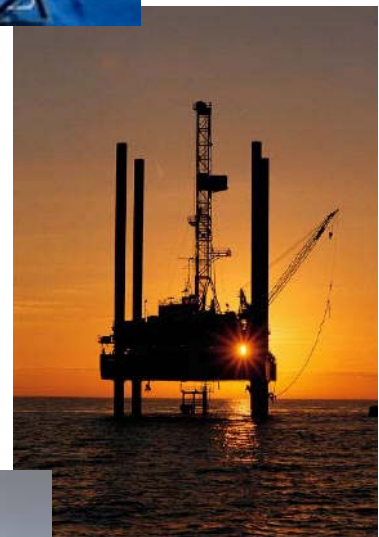


CAPITULO II MARCO TEORICO





2. MARCO TEORICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Conocer la mineralogía de la formación de interés es vital para prevenir daños por interacción Roca/Fluido generado por incompatibilidad entre los fluidos empleados en las operaciones de campo y la matriz de la formación. Dicho daño se genera cuando los fluidos empleados para fines diversos como el caso de las perforaciones es incompatible con las partículas que se encuentran en la formación y esto genera una reacción entre ellos que luego se traduce en migración o hinchamiento de dicha partícula trayendo como consecuencia obstrucción de las porosidades, reducción de la permeabilidad y baja producción.

En Mata-R los estudios referentes a la mineralogía de las arenas productoras son muy escasos, se sabe que existen perfiles como el Gamma Ray Espectral corrido a algunos pozos de la zona pero siempre para estudios muy específicos bajo ordenes de la gerencia de Estudios Integrados.

Sin embargo en años anteriores se han realizado algunos trabajos relacionados con la mineralogía y la petrofísica de las formaciones productoras.

En atención a esto Urdaneta (1997) realiza un estudio titulado “Caracterización de Las Arcillas. Herramienta Clave Para el Control de Calidad De Perfiles. Norte de Anzoategui-Distrito Anaco” el cual tubo como finalidad principal establecer una herramienta para el control de calidad de perfiles, que permitan evaluaciones preliminares de los campos ubicados principalmente en el Distrito Anaco, norte del Estado Anzoátegui. En dicho estudio debido a la gran extensión del área y también a la cantidad de pozos perforados se realizó una selección de estos, en lo que se toma en cuenta la fecha de perforación, la existencia en la Base de Datos de Pozos de las curvas a utilizar (resistividad, neutrón, densidad y gamma ray) para la evaluación y registro en papel de cada uno de los pozos perforados.

Los intervalos que se analizaron en los 41 pozos seleccionados en este estudio, fueron establecidos entre los marcadores tradicionales: C1-E1; E1-G; G-J1; J1-M1; M1-T; T hasta la profundidad final y la profundidad completa por cada pozo; elaborándose para cada intervalo Histogramas-Crossplot de las curvas de resistividad, densidad, neutrón y



gamma ray, que permitieron observar con precisión y claridad la variación presentada por cada parámetro.

Por otro lado Vidal (2000) presenta un estudio titulado “Caracterización Del Intervalo Inferior Prospectivo de la Formación Oficina En los Campos Zapatos y Mata - R” el cual se realiza con la finalidad de estudiar la posibilidad de la existencia de unidades hidráulicas, a través de la metodología aplicada en ambientes fluviales denominada Superficie de Tendencia, para obtener una visión de las direcciones en las que se concentraron los agentes depositacionales de los cuerpos arenosos.

El ambiente de depositación del intervalo inferior de la Formación Oficina es fluviodeltaico, en ella se puede observar la influencia de las aguas marinas que provoca la deposición y redistribución de los sedimentos aportados por las aguas de los canales distributarios, en un proceso de retrogradación donde ocurre la erosión de un grupo de barras preexistentes originando depósitos de canales sobre barras, constituyendo así un solo cuerpo de arenas de origen diferente.

En el mismo orden de ideas Casanova (2001), realiza estudio titulado “Caracterización Petrofísica de las Arenas L y R del Campo Zapatos / Mata R, Distrito Anaco, Anzoátegui” el cual tiene como propósito generar el