenitas.

d) Fallas de desgarre.

Por ejemplo en California. Se forman una serie de zonas subsidentes y se forman fundamentalmente Litoarenitas ya que los materiales del área madre son de distintos tipo (plutónicas, metamórficas etc.) y el transporte es corto.

Escalas de muestreo (Figura 2.19)

-**Primer orden:** Áreas de drenaje local. La composición de sedimentos esta controlada por la roca fuente.

-**Segundo orden:** Es un sistema de drenaje más regional. Existe composición de diversas áreas así como influencia del transporte. El Ambiente tectónico determina la roca expuesta de la fuente.

-**Tercer orden:** Sistemas fluviales mayores y ambientes costeros. Suma de todos los factores que influyeron en formación (clima, transporte, composición de la roca fuente, meteorización). Indicadores de ambientes tectónicos a nivel continental.

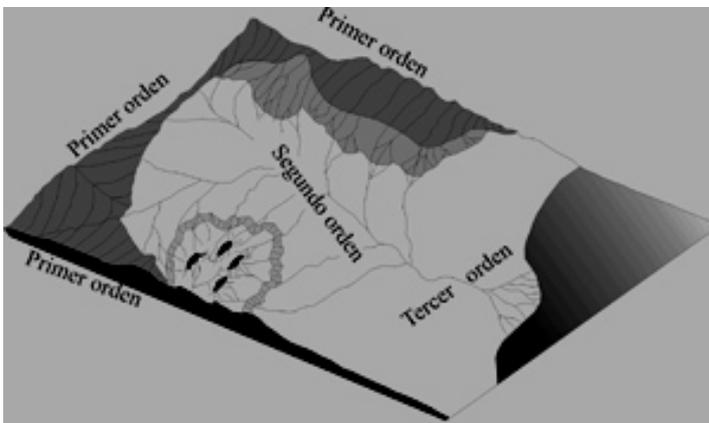


Figura 2.19 Escalas de muestreo.

Procedencia y ambiente tectónico

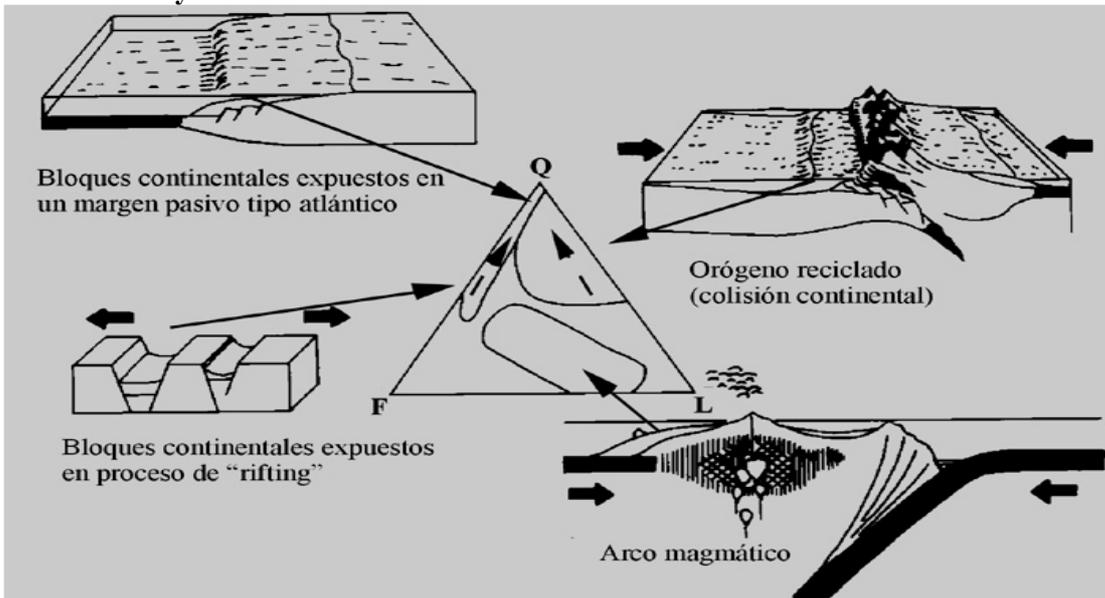


Figura 2.20 Contenido modal de las areniscas procedentes de diferentes ambientes tectónicos a partir de los diagramas QFL de Dickinson (1986). Q=cuarzo total, F=feldspatos monocristalinos totales, L=fragmentos líticos inestables totales ($L=L_v+L_s$), donde L_v = fragmentos líticos de origen volcánico y L_s = fragmentos líticos sedimentarios y metasedimentarios, excepto pedernal y metapedernal (Ficher y Poché, 1993). Las flechas discontinuas indican incremento de madurez.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

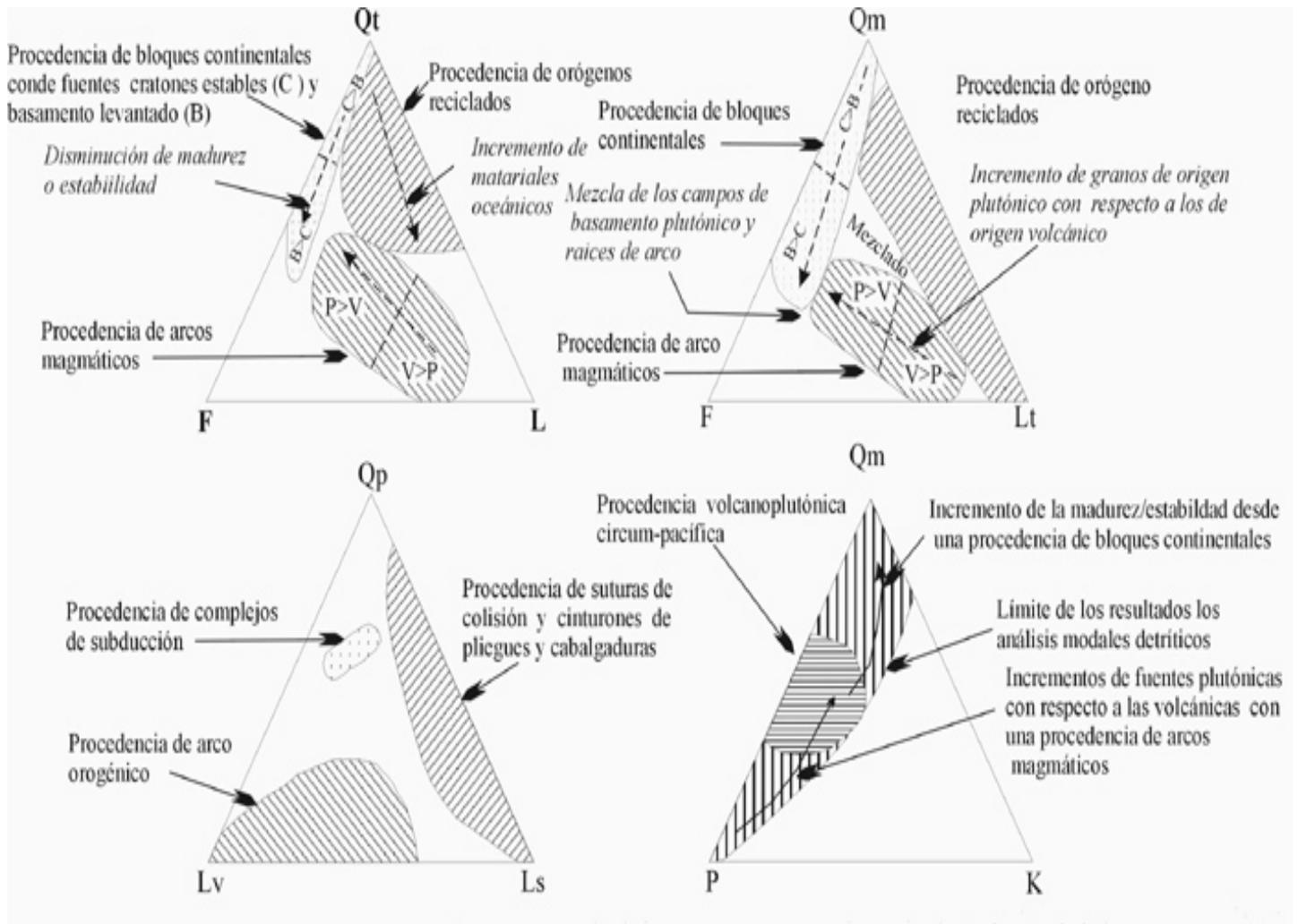


Figura 2.21 Diagramas de Dickinson (1986) que muestran las diferentes procedencias de sedimentos y el ambiente tectónico al que se asocian. Qt=cuarzo total, Qm=cuarzo monocristalino, Qp=cuarzo policristalino, F=feldespatos monocristalinos totales, P=Plagioclasas, K=feldespato potásico, L=fragmentos líticos totales + cuarzo policristalino; Lt=fragmentos líticos policristalinos totales, Lv = fragmentos líticos volcánicos, Ls = fragmentos líticos sedimentarios

Estos diagramas además de mostrar las variaciones de la composición de las areniscas en relación al ambiente tectónico, pueden resaltar alguna característica específica. Por ejemplo, el diagrama QtFL, las variaciones en el cuarzo total (Qt) refleja el grado de madurez de la arenisca. En el triángulo QmFLt resalta la fuente de aporte. En el caso del diagrama QpLvLs, este muestra la naturaleza de los fragmentos líticos (Lv=líticos volcánicos y Ls=líticos sedimentarios).

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

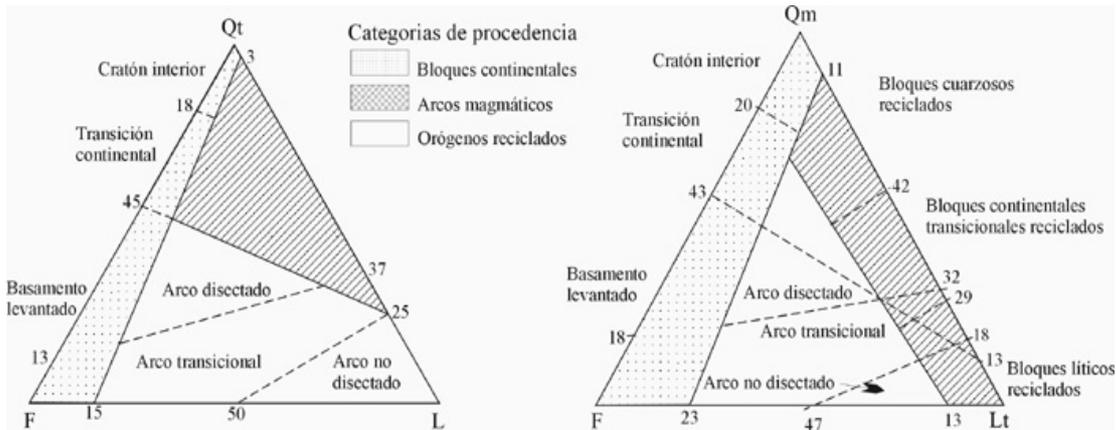


Figura 2.22 Distribución de las arenas derivadas de diferentes procedencias con base en los diagramas FQtL y FQmLt de Dickinson (1985).

A continuación se presenta una tabla para la determinación de la procedencia y ambiente tectónico a partir de la composición QFL de las areniscas (Tabla 2.7.2.1). Tomado de Dickinson (1985).

Tabla 2.23 Procedencia y ambiente tectónico a partir de la composición QFL de las areniscas. Tomado de Dickinson (1985).

Tipo de procedencia	Ambiente tectónico	Composición de areniscas
Cratón estable	Plataforma estable o en el interior del continente	Areniscas cuarzosas (ricas en Qt) con altas relaciones Qm/Qp y K/P
Basamento levantado (basament uplift)	Borde de rift o ruptura transforme	Areniscas cuarzofeldespáticas (ricas en Qm y F) con bajas concentraciones de Lt y relaciones similares de Qm/F y K/P similares a las de la fuente de aporte
Arco magmático	Arco de isla o arco continental	Areniscas volcániclasticas y feldespatolíticas (ricas en F) con altas relaciones de P/K y Lv/Ls. Si están expuestas rocas plutónicas entonces las areniscas son cuarzofeldespáticas (ricas en Qm y F).
Orógeno reciclado	Complejos de subducción o cinturones de pliegues y cabalgaduras	Areniscas cuarzolíticas (ricas en Qt y Lt) con bajas concentraciones de F y Lv y relaciones variables de Qm/Qp y Qp/Ls

III. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA VARIACIÓN Y EL TAMAÑO MEDIO DE GRANO

En la Figura 3.1 se muestra que la distribución de la frecuencia de tamaño de grano, puede ser obtenida por distintos métodos. Cada uno tiene sus ventajas y desventajas y la elección depende del problema a solucionar. Entre los métodos más comunes se encuentran:

1. Para gravas: medición con calibre
2. Para arenas: tamizado y sedígrafo
3. Para pelitas: método de la pipeta y sedígrafo
4. Para rocas muy consolidadas: medición en cortes delgados

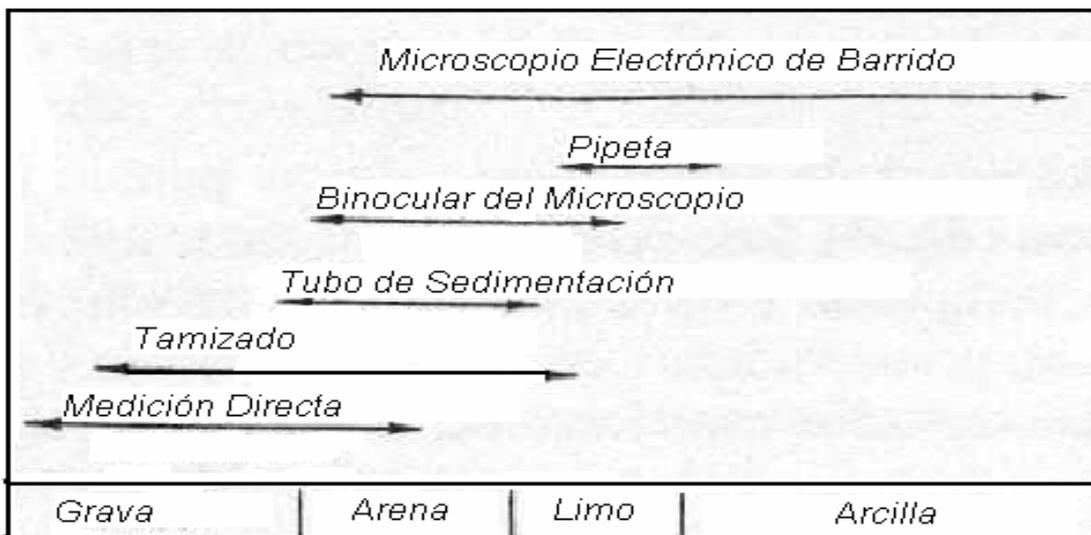


Figura 3.1 Rango de aplicabilidad de diferentes técnicas utilizadas en el análisis de tamaño de grano.

Cuando se trabaja con sedimentos o rocas poco consolidadas y antes de aplicar el método elegido, las muestras deben prepararse, es decir para que las partículas estén sueltas y separadas entre si y puedan medirse los tamaños individuales. A continuación se detallan los procedimientos para realizar esta preparación en el laboratorio.

3.1 Análisis granulométrico de sedimentos sueltos

3.1.1 Preparación de la muestra

Los pasos a seguir dependerán del grado de consolidación de las muestras. En general la rutina a seguir es la siguiente:

3.1.1.1 Cuarteo:

Sucesivas divisiones de la muestra total en cuartos, con el objeto de obtener una porción representativa de todas las características originales. Actualmente es posible realizar este

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

paso con un cuarteador, pero aquí se presenta el método tradicional. Se hace un montículo de muestra sobre una superficie limpia y con una espátula o cuchara, se divide en cuatro porciones iguales. Se retienen las dos cuartas partes alternantes (guardando el resto de la muestra) y se repite con ella la operación hasta conseguir aproximadamente el peso de material requerido. La cantidad exacta de material a usarse dependerá fundamentalmente del tamaño y selección de los sedimentos. A manera de guía se pueden sugerir los siguientes pesos aproximados (Carver, 1971, pág.51-52):

Grava fina: 500 grs.
Arena gruesa: 200 grs.
Arena mediana: 100 grs.
Arena fina: 25-50 grs.
Fracción menor: 5-25 grs.

3.1.1.2 Desagregación Mecánica:

En el caso de tener una roca consolidada o semiconsolidada se debe efectuar la separación de los elementos, para permitir el análisis de la misma. Generalmente se realiza una desagregación parcial antes del cuarteo y otra posterior a él, para eliminar todos los grumos y obtener los clastos individuales. Para ello los pasos a seguir son los siguientes:

-Se seca el sedimento al aire libre o a 40°C en horno.

-Desagregar todos los grumos inicialmente con los dedos para luego usar un pilón de madera o goma en un mortero de porcelana (también puede usarse un rodillo de madera) ejerciendo presión para separar los granos sin que se rompan los clastos (ya que sino formarían parte de un intervalo granulométrico de menor tamaño).

3.1.1.3 Desagregación Química:

Cumplido los pasos anteriores se efectúa la desagregación química de la muestra, o sea la eliminación de los materiales cementantes. Los ensayos que se realizan deben efectuarse en orden estricto, ya que de no hacerse así podrían producirse efectos contrarios a los buscados, debido a que los reactivos utilizados pueden reaccionar con subproductos. El orden establecido es el siguiente:

- a) Eliminación de materia orgánica (con peróxido de hidrógeno, H_2O_2).
- b) Eliminación de carbonatos (con ácido clorhídrico, HCl).
- c) Eliminación de óxidos e hidróxidos de hierro (con ácido oxálico, $H_2C_2O_4$).
- d) Eliminación de sales solubles (con agua destilada).

Primeramente, y a los efectos de cuantificar someramente el grado de reactividad de la muestra, debe tomarse una pequeña cantidad de la misma para efectuar pruebas con distintos reactivos. Si las reacciones son positivas, se hacen luego con el resto de la muestra cuarteada. En caso de ser negativa una prueba, se pasa a la siguiente, siguiendo el orden establecido. Es importante recordar que se debe tomar el peso seco de la muestra antes y después de cada ensayo para cuantificar.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Eliminación de la materia orgánica:

Con este procedimiento rara vez se elimina completamente la materia orgánica, pero aún así es muy útil para dispersar el sedimento.

Si hay poca materia orgánica, colocar la muestra (previamente pesada) en un recipiente y agregar 100 ml de peróxido de hidrógeno al 6% lentamente y con agitación constante. Repetir esta operación hasta que cese el burbujeo. Cubrir el recipiente y calentar a 40°C por espacio de 1 hora. Luego se filtra, se seca y se calcula la materia orgánica por diferencia de peso.

Si hay mucha materia orgánica presente, agregar agua oxigenada al 40 %, muy despacio, agitando al mismo tiempo y hasta que se detenga el burbujeo. Luego calentar a 40°C durante 10 minutos evitando pérdidas de material por excesiva violencia del burbujeo. Evaporar hasta que se haga una pasta delgada, sin llevar a sequedad. Posteriormente agregarle entre 10 a 30 ml de agua oxigenada 30% y cubriéndola con un vidrio de reloj calentarlo entre 40-60°C durante 1-12 hs. Este procedimiento debe repetirse hasta que se haya removido toda la materia orgánica. Finalmente, dar un pequeño hervor para remover el exceso de agua oxigenada (controlando el pH que debe ser 6-7).

Eliminación de cemento y clastos carbonatados:

El ataque se realiza con HCl, teniendo en cuenta que afecta también a los componentes fosfáticos y sulfuros (no se recomienda si se deben efectuar estudios mineralógicos).

Se coloca la muestra en un erlenmeyer y se le agrega 25 ml de agua destilada, agitando para mezclar. Se agrega lentamente HCl 10% hasta que se detenga la efervescencia. Si el material carbonático es abundante se producirá un gran volumen de líquido. Entonces se podrá agregar lentamente ácido concentrado, extrayendo (de ser necesario) el líquido por medio de un sifón. Posteriormente calentar a 80-90°C y agregar HCl hasta obtener un pH de 3.5 a 4 y mantenerlo en ese valor.

Si hay mucho carbonato, los iones de Ca disueltos interferirán con la dispersión de la muestra, con la remoción de la materia orgánica con agua oxigenada (por eso se debe eliminar primero) y precipitarán como oxalato de Ca en el tratamiento de remoción de los óxidos de Fe. Por lo tanto, se debe lavar la muestra con HCl 0.1%, repitiéndolo 3 o 4 veces. El líquido resultante debe ser analizado para determinar Ca, colocando una pequeña cantidad en un tubo de ensayos en medio alcalino y agregando oxalato de amonio. Si hay Ca se producirá la precipitación de oxalato de Ca (blanco). Finalmente se lava la muestra hasta obtener un pH de 6-7.

3.1.1.4 Secado y pesado de la muestra:

Finalizados los ataques químicos y luego de haber lavado la muestra hasta obtener pH neutro, se procede a secar y pesar el material dejándolo preparado para comenzar el análisis granulométrico.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

La muestra se seca en un horno a 40°C (si no hay arcillas presentes se puede secar hasta a 100°C). Posteriormente se deja expuesta 1 hora a la humedad ambiente para que alcance el equilibrio con la del laboratorio.

Luego, se pesa al miligramo anotando el dato para ser usado posteriormente para los cálculos de porcentajes, luego del análisis granulométrico.

3.1.2 Tamizado

Previo a la iniciación del análisis, el material es observado megascópicamente o con lupa para determinar las proporciones relativas de la fracción pelítica y psamítica (estos términos se utilizan para nombrar a los granos según su tamaño, así granos con un tamaño menor a 1/16 mm son denominados fracción pelítica y granos mayores a ese valor fracción psamítica. Cabe mencionar que frecuentemente varios autores utilizan el valor de 0.002 mm, pero los conceptos conservan su significado).

a) Separar la arena en su conjunto de la fracción limo-arcilla, mediante un tamiz de 62 μ m por vía húmeda. Para ello, primero en un recipiente hacer una pasta con agua destilada (para evitar nubes de polvo) para luego volcarla al tamiz. Luego se hace correr suavemente agua sobre el sedimento contenido en el tamiz, con el objeto de que las partículas finas (<1/16mm) sean arrastradas a un recipiente apropiado ubicado debajo, quedando retenidas las fracciones mayores en el tamiz.

De esta manera tenemos separada ambas fracciones, las cuales se analizan por separado:

Fracción Psamítica

b) La fracción que queda en el tamiz se seca a no más de 100°C (para evitar deformación de la malla); se debe tener la precaución de colocar un papel debajo del tamiz para recibir las partículas pelíticas que se desprenden durante el secado.

c) Una vez seco el material, se vuelca sobre un papel limpio ayudándose con un pincel con cerdas de nylon, cuidando que no queden granos atrapados en la malla.

d) Armar una pila de tamices cuyas aberturas responderán a la escala granulométrica adoptada para el análisis. Por debajo se colocará un fondo y hacia arriba se colocan las mallas en orden creciente de abertura.

e) Verter con cuidado el sedimento seco en el tamiz superior, luego se coloca la tapa a la pila y se introduce la pila en una máquina agitadora (Ro-Tap). Se mantiene agitando durante 15 minutos, sin modificar este tiempo entre muestra y muestra.

f) Finalizado el tamizado, vaciar el contenido de cada tamiz en una hoja de papel, ayudándose con el pincel.

g) Cada una de las fracciones recogidas en los tamices deberá ser pesada al miligramo. La suma de todas estas fracciones corresponderá al peso de la arena de la muestra, al que

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

deberá luego adicionarse el peso de la fracción pelítica, si eventualmente se recogen finos en el fondo de la pila de tamices, estos deben ser incorporados al material a pipetear.

Fracción Pelítica

En la Figura 3.2 se observa que los diversos métodos se basan en la velocidad de asentamiento de las partículas en medio acuoso (ley de Stokes), considerando a éstas como esferas perfectas. Los principales métodos utilizados para el análisis son los siguientes: pipeteo, sedígrafo, densimétrico, levigación y balanza de sedimentación. Cada uno de ellos presenta ventajas y desventajas sobre los otros, principalmente en tiempo de trabajo y precisión de los resultados. Aquí se describirá el método de pipeteo (Krumbein y Pettijohn, 1961; Galehouse, 1971), que es uno de los más ampliamente aceptados. También se hará una breve referencia al método del sedígrafo.



Figura 3.2 Representación esquemática de la Ley de Stokes, en la que se fundamentan diversos métodos, para determinar tamaños de grano en la fracción pelítica. Se pueden observar las fuerzas que actúan en un grano de sedimento que cae y encontrar la relación entre la velocidad de asentamiento de los granos en el agua y el tamaño de grano (radio).

h) Una vez que el material de tamaño inferior a $62 \mu\text{m}$ ha sido recolectado en un recipiente apropiado (probeta de 1000 ml) se procede a la dispersión del mismo. Esto se realiza para evitar que las partículas estén unidas unas con otras. La dispersión debe hacerse añadiendo un electrolito (peptizante) en volumen y concentración conocidos. Son varios los métodos de dispersión, basados en distintos electrolitos. Los más comunes son los que se realizan con hexametáfosfato de sodio (solución Calgón y solución Gedroiz). La primera se prepara con 40 grs. de hexametáfosfato de Na en 1 litro de agua destilada. Para la dispersión, colocar en vaso de precipitados la muestra a usar con aproximadamente 200 cm^3 de agua destilada; luego agregar 50 ml de solución Calgón y dejar reposar 24 hs. agitando periódicamente. Posteriormente introducir el material en máquina agitadora durante 5-10 min y después pasar la suspensión a una probeta de 1000 ml llevando a volumen con agua destilada.

i) Una vez finalizada la dispersión, el sedimento se encuentra en condiciones de ser analizado mediante el método de la pipeta.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

3.1.3 Método de la pipeta.

Este método consiste en tomar sucesivamente una cantidad fija de suspensión, por medio de una pipeta graduada, y a una profundidad "h" determinada para cada extracción, al cabo de un tiempo t. Las partículas extraídas tendrán una velocidad de caída inferior o igual a h/t.

El volumen del pipeteo (20ml) debe ser despreciable con relación al volumen total, para evitar la mezcla con otros tamaños de partículas.

Los tiempos y las profundidades de extracción corresponden a valores experimentales de la ley de Stokes y en la Tabla 3.1 se indican los principales valores (los diámetros pertenecen a la escala Udden).

Tabla 3.1 Tiempos de asentamiento, por Krumbein & Pettijohn (1961).

Phi	mm	µm	Prof(cm)	horas	minutos	segundos
4.0	0.063	63.0	20			58
4.5			20		1	56
5.0	0.0312	31.2	10		1	56
5.5			10		3	52
6.0	0.0156	15.6	Limo 10		7	42
6.5			10		15	
7.0	0.0078	7.8	10		31	
7.5			10	1	1	
8.0	0.0039	3.9	10	2	3	
8.5			10	4	5	
9.0	0.00195	1.95	10	8	10	
9.5			Arcilla 10	16	21	
10.0	0.00098	0.98	10	32	42	
10.5			5	32	42	
11.0	0.00049	0.49	5	65	25	

Los pasos necesarios para completar el método estándar de pipeteo (Krumbein y Pettijohn, 1938) son los siguientes:

1.- Se agita la suspensión entre 1 a 2 minutos con agitador manual de disco o agitador mecánico. Se debe poner especial cuidado de no producir proyecciones del líquido y material fuera de la probeta. En el preciso momento en que finaliza la agitación, la suspensión comienza a sedimentar y se pone en marcha el cronómetro. Este paso debe ser rápido y exacto al igual que todas las extracciones.

2.- Se debe verificar la temperatura, la cual debe estar en $20^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$, que es la temperatura estándar usada. De no ser así debe corregirse según tablas.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

3.- Introducir la pipeta con su extremo tapado hasta la profundidad indicada, unos 10" antes de la extracción. Esto debe realizarse para evitar disturbar la suspensión en el momento de la extracción. Realizar la extracción de 20 ml en el tiempo determinado y a la profundidad requerida.

4.- Verter el contenido de cada pipeteada en cápsulas de porcelana o aluminio limpias y previamente taradas y rotuladas.

5.- Las cápsulas se colocan en una estufa a temperatura no mayor de 40-50°C (a > de 100°C se afectan a los minerales de arcillas).

6.- Una vez secas, las cápsulas son depositadas en un desecador hasta peso constante, para evitar la hidratación de las muestras.

7.- Para calcular el peso del material correspondiente a cada intervalo se procede de la siguiente forma:

- tomar el peso de la muestra descontando el peso de la cápsula.

- a este peso debe descontarse el peso del Calgón:

1000 ml de agua ----- 40 gramos de Calgón

50 ml de agua ----- 2 gramos

1000 ml de dispersión ---- 2 g de Calgón

20 ml de dispersión ---- 0.04 gramos de Calgón

Por lo tanto:

Peso del material= peso de mat.de cápsula – 0.04 g(en 20 ml)

Para obtener la cantidad de material de cada tamaño en los 1000 ml contenidos en la probeta, deberá multiplicarse el valor por 50.

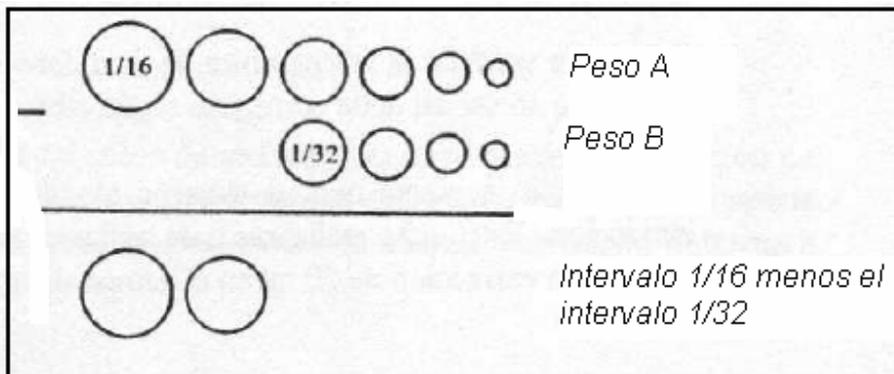


Figura 3.3 Obtención del peso del intervalo granulométrico 1/16 – 1/32 mm a partir de la resta de 2 pipeteadas sucesivas.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

8.- Hasta el momento, los pesos obtenidos corresponden a los tamaños determinados para cada tiempo de extracción. Para fines estadísticos, el parámetro a usar no será el peso de un tamaño en particular, sino el peso de un intervalo limitado de dos clases de tamaños. Cada uno de los intervalos dependerá de la escala usada.

De acuerdo a esto, para obtener el peso de cada intervalo, deberá restarse el peso de la primera pipeteada a la segunda, al de éste la tercera y así sucesivamente. Cada extracción contiene, respecto de la anterior, un grado granulométrico menos; por lo tanto los pesos de cada extracción deberán ser sucesivamente menores.

Ejemplo:

I) A los 58" se extrae una porción de suspensión que contiene material de tamaño 1/16 mm más todos los menores (peso A)

II) A 1'56" se extrae material de tamaño 1/32 mm más todos los menores (peso B).
Luego, el peso de cada intervalo granulométrico se obtiene restando las sucesivas extracciones entre sí:

Intervalo 1/16 - 1/32 mm = Peso A - Peso B = X1

3.1.4 Sedígrafo

Otra forma para determinar el tamaño de las partículas de arena y limoarcilla es la utilización del Sedígrafo, que también se basa en la ley de Stokes. La ley de Stokes permite conocer el rango de tamaño de partículas que han sedimentado por debajo de una profundidad dada luego de transcurrido un tiempo determinado (ver Tabla 3.1.3.1). Mediante este método el Sedígrafo puede establecer los rangos de tamaños por encima y por debajo de cualquier posición vertical del recipiente contenedor, midiendo los tiempos transcurridos a partir del comienzo de la sedimentación en el recipiente y de la profundidad de la zona de medición dentro de él. Para conocer qué cantidad de partículas ocurren en determinadas posiciones verticales del recipiente contenedor, el sedígrafo utiliza rayos láser o rayos X, con ellos mide la concentración de partículas en el medio líquido de la solución sedimento-agua destilada que se introduce en el dispositivo, ya que a mayor concentración de sedimento mayor absorción de los rayos transmitidos a través de la solución. El Sedígrafo entrega como resultado el porcentaje de partículas para cada rango de tamaños de grano. Es importante señalar que el Sedígrafo permite medir los tamaños de granos tanto para arenas como para limoarcillas y que es un método muy rápido (comparado con el tamizado y más aún con el pipeteo).

3.1.4.1 Características del análisis y preparación de las muestras

- El analizador de partículas utiliza la difracción de un haz de láser para obtener el tamaño de las partículas, basándose en la teoría y algoritmos de Fraunhofer y Mie. Ambas teorías están desarrolladas para partículas ideales esféricas y no porosas, y por lo tanto los resultados obtenidos pueden variar ligeramente debido a la forma y porosidad de las partículas.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

- El rango de medición del analizador es de entre 0.04 y 500 micrones. Sólo se analiza la fracción menor a 500 micrones. Por lo tanto, cuando haya partículas mayores de 500 micrones las muestras deben ser tamizadas, separándose la fracción mayor a 500 micrones, previamente.

Para un correcto análisis:

- Muestras sólidas.

a. Las partículas a medir deben separarse fácilmente entre sí.

b. Si las muestras tienen amplio rango granulométrico y contenido de material arcilloso es conveniente que se homogeneícen en forma de un fango húmedo y denso para evitar la formación de barquillos de desecación.

- Muestras líquidas.

Las muestras líquidas deben mostrar una perfecta dispersión, sin precipitados ni depósitos en el fondo del frasco o recipiente contenedor. Deben ser dispersadas preferentemente en soluciones de base acuosa y debe indicarse la naturaleza del soluto. Si se utiliza un solvente que no sea agua es necesario seleccionar un tipo de solvente adecuado para el material investigado.

- El equipo contiene un ultrasonido dispersor, al cual todas las muestras, tanto sólidas como líquidas, son sometidas durante la medición para lograr una mejor dispersión de las partículas. Sin embargo éste no garantiza que la dispersión de las partículas ocurra en su totalidad, si en la muestra hubiera elementos aglutinados.

- Debe realizarse la reducción del volumen de muestra, el tamizado, la dispersión granulométrica, la eliminación de materia orgánica (para evitar aglutinamientos), la eliminación de carbonatos si fuese deseado, antes de utilizar esta metodología.

3.1.4.2 Características de los resultados

- Los resultados son en forma de tablas y gráficos de frecuencia relativa y acumulada. Se pueden pre-programar los intervalos de clase.
- Un gráfico compuesto por un histograma y la curva de frecuencia acumulada superpuesta.

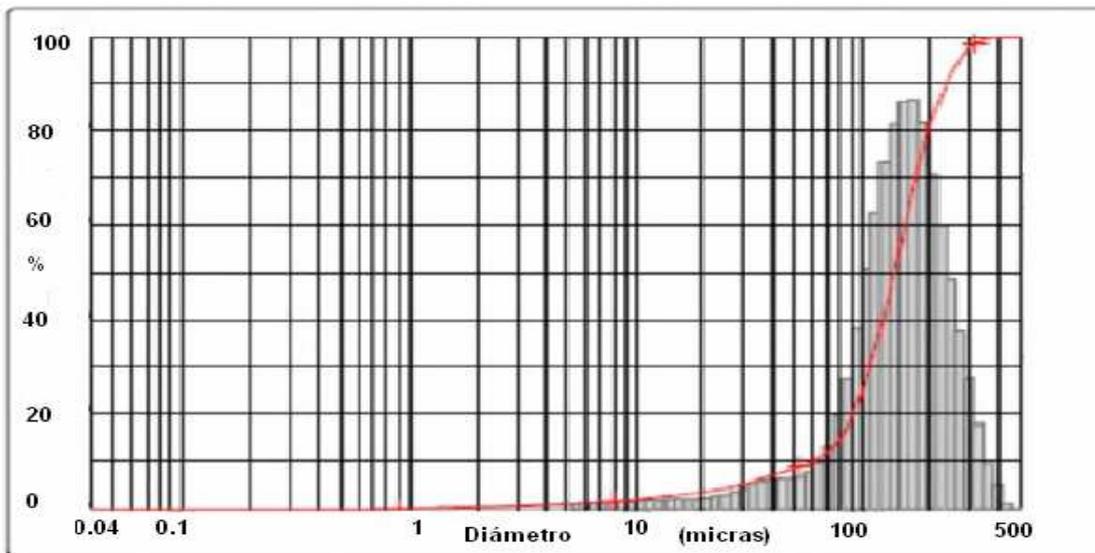


Figura 3.4 Los datos están representados en un gráfico de frecuencia vs diámetro en forma de histograma y curva acumulativa (en rojo).

3.1.5 Determinación del tamaño de grano por sonido de "fricción"

Un parámetro importante en el estudio del transporte clasificado de sedimento es el tamaño de grano de los sedimentos. Presentar técnicas, basadas en el muestreo de sedimentos y análisis de laboratorio, no es suficiente para determinar cuantitativa y rápidamente, el tamaño de grano de los sedimentos, con una alta resolución espacial. El nivel de sonido de fricción, generado cuando un detector de una sonda es arrastrado sobre el fondo marino, fue medido en un experimento de campo. Los resultados de esta campaña indican que el nivel de sonido de fricción revela las características del fondo marino. Experimentos de laboratorio fueron iniciados para entender estas mediciones de campo y mostrar una relación uno a uno entre el nivel de sonido y el tamaño medio de grano de los sedimentos. Aunque, la física de las mediciones de sonido de fricción, aún no está plenamente entendida, los experimentos de validación muestran que la técnica puede dar resultados cualitativos de alta resolución en composición de sedimentos y tiene un gran potencial para el desarrollo de un detector que monitoree cuantitativamente *in-situ* el tamaño de grano de los sedimentos.

La determinación de las características de los sedimentos es normalmente basada en muestras de núcleo, analizadas en el laboratorio. El núcleo y el análisis son una labor intensa, tediosa y costosa, y relativamente pocos lugares pueden ser muestreados. Especialmente sistemas sedimentarios, con una gran variabilidad espacial, requieren de un

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

denso muestreo. Desde el punto de vista de aproximación y rápida evaluación, tecnologías nuevas son requeridas.

En la última década, se desarrolló el sistema (Multiple-Element Detector for Underwater Sediment Activity, de Meijer 1998) MEDUSA. Este sistema cuenta con varios sensores para monitorear propiedades de los sedimentos y es arrastrado sobre la cama de los sedimentos. Las mediciones requieren contacto entre el detector y la cama de los sedimentos. El sistema MEDUSA contiene un micrófono simple para monitorear este contacto. La fricción entre la cubierta del detector y los sedimentos genera ruido (sonido de fricción) durante el arrastre.

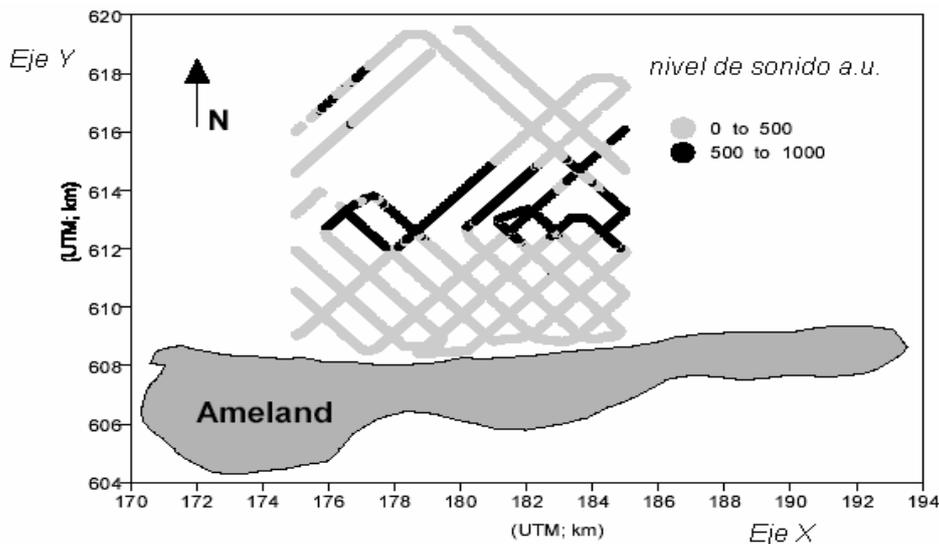


Figura 3.5 El nivel de sonido de fricción de las líneas de arrastre frente a la costa de la Isla Ameland, perteneciente al conjunto de las islas Frisias, en el Mar del Norte.

Durante las mediciones de las distribuciones de minerales pesados, frente a la costa de Ameland. También se midieron variaciones en el sonido de fricción. Estos niveles de sonido de fricción se representan gráficamente en la Figura 3.5. Esta figura muestra que áreas con mayores intensidades de sonido de fricción están presentes, alrededor de los 4 y 6 km costa fuera. Estas correlaciones espaciales se encuentran también en estudios posteriores con el sistema MEDUSA (Venema *et al.*, 1999c). Las variaciones parecen estar correlacionadas con el tamaño de grano, concentraciones de arena o variaciones en la morfología del fondo.

La relación entre las propiedades del fondo y las emisiones acústicas generadas por fricción fue estudiada antes por Mitchell *et al.* (1983). Estos autores desarrollaron un sistema que mide el tamaño de grano cuando un objeto rígido como un penetrómetro es empujado dentro el suelo. En estas mediciones, los granos deslizan y ruedan unos sobre otros y sobre el objeto que penetra, generando emisiones acústicas. Su estudio mostró que las amplitudes de las emisiones acústicas son una función del tamaño medio de grano, el empaque, la saturación de agua y ritmo de penetración.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Este método hace un enfoque especial en las mediciones de sonido de fricción en la capa superior de los sedimentos. Por lo tanto, experimentos de laboratorio se utilizaron para investigar las variaciones de sonido de fricción como función del tamaño de grano y se trata de comprender el fenómeno, en base a un modelo físico simple.

3.1.5.1 Estudio de laboratorio

La causa de las variaciones espacialmente coherentes en el sonido de fricción, medidas en el fondo marino (Figura 3.5), todavía no está clara. La generación de sonido por la cubierta del detector, arrastrado sobre los sedimentos, puede ser concebido por la frotación de un trozo de lija sobre un tubo de acero. El tamaño y tipo de sedimentos son probablemente los que tienen mayor impacto en los niveles de sonido de fricción medidos. Dado que en la naturaleza, las propiedades de los sedimentos (tamaño, redondez, esfericidad, etc.) son difíciles de determinar, la importancia de estas propiedades tuvo que ser estudiada bajo condiciones controladas. Otro parámetro que puede influir o generar el sonido de fricción medido es la presencia de *estructuras ripple* (estructuras muy características que presentan ondulaciones). De manera similar que en un lavadero, el “golpeteo” del sistema detector sobre las *estructuras ripple* puede generar e influenciar los niveles de sonido. La Tabla 3.2 muestra un resumen de parámetros que pueden generar e influir en el sonido de fricción medido.

Una vez que el nivel de sonido de fricción es generado por uno de los parámetros manejados, otros parámetros pueden influir en los resultados medidos. Parámetros como velocidad de arrastre y dirección de arrastre pueden variar durante una investigación y es importante saber sí y cómo estos efectos influyen en los resultados. La forma y propiedades acústicas de la configuración del dispositivo de medición no cambian durante la investigación, pero son relevantes en la calibración y cuantificación de los datos.

Tabla 3.2 Resumen de los posibles parámetros y condiciones que influyen en las mediciones de sonido de fricción.

Parámetros	Condiciones que influyen
Características de los sedimentos	Velocidad de arrastre
* Tamaño	Forma/propiedades acústicas del detector
* Tipo (lutita/arena/arcilla)	Dirección de arrastre sobre la morfología
* Forma (redondez y angulosidad)	
Estructuras Ripple	
* De pequeña escala	
* De gran escala	

Para determinar los mecanismos físicos que conducen a la generación de sonido de fricción, un análisis sistemático bajo condiciones controladas es una primera aproximación. En este marco, dos experimentos se llevaron a cabo bajo condiciones controladas de laboratorio.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Los experimentos se enfocaron en la relación entre el sonido de fricción, el tamaño de grano y las estructuras *ripple*.

3.1.5.2 Estructura experimental

Los experimentos estudiaron el transporte de sedimento en un perfil costero. Después de varias horas los sedimentos se redistribuyeron sobre el perfil, en estructuras *ripple* y en una barra. Entre las condiciones onduladas, el perfil fue investigado a una velocidad constante con el sistema MEDUSA. Después de los experimentos, el agua fue drenada y muestras de los sedimentos fueron tomadas a lo largo del perfil. Estas muestras se analizaron en su distribución de tamaño de grano por tamizado. Los análisis de estos experimentos se utilizaron para investigar la importancia de las variaciones de tamaño de grano y de las estructuras *ripple* en el nivel de sonido de fricción.

El experimento se centró en la investigación de la relación entre el nivel de sonido y el tamaño medio de grano del sedimento y el efecto de variaciones en la velocidad de arrastre. Además, se hizo un intento por determinar las distribuciones de frecuencia de los niveles de sonido medidos. Para determinar la relación entre el sonido de fricción y las variaciones conocidas en el tamaño de grano, zonas de sedimento de varios tamaños de grano (desde 60 micras a 350 micras), con una longitud aproximada de 2 metros y con un espesor de aproximadamente 1 cm fueron colocadas en la parte superior del perfil. Los cambios morfológicos inducidos por las zonas de arena no fueron más grandes que las estructuras *ripple* de pequeña escala ya presentes. El sistema MEDUSA fue arrastrado sobre la cama a dos velocidades (0.1 m/s y 0.2 m/s), antes y después de colocar las zonas de arena mencionadas. Estas mediciones fueron repetidas para evaluar la repetitividad. Cabe señalar que las velocidades son de un orden de magnitud menor que las velocidades que se alcanzan en el campo.

Para las mediciones en el laboratorio, la cubierta normal del detector MEDUSA era demasiado grande, entonces el sistema se dividió en dos tubos (cada uno con una longitud de 0.4 m), hechos del mismo material del tubo estándar. La Figura 3.6 muestra que en un tubo fue colocado un detector de rayos- γ , en el otro tubo se colocó la electrónica y el micrófono. Ambos tubos se colocaron en un trineo de PVC para prevenir la acumulación de sedimentos en frente de los tubos. Una varilla de metal conectaba el trineo con un carro móvil. El tubo con el micrófono fue conectado con pequeñas cuerdas al brazo móvil, de tal modo que las vibraciones que no eran provenientes de los sedimentos no pudieran influir en la señal de sonido.

El micrófono estándar del sistema MEDUSA muestreaba cada 0.1 segundos e integraba por lo menos a cada segundo. Para determinar los mecanismos que conducen a las variaciones del nivel de sonido, dos sensores análogos fueron añadidos al sistema: un micrófono adicional y un acelerómetro dieron la oportunidad de tomar una muestra de una señal análoga con diferentes resoluciones de frecuencia. Como se aprecia en la Figura 3.6, ambos sensores fueron colocados en una caja de PVC dentro del mismo tubo detector así como el micrófono estándar en el tablero electrónico. Un analizador de espectro fue acoplado al sistema para determinar la distribución de frecuencia; el espectro y señales análogas fueron almacenados digitalmente.

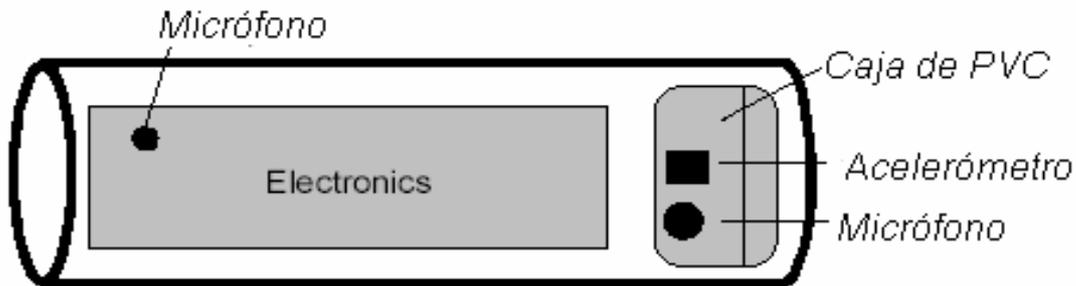


Figura 3.6 Presentación esquemática del tubo con micrófonos, acelerómetro y electrónica en el experimento de laboratorio.

3.1.5.3 Efectos del tamaño de grano y de estructuras *ripple* en el sonido de fricción.

Como se muestra en la Figura 3.7, durante el experimento, una barra se desarrolló en $x=220$ m y a una profundidad de agua de 1-2m. "Mar adentro" de la barra, la morfología del perfil se caracterizaba por una región lisa ($190 < x < 215$ m), seguida de una región ($140 < x < 190$ m) con estructuras *ripple* relativamente grandes (con una longitud típica de 3 m, y altura de 0.2 m).

En la Figura 3.7, la variación del nivel de sonido a lo largo del perfil se muestra para dos mediciones. El nivel de sonido es alto en la barra ($x=220$ m), muestra una disminución hacia $x=190$ m, en la región lisa, aumenta alrededor de $x=185$ m y permanece constante hacia $x=80$ m. Es notable que la dispersión en el nivel de sonido es bajo en la región en donde no hay estructuras *ripple*. El nivel de sonido es medido en dos corridas sucesivas para determinar la repetitividad de la señal. Estos resultados muestran que la mayoría de las fluctuaciones de pequeña escala son reproducidas, pero algunas de las dispersiones difieren para ambas mediciones. Esto indica que las fluctuaciones de pequeña escala pueden reflejar propiedades físicas reales, pero parte de las dispersiones deberían estar relacionadas a fluctuaciones estadísticas.

Para investigar una posible relación entre el nivel de sonido y el tamaño de grano, se tomaron muestras de la capa superior de los sedimentos de varias partes de la cama después de que el agua fue drenada. Después del secado y tamizado, la distribución del tamaño de grano es medida. Los valores del tamaño de grano (puntos) son presentados en la parte superior de la Figura 3.7, junto con el nivel de intensidad de sonido (líneas). Los dos conjuntos de datos muestran una notable correspondencia: grandes tamaños de grano corresponden a grandes niveles de sonido de fricción; tamaños de grano pequeños están relacionados a niveles bajos de sonido de fricción.

Los resultados que se presentan en la Figura 3.7, indican que el tamaño de grano y la intensidad de sonido están relacionados, pero existe también una relación entre el nivel de sonido más bajo, la ausencia de dispersión en el nivel de sonido y la ausencia de estructuras *ripple*. El nivel de sonido muestra un comportamiento pico, cuando las estructuras *ripple* están presentes. En la región lisa (entre $x=190-220$ m) y en la parte "mar adentro" de la

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

barra, este tipo de picos apenas están presentes. Si el nivel de sonido es afectado por variaciones morfológicas debido a las estructuras *ripple*, las variaciones en el nivel de sonido pueden ser relacionadas a las longitudes de las estructuras *ripple*. Por lo tanto, la influencia de mega-ripples (con una longitud entre 0.5 y 5 metros y alturas entre 0.05 y 0.5 m) fue investigada por filtración del nivel de sonido. La Figura 3.8 muestra el patrón de sonido filtrado en comparación con el valor d_{50} . Al parecer, las variaciones de pequeña escala superpuestas en el nivel de sonido no tienen una influencia en la tendencia de gran escala del nivel de sonido. Parece que la tendencia a gran escala en el nivel de sonido refleja las variaciones de tamaño de grano de la cama, mientras que las variaciones del nivel de sonido correlacionadas con cambios de pequeña escala en morfología (como estructuras *ripple*) son superpuestas como una dispersión en esta tendencia. Si estas variaciones de pequeña escala son directamente el resultado de "golpeteos" en las características morfológicas o si surgen de variaciones muy pequeñas de tamaño de grano debido a la clasificación de sedimentos dentro de las estructuras *ripple* no puede ser concluido en este experimento. Si esta clasificación de sedimentos en estructuras *ripple* causa estos efectos, los tamaños de grano podrían variar entre 200 y 450 micras dentro 2 m, como se aprecia en la Figura 3.7.

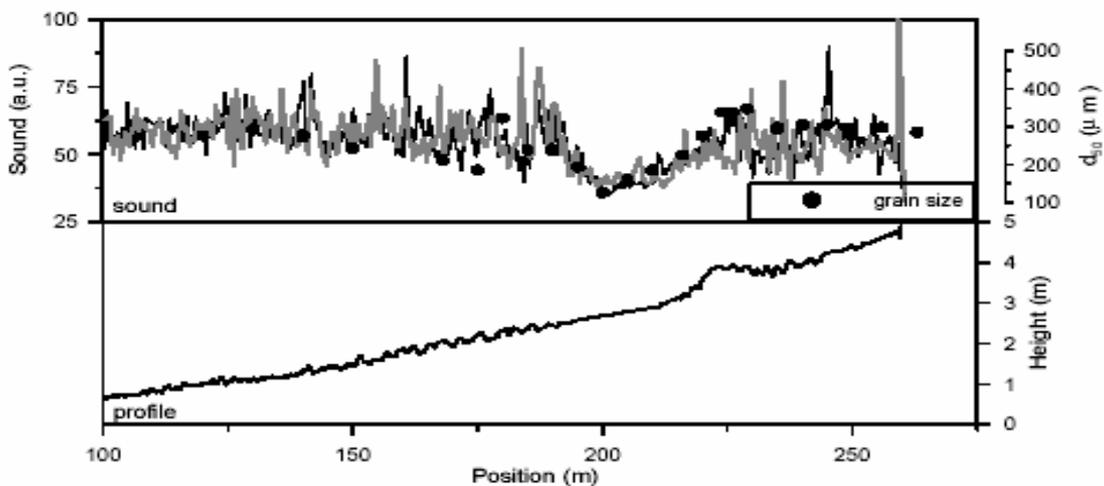


Figura 3.7 En la parte superior se muestra el nivel de sonido de fricción (líneas) de dos mediciones repetidas y la distribución de tamaño de grano (Puntos) a lo largo del perfil (parte inferior de la grafica) en el experimento de laboratorio.

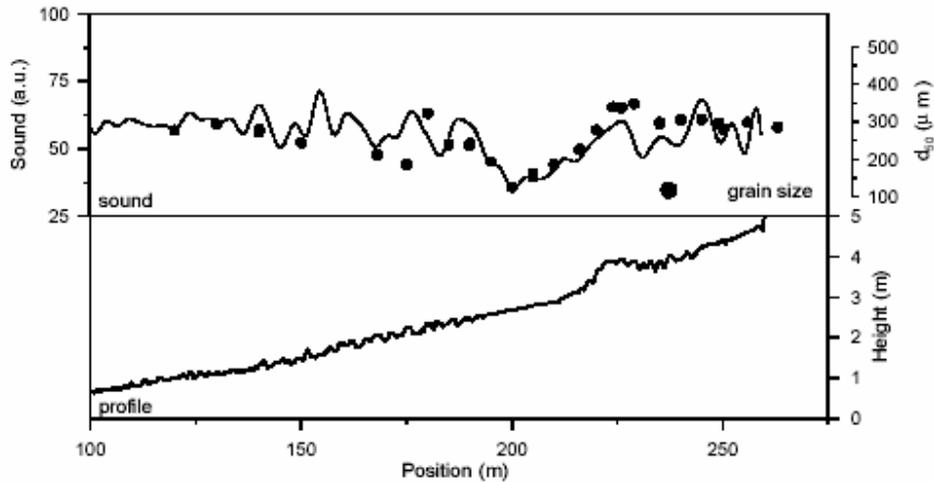


Figura 3.8 Nivel de sonido filtrado (línea) y tamaño de grano (puntos).

3.1.5.4 Efectos del tamaño de grano y de la velocidad de arrastre en el sonido de fricción

Los experimentos se centraron en los efectos del tamaño de grano y de la velocidad de arrastre en el nivel de sonido de fricción.

Después de colocar las zonas con diferentes tamaños de grano, el sedimento se sumergió aproximadamente 0.7 m en agua y el nivel de sonido se midió a dos velocidades (0.1 y 0.2 m/s). Tres corridas se hicieron para cada velocidad. Para determinar una relación entre el tamaño de grano y los niveles de sonido medidos, las tres mediciones sucesivas fueron promediadas y los niveles de sonido de fricción se promediaron sobre las regiones con diferentes tamaños de grano.

Las señales de sonido son registradas y amplificadas en la electrónica. Para determinar la señal de sonido lineal, los datos de sonido son normalizados por el máximo nivel de sonido y transformados a intensidad de sonido, I , por el cálculo de $I=10^{\text{nivel de sonido}}$. Estos resultados se presentan en la Figura 3.9. Las incertidumbres en la intensidad de sonido representan la desviación estándar de la intensidad del sonido sobre zonas específicas (parches de arena). Los resultados de la Figura 3.9 corroboran la existencia de una relación positiva entre el tamaño de grano e intensidad de sonido. Una curva lineal de la función:

$$I = a(d_{50}) + b \tag{3.1}$$

es ajustada a través de datos puntuales. Los resultados de estos ajustes son dados en la Tabla 3.1 y Figura 3.9. Estos resultados muestran que la intensidad de sonido varía de manera similar con el tamaño de grano para las 2 velocidades, (el mismo parámetro a), pero a mayores velocidades de arrastre (el doble), las intensidades de sonido son en promedio 20% superiores.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Estos resultados muestran que las intensidades de sonido de fricción dependen linealmente del tamaño de grano. La relación es independiente de la velocidad de arrastre, pero la magnitud de los niveles de sonido es, a bajas velocidades, determinada por la velocidad de arrastre.

Tabla 3.1 Parámetros de ajuste, de la ecuación 3.1.

Velocidad (m/s)	A	b
0.1	0.0086(0.0009)	3.8 (0.12)
0.2	0.0083(0.0009)	4.6 (0.14)

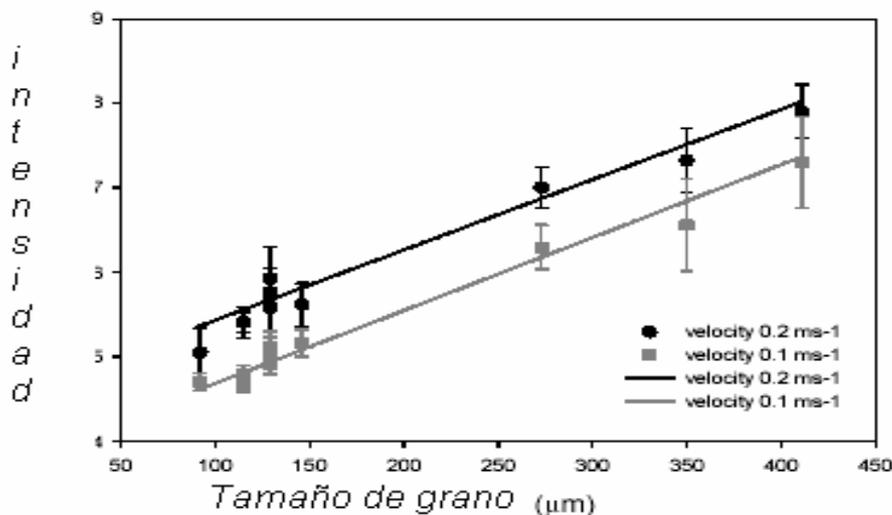


Figura 3.9 Correlación entre nivel de sonido y tamaño de grano de los parches.

3.1.5.5 Distribución de frecuencias del sonido

Para determinar el efecto de las variaciones de tamaño de grano en las distribuciones de frecuencia del sonido de fricción, dos sensores extra (un acelerómetro y micrófono adicional) son incluidos en la toma de muestras. Sin embargo, el análisis de la intensidad de sonido total de estos sensores no muestra correlación con la distribución de tamaño de grano. La ausencia de una correlación con el tamaño de grano es notable, especialmente desde que las mediciones con el micrófono “normal” mostraban una clara correlación en los mismos experimentos. Una explicación de esta desviación probablemente se encuentra en la estructura del sistema. Los detectores análogos son colocados en el mismo tubo como en el sistema estándar. El micrófono estándar se colocó en el tablero electrónico, pero los sensores análogos son pegados en una caja de PVC cuyos lados tienen un grosor de aproximadamente 3 mm. Al parecer, la electrónica y caja de PVC tienen propiedades acústicas totalmente diferentes que influyen fuertemente en la medición de señales. Dado que no existe correlación entre las mediciones de intensidades de sonido y el tamaño de grano, los datos no fueron analizados en su distribución de frecuencias.

3.1.5.6 Evaluación de los experimentos

Los experimentos de laboratorio muestran que hay una relación uno a uno entre el tamaño medio de grano del sedimento y la intensidad de sonido de fricción. El tamaño medio de grano puede ser el mecanismo que genera el sonido de fricción, pero la velocidad de arrastre influye en el nivel de sonido para velocidades de arrastre (entre 0.1 y 0.2 m/s). La presencia de estructuras *ripple* en la cama de sedimento genera una dispersión extra de la señal. Si esta dispersión es el resultado de las variaciones de tamaño de grano reales debido a la clasificación del sedimento en estructuras *ripple* o es debido al "golpeteo" del detector sobre la morfología del sedimento no está aún claro.

Los experimentos indican que el tamaño de grano es un parámetro importante en la generación de sonido de fricción. Para comprender esta relación, un modelo esquemático es presentado, que describe un mecanismo de generación de sonido de fricción por el friccionamiento de los granos del sedimento.

3.1.5.7 Modelo

En la Figura 3.10 se aprecia que el sonido es generado cuando hay ruptura o excitación de los enlaces moleculares. Cuando una placa se descansa sobre los sedimentos, el peso por unidad de superficie de la placa, W , puede ser balanceado por la presión total sobre los granos, P . Los granos del sedimento no son una superficie plana, y se asume que la placa puede "doblarse" sobre los granos como el caucho de una bicicleta, que se ajusta a la superficie de la carretera cuando un peso es colocado en la bicicleta.

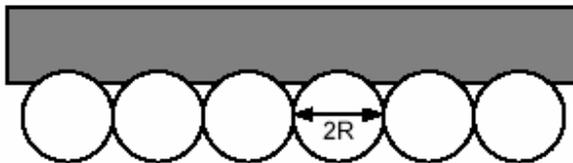


Figura 3.10 Una placa descansando sobre granos de sedimentos con diámetros $2R$, la cual está ligeramente doblada sobre los granos para una óptima distribución de presión.

La presión total P es una función del peso de la placa, W , el número de granos, N , y la superficie de contacto por grano, S :

$$P = W/NS \quad (3.2)$$

Dado que el peso de la placa descansa en la superficie de los sedimentos, el peso W es balanceado por la presión y:

$$W/P = NS = \text{CONSTANTE} \quad (3.3)$$

Esto significa que al disminuir el número de granos (o aumentar el diámetro R), los granos empujarían un poco más la placa y la superficie de contacto S aumentaría.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Como se aprecia en la Figura 3.11, cuando la placa empieza a moverse, los granos forman "ranuras" paralelas en la placa en lugar de "agujeros" que se forman en el caso estático. También para esta situación, el peso de la placa es equilibrado por la presión sobre los granos, como se muestra en la ecuación 3.3.

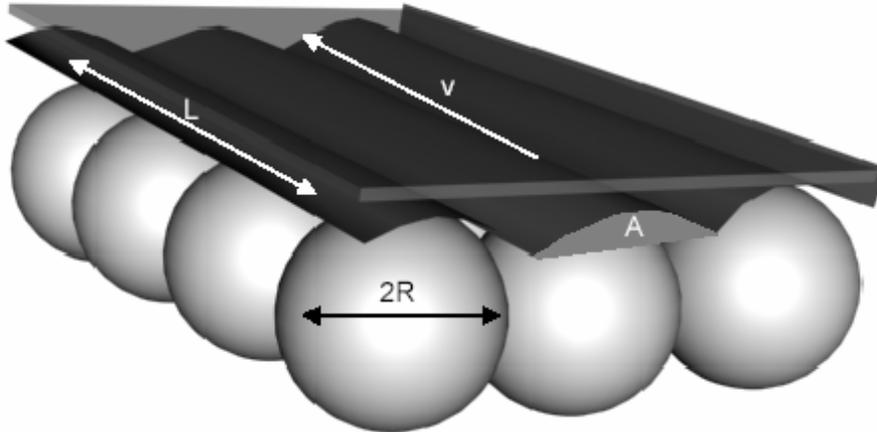


Figura 3.11 Presentación esquemática de ranuras paralelas, formadas cuando una placa se mueve sobre los granos de los sedimentos.

En la Figura 3.11 se aprecia que la intensidad de sonido de fricción (I) es una función del material total reemplazado de la placa. En el caso de una placa móvil, el volumen comprimido o friccionado por los granos es determinado por la sección transversal del grano (A) y la longitud de la ranura (L):

$$I = NAL \quad (3.4)$$

La longitud L es una función de la velocidad de la placa.

Si el tamaño de grano disminuye, el número de granos por unidad de anchura, que forman las ranuras paralelas aumenta como una función de R . El área superficial A , con R^2 y la Ecuación 3.1.5.7.3:

$$I = NAL = (1/R)R^2L = RL \quad (3.5)$$

La Ecuación 3.5 muestra que la intensidad de sonido de fricción es relacionada linealmente al tamaño de los granos y es también una función de la longitud L , la cual depende de la velocidad de arrastre.

Este modelo muestra que la intensidad de sonido de fricción es una función de la velocidad de arrastre, pero no indica si esta relación es lineal o no. En el laboratorio, se realizaron mediciones a bajas velocidades. En estas mediciones, el sonido de fricción es claramente una función de la velocidad, como se aprecia en la Figura 3.9. En las mediciones de campo, las velocidades en general son un factor 10 más grande. En diferentes investigaciones de campo se observó que después de iniciado el movimiento del

detector, los niveles de sonido alcanzan un nivel que no cambia mucho con la variación de la velocidad. Estas observaciones sugieren que el efecto de la velocidad de arrastre en la intensidad de sonido no es lineal, pero decrece con el incremento de velocidad. Sin embargo, más investigaciones son necesarias para una mejor determinación de esta relación.

3.1.5.8 Calibración de la intensidad de sonido de fricción

Para utilizar las intensidades de sonido medidas en la determinación de las variaciones de tamaño de grano, muestras de tamaño de grano se utilizaron para calibrar la señal. Después de tres experimentos, muestras de sedimento fueron tomadas del perfil. Estas muestras son comparadas con la intensidad de sonido de estos experimentos. Para evitar errores en la localización de las muestras de sedimentos con respecto a las mediciones de intensidad de sonido de fricción (con una resolución espacial de 0.5 m), las intensidades de sonido de fricción se promediaron sobre 7 puntos. La desviación estándar en este promedio está definida como la incertidumbre en las mediciones de sonido de fricción. Estas mediciones y el ajuste lineal de acuerdo con la ecuación 3.1 son presentados en la Figura 3.12. Las mediciones con incertidumbres relativas > 10% son omitidas del gráfico y del ajuste. Analizando los datos con y sin estos puntos se concluye que los parámetros de ajuste permanecen constantes.

Los resultados en la Figura 3.12 muestran claramente que también para estos experimentos una relación lineal entre la intensidad de sonido de fricción y el tamaño de grano está presente. Por otra parte, la relación es similar para los tres experimentos.

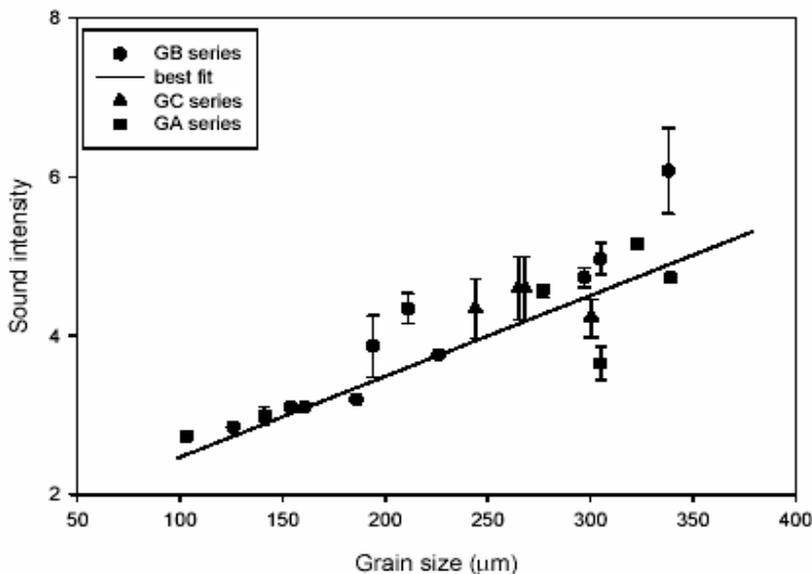


Figura 3.12 Intensidades de sonido medidas con el sistema MEDUSA y tamaños de grano medidos en muestras de 3 experimentos y el mejor ajuste de acuerdo con la ecuación 3.1.

3.1.5.9 Conclusiones

Los experimentos muestran que las intensidades de sonido de fricción son relacionadas al tamaño de grano. Esta relación puede ser explicada por un modelo físico simple. Este modelo muestra que la intensidad de sonido de fricción está relacionada linealmente al tamaño de grano. Los experimentos encaminados a obtener información sobre el sonido de fricción indican que la forma y material de la cubierta de los sensores son de crucial importancia en la determinación del sonido de fricción.

La relación lineal entre la intensidad de sonido de fricción y tamaño de grano es utilizada para calibrar las intensidades de sonido de fricción medidas en los experimentos. Una comparación de los conjuntos de datos de tamaño de grano, de muestras de sedimentos de tres experimentos, indica que la relación es constante a través de los experimentos y pueden ser ajustados con el modelo. Esta calibración se utiliza para determinar la variación del tamaño de grano en los experimentos.

El efecto de la velocidad de arrastre debería ser considerado detalladamente, y los experimentos planeados para medir la relación entre el nivel de sonido y las velocidades de arrastre, deberían ser a velocidades similares a las de campo. La distribución de frecuencia del sonido puede probablemente dar más información sobre los mecanismos exactos que generan las variaciones de nivel de sonido y poder cuantificarlos en el modelo. Esta cuantificación ayudará a optimizar la forma y el material del sistema de detector.

Investigaciones actuales muestran que medir intensidades de sonido de fricción detalladas puede dar información detallada sobre las propiedades del sedimento, que es todavía cualitativa, pero que puede ser calibrada para resultados cuantitativos.

3.2 Análisis granulométrico de rocas litificadas

Este análisis se realiza mediante cortes delgados de sedimentos cuyo grado de litificación no permite la desagregación, o donde se sospecha que los clastos pueden desintegrarse y en consecuencia falsear el análisis. Es un procedimiento óptimo para areniscas ricas en cuarzo, con selección buena a muy buena y esfericidad alta.

3.2.1 Método de Chayes:

Es un método rápido y consiste en la medición del diámetro del campo del microscopio (a un aumento determinado) y el conteo del número de granos cortados por las líneas de referencia del microscopio. Luego se divide el doble del diámetro por el número de granos. Este proceso se repite varias veces hasta que se tenga un número de granos cortados estadísticamente significativos.

$$\text{Granulometría media} = (\sum 2(d/n))/N \quad (3.6)$$

donde n es el número de granos cortados por la línea; d es el diámetro del campo visual del microscopio y N el número total de campos visuales sometidos a conteo.

Este método es apropiado para estudios en los cuales se desea tener una idea general sobre la distribución granulométrica, pues ofrece el valor de la granulometría media, pero no se presta para la determinación del grado de selección de los tamaños de las partículas.

3.2.2 Método de Friedman:

Consiste en establecer, en la sección delgada, el eje mayor del clasto ubicado en el cruce de hilos del microscopio. Deben contarse entre 100 y 400 granos en cada sección. El espaciado entre cada punto y entre cada línea de recuento se establece arbitrariamente y depende fundamentalmente de la granulometría promedio y el tipo de fábrica.

Existe un error vinculado a que el eje medido no siempre corresponde al eje intermedio del grano, como en el caso del método de tamizado. Entonces, como en los resultados hay un desvío natural hacia diámetros menores que los reales, Friedman estableció factores de conversión empíricos entre los datos granulométricos en cortes delgados y los obtenidos por tamizado. Esto equivale a transformar las frecuencias numéricas (corte delgado) en frecuencias en peso (tamizado). Los materiales pelíticos no pueden ser sometidos a este método.

Ecuaciones de conversión propuestas por Harrell y Eriksson (1979):

$$X^* (\text{media corregida}) = 0.934 \cdot X (\text{media en sección delgada}) + 0.376 \quad (3.7)$$

$$\sigma^* (\text{selección corregida}) = 0.880 \cdot \sigma (\text{selección en sección delgada}) + 0.122 \quad (3.8)$$

3.2.3 Procedimiento estereológico (tamaño medio de grano)

El tamaño de grano es fundamental en muchos aspectos de la Petrología determinándose mediante técnicas muy diversas. Aquí se propone un procedimiento estereológico de cuantificación en 2-D, para estimar de forma rápida y eficiente la densidad numérica, porcentaje superficial y área media de las secciones de cada mineral en láminas delgadas. Se describe pormenorizadamente mediante un ejemplo aplicado a la estimación del área media de las secciones de biotita (la biotita es un tipo de mica importante, junto con la moscovita, flogopita y la lepidolita, contiene potasio, magnesio, hierro y aluminio. Tiene un fuerte brillo y suele ser de color verde oscuro, pardo o negro, aunque en ocasiones puede ser de color amarillo pálido) de una lámina delgada de tonalita.

Desde un punto de vista petrofísico, es bien conocido que las características de las rocas (mineralogía, textura y espacios vacíos) condicionan sus propiedades físicas. Dentro las características texturales (tamaño de grano, orientación morfológica de los minerales, características de los bordes de grano, etc.) el tamaño de grano es una de las que más influye en el comportamiento de las características petrofísicas.

Por otra parte el tamaño de grano de las rocas tiene unas claras implicaciones petrogenéticas, por lo que su cuantificación es muy importante en el estudio de los procesos de génesis de las rocas. Es también una característica fundamental para la clasificación de las mismas.

Existen métodos de muy distinto tipo para la medida del tamaño de grano de las rocas. Los métodos físicos pueden ser especialmente adecuados en el caso de algunas rocas sedimentarias poco consolidadas en las que pueden separarse fácilmente los granos y determinar su tamaño por tamización, velocidad de sedimentación, medida de turbidez de suspensiones, etc.

En el caso de otras rocas sedimentarias y prácticamente en todas las rocas endógenas es muy difícil la separación de los cristales, y los métodos utilizados consisten generalmente en la medida del tamaño de las secciones de los minerales, en láminas delgadas, siempre que el tamaño de grano alcance unos tamaños adecuados y dependiendo de la resolución y aumentos del microscopio utilizados. En estos casos, a partir de medidas realizadas en estas secciones 2-D, se obtienen parámetros que caracterizan el tamaño de grano de los minerales. Uno de los más sencillos y utilizados es el índice granulométrico de Chayes (Chayes y Fairbairn, 1951) que sólo informa el tamaño medio expresado en unidades de longitud. Otros más laboriosos proporcionan distribuciones de tamaño como por ejemplo, las distribuciones de tamaños de cristales (Crystal Size Distributions, CSD) utilizadas por Marsh (1988). El análisis digital de imágenes permite determinar tanto el tamaño medio, como la distribución de áreas de secciones de granos (Nistal, 1993). En todos estos métodos lo que se mide, en realidad, es el tamaño de las secciones de grano y no el tamaño de los cristales propiamente dicho.

Por su parte, los métodos estereológicos suministran información cuantitativa 3-D a partir de datos 2-D obtenidos en secciones: es decir, se puede estimar el volumen y el tamaño real de los granos a partir del área de sus secciones. Aunque ésta es la característica esencial y el

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

punto fuerte de la estereología, hay muchas situaciones, en las que son más adecuados métodos simples, rápidos y de confianza para la cuantificación de características bidimensionales, como el área de las secciones de grano, ya mencionado.

En este trabajo se proponen unos métodos sencillos de cuantificación en 2-D, para estimar rápida y eficientemente en láminas delgadas observadas mediante microscopía óptica de polarización, las siguientes características de los cristales:

- Densidad numérica (número de secciones de cristales por área de lámina).
- Porcentaje superficial (igual al porcentaje volumétrico).
- Tamaño medio de sección de cada mineral.

Aunque alguna etapa de este método se utiliza en estudios biológicos o patológicos para determinar, por ejemplo, el denominado “índice de celularidad”, su aplicación a la cuantificación de características texturales de materiales rocosos es aún novedoso. También se sigue alguna etapa de este tipo de procedimientos en las normas ASTM para cualquier tamaño de grano estándar.

Para ilustrar el uso de estos métodos se presenta un ejemplo de estimación del tamaño de grano de secciones minerales, realizado dentro de un proyecto de investigación, que trataba de interpretar la cortabilidad de las rocas (en lo que respecta a la velocidad de corte) en función de sus características petrográficas. Es, por tanto, imprescindible considerar el papel de la composición mineralógica y del tamaño de grano de los distintos minerales en esa velocidad de corte, sin olvidar la presencia de poros o fisuras. Este es un caso particularmente apropiado para el uso de estos métodos, porque lo que realmente influye en el proceso es el tamaño de la sección del cristal seccionada por el cortador: por lo tanto, los datos interesantes son el porcentaje de cada fase mineral y el tamaño y número de las secciones de cristales de cada fase.

3.2.3.1 Procedimiento

El procedimiento se aplica superponiendo una malla de contaje sobre imágenes de láminas delgadas obtenidas mediante microscopía de polarización por luz transmitida. El procedimiento consta de tres etapas:

- 1.- Determinación de la densidad numérica de cada fase mineral.
- 2.- Determinación del porcentaje superficial ocupado por cada fase mineral.
- 3.- Cálculo del área media de las secciones de cada fase mineral a partir de los datos obtenidos en las 2 etapas anteriores.

El método da resultados no sólo del tamaño medio de las secciones de grano, sino también de la densidad numérica y de los porcentajes superficiales ocupados por las secciones de las distintas fases. Estos porcentajes superficiales son equivalentes a los volumétricos, de manera que, siguiendo este procedimiento, se determina simultáneamente la composición modal de la roca.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Existe la posibilidad de simplificar el procedimiento si se hace uso de datos previos ya conocidos (la composición mineralógica en volumen de la roca) aunque los datos obtenidos solo pueden aplicarse, en este caso, al conjunto de la roca y no a cada sección en particular.

3.2.3.2 Determinación de la densidad numérica (Q_A)

La densidad numérica es el número de secciones de cristales por unidad de superficie, que en la terminología usada en Estereología se representa como Q_A . Para calcularla hay que determinar el número de secciones de cristales, de los distintos minerales, que hay en la imagen y dividirlo por el área de dicha imagen. Aunque la determinación puede parecer trivial hay que tener en cuenta algunas normas. Gundersen et al. (1988) explican con detalle los problemas que surgen cuando nos enfrentamos a un problema aparentemente sencillo como éste.

En la figura 3.13 pueden observarse las imágenes de una zona de una lámina delgada de tonalita, observada mediante microscopía de polarización por luz transmitida (con luz polarizada y analizada -a- y sin analizador -b-). La figura 3.13c es un esquema en el que sólo se representan las secciones de cristales de biotita para facilitar la descripción del procedimiento y siguiendo la propuesta de Gundersen et al (1988).

En este esquema se observa que aparecen 29 secciones completas y 4 secciones incompletas de biotita, en total 33 secciones; la cuestión es: ¿todas ellas deben ser consideradas a la hora de estimar la densidad numérica de la biotita en esta sección?

Para determinar sin sesgo el número correcto de secciones, Gundersen et al. (op. Cit.) proponen colocar un marco de referencia sobre la imagen: dicho marco está formado por un rectángulo con dos lados adyacentes de líneas continuas y los dos lados opuestos de líneas discontinuas, tal como se observa en la figura 3.14. El número de secciones que hay que contar sería la suma de todas las secciones situadas completamente dentro del marco de referencia más las secciones que tengan alguna porción dentro del marco siempre que no corten a las líneas continuas del marco. En el ejemplo de la figura 3.15 este número de secciones de biotita sería: 20 completas + 3 secciones incompletas (señaladas con un asterisco) que no cortan a las líneas continuas, en total 23 secciones.

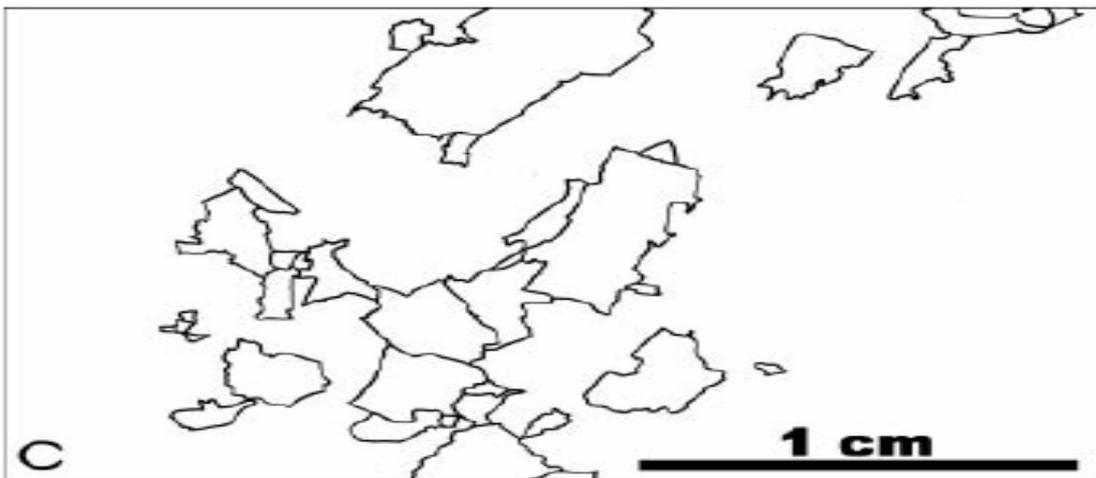
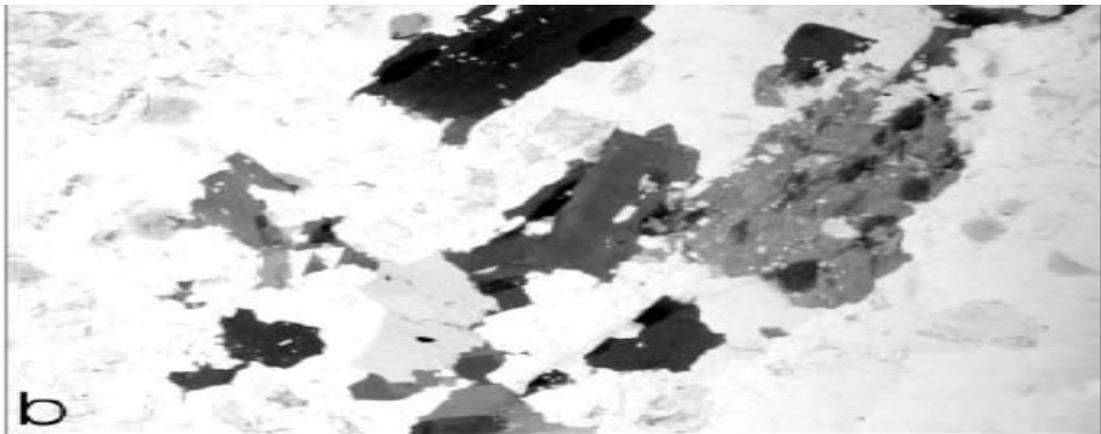


Figura 3.13 Imagen de una tonalita observada mediante microscopía de polarización; nicols cruzados (a) y nicols paralelos (b); esquema en el que aparecen solamente los cristales de biotita cuyo tamaño medio de grano se va a estimar(c).



Figura 3.14 Marco de conteo superpuesto al esquema de la figura 3.13c, para el conteo de cristales y posterior determinación de la densidad numérica de la biotita. Se cuentan todos los cristales cuyas secciones están completamente dentro del marco (20) más las 3 secciones incompletas que no cortan a las líneas continuas, marcadas con un asterisco en la figura.

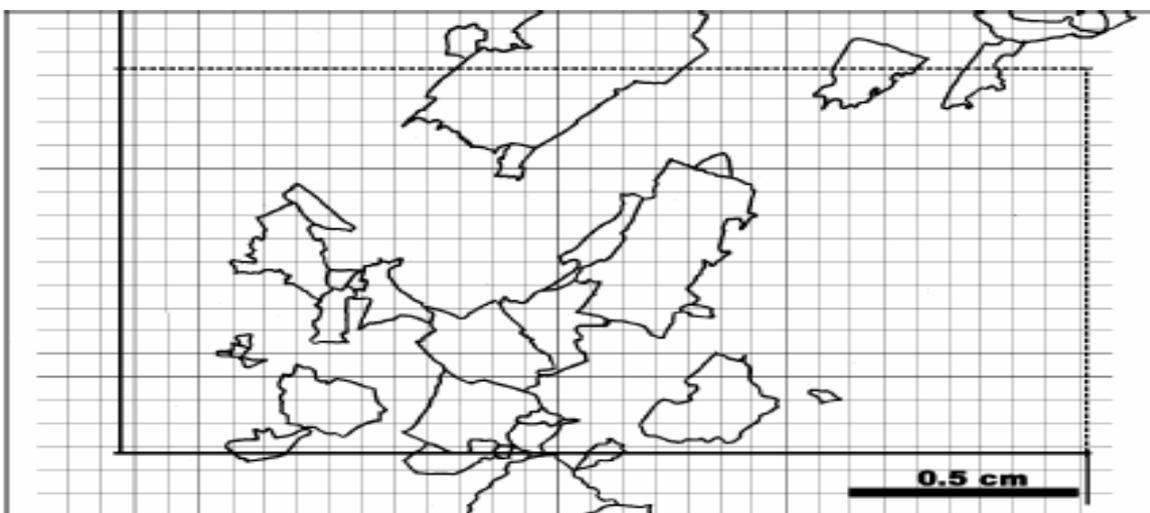


Figura 3.15 Malla para el conteo de puntos superpuesta a la figura 3.14 para estimar el porcentaje superficial ocupado por las secciones de biotita.

Una vez obtenidas las imágenes, el procedimiento es muy rápido y permite contar fácilmente el número de secciones de cualquiera de las fases minerales presentes en la roca. Teniendo en cuenta el área del marco de referencia, 233.5 mm^2 en el ejemplo, la densidad numérica de la biotita sería:

$$Q_A (\text{biotita}) = \text{número de secciones} / \text{área marco}$$

$$Q_A (\text{biotita}) = 23/233.5 = 0.1 \text{ secciones} / \text{mm}^2$$

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

A pesar de su importancia descriptiva, la densidad numérica debería venir acompañada de otra magnitud, como el tamaño medio de grano. De hecho, dos rocas pueden tener la misma densidad numérica de un mineral dado (por ejemplo, pueden tener ambas una densidad numérica de 0.1 secciones de biotita por milímetro cuadrado) y sin embargo, tener un tamaño muy distinto de las secciones de los cristales en una y otra roca.

3.2.3.3 Determinación del porcentaje superficial ocupado por cada fase (A_A).

Si en el interior del marco de referencia antes descrito se dispone, además, una malla de puntos, tal como la que puede verse en la Figura 3.15, puede llevarse a cabo la determinación del porcentaje de superficie que ocupa cada fase mineral en la imagen; este valor corresponde, como ya se ha mencionado, al porcentaje mineralógico volumétrico.

En el ejemplo de la figura, hay 510 puntos dentro del marco, de los cuales 107 están situados dentro de secciones de biotita. Por lo tanto, el porcentaje superficial ocupado por las secciones de biotita es:

$$A_A (\text{biotita}) = 100 \cdot (107/510) = 21\%$$

3.2.3.4 Cálculo del tamaño medio de grano de cada fase mineral (a)

Se calcula a partir de los datos obtenidos en las dos etapas anteriores, dividiendo el área de la lámina ocupada por cada fase mineral entre su densidad numérica.

En nuestro ejemplo, si la biotita ocupa el 21% de la superficie de la lámina delgada, es decir, 21 mm² de cada 100 y su densidad numérica es de 0.1 secciones por mm², su tamaño medio de grano expresado como superficie media de las secciones de biotita, sería:

$$a (\text{biotita}) = 21 / 0.1 = 210 \text{ mm}^2$$

3.2.3.5 Aplicaciones

Este procedimiento suministra datos importantes en varios campos de investigación geológicos, especialmente en el campo de la petrología, tanto en sus aspectos petrogenéticos como petrofísicos.

Como ejemplo de la aplicación de los procedimientos estereológicos explicados, se presentan algunos resultados preliminares sobre la interpretación petrofísica de la velocidad de corte de granitos. Cabe mencionar que el microscopio petrográfico o de polarización se ha empleado principalmente en la medicina y para identificar y estimar cuantitativamente los componentes minerales de las rocas ígneas y metamórficas. Sin embargo existe la posibilidad de incorporar elementos como la velocidad de corte en función de los minerales y su abundancia a la explotación de hidrocarburos.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Las rocas estudiadas son granitoides españoles. A partir de bloques de cantera se extraen en el laboratorio muestras cilíndricas de 25 mm de diámetro y de unos 40 milímetros de altura. Cada uno de estos cilindros se corta perpendicularmente a su eje utilizando una sierra de disco diamantado de laboratorio, que permite controlar tanto la velocidad de rotación del disco como la presión de corte; el espesor del disco de corte utilizado es de 300 micras. Las condiciones de corte se manifiestan constantes durante todos los cortes con el fin de minimizar la influencia de los factores externos, de manera que las diferentes velocidades de corte obtenidas puedan ser interpretadas petrográficamente. Para comprobar el posible desgaste sufrido por el disco de corte, periódicamente se cortó un cilindro patrón isótropo (un mármol monominerálico), comprobándose que la velocidad de corte del mármol no había variado.

Para medir la velocidad de corte se cronómetro el tiempo que el disco tardaba en cortar la sección completa (unos 491 mm²). A partir de los cilindros cortados, la superficie cortada por el disco diamantado se pegó directamente a un porta muestras, preparándose entonces una lámina delgada pulida de 30 micrómetros. De esta forma se pueden estudiar las características petrográficas de la superficie realmente cortada por la sierra.

Dentro las aplicaciones (del procedimiento estereológico) se incluyen los resultados de una investigación sobre un granito español. En la Figura 3.16 se muestran las velocidades de corte de 18 secciones de esta roca procedentes de cuatro cilindros distintos. Aunque todas las secciones son del mismo bloque, sus velocidades de corte son bastante distintas debido a las diferentes características petrográficas de cada sección.

Para estudiar la influencia de estas características petrográficas en la velocidad de corte se seleccionaron cinco secciones, señaladas en la Figura 3.16 cuya velocidad de corte cubría todo el rango de variación observado, tanto los valores extremos como los medios.

En las láminas delgadas que se prepararon a partir de las secciones se determinó la composición mineralógica y el tamaño medio de grano de cada una de ellas mediante el procedimiento estereológico.

En la Figura 3.17 se representa la velocidad de corte frente al tamaño medio de grano de las cinco láminas estudiadas. Se observa cómo la velocidad de corte disminuye a medida que aumenta el tamaño medio grano de la roca.

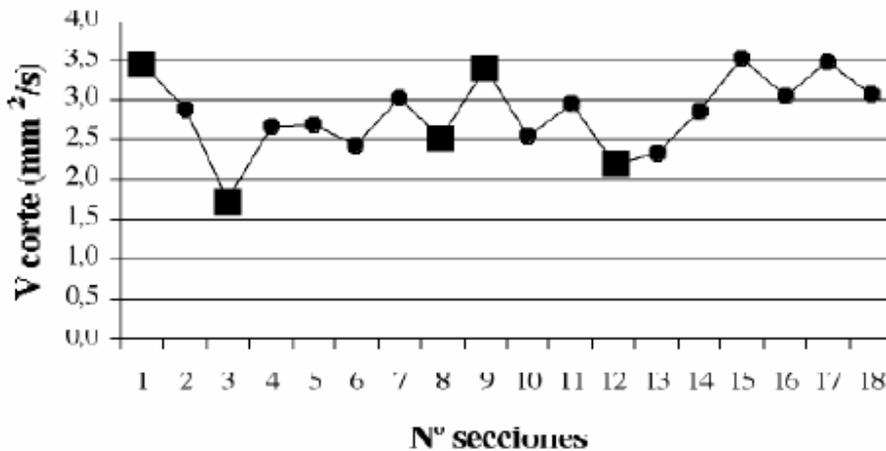


Figura 3.16 Velocidad de corte (mm² por segundo) de las 18 secciones de granito Español cortadas con sierra de disco diamantado en el laboratorio. Se señalan las cinco secciones seleccionadas para la cuantificación del tamaño de grano de las secciones de los cristales.

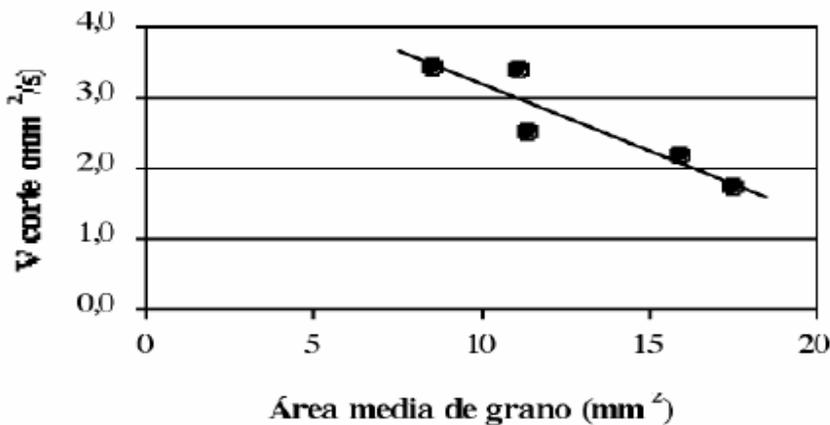


Figura 3.17 Relación entre la velocidad de corte y el tamaño medio de grano de las cinco secciones seleccionadas de Rosa Porriño.

Es evidente que la velocidad de corte de las rocas depende de muchos factores y que se debe ser prudente a la hora de las interpretaciones petrográficas de esta velocidad. Por lo tanto, se necesitan muchos más datos para la modelización de la cortabilidad de rocas con cortadores diamantados. De todas formas, el procedimiento estereológico descrito en este trabajo ofrece muchas ventajas para la obtención de estos datos.

3.2.3.6 Conclusiones

Los procedimientos estereológicos descritos anteriormente proporcionan información cuantitativa sobre características texturales (densidad numérica, porcentaje superficial y tamaño de grano), muy útiles en gran diversidad de estudios petrológicos desde petrogenéticos hasta petrofísicos. Por otra parte, dichos procedimientos son de sencilla y rápida aplicación, lo que facilita los estudios petrográficos a realizar.

3.3 Análisis estadístico de los resultados

3.3.1 Representaciones gráficas

Como se aprecia en la Figura 3.18, tres son las representaciones gráficas que se realizan y acompañan a todo análisis granulométrico: histograma, curva de frecuencia y curva acumulativa.

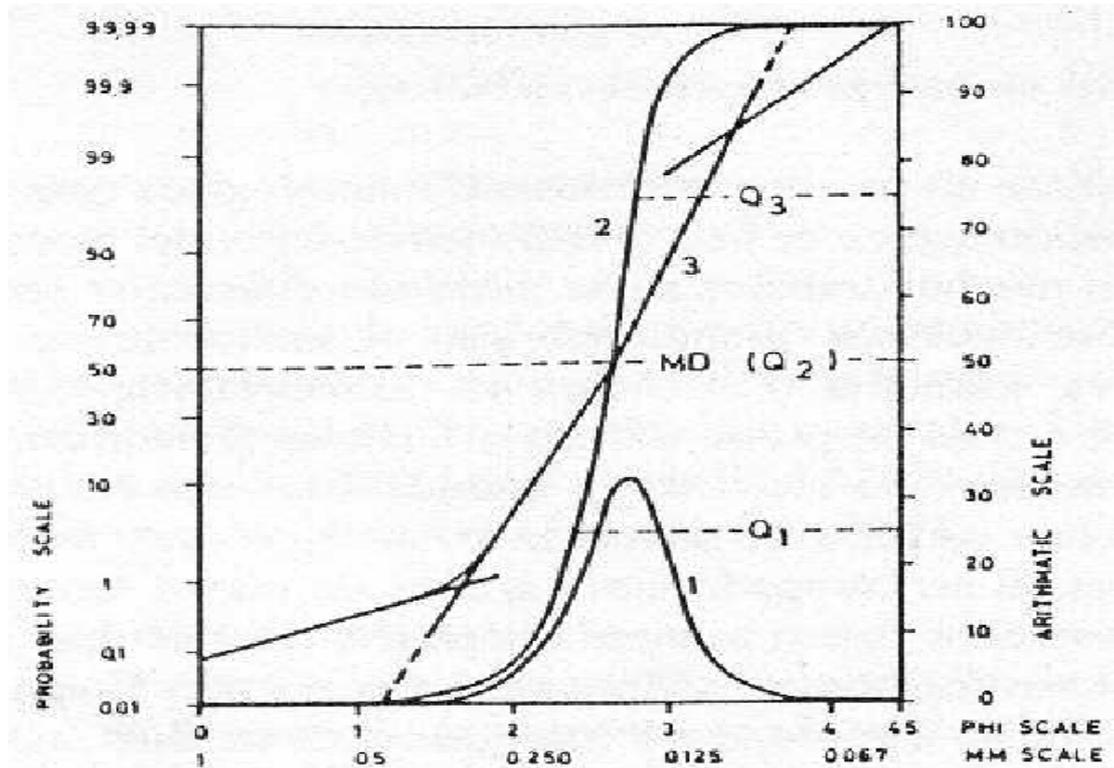


Figura 3.18 Diagrama donde se muestran tres tipos de curvas de distribución de sedimentos comunes. 1 curva de frecuencia; 2 curva acumulativa; 3 curva de probabilidad. Las curvas 1 y 2 son graficadas en una escala aritmética, la curva 3 esta graficada en una escala probabilística. También se marcan los parámetros Q_1 , Q_2 (MD), y Q_3 (Visher, 1969).

3.3.1.1 Histograma

Es una representación gráfica de la distribución de frecuencia, siendo la más simple de las representaciones gráficas, también denominada pirámide de frecuencia de distribución. Se grafica mediante barras verticales cuya área es proporcional a la cantidad de material de cada clase. Si el ancho de cada intervalo es igual, la altura de las barras es proporcional a la cantidad de material de cada clase. Permite una visualización rápida de las características generales del sedimento, pudiendo observarse su distribución modal, la asimetría y diferencias cualitativas de la curtosis.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Construcción: Se representa en un sistema de coordenadas cartesianas, en papel milimétrico. En las abscisas se grafican las clases granulométricas en escala phi o Udden-Wentworth y en ordenadas la frecuencia en por ciento (%).

3.3.1.2 Curva Acumulativa o de Frecuencia Acumulativa

Es una representación gráfica de la frecuencia granulométrica, cuya construcción puede realizarse de los datos analíticos. Su trazo en papel milimetrado tiene forma de "S" abierta, mientras que en papel de probabilidad es una línea recta (si la distribución es logarítmica normal) o casi recta. Para el cálculo de los parámetros estadísticos, por los métodos gráficos, conviene hacerlo en papel de probabilidad, ya que su naturaleza recta permite leer correctamente las intersecciones. La particularidad de este papel es que es simétrico con respecto al 50% de la frecuencia y que los intervalos se van agrandando hacia ambos extremos, sin llegar nunca al 100% o hasta el 0%, pues esos valores quedarían en el infinito. De esta manera, la curva se "estira" logrando representar los extremos de la misma (colas) con mayor definición, otorgándole mayor confiabilidad a los valores extraídos de estos sectores.

Para su construcción, se representan los datos en un sistema de ejes cartesianos. En el eje de ordenadas (probabilístico), se marca el porcentaje en peso (acumulativo) desde 0% hasta 100% y en el eje de abscisas (aritmético), se marcan los grados de tamaño o escala granulométrica, en milímetros o en escala phi.

En la curva representada en papel de escala aritmética, la moda queda representada en el punto de inflexión. La pendiente general de la curva indica el grado en que los individuos se acercan o alejan del grupo modal. La presencia de irregularidades en la pendiente suave de la curva, puede indicar grupos modales secundarios.

Con papel de probabilidades se visualiza el efecto de la combinación de los métodos de tamizado y pipeteo, con un cambio en la pendiente de la recta. Los cambios de pendiente reflejan, asimismo, la ubicación de la/s moda/s, como también la asimetría de una distribución. Inman (1949) y luego Moss (1963) correlacionaron el proceso de transporte con la forma de la curva. Las tres principales formas de transporte de sedimentos (tracción, saltación y suspensión) pueden ser encontradas en una misma muestra como subpoblaciones. La grafica nos da una curva compuesta de segmentos rectos, donde cada segmento representa una subpoblación. La abundancia relativa de estas subpoblaciones reflejan los modos de transporte del medio depositacional.

3.3.1.3 Curva de Frecuencia

Es la representación gráfica más exacta de una distribución granulométrica dada. Para casi todos los sedimentos, esta curva tiene forma de campana, con variaciones según el tipo de sedimento que se trate.

En la Figura 3.19 se muestra la construcción: Esta curva no puede construirse a partir de los datos analíticos sino gráficamente a partir de la curva acumulativa representada en papel milimétrico.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

- De cada valor de phi, se levantan paralelas al eje de las ordenadas.
- Se trazan tangentes en cada punto en que estas líneas tocan a la curva acumulativa.
- Elas son transportadas, haciendo un centro en un punto (valor cero de ordenada) situada a la izquierda con distancia igual a un espacio de escala horizontal que se emplea, y de esta forma hasta alcanzar al eje de ordenada. Desde este punto se traza una paralela al eje de abscisa, hasta alcanzar la línea de valor phi correspondiente, cuya intersección marca con un punto. La unión de los puntos así logrados, constituye la curva de frecuencia.

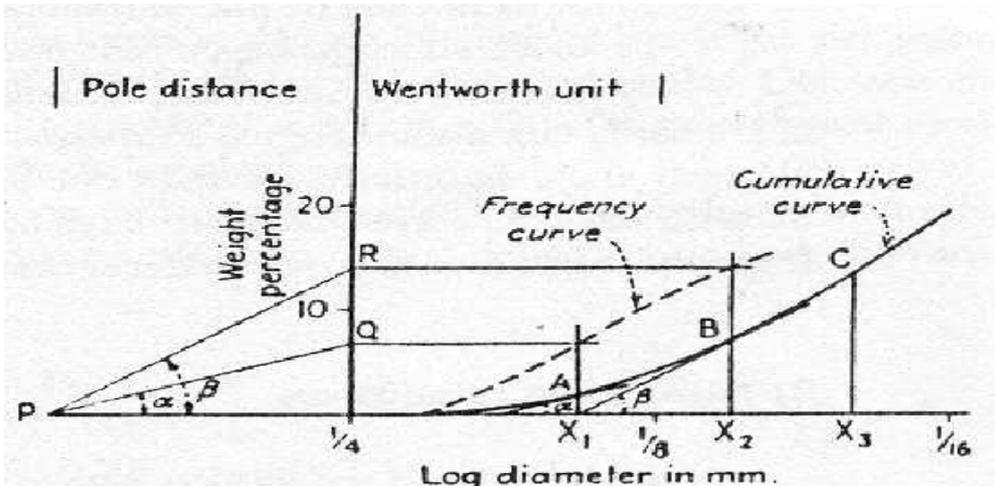


Figura 3.19 Trazo de la curva de frecuencia.

3.3.2 Parámetros estadísticos

En el análisis estadístico simple existen una serie de parámetros que permiten comparar diversos análisis entre sí. Las medidas estadísticas pueden ser gráficas o analíticas, y en general se agrupan en:

- 1.- Tendencia Central o Promedios
- 2.- Dispersión o Selección (Sorting)
- 3.- Asimetría (Skewness)
- 4.- Agudeza (Kurtosis)

Las medidas gráficas son obtenidas directamente de las curvas graficadas y las fórmulas para obtenerlas son:

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Tabla 3.3 Fórmulas para el cálculo de los parámetros estadísticos: f, porcentaje en peso; m, punto medio de cada intervalo de clase; x, media; σ , selección; ϕ_{xx} , tamaño de grano (phi) para el percentil del xx % de la curva acumulativa.

Parámetros estadísticos	Fórmulas del método de momentos	Fórmulas del método gráfico (de Folk y Ward, 1957)
media (x)	$\frac{\sum f \cdot m}{100}$	$\frac{(\phi_{16} + \phi_{50} + \phi_{84})}{3}$
selección (σ)	$\sqrt{\frac{\sum f \cdot (m - x)^2}{100}}$	$\frac{(\phi_{84} - \phi_{16})}{4} + \frac{(\phi_{95} - \phi_5)}{6,6}$
asimetría (SK_1)	$\frac{\sum f \cdot (m - x)^3}{100 \cdot \sigma^3}$	$\frac{(\phi_{16} + \phi_{84} - 2 \cdot \phi_{50})}{2 \cdot (\phi_{84} - \phi_{16})} + \frac{(\phi_5 + \phi_{95} - 2 \cdot \phi_{50})}{2 \cdot (\phi_{95} - \phi_5)}$
mediana (Md)		ϕ_{50}
agudeza (K_σ)	$\frac{\sum f \cdot (m - x)^4}{100 \cdot \sigma^4}$	$\frac{(\phi_{95} - \phi_5)}{2,44 \cdot (\phi_{75} - \phi_{25})}$

Para el método analítico de los momentos, los parámetros se calculan a partir de las frecuencias y del valor medio de cada intervalo granulométrico, usando las fórmulas de la figura anterior. Estas medidas se utilizan como complemento de las representaciones gráficas, ya que al no dibujarse la curva no se consigue la sensibilidad suficiente y no se detectan bimodalidades, errores experimentales o mezcla de poblaciones. La ventaja del método de los momentos es que usa toda la distribución de frecuencia y no unos pocos valores.

3.3.2.1 Tendencia Central o Promedios (media, mediana y moda)

Son valores simples que reflejan el tamaño de grano del sedimento e indican la mayor frecuencia de población alrededor de o en un intervalo de clase.

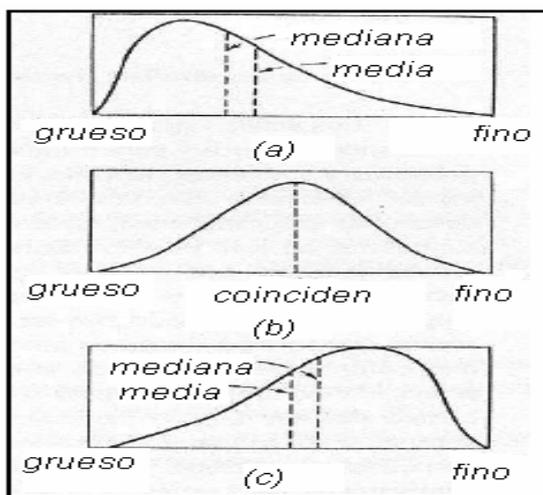


Figura 3.20 Curvas mostrando distribuciones con sesgo positivo (a), simétrico (b) y sesgo negativo (c).

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

* *Medidas Analíticas:*

1er Momento. Es la Media Aritmética y equivale al centro de gravedad de la curva.

* *Medidas Gráficas:*

Mediana: Es el diámetro correspondiente al 50% de la distribución de las partículas, con lo cual, la mitad de los granos (por peso) son más gruesos y la otra mitad más finos que este valor. Se lee directamente de la curva acumulativa, encontrando la intersección del percentil 50 con la curva acumulativa (ϕ_{50}).

Moda: Es el diámetro de los granos que se encuentran en mayor cantidad. Puede haber una o más modas dando lugar a distribuciones unimodales o polimodales, respectivamente. En este último caso, la más abundante se llama moda principal y la/las otra/s moda/s secundaria/s.

Media: Es el parámetro que más se aproxima al promedio granulométrico de una distribución dada.

3.3.2.2 Selección

Indica la forma en que se distribuyen los individuos de una población alrededor del valor central. Es una medida matemática del grado de selección de un sedimento. En la Figura 3.21 se aprecia que algunos ambientes se caracterizan por un determinado valor o índice de selección, que es una medida de la uniformidad del tamaño de las partículas. Depende en gran medida del tipo y longitud de transporte que ha sufrido el sedimento. Cuanto más vertical es el trazado de la curva acumulativa, mayor es la selectividad del medio.

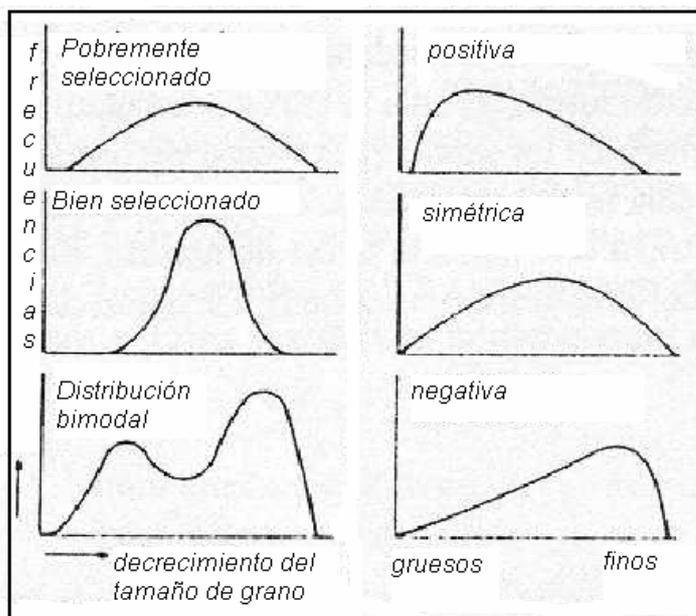


Figura 3.21 Curvas de distribución mostrando tipos de selección y asimetría.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

* *Medidas Analíticas:*

2do momento. Es la desviación estándar (desviación de la curva al valor central).

* *Medidas gráficas:*

Se obtienen valores de la curva acumulativa, según los diversos autores.

3.3.2.3 Asimetría

Es una medida independiente de la selección e indica predominio de una población respecto a otra. Relaciona el grado de simetría que guarda la granulometría promedio respecto a las colas de una determinada distribución. Se puede observar cualitativamente en una curva de frecuencia. Analíticamente se obtiene a partir de la fórmula del 3er. momento. Gráficamente se calcula de la curva acumulativa.

Una curva simétrica tiene simetría 0,00. Valores positivos significa que la cola se halla del lado de los finos, mientras que valores negativos significa que la cola se halla del lado de los gruesos.

3.3.2.4 Agudeza

Es una comparación entre la dispersión de la parte central y la dispersión de los extremos de la curva de frecuencia. Juntamente con la asimetría son parámetros sensibles para detectar ambientes de depositación y para averiguar si la frecuencia es resultante de la mezcla de poblaciones distintas.

En general la curva de frecuencia puede adoptar dos formas bien definidas: una totalmente aguda con colas muy gruesas y/o finas (leptocúrtica) con valores altos de Curtosis (Kg) desde 1.5 - 3 y aún más; y otra de forma achatada con inflexiones a manera de silla de montar (platicúrtica) debido a la mezcla de más de una población y con valores bajos de Kurtosis.

La Tabla 3.4 muestra que analíticamente se obtiene a partir de la fórmula del cuarto momento. Gráficamente se calcula de la curva acumulativa graficada en papel de probabilidad. Además de presentar los valores numéricos para cada uno de los parámetros estadísticos resulta muy conveniente utilizar una nomenclatura para describir al sedimento. Existen varias propuestas de nomenclatura para los valores de selección, asimetría y agudeza (Trask, 1932; Folk y Ward, 1957; Friedman, 1962) y McManus (1988) que es la siguiente:

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Tabla 3.4 Nomenclatura para valores de selección, asimetría y agudeza.

SELECCIÓN		ASIMETRÍA		AGUDEZA	
muy bien seleccionado	< 0,35	asimetría muy positiva	+ 0,3 a +1,0	muy platicúrtico	< 0,67
bien seleccionado	0,35 - 0,5	asimetría positiva	+0,1 a +0,3	platicúrtico	0,67 - 0,90
moderadamente bien seleccionado	0,5 - 0,70	simétrica	+0,1 a -0,1	mesocúrtico	0,90 - 1,11
moderadamente seleccionado	0,7 - 1,00	asimetría negativa	-0,1 a -0,3	leptocúrtico	1,11 - 1,50
pobrementemente seleccionado	1,00 - 2,00	asimetría muy negativa	-0,3 a -1,0	muy leptocúrtico	1,50 - 3,00
muy pobrementemente seleccionado	2,00 - 4,00			extremadamente leptocúrtico	> 3,00
extremadamente mal seleccionado	>4,00				

3.4 Parámetros estadísticos del análisis granulométrico y su relación con el ambiente sedimentario

Numerosos autores han realizado gráficos en los que se representa la variación de un parámetro con respecto a otro. Un ejemplo común es la Media vs. Asimetría, aplicada a sedimentos recientes. Folk y Ward (1957) graficaron en tres dimensiones, la media, selección y asimetría, y observaron una asociación sinuosidad doble (media vs selección y media vs asimetría) mientras que la relación selección vs asimetría era circular. Este tipo de distribuciones han sido encontradas por muchos autores, debido a que existen dos poblaciones texturales que se mezclan en todas las proporciones, mientras son transportadas por el río.

Graficar la agudeza vs asimetría en un grupo de muestras es una forma muy eficiente de interpretar detalles ambientales. Folk y Ward (1957) encontraron que en muestras del río Brazos, la agudeza y la asimetría se debían a una mezcla de dos poblaciones en distintas proporciones. La predominancia de una población arenosa fina asociada a otra (gravosa) subordinada, origina una asimetría negativa, mientras que el predominio de grava asociada a arena, da una asimetría positiva. La mezcla de las dos poblaciones en proporciones iguales, origina distribuciones muy platicúrticas mientras que cuando predomina una de ellas, la distribución es leptocúrtica (o excesivamente aguda en el centro).

Mason y Folk (1958) encontraron la posibilidad de diferenciar arenas de playa, duna y planos eólicos en una barrera litoral de Texas en base a graficar agudeza vs. asimetría. Las arenas de playa (Mason y Folk op.cit. y Friedman, 1961) son de asimetría negativa debido a que el oleaje deja en la playa la cola gruesa y arrastra preferentemente el material más fino, mientras que en las arenas eólicas el viento transporta cómodamente la cola fina, pero cercena rudamente la cola gruesa (asimetría positiva).

Las arenas fluviales y marinas someras tienen valores similares de asimetría, pero de cualquier forma si se combinan los datos de los parámetros texturales con otras características sedimentológicas (tales como forma de los granos, tipo de estratificación, trazas fósiles y forma del cuerpo sedimentario), el ambiente sedimentario en cuestión puede ser inferido.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Füchtbauer and Müller (1970) compilaron la información existente sobre los parámetros estadísticos (Parámetros de Trask (1932)) que son una guía para una primera orientación en los diferentes medios sedimentarios:

1.- Ambiente fluvial

a) Canales y point-bar

selección general $>1,2$

en ríos entrelazados frecuentemente el valor es $>1,3$

asimetría: predominan valores <1

b) Planicie aluvial

selección considerablemente >2

asimetría siempre <1

2.- Ambiente eólico

a) Dunas

selección, generalmente mejor que 1

asimetría, similar a 1. Tamaño medio de grano: 0,15-0,35 mm

b) Loess

selección, mayor o igual a 1,4

asimetría, menor que 1 (considerable cantidad de material fino)

tamaño medio frecuente: 0,62-0,06 mm

3.- Ambiente marino

a) Playa

selección, generalmente varía entre 1,1-1,23

asimetría >1

b) Planicie de marea y áreas de plataforma

selección, generalmente muy pobre

asimetría <1

c) Marino profundo

son depósitos compuestos de arcillas y limos

El graficar la frecuencia acumulativa en papel de probabilidad da una curva compuesta por una serie de segmentos donde cada segmento indica una subpoblación simple. Cada subpoblación difiere de la otra en la media y la desviación estándar. El número, cantidad, rango de tamaño, mezcla y selección de las subpoblaciones de una muestra varía sistemáticamente en respuesta a la proveniencia y proceso y dinámica sedimentaria. Estas ideas llevaron a hacer una aproximación del ambiente depositacional. Es así que Visser (1969) relacionó las formas de estas curvas con el modo de transporte y publicó curvas típicas de varios ambientes modernos y antiguos, parecidas a las Füchtbauer and Müller (1970).

La porosidad y la permeabilidad son propiedades relacionadas con el tamaño de grano y con la distribución de tamaños de granos. Como ejemplo puede mencionarse que en los sedimentos gruesos muy bien seleccionados los espacios vacíos son grandes y tienen mayor cantidad de poros interconectados que los sedimentos finos mal seleccionados, ya que las partículas finas ocupan los espacios vacíos reduciendo la porosidad y bloqueando muchas interconexiones.

IV. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA VARIACIÓN Y EL TAMAÑO MEDIO DE PORO

En esta parte de la tesis se describirán dos procedimientos de laboratorio para determinar las características principales de los poros de una roca. Un procedimiento se basa en observaciones tomográficas y otro, en pruebas con inyección de mercurio, ambos en muestras de roca.

A continuación se presenta un artículo que fue proporcionado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Trata sobre un tomógrafo que fue adquirido para analizar, de manera cualitativa principalmente, muestras de núcleo tomadas de diferentes yacimientos. El tomógrafo usa el principio de diferencia de densidades, por lo anteriormente mencionado es una herramienta útil para que a una muestra de roca se le estime la porosidad y los tamaños de grano debido a que los sólidos tienen una densidad y los poros otra.

4.1 Tomografía computarizada de rayos X (CT) (Ketcham Richard, 2001)

4.1.1 Introducción

La tomografía computarizada de rayos X (CT) de alta resolución es una nueva tecnología, ideal para un amplio rango de investigaciones geológicas. Es un método rápido y no destructivo para generar imágenes que corresponden estrechamente a las secciones consecutivas a través de un objeto. Las imágenes consecutivas son compiladas para crear representaciones tridimensionales que pueden ser manipuladas digitalmente, para realizar eficientemente una gran variedad de mediciones y tareas de visualización. La adquisición e interpretación de datos óptimos requiere de la selección adecuada de la configuración de escaneo, el uso adecuado de fuentes de rayos X y detectores, una calibración cuidadosa y atención a los orígenes y modos de supresión de artefactos (eliminación de supuestas características de la muestra debidas a la geometría de escaneo o intensidad de rayos X). La visualización de datos CT típicamente beneficia la posibilidad de ver las secciones orientadas arbitrariamente a través del volumen tridimensional representado por los datos, y la capacidad para extraer características o rasgos de interés selectivamente y mostrar vistas en perspectiva de ellos. Las aplicaciones geológicas incluyen la examinación interior de fósiles y fragmentos de roca; análisis textural de rocas ígneas y metamórficas; descripción geométrica y cuantificación de porosidad y permeabilidad y cualquier otra aplicación que demande datos tridimensionales provenientes del seccionamiento físico consecutivo.

La tomografía computarizada de rayos X (CT) es una tecnología establecida y de rápida evolución, de valor demostrado para investigaciones geológicas. Debido a su origen fuera de las Ciencias de la Tierra, el potencial para la aplicación de imágenes CT a problemas geológicos, apenas comienza a ser explorado. Aquí se presenta cómo la instrumentación de escaneo y los métodos pueden ser optimizados para tareas particulares de imagen, y algunos de los puntos que influyen en la utilización apropiada de datos CT, junto con una descripción de varias aplicaciones geológicas pasadas y presentes de la tomografía computarizada. Este método proporciona visualización y caracterización tridimensional, creando imágenes que mapean la variación de atenuación de rayos X dentro los objetos, la cual se relaciona estrechamente con la densidad.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Las imágenes son comúnmente análogas a los datos que serían obtenidos más tediosa y laboriosamente con seccionamientos consecutivos. Además, debido a que los datos son digitales, el método se presta más fácilmente para el análisis cuantitativo y de diseminación general. Dos ejemplos de estas ventajas se encontraron en los campos de la paleontología y petrología metamórfica.

Un estudio del seccionamiento serial de un cráneo de un *Thrinaxodon* (antepasado mamífero) fue llevado a cabo por Fourie (1974). La muestra fue pulida en incrementos de 200 micrómetros, y en cada etapa se hicieron dibujos y se tomaron placas de acetato, fue un proceso que requirió de 2 años para terminarse. Cuando los resultados fueron publicados (Fourie, 1974), sólo un pequeño subconjunto de las imágenes que fueron obtenidas pudieron ser presentadas, y la muestra había sido destruida. En contraste, un escaneo de alta resolución de otro cráneo *Thrinaxodon* fue completado por Rowe et al. (1993) en sólo 6 horas y la muestra permanece disponible para futuras investigaciones. La interpretación de los datos digitales fue muy auxiliada por software de procesamiento de imágenes, y todos los datos colectados se publicaron en un disco compacto (Rowe et al., 1993).

Un ejemplo similar es proporcionado por estudios enfocados en el análisis cuantitativo de texturas metamórficas. Desde los 60's se ha reconocido que los tamaños y disposición espacial tridimensional de porfidoblastos (un tipo de cristales) en rocas metamórficas contienen información acerca de los procesos de escala atómica que controlan la nucleación y crecimiento de cristales (Kretz, 1966, 1969). Kretz (1993) adquirió los datos necesarios sobre tamaños de cristal y ubicaciones de granate (roca fina compuesta de silicato doble de alúmina y de hierro u otros óxidos metálicos. Su color varía desde el de los granos de granada al rojo, negro, verde, amarillo, violáceo y anaranjado) por disección mecánica de una roca utilizando un cincel de acero y cepillo mientras grababa las posiciones de cada uno de los porfidoblastos encontrados. Un total de 91 cristales fueron encontrados, medidos y analizados subsecuentemente. En contraste, la tomografía computarizada de rayos X de alta resolución ha sido también utilizada para revelar las ubicaciones de granate porfirioblastos en varias rocas (Carlson y Denison, 1992; Denison et al., 1997). Cada roca fue escaneada en pocas horas, y el análisis de los datos para cada roca necesitó de pocas semanas, una vez que el proceso computacional se modernizó. El número de cristales medidos en una sola muestra alcanzó hasta 12 000, un número tan grande es importante, porque los análisis de las pruebas estadísticas aplicadas a los datos indican que al menos 1,000 cristales deben medirse para asegurar resultados precisos (Denison et al., 1997, Apéndice 1). Muchos ejemplos similares de aplicación geológica, de este método son acumulados como conocimiento y la utilización de esta tecnología empieza a ser más común.

4.1.1.1 Tomografía computarizada industrial

La tomografía se desarrolló primeramente en el área de la medicina, para visualizar tejidos blandos y huesos, subsecuentemente fue ampliada y adaptada para una gran variedad de tareas industriales. Estos últimos desarrollos, los cuáles exigían imágenes de objetos densos a través de un rango de tamaños y necesidades de resolución, proporcionaron adelantos clave que mejoraron grandemente el potencial para la aplicación de esta tecnología en investigaciones geológicas.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Para maximizar su eficacia en la diferenciación de tejidos y reducir al mínimo la exposición del paciente, los sistemas médicos CT necesitan utilizar una limitada dosis de relativamente baja energía de rayos X (<125 keV). Para obtener la mayor cantidad de datos como sea posible, dado estos requerimientos, se utilizan relativamente grandes escalas (mm) y detectores de alta eficiencia. Debido a que los sistemas CT industriales no se enfrentan a limitaciones de dosis aceptables de radiación, son capaces de tomar ventaja de varias optimizaciones. Los rayos X para sistemas industriales pueden ser de alta energía, y los tiempos de exposición no tienen límite superior. Pequeños detectores pueden ser utilizados, los cuales conducen a una alta resolución debido a que la disminución en señal que acompaña a superficies pequeñas puede ser compensada por intensidades altas de rayos X o por tiempos de exposición más prolongados. Por último, porque los objetos escaneados son inanimados, es posible una mayor precisión de posicionamiento.

Los escáneres pueden ser generalmente agrupados dentro de cuatro categorías, en base a su resolución espacial y en el tamaño de objetos que son más adecuados para el escaneo. Una clasificación propuesta se resume en la Tabla 4.1. La mayoría de los sistemas médicos caen en la categoría de convencionales, aunque algunos sistemas especializados para el escaneo de apéndices podrían denominarse de alta resolución. Los escáneres industriales pueden abarcar un amplio rango de escalas, desde convencionales hasta ultra-alta resolución. Para lograr la resolución requerida por micro-CT, fuentes sincrotrón de rayos X son necesarias (por ejemplo, Coker et al., 1996; Flannery et al., 1987; Kinney et al. 1993).

Tabla 4.1 Clasificación general de los escáneres de tomografía computarizada.

Tipo	Escala de observación	Escala de resolución
Convencional	m	mm
Alta resolución	dm	100 μ m
Ultra-alta resolución	cm	10 μ m
Microtomografía	mm	μ m

4.1.1.2 Aplicaciones geológicas

La aplicación de rayos X (CT) en la paleontología fue reconocida rápidamente (Conroy y Vannier, 1984). Aunque los escáneres médicos fueron capaces de obtener únicamente datos de baja resolución en un subconjunto limitado de muestras, el hecho es, que se puede adquirir información interior no destructivamente en muestras irremplazables (Haubitz et al., 1988).

Del mismo modo, la tomografía fue también aplicada a meteoritos en una etapa temprana para facilitar el estudio de un tipo de muestras (Arnold et al., 1982). Otros éxitos tempranos, en aplicaciones geológicas de rayos X utilizando escáneres médicos incluyen investigaciones en flujo de fluidos y sedimentología. Los ingenieros petroleros utilizaron datos CT para estudiar experimentos de saturación de núcleos con dos fluidos en litologías de yacimiento (Wellington y Vinegar, 1987; Withjack, 1988). Los datos CT han sido

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

explotados para examinar propiedades de transporte de sedimento, a través de imágenes directas de experimentos de flujo de fluidos (Anderson et al., 1992; Heijs et al., 1995) y caracterización de sedimentos y morfología del espacio-poro (Peyton et al., 1992; Zeng et al., 1996). Los datos CT también se han aplicado a sedimentos costa fuera para caracterización de la morfología (Orsi y Anderson, 1995; Orsi et al., 1994) y distribución de la densidad (Amos et al., 1996).

Un sistema CT industrial de alta resolución permite que muchas de estas investigaciones se lleven a cabo de manera más eficiente por generación de imágenes muy finamente detalladas. Las investigaciones de meteoritos han progresado de únicamente inclusiones de resultados a proyectar la forma y distribución de tamaño de sus componentes mineralógicos, proporcionando indicios texturales sobre sus orígenes (Kuebler et al., 1999). Los escaneos de núcleos de sedimentos son capaces de proporcionar imágenes individuales de poro y fracturas en resoluciones muy altas, lo que permite una investigación más detallada en la descripción y modelado del soluto y régimen de transporte (Moline et al., 1997). Una tomografía de alta resolución CT también ha permitido un análisis más detallado de representación de modelos a escala de fallas y flujo de sal (Le Calvez y Vendeville, 1999).

Las imágenes de alta resolución también se han utilizado en otras subdisciplinas geológicas. Uno de los primeros ejemplos fue el análisis cuantitativo textural de la cristalización de porfidoblastos en rocas metamórficas para determinar a escala atómica los procesos predominantes de nucleación y crecimiento (Carlson y Denison, 1992; Denison y Carlson, 1997; Denison et al. 1997). Los análisis CT para determinar la distribución de tamaño y morfología de vesículas en basalto han proporcionado nuevos indicios para la física de los procesos de erupción (Proussevitch et al., 1998). Imágenes de fracturas y espacio poroso en yacimientos de caliza han mejorado el entendimiento de los componentes geométricos de porosidad y permeabilidad, y su relación con características geológicas y biológicas (Beall et al., 1996; Gournay y Kirkland, 1998).

4.1.2 Fundamentos de la tomografía computarizada

Debido a que los escáneres industriales son típicamente construidos a la medida, es imposible proporcionar una descripción detallada de sus principios y operación que aplicarían para todos los casos. En lugar de ello, se proporciona una descripción de cada componente del proceso de escaneo CT, en términos generales.

4.1.2.1. Configuración de escaneo

En la Figura 4.1 se visualizan los elementos comunes de la tomografía de rayos X : las fuentes de rayos X, un objeto a través del cuál pasan los rayos X, y una serie de detectores que miden el grado en que la señal de rayos X ha sido atenuada por el objeto. Un solo conjunto de mediciones de intensidad de rayos X en todos los detectores, para una posición dada del objeto y geometría de escaneo es una vista. El principio fundamental detrás de la tomografía computarizada es adquirir conjuntos múltiples de vistas de un objeto sobre un rango de orientaciones angulares. De este modo, datos dimensionales adicionales se obtienen en comparación con la radiografía convencional, en la que hay únicamente una

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

vista. Estos datos se utilizan para crear imágenes bidimensionales que son llamadas *slices* debido a que corresponden a lo que sería la vista, si el objeto fuera rebanado a lo largo del plano de escaneo.

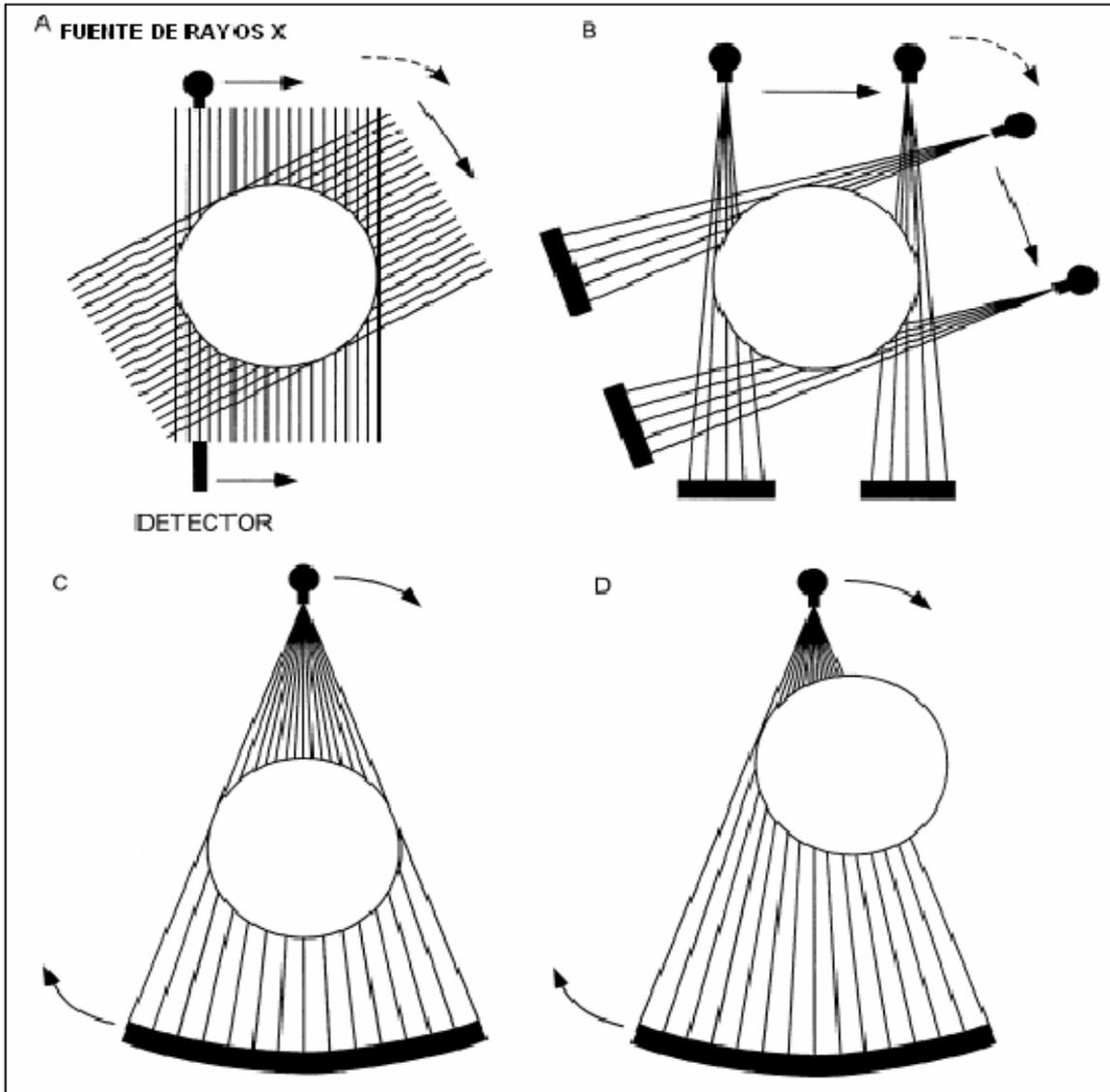


Figura 4.1 Ilustración esquemática de diferentes generaciones de geometrías de escaneo de rayos X (CT). Las flechas continuas indican movimientos durante la toma de datos, las flechas punteadas indican movimientos entre secuencias de toma de datos. Las líneas continuas que pasan de fuente a detector son trayectorias de rayos y cada conjunto de líneas continuas de una sola orientación angular constituyen una vista. Estas ilustraciones muestran las fuentes y detectores moviéndose alrededor de un objeto fijo. El movimiento es relativo, sin embargo, y en muchos escáneres industriales el objeto se mueve mientras que la fuente y detectores están fijos. En todos los casos, el eje de rotación es el centro del círculo. (A) Primera generación; (B) segunda generación; (C) Tercera generación, rotación únicamente geométrica; (D) Tercera generación modo compensado por geometría.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

La Figura 4.1A muestra la primera generación CT donde se direcciona un haz a través del objeto a un solo detector, trasladando el par fuente-detector a través de la extensión del objeto, en el plano de escaneo, entonces se repite el procedimiento para un número de orientaciones angulares. La segunda generación de CT, en la Figura 4.1B, utiliza el mismo procedimiento de escaneo, pero una emisión abanico sustituye a la primera y el detector se sustituye por uno lineal o serie de detectores, con lo que se consigue una alta tasa de adquisición de datos. En la Figura 4.1C, la tercera generación CT, emite un abanico y la serie de detectores son lo suficientemente amplios como para abarcar la totalidad del objeto y, por tanto, sólo la rotación del objeto o la combinación fuente-detector es requerido. Una variación de la tercera generación de escaneo compensa la muestra desde el centro de la emisión abanico, tan que una parte de la muestra queda fuera del abanico, como se observa en la Figura 4.1D. Dado que el objeto rota, todo él pasa a través del abanico, lo que permite la reconstrucción de una imagen completa. Esta técnica permite escanear grandes objetos y permite que objetos pequeños puedan ser movidos cerca de la fuente, dentro una sección estrecha de la emisión abanico, lo que conduce a un incremento en la resolución. a través de una mejor utilización de los detectores para imágenes de secciones menores del objeto en alguna vista. La tercera generación de escaneo tiende a ser mucho más rápida que la segunda generación, ya que los rayos X se utilizan más eficientemente. La mayoría de los escáneres médicos modernos son dispositivos de la cuarta generación, que cuentan con un anillo completo fijo de detectores y una sola fuente de rayos X que rota alrededor del objeto que está siendo escaneado. De la primera a la tercera generación de escáneres el movimiento entre el objeto escaneado y el par fuente-detector es relativo, y puede ser realizado ya sea por mantener el objeto fijo y moviendo el par fuente-detector, como es hecho en sistemas médicos, o viceversa, como es más común en sistemas industriales.

En el volumen CT una emisión como se utiliza más que la emisión abanico, y una malla plana sustituye a las series lineales de detectores. Esto permite una adquisición de datos mucho más rápida, ya que los datos requeridos para múltiples *slices* pueden ser adquiridos en una sola rotación. Sin embargo, computacionalmente requiere mayor capacidad y existe la posibilidad de distorsión, y, en muchos casos provee imágenes de más baja resolución. Mientras que el volumen CT se ha perfeccionado en gran medida para algunos de los más avanzados sistemas médicos, los escáneres industriales todavía no proporcionan la misma calidad de imágenes.

4.1.2.2 Fuente de rayos X

Las variables importantes que determinan qué tan efectiva será una fuente de rayos X para una tarea en particular, son el tamaño del punto focal, la energía del espectro de rayos X generado, y la intensidad de rayos X. El tamaño del punto focal parcialmente define el potencial de resolución espacial de un sistema CT por determinación del número posible de cursos fuente-detector que pueden cruzar un punto dado en el objeto que está siendo escaneado. La existencia de muchos de esos cursos fuente-detector, ocasionan confusión de características. La energía del espectro define la capacidad de penetración de los rayos X, además de su atenuación relativa esperada, ya que pasan a través de materiales de diferentes densidades. Rayos X de alta energía penetran más efectivamente que los de más baja energía, pero son menos sensibles a los cambios de densidad del material y composición. La intensidad de rayos X directamente afecta la tasa de ruido de la señal y,

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

por tanto, la claridad de imagen. Intensidades más altas mejoran fundamentalmente el conteo estadístico, pero frecuentemente requieren un gran punto focal.

Muchos tubos de rayos X convencionales tienen un doble filamento que proporciona dos tamaños de puntos focales, el de menor tamaño permite imágenes más detalladas a un costo en intensidad. Los sistemas médicos CT tienden a tener puntos focales con tamaños que van desde 0.5 a 2 mm.

4.1.2.3. Atenuación de rayos X

Como los rayos X pasan a través del objeto que está siendo escaneado, la señal es atenuada por dispersión y absorción. La ecuación básica para la atenuación de un haz monoenergético a través de un material homogéneo es la Ley de Beer:

$$I = I_0 \exp(-\mu x) \quad (4.1)$$

donde I_0 es la intensidad inicial de rayos X, (μ) es el coeficiente de atenuación lineal para el material que está siendo escaneado, y x es la longitud de la trayectoria de los rayos X a través del material.

Si el objeto escaneado se compone de diferentes materiales, la ecuación se convierte en:

$$I = I_0 \exp \left(\sum (-\mu_i x_i) \right) \quad (4.2)$$

donde cada incremento refleja un material atravesado en la trayectoria de los rayos con diferente valor de coeficiente de atenuación (μ) , sobre una extensión lineal x_i . Para tomar en cuenta el hecho de que el coeficiente de atenuación es una función fuerte de la energía de rayos X, la solución completa requeriría resolver la ecuación en el rango del espectro efectivo de rayos X:

$$I = \int I_0(E) \exp \left[\sum (-\mu_i(E) x_i) \right] dE \quad (4.3)$$

Sin embargo, dicho cálculo es generalmente problemático para la industria CT, como la forma precisa del espectro de rayos X, y su variación en ángulos fuera del centro en un abanico o cono de rayos, y por lo general se estiman en teoría, en lugar de medirlos.

Hay tres procesos físicos dominantes responsables para una atenuación de la señal de rayos X: absorción fotoeléctrica, dispersión Compton, y la producción de pares. La absorción fotoeléctrica se produce cuando la energía total de un fotón de rayos X entrante se transfiere a un electrón interior, causando que el electrón sea expulsado. En la dispersión Compton, el fotón entrante interactúa con un electrón exterior, expulsando el electrón y perdiendo sólo una parte de su propia energía, después de lo cual es deflactado en una dirección diferente. En la producción de pares, el fotón interactúa con un núcleo y se transforma en un par positrón-electrón, con algún exceso de energía de fotón transferida en la energía cinética producida en las partículas.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

En general, para materiales geológicos, el efecto fotoeléctrico es el mecanismo dominante de atenuación a bajas energías de rayos X, aproximadamente de 50 a 100 keV. La dispersión Compton es dominante en energías de 5 a 10 MeV, después de lo cual predomina la producción de pares. De esta manera, a menos que fuentes de alta energía se utilicen, sólo absorción fotoeléctrica y dispersión Compton necesitan ser consideradas. La importancia práctica de la distinción entre los mecanismos es que la absorción fotoeléctrica es proporcional a Z^{4-5} , donde Z es el número atómico de un átomo en el material atenuante, mientras que la dispersión Compton es proporcional sólo a Z (Markowicz, 1993). Como un resultado, los rayos X de baja energía son más sensibles a diferencias en la composición.

La mejor manera para hacerse una idea de lo que se podría esperar cuando se escanea una muestra geológica es una gráfica de coeficientes de atenuación lineal de los materiales componentes, en el rango del espectro de rayos X disponible. Estos valores pueden ser calculados por combinación de resultados experimentales para especies atómicas (por ejemplo, Markowicz, 1993). Alternativamente, la mayor parte de coeficientes de atenuación pueden ser obtenidos de la base de datos XCOM gestionada por NIST). (<http://physics.nist.gov/Phys-RefData/XCom/Text/XCOM.html>). La mayor parte de los coeficientes de atenuación debe ser multiplicada por la densidad de masa para determinar los coeficientes de atenuación lineal. Para ilustrar, la Figura 4.2 muestra curvas para cuatro minerales: cuarzo, ortoclasa, calcita, y granate almandine. El cuarzo y ortoclasa son muy similares en la densidad de masa (2.65 g/cm^3 vs 2.59 g/cm^3), pero a baja energía sus coeficientes de atenuación son bastante diferentes debido a la presencia de un Z relativamente alto del potasio en el feldespato. Con el aumento de energía de rayos X, sus coeficientes de atenuación convergen, y en aproximadamente 125 keV se cruzan; sobre 125 KeV el cuarzo es un poco (pero probablemente indistinguible) más atenuado, debido a su mayor densidad. De esta manera, cabría esperar que estos dos minerales puedan ser diferenciados en las imágenes CT si la energía de rayos X promedio utilizada es lo suficientemente baja, pero a energías más altas serían casi indistinguibles, como se muestra en la Figura 4.2. La calcita, aunque sólo ligeramente más densa (2.71 g/cm^3) que el cuarzo y ortoclasa, es sustancialmente más atenuada, debido a la presencia de calcio. Aquí la divergencia con el cuarzo persiste a energías ligeramente altas, lo que indica que debería ser posible distinguir las dos incluso en más altas energías de escaneos. Alta densidad, fases altas de Z tal como la almandine son distinguibles en todas las energías, de los otros minerales.

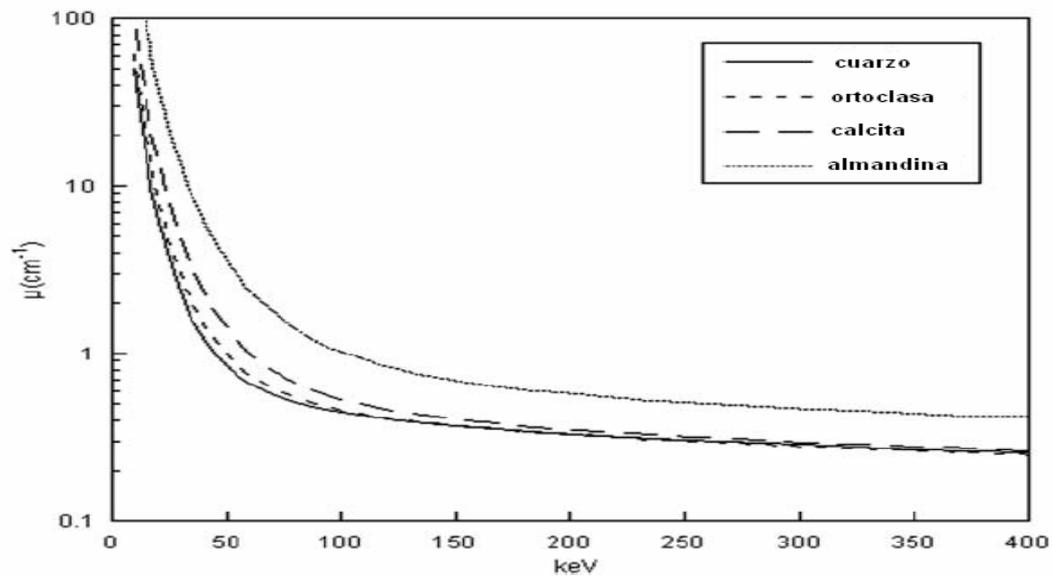


Figura 4.2 Coeficientes de atenuación lineal como función de la energía de rayos X, para cuatro minerales formadores de roca.

En la Figura 4.3 se muestran dos imágenes obtenidas de una misma muestra utilizando diferentes energías de rayos X, por lo que se recomienda poner especial atención a la hora de seleccionar la energía del espectro a utilizar según la composición mineralógica, para mejorar el contraste de las imágenes obtenidas.

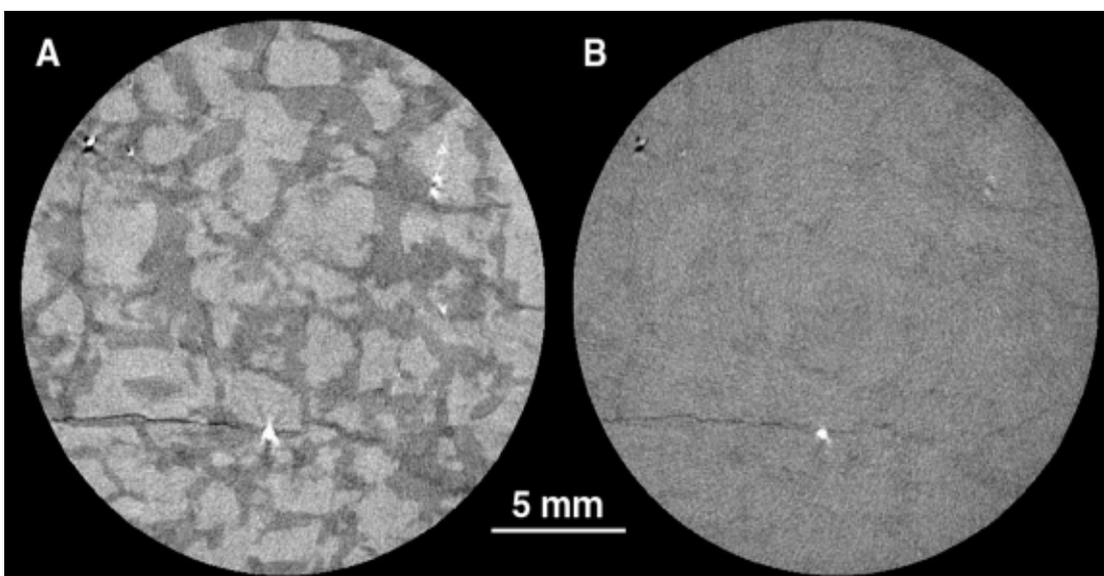


Figura 4.3 Imagen de un granito a diferentes condiciones de energía. (A) Utilizando energía de rayos X de 100 keV y (B) Adquirido con energía de rayos X de 200 keV.

4.1.3 Ejemplos de aplicaciones geológicas

A continuación se muestra el resultado de algunos estudios geológicos.

4.1.3.1 Análisis cuantitativo de texturas metamórficas

Actualmente los estudios han sido realizados sobre rocas metamórficas, es por eso que a continuación presenta un ejemplo sobre las aproximaciones de la metodología en este tipo de roca.

Se reconoce que los datos CT en 3-D del tamaño y ubicación de los cristales permiten el análisis cuantitativo de la textura. En particular, tales datos permiten la discriminación entre hipótesis que compiten como mecanismos de escala atómica que controlan el crecimiento de porfidoblastos metamórficos. El resultado de las incursiones iniciales en este campo demuestra que las reacciones cinéticas limitadas por el flujo intergranular fueron comunes en rocas regionalmente metamorfizadas (Carlson y Denison, 1992; Denison y Carlson, 1997; Denison et al., 1995). Simulaciones numéricas de tales procesos (Carlson et al., 1995), limitadas por datos CT, permitieron estimar los parámetros cinéticos críticos tales como la difusión intergranular de aluminio. Estudios composicionales basados en el seccionamiento en serie guiados por los datos CT (Chernoff y Carlson, 1997, 1999) demostraron la importancia del control de esta reacción. Estudios más lejanos están siendo conducidos en búsqueda de una comprensión más profunda de procesos de reacción a escalas de cristales, incluyendo análisis de porfidoblastos en otras rocas que no sean metamórficas bajo un rango de temperatura, presión, tipo de cepa y condiciones de flujo de fluidos diferentes.

A continuación en la Figura 4.4 se muestra una iso-superficie de granate y *estuarolita* en una muestra de las Montañas Picuris, Nuevo México. Las marcadamente diferentes propiedades de atenuación de las dos fases combinadas con la homogeneidad de la matriz en esta muestra hicieron su separación bastante sencilla.

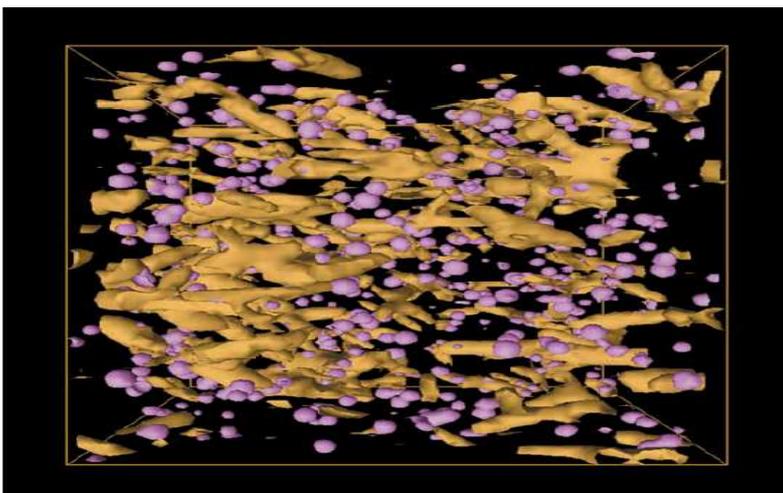


Figura 4.4 Se muestra una iso-superficie de granate y *estuarolita* en un esquistó de las Montañas Picuris, Nuevo México.

4.1.3.2 Caracterización de la porosidad en yacimientos de calizas

Las imágenes de tomografía computarizada de rocas, pueden ser utilizadas en una variedad de aplicaciones, desde caracterización cualitativa de tipos de porosidad y fábricas (Beall et al., 1996; Gournay y Kirkland, 1998) hasta la descripción cuantitativa de redes de poros para examinar y el modelado de las características del flujo de fluidos (Figuras 4.5 y 4.6). La geometría del poro, las dimensiones del poro, tamaño de garganta de poro y la rugosidad de la superficie, todas afectan al flujo. La geometría de la garganta de poro puede afectar la migración de los hidrocarburos y son sin duda significativos en la producción de hidrocarburos desde el yacimiento. Los datos CT han sido usados para examinar tipos de porosidad en yacimientos de caliza: porosidad de la fractura, la cual es lo más importante para el flujo y la interconexión de otros tipos de porosidad; la porosidad inter-partícula; y la porosidad por vórgulos. Las imágenes se están utilizando para construir mapas tridimensionales de redes de permeabilidad para ayudar a relacionar las características geométricas de las redes de los poros a sus propiedades de flujo. Tales mapas pueden ayudar a identificar regiones de flujo laminar contra flujo turbulento que pudiera afectar el proceso diagenético que rige la formación de poros en yacimientos de hidrocarburos y acuíferos.

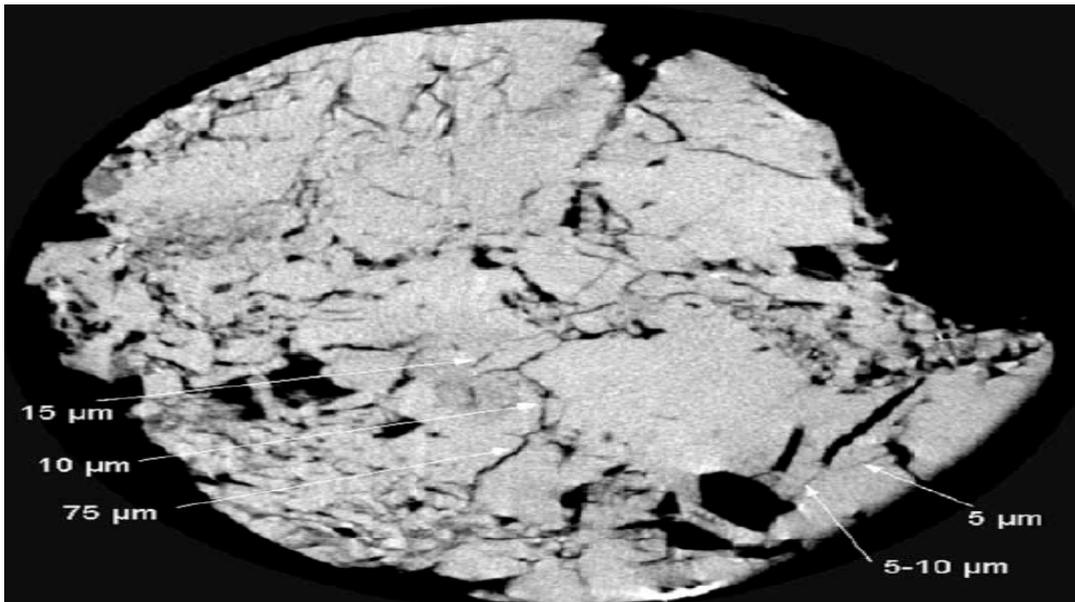


Figura 4.5 Imagen de una caliza fracturada donde se pueden observar fracturas y espacios porosos.

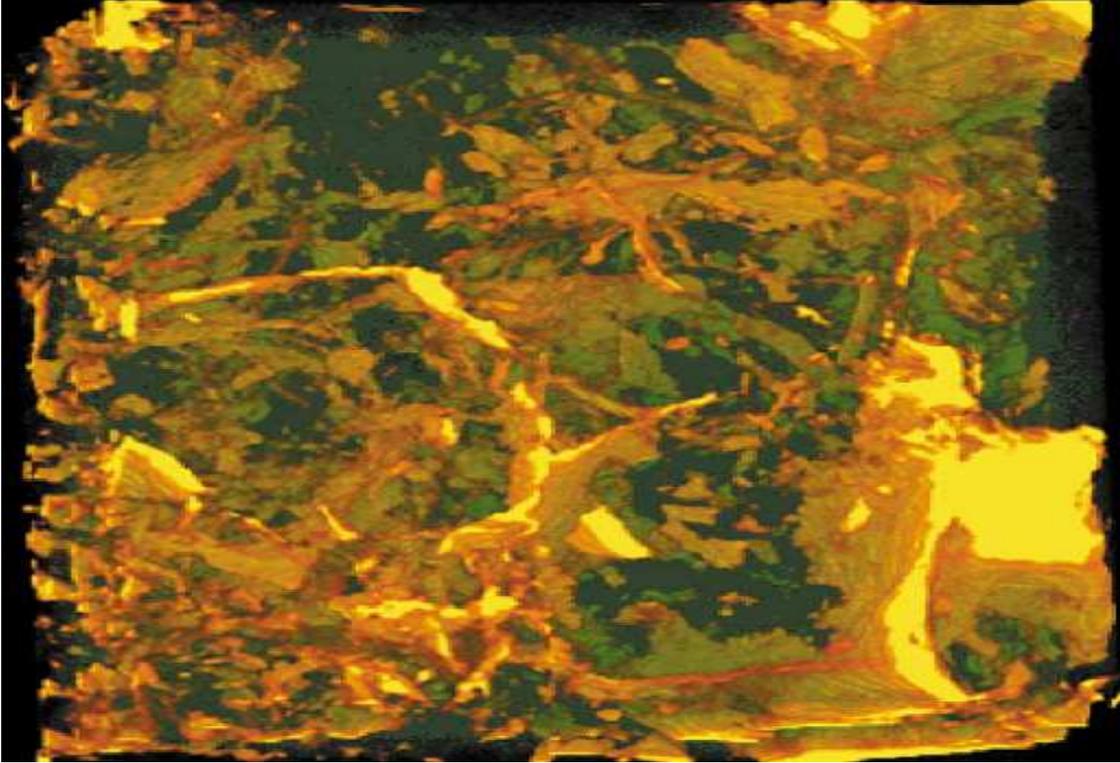


Figura 4.6 En esta imagen, las fracturas pequeñas son mostradas en rojo semitransparente, y las fracturas grandes aparecen como amarillo brillante con contorno en rojo.

Los rayos-X CT de alta resolución son idealmente adecuados para muchas aplicaciones geológicas y su potencial está únicamente empezando para ser explorado. Se espera que la descripción general y las muestras dadas aquí puedan proveer inspiración para nuevas investigaciones que se beneficiarán de la utilización de este avance en la tecnología.

4.2 Características del espacio poroso por medio del porosímetro de tasa controlada (H. H. Yuan y B. F. Swanson, 1989)

El porosímetro de mercurio es una herramienta que nos permite saber de manera cuantitativa las características del espacio poroso. Es importante señalar que en México el IMP es el único Instituto de investigación que posee hoy en día esta tecnología, por tanto es muy limitada la información que se tiene acerca de este procedimiento. A continuación se presenta un artículo que fue proporcionado por el IMP el cual muestra un ejemplo de aplicación en el ámbito petrolero.

4.2.1 Resumen

Mediante el control de la presión capilar con mercurio en experimentos por medio del porosímetro de tasa controlada, nueva información con respecto al espacio poroso de una muestra de roca ha sido obtenida. Con esta técnica, llamada un aparato para examinar poros (APEX), es ahora posible resolver el espacio poroso de una muestra de roca en dos partes interconectadas. Una parte identifica el sistema de poros individuales (cuerpos de poro), los cuales son partes de baja energía o regiones de baja capilaridad. La otra parte corresponde a las gargantas de poro que interconectan con el sistema de poros.

Nuevas curvas de presión capilar han sido obtenidas por medio de partir la curva de presión capilar total (curva normal capilaridad-presión) en dos subcurvas: la curva de capilaridad-presión subison¹, la cual describe la distribución de los cuerpos de poro; y la curva de capilaridad-presión rison², la cual describe la distribución de las gargantas de poro. Se presentan datos APEX en arenisca Berea y en dolomía San Andrés que muestran la distribución del volumen de las regiones de baja capilaridad dentro del medio poroso de esas rocas. Esas regiones de baja capilaridad son las principales regiones del espacio poroso que atrapan la fase no mojante residual en la imbibición de un fluido fuertemente mojante, como se midió en un sistema tolueno-aire. Las saturaciones residuales del fluido no mojante se determinaron por el método APEX y por el método tolueno-aire, las cuales concuerdan de manera excelente. Así, la distribución detallada del volumen de un sistema de poros responsable del entrapamiento de la saturación de la fase no mojante es determinada a partir de mediciones APEX, las cuales pueden tener implicaciones importantes para la Recuperación Mejorada de Aceite.

4.2.2 Introducción

El porosímetro de mercurio ha sido muy utilizado para caracterizar el espacio vacío de materiales porosos y ha sido objeto de una revisión. La medición de la distribución de tamaños de poro a partir de curvas de presión capilar con mercurio ha sido de gran beneficio para evaluar las formaciones en la industria del petróleo. Las curvas de presión capilar realizadas con mercurio en muestras de roca han sido utilizadas en exploración y producción de hidrocarburos desde Purcell, quien introdujo la técnica a la industria. Además de ser usada para indicar la distribución del volumen de poros, las curvas de

¹ Ver glosario al final del artículo.

² Ver glosario al final del artículo.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

presión capilar también han sido utilizadas para el cálculo de permeabilidad y la estimación de la saturación residual de aceite.

Las curvas de presión capilar normalmente dan información principalmente en tamaño de gargantas de poro. Debido a la naturaleza del método convencional (presión controlada) de medir las curvas de presión capilar, es posible tener diferentes distribuciones de los sistemas de poros que daría la misma curva de presión capilar. En el experimento usual, la presión del mercurio es elevada en incrementos y el volumen de mercurio inyectado es medido. Esta es una medición a presión controlada de una curva de presión capilar de mercurio. Debido a la ambigüedad inherente en las curvas de presión capilar, intentos para derivar las relaciones entre varias propiedades petrofísicas por medio de presiones capilares no son siempre satisfactorios.

Un método alternativo para medir curvas de presión capilar es por inyección de mercurio a tasa controlada en la muestra, donde la tasa de inyección se mantiene constante y la presión capilar del mercurio es monitoreada. Fluctuaciones en el menisco del mercurio pueden ocurrir debido a diversos grados de constricción a lo largo de la ruta del poro. Debido a que la presión capilar es inversamente proporcional al radio de curvatura del menisco de mercurio, las fluctuaciones en la curvatura del menisco de mercurio se interpretan como fluctuaciones en la presión capilar. La ecuación Young-Laplace relaciona la presión capilar, P_c , a los radios de curvatura de la interface con el mercurio:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (4.4)$$

Donde σ es la tensión interfacial y r_1 y r_2 son los radios principales de curvatura. Si uno piensa en términos de gargantas de poro cilíndricas que limitan o contraen la posición del mercurio, entonces la ecuación (4.4) puede ser reemplazada por:

$$P_c = 2\sigma \cos\left(\frac{\theta}{r}\right) \quad (4.5)$$

Donde r es el radio del cilindro correspondiente y θ es el ángulo de contacto. Algunos se refieren a ésta como la ecuación de Washburn.

Se asume que en el ciclo de drene de la presión capilar, la tensión interfacial y el ángulo de contacto son constantes y las fluctuaciones en la presión del mercurio son causadas por las fluctuaciones en el radio del límite de la garganta de poro. Se asume que el ángulo de contacto y la tensión interfacial no cambian a lo largo del experimento. Así, el examen detallado de las fluctuaciones en la presión de mercurio puede proporcionar información detallada en la estructura del espacio poroso dentro de un medio poroso. Una ventaja de la técnica de medición es que la ambigüedad en las curvas de presión capilar desaparecen porque diferentes tipos de poro detrás del mismo tamaño de garganta de poro tendrán diferentes tipos de respuesta. En este documento, se discute la medida a tasa-controlada de curvas de presión capilar y se muestra como la distribución detallada de volumen puede ser

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

obtenido a partir de este experimento. Se ha llamado a esta técnica APEX. La aplicación de las curvas de presión capilar APEX a otros aspectos mencionados anteriormente, como la determinación de la permeabilidad y la permeabilidad relativa, no está incluida, aunque alguna descripción de la curva de presión capilar garganta de poro es dada.

La observación de fluctuaciones en la presión de mercurio durante la inyección de mercurio no es nueva. En 1959, en un reporte de Shell no publicado, Gates observó las fluctuaciones de presión con el porosímetro de mercurio en carbonatos con vugulos. En 1966, Crawford y Hoover pudieron registrar fluctuaciones capilaridad-presión en un registrador gráfico durante la inyección de agua en un medio poroso sintético. El desplazamiento infinitesimalmente lento de un fluido mojante por un fluido no mojante fue discutido a detalle por Morrow en 1970. En 1971, Gaulier publicó técnicas similares para representar el volumen de vugulos, aunque su sensibilidad fue muy baja. En este reporte, se muestra la importancia de resolver el espacio poroso de una muestra de roca a través de derivar parámetros petrofísicos a partir de curvas de capilaridad con mercurio, que conducen a un mejor entendimiento de las propiedades del medio poroso.

4.2.3 Consideraciones experimentales y terminología

Experimental. La característica clave del sistema APEX es la adquisición de datos automatizados junto con mediciones de presión de alta-precisión, que permite resolver fluctuaciones de presión muy pequeñas. El ensamble experimental es mostrado en la Figura 4.7. Una celda de acero inoxidable construida de tal forma que da lugar a fluctuaciones de presión insignificantes debidas a la inyección de mercurio, se conecta a un intensificador de presión motorizado. Un transductor de presión se conecta a la celda, un eje codificador es conectado al final del motor asíncrono para determinar el volumen. Para los experimentos presentados aquí, un transductor de presión con un rango de 700 [kPa] (101 [psi]) fue usado.

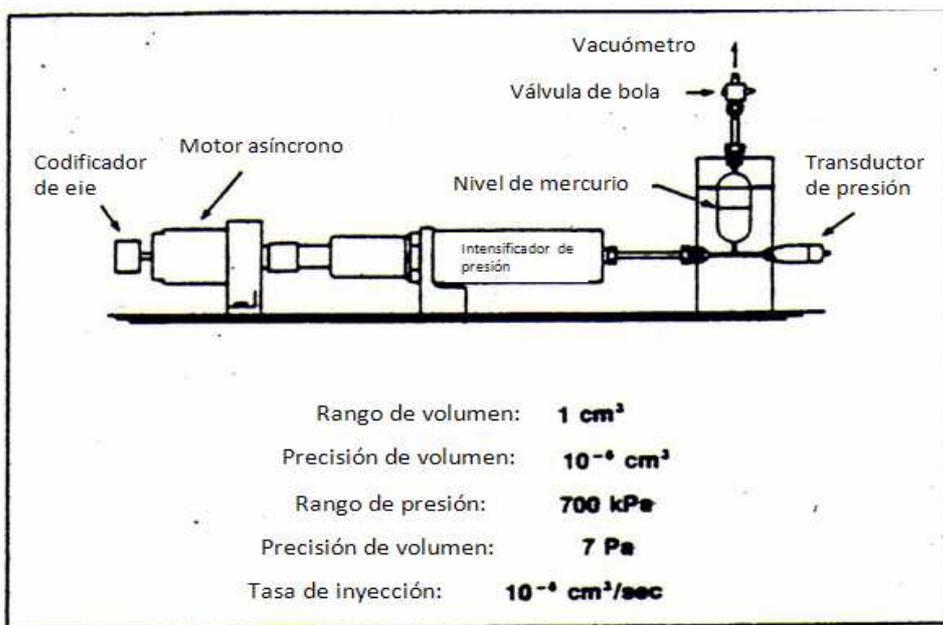


Figura 4.7 Ensamble experimental del sistema APEX.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

La señal del transductor de presión es amplificada y la señal de alto nivel se alimenta en un convertidor de datos analógico-a-digital (A/D) de 16 bit. La resolución de la presión es mejor a 0.014 [kPa] (0.002 [psi]). El eje codificador es suministrado con una excitación 5-V desde una interface en la computadora, la cual también cuenta los impulsos de salida del eje decodificador. Cada conteo corresponde a aproximadamente 10^{-7} [cm], y el motor es operado típicamente a una rapidez para dar una tasa de inyección de mercurio de $2 \cdot 10^{-6}$ [cm³/s].

Una muestra pequeña de un núcleo (volumen de roca de aproximadamente 1 [cm³]) que ha sido limpiada y secada es puesta en la celda, y el sistema es sellado. Después de que la muestra ha sido evacuada, el nivel de mercurio es elevado hasta que el sistema está completamente lleno con mercurio. Sólo la muestra evacuada se debe encontrar sin mercurio. Antes de empezar el experimento, la muestra experimenta una presión de aproximadamente 14 [kPa] (2 [psi]). En este punto, el software que opera se hace correr y comienza el experimento.

La adquisición de los datos se realiza con un sistema Burcon 85, el cual es un sistema que se basa en un intel 8085, y éste capta la presión digital y el volumen que entra a través de puertos paralelos apropiados localizados en la unidad central de la computadora. Durante el progreso del experimento, la computadora realiza las siguientes tareas, entre otras.

1. Almacena la presión original y datos de volumen en un disco para que sea procesado más tarde. (Aproximadamente un megabyte y medio de datos es salvador por cada muestra pequeña que se utiliza en el experimento).
2. Determina el volumen (V , en cuenta) y el tamaño de las clases de un sistema de poros dado. (El rango de volumen del tamaño de las clases está dada en la Tabla 4.2).
3. Determina la distribución de los sistemas de poros, los cuales son presentados en una terminal de rayos catódicos.
4. Determina la fracción del volumen total del mercurio inyectado que entró en el cuerpo de los poros en contraposición a las gargantas de poro. Esto está referido como el volumen fraccional.
5. Apaga el experimento cuando la presión se aproxima a 700 [kPa] (101 [psi]).

Tabla 4.2 Rango de volumen del tamaño de las clases.

Tamaño de la clase	Rango de volumen (nL)
4	0.69 to 1.47
5	1.48 to 3.03
6	3.04 to 6.16
7	6.17 to 12.4
8	12.5 to 24.9
9	25.0 to 49.9
10	50.0 to 99.9
11	100.0 to 199.0
12	200.0 to 399.0
13	400.0 to 799.0
14	800.0 to 1599.0
15	1600.0 to 3199.0
16	3200.0 and greater

Las ejecuciones en blanco (calibraciones) son frecuentemente realizadas para demostrar que la presión se incrementó sin problemas cuando ninguna muestra estuvo presente.

Para los experimentos descritos aquí, un par de muestras iguales de arenisca Berea y dos muestras iguales de dolomía San Andrés fueron usadas. Cada muestra tenía aproximadamente 1.3 [cm] (1/2 [in]) de diámetro y aproximadamente 1.3 [cm] (1/2 [in]) de longitud. Las saturaciones finales de mercurio fueron normalmente de 80 a 85 % del espacio poroso. Los datos APEX fueron tomados donde la interface de mercurio entró a todos los lados de la muestra de roca.

Terminología. La terminología se ilustra en la Figura 4.8, la cual es graficada en la forma tradicional, el volumen de la fase mojante o la saturación incrementa a la derecha. Así, el volumen de mercurio inyectado incrementa hacia la izquierda. El suceso importante que se presenta repetidamente en un experimento APEX es la caída repentina en la presión de mercurio cuando un menisco de mercurio pasa de una garganta de poro a un poro abierto. Esos sucesos son comúnmente referidos como saltos Haines. El diámetro de la garganta de poro puede ser directamente calculado a partir de la presión inicial al comienzo de un rheon³ usando la Ecuación 4.5 y asumiendo que los radios principales de curvatura son iguales. El cambio de presión corresponde al cambio en el radio de curvatura del menisco de mercurio con posible histéresis en el ángulo de contacto en varias gargantas de poro. Simultáneo con el salto Haines, un pequeño volumen de mercurio que se mueve dentro del cuerpo de poro es proporcionado por expulsión desde otra garganta de poro. En esas gargantas de poro, el volumen de mercurio que es arrojado depende del ambiente local de la garganta de poro y del grado de histéresis en el ángulo de contacto. En esos lugares, el

³ Ver glosario al final del Capítulo.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

menisco de mercurio retrocede e incrementa en radio y así previene al mercurio de moverse más lejos en esas gargantas de poro. El volumen de mercurio que penetra por imbibición al nuevo cuerpo de poro es un volumen igual al volumen total arrojado por otras gargantas de poro. En efecto, la caída repentina en la presión de mercurio corresponde a una redistribución del mercurio, sin cambios en la saturación de mercurio. El término de “rheon” fue introducido por Melrose y Melrose y Brandner, y hecho notar por Sëller en 1968 que describe la progresión de un frente no mojante a su paso por un núcleo saturado por agua. Un rheon puede ser descrito como un drene local con una imbibición global. Es global en el sentido de que diferentes volúmenes de mercurio se pierden a partir de gargantas de poro ocupadas y el volumen resultante de mercurio es inyectado en un cuerpo de poro individual o un sistema con dimensiones efectivas más grandes. El ritmo de ocurrencia de rheones varía de 10 a 20 veces por minuto a menos de 1 por hora.

Después de que un rheon se ha presentado, se observa que el incremento en la presión de mercurio corresponde al incremento de la saturación de mercurio. Morrow llamó a esto “ison”. Los isons pueden ser divididos en dos tipos: subisons y risons.

El término “subison” es utilizado para referirse a la región de incremento en la presión de mercurio inmediatamente después a un rheon. La presión está por debajo de la presión en la cual el rheon ocurre. Un subison es una región de incremento de la presión capilar a niveles que habían sido previamente alcanzados. El mercurio inyectado va en dos lugares. Un lugar es para rellenar gargantas de poro que previamente expulsaron mercurio durante el rheon. Durante el movimiento rheónico, algunas gargantas de poro producirán más mercurio que otras. Esas gargantas de poro se llenarán a ritmos que dependen de la morfología de la garganta de poro. El mercurio también llenará el nuevo cuerpo del poro. El proceso por tanto corresponde a drene local en un cuerpo de poro con un drene global no uniforme, el cual depende del grado de histéresis en el ángulo de contacto en gargantas de poro individuales. Cuando la presión regresa al valor que había alcanzado cuando ocurrió el rheon, el cambio en la saturación de mercurio corresponde al llenado de un solo sistema de poro. Otras gargantas de poro han expulsado y recuperado mercurio durante el rheon y el subison siguiente. En este punto, el subison ha concluido. Alternativamente, un subison representa el llenado de una región conectada de baja capilaridad, por ejemplo, de alta porosidad. El primer rheon es llamado el rheon primario. Un sistema de poros es precisamente sólo un rheon seguido por un subison o un grupo de rheones y subisones. La presión en el momento de un subison está sobre la presión capilar, y salidas de presión desde esta curva define sistemas de poro. De ahora en adelante, para evitar ambigüedad, se tendrá que usar la frase “sistema de poros subison” por la frase “sistema de poros”.

Cuando un sistema de poros subison es llenado, las regiones de incremento en la presión de mercurio son llamadas “risons”. Los risons corresponden al llenado de gargantas de poro de tal manera que todos los meniscos de mercurio estén cambiando uniformemente. En realidad, un sistema de poros subison tiene esquinas adyacentes y grietas que no son tomadas en cuenta como parte del volumen del sistema de poros subison debido a que la presión de entrada del mercurio es muy baja para alcanzar esas partes del espacio poroso. Durante cada rison partes de cada esquina y grieta puede contribuir al volumen del rison, dependiendo de la presión de mercurio alcanzada. En cada garganta de poro, el radio de curvatura y ángulo de contacto son considerados los mismos. Regiones nuevas de gargantas

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

de poro se llenan con mercurio hasta que el ocurre el siguiente rison en alguna de las gargantas de poro. El incremento de la presión con el incremento en la saturación de mercurio corresponde por tanto a un drene totalmente uniforme. Los risons son regiones de incrementos continuos de la presión capilar a niveles que nunca habían sido alcanzados. Esos son los términos básicos para describir el fenómeno APEX. Otros términos serán introducidos cuando sean necesarios.

Se ha observado que la tasa de incremento de la presión de mercurio con la saturación de mercurio durante un subison es más rápido que el causado por un rison. Esto se debe probablemente a que menos meniscos de mercurio están llenando gargantas de poro durante en subison que durante un rison, donde cada menisco de mercurio está llenando una garganta de poro. Esto da lugar a una tasa diferente de incremento de presión. La primera aplicación que se discute es obtener nuevas curvas de presión capilar de mercurio.

4.2.4 Curvas de presión capilar APEX

La curva de presión capilar de mercurio convencional (presión controlada), la cual se refiere a la curva de presión capilar total, muestra el volumen de mercurio, referido al volumen de poros, que es inyectado a una muestra de roca para una dada presión capilar de mercurio aplicada. Dos observaciones pueden hacerse. Primero, el volumen de mercurio dentro de la muestra incluye tanto volúmenes rison como subison. Segundo, cualquier punto de equilibrio caerá en la parte rison de la curva presión capilar total. Esto sucede porque si la presión de entrada al sistema de poros subison es excedida, entonces la presión constante permitirá al mercurio llenar aquel sistema particular completamente. La curva de presión capilar total es directamente disponible en los datos APEX.

Sin embargo, los datos APEX pueden producir más información que sólo la curva de presión capilar total. Debido a que el total de espacios porosos de una muestra de roca pueden ser separados en dos partes, esto conduce a que la curva de presión capilar total puede ser partida en dos subcurvas: la curva de presión capilar subison y la curva de presión capilar rison.

Curva de presión capilar rison. La curva de presión capilar rison se construye al remover el sistema de poros subison de la curva de presión capilar de mercurio total. A detalle, la curva de presión capilar total APEX se asemeja a una curva suave que contiene “valles” frecuentes que corresponden a los sistemas de poros subison. Eliminando los valles y conectando las piezas remanentes se obtiene la curva de presión capilar rison. Esto puede ser hecho debido a que la presión inicial de un rison y la presión final del subison posterior son la misma. Alternativamente, la presión final de un rison y la presión al inicio del siguiente rison son la misma. La Figura 4.8 puede ser usada para demostrar la construcción de la curva de presión capilar rison al remover los segmentos de línea punteados, los cuales representan los volúmenes del sistema de poros subison. La curva resultante representa la gráfica de saturación de rison acumulativa contra la presión capilar. Esto está usualmente una función de la saturación. La curva rison representa sólo las regiones de garganta de poro de una roca y es como una “columna vertebral” sobre la cual se adicionan sistemas individuales de poros subison para obtener la curva de presión capilar total. Muestras de roca con curvas de presión capilar total no similares pueden tener curvas rison similares.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Además, debido a que las gargantas de poro controlan la permeabilidad y la permeabilidad relativa, es probable que las curvas de presión capilar rison puedan proporcionar mejores estimaciones de permeabilidad y permeabilidad relativa que la curva de presión capilar total.

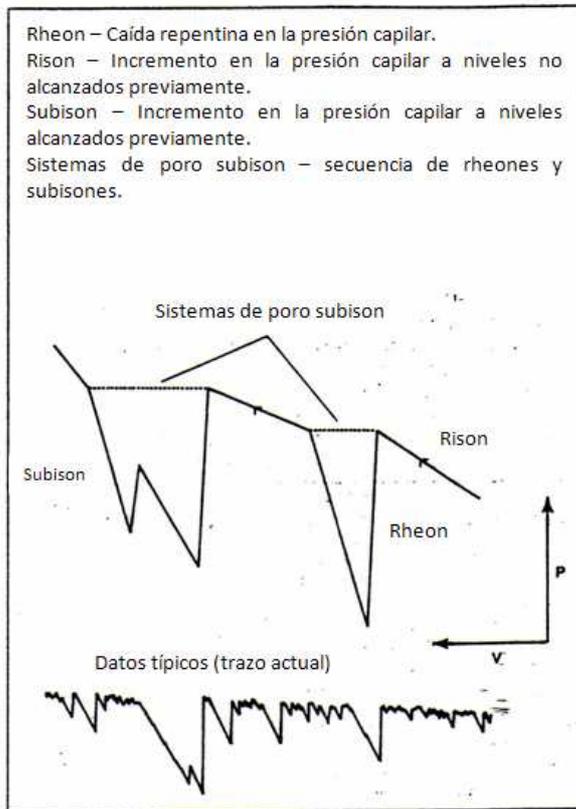


Figura 4.8 Construcción de la curva de presión capilar rison.

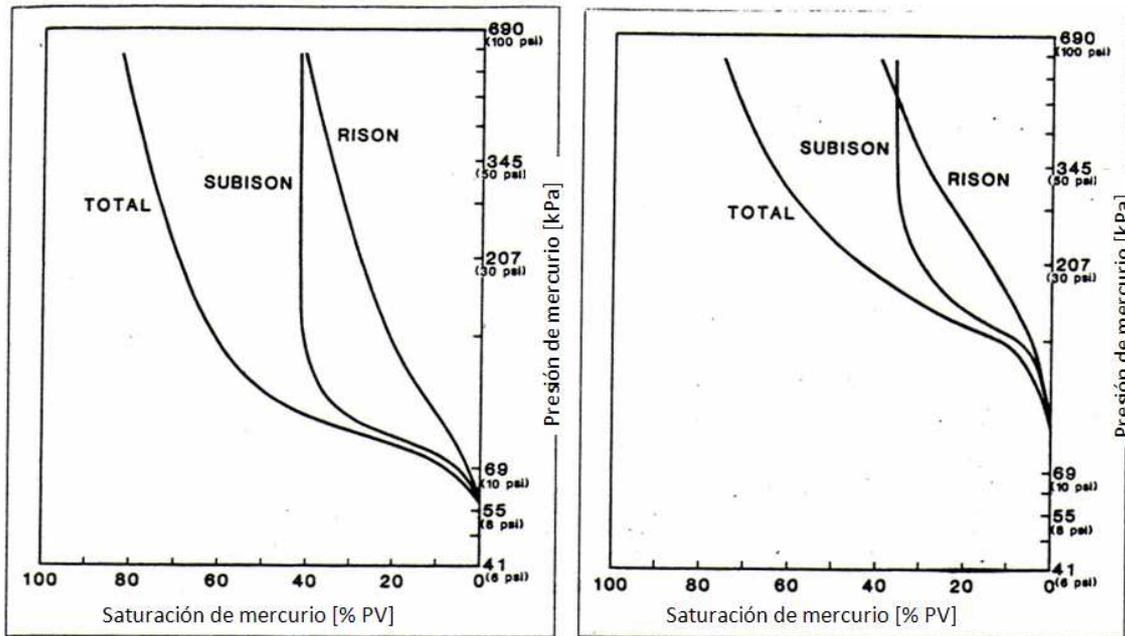
Curva de presión capilar subison. La diferencia entre la curva de presión capilar total y la curva de presión capilar rison es la curva de presión capilar subison. La curva subison puede ser construida al remover la rison de la curva total. Sin embargo los volúmenes remanentes del sistema de poros subison no se incrementan suavemente con la presión. Además, a diferencia de los rison, sucesivos sistemas de poros subison no necesitan tener presiones de entrada similares. Es posible que una gran diferencia en presiones de entrada pueda aplicarse a sucesivos sistemas de poros subison. Esto pasa más seguido en altas presiones capilares muy por encima de la meseta. En una meseta de una curva de presión capilar total, sucesivos sistemas de poros subison pueden tener casi idénticas presiones de entrada.

Debido a que los rheones son eventos discretos, la curva de presión capilar subison debería, en principio, también ser un conjunto de puntos discretos. Para evitar una representación complicada, se construye la curva subison por medio de conexión de puntos para formar una curva. Esos puntos, uno por cada sistema de poros subison, son definidos por la presión de entrada del sistema de poros subison y el volumen acumulativo del sistema-poro-subison de esa presión. La curva representa la saturación acumulativa del sistema-poro-subison

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

como una función de la presión de entrada. Como se verá, esta curva puede representar los volúmenes acumulativos disponibles para capturar la fase no mojante como una función de la presión de entrada.

Ejemplos. Las Figuras 4.9 y 4.10 muestran las curvas rison, subison y presión capilar total para una de las muestras de arenisca Berea y para una de las muestras de dolomía San Andrés. Los resultados para la segunda muestra son casi idénticos o las del primer conjunto. Para los dos tipos de muestra, los volúmenes subison toman en cuenta una mayor fracción de espacio poroso a baja capilaridad, mientras que el volumen del rison es mayor a más altas capilaridades. El volumen total subison se encuentra entre 35 a 40% del espacio poroso para ambas muestras. Las curvas rison son funciones de la saturación. La saturación de mercurio más alta alcanzada fue determinada por el rango de la presión del transductor, la cual en este caso fue de aproximadamente 690 [kPa] (100 [psi]).



Figuras 4.9 y 4.10 Curvas rison, subison y presión capilar total para una de las muestras de arenisca Berea y para una de las muestras de dolomía San Andrés.

4.2.5 Distribuciones estadísticas de los sistemas poro-subison

Los datos APEX dan información detallada con respecto a las presiones de entrada y los sistemas de poros subison. Debido a que la escala de medición es suficientemente pequeña, el sistema de poros subison medido por APEX se resuelven en una serie de movimientos rheonicos discretos. Es posible dar una secuencia exacta de sistemas de poros subison que son consideradas durante la inyección de mercurio. De 3000 a 5000 sistemas de poros subison son medidos para las pequeñas muestras expuestas en este documento.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Los volúmenes de sistemas de poros subison tienen un rango de variación de < 1 a casi 1000 [nL], o, en otras palabras, tienen el rango de variación de menos del volumen de un grano a volúmenes de varios de cientos de volúmenes de granos. En la clasificación de Choquette y Pray, esos rangos de volúmenes caen en la región llamada de mesoporos (1/16 a 4 [mm]) siempre y cuando los sistemas de poros subison sean tomados como esféricos.

Existen varias maneras para mostrar datos APEX, y a continuación se discuten algunos. La primera manera es examinar distribuciones sistema-poro-subison sobre distintos rangos de presión. Se hizo para arenisca Berea y para dolomía San Andrés, donde la distribución de los sistemas de poros fueron examinados. Comparaciones basadas en 200 sistemas de poros subison consecutivas se hicieron en tres rangos de presión: a) justo después de que el mercurio fue introducido a la muestra de roca; b) al máximo valor de volumen fraccional (entre 76 y 83 [kPa] (11 y 12 [psi])) para arenisca Berea, 145 [kPa] (21 [psi]) para una muestra de dolomía San Andrés, y 172 [kPa] (25 [psi]) para la otra muestra de dolomía San Andrés, y c) en el rango más alto de presión capilar por encima de la meseta (131 a 138 [kPa] (19 a 20 [psi])) para arenisca Berea y (255 a 262 [kPa] (37 a 38 [psi])) para dolomía San Andrés. Para cada uno de esos rangos, las dos areniscas Berea muestran distribuciones similares en la Figura 4.11. La distribución en la meseta parece tener la mayor variación, pero hay que hacer notar que el volumen fraccional a esta presión es idéntico para las dos muestras. En el tercer rango, se aprecia la existencia de un sistema de poros grande en la muestra 1 Berea, la cual está ausente en las muestras adyacentes. Esto es un ejemplo de un sistema de poros de baja capilaridad rodeado por regiones de alta capilaridad, lo cual causa que la presión de entrada sea inusualmente alta. Formas alternativas de representar los datos APEX serán mencionados posteriormente.

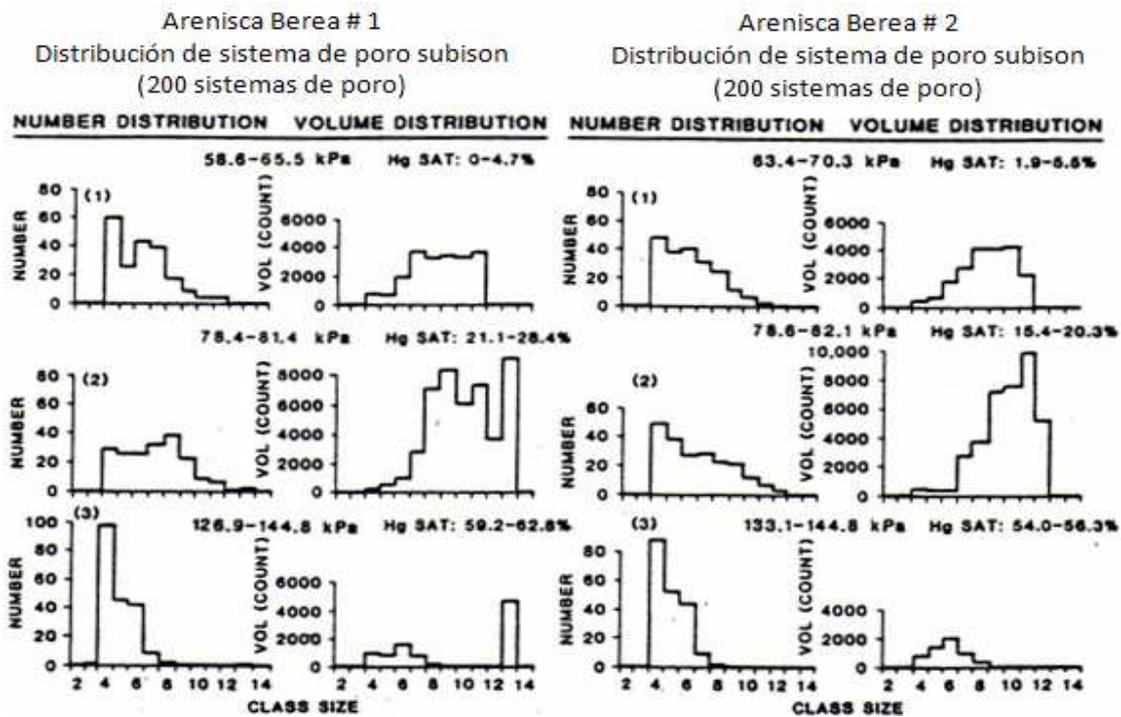


Figura 4.11 Distribuciones sistema-poro-subison, Arenisca Berea.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Las distribuciones para la dolomía San Andrés se muestran en la Figura 4.12. Esas dos muestras tienen volúmenes de roca ligeramente diferentes (1.375 contra 0.813 [cm³]) y muestran cierta variabilidad. Por ejemplo, las presiones de entrada son ligeramente diferentes y las distribuciones muestran algunas diferencias. Parte de este efecto resulta del volumen de roca debido a que aquí se muestra una distribución de volumen no normalizada.

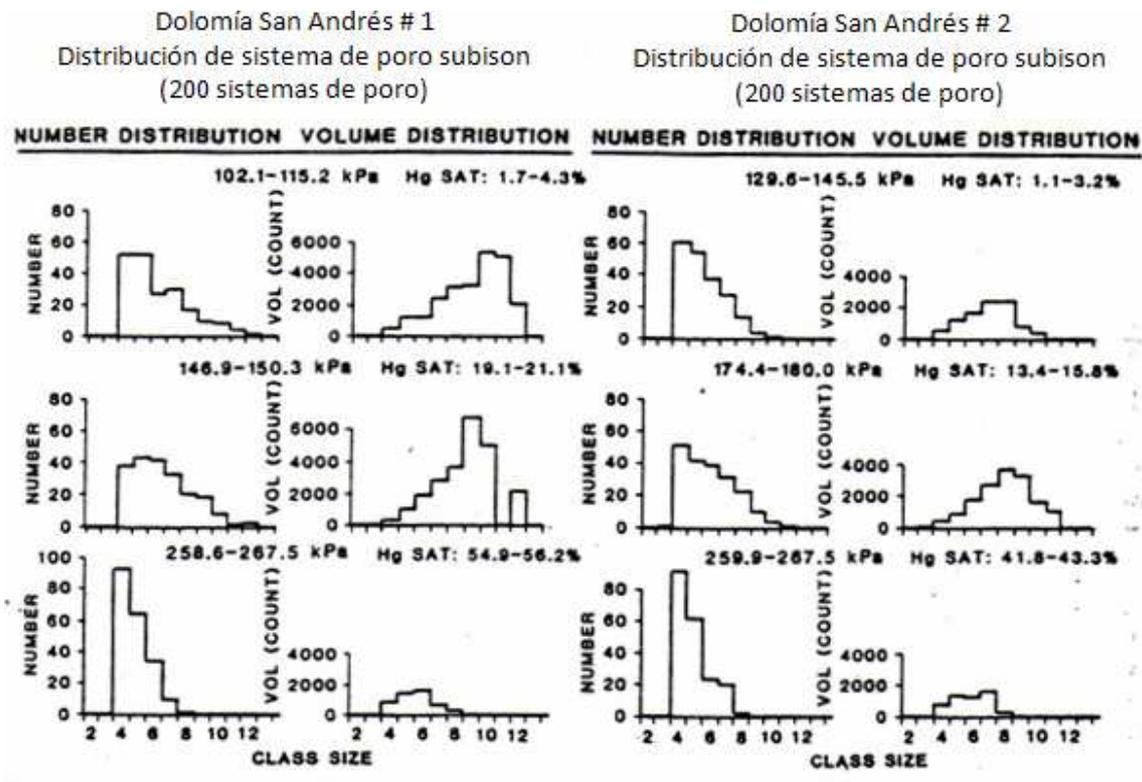
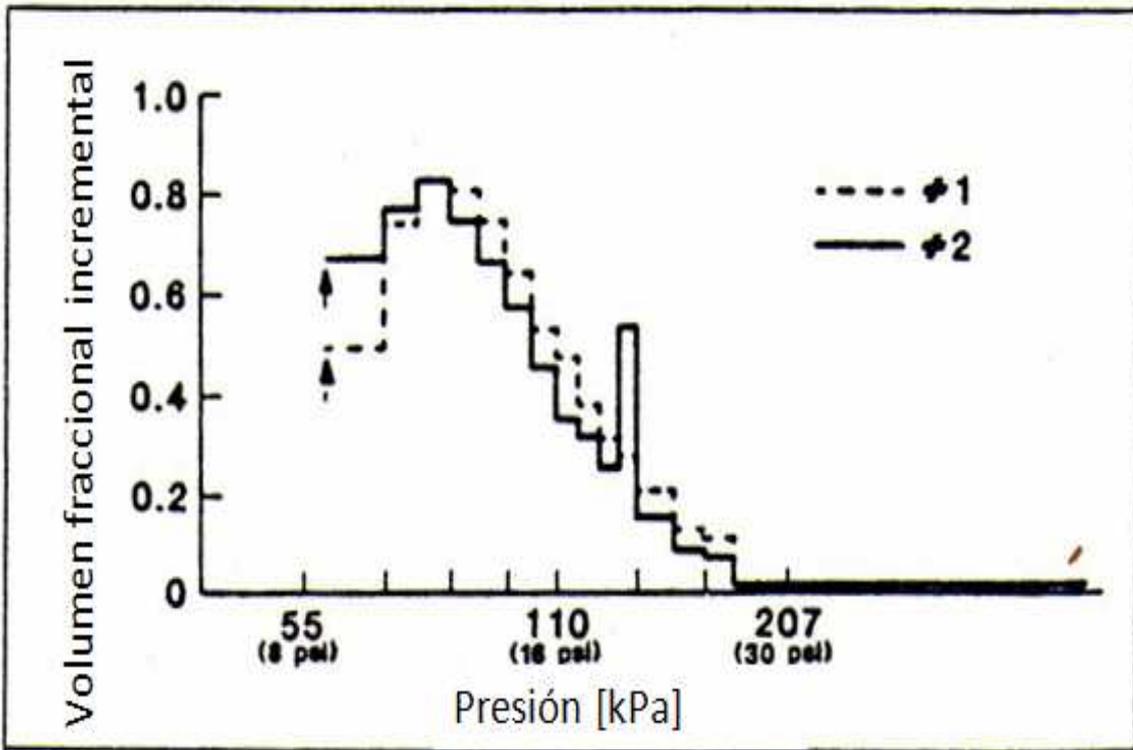
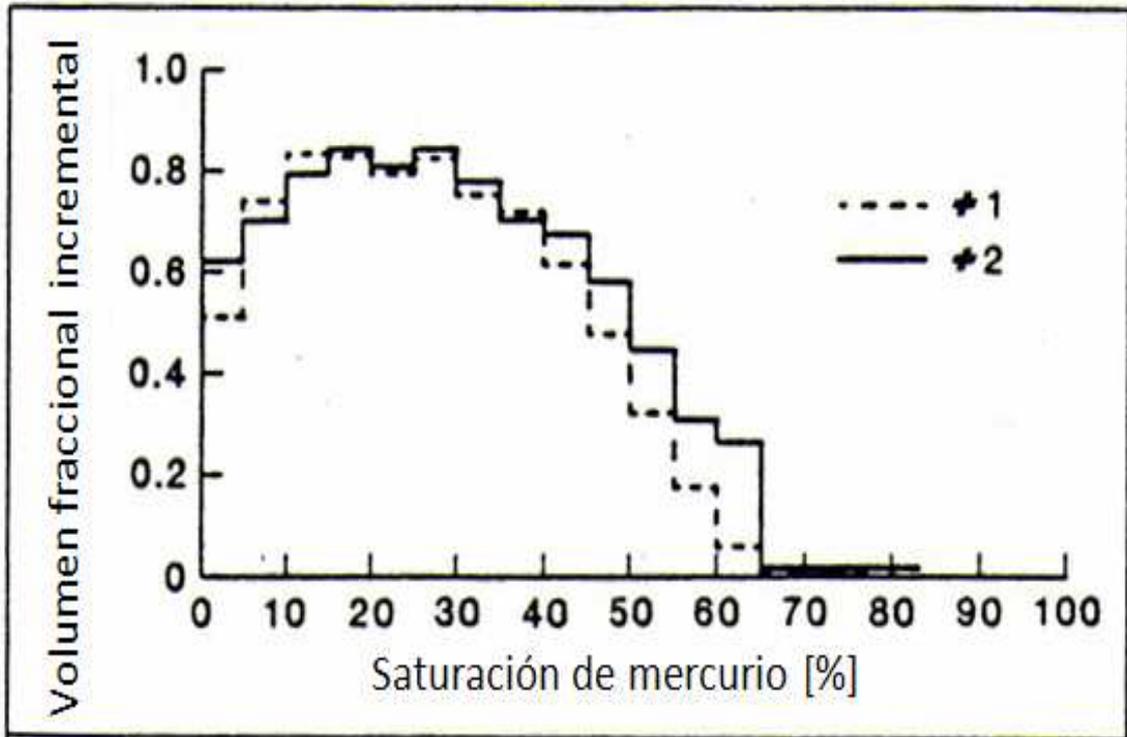


Figura 4.12 Distribuciones sistema-poro-subison, Dolomía San Andrés.

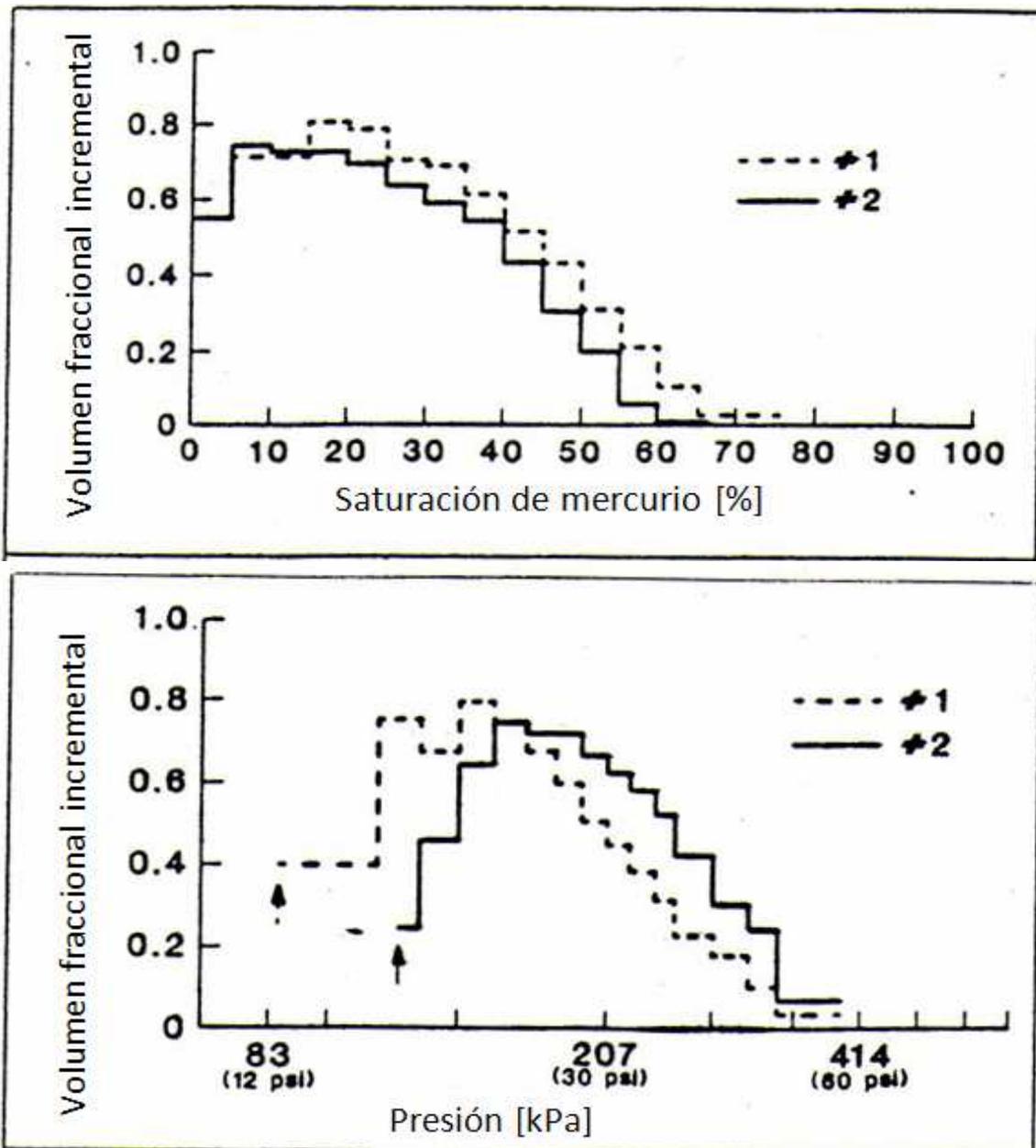
Una segunda manera de exponer los datos APEX es mostrar el “volumen fraccional incremental” (relación del volumen acumulativo sistema-poros-subison al volumen de mercurio dentro de un rango de 5% de saturación de mercurio o dentro de un rango de presión de 14 [kPa] (2 [psi])) como una función de saturación o presión. En las Figuras 4.13 y 4.14, se expone el “volumen fraccional incremental” para una arenisca Berea graficado como función de la saturación de mercurio y de la presión de mercurio. Los picos del “volumen fraccional incremental” a la misma saturación de mercurio y un valor casi idéntico de presión, indica que las muestras tienen presiones de entrada aproximadamente iguales (marcadas por flechas). La gráfica del “volumen fraccional incremental” como una función de la presión para la muestra 2 Berea tuvo un pico a los 131 [kPa] (19 [psi]), lo cual refleja la existencia de un sistema de poros subison rodeado por una matriz de alta presión de entrada de modo que el “volumen fraccional incremental” es localmente alto.



Figuras 4.13 y 4.14 “Volumen fraccional incremental” para una arenisca Berea graficado como función de la saturación de mercurio y de la presión de mercurio.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

En las Figuras 4.15 y 4.16, la dolomía San Andrés muestra una figura similar en la gráfica del volumen fraccional incremental contra la saturación de mercurio y la presión de mercurio. Aunque los datos son de muestras adyacentes, las gráficas en función de la presión no son similares, teniendo presiones de entrada ligeramente diferentes. Las gráficas del volumen fraccional incremental como una función de la saturación de mercurio son más similares.



Figuras 4.15 y 4.16 “Volumen fraccional incremental” para una dolomía San Andrés graficado como función de la saturación de mercurio y de la presión de mercurio.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Esos son ejemplos de la variación de la información estadística que puede ser expuesta a partir de datos APEX. Existen más posibilidades, dependiendo de las propiedades de la roca de interés.

4.2.6 Curvas inicial/residual

Los sistemas de poros subison medidos por APEX son regiones de baja capilaridad dentro de una muestra de roca. En un sistema de dos fases, los sistemas de poros subison con la presión de entrada por debajo de la presión capilar imperante son sitios donde el fluido no mojante se encuentra durante la acumulación primaria. Dependiendo de la presión capilar al final del drene, es posible determinar cuales sistemas de poros subison son más probables de ser llenados con la fase no mojante. En este punto, tanto los sistemas de poros subison y los risons apropiados deben ser llenados con fluido de la fase no mojante.

Considérese una inyección de agua. Los sistemas de poros subison que fueron inicialmente llenados con fluido no mojante se convierte en los lugares más probables para que la fase no mojante residual resida debido a que son regiones de la más baja capilaridad. Esas regiones son trampas debido a que las fuerzas capilares son suficientemente grandes para prevenir la remoción de la fase no mojante bajo la influencia de la baja viscosidad en el yacimiento. Por otra parte, el fluido de la fase no mojante contenido en el volumen risonico es más probable de ser desplazado debido a que el fluido está en regiones de alta capilaridad, donde se tiene poca o ninguna energía para ser movilizada.

Con la simple hipótesis que bajo el dominio de fuerzas capilares sólo el volumen risonico es desplazado durante una inyección de agua, es posible estimar el grado de entrapamiento en una muestra de roca en un sistema fuertemente mojante. Esta estimación es mejor interpretada como el potencial de entrapamiento de una muestra de roca y es probable que sea una sobrestimación. Es posible que algunos sistemas de poros subison no puedan entrapar su volumen total.

Una prueba de esta hipótesis es medir el movimiento rheonico de una muestra y luego exponer que el movimiento rheonico es suprimido cuando se efectúa una segunda ocasión con una saturación de mercurio entrapada en el lugar. Cuando se ha hecho, el movimiento rheonico fue más que suprimido, indicando que las regiones de baja capilaridad mantienen la saturación de la fase no mojante. La presencia del mercurio entrapado en el sistema de poros inhibido la redistribución de mercurio que tenga lugar durante el movimiento rheonico. Esto confirmó la idea de que esos sistemas de poros están envueltos en la determinación del entrapamiento de una fase no mojante.

Un estimado de un grado de entrapamiento es la curva inicial/residual determinada por imbibición a contracorriente (CCT) con aire como la fase no mojante y tolueno como la fase mojante. Los experimentos arrojan una curva que relaciona la saturación residual de la fase no mojante a una saturación inicial de la fase no mojante.

Los datos APEX pueden ser usados para estimar una curva inicial/residual. Esto es hecho simplemente mediante la identificación de la saturación de mercurio durante el experimento APEX como la saturación inicial de la fase no mojante. La saturación residual consecuente

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

de la fase no mojante sería aquella parte de la saturación inicial que se encuentra en el sistema de poros subisón. Esto es calculado simplemente como el producto de la saturación inicial y el volumen fraccional a esa saturación.

Los resultados de estos cálculos son mostrados en la Figura 4.17 con los puntos sólidos y cruces para las dos muestras Berea. También se muestra la comparación aire/tolueno para muestras adyacentes con círculos. La discrepancia entre las dos curvas pueden ser un efecto de la relación viscosidad/capilaridad, entre otras razones.

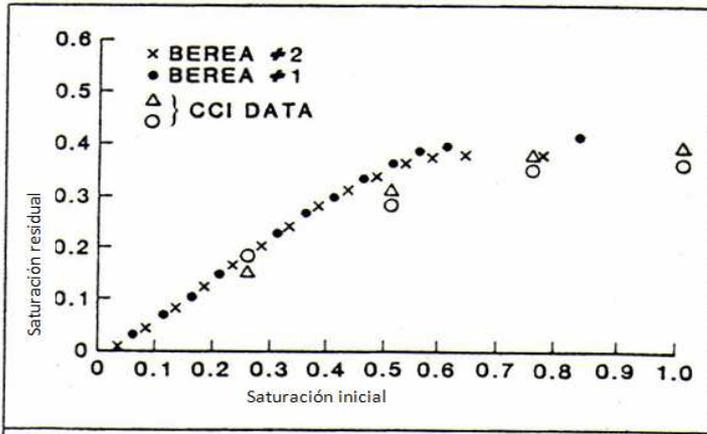


Figura 4.17 Curva residual/inicial obtenida a partir de datos APEX, Arenisca Berera.

Mejor relación es mostrada en la Figura 4.18, donde los datos CCI aire/tolueno para muestras adyacentes son representadas en círculos. Se nota que las dos muestras que tienen presiones de entrada ligeramente diferentes tienen curvas de entrampamiento muy similares.

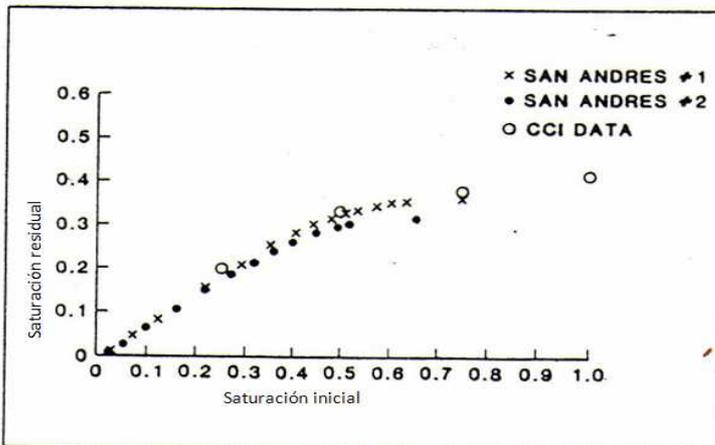


Figura 4.18 Curva residual/inicial obtenida a partir de datos APEX, dolomía San Andrés.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Los sistemas de poros subison medidos por APEX proporcionan información importante con respecto a saturaciones residuales. En particular, la distribución sistema-poros-subison, la cual es también la distribución de volúmenes ganglio para la saturación de la fase no mojanante residual. Así, si se exhibe la distribución total de sistemas de poros subison para esas muestras, también se tiene una representación del ganglio residual de la fase no mojanante en esas muestras porosas. Esto se muestra en las Figuras 4.19 y 4.20 para la arenisca Berea y la dolomía San Andrés, respectivamente. Aquí sólo la distribución del volumen es graficado.

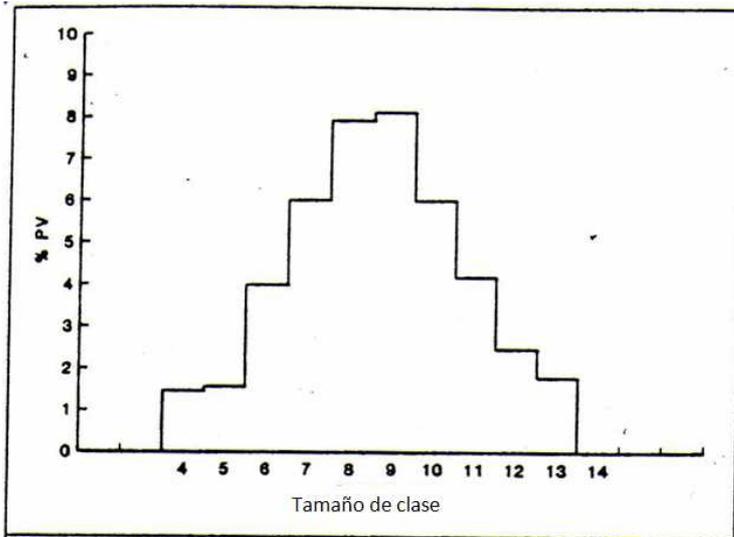


Figura 4.19 Distribución de volumen sistema-poro-subison, arenisca Berea.

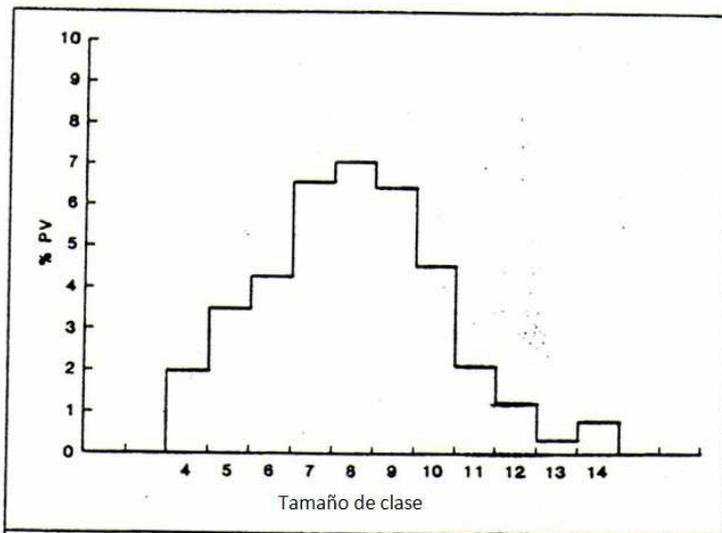


Figura 4.20 Distribución de volumen sistema-poro-subison, dolomía San Andrés.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

La técnica APEX no sólo conduce a la resolución de dos tipos de espacios porosos pero también indica que los sistemas de poros subison desempeñan un papel importante en el entrapamiento de la fase no mojante en un sistema fuertemente mojado. Además, proporciona la distribución de volumen detallado.

Las curvas de presión capilar subison mostradas en las Figuras 4.9 y 4.10 son interpretados como la saturación residual expresada en función de la presión de entrada.

4.2.7 Factores que afectan los resultados APEX

Los eventos importantes en el fenómeno APEX son los rheones que ocurren cuando a un sistema de poros subison se introduce mercurio. En esta sección, se discutirán los factores que influyen en los resultados APEX, o en otras palabras, los factores que tienen influencia en la magnitud de la caída de presión durante el movimiento rheonico. El factor más importante es la tasa de inyección. Si la tasa de inyección es muy alta, el movimiento rheonico no será un fenómeno discreto. La tasa de inyección de este experimento fue de aproximadamente 10^{-6} [cm³/s]. Dado que las condiciones del experimento para el movimiento rheonico, se describen seis factores que afectan el movimiento rheonico.

El primer factor es la forma del sistema de poros subison. En la introducción se dijo que el radio de curvatura del menisco está limitado por la forma del poro. Si la forma del poro es tubular, entonces el menisco de mercurio cambia un poco y la caída de presión durante el movimiento rheonico es pequeña.

El segundo factor que afecta el movimiento rheonico es la permeabilidad de la matriz debido a que el mercurio es transportado durante el movimiento rheonico y la distribución de las gargantas de poro envueltas en el nuevo sistema de poros subison con mercurio determina la tasa a la cual el movimiento rheonico toma lugar.

El tercer factor que puede causar una diferencia durante un movimiento rheonico, es la separación que ocurre en la fase del mercurio. Si la separación ocurre cerca del primer sistema de poros en la entrada de la muestra de roca, es posible que la presión capilar caiga sustancialmente. Esto refleja el cambio en el radio de curvatura del mercurio cerca de la superficie de la muestra de roca. La separación es más frecuente cuando el mercurio tiene pocos caminos de entrada a la muestra de roca. Es más probable en dolomía San Andrés que en arenisca Berea.

Un cuarto factor para la variación del movimiento rheonico es restringir la entrada de mercurio a la muestra de roca. Si el mercurio entra a una muestra particularmente heterogénea a través de una sola garganta de poro, el número de gargantas de poro en las cuales la imbibición ocurre es reducida y por lo tanto el volumen de mercurio disponible para entrar al sistema de poros es reducido. En consecuencia, el mercurio se dispone a adoptar una configuración con un radio de curvatura más grande que corresponde a una caída de presión grande. La caída de presión durante un rheon es relativamente más grande en casos donde el volumen de imbibición microscópico disponible es más pequeño durante un movimiento rheonico para sistemas de volúmenes similares.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

El quinto efecto en un movimiento rheonico es el que tiene que ver con la presión de entrada más alta. Si el cambio relativo en el radio de curvatura es igual para los mismos sistemas de poros subison (aproximadamente la misma saturación), entonces la caída de presión durante un movimiento rheonico puede ser más grande con el incremento en la presión de entrada. La relación de la presión después de un rheon a la presión antes de un rheon es aproximadamente la misma en los dos casos. El caso con una presión de entrada usualmente exhibe una caída de presión grande.

El sexto factor que repercute en los datos APEX es el volumen de roca. A una presión capilar dada, una muestra con un gran volumen de roca tendrá un área superficial grande, lo cual puede contribuir a un gran volumen de imbibición rheonica microscópica durante el movimiento rheonico que puede provocar caídas de presión pequeñas.

4.2.8 Conclusiones

- 1.- La inyección de mercurio a tasa controlada puede dar una idea del espacio poroso de un medio poroso en cuerpos de poro y en gargantas de poro.
- 2.- Las distribuciones estadísticas de cuerpos de poro y gargantas de poro son medibles en medios porosos.
- 3.- Los microporos son muy pequeños para ser identificados y ningún megaporo pudo ser medido.
- 4.-El rango de volúmenes de sistemas de poros subison es similar entre la arenisca Berea y la dolomía San Andrés.
- 5.-La distribución de volúmenes de cuerpos de poro pueden ser usados para desarrollar un estimado confiable de la curva inicial/residual. Así, la distribución de volumen detallada de la saturación de la fase no mojante residual puede ser obtenida a partir de datos APEX.
- 6.- Los factores que afectan el movimiento rheonico el cuerpo de poro, volumen de imbibición microscópico durante un rheon, permeabilidad, y la tasa de inyección de mercurio.
- 7.- La acumulación de datos fue posible sólo por la automatización de la adquisición de datos extensivos.
- 8.- El potencial para el mejor entendimiento de la influencia de la morfología del poro en saturaciones de la fase no mojante atrapada en sistemas mojados fuertemente han sido ofrecidos por la técnica porosímetro de mercurio APEX.

4.2.9 Glosario

ASPE: Sistema Automatizado para Examinar Poros. El porosímetro de mercurio a tasa controlada revela las características del espacio poroso por medio de registrar el comportamiento de la presión durante una inyección de mercurio muy lenta y constante en

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

los espacios porosos. El proceso de inyección es cuasi-estático en el tiempo, por lo tanto la presión es inversamente proporcional al radio de curvatura de los meniscos de mercurio, reflejando el tamaño de la garganta de poro. Repentinas caídas de presión indica invasión de un nuevo subsistema de espacio poroso y divide al espacio poroso en dos partes interconectadas. Sistemas de poros individuales o cuerpos de poro, los cuales son regiones de alta porosidad y gargantas de poro que interconectan sistemas de poro.

Compartimiento: Subsistemas del espacio poroso de un subison.

Rheon: Caída repentina de presión a una saturación constante. Un proceso de retroceso global de meniscos con el incremento en el radio desencadenando en una inestabilidad local de una interface que causa un nuevo sistema de espacio poroso para ser llenado con mercurio.

Subison: Región de incremento de presión a niveles que ya se habían tenido antes. Llenando un nuevo subsistema de espacio poroso y rellenado de gargantas de poro que previamente rechazó mercurio durante un rheon. Cuando la presión regresa a la presión de entrada del rheon el cambio de saturación de mercurio corresponde al llenado de un único sistema de poro.

Rison: Región de incremento de presión a niveles que nunca se había tenido antes. Llenando las gargantas de poro de tal manera que todos los meniscos están cambiando uniformemente. El volumen comprende el espacio poroso no conectado localmente compuesto de diferentes gargantas de poro y esquinas, cada uno conteniendo mercurio con el mismo radio de curvatura.

Sistema subison: Región del espacio poroso conectado localmente con baja capilaridad o alta porosidad.

Curva de presión capilar convencional: Cualquier presión en la región rison y volumen que incluye los volúmenes rison y subison y es expresado en un volumen poroso.

Curva de presión capilar subison: Diferencia entre la curva de presión capilar total y la curva de presión capilar rison. La curva subison puede ser construida al remover los rison de la curva total.

Cueva de presión capilar rison: Es construida al remover los sistemas de poro subison al total de la curva de presión capilar de mercurio.

V. RELACIÓN ENTRE EL TAMAÑO DE GRANO Y EL TAMAÑO DE PORO

La relación entre el tamaño de grano y el tamaño de poro se presenta en este Capítulo con base en correlaciones y en resultados de estudios realizados a campos petroleros. En ambos casos se muestra la relación entre la información granulométrica y parámetros que dependen del tamaño de poro, como es principalmente la permeabilidad absoluta (permeabilidad a un fluido, Capítulo 1) y en menor grado la porosidad.

5.1 Efectos del tamaño y forma de los granos sobre la permeabilidad

A continuación se muestran, en la Figura 5.1, los efectos que tienen los parámetros texturales (tamaño, forma y disposición de los granos) sobre la propiedad petrofísica denominada permeabilidad. Las muestras son de sedimentos bien seleccionados con diferentes tamaños de grano. En el primer cuadro (de izquierda a derecha y de arriba abajo) los granos son grandes y de baja esfericidad, lo que propicia dos tipos de permeabilidad (vertical y horizontal) con variaciones significativas en sus magnitudes. Esto es comprensible ya que se observa con facilidad que los fluidos tienen que recorrer trayectorias muy diferentes (indicadas con las flechas), debido a la disposición, tamaño y forma de los granos. De manera general en los esquemas de la Figura (de acuerdo con los arreglos) se puede generalizar que la permeabilidad aumenta cuando aumenta el tamaño de grano (horizontalmente) y disminuye verticalmente cuando la esfericidad disminuye. Cabe señalar que, en un caso hipotético, no habría diferencias en la permeabilidad horizontal y vertical, si los clastos fueran esferas perfectas.

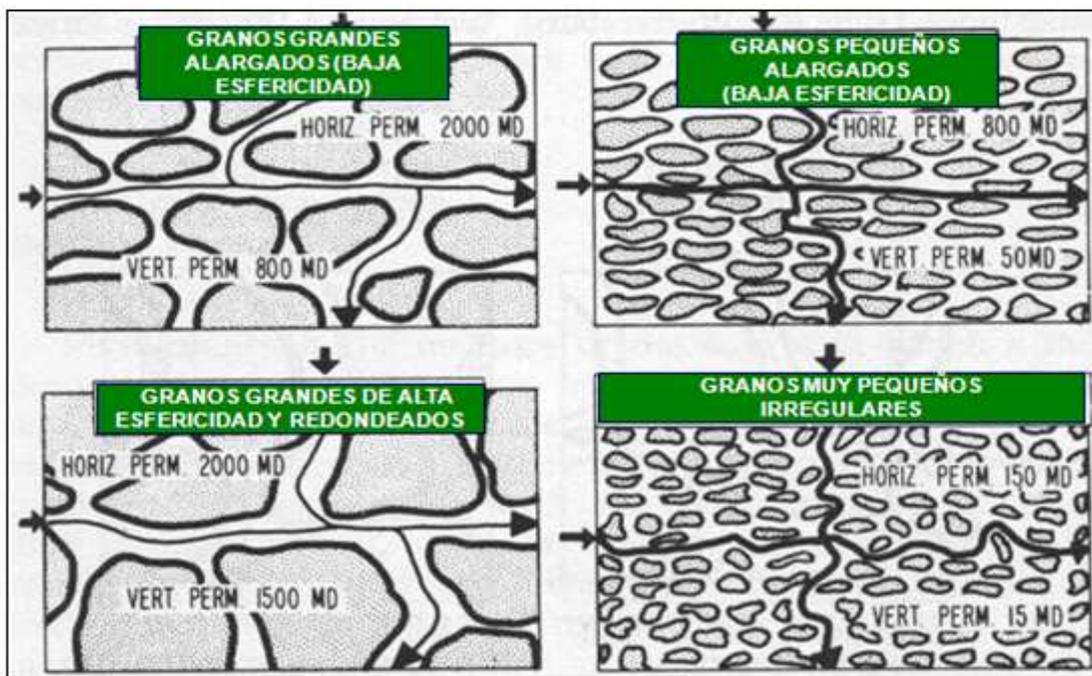


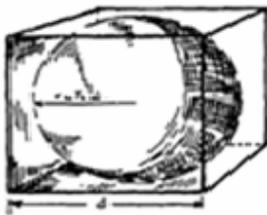
Figura 5.1 Influencia de los parámetros texturales sobre la permeabilidad.

5.2 Influencia del tamaño de grano en la porosidad

En seguida se muestra la Figura 5.2, en donde se realiza un ejercicio para demostrar el efecto que tiene el tamaño de grano en la porosidad. El ejemplo se realiza con el tipo de empaque más sencillo, pero se puede extrapolar a los demás empaques (vistos en el Capítulo I).

Volumen del cubo = d^3

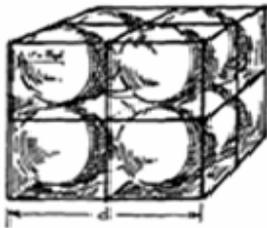
Volumen de esfera(s)



$$1 * \frac{4}{3} \pi r^3$$

$$1 * \frac{4}{3} \pi \left(\frac{1}{2}d\right)^3 = \frac{1}{6} \pi d^3$$

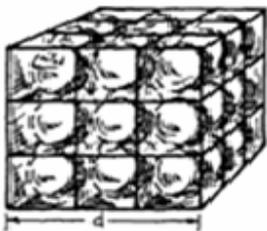
$$= 52.4\%$$



$$8 * \frac{4}{3} \pi r^3$$

$$8 * \frac{4}{3} \pi \left(\frac{1}{4}d\right)^3 = \frac{1}{6} \pi d^3$$

$$= 52.4\%$$



$$27 * \frac{4}{3} \pi r^3$$

$$27 * \frac{4}{3} \pi \left(\frac{1}{6}d\right)^3 = \frac{1}{6} \pi d^3$$

$$= 52.4\%$$

$$\frac{1}{6} \pi d^3 \approx 52.4\% \text{ (volumen de grano)}$$

$$\text{Porosidad} = 47.6\% \text{ (volumen de poros)}$$

Figura 5.2 Cálculo de la porosidad, donde se concluye que no está relacionada con el tamaño de grano, cuando no existe variación en el tamaño de los granos.

5.3 Influencia de los tamaños de grano sobre la permeabilidad y la porosidad

Abajo se muestra la Figura 5.3, en la cual es posible inferir, la influencia que tiene la granulometría (selección) en la porosidad y permeabilidad. Evidentemente, sedimentos con una pobre selección de clastos tendrán valores más bajos de porosidad y permeabilidad, que aumentan a medida que mejora el grado de selección.

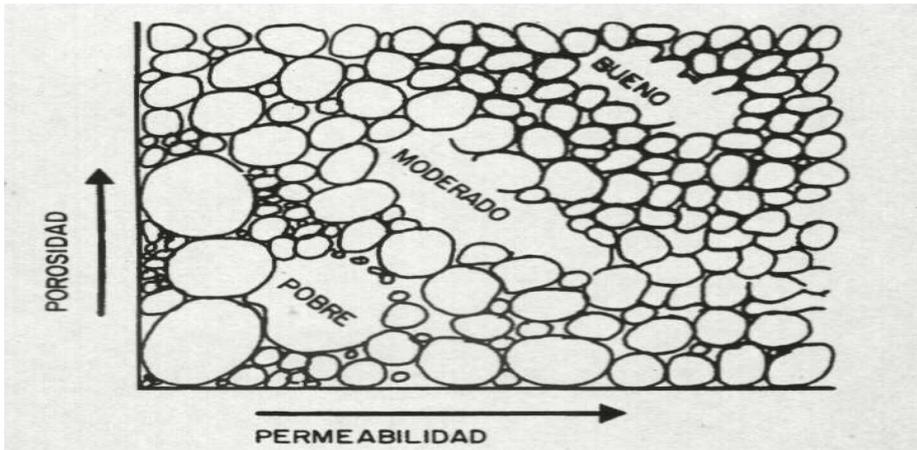


Figura 5.3 Relación entre porosidad, permeabilidad y grado de selección.

La permeabilidad absoluta depende de la interconexión de los poros y es independiente de la naturaleza del fluido. La figura 5.4 muestra una grafica que evidencia la relación entre el tamaño de grano y selección con la porosidad y permeabilidad.

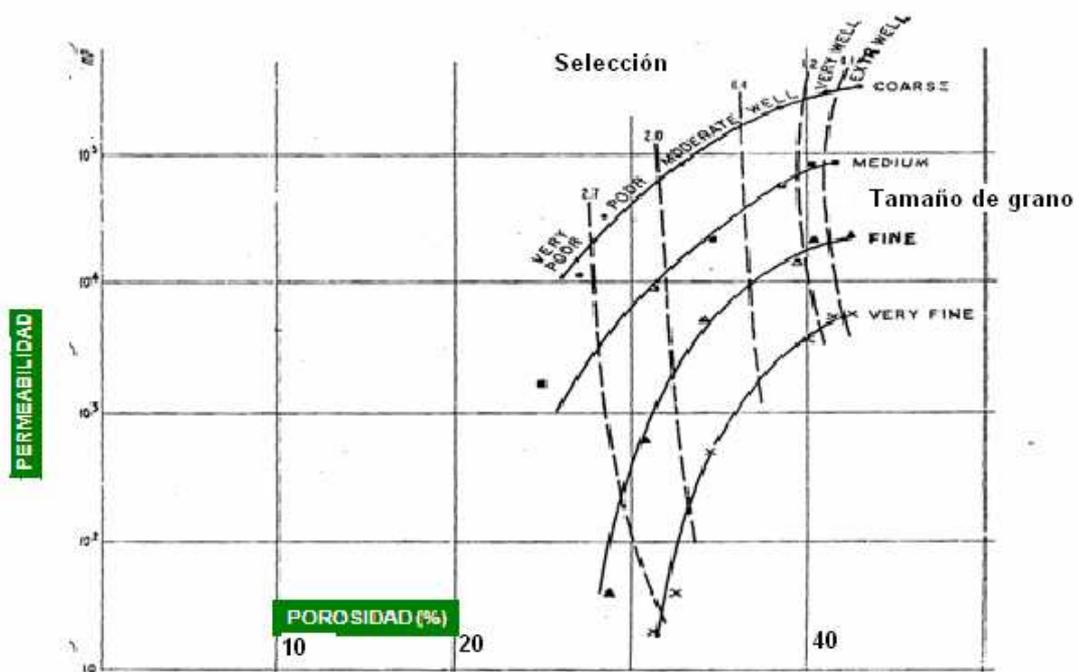


Figura 5.4 Influencia del tamaño de grano y selección en la porosidad y permeabilidad.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

5.4 Relación entre tamaño de grano, selección, porosidad y permeabilidad en arenas artificialmente mezcladas

Abajo en la Tabla 5.1 se muestran los resultados obtenidos en un experimento de laboratorio, en donde se variaron los parámetros: tamaño de grano y selección, para observar lo que pasaba con la porosidad y permeabilidad. Se observaron altas permeabilidades en arenas gruesas y bien seleccionadas y bajas permeabilidades en arenas más finas y pobremente seleccionadas.

Tabla 5.1 Resultados de laboratorio que muestran la influencia del tamaño de grano y selección en la porosidad y permeabilidad.

		T A M A Ñ O D E G R A N O									
		A R E N A									
		GRUESA		MEDIA		FINA		MUY FINA			
		S	I	S	I	s	I	S	I		
s e l e c c i ó n	Extremadamente bien	43.1 475	42.8 238	41.7 110	41.3 50	41.3 30	43.5 15	42.3 7.4	43.0 3.7		
	Muy bien	40.6 458	41.5 239	40.2 115	40.2 57	39.8 29	40.8 14	41.2 7.2	41.8 3.6		
	Bueno	38.0 302	38.4 151	38.1 74	36.6 30	39.1 19	39.7 9.4	40.2 4.2	39.8 2.4		
	Moderado	32.4 110	33.2 55	34.2 28	34.0 14	33.9 7	34.3 3.5	35.6 ND	33.1 ND		
	Pobre	27.1 45	29.8 23	31.5 12	31.3 6.0	30.4 ND	31.0 ND	30.5 ND	34.2 ND		
	Muy pobre	20.6 14	25.2 7	25.8 3.5	23.4 ND	28.5 ND	29.0 ND	30.1 ND	32.6 ND		
		Díametro mm	1.000	0.710	0.500	0.330	0.250	0.177	0.125	0.088	0.062
		Porosidad %	36.1								
			28		Permeabilidad Darcies						
		SUPERIOR	S								
		INFERIOR	I								

5.5 Perfiles idealizados de permeabilidad y respuesta de los registros en función de la granulometría

Es importante determinar la granulometría, ya que al obtenerla es posible asociarla a los ambientes sedimentarios. En la Figura 5.5 se presentan los perfiles típicos de granulometría de dos depósitos: Point Bar y Barra de Barrera, así como la permeabilidad y porosidad resultado de esos perfiles.

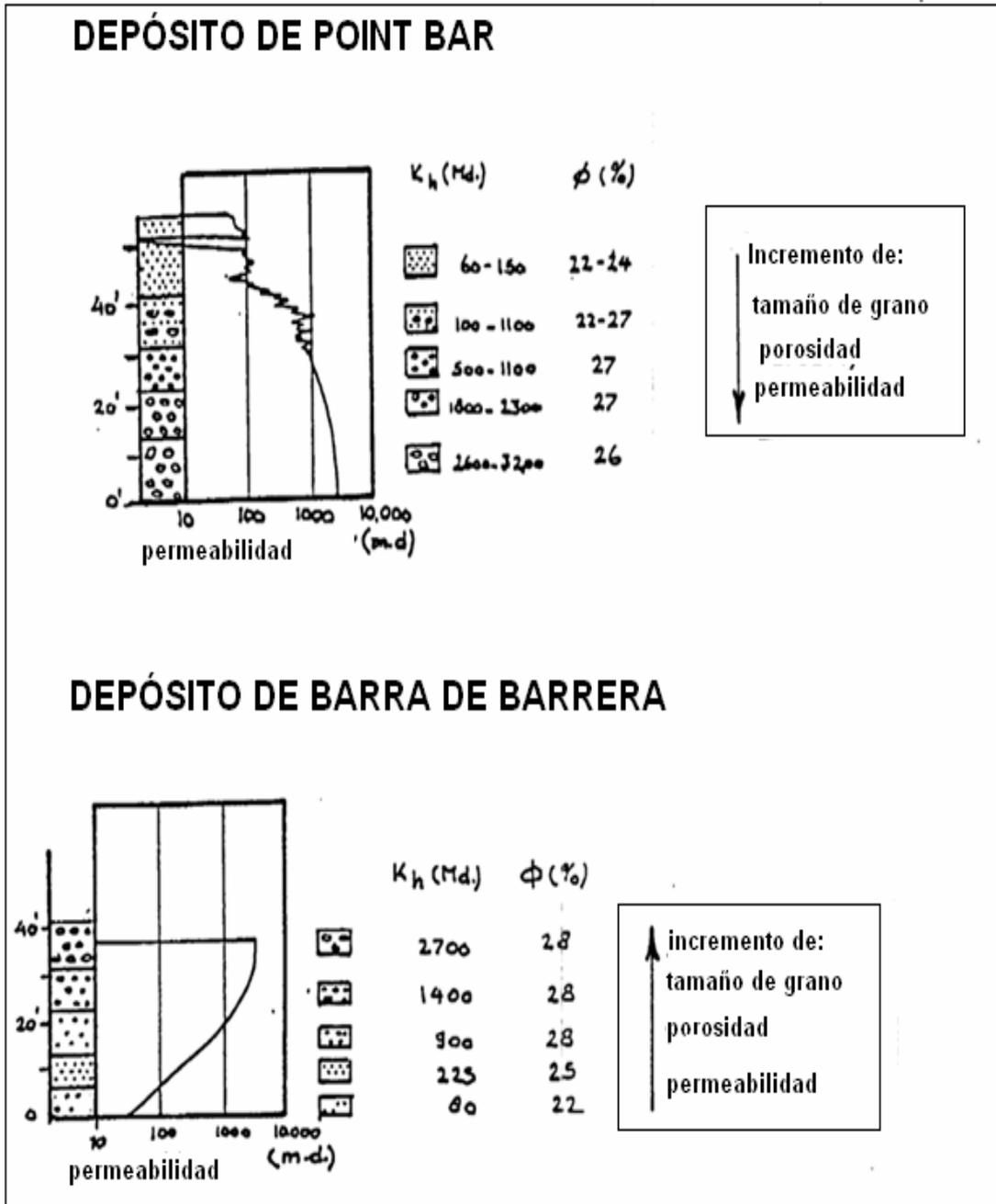


Figura 5.5 Granulometría asociada a dos ambientes sedimentarios.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Asimismo, identificado el ambiente sedimentario es posible obtener información cualitativa de manera rápida y confiable de características de la estructura sedimentaria. También se pueden realizar perfiles de granulometría y relacionarlos a respuestas de registros, de manera tal que calibrados sea factible caracterizar campos completos. Abajo en la Figura 5.6 se muestra el tipo de información característica de dos ambientes de depósito.

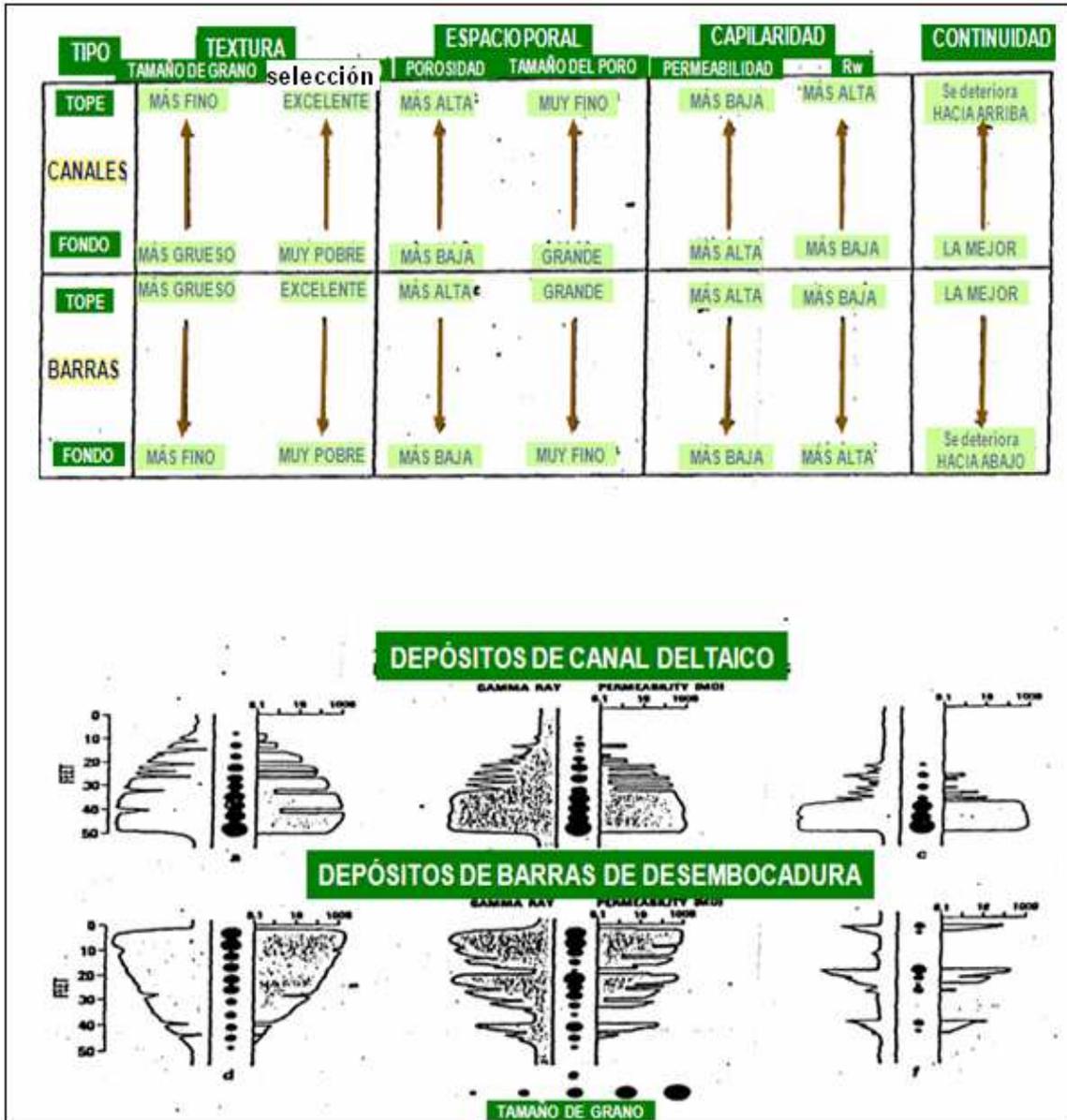


Figura 5.6 Información característica de dos ambientes de depósito: perfiles típicos de granulometría y respuestas de ellos en el registro de rayos gamma.

5.6 Características texturales y permeabilidad direccional

La permeabilidad direccional (tendencia de los fluidos a fluir en un dirección en particular) es una función del tamaño de grano, forma y distribución de los canales porosos en la roca. Enseguida se muestra qué factores intervienen para que la permeabilidad tenga una dirección preferencial. En la Figura 5.7 se aprecia que cuando existe una muy buena selección de granos con alta esfericidad (sedimentos muy homogéneos) no hay permeabilidad direccional. Asimismo, a medida que disminuye el grado de selección y esfericidad, la disposición de los clastos juega un papel preponderante, pues establece trayectorias preferenciales de flujo que dan origen a la permeabilidad direccional.

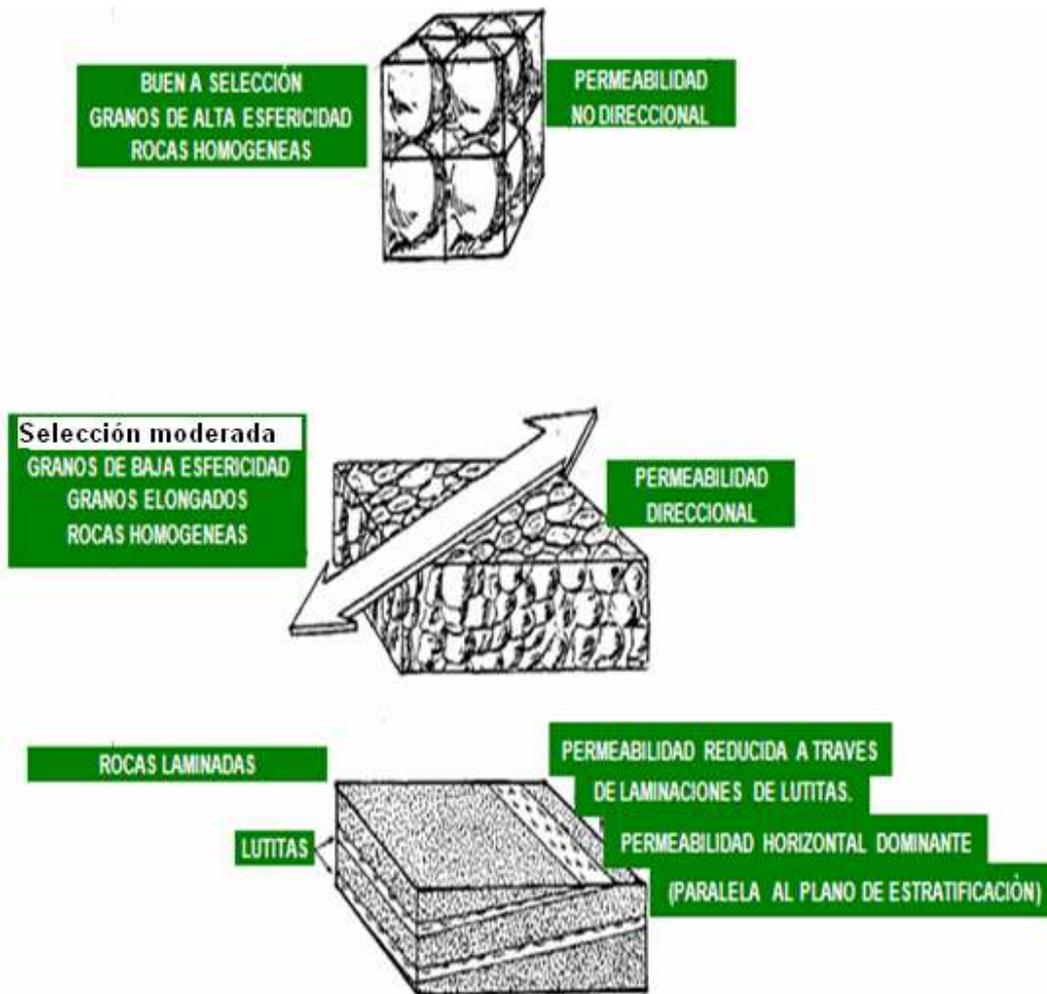


Figura 5.7 Factores que propician la permeabilidad direccional.

5.7 Correlaciones entre tamaño de grano y permeabilidad

A continuación se muestran curvas acumulativas de tamaño de grano y su relación con las permeabilidades de diferentes yacimientos. En las figuras 5.8 y 5.9, se explica la relación entre el tamaño de grano y la permeabilidad, así como los motivos que propician una alta o baja permeabilidad.

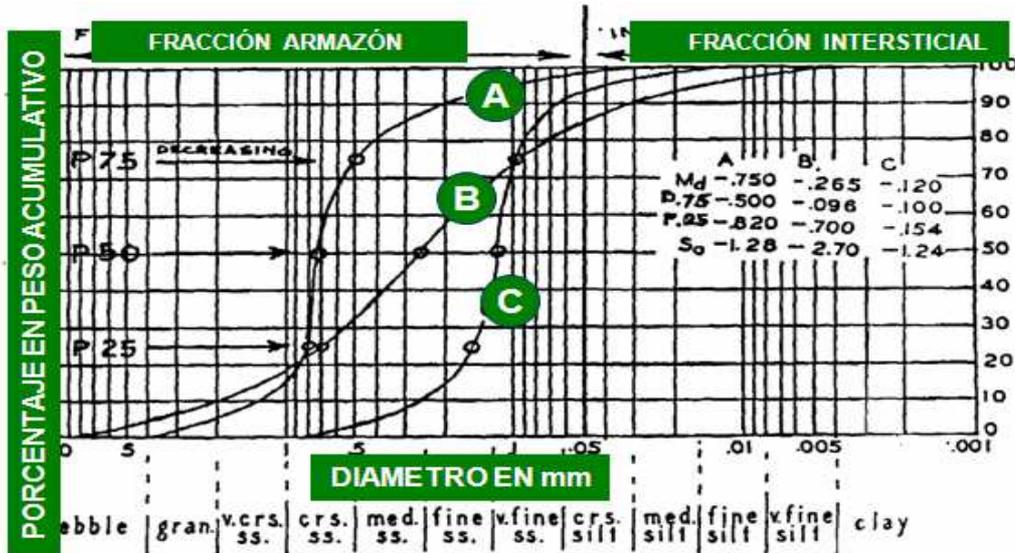


Figura 5.8 En esta grafica se observa que el yacimiento “A” tendrá la permeabilidad más alta y dará la más alta producción, ya que no posee material intersticial que reduzca el espacio poroso/conexión porosa. También se observa una mejor selección ya que prácticamente está formado por la fracción armazón.

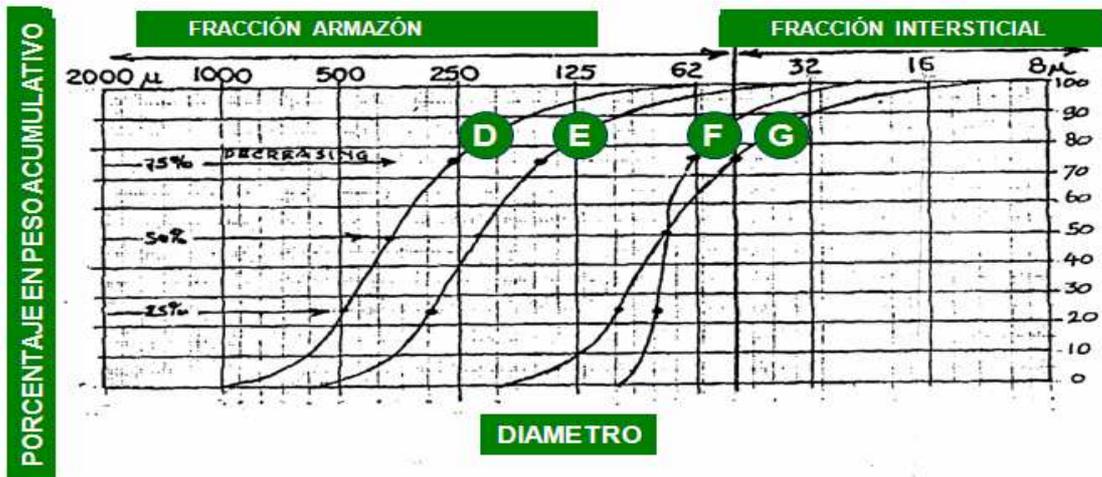


Figura 5.9 En esta grafica el yacimiento “D” tiene la más alta permeabilidad y dará la más alta producción (similar al caso “A”). El yacimiento “G” será casi no productivo debido a la alta cantidad de material intersticial.

5.8 Porosidad-permeabilidad y heterogeneidad textural de yacimientos de areniscas (Shuwen, 2006)

En esta parte se incluye el estudio realizado por Shuwen donde se muestra que los tamaños de grano, porosidades y permeabilidades son aspectos o propiedades importantes para yacimientos de areniscas. Sus características estadísticas están estrechamente asociadas con la calidad del yacimiento. En este estudio, la porosidad y la permeabilidad fueron medidas a partir de núcleos conectados con 3.8 [cm] de diámetro dentro de una cámara confinada presurizada hasta 10000 [psi]. La porosidad y la permeabilidad al nitrógeno (no corregidas por el efecto Klinkenberg) de cada muestra fueron medidas a una presión de confinamiento de 100 y 400 [psi], respectivamente. Antes de hacer las mediciones, las muestras fueron examinadas cuidadosamente para encontrar microfracturas capilares, después fueron limpiadas, se les extrajo el aceite y se secaron en un vacuómetro a 60 [°C] por 24 horas.

Las Figuras 5.10 - 5.13 ilustran los datos obtenidos en las mediciones sobre núcleos de cuatro pozos típicos en el área de estudio. En la Figura 5.10 se observa que los tamaños medios de grano para las muestras del pozo A están distribuidos de 0.05 a 0.24 [mm] con el concentrado mayoritario en el rango de 0.16 a 0.20 [mm], correspondiente a la porosidad de 23%. Su clasificación indica que tienen una distribución estadística muy lineal, mostrando un decremento con el aumento del tamaño medio de grano (Figura 5.10.1). Como la permeabilidad, exhibe un rápido incremento con el aumento del tamaño medio de grano a partir del valor de 0.10 [mm] (correspondiente a la permeabilidad de $10 \cdot 10^{-3}$ [μm^2]) hasta el valor máximo de $1200 \cdot 10^{-3}$ [μm^2] un moderado valor de $250 \cdot 10^{-3}$ [μm^2] fue encontrado como el promedio. Para obtener una descripción estadística, un ajuste lineal normal-logarítmica fue usada para correlacionar los datos experimentales de permeabilidad. Dando una dependencia logarítmica razonable de la permeabilidad al tamaño de grano con el coeficiente de correlación $R=0.8824$. La desviación estándar (SD), como una medida de la heterogeneidad textural microscópica de areniscas, fue encontrada para ser tan alta como 0.3536 debido a la dispersión de la permeabilidad. Una dependencia similar normal-logarítmica de permeabilidad sobre la porosidad fue también identificada con $R=0.8910$ y una $SD=0.3413$ (Figura 5.10.3).

Para mejor entendimiento de la relación entre la porosidad y la permeabilidad de las areniscas, un ajuste no lineal de los datos experimentales ha sido realizado para la ecuación Kozeny-Carman (K-C) (Scheider, 1960; Zhang, 2000):

$$k = C \frac{\phi^{a+1}}{(1-\phi)^a} \quad (5.1)$$

Donde k denota la permeabilidad, ϕ la porosidad, C y a son dos parámetros que pueden ser libremente regulados por un programa de computadora. El resultado muestra que los puntos de datos son mejores para ajustar la curva exponencial que el K-C ya que un sobrestimado de permeabilidad puede ser creado por la ecuación K-C a bajas porosidades, hasta un subestimado a altas porosidades. Ese resultado indica que la estructura real del poro en las areniscas es más compleja que la estructura descrita por la ecuación K-C. Además, en la región de baja porosidad, la permeabilidad mas baja que la esperada por la ecuación K-C

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

sugiere la presencia de cementación en el espacio intergranular, mientras que la comparativamente incrementada permeabilidad en la región de alta porosidad se debe más a estructuras de poro abiertas. Esto puede ser de hecho bien soportado por las observaciones de estructuras microscópicas.

En comparación con el pozo A, la arenisca en el pozo B tiene un rango de tamaños medio de grano arriba de 0.18 [mm], cerca del 25% más pequeña que en el pozo A. La relación normal-logarítmica de permeabilidad para el tamaño medio de grano muestra un coeficiente de correlación $R=0.7065$, y una $SD=0.8184$ (casi el doble que en el pozo A) (Figura 5.11.1). En cuanto a la relación entre el tamaño medio de grano y el índice de clasificación, una gran dispersión de datos experimentales resulta en una correlación débil y una SD muy grande de 1.4328, casi diez veces más grande que en el pozo A (Figura 5.11.2). Además de la correlación de permeabilidad logarítmica contra la porosidad fue caracterizada por un aumento fuerte, empezando con una porosidad alta a su valor máximo de $400 \cdot 10^{-3} [\mu\text{m}^2]$ en comparación con el caso del pozo A (Figura 5.11.3). Esas diferencias entre el pozo A y el pozo B indican que la arenisca no fue depositada en ambientes similares.

Para las areniscas del pozo C, como muestra la Figura 5.12.1, la región de distribución de tamaño medio de grano es similar al caso del pozo A. No obstante, un ajuste normal-logaritmo de los datos de permeabilidad contra el tamaño medio de grano muestra una $R=0.8166$ y una $SD=0.8437$. Como para la relación de índice de clasificación contra el tamaño medio de grano y la permeabilidad logarítmica contra la porosidad, una buena linealidad ha sido también identificada, respectivamente, excepto para valores grandes de SD (Figuras 5.12.2 y 5.12.3). Esta característica sugiere la presencia de una fuerte heterogeneidad textural en los yacimientos de arenisca.

Como muestra la Figura 5.13, las areniscas del pozo D tienen un rango de tamaño medio de grano de 0.05 a 0.50 [mm] (Figura 5.13.1), conteniendo granos más ásperos que en los otros tres pozos. Además, la relación lineal entre la porosidad logarítmica y el tamaño medio de grano sea pobre ($R=0.7072$, $SD=0.9158$, Figura 5.12.1), y también para el índice de clasificación contra el tamaño medio de grano aunque la SD no es muy grande ($SD=0.3340$, Figura 5.13.2). Es muy interesante notar, sin embargo, que un ajuste normal-logaritmo de la permeabilidad experimental contra la porosidad muestra una dependencia lineal bastante buena con $R=0.8133$ y $SD=0.7537$ (Figura 5.13.3), y un ajuste mejor puede ser realizado con dos líneas separadas, como se muestra en la Figura 5.13.1. La primera línea posee una pendiente más grande que el de la segunda. Esos resultados indican que la permeabilidad desde media hasta alta porosidad responde menos rápido que la esperada por los granos más ásperos. Esto significa que algunas estructuras de poro en particular formadas por sedimentos de grano medio pudieran ser objeto de cementación severa o metamorfismo estructural.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

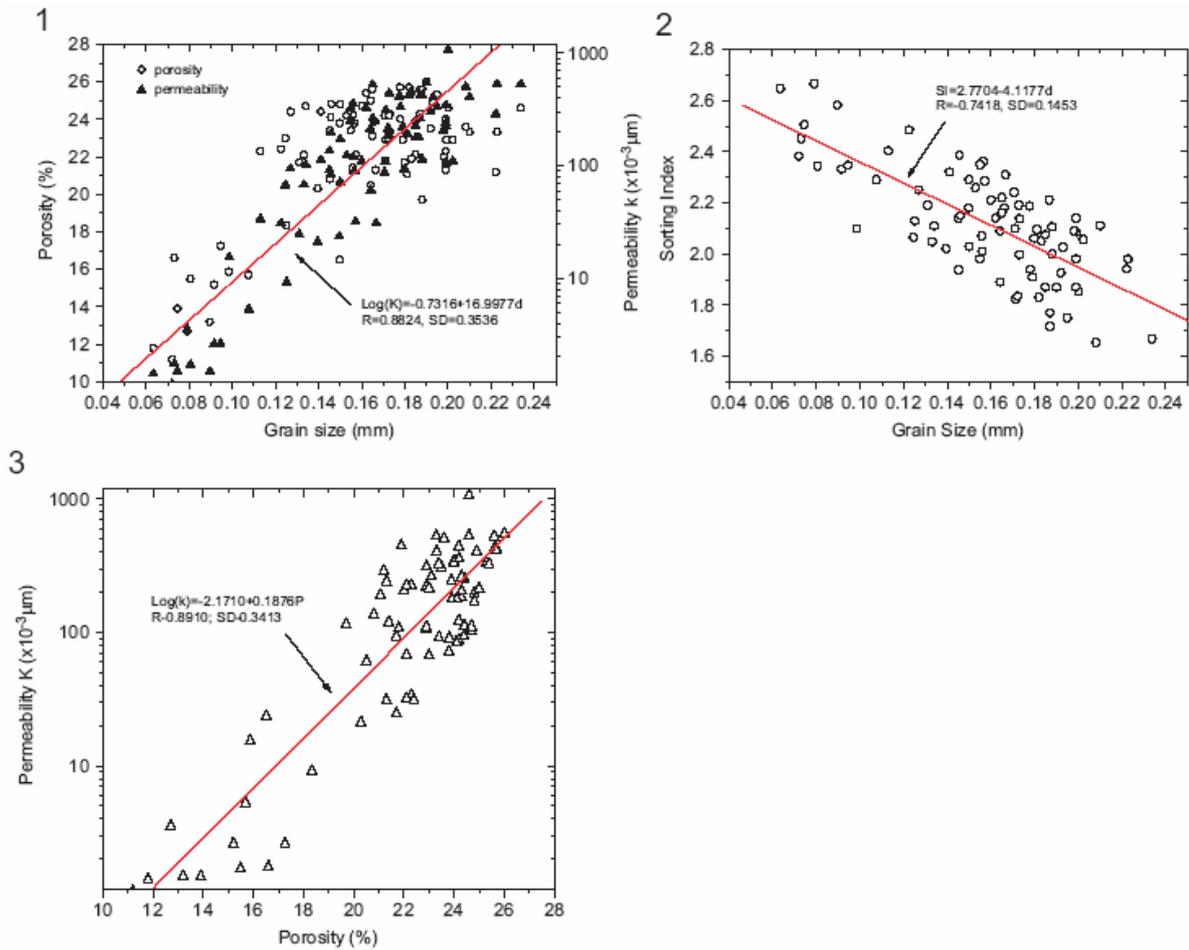


Figura 5.10 Distribución estadística y relaciones entre tamaños de grano, porosidad en arenisca y permeabilidad para la muestra del pozo A, campo Wiexing, Cuenca Songliao.

De la figura:

- 5.10.1 Distribuciones de porosidad y permeabilidad contra el tamaño medio de grano. La línea recta es el mejor ajuste de la permeabilidad en escala logarítmica con el tamaño de grano.
- 5.10.2 Distribución del índice de clasificación y su mejor ajuste contra tamaño de grano.
- 5.10.3 Distribución de la permeabilidad en escala logarítmica y su mejor ajuste lineal con respecto a la porosidad.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

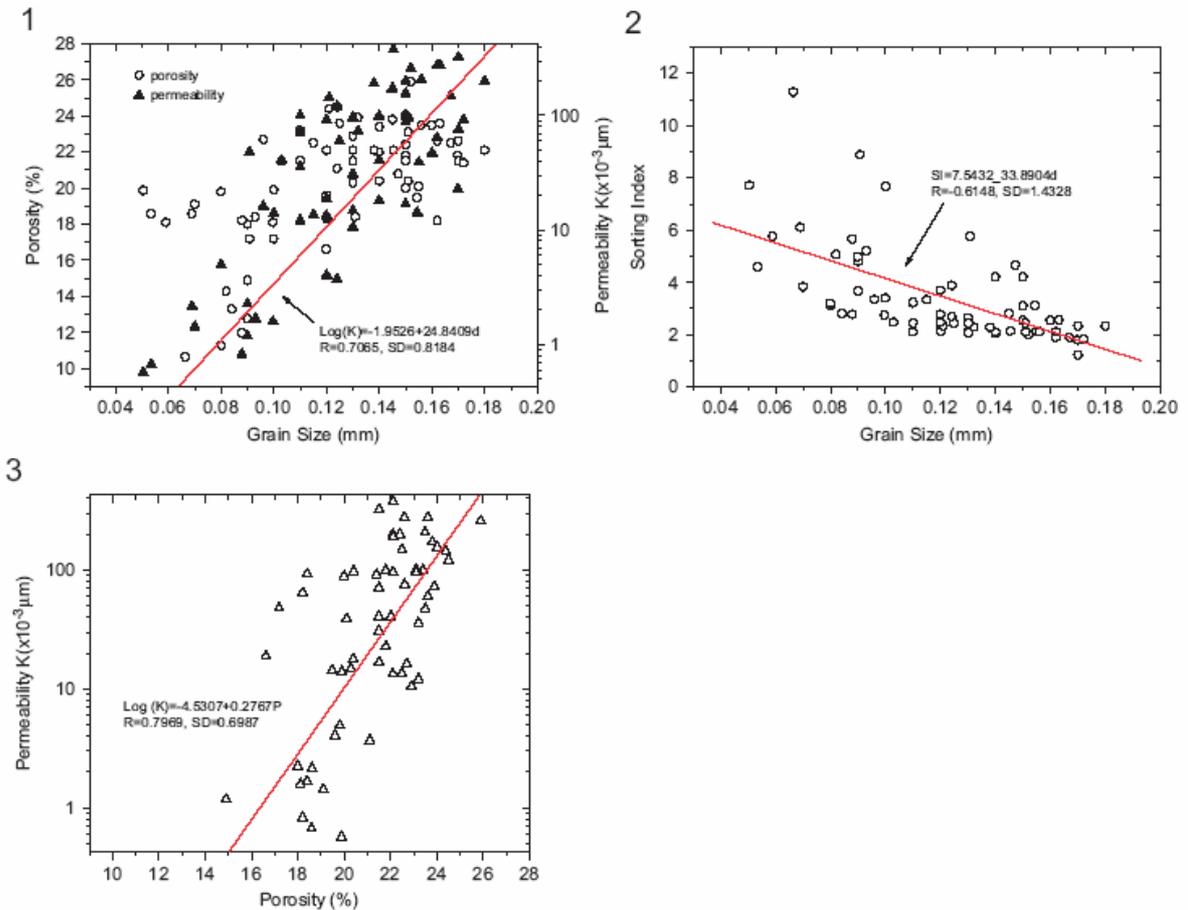


Figura 5.11 Distribución estadística y relaciones entre tamaños de grano, porosidad en arenisca y permeabilidad para la muestra del pozo B.

De la Figura:

- 5.11.1 El mejor ajuste de la permeabilidad en escala logarítmica con el tamaño de grano mostrando una gran desviación estándar, una medida de la heterogeneidad textural.
- 5.11.2 La distribución del índice de clasificación es altamente dispersa y su mejor ajuste con el tamaño de grano con valores grandes de desviación estándar.
- 5.11.3 La permeabilidad en escala logarítmica mostrando un crecimiento más rápido con el incremento en la porosidad que en el pozo A.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

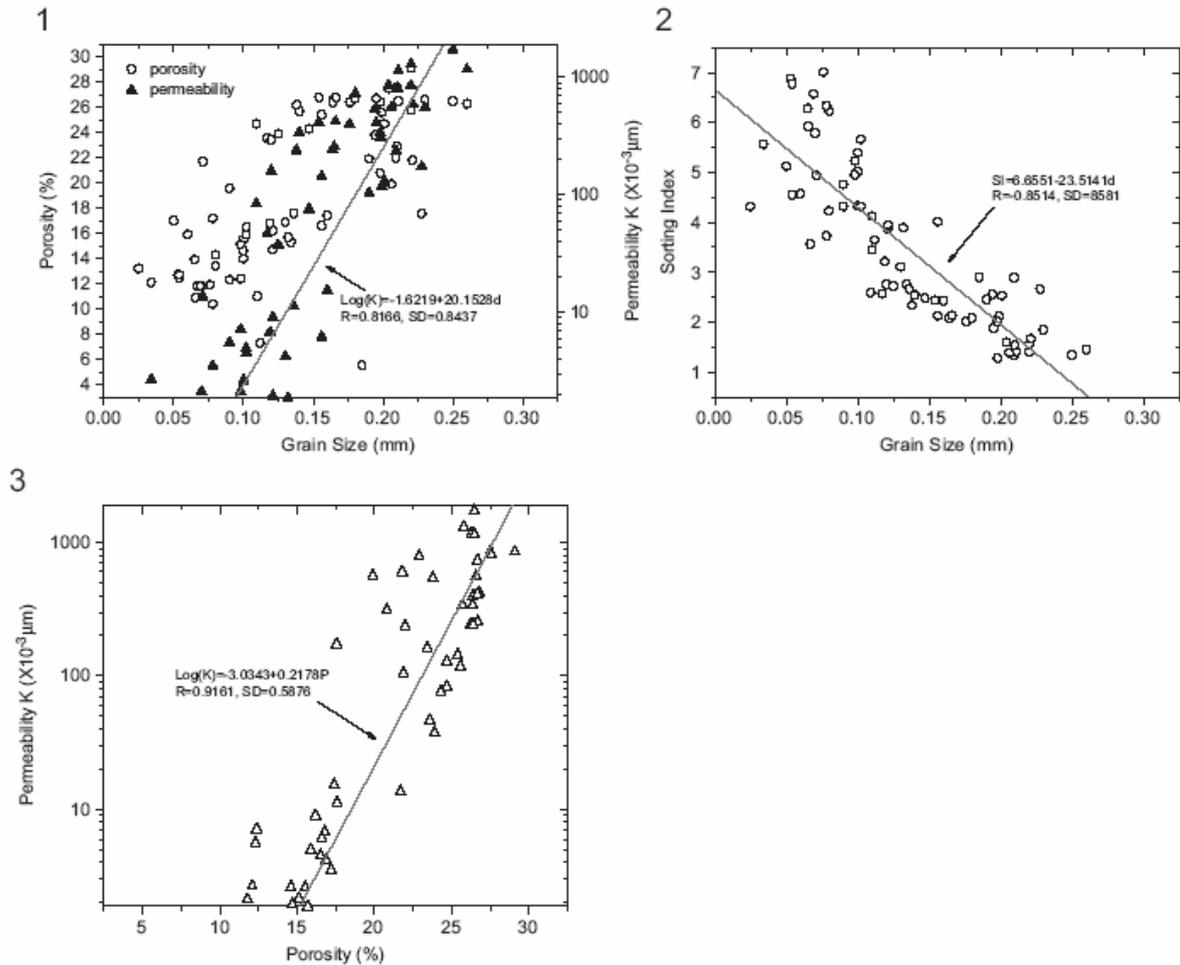


Figura 5.12 Distribución estadística y relaciones entre tamaños de grano, porosidad en arenisca y permeabilidad para la muestra del pozo C.

De la Figura:

- 5.12.1 La permeabilidad en escala logarítmica con el tamaño de grano mostrando una pendiente 15% más grande que en el pozo A.
- 5.12.2 La distribución del índice de clasificación y su mejor ajuste contra el tamaño de grano con un valor de desviación estándar llamativo.
- 5.12.3 La permeabilidad en escala logarítmica mostrando un crecimiento más rápido con el incremento en la porosidad que en el pozo A.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

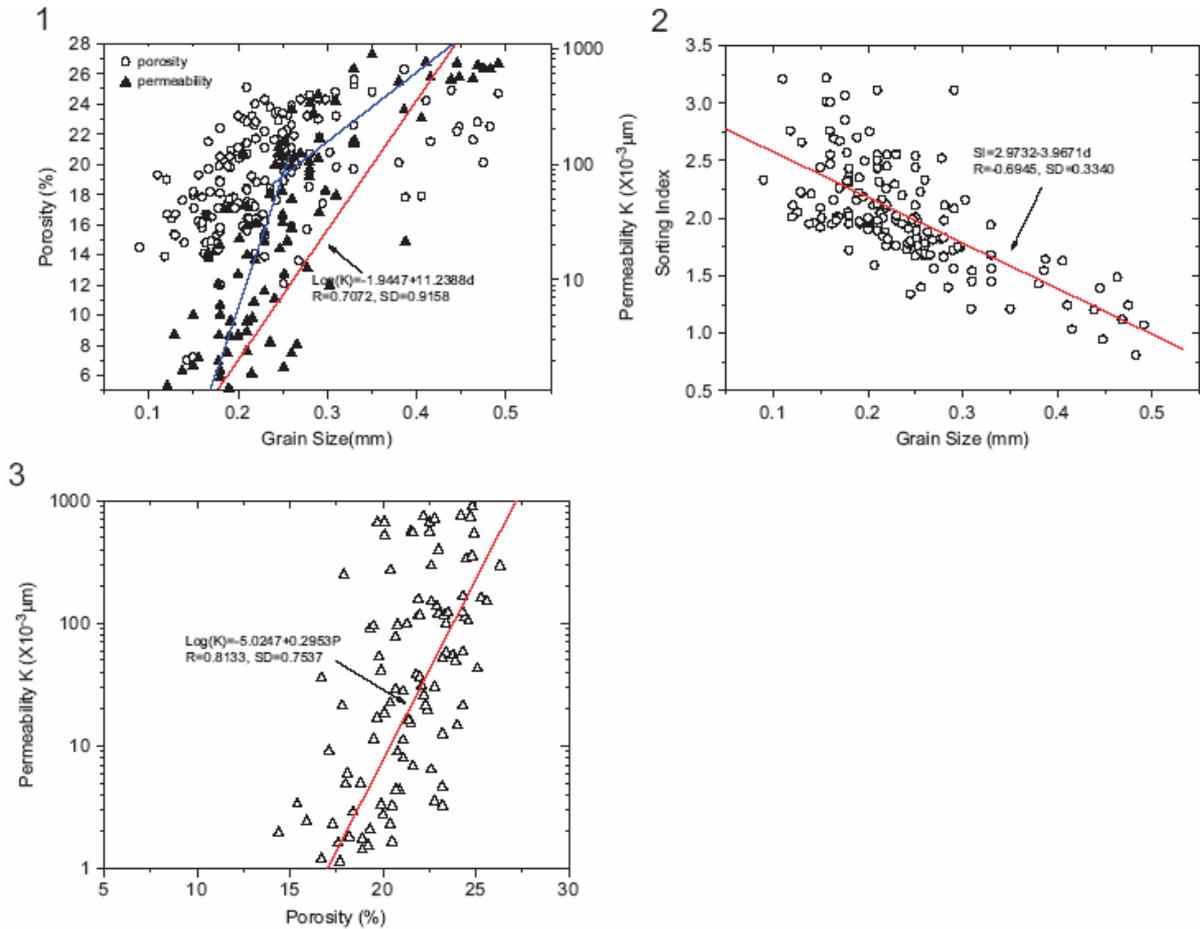


Figura 5.13 Distribución estadística y relaciones entre tamaños de grano, porosidad en arenisca y permeabilidad para la muestra del pozo D.

- 5.13.1 Un mejor ajuste con dos líneas separadas mostrando un incremento lento en la permeabilidad, de medio a alta, con el tamaño de grano.
- 5.13.2 La distribución del índice de clasificación moderadamente dispersa y su mejor ajuste contra el tamaño de grano.
- 5.8.4.3 La permeabilidad en escala logarítmica mostrando un incremento más rápido con el aumento en la porosidad que en los otros pozos.

Conclusiones: Las areniscas en los cuatro pozos de los cuales se extrajeron núcleos poseen composiciones mineralógicas bastante similares teniendo cuarzo y feldespato como mayores componentes y menores cantidades de material arcilloso. Sin embargo, las diferencias marcadas en sus tamaños de grano, porosidad, índice de clasificación y permeabilidad existen de un pozo a otro. Aunque aquellas areniscas con grandes tamaños de grano e índices de clasificación generalmente tienden a tener alta permeabilidad, la porosidad dispersada ampliamente y el índice de clasificación contra el tamaño de grano se traducen en alta heterogeneidad textural, y dan como resultado unas relaciones porosidad-permeabilidad desproporcionales.

5.9 Predicción de la permeabilidad para yacimientos en arenisca basada en la geometría del espacio poroso (Hansgeorg, 1998)

5.9.1 Resumen

La estimación de la permeabilidad a partir de la distribución del tamaño de grano o a partir de registros de pozos es atractiva pero difícil. En este documento se presenta un nuevo método, generalmente aplicable y relativamente no costoso, el cual se enfoca en la información de la permeabilidad en las muestras de núcleos de los pozos. El enfoque está teóricamente basado en un modelo para la estructura interna de un medio poroso. Esto da una relación justificada general y petrofísica ligando la porosidad y la permeabilidad, la cual puede ser calculada también a partir de la porosidad o a partir de la distribución del radio de los poros. Esta relación general puede ser calibrada mediante todo el espectro de rango de areniscas, desde limpias hasta las areniscas lutíticas. Las expresiones resultantes para los diferentes tipos de roca son calibradas a un amplio conjunto de datos de propiedades petrofísicas y petrográficas de la roca medidas en 640 núcleos de areniscas del Pérmico Tardío en el noreste de Alemania.

5.9.2 Introducción

La permeabilidad es uno de los parámetros petrofísicos muy importantes para la administración de los yacimientos geotérmicos y de hidrocarburos, así como para acuíferos. Sin embargo, puede variar en magnitud, incluso para un único tipo de roca como una arenisca. Además, la permeabilidad es muy sensible a cambios en la presión de sobrecarga o a alteraciones diagenéticas. Por ejemplo, la reducción drástica de la permeabilidad resulta del aumento de cantidades pequeñas de minerales en los granos de cuarzo, ya que esto cambia la geometría de la hidráulica capilar. La permeabilidad K está en función de las propiedades del espacio poroso, como es la porosidad ϕ y algunos parámetros estructurales. En el pasado, diferentes aproximaciones empíricas fueron usadas para describir la alta dependencia no lineal observada de la permeabilidad sobre la porosidad por relaciones exponenciales. Sin embargo, esas aproximaciones son puramente empíricas que carecen de una motivación petrofísica. Las pendientes de diferentes regresiones lineales varían de moderado para arcilla arenosa y limo a pendientes muy grandes para areniscas. Esto sugiere que se puede volver muy difícil de explicar la relación ϕ - K de diferentes litologías con una expresión empírica simple. Como consecuencia, una gráfica $\log(\phi)$ - $\log(K)$ de datos de diferentes areniscas con litologías variadas es sólo muy débilmente correlacionada.

La mayoría de los modelos actuales expresan K como el producto de ϕ y un parámetro de tamaño. Este parámetro de tamaño puede ser también un diámetro de grano, un radio de poro o una superficie específica. En estas leyes, el exponente del tamaño de grano (o su recíproco) es igual o cercano a 2 mientras que el exponente de ϕ usualmente varía entre 1 y 7, y $(1-\phi)^2$ aparece en el denominador. La base petrofísica de la mayoría de los modelos no empíricos es la ecuación de Kozeny-Carman, la cual relaciona la permeabilidad al radio del poro efectivo y al factor de formación F . Sin embargo, ninguno de esos modelos simples puede explicar la fuerte dependencia observada de la permeabilidad sobre la porosidad, por ejemplo, en areniscas. Ahí los poros están comprimidos a un grado que la ruta hidráulica es reducida a los espacios libres entre las asperezas de los granos adyacentes. Esto ilustra que

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

la realidad en un sistema poroso es más complicada. Necesita ser revisado con una superposición de distintas estructuras a diferentes escalas que simplemente con esferas y tubos.

En análisis de cuencas es una práctica común usar relaciones simples de tipo Kozeny-Carman modificado. Esas expresiones dan predicciones malas de permeabilidad, si el parámetro de tamaño es tratado como constante por falta de información.

5.9.3 Teoría fractal

Un fractal es un objeto semi geométrico cuya estructura básica, fragmentada o irregular, se repite a diferentes escalas. El término fue propuesto por el matemático Benoît Mandelbrot en 1975 y deriva del Latín *fractus*, que significa quebrado o fracturado. Muchas estructuras naturales son de tipo fractal.

A un objeto geométrico fractal se le atribuyen las siguientes características:

- Es demasiado irregular para ser descrito en términos geométricos tradicionales.
- Posee detalle a cualquier escala de observación.
- Es autosimilar (exacta, aproximada o estadísticamente).
- Se define mediante un simple algoritmo recursivo.

Autosimilitud:

Según B. Mandelbrot, un objeto es autosimilar o autosemejante si sus partes tienen la misma forma o estructura que el todo, aunque pueden presentarse a diferente escala y pueden estar ligeramente deformadas. Los fractales pueden presentar tres tipos de autosimilitud:

- **Autosimilitud exacta.** este es el tipo más restrictivo de autosimilitud: exige que el fractal parezca idéntico a diferentes escalas. A menudo la encontramos en fractales definidos por sistemas de funciones iteradas (IFS).
- **Cuasiautosimilitud:** exige que el fractal parezca aproximadamente idéntico a diferentes escalas. Los fractales de este tipo contienen copias menores y distorsionadas de sí mismos.
- **Autosimilitud estadística.** Es el tipo más débil de autosimilitud: se exige que el fractal tenga medidas numéricas o estadísticas que se preserven con el cambio de escala.

5.9.4 Dimensión fractal D

La medición de formas fractales (fronteras, poligonales, etc.) ha obligado a introducir conceptos nuevos que van más allá de los conceptos geométricos clásicos. Dado que un fractal está constituido por elementos cada vez más pequeños, el concepto de longitud no está claramente definido: Cuando se quiere medir una línea fractal con una unidad, o con un instrumento de medida determinado, siempre habrá objetos más finos que escapan a la sensibilidad de la regla o el instrumento utilizado, y también a medida que aumenta la sensibilidad del instrumento aumenta la longitud de la línea.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Esto sucede con la curva de Koch. Cada paso en la génesis de la curva aumenta un tercio su longitud. Es decir la longitud de la curva que ocupa el espacio inicial va aumentando en cada paso su longitud de forma indefinida. Cada curva es $4/3$ de la anterior, de acuerdo con la Figura 5.14.

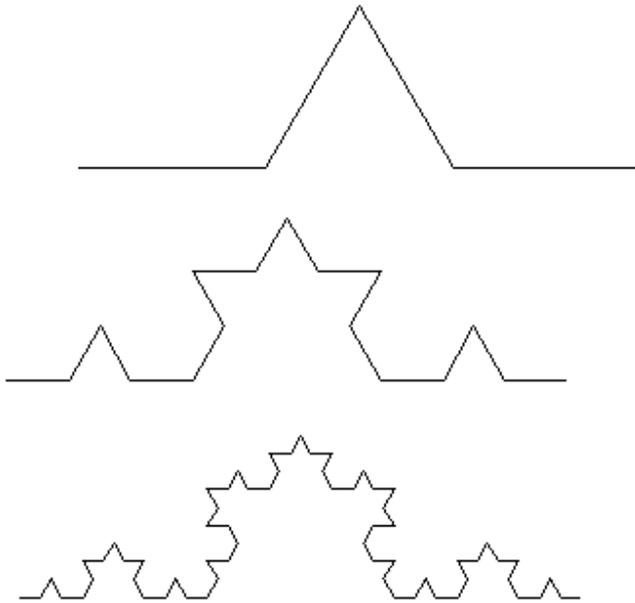


Figura 5.14 En la figura se observa el aumento de la longitud de cada curva en $4/3$ respecto de la anterior.

Así por ejemplo, en la Figura 5.15, en el caso de la curva poligonal de nivel 10, la longitud es $(4/3)^{(10-1)}$.



Figura 5.15 curva poligonal de nivel 10.

De esta forma la curva aumentaría indefinidamente su longitud para un fragmento acotado de curva.

Como la longitud de la línea fractal depende de la longitud de instrumento, o de la unidad de medida que se tome, la noción de longitud en estos casos, carece de sentido. Para ello se ha ideado otro concepto: el de dimensión fractal. Que en el caso de las líneas fractales van a indicar de qué forma o en que medida una línea fractal llena una porción de plano. Y que además sea una generalización de la dimensión euclídea.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Si se parte de un segmento de longitud 1, y se divide en segmentos de longitud L se obtiene $N(L)$ partes, de manera que:

$$N(L) \cdot L^1 = 1 \quad (5.2)$$

Cualquiera que sea L (Figura 5.16).

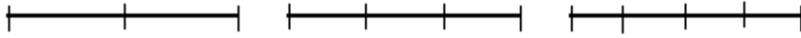


Figura 5.16 Segmentos de longitud 1 seccionados en L partes.

Si el objeto inicial es un cuadrado de superficie 1, y se compara con unidades cuadradas, cuyo lado tenga de longitud L , el número de unidades que es necesario para recubrirlo $N(L)$, cumple

$$N(L) \cdot L^2 = 1 \quad (5.3)$$

Cualquiera que sea L (Figura 5.17).

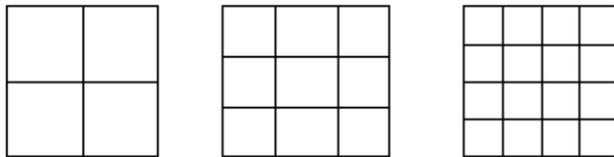


Figura 5.17 Cuadrados de superficie 1 con lados de longitud L .

Si, por último, el objeto que se toma es tridimensional, como, por ejemplo, un cubo de volumen 1, y se mide en relación con unidades que sean cubos de arista L , entonces se cumple que

$$N(L) \cdot L^3 = 1 \quad (5.4)$$

Cualquiera que sea L (Figura 5.18).

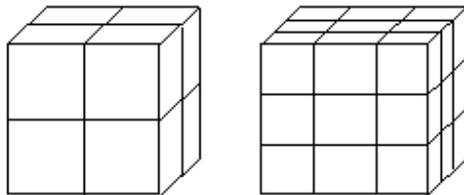


Figura 5.18 Cubo de volumen 1 con aristas de valor L .

De todo esto se puede generalizar que la dimensión fractal de un objeto geométrico es D si:

$$N(L) \cdot L^D = 1 \quad (5.5)$$

Donde $N(L)$ es el número de objetos elementales, o de unidades, de tamaño L que recubren, o que completan, el objeto.

5.9.5 Predicción de la permeabilidad

En contraste a otros métodos y relaciones estrictamente empíricas, la teoría fractal combinada con relaciones petrofísicas provee enfoques alternativos. El número y definición de parámetros de forma requeridos por diferentes modelos varían de acuerdo al enfoque escogido. Un modelo que es particularmente cercano a la apariencia natural del espacio poroso en rocas sedimentarias es el llamado modelo de “agujero de paloma”. Está basado en datos medidos en muestras de núcleos de una variedad de yacimientos de hidrocarburos al Noreste de Alemania. Esto ofrece relaciones petrofísicamente justificadas entre distintos parámetros de geometría, almacenamiento y transporte de esos yacimientos. Como otros modelos fractales, está basado en la observación de que el cuerpo de la superficie interior de los poros de la roca sigue una regla similar. Así, la teoría de los fractales puede ser aplicada. Un parámetro clave en esta teoría es la dimensión fractal D .

Se aplicó este enfoque a un conjunto de datos petrofísicos el cual permite una caracterización muy profunda de núcleos del Pérmico Tardío. Han sido recopilados aproximadamente en un periodo de 15 años en laboratorios de la industria petrolera al Este de Alemania. Comprende mediciones de porosidad y permeabilidad así como de distribuciones de radio de poro y tamaño de grano. También, el contenido de minerales arcillosos es un parámetro importante. Se usó este conjunto de datos para calibrar la relación porosidad-permeabilidad fractal general. El resultado es una relación simple de la permeabilidad a la distribución de radio de poro obtenido en laboratorio o a la porosidad obtenida de registros de pozos.

5.9.6 Teoría

Una expresión fundamental para la permeabilidad K de un medio poroso está dada por la ecuación modificada Kozeny-Carman:

$$K = \frac{r_{eff}^2}{8F} \quad (5.6)$$

Donde r_{eff} es el radio efectivo, F es el factor de formación, el cual está definido como la relación de tortuosidad T y la porosidad ϕ :

$$F = \frac{T}{\phi} \quad (5.7)$$

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

El factor de formación está originalmente definido como la relación de la resistividad de un medio poroso saturado con un electrolito y la resistividad del mismo electrolito. Este es un parámetro puramente geométrico, el cual describe el camino en el cual el medio poroso obstruye el proceso de transporte, como el paso de iones o incluso moléculas no cargadas. Esto está relacionado a la permeabilidad propuesta por la ecuación de Kozeny-Carman (5.6). Pape et al. (1987) demostró que la tortuosidad se comporta como un fractal y depende de la relación r_{eff} y r_{grain} (Figura 5.19) con un exponente que envuelve la dimensión fractal D :

$$T = 1.34 \left(\frac{r_{grain}}{r_{eff}} \right)^{0.67(D-2)} \quad (5.8)$$

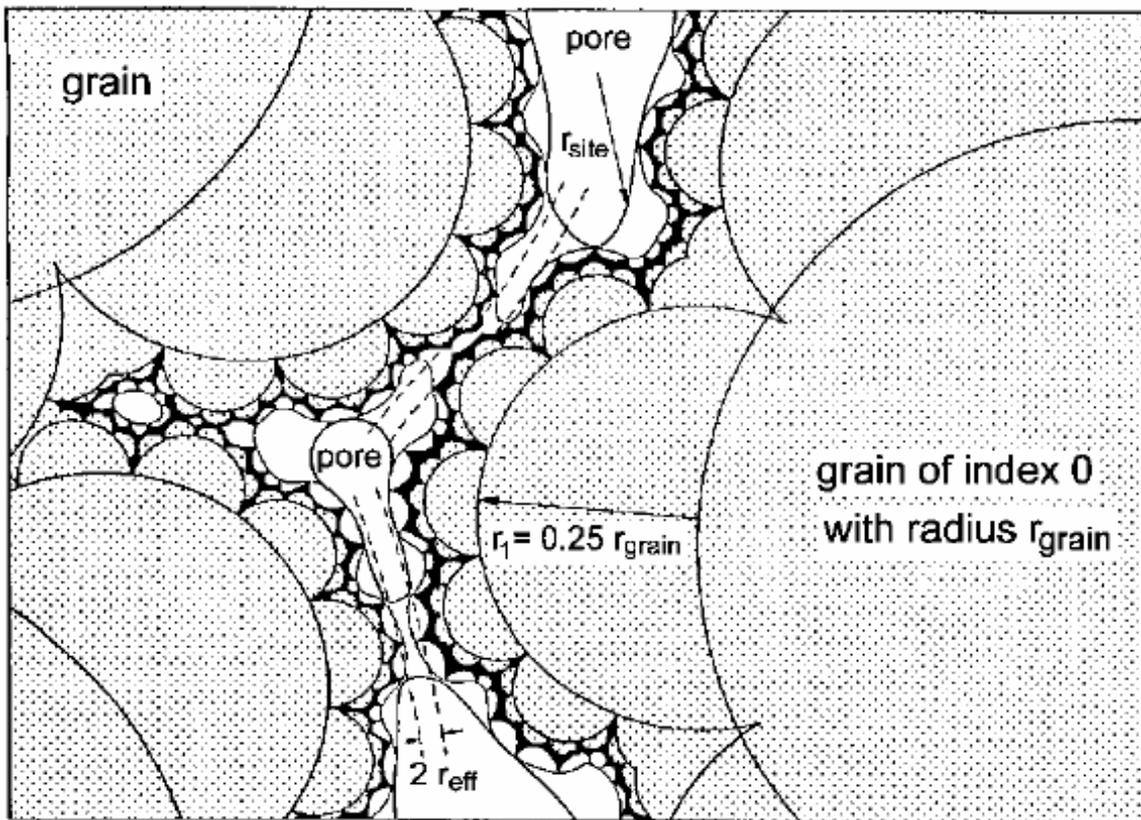


Figura 5.19 Imagen de una roca sedimentaria de acuerdo al modelo fractal mostrando poros geométricos con radios r_{site} y modelos capilares hidráulicos con radios efectivos r_{eff} .

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Esto implica que la tortuosidad se incrementa con el incremento de la dimensión fractal. Sin embargo, esta relación es válida únicamente en el rango de $2 < D < 2.4$. Las rocas fuertemente fracturadas muestran dimensiones fractales en el rango de $2.4 < D < 3$. Esas rocas son caracterizadas por un alto grado de conectividad del sistema de poros, el cual reduce la tortuosidad. Una relación empírica entre F y ϕ está expresada por la primera Ley de Archie:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (5.9)$$

Aquí a es un factor que depende de la litología, y m es el factor de cementación o tortuosidad el cual depende de la estructura de la roca. Los parámetros a y m varían en los rangos $0.6 < a < 2$, y $1 < m < 3$. Más tarde, la Ley de Archie (Ecuación 5.9) fue también derivada formalmente de un modelo fractal para una roca porosa por Pape y Schopper (1988) y Shashwati y Tarafdar (1997). Por ejemplo, para un modelo de agujero de paloma de una arenisca común (Figura 5.19) esta derivación empieza desde la ecuación 5.7, la cual expresa a F usando la tortuosidad T y la porosidad ϕ y las siguientes ecuaciones (Pape et al., 1987) que expresan la relación fractal entre T y ϕ :

$$T = 1.34 \left(\frac{r_{\text{grain}}}{r_{\text{eff}}} \right)^{0.67(D-2)} = 1.34 \left(\frac{r_{\text{grain}}}{r_{\text{eff}}} \right)^{0.24} \quad (5.10)$$

$$\phi = 0.534 \left(\frac{r_{\text{grain}}}{r_{\text{eff}}} \right)^{0.39(D-3)} = 0.5 \left(\frac{r_{\text{grain}}}{r_{\text{eff}}} \right)^{-0.25} \quad (5.11)$$

Con $D=2.36$. Desdeñando diferencias en los exponentes, ecuación (5.10) y (5.11) para tortuosidad y porosidad:

$$T \approx \frac{0.67}{\phi} \quad (5.12)$$

$$r_{\text{eff}}^2 = r_{\text{grain}}^2 (2\phi)^8 \quad (5.13)$$

Usando la ecuación (5.6) de Kozeny-Carman, el factor de formación, ecuación (5.7), tortuosidad, ecuación (5.12), el radio efectivo, ecuación (5.13) con el valor predeterminado $r_{\text{grain}}=200,000$ nm (un radio de grano promedio en conjuntos de datos de areniscas), K puede ahora ser escrita como:

$$K = 191(10\phi)^{10} \text{ en unidades de } [\text{nm}^2] \quad (5.14)$$

La ecuación (5.14) para la permeabilidad define una línea recta asintótica en una gráfica log-log de K contra ϕ . Esto es válido para porosidades mayores a 0.1, mientras que para valores más bajos de porosidad las permeabilidades medidas exceden las predichas por la ecuación. Una explicación está indicada por los radios de poro efectivos de las muestras

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

investigadas, los cuales no decrecen rápidamente con el decremento de la porosidad como está sugerido por la ecuación (5.13) para radios efectivos. Para el rango medio de porosidad $0.01 < \phi < 0.1$ se puede mejorar las estimaciones de la permeabilidad asignando un valor ajustado a los radios de poro hidráulicos efectivos en la ecuación de Kozeny-Carman, ecuación (5.6): $r_{eff} = r_{eff,fix} = 200$ nm. Esto es igual o cercano a la media de los valores para los radios de poro hidráulicos efectivos determinados para un rango medio de porosidades de las ecuaciones (5.6), (5.7) y (5.12) de permeabilidades y porosidades medidas. En lugar de la ecuación (5.14) para permeabilidad, una combinación de de la ecuación (5.6) de Kozeny-Carman, el factor de formación, ecuación (5.7), y la tortuosidad, ecuación (5.12), nos proporciona:

$$K = \frac{\phi^2 r_{eff,fix}^2}{(8 * 0.67)} = 7463\phi^2 \text{ en unidades de } [nm^2] \quad (5.15)$$

Para porosidades muy bajas, < 0.01 , esta expresión todavía proporciona permeabilidades que son muy pequeñas comparadas a los datos medidos. Los valores para radios de poro hidráulicos efectivos determinados para este rango de porosidades de permeabilidades y porosidades medidas mediante las ecuaciones (5.6), (5.7) y (5.12) son claramente más pequeñas que 200 nm, pero no más pequeñas que 50 nm. De acuerdo a la ecuación (5.12) para la tortuosidad, la ecuación (5.16) para la permeabilidad es entonces:

$$K = \frac{\phi r_{eff,min}^2}{8T_{max}} = 31\phi \text{ en unidades de } [nm^2] \quad (5.16)$$

La suma de las expresiones para la permeabilidad en las ecuaciones (5.14), (5.15) y (5.16) provee una aproximación de la permeabilidad sobre el rango entero de porosidad estudiada:

$$K = 31\phi + 7463\phi^2 + 191(10\phi)^{10} \text{ en unidades de } [nm^2] \quad (5.17)$$

La combinación lineal de las expresiones para los rangos bajos, medios y altos de porosidad es permisible desde que para una porosidad dada, las expresiones para los otros dos rangos de porosidad no contribuyan significativamente, debido a la diferencia en los exponentes de la porosidad. El tercer término en la relación promedio de la permeabilidad y la porosidad, ecuación (5.17), caracteriza el comportamiento fractal de areniscas, y el exponente 10 refleja la dimensión fractal $D=2.36$. La desviación de este valor de la dimensión fractal resulta en exponentes diferentes de -0.25 en la ecuación (5.11) para la porosidad. Esto resulta en un exponente correspondiente modificado para el tercer término en la relación promedio de la porosidad y la permeabilidad, ecuación (5.17). Una dimensión fractal $2 < D < 2.36$ corresponde a un exponente entre 3 y 10, y una dimensión fractal $D > 2.36$ a un exponente más grande que 10. La relación $K-\phi$ (ecuación 5.17) es de tipo general:

$$K = A\phi + B\phi^2 + C(10\phi)^{10} \quad (5.18)$$

Donde los factores A, B y C en la ecuación son válidos para un tipo promedio de areniscas. Cuando sean aplicados a una cuenca en específico, necesitan ser calibrados. Con respecto a los conjuntos de datos de Rotliegend, la relación promedio $K-\phi$, ecuación (5.17), tiende a

subestimar la permeabilidad medida, desde que las areniscas investigadas en Rotliegend al Noreste de Alemania son caracterizadas por una permeabilidad relativamente grande para una porosidad dada.

5.9.7 Conclusiones

En el modelo de capilaridad clásica de Kozeny y Carman, r_{eff} , T y ϕ son parámetros independientes. De hecho, esto es real para un medio poroso en general. Sin embargo, en rocas que hayan experimentado la misma historia de sedimentación y diagenésis, esos parámetros se correlaciona como en el caso de las muestras de areniscas analizadas en Rutliegend. Basado en un modelo fractal para rocas porosas, nuevas relaciones se han establecido en las cuales el radio efectivo, la tortuosidad y la porosidad son conectados por la dimensión fractal D . Un valor predeterminado de $D=2.36$ fue mostrado ser usado para la interpretación de datos de muestras de areniscas en Rotliegend. La permeabilidad puede ser estimada a partir de una relación exponencial entre la permeabilidad y la porosidad. Este modelo fractal es flexible y aplicable a un amplio rango de porosidades, y puede ser ajustado a diferentes tipos de roca. La relación fractal promedio entre la permeabilidad y la porosidad fue calibrada satisfactoriamente a un conjunto de datos medidos en muestras de areniscas en Rotliegend. Un grupo de variantes de esto corresponde a diferentes tipos de rango de areniscas desde limpias hasta con alto contenido de lutitas. Cuando esta relación es aplicada a una cuenca en específico sus coeficientes necesitan ser determinados de nuevo, basado en datos de muestras en núcleos de esta cuenca en específico.

En conclusión, la aproximación fractal provee una técnica sencilla y versátil que puede ser usada fácilmente para obtener la permeabilidad a partir de la porosidad determinada por medio de registros de porosidad convencional.

VI. IMPORTANCIA DE LOS TAMAÑOS DE GRANO Y DE PORO EN LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

Con base en estudios realizados a yacimientos petroleros se muestra en este Capítulo; la gran importancia que tienen las características de los granos y de los poros de las rocas sedimentarias en la recuperación de hidrocarburos.

6.1 Geometría, heterogeneidad interna y distribución de la permeabilidad en yacimientos de turbiditas, Plioceno de California (D. K. Davies, 1999)

6.1.1 Resumen

En esta sección se presenta un modelo de la geometría de yacimiento, heterogeneidad interna y distribución de la permeabilidad en turbiditas, no consolidadas en aguas profundas. Estos yacimientos fueron depositados en una variedad de ambientes asociados a sistemas de abanicos submarinos en aguas profundas. La forma externa e interna de la heterogeneidad de los yacimientos es controlado fundamentalmente por el ambiente de depósito. La producción (gasto y volumen) es anisótropa y paralela a la tendencia de depósito. Los datos de producción indican que hay relativamente alta eficiencia de barrido y permeabilidad preferencial en dirección NE-SW. La permeabilidad y la porosidad están únicamente relacionadas al tamaño de grano. La clase (desviación estándar del tamaño de grano) y asimetría (asimetría de la distribución del tamaño de grano) son los aspectos que controlan fundamentalmente la porosidad y la permeabilidad.

Los modelos de registros de la roca en relación a la permeabilidad y a la heterogeneidad interna del yacimiento son desarrollados con base en integración detallada de datos de núcleos y de registros de pozos, especialmente datos relacionados a la geometría del poro. Perforaciones demostraron que áreas del campo con los valores más altos de porosidad y la menor saturación de agua no tiene necesariamente la más alta permeabilidad y productividad. Las áreas con alta productividad pueden tener valores moderados de porosidad y saturación de agua, pero son caracterizados por altos valores de permeabilidad.

En yacimientos de turbiditas de alta porosidad, la geometría del poro basada en modelos de registros de permeabilidad y heterogeneidad del yacimiento permite la evaluación petrofísica mejorada, especialmente la predicción de la productividad.

6.1.2 Introducción

Los yacimientos clásticos no consolidados, en aguas profundas, son importantes productores de hidrocarburos en muchas partes del mundo. Están presentes en campos gigantes, por ejemplo en el Golfo de México, California y al oeste de África.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

6.1.3 Porosidad y permeabilidad

Las operaciones en campo revelan que las variaciones en la producción ocurren entre pozos que tienen propiedades petrofísicas similares. Esto complica la evaluación del yacimiento, especialmente con respecto a la selección de intervalos a perforar y la selección de los pozos y zonas para realizar una nueva terminación.

6.1.4 Relación entre porosidad y permeabilidad

Datos de análisis rutinarios de núcleo revelan que todas las muestras tienen altos valores de porosidad (>25%, Figura 6.1). Análisis de registros de pozos y análisis de imágenes usando un microscopio electrónico confirman los valores medidos de porosidad del núcleo.

La relación entre porosidad y permeabilidad revela que:

- 1.- Entre valores de porosidad de 25% y 40%, los valores de permeabilidad se incrementan lentamente.
- 2.- La relación básica exhibe un grado considerable de dispersión (más de 3 variaciones en órdenes de magnitud de permeabilidad para un valor dado de porosidad).

Lo que más concierne en areniscas no consolidadas, en general, es la validez de los datos medidos de los núcleos, específicamente de permeabilidad. Historiales de mediciones en algunos campos revelan que la permeabilidad varía en órdenes de magnitud para algún valor dado de porosidad. Algunas de estas variaciones pueden resultar de daños a núcleos deleznable durante el manejo del núcleo y sus mediciones en el laboratorio. En la Tabla 6.1 se muestran los tipos de roca con sus características de poro y la permeabilidad de cada una.

Tabla 6.1 Muestra características de cada tipo de roca.

Roca tipo	Litología	Diámetro de cuerpo de poro	Radio de garganta de poro	Rango de permeabilidad [md]	Rango de porosidad [%]
1	Arenisca limpia	50-175 [μm]	5-10 [μm]	1000-4000	26-37
2	Arenisca limpia	20-60 [μm]	2-6 [μm]	600-1500	25-45
3	Arenisca limpia	10-30 [μm]	< 2 [μm]	200-600	27-40
4	Arenisca lutítica / limolita	< 20 [μm]	< 1 [μm]	<200	30-42

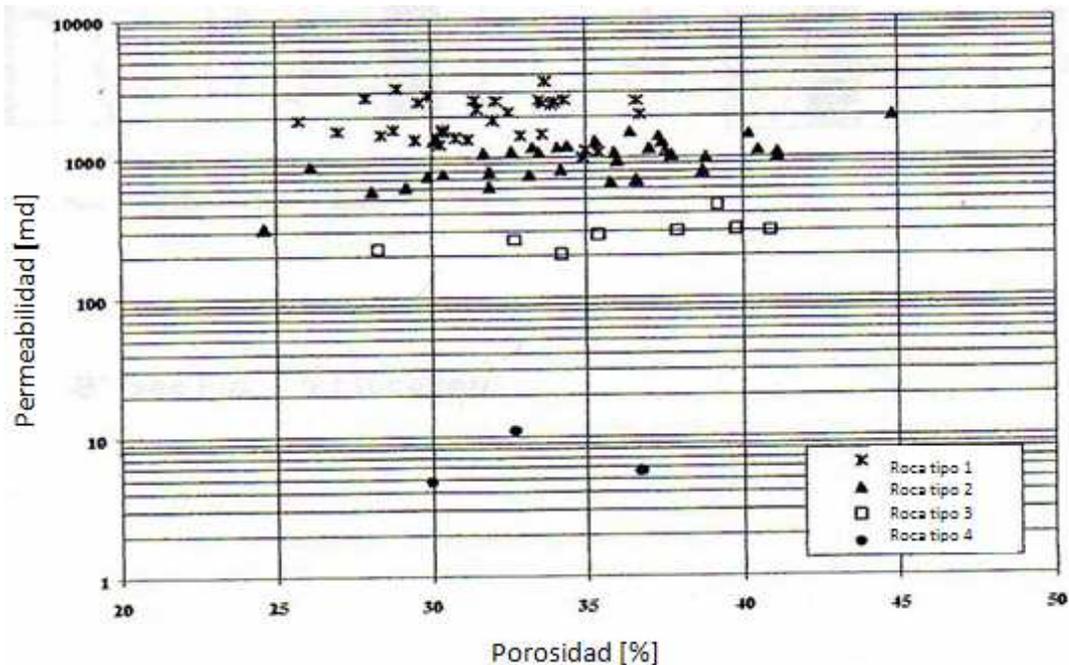


Figura 6.1 Porosidad contra permeabilidad por tipos de roca.

6.1.5 Ambientes de depósito: arquitectura del yacimiento

El crecimiento de un sistema de abanicos submarinos envuelve el suministro repetido de los granos por flujos de densidad individuales. La arquitectura del yacimiento es el resultado de este crecimiento. El crecimiento de abanicos está dado en tres formas:

1.- Progradación: Las arenas son depositadas en la pendiente de la cuenca debido al decremento en la velocidad de flujo. El suministro de las arenas es continuo hasta llegar al fondo (progradación) de la cuenca, resultando en el aumento gradual en la cuenca del sistema de abanicos ricos en arena a lo largo de las lutitas previamente depositadas.

2.- Avulsión (abandono) y lóbulo de conmutación: Como el sistema de abanicos prograda en la cuenca, canales de alimentación individual son avulsados (abandonados) y los canales de alimentación son redirigidos topográficamente en las áreas adyacentes a los lóbulos existentes. Como resultado, nuevos lóbulos de arena son desarrollados en esas áreas interlobulares y los viejos lóbulos son abandonados.

3.- Agradación: El suministro continuo de las arenas con el tiempo resulta en el aumento vertical promedio (agradación) del cuerpo arenoso de los yacimientos.

El modelo mostrado en la Figura 6.2 representa un abanico submarino a un instante de tiempo. Las operaciones simultáneas de la progradación, avulsión y agradación sobre un periodo originan un apilamiento vertical de varios abanicos.

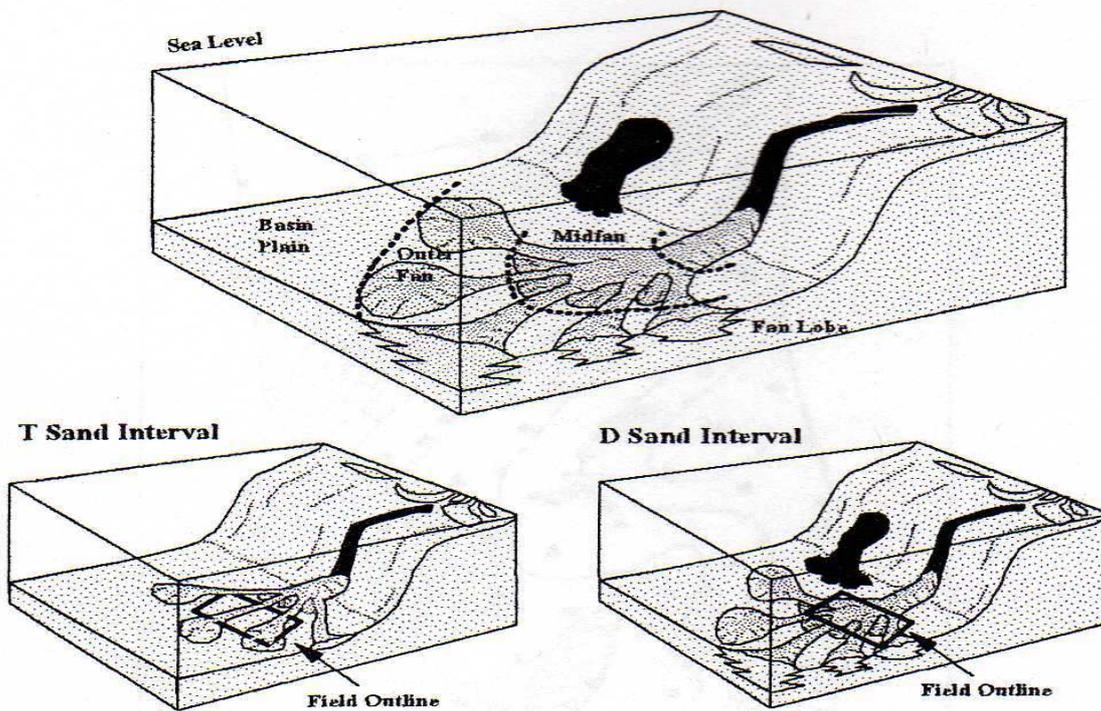


Figura 6.2 Diagrama de un sistema submarino de abanico.

6.1.6 Tipos de roca y ambiente de depósito

Este trabajo demuestra que el ambiente de depósito es un control importante en la forma externa del yacimiento y la heterogeneidad interna (especialmente la magnitud y distribución de la permeabilidad). Los datos presentados en las Figuras 6.3 y 6.4 revelan que el alto grado de variación de la permeabilidad observada en los núcleos es real.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

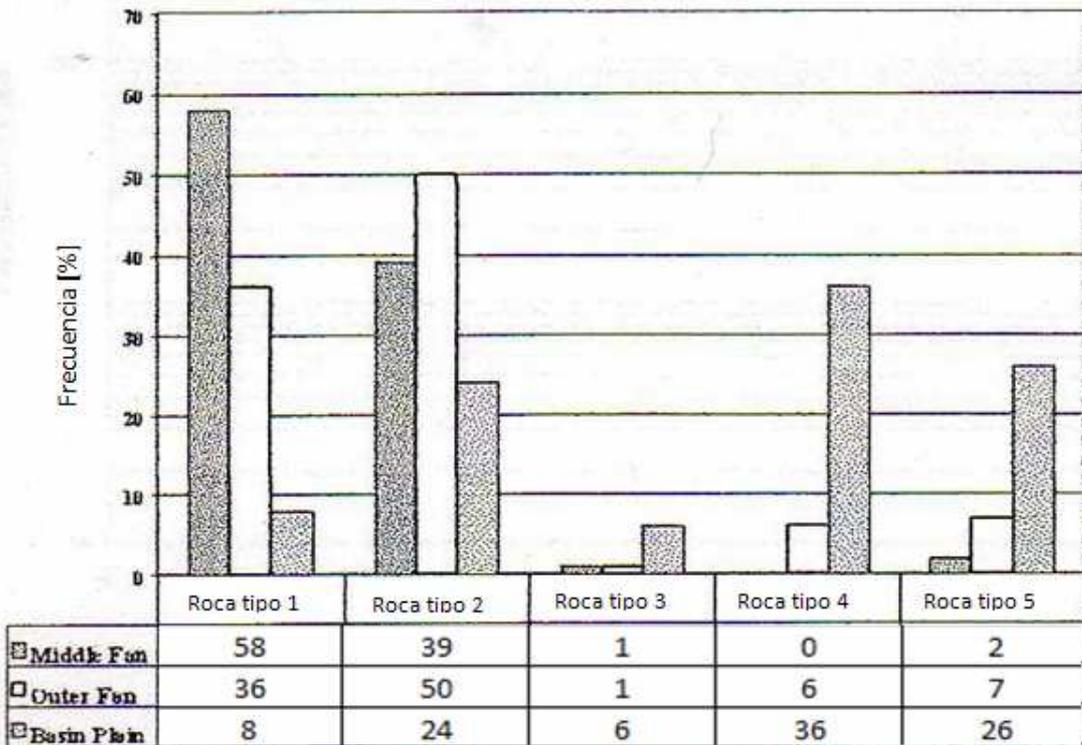


Figura 6.3 Distribución de tipos de roca por ambientes de depósito.

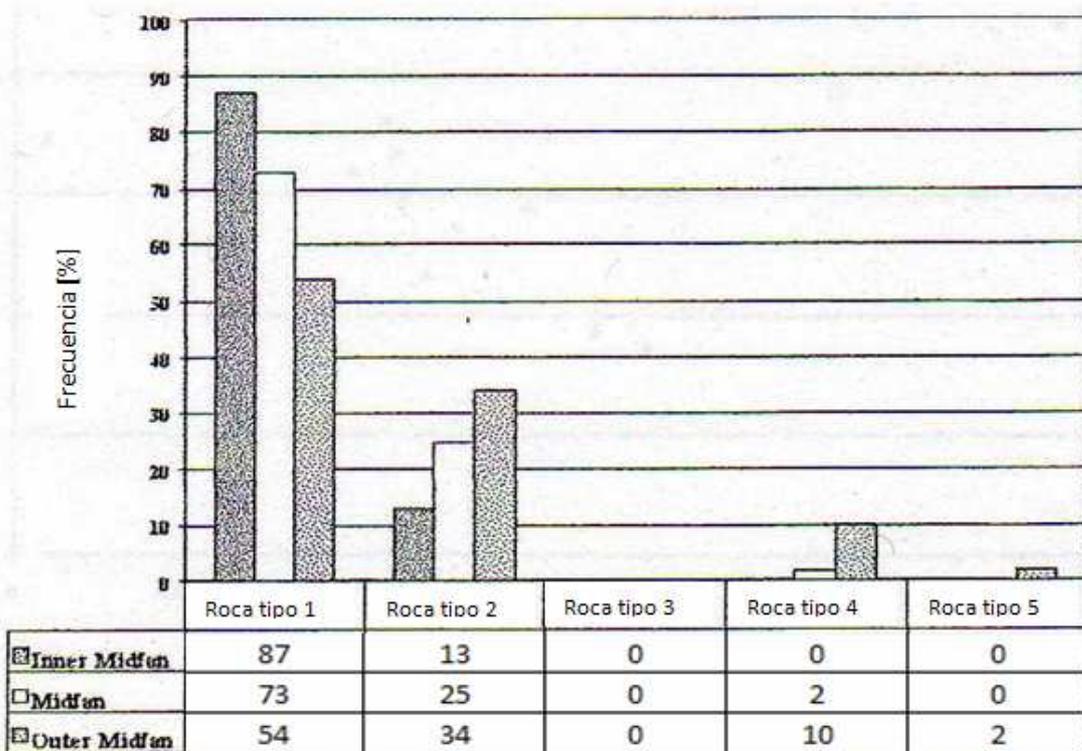


Figura 6.4 Distribución de tipos de roca en la parte media del abanico.

6.1.7 Medición del tamaño de grano

El tamaño de grano fue medido por dos métodos:

1.- Análisis de secciones delgadas (TSA): Este procedimiento implica la impregnación de los núcleos con una resina. Después de que la resina es aplicada, una sección delgada (30 micrómetros) es preparada. El diámetro del eje más largo de 300 granos seleccionados al azar es medido usando un microscopio petrográfico. La ventaja de esta técnica es que no implica que el núcleo se disgregue. Cualquier grano roto puede ser identificado y no son medidos. La desventaja es que la sección delgada presenta una visión en dos dimensiones, en la cual, por las consideraciones geométricas, el tamaño de grano medido es ligeramente menor que el tamaño de grano real.

2.- Análisis del tamaño de partícula por medio de láser (LPSA): Este procedimiento, comúnmente usado, implica mediciones de partículas por medio de un láser en una columna de fluido en movimiento. La ventaja de esta técnica es su rapidez y puede medir el diámetro de un número infinito de granos. La desventaja de esta técnica es que requiere la disgregación completa de la muestra. Los granos que no son completamente disgregados (y cualquier grano que pudiera ser quebrado durante la preparación de la muestra) no pueden ser identificados usando esta técnica y los datos del tamaño generados de esos componentes son incluidos en el cálculo del tamaño de grano final.

Una revisión de los datos derivados de ambas técnicas de medición revela diferencias significativas en la magnitud del tamaño medio de grano para muestras idénticas. Para la mayoría de las muestras, los datos de tamaño de grano por medio de LPSA son significativamente menos refinados que por medio del TSA, Figura 6.5.

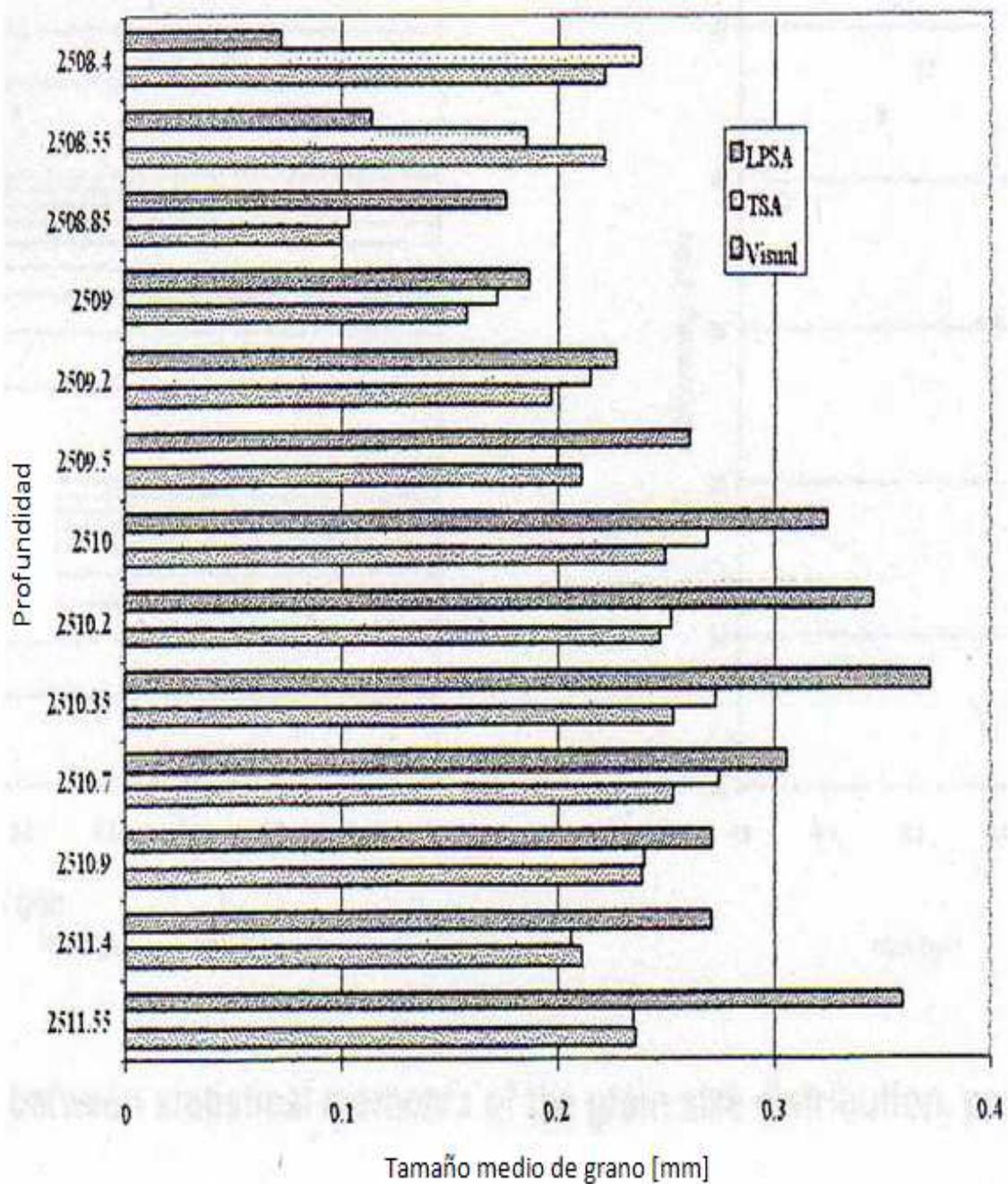


Figura 6.5 Comparación de tamaños medio de grano por medio de análisis de secciones delgadas de núcleos (TSA), análisis de tamaño de partículas por medio de láser (LPSA) y análisis en microscópio (visual).

6.1.8 Tamaño medio de grano contra permeabilidad

Existe solamente una débil relación entre el tamaño medio de grano y la permeabilidad. La tendencia existe al aumentar la permeabilidad con el incremento en el tamaño de grano dentro de un tipo de roca, pero la relación no es sólida, especialmente cuando los datos son vistos desde fuera del contexto del tipo de roca, como se observa en la Figura 6.6.

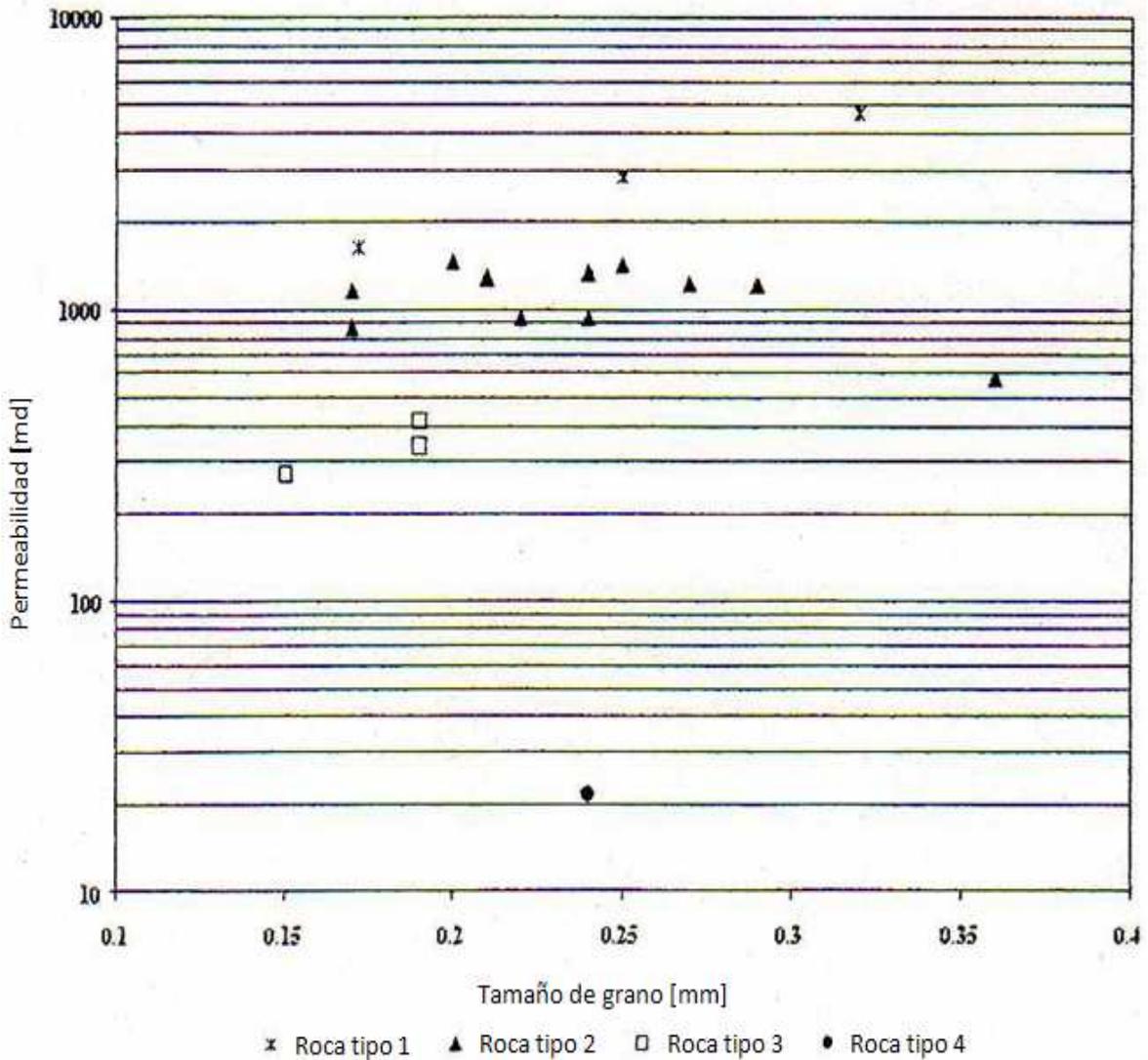


Figura 6.6 Tamaño medio de grano [mm] contra permeabilidad [md].

6.1.9 Desviación estándar contra permeabilidad

Existe una fuerte relación entre la desviación estándar del tamaño de grano y la permeabilidad. Por ejemplo, con valores bajos de desviación estándar (la mayor parte de los granos son del mismo tamaño) se tiene la más alta permeabilidad; otro ejemplo es cuando la desviación estándar es la más alta (un rango abierto de tamaños de grano) se tienen los valores más bajos de permeabilidad (Figura 6.7).

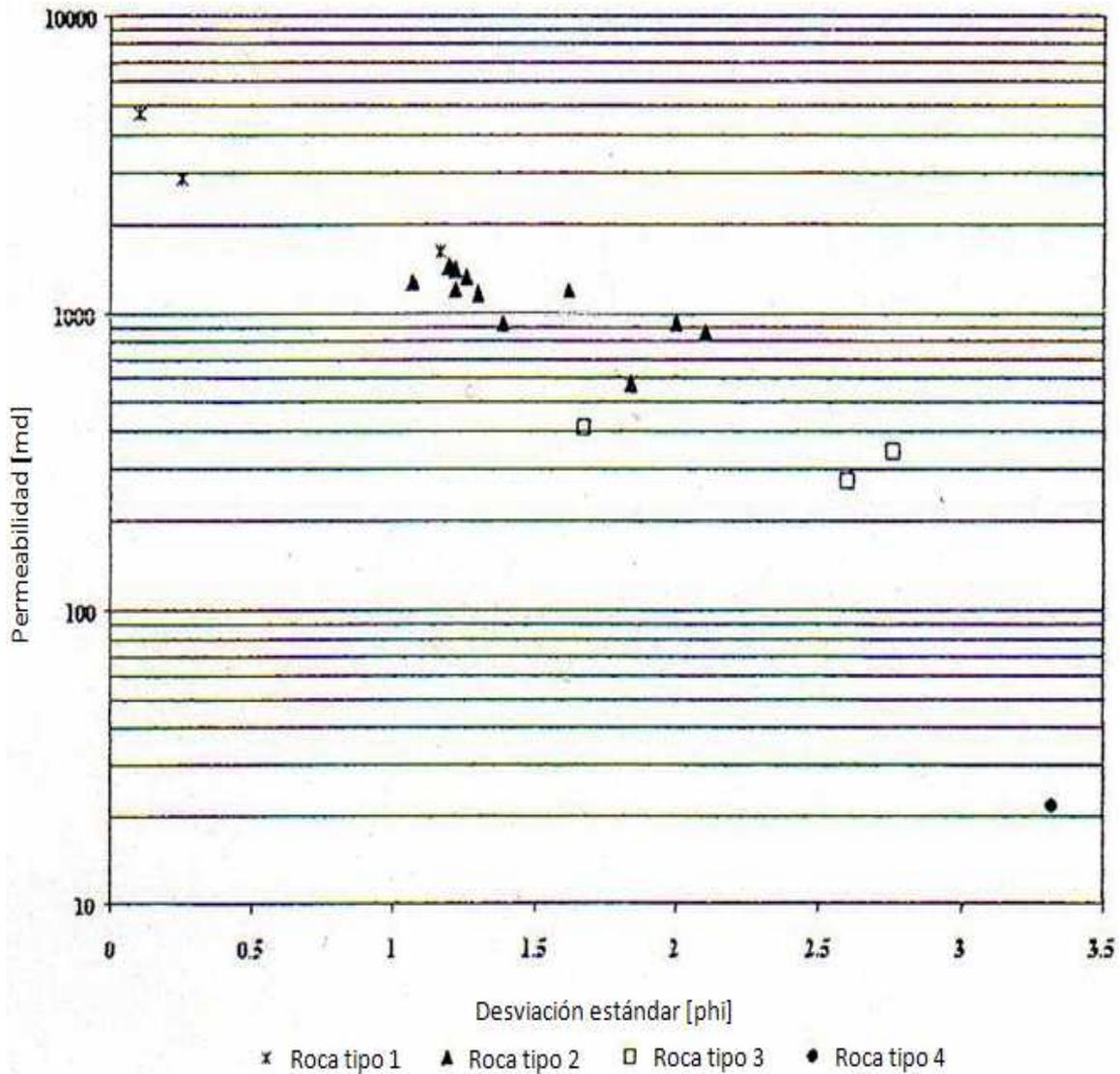


Figura 6.7 Desviación estándar [phi] contra permeabilidad [md].

6.1.10 Asimetría contra permeabilidad

La asimetría está referida a la distribución del tamaño de grano. Un valor negativo en la asimetría indica que un exceso de material fino existe en la distribución; un valor positivo indica que un exceso de material de grano grueso existe en la distribución. Existe una fuerte relación entre la permeabilidad y la asimetría de la distribución. Por ejemplo, con exceso de material de grano grueso (simetría positiva) se tienen los valores más altos de permeabilidad, como se observa en la Figura 6.8.

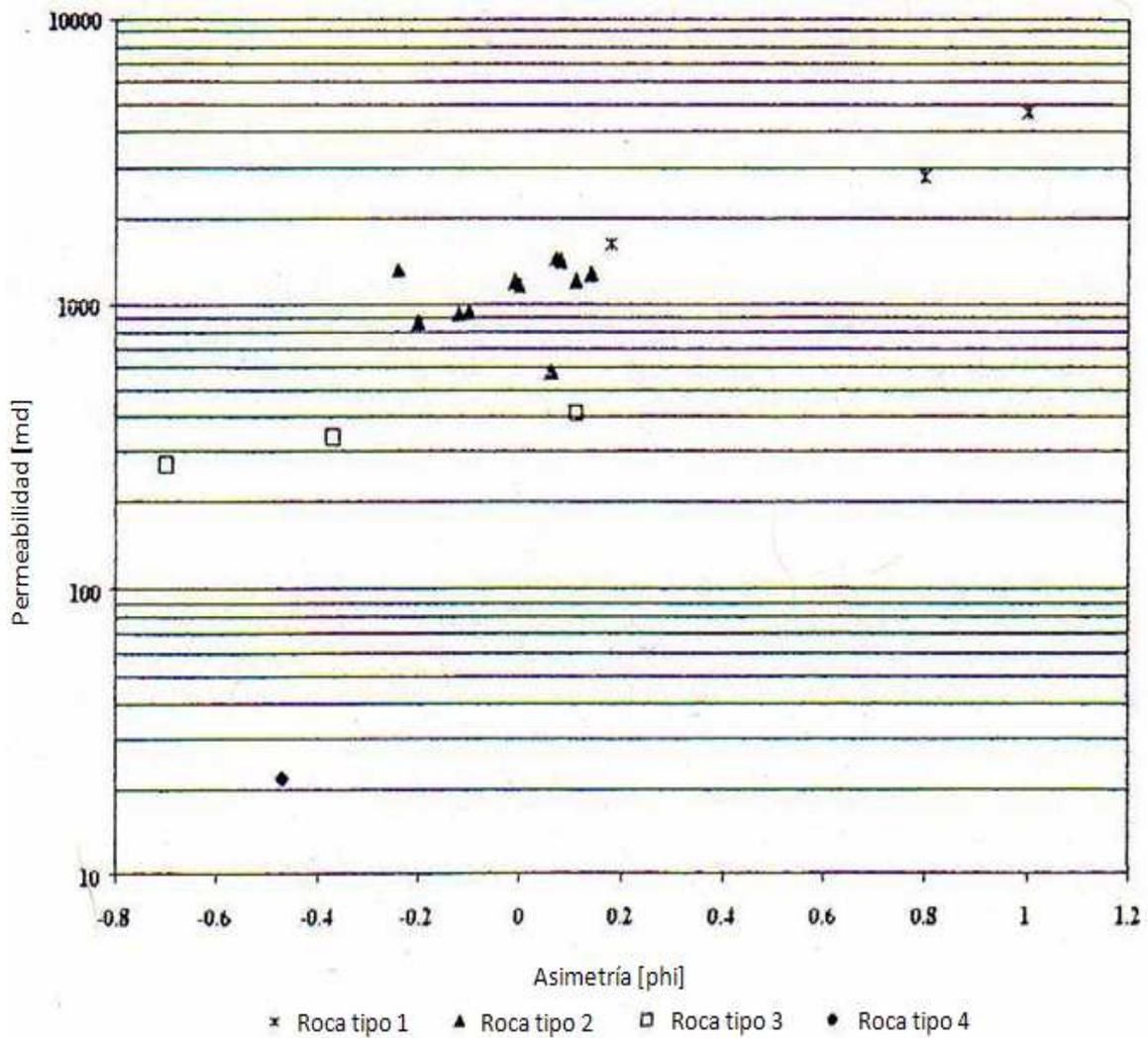


Figura 6.8 Asimetría [phi] contra permeabilidad [md].

6.1.11 Tamaño medio de grano contra porosidad

La porosidad se incrementa a medida que decrece el tamaño de grano. La relación no es tan fuerte (Figura 6.9).

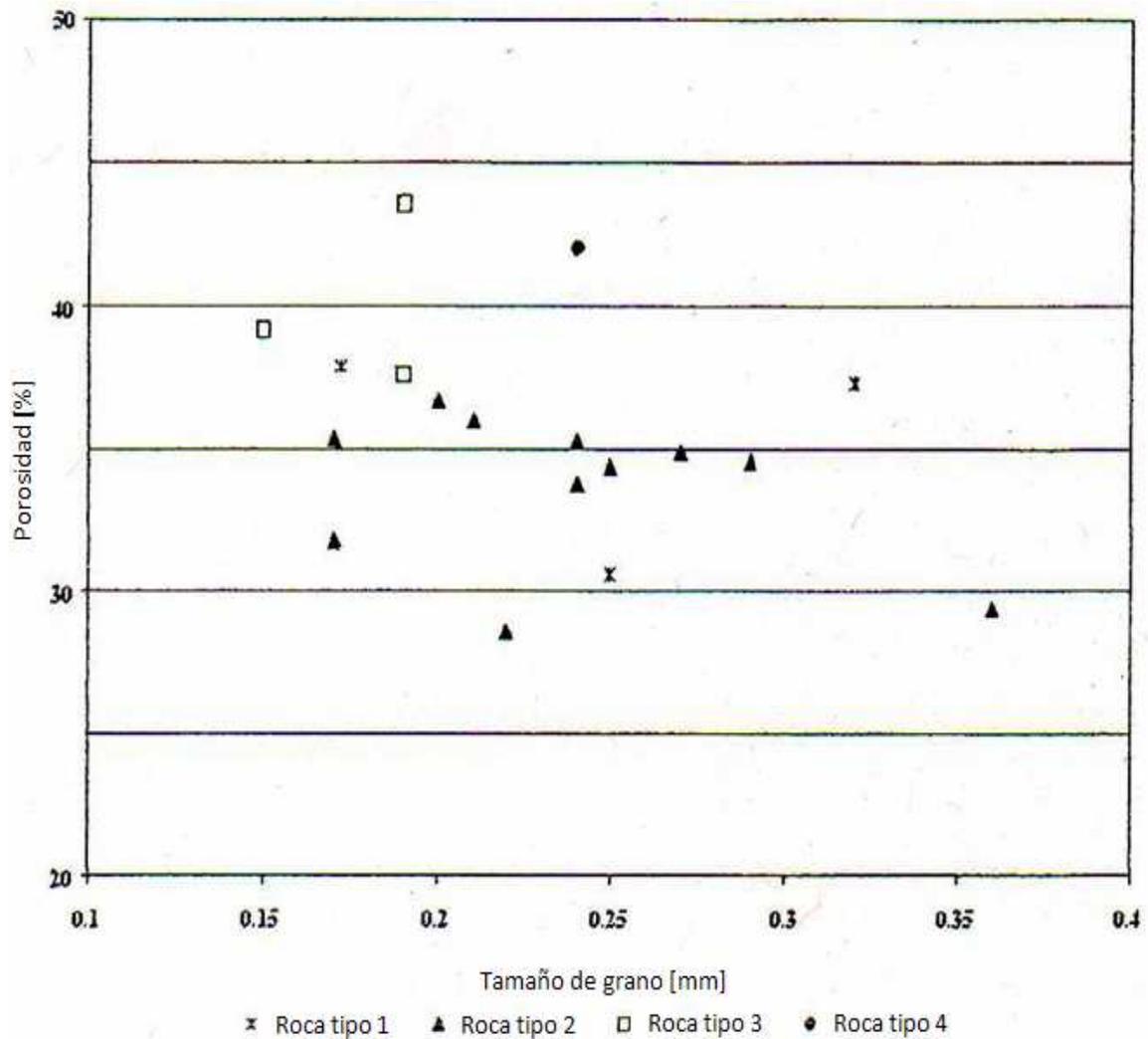


Figura 6.9Tamaño de grano [mm] contra porosidad [%].

6.1.12 Desviación estándar contra porosidad

Se tiene una pobre relación entre la desviación estándar del tamaño de grano y la porosidad. Un ejemplo es cuando la desviación estándar es alta se tiene la más alta porosidad (Figura 6.10).

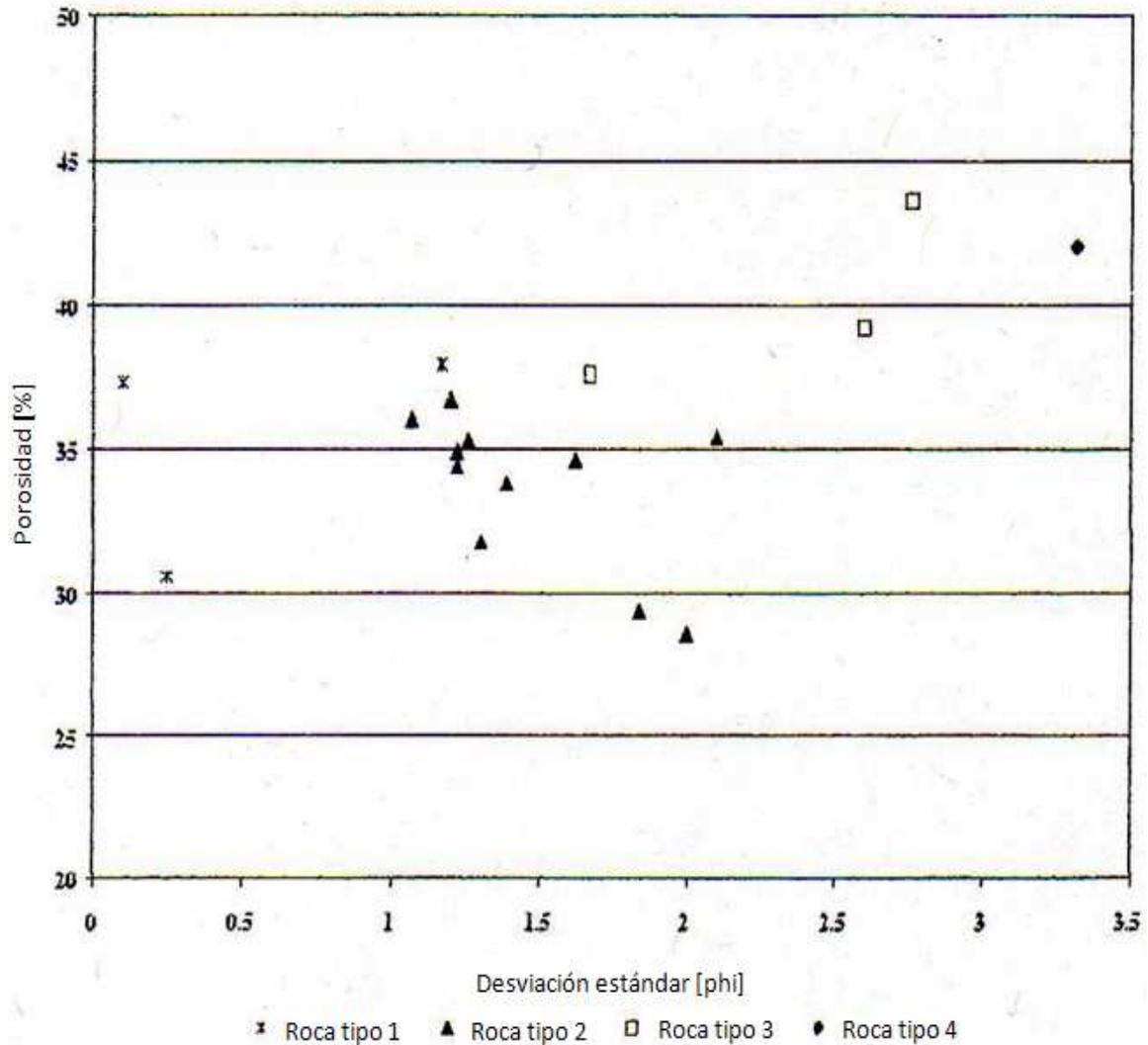


Figura 6.10 Desviación estándar [phi] contra porosidad [%].

6.1.13 Asimetría contra porosidad

Por ejemplo cuando la simetría negativa es extrema (exceso de granos finos) se tiene la más alta porosidad, como se aprecia en la Figura 6.11.

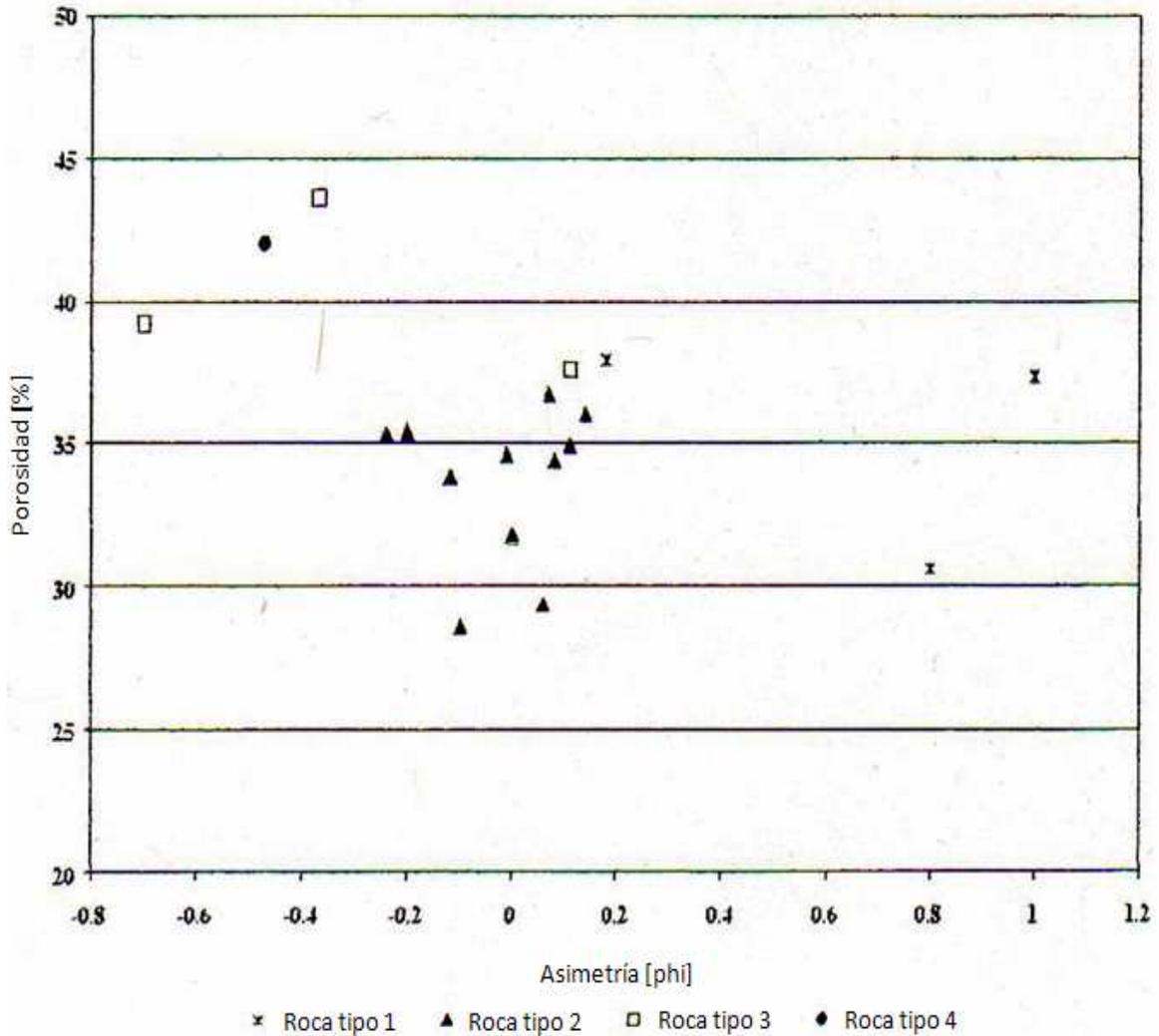


Figura 6.11 Asimetría [phi] contra porosidad [%].

Este trabajo en California demuestra que la porosidad en areniscas se incrementa con el incremento del contenido de granos finos (arenas con alta desviación estándar y simetría negativa tienen los valores más altos de porosidad).

6.1.14 Conclusiones

- 1.- La heterogeneidad y la distribución de la permeabilidad de turbiditas están fuertemente relacionadas al ambiente de depósito.
- 2.- Los registros no proporcionan completamente el alto grado de heterogeneidad interna de yacimientos turbidíticos.
- 3.- La permeabilidad es controlada por la geometría del poro.
- 4.- La geometría del poro y la permeabilidad están en función de la desviación estándar y la asimetría de la distribución del tamaño de grano. La permeabilidad es pobremente relacionada sólo al tamaño medio de grano en areniscas.
- 5.- Las determinaciones basadas solamente en la porosidad y la saturación de agua no son adecuadas para evaluar correctamente el potencial de productividad en arenas no consolidadas. El conocimiento de la proporción en volumen de tipo de roca y la permeabilidad pueden mejorar significativamente la precisión de la evaluación.

6.2 Predicción mejorada del comportamiento de yacimientos a través de la integración de datos cuantitativos geológicos y petrofísicos (D. K. Davies, SPE, R. K. Vessel, y J. B. Auman, David K. Davies & Assocs, Inc.).

El método se basa fundamentalmente en la identificación de los tipos de roca (intervalos de roca con una geometría de poro única). Esta aproximación utiliza análisis de imagen de material de núcleo, para identificar cuantitativamente varias geometrías de poro. Cuando se combinan con más mediciones petrofísicas tradicionales, tales como la porosidad, permeabilidad y presión capilar, intervalos de roca con varias geometrías de poro (tipos de roca) pueden ser reconocidos a partir de registros convencionales de cable. en intervalos o pozos no nucleados. Esto permite calcular el tipo de roca y mejorar la estimación de permeabilidad y saturación. Con base en datos geológicos, los yacimientos pueden entonces ser divididos en unidades de flujo (capas hidrodinámicamente continuas) y bloques de malla para simulación. Esta técnica, proporciona buena información para fundamentar perforaciones de desarrollo de alta calidad.

Esta metodología puede ser utilizada en yacimientos de muy diversas litologías y diferentes características de porosidad. La técnica se enfoca en el uso e integración de datos geométricos de poro y de datos de registros de cable, para predecir permeabilidad y definir unidades de flujo hidráulico en yacimientos complejos.

Las técnicas utilizadas para la descripción de yacimientos, reúne tres requerimientos básicos que son importantes en campos maduros y heterogéneos:

- 1.- Las descripciones del yacimiento se realizan con base en registros. Las unidades de flujo son identificadas utilizando registros de cable, porque pocos pozos tienen núcleos. La integración de datos de análisis de núcleos es un componente esencial de los modelos de registro.
- 2.- Los valores de permeabilidad son derivados de registros. En yacimientos complejos, los valores de porosidad y saturación derivados del análisis rutinario de registros frecuentemente no son bien identificados con la productividad. Por lo tanto, es necesario desarrollar un modelo con base en registros que permita la predicción de otro parámetro de productividad. En estos estudios se han derivado valores de permeabilidad, pie por pie, para intervalos nucleados y no nucleados en todos los pozos con los convenientes registros de cable.
- 3.- Se han utilizado únicamente bases de datos existentes. No se perforan pozos nuevos para auxiliar en la descripción del yacimiento.

6.2.1 Metodología

La técnica de descripción de yacimientos está basada en la identificación de los tipos de roca (intervalos de roca con características petrofísicas únicas). Los tipos de roca son identificados sobre la base de medir características geométricas de poro, principalmente tamaño del cuerpo de poro (diámetro promedio), forma del cuerpo de poro, relación de aspecto (tamaño del cuerpo de poro / tamaño de garganta de poro) y número de

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

coordinación (número de gargantas por poro). Esto involucra el análisis detallado de muestras pequeñas de roca, tomadas de núcleos existentes (núcleos convencionales y de pared). La información del tipo de roca es utilizada para desarrollar el perfil vertical de capas en los intervalos nucleados. La integración de los datos del tipo de roca con datos de registros de cable, permite una extrapolación del modelo de pozos nucleados a pozos no nucleados.

Se hace énfasis en la medición de las características geométricas de poro utilizando un microscopio electrónico de barrido, especialmente equipado para procedimientos de análisis de imagen automatizado. Un conocimiento de las características geométricas de poro es de fundamental importancia para la caracterización de un yacimiento, porque el desplazamiento de hidrocarburos es controlado a nivel de poro; las propiedades petrofísicas de las rocas son controladas por la geometría de poro.

6.2.2 El procedimiento

El procedimiento específico de esta metodología incluye los siguientes pasos:

- 1.- Medición rutinaria de porosidad y permeabilidad.
- 2.- Descripción macroscópica detallada del núcleo para identificar cambios verticales en textura y litología, para todos los núcleos.
- 3.- Análisis detallados de láminas delgadas con el microscopio electrónico de barrido de 100 a 150 muestras pequeñas de roca tomadas de los mismos lugares de donde se cortaron los núcleos utilizados en el análisis rutinario. En los yacimientos de areniscas, el análisis de difracción de rayos X, también es utilizado. La combinación de los análisis de la sección delgada y difracción de rayos X, proporcionan una medición directa del volumen de lutita, volumen de arcilla, tamaño de grano, selección y composición mineralógica para las muestras de núcleo analizadas.
- 4.- Los tipos de roca son identificados para cada muestra de roca utilizando datos medidos de tamaño de cuerpo de poro, tamaño de garganta de poro e interconectividad de poros (número de coordinación y arreglo de poro).
- 5.- Algoritmos que relacionan porosidad con permeabilidad para cada tipo de roca en pozos nucleados son desarrollados.
- 6.- El análisis de registro es llevado a cabo utilizando registros normalizados y ambientalmente corregidos. Los registros indicadores de lutita son calibrados por datos del análisis petrográfico, especialmente, el volumen de lutita derivado del análisis de sección delgada, para permitir mejorar la precisión en la determinación de la porosidad.
- 7.- Identificación de los tipos de roca utilizando respuestas de registro en intervalos nucleados y comparándolos con los datos de núcleo.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

8.- Extensión del modelo registro – roca a todos los pozos con suficientes registros en el campo. Algoritmos específicos son desarrollados, área por área, para la identificación de los tipos de roca a partir de datos de registro.

9.- Predicción de la permeabilidad, pie por pie, en todos los pozos utilizando algoritmos que relacionan porosidad con permeabilidad por tipo de roca.

10.- Correlación, en todo el campo, de los tipos de roca e identificación de las unidades de flujo para la simulación de yacimiento.

6.2.3 Modelado de la geometría de poro.

El análisis de la geometría de poro y la integración de estos datos con los de registro de cable permiten que la caracterización de un yacimiento en todo el campo sea orientado al sistema de poro. El análisis de geometría de poro involucra la identificación de tipos de poro y tipos de roca.

Tipos de poro

La determinación de los tipos de poro en un yacimiento requiere del uso de muestras de roca (núcleos convencionales y de pared). Los tipos de poro son clasificados en términos de los siguientes parámetros:

a) Tamaño y forma del cuerpo de poro: se determinan utilizando un microscopio electrónico de barrido (SEM) y analizando la imagen del sistema poroso.

b) Tamaño de la garganta de poro: Se determina a través de un análisis de presión capilar y análisis SEM

c) Relación de aspecto: La razón del cuerpo de poro y el tamaño de garganta de poro, es un control fundamental en el desplazamiento de hidrocarburos.

d) Número de coordinación: El número de gargantas que intersectan cada poro, se determina a través del análisis realizado con el microscopio electrónico de barrido.

e) Arreglo de poro: La distribución detallada de poros en cada muestra se determina con una sección delgada y el análisis SEM.

Estos parámetros son combinados para proporcionar una clasificación de varios tipos de poro en estas rocas. Tipos de poro son identificados en cada muestra de núcleo. Una muestra de núcleo complejo, puede contener diferentes tipos de poro. Un tipo de roca es un intervalo de roca caracterizado por una única estructura de poro. Cada tipo de roca es caracterizado por un conjunto particular de tipos de poro. Para cada muestra, la proporción de volumen de cada tipo de poro es determinado por medio del análisis de la imagen del SEM.

6.2.4 Aplicación de la metodología en un yacimiento clásico: Campo Wilmington, California.

Este estudio se realizó en la Zona Tar, en el bloque de falla IIA en el Campo Wilmington, California, (Figura 6.12).

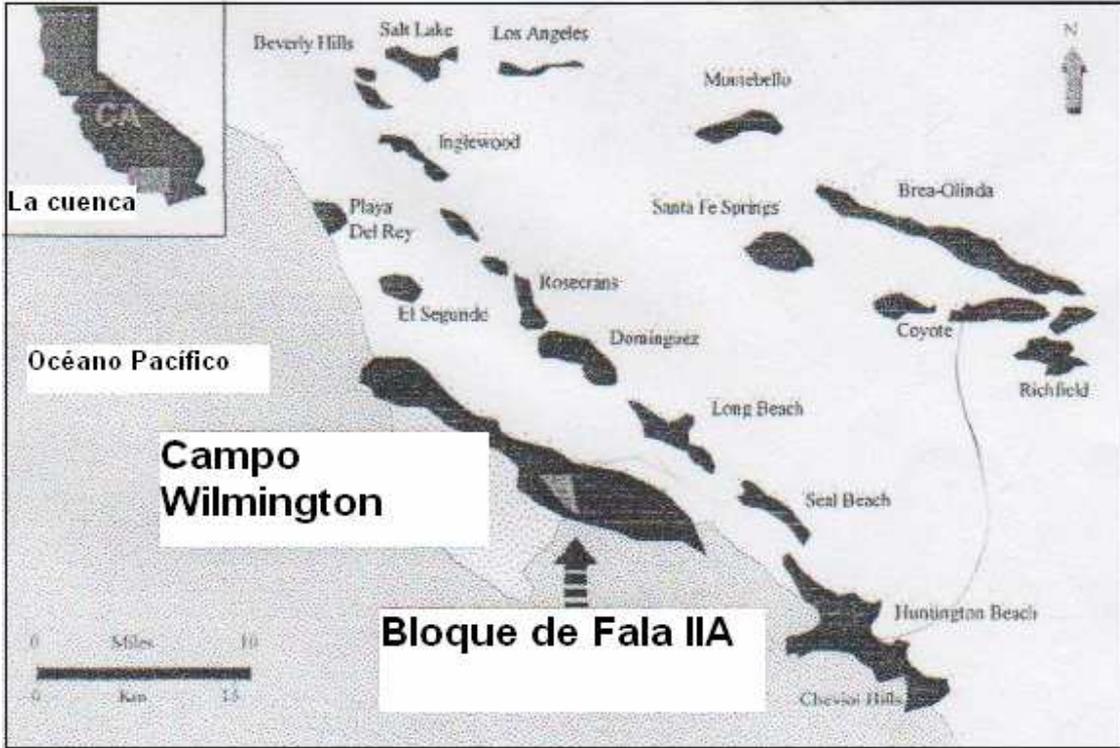


Figura 6.12 Mapa de localización del Campo Wilmington.

El Campo Wilmington fue descubierto en 1936. Es el tercer campo más grande de aceite en los Estados Unidos, en base al total de reservas. En la Zona Tar, el aceite es de 14 °API y una viscosidad de 360 cp. La historia de producción del bloque IIA se resume en la Tabla 6.2.

Resumen de la historia de producción			
Bloque de falla IIA, Zona Tar			
Modo de Producción	Periodo	Rec de aceite (mbbls)	Fac de Rec (%)
Primaria	1937-1960	15 201	15.4
Inyección de agua	1960-1982	8 299	8.4
Inyección de vapor	1982-1/1/96	8 422	8.4
Total	1937-1/1/96	31 922	32.2

Tabla 6.2 Resumen de la historia de producción.

6.2.4.1 Modelo Depositacional / Diagenético.

La Zona Tar produce aceite de dos arenas, no consolidadas, de grano fino y litológicamente complejas en la Formación Repetto del Plioceno (intervalos de arena T y D Figura 6.13). Las arenas en estos intervalos fueron depositadas en yacimientos turbidíticos heterogéneos. La segmentación interna del yacimiento es común (vertical y areal) debido a la depositación de capas individuales de arena por sucesiones turbidíticas. Las capas individuales de arena tienen variación de espesores de 1 a 20 pies, pero la mayoría de las capas tienen espesores menores a 10 pies. Las capas de arena con espesores mayores a 3 pies son el resultado de la amalgamación de depósitos de sucesiones turbidíticas. Las capas individuales de arena experimentaron diferentes historias de transporte, esto es, diferentes regímenes hidrodinámicos establecidos durante la depositación. Cambios en el régimen hidrodinámico, tales como cambios en las características de flujo (turbulento o laminar), velocidades de flujo y concentración interna de sedimento, influyen significativamente en la distribución vertical y lateral de parámetros importantes de la roca, tales como el tamaño de grano, selección y composición de grano, todos ellos actúan como controladores significativos y fundamentales de la permeabilidad.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

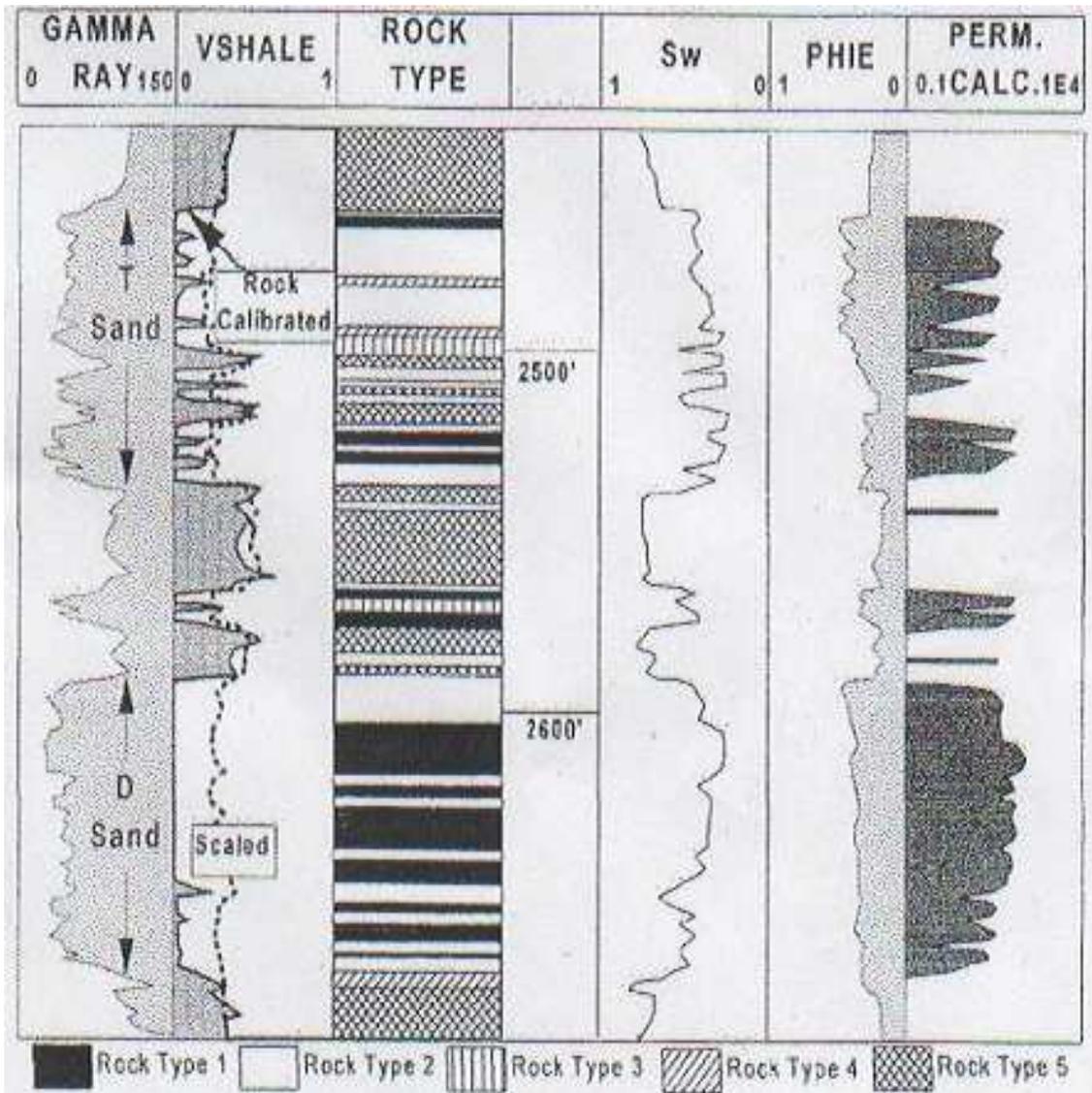


Figura 6.13 Distribución vertical de los tipos de roca y características de los perfiles de los registros. Pozo UP901B, Campo Wilmington.

Las areniscas de la Zona Tar tienen valores de porosidad con un rango entre 30 y 40% y valores de permeabilidad entre 400 y 8 000 md, con un promedio ponderado de 1000 md. La evaluación de la formación es complicada por el hecho de que los rangos de permeabilidad de los intervalos de arena potencialmente productoras tienen amplios ordenes de variación de magnitud para cualquier valor de porosidad (Figura 6.14). La evaluación de formación basada en registros es complicada por el hecho de que los intervalos equivalentes estratigráficamente en diferentes pozos pueden tener la misma porosidad, pero valores significativamente diferentes de permeabilidad.

6.2.4.2 Relación porosidad / permeabilidad

Para valores de porosidad entre 0% y 5%, los valores de permeabilidad aumentan poco (la línea de mínimos cuadrados tiene una pendiente baja). Para valores de porosidad entre 5% y 25% la permeabilidad aumenta relativamente rápido (la línea de mínimos cuadrados tiene una pendiente alta). Arriba del 25% de porosidad los valores de permeabilidad crecen lentamente (la línea de mínimos cuadrados tiene una pendiente baja).

Los datos del análisis rutinario de núcleos de la Zona Tar muestran que todas las muestras de roca tienen valores altos de porosidad (generalmente más de 25% Figura 6.14).

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

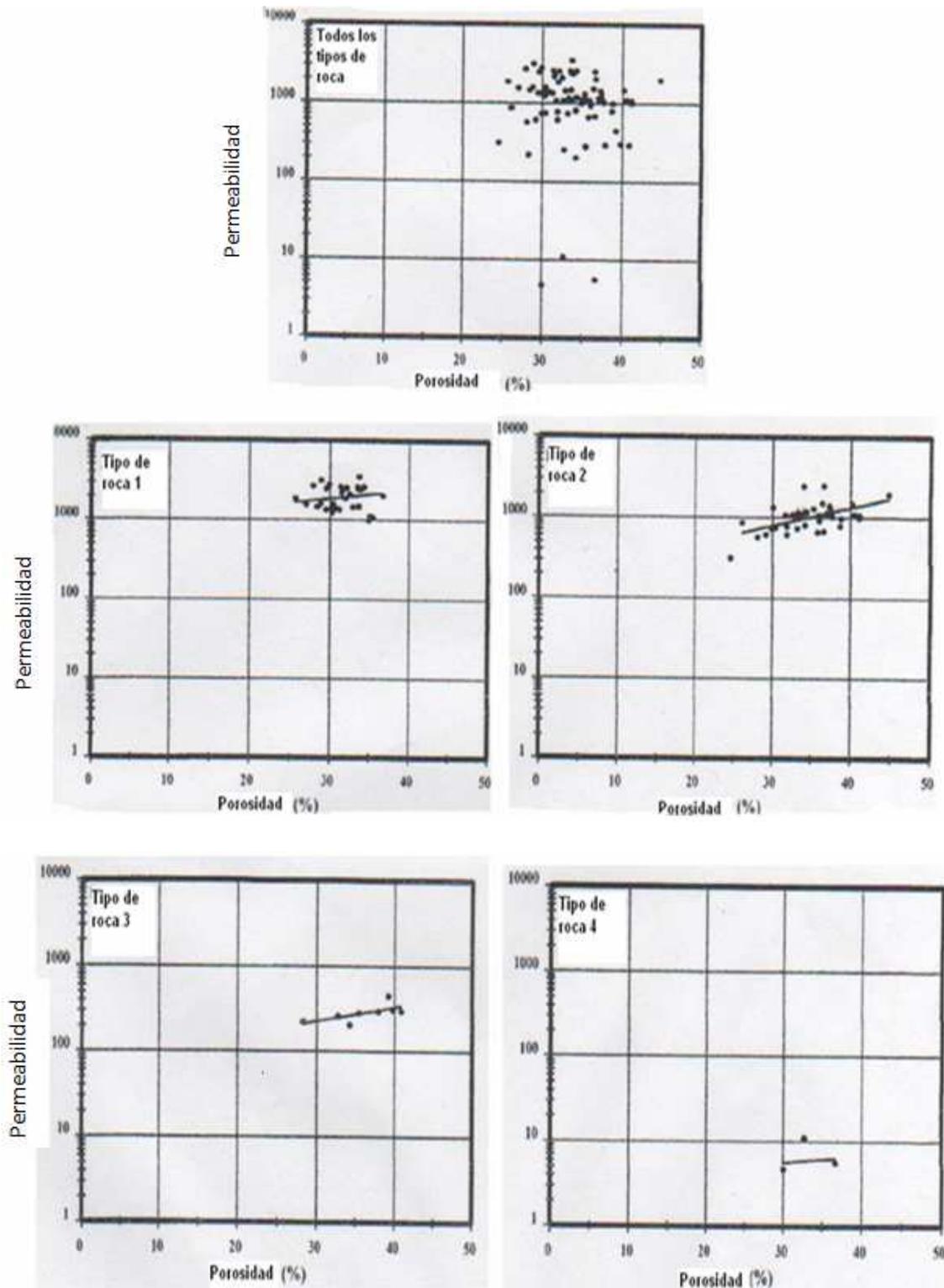


Figura 6.14 Porosidad y permeabilidad de núcleos por tipo de roca, Zona Tar, Campo Wilmington.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Los datos del análisis rutinario de núcleos de la Zona Tar muestran que todas las muestras de roca tienen altos valores de porosidad (generalmente mayores a 25%). Los análisis de imagen de porosidad en el microscopio electrónico de barrido confirman los valores medidos en núcleos. Esto también es confirmado por los análisis de registros. La relación entre porosidad y permeabilidad muestra lo siguiente:

- Entre valores de 25% y 40% de porosidad, los valores de permeabilidad incrementan lentamente.
- La relación básica muestra un considerable grado de dispersión.

Cinco tipos de roca han sido identificados cuantitativamente en la Zona Tar, con base en una combinación de litología (del análisis macroscópico de núcleos) y análisis de imagen del cuerpo de poro y tamaño de garganta (Tabla 6.3). Los tipos de roca 1, 2 y 3 (libres de lutita, areniscas arkósicas, rocas del yacimiento con alta calidad) son diferenciables únicamente con base en características geométricas de poro medidas (tamaños de los cuerpos de poro y gargantas de poro). No existe diferencia composicional o de tamaño de grano en cada uno de estos tipos de roca. Los tipos de roca 4 y 5 son litológicamente diferenciados, específicamente usando el volumen de lutita (tipo 4 con volumen de lutita de 5% a 40% y tipo 5 con más de 40%).

Tabla 6.3 Características de los tipos de roca, Zona Tar.

Tipo de roca	Porosidad media (%)	Perm media (md)	Litología	Diametro de poro(μm)	Radio de Garganta de Poro (μm)
1	32	2000	Arenisca limpia*	50--150	5--10
2	33	1100	Arenisca limpia*	20--50	2--5
3	35	300	Arenisca limpia*	10--20	<2
4	33	7	Limolita lutítica/ arenisca**	<5	<1
5			Lutita***		

*con valor menor al 5% Vlutita
 **10% al 40% Vlutita
 ***más del 40% Vlutita (con base en analisis petrográfico)

La amplia dispersión de los datos de porosidad-permeabilidad (Figura 6.14) refleja cambios en la distribución de tipos de poro (poros con variación de tamaños de cuerpos y gargantas) dentro la zona Tar. Virtualmente todos los poros (más del 95%) en las areniscas son de origen intergranular primario. El número de coordinación (número de gargantas de poro por poro) es uniforme para todos los tipos de poros (aproximadamente 6). La diferencia entre los tipos de poro es el tamaño del cuerpo de poro y el tamaño de las gargantas de poro que interconectan los poros adyacentes (Tabla 6.3). El tamaño de cuerpo y garganta de poro son controlados fundamentalmente por el rango de variación del tamaño de grano de la arena.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

La permeabilidad varía en gran parte como función del tipo de roca en la Zona Tar. Intervalos con valores idénticos de porosidad tienen significativamente valores diferentes de permeabilidad. Se puede ver que la porosidad y permeabilidad están estrechamente relacionadas dentro cada tipo de roca, como se aprecia en la Figura 6.14. Esto confirma el trabajo de Calhoun quien puntualizo que existía una cercana relación entre porosidad y permeabilidad dentro de rocas con una geometría específica de poro.

Se han desarrollado algoritmos que relacionan la porosidad y la permeabilidad para los cuatro tipos de arenisca, con mediciones del análisis rutinario de núcleos (Tabla 6.4). Los algoritmos de Porosidad/Permeabilidad para valores de porosidad mayor a 25% son basados en datos medidos de núcleos. No existen datos para rocas de baja porosidad en esta área. Una simple extrapolación lineal de estos algoritmos, para valores de porosidad baja, resulta en un cálculo de valores excesivamente altos de permeabilidad. Esto es obviamente incorrecto. De esta manera, se ha extrapolado la relación porosidad/permeabilidad para cada tipo de roca a partir de valores de 25% de porosidad con una intercepción a 0% porosidad y 0.1 md de permeabilidad.

No existen mediciones petrofísicas para el tipo de roca 5 (lutita). La permeabilidad ha sido estimada menor a 0.01md con base en mediciones de tamaño de garganta de poro (del análisis directo con microscopio electrónico de barrido).

Tabla 6.4 Relación de porosidad/permeabilidad, Zona Tar.

Tipo de Roca	Algoritmos de Porosidad - Permeabilidad	
1	Si la $\phi \Rightarrow 0.25$ entonces $K = 10^{[(1.100 * \phi) + 2.940]}$	Si la $\phi < 0.25$ entonces $K = 10^{[(16.8 * \phi) - 1]}$
2	Si la $\phi \Rightarrow 0.25$ entonces $K = 10^{[(2.2474 * \phi) + 2.227]}$	Si la $\phi < 0.25$ entonces $K = 10^{[(15.2 * \phi) - 1]}$
3	Si la $\phi \Rightarrow 0.25$ entonces $K = 10^{[(1.697 * \phi) + 1.840]}$	Si la $\phi < 0.25$ entonces $K = 10^{[(12.8 * \phi) - 1]}$
4	Si la $\phi \Rightarrow 0.25$ entonces $K = 10^{[(0.746 * \phi) + 0.526]}$	Si la $\phi < 0.25$ entonces $K = 10^{[(6.8 * \phi) - 1]}$
5	Si el tipo de roca es el 5 entonces $K = 0.01$	

6.2.4.3 Identificación del tipo de roca

Los tipos de roca 1 a 4 fueron identificados utilizando una grafica cruzada de densidad aparente de grano (RHOMaa) contra el logaritmo del valor absoluto de la separación entre la resistividad de la zona lavada (Rxo) y la resistividad de la zona no invadida (Rt) (Figuras 6.15 y 6.16).

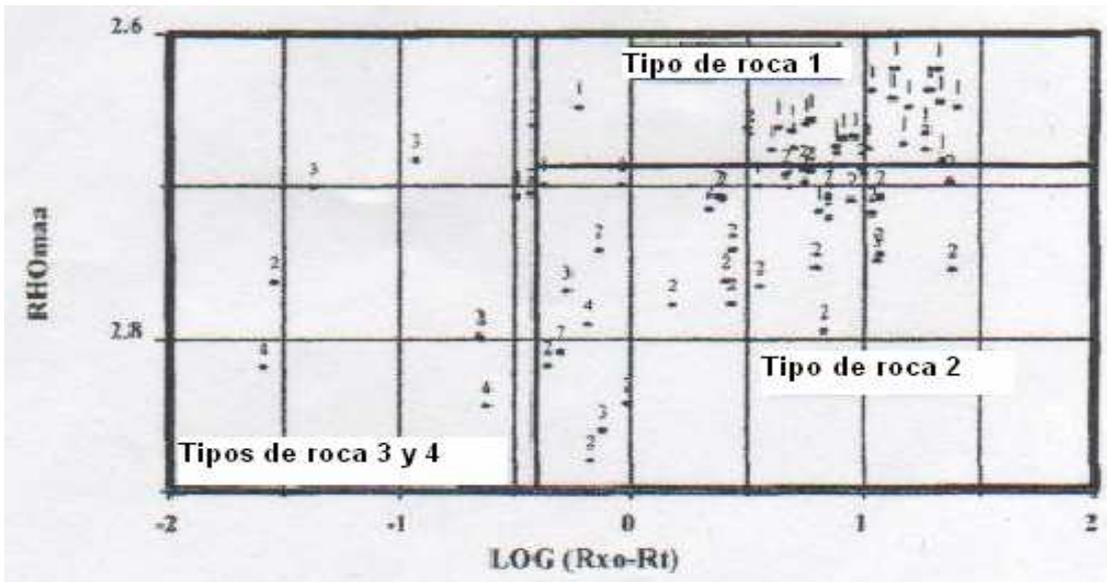


Figura 6.15 Discriminación de los tipos de roca 1 y 2 de 3 y 4.

El tipo de roca 5 (lutita) es identificado usando el registro de rayos gama (más de 37 °API unidades de rayos gama representan lutitas con base en una descripción macroscópica de núcleos). Debido a esto los tipos de roca pueden ser identificados, pie por pie, en todos los pozos con un suficiente juego de registros.

6.2.4.4 Cálculo del volumen de lutita

Los registros indicadores de lutita se calibraron a valores verdaderos de lutita medidos en análisis petrográfico, ver “rock calibrated” en la Figura 6.13. Esto es un procedimiento analítico muy importante en la interpretación petrofísica de esas arenas (y en cualquier arena con mineralogía/litología compleja) debido a que los registros son afectados por componentes no lutíticos: granos de arena radiactivos (feldespatos, micas y fragmentos de roca metamórfica); minerales pesados (siderita y pirita); y granos con alto contenido de hidrógeno (fragmentos de roca ígnea y metamórfica alterados).

Uno de los más grandes problemas en la Zona Tar, es que las técnicas de interpretación tradicionales de registros proporcionan un promedio de volumen de lutita (Vshale) de 17 % en areniscas productoras, ver la etiqueta “scaled” en la Figura 6.13. Este es un error significativo porque las arenas limpias (tipos de roca 1,2 y 3) contienen menos del 1% de volumen de lutita, con base en mediciones directas en las muestras de roca.

Para este estudio se calibraron todos los indicadores de lutita en registros con los resultados del análisis petrográfico en pozos nucleados (estos indicadores incluyen rayos gama, RHOmaa, PHIN y separación neutrón-densidad). Un algoritmo compuesto se desarrolló para que con base en registros, se determine el volumen de lutita. El algoritmo de corrección del volumen de lutita, desarrollado en pozos nucleados, es aplicado a todos los pozos en el campo debido a que granos de arena radiactiva ocurren a través del intervalo del yacimiento. Adicionalmente hay correcciones por efectos de capas delgadas utilizando

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

descripciones macroscópicas de núcleos y el logaritmo de los valores absolutos de separación entre R_{xo} y R_t contra porosidad neutrón, como se muestra en la Figura 6.16.

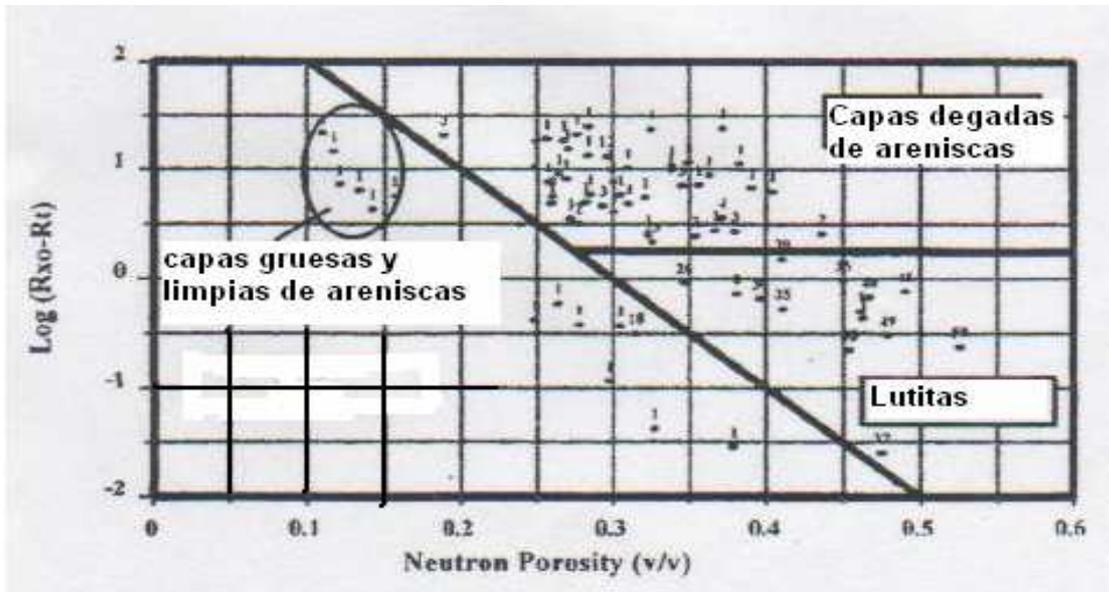


Figura 6.16 Determinación de la litología (números = $V_{\text{shale}} \%$).

6.2.4.5 Predicción de la permeabilidad

La permeabilidad es una función de la porosidad y tipo de roca. Puesto que el tipo de roca y porosidad puede ser determinado utilizando respuestas de registros de pozo, la permeabilidad puede ser pronosticada utilizando únicamente las respuestas de los registros de pozo. Esto posibilita que se establezca un perfil vertical de capas con base en tipo de roca y permeabilidad en pozos nucleados y no nucleados, ver Figura 6.13.

6.2.4.6 Unidades de flujo hidráulico

Son identificadas con base en la distribución del tipo de roca (cada tipo de roca representa una unidad de flujo diferente). La evaluación de estos datos muestra que los tipos de roca no son distribuidos al azar. Los principales tipos de roca (1 y 2) ocurren en una asociación cercana y alternada una con otra. Las rocas con menor calidad (3, 4 y 5) tienden a ocurrir juntas y alternando entre ellas. Hay una relación directa entre el tipo de roca y potencial de productibilidad. La arena de mayor calidad en el Campo Wilmington (arena D, Figura 6.13) consiste predominantemente del tipo de roca 1 con un menor espesor neto del tipo de roca 2. El espesor neto de cada tipo de roca es determinado para cada pozo y cada zona.

6.2.4.7 Conclusiones

1.- La medición de parámetros geométricos de poro, permite una mejor predicción de la permeabilidad y su distribución a partir de registros de cable en intervalos parcialmente nucleados, y en intervalos adyacentes no nucleados y pozos adyacentes no nucleados. Esto mejora la predicción de la calidad del yacimiento en intervalos no nucleados, para mejorar terminaciones y decisiones de recuperación mejorada.

2.- Detallar atributos geométricos de poro permite realizar una definición de unidades de flujo hidráulico. Estos atributos pueden ser relacionados a respuestas de registros, y de esta manera se puede desarrollar un campo extenso, con base a estos registros.

3.- Los registros y núcleos existentes pueden ser usados para desarrollar modelos predictivos de permeabilidad y comportamiento de pozos, con base en geometría de poro. Lo que permite planear óptimamente proyectos de desarrollo de campos.

4.- Los patrones uniformes de espaciamiento de pozos, en yacimientos heterogéneos, no son prudentes debido a la existencia de variaciones areales significativas en permeabilidad.

5.- La metodología de caracterización de yacimientos utilizada en este estudio puede ser usada en yacimientos de muy diversas litologías y calidad. Esto permite identificar áreas del yacimiento caracterizadas por:

- Altos valores de porosidad, permeabilidad y saturación.
- Secuencias gruesas de rocas potencialmente productoras.
- Segmentación.

6.- La técnica utiliza datos existentes y puede eliminar la necesidad de “evaluar pozos”. En algunos yacimientos se puede reducir el número de pozos requeridos para pruebas, minimizando las pérdidas de producción que ocurren cuando los pozos son cerrados con propósitos de pruebas y así también se minimizan costos.

6.2.5 Caracterización de las unidades de flujo de un yacimiento carbonatado de plataforma somera: Unidad Norte Robertson, al Oeste de Texas.

Un modelo se desarrolló para un yacimiento carbonatado heterogéneo, basado fundamentalmente en la medición de parámetros geométricos de poro. El modelado del yacimiento a nivel de poro resulta en una mejor aproximación en la predicción de los tipos de roca, permeabilidad e identificación de unidades de flujo. Los atributos geométricos de poro son integrados con datos de registros, para permitir:

- 1) Identificación de intervalos de roca con diferentes características capilares, con base en registros de pozos.
- 2) Predicción de la permeabilidad con base en registros, para toda la amplitud del campo.

Doce unidades de flujo hidráulico son identificadas a través de la integración de datos correspondientes a la distribución del tipo de roca y ambientes de depositación. Mapas de espesor de permeabilidad (kH), para cada unidad de flujo, revelan significativo seccionamiento estratigráfico. Futuras perforaciones de desarrollo utilizando patrones uniformes de espaciamiento de pozos no son apropiadas. La localización y diseño de patrones de perforación de pozos de relleno, deberían ser un objetivo geológico, para desarrollar un campo de manera rentable.

Este estudio se enfoca en la utilización de atributos geométricos de poro para predecir permeabilidad y definir unidades de flujo hidráulico en un yacimiento carbonatado de plataforma somera, (CPS), heterogéneo y maduro. El propósito de este estudio fue identificar y trazar un mapa de las unidades de flujo hidráulico individuales para auxiliar en la determinación del potencial para continuar con perforaciones de desarrollo. El estudio fue desarrollado ya que el problema, en este tipo de yacimientos, es la baja eficiencia de recuperación a nivel mundial. Los yacimientos CPS comparten un número de características comunes, incluyendo:

- 1.- Un alto grado de heterogeneidad areal y vertical y relativamente baja porosidad y baja permeabilidad.
- 2.- Seccionamiento del yacimiento, resultando en una pobre continuidad vertical y lateral de las unidades de flujo del yacimiento y pobre eficiencia de barrido.
- 3.- Un pobre balance entre gastos de inyección y producción, y ruptura o surgimiento temprano de agua en ciertas áreas del yacimiento, lo que indica pobre presión y comunicación del fluido y limitada represurización.
- 4.- La porosidad y saturación de fluidos determinadas del análisis de registros no reflejan con precisión la calidad y comportamiento del yacimiento.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

5.-Muchos pozos de inyección y producción no son óptimamente terminados considerando las ubicaciones de perforación, y el tratamiento de simulación puede ser inadecuado para prácticas óptimas de producción e inyección.

La Unidad Norte Robertson muestra todas las características anteriores.

6.2.5.1 Unidad Norte Robertson (NRU)

La unidad cubre 5 633 acres (22.8 km²), tenía 259 pozos con patrones de 40 acres y arreglos de 5 pozos para inyección de agua con un espaciado nominal de 20 acres. El campo estuvo en producción primaria de 1954 a 1987 y existe producción secundaria con inyección de agua desde 1987. En 1996, el campo tenía 144 pozos produciendo, 109 pozos de inyección y 6 pozos que suministraban agua. El objetivo de este estudio fue identificar las áreas de la unidad con el mejor potencial para adicionar perforaciones de relleno.

La NRU se localiza en el condado Gaines, al Oeste de Texas en la margen noreste de la plataforma central de la cuenca, el mapa de localización se muestra en la Figura 6.17. El intervalo del yacimiento es grueso (1400 pies ó 427 m). Más del 90% del intervalo tiene una litología uniforme (dolomía), pero es caracterizado por una estructura de poro compleja que resulta en una considerable estratificación vertical. El yacimiento es caracterizado por intervalos productores discontinuos y altas saturaciones de aceite residual (35% a 60%). El problema más importante en el campo es que la porosidad y saturación determinadas de registros, no reflejan con aproximación la calidad y comportamiento del yacimiento.

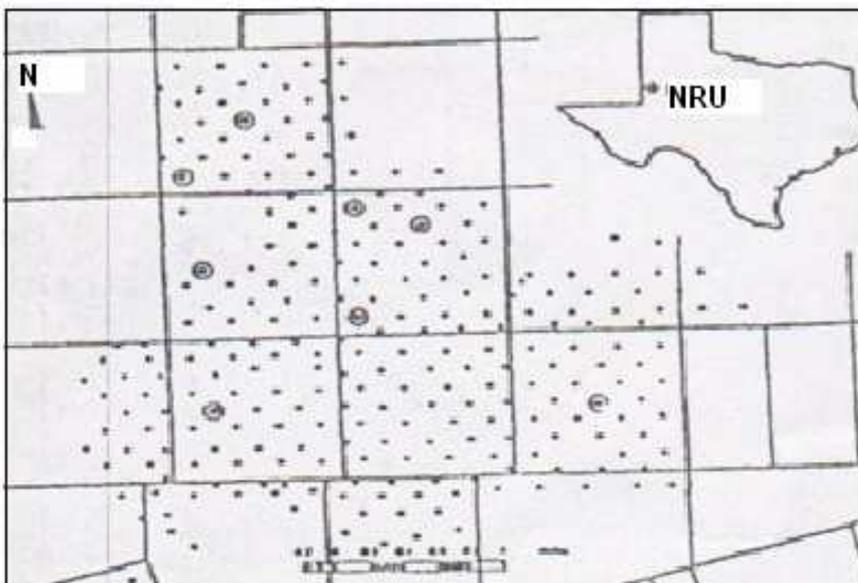


Figura 6.17 Mapa de localización. Los círculos son pozos nucleados.

6.2.5.2 Metodología.

Las técnicas utilizadas para la descripción de yacimientos deben cumplir con tres requisitos básicos, para ser de valor en un campo maduro y heterogéneo:

1.- Las unidades de flujo deben ser identificadas fácilmente utilizando registros debido a que pocos pozos tienen núcleos. De esta manera, la descripción fundamental del yacimiento debe estar basada en registros. Sin embargo, debido a que los valores de porosidad y saturación derivados del análisis rutinario de registros no identifican con precisión la roca productora en la NRU, es necesario desarrollar un modelo de registro que permita la predicción de otros parámetros de productibilidad, en este caso la permeabilidad.

2.- Utilizar únicamente la base de datos existente (sin la perforación de nuevos pozos para auxiliar la descripción del yacimiento). La base de datos existente consiste de núcleos convencionales de 8 pozos y 120 pozos con un juego relativamente completo de registros (Rayos gama (GR), Factor fotoeléctrico (PEF), densidad de formación (RHOB), Porosidad neutrón (PHIN) y doble laterolog (LI)).

3.- El modelo del yacimiento debe ser numérico.

La determinación exacta de las características del cuerpo de poro y garganta de poro es de fundamental importancia debido a que el desplazamiento de hidrocarburos es controlado a nivel de poro. Por lo tanto, el modelado del yacimiento debería comenzar a nivel de poro. En este estudio, el análisis cuantitativo de la geometría de poro es utilizado para desarrollar el perfil vertical de las capas del yacimiento (segmentación vertical). La integración con datos depositacionales y diagenéticos del análisis geológico permite la determinación de la compartimentación areal y distribución de la permeabilidad en el yacimiento.

Idealmente, los modelos de yacimiento deberían mostrar la distribución de unidades de flujo hidráulico y los límites de las capas simuladas deberían coincidir con los límites de las unidades hidráulicas. Una unidad de flujo hidráulico (HFU) es un intervalo de roca caracterizada por:

1.- Suficiente espesor y extensión areal para ser reconocido, en registros y representarse en mapas a través del campo.

2.- Promedios similares de las propiedades de roca que influyen en el flujo de fluidos.

3.- Todos los fluidos en comunicación hidrodinámica.

Esta caracterización geológica/petrofísica de la NRU involucra las siguientes técnicas:

a. Desarrollo de un modelo depositacional/diagenético.

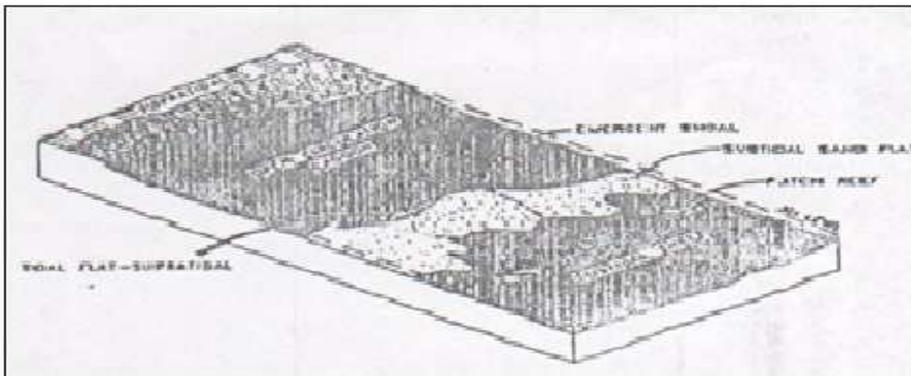
b. Definición de los tipos de roca con base en la geometría de poro y utilización del modelo roca/registro.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

- c. Extensión del tipo de roca definido con el modelo roca/registro para pozos no nucleados.
- d. Definición de las unidades de flujo y barreras de flujo.
- e. Trazado de mapas de los parámetros del yacimiento y tipo de roca para cada unidad de flujo.

6.2.5.3 Modelo deposicional/diagenético.

Los carbonatos Pérmicos en la NRU fueron depositados en varios ambientes relacionados a líneas de costa con bajos relieves y plataformas marinas someras, como se observa en la Figura 6.18. Pequeñas fluctuaciones verticales en el nivel del mar (unos pocos pies) causaron migración lateral significativa de facies debido a la falta de relieve vertical (<0.5 pie/milla). Esto resultó en apilamiento vertical rápido y alternación de depósitos de ambientes diferentes (facies). En algún tiempo dado, las porciones más hacia al mar (de más alta energía) del complejo deposicional fueron depositadas en la porción noreste de la unidad, mientras las porciones orientadas hacia tierra (de menor energía) fueron depositadas en la porción suroeste de la unidad.



6.18 Ambientes generalizados de deposición. Unidad Norte Robertson.

La dolomitización post-depositacional resultó en:

1. Una significativa “confusión” de los límites de las facies, pero esto no erradicó totalmente el perfil establecido al tiempo de deposición.
2. Reducción de la porosidad y permeabilidad originales, y
3. Modificación de la geometría de poro original.

En la Figura 6.19 muestra que debido a la modificación diagenética de la estructura de poro, no es obvia la relación entre porosidad y permeabilidad. No es posible predecir la permeabilidad con algún grado aceptable de aproximación dada una porosidad conocida. Por lo tanto, la identificación de intervalos potencialmente productores con base en

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

registros es difícil. Las relaciones complejas entre porosidad y permeabilidad no están confinadas a la NRU: son comunes en la mayoría de los yacimientos carbonatados debido a que la mayoría de las rocas carbonatadas han sufrido una significativa diagénesis.

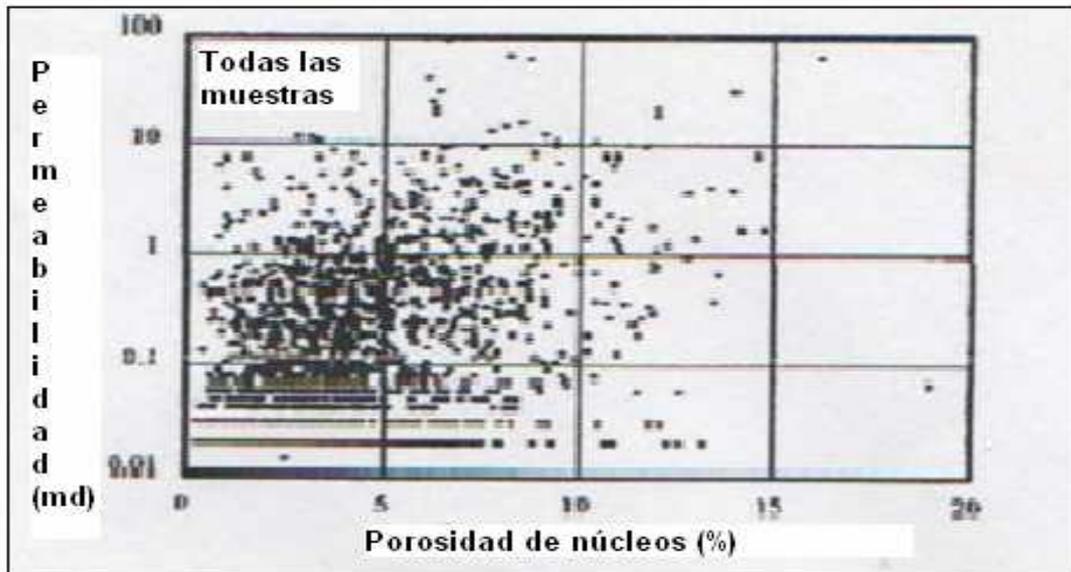


Figura 6.19 Porosidad vs permeabilidad. Todos los núcleos muestreados.

Un método utilizado en muchos estudios de yacimiento para resolver este problema es el relacionar porosidad y permeabilidad al ambiente de depositación. En la NRU, no hay relación entre porosidad, permeabilidad y ambiente depositación (ver Figura 6.20). Diferentes ambientes tienen rangos similares de porosidad y permeabilidad. Esto no es sorprendente. Los carbonatos sufren una significativa alteración diagénica de la geometría de poro en todos los ambientes, por eso no existe una relación fundamental entre ambiente depositacional y permeabilidad. Este problema es común en muchos yacimientos alterados por la diagénesis.

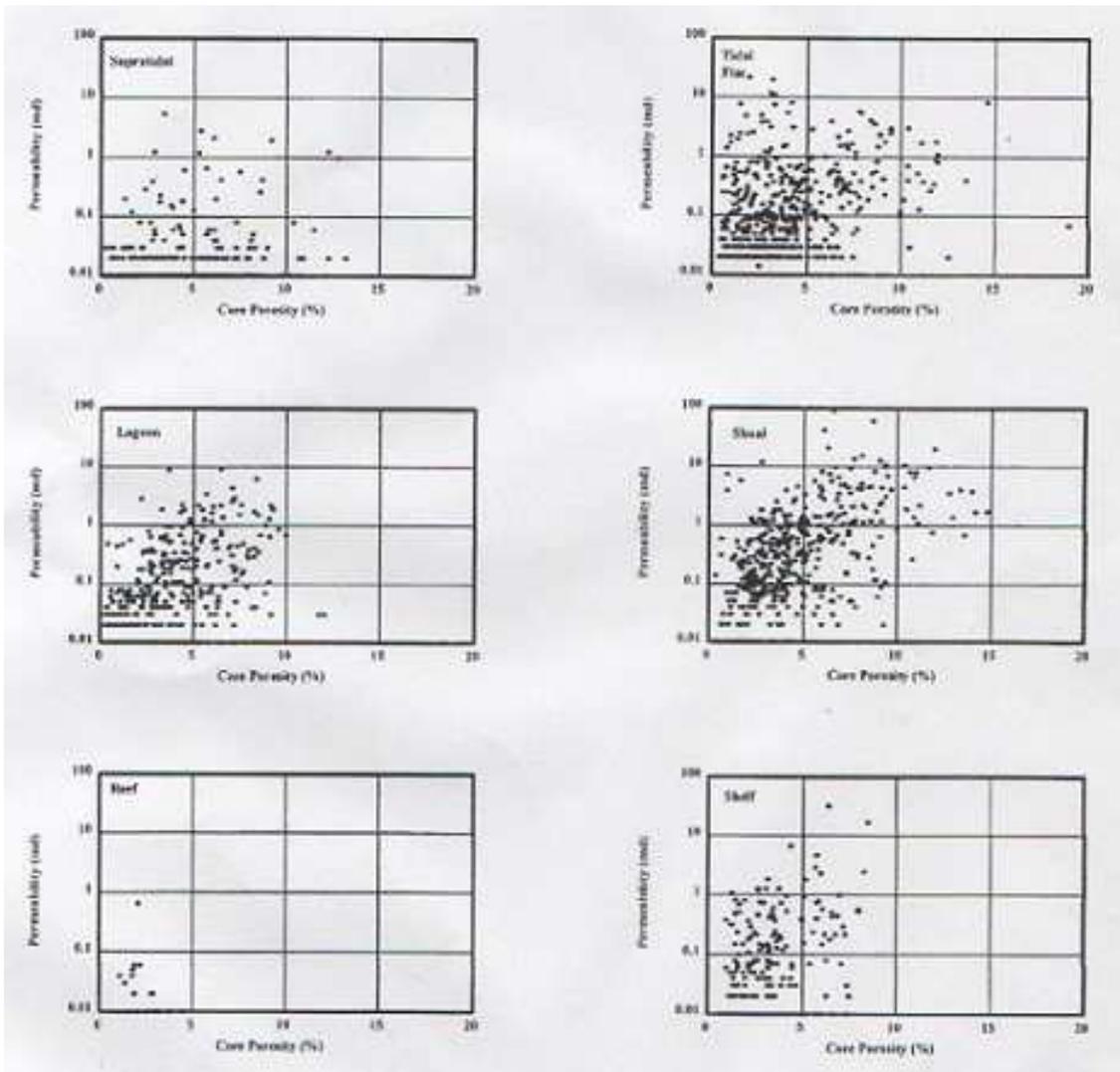


Figura 6.20 Porosidad y permeabilidad para los principales ambientes de depósito (arrecife, laguna, etc.).

La mayoría de las caracterizaciones geológicas de yacimiento son roca orientada: acentúan ambientes de depósito y litología. Sin embargo, los modelos útiles de yacimientos son dependientes del sistema poroso. Por tanto, en rocas con estructura porosa compleja, es necesario describir el yacimiento en términos de la geometría de poro en vez de las características de los componentes sólidos del yacimiento (basados en ambientes o litología).

6.2.5.4 Modelado de la geometría de poro.

El análisis de la geometría de poro y la integración de estos datos con los de registros permiten que la caracterización de todo el yacimiento sea un sistema de poro orientado. El análisis de geometría de poro involucra la identificación de tipos de poro y tipos de roca.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Tipos de poro

La determinación de los tipos de poro en un yacimiento requiere del uso de muestras de roca (núcleos convencionales, y de pared cortados con barrena y recortes en condiciones favorables). Los tipos de poro son clasificados en términos de los siguientes parámetros:

- a) Tamaño y forma del cuerpo de poro. Se determinan mediante un análisis de imagen del sistema poroso en el microscopio electrónico de barrido (SEM).
- b) Tamaño de la garganta de poro. Se determina a través de un análisis de presión capilar y análisis SEM de la distribución de poros.
- c) Relación de aspecto. La razón del cuerpo de poro y tamaño de garganta de poro. Esto es un control fundamental en el desplazamiento de hidrocarburos.
- d) Número de coordinación: El número de gargantas de poro que intersecta o llega a cada poro.
- e) Arreglo de poro: La distribución detallada de poros dentro una muestra se determina con una sección delgada y el análisis SEM.

Estos parámetros son combinados para proporcionar una clasificación de varios tipos de poro en estas rocas, tal y como se muestra en la Tabla 6.5. Los tipos de poro son identificados en cada muestra de núcleo (350 muestras en este caso). Comúnmente, cada muestra (1 pulgada de diámetro) contiene diferentes tipos de poro. Por lo tanto es necesario agrupar tipos de poro dentro los tipos de roca.

Tabla 6.5 Clasificación de los tipos de poro, NRU.

CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE PORO, NRU						
Tipo de Poro	Tamaño (μm)	Forma	Número de Coordinación	Relación de Aspecto	Arreglo de Poro	Descripción Geologica
A	30 -- 100	Triangular	3 -- 6	50 -- 100 a 1	Interconectado	Interpartícula primaria
B	60 -- 120	Irregular	< 3	200 a 1	Aislado	Moldes de conchas y vóculos
C	30 -- 60	Irregular	< 3	100 a 1	Aislado	Moldes de conchas y vóculos
D	15 -- 30	Poliedral	6	< 50 a 1	Interconectado	intercristalino
E	5 -- 15	Poliedral	6	< 30 a 1	Interconectado	intercristalino
F	3 -- 5	Tetraedral	6	< 20 a 1	Interconectado	intercristalino
G	< 3	aplanado	1	1 a 1	Interconectado	Poros aplanados Y poros intercristalinos

Tipos de roca

Un tipo de roca es un intervalo de roca caracterizado por una única estructura de poro. En este caso, ocho tipos de roca fueron identificados, con base en la abundancia volumétrica relativa de cada tipo de poro, los cuales se muestran de manera grafica en la Figura 6.21. Cada tipo de roca es caracterizado por un ensamblaje particular de tipos de poro. Por ejemplo, el tipo de roca 1 es dominado por el tipo de poro A, mientras que el tipo de roca 2 contiene pocos poros del tipo A y es dominada por los tipos de poro B y C. La identificación de los tipos de roca es de fundamental importancia debido a que la porosidad y permeabilidad están relacionadas dentro una estructura de poro específica.

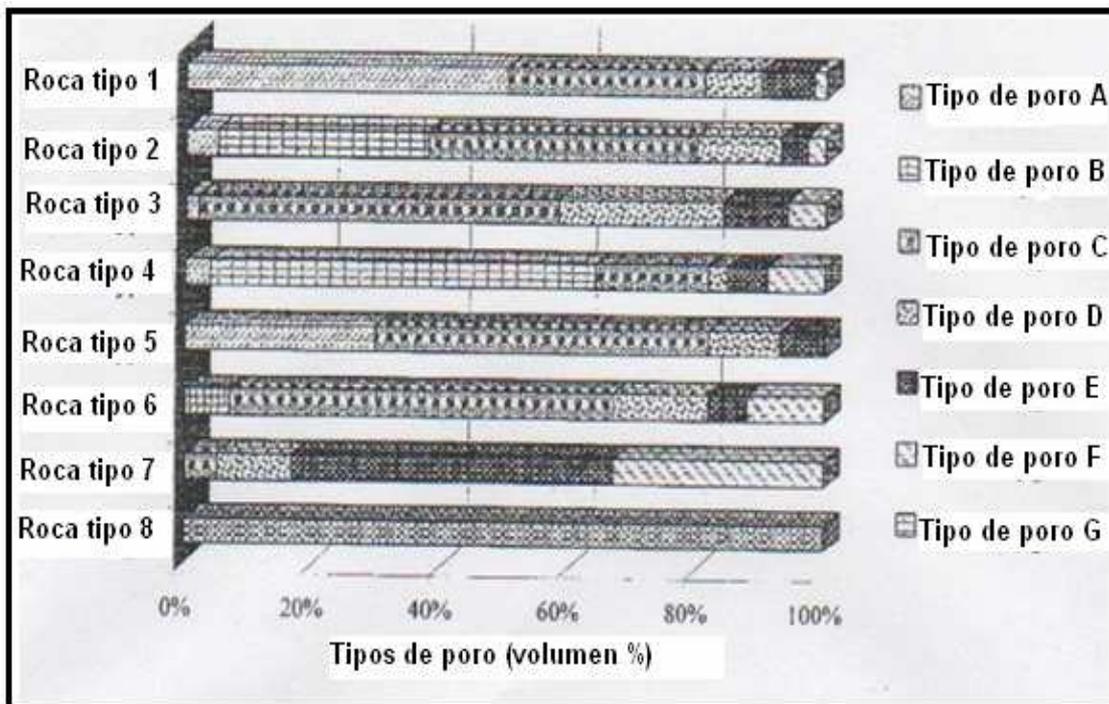


Figura 6.21 Proporciones volumétricas de los tipos de poro en cada tipo de roca.

6.2.5.5 Relación porosidad/permeabilidad

En la NRU, la relación básica entre porosidad y permeabilidad muestra un considerable grado de dispersión (hay gran variación en la magnitud de permeabilidad para un valor dado de porosidad). Sin embargo, la porosidad y permeabilidad están estrechamente relacionadas para cada tipo de roca, como se ve en la Figura 6.22. Ecuaciones de regresión son desarrolladas para cada tipo de roca para definir cuantitativamente cada relación. Estas son utilizadas en la predicción de permeabilidad (la permeabilidad es una función de la porosidad y del tipo de roca).

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

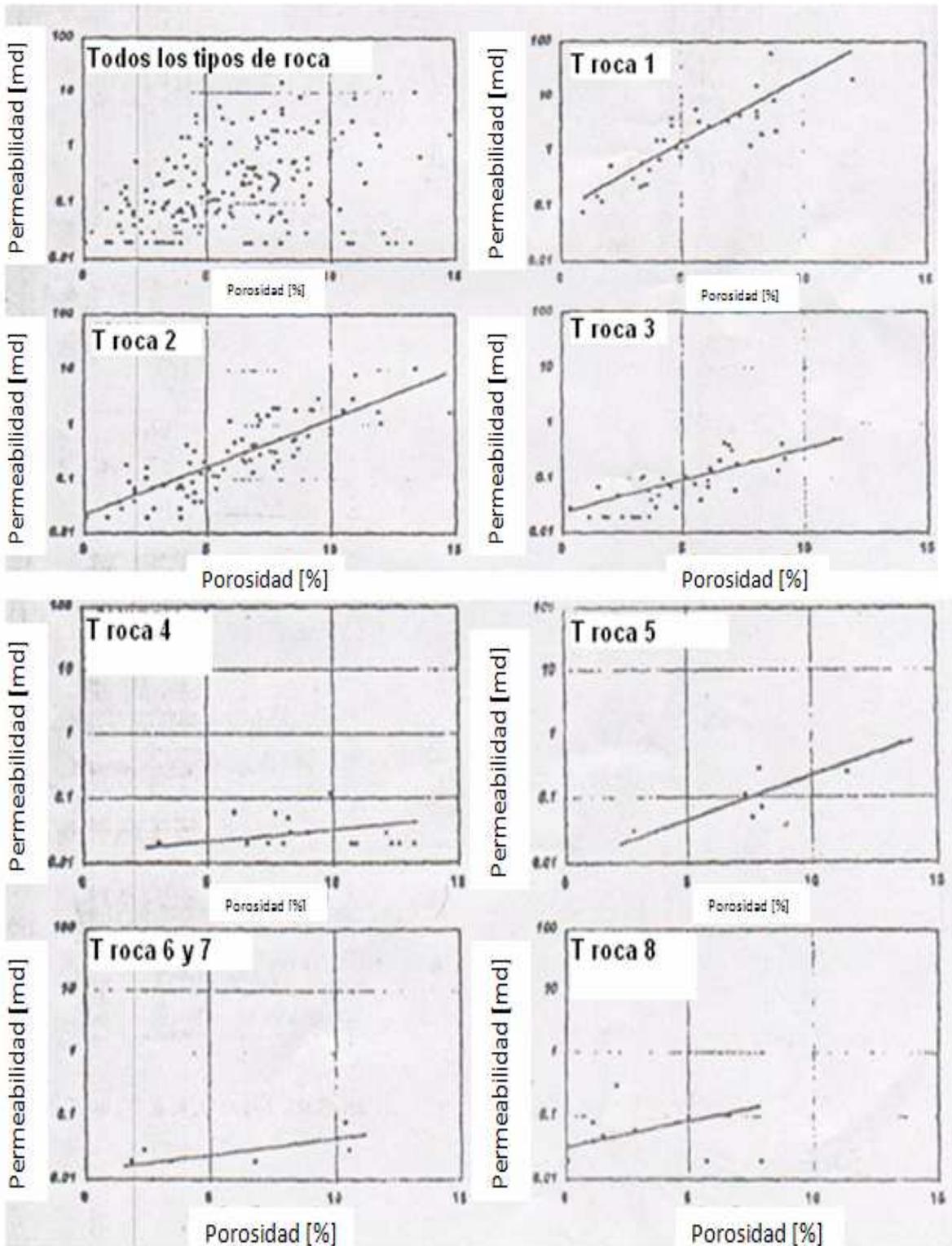


Figura 6.22 Se muestran las graficas de porosidad y permeabilidad por tipo de roca (obtenidas de núcleos). Todos los tipos de roca fueron utilizados en el análisis geométrico de poro.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Las pendientes de las líneas individuales de regresión varían entre tipos de roca. Esto demuestra la bien conocida independencia de cuerpo de poro y tamaño de garganta de poro. Algunos métodos de clasificación de unidades de flujo asumen una relación constante entre el tamaño de cuerpo del poro y la garganta de poro. Esto es lamentable porque en los esquemas de clasificación las pendientes de las líneas de regresión son idénticas para cada tipo de roca, una característica inusual en rocas con sistemas porosos complejos.

Valores promedio de porosidad y permeabilidad son dados para cada tipo de roca en la Tabla 6.6. Las rocas con porosidad más alta, en la NRU, no tienen las permeabilidades más altas. Las principales rocas productoras en el campo son los tipos 1 y 2. Las cuales tienen significativamente menores valores de porosidad que la roca de tipo 4. Esto tiene implicaciones importantes en términos de selección de zonas para perforar. Obviamente, las zonas con más altas porosidades no deberían ser los principales objetivos en este campo.

Tabla 6.6 Porosidad, permeabilidad y litología por tipo de roca.

Porosidad, Permeabilidad y Litología por tipo de roca			
Tipo de roca	ϕ media (%)	K media (mD)	Litología
1	4.0	0.70	Dolomía
2	5.6	0.15	Dolomía
3	3.5	0.39	Dolomía
4	7.5	0.01	Dolomía
5	5.8	0.40	caliza
6	1.0	<0.01	Dolomía (anidráulica)
7	2.3	<0.01	limolita
8	xxx	xxx	Lutita y dolomía

La validez de los tipos de roca determinados geológicamente (Figura 6.21) ha sido evaluada a través del análisis de presión capilar con inyección de mercurio. Los resultados muestran diferencias entre los tipos de roca en términos de características capilares medidas, los resultados obtenidos se presentan en la Figura 6.23 y en la Tabla 6.7. Tales controles cruzados permiten la validación independiente de la clasificación geométrica de poro de los tipos de roca.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

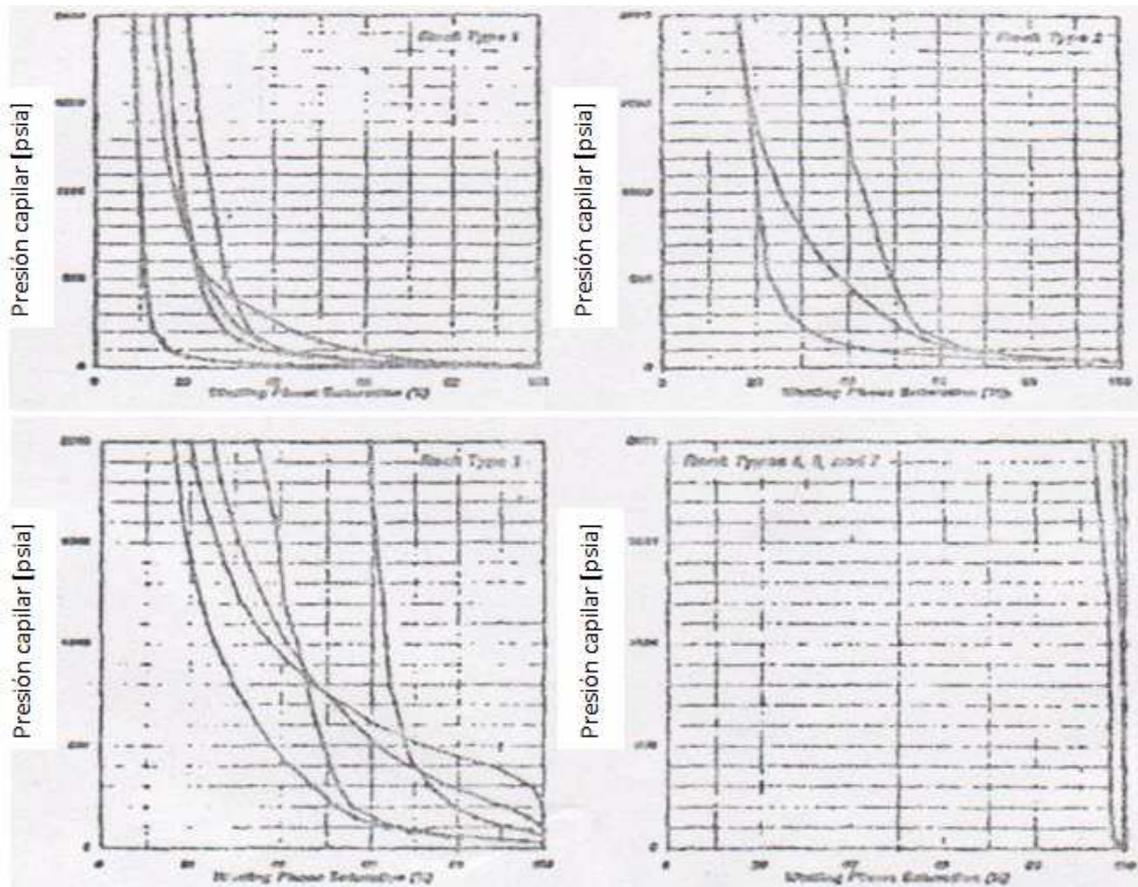


Figura 6.23 Curvas de presión capilar por tipo de roca.

Tabla 6.7 Características capilares por tipo de roca con base en inyección de Hg.

Tipo de roca	Radio de GP (μm)	PD (Psig)	PI (Hg>500 psia) %
1	7.6--53.3	2--10	8.2--29.6
2	2.7--3.6	30--40	23.1--49.5
3	0.4--1.3	80--300	61.6--72.3
4*	1.8	60	88
5	1.1--1.8	60--150	21.7--57.2
6*	0.1	800	100

GP = Garganta de Poro PD = Presión de desplazamiento
 * Solo una medición PI = Porosidad Inefectiva

6.2.5.6 Modelo Registro/Roca

El análisis de geometría de poro revela que ocho tipos de roca ocurren en la NRU: seis de los tipos de roca son dolomía, uno es caliza, y otro es lutita. Los tipos de roca individuales pueden ser reconocidos utilizando valores específicos de corte con base en análisis de respuestas de registros normalizados y corregidos ambientalmente y comparación con los tipos de roca determinados con base en núcleos.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

El modelo registro-roca fue primero desarrollado para 5 pozos nucleados únicamente. Subsecuentemente, el modelo fue extendido a los 3 pozos nucleados restantes. La evaluación de los intervalos nucleados muestra una discriminación exitosa (>80%) de cada uno de los principales tipos de roca (del 1 al 4) a pesar del hecho de que los pozos fueron registrados por diferentes compañías en diferentes tiempos. Una mala identificación del tipo de roca 1 resulta en la identificación del tipo de roca 2, mientras una mala identificación del tipo de roca 2 resulta en la identificación del tipo de roca 1. Así, no hay una identificación errónea significativa de los tipos de roca dominantes por los registros en los intervalos nucleados. El modelo fue extendido para todos los pozos con suficientes juegos de registros en el campo (120 pozos en la NRU). Algoritmos específicos permiten la identificación de tipos de roca, pie por pie, en cada pozo.

Como se ha mostrado anteriormente en la Figura 6.22, la permeabilidad es una función del tipo de roca y porosidad. El tipo de roca y porosidad pueden determinarse solo de las respuestas de registros de pozos. Esto permite el desarrollo de un perfil vertical de capas en base al tipo de roca y permeabilidad en pozos nucleados y no nucleados. El modelo de yacimiento resultante es así numérico y basado en registros.

6.2.5.7 Unidades de flujo hidráulico

Las unidades de flujo hidráulico (HFU) son identificadas con base en la integración de datos relacionados a la distribución de los tipos de roca, propiedades petrofísicas (particularmente permeabilidad y saturación de fluidos) y facies depositacionales. La evaluación de estos datos de 120 pozos muestra que los tipos de roca no están distribuidos al azar. Las principales rocas del yacimiento (tipos 1 y 2) generalmente ocurren en una asociación cercana y alternan con rocas de más baja calidad (tipos de rocas 3, 4, 6, 7 y 8). La correlación de los tipos de roca entre pozos muestra un perfil de capas en el cual 12 distintas capas (unidades de flujo hidráulico) son distinguidas en la NRU (Figura 6.24). La correlación fue auxiliada por un conocimiento de la distribución de los ambientes depositacionales, debido a que hay una relación general entre ambiente depositacional y tipo de roca. Los tipos de roca 1 y 2 son más comunes en depósitos de alta energía. Los tipos 3 y 4 son comunes en depósitos de baja energía.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

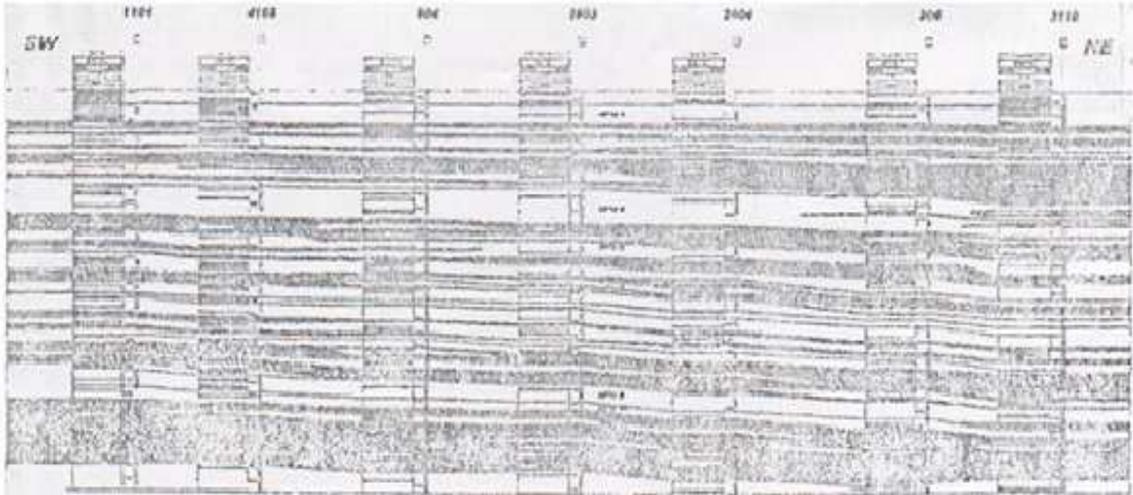


Figura 6.24 Sección transversal de la NRU mostrando la distribución de las unidades de flujo hidráulico. Las zonas oscuras son los tipos de roca 1 y 2. Las zonas claras son los tipos de roca 3, 4, 6, 7 y 8.

Se prepararon mapas de las unidades de flujo hidráulico para ilustrar la distribución de importantes parámetros petrofísicos, tal y como se muestra en la Figura 6.25. La distribución de los principales tipos de roca para cada unidad de flujo hidráulico es también mapeada, en la Figura 6.26. Esto permite una rápida identificación de áreas del campo dominadas por rocas de alta o baja calidad.

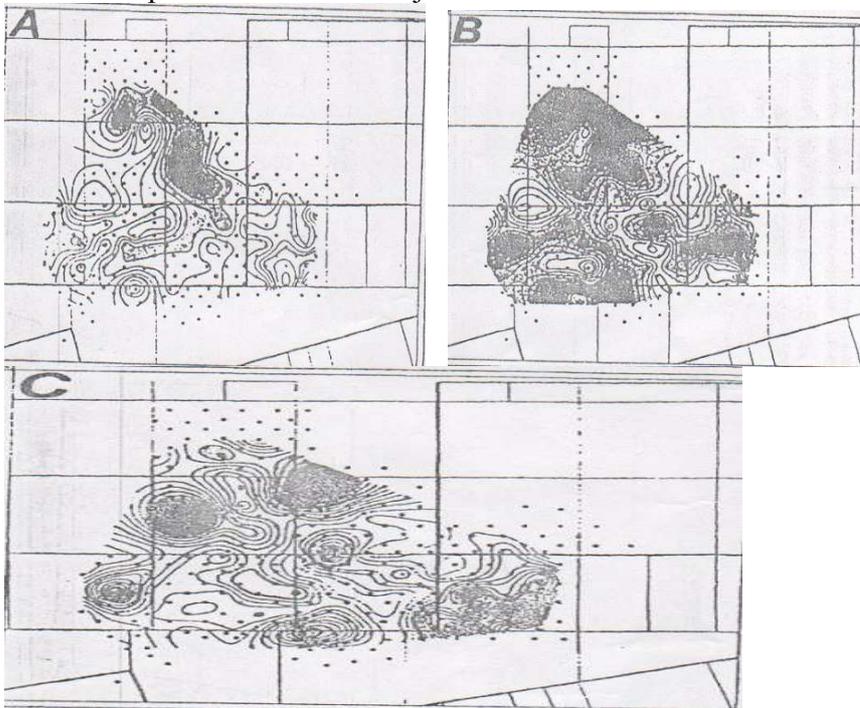


Figura 6.25 Mapa de las HFU mostrando diferentes distribuciones A) espesor B) porosidad x espesor C) permeabilidad x espesor. Nota: las áreas oscuras tienen valores más altos que las áreas claras.

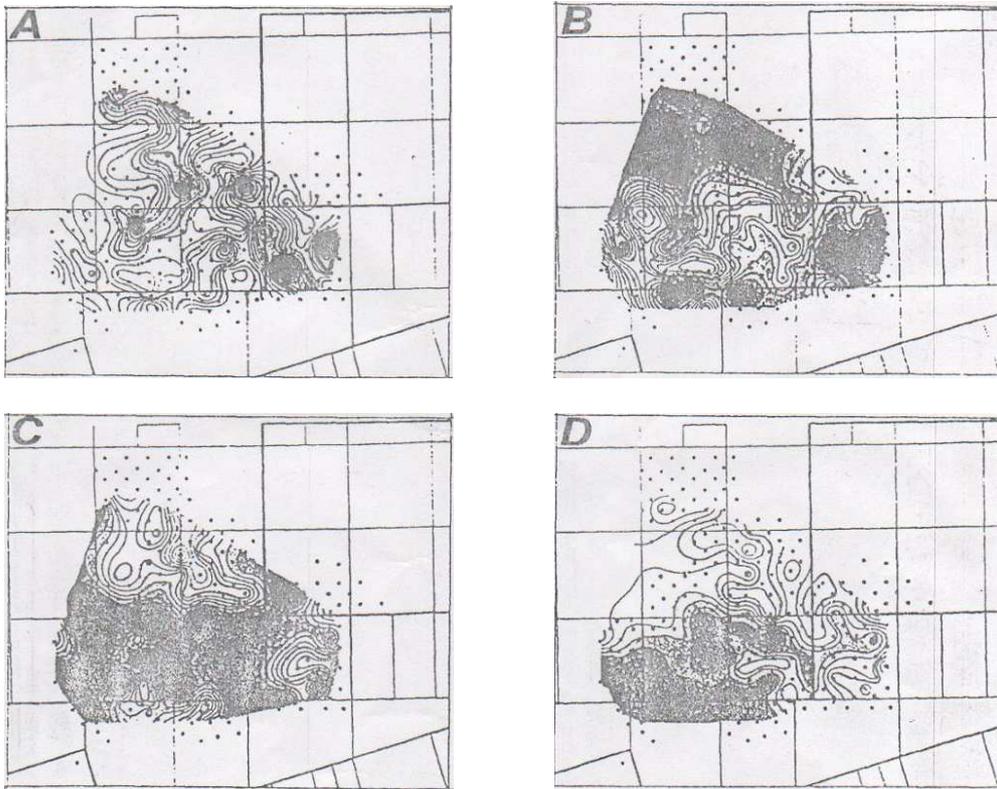


Figura 6.26 Mapa de las HFU mostrando distribución de: A) Tipo de roca 1, B) Tipo de roca 2, C) Tipo de roca 3, y D) Tipo de roca 4.

Hay una tendencia general, en la NRU, de las rocas de mayor calidad (tipos 1 y 2) para ocurrir en cinturones discretos en la parte NE de la unidad mientras rocas de más baja calidad (tipos 3 y 4) ocurren en las porciones SW de la unidad. Dentro esta tendencia general, existen perturbaciones en la distribución de permeabilidad. Estas perturbaciones son importantes porque resultan en la segmentación del yacimiento. No existen fallas en la NRU. La segmentación es totalmente estratigráfica. Es el resultado de variaciones areales en la distribución individual de tipos de roca

Es obvio que perforaciones de relleno uniformes no son prudentes ni justificadas debido a la segmentación estratigráfica y a la distribución irregular de permeabilidad de este yacimiento.

6.2.5.8 Conclusiones

1.- La medición de parámetros geométricos de poro, permite mejorar la predicción de la permeabilidad y distribución de la misma, a partir de registros de cable en intervalos parcialmente nucleados, en intervalos adyacentes no nucleados y pozos adyacentes no nucleados. Esto mejora la predicción de la calidad del yacimiento en intervalos no nucleados para mejorar terminaciones y decisiones EOR.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

2.- Los atributos geométricos de poro permiten la definición de unidades de flujo hidráulico. Estos atributos pueden ser relacionados a respuestas de registro para así permitir el desarrollo de un modelo de todo el yacimiento basado en registros de pozos.

3.- Patrones de espaciamiento uniforme de pozos en yacimientos heterogéneos no son prudentes debido a la existencia de variaciones areales significativas en permeabilidad.

4.- La metodología de caracterización de yacimiento utilizada, permite la identificación de áreas del yacimiento caracterizadas por:

- a) Altos valores de porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos
- b) Secuencias gruesas de roca potencialmente productora y
- c) Segmentación estratigráfica.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el Capítulo I se presentan definiciones y conceptos de los procesos que se llevan a cabo para la formación de las rocas sedimentarias clásticas y con ello ayudan a comprender el origen que tienen éstas. Lo anterior resulta muy útil porque para saber qué propiedades tienen este tipo de rocas, es necesario conocer el origen que tienen las mismas. Además, se proporcionan conceptos de propiedades petrofísicas que resultan muy útiles para el análisis que se hace en los capítulos posteriores. Se dan a conocer conceptos que son indispensables para la mayor comprensión del trabajo realizado. La mayor recomendación es, que la información que se presenta en este capítulo es indispensable para la carrera de Ingeniería Petrolera y se debe tener presente para que se tenga conocimiento básico en el ámbito de yacimientos, pero no sólo en esta área es importante ya que la Ingeniería Petrolera es una sinergia de todas las partes involucradas y que comprenden ésta.

El desarrollo del Capítulo II obedeció a la necesidad de escudriñar los factores que determinan el tamaño de grano y tamaño de poro en las rocas sedimentarias (detríticas), debido que para poder predecir el comportamiento de un yacimiento, es importante tener una idea generalizada de todos los procesos involucrados en el origen de los controladores de flujo. Es por ello, que el análisis de procedencia toma un papel preponderante, pues es capaz de proporcionar fundamentos acerca del por qué de las texturas sedimentarias, basándose en el tipo de roca madre (de los clastos), medio de transporte, distancia de transporte, relieve en el que fue transportado, etc.

En el Capítulo III se presentaron varias técnicas para la determinación del tamaño de las partículas sedimentarias. Los procedimientos presentados en este trabajo suministran información cuantitativa sobre características texturales, muy útiles en la petrofísica. Por otra parte, los procedimientos descritos son de sencilla y rápida aplicación, lo que facilita los estudios petrográficos a realizar. También se hace hincapié para incursionar en nuevas metodologías que permitan auxiliar técnicas tradicionales de obtención de información, mediante la inclusión de dos procedimientos (uno estereológico y otro basado en el sonido de fricción), los cuales han tenido importantes aportaciones en la industria petrolera. Es importante que los datos granulométricos arrojados por estos métodos, sean utilizados para realizar representaciones gráficas y analizar dicha información para arribar a conclusiones útiles en cuanto a la determinación del medio de transporte, ambiente de sedimentación, mezcla de poblaciones, etc.

En el Capítulo IV se proporcionan dos métodos para determinar la variación y el tamaño medio de poro. Uno de ellos es el método que involucra un tomógrafo que es un equipo convencional que se encuentra en los hospitales y que se adecuó para su funcionamiento en un laboratorio de petrofísica, lo anteriormente mencionado hace pensar que no es el instrumento adecuado para medir un poro; sin embargo, resulta muy útil para conocer cualitativamente el medio poroso mediante el procedimiento descrito en este capítulo. Una recomendación es que éste método se complemente con otro para que la interpretación se haga de manera cuantitativa y se tengan bases más sólidas de la forma del espacio poroso y por lo tanto de sus propiedades. El otro método descrito es el que considera inyección de mercurio a gasto controlado, en éste que se presentan datos cuantitativos y que complementan el método anterior. Una recomendación es revisar cuidadosamente y

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

comprender el glosario que está incorporado es este capítulo para familiarizarse con la terminología usada.

En el Capítulo V se muestran relaciones entre el tamaño de grano y el tamaño de poro. Se presentan gráficas que no sólo muestran relaciones directas entre tamaño de grano y porosidad sino también relaciones, de manera no tan directa, como es el caso del tamaño de grano y propiedades petrofísicas, éstas últimas dependen de la forma y tamaño de los poros y de las gargantas de poro. También se presentan ecuaciones que relacionan diversas propiedades petrofísicas con la porosidad; sin embargo, es necesario mencionar que éstas se hicieron a partir de un tipo de roca y por lo tanto sólo es aplicable a rocas con similares características dado que en la ecuación final involucran coeficientes que son particulares de las características de las rocas que se tomaron como base. Una recomendación es que, si así lo desea el lector, se amplíen los conocimientos de la teoría fractal aplicada a las rocas sedimentarias dado que no se pudo dar un énfasis mayor en este trabajo porque no es el tema central, sólo se dieron las bases. Otra recomendación es que se tenga cuidado al aplicar las ecuaciones mostradas en este capítulo porque, como se mencionó anteriormente, sólo pueden ser aplicadas a tipos de roca similares a lo que se tomaron como base para hacer el estudio.

En el Capítulo VI se describe la importancia de medir parámetros geométricos de poro, ya que éstos permiten una mejor predicción de la permeabilidad y de su distribución a partir de registros de cable en intervalos parcialmente nucleados, en intervalos adyacentes no nucleados y pozos cercanos no nucleados. Lo que resulta en una mejor calidad en la caracterización del yacimiento, en las terminaciones de los pozos y en las decisiones que se tomen en la recuperación mejorada.

Asimismo, los atributos geométricos de poro detallados permiten desarrollar un campo, en mejor forma, ya que pueden ser relacionados a respuestas de registros y de esta manera definir unidades de flujo hidráulico. Los registros y núcleos existentes pueden ser utilizados, con base en la geometría de poro, para establecer modelos predictivos de permeabilidad y de comportamiento de pozos, lo cual permitirá planear óptimamente los proyectos de desarrollo de campos, entre otros.

En la actualidad, es bien sabido que los patrones uniformes de espaciamiento de pozos, en yacimientos heterogéneos no son prudentes debido a la existencia de variaciones areales significativas de permeabilidad. Los patrones de perforación de relleno se deben basar en la distribución de espesores, de permeabilidad y de saturación de hidrocarburos.

Por último, la metodología de caracterización de yacimientos presentada en este capítulo puede ser utilizada en yacimientos de muy diferentes litologías y calidad. Lo que permite la identificación de áreas de yacimientos caracterizadas por:

- 1.- Altos valores de porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos.
- 2.- Secuencias gruesas de rocas potencialmente productoras.
- 3.- Segmentación o zonificación.

BIBLIOGRAFÍA

Anstey, R.L., y T.L. Chase, 1974, *Environments through time*: Burgess, Minneapolis, Minn. Fig. 1.2, p. 2.

Archer, J.S. and Wall, C.G.: "Petroleum Engineering Principles and Practice, Graham and Trotman, Ltd., London (1986), p. 362.

Bates, R. L. and Jackson, J. A., 1980. *Glossary of Geology*, 2nd Edition. Falls Church, Virginia, American Geological Institute, 751 p.

Davies, D. K. SPE, R. K. Vessel, y J. B. Auman, David K. Davies & Assocs, Inc. 2 "Improved Prediction of Reservoir Behavior Through Integration of Quantitative Geological And Petrophysical Data"

Dickinson, W.R., Beard, L.S., Brakenridge, G.R., Erjavec, J.L., Ferguson, R.C., Inman, K.F., Knepp, R.A., Lindberg, F.A. y Ryberg, P.T. (1983). *Geological Society of America Bulletin*, 94, 222-235.

Dickinson, W.R. y Suczek, C.A. (1979). *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 63, 2164-2182.

D. K. Davies, SPE, R. K. Vessel, y J. B. Auman, David K. Davies & Assocs, Inc. Improved Prediction of Reservoir Behavior Through Integration of Quantitative Geological And petrophysical Data.

E. Díaz-Martínez e I. Rábano (Eds.), 4th European Meeting on the Palaeontology and Stratigraphy of Latin America. Cuadernos del Museo Geominero, nº 8. Instituto Geológico y Minero de España, Madrid, 2007. ISBN 978-84-7840-707-1© Instituto Geológico y Minero de España

Ehrlich, R. and Davies, D.K.: "Image Analysis of Pore Geometry: Relationship to Reservoir Engineering and Modeleling," Paper SPE 1904, Presented at the 1989 SPE Gas Technology Symposium, Dallas, 7-9 June.

Emery, K.O. *Jour. Sediment. Petrol.* Rapid method of mechanical analysis of sands.1938.105-111.7 (3):

Folk, R.L. *Petrology of Sedimentary Rocks.*(Hemphills):Austin1968.1-159

Inman, D.L. *Jour. Sediment. Petrol* Measures of describing the size distribution of sediments.1952.125-145. 22 (3)

Irani, R.R. y C.F. Callis *Particle size: Measurement; Interpretations, and Applications.* New York (Wiley).1963.

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

Krumbein, W.C. y f.j. Pettijohn. Manual of Sedimentary Petrography. (Appleton-Century-Crofts):New York 1938. 91-181.

Mielenz, R.C. y M.E. Kong. In: Clays and Clay terminology, First National Conference of clays and clay technology Proceeding; California Division of Mines Bull. Physical-chemical properties and engineering performance of clay. 1955. 196-254.

Moreno, C. (1993). Journal of Sedimentary Petrology, 63, 6, 1118-1128.

Moreno, C. (1988). Estudios Geológicos, 44, 233-242.

Moreno, C. y González, F. (2004). En: Geología de España (J.A. Vera, Ed.). IGME, 2

Muskat, M.: "Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media, McGraw-Hill, New York (1937), p. 763.

Nafe, J.E. y C.L. Drake Geophysics Variation with depth in shallow and deep water marine sediments of porosity, density and velocities of compressional and shear waves. 1957. 523-552. (22):

Ratcliffe, E.H. Geophysical Res. The thermal conductivities of ocean sediments four. 1960. 1535-1541. (65):

Richards, A.F. Technical report. Investigations of Deep-Sea Sediment Cores, II. Mass Physical Properties. (U S. Navy Hydrographic Office) Washington 1962. 147 p.

Shepard, F.P. Jour. Sediment. Petrol Nomenclature based on sand-silt-clay ratios. 1954. 151-158. 24 (3):

Taylor, J.M., 1950, Pore-space reduction in Sandstones: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 34, p. 701-716.

Thayer, PA., J. Hostettler y S. Smith In: Veevers, J.J., JR, Heirtzler, et al. Init. Repts. DSDP Grain-size distribution of sediments from the Eastern Indian Ocean: Deep Sea Drilling Project, Leg 27. (U.S. Govrt. Printing Office): Washington 1974. 507-522. 27

Wardlaw, N.C.: "The Effects of Pore Structure on Displacement Efficiency in Reservoir Rocks and in Glass Micromodels". Paper SPE 8843, Presented at the 1980 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 20-23 April.

Wentworth, C.K Jour. Geol. A scale of grade and class terms for clastic sediments. 1922. 377-392. 30:

"Investigación sobre Origen, Procesos y Distribución de Minerales del Piso Oceánico del Pacífico en la Zona Económica Exclusiva de México" (Clave: PCCBBNA-022127),

Tamaños de grano y de poro en rocas sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos

auspiciado económicamente por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT).

Villamar Viguera Manuel Juan. Notas de Caracterización de Formaciones. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Pérez García Tomás. Notas de Recuperación Mejorada. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Arellano Gil Javier. Notas de Geología de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Martínez Romero Néstor. Notas Administración de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM.

<http://www.geology.pitt.edu/GeoSites/sedstructures.htm>

<http://www.gl.fcen.uba.ar/servicios/sedi.htm>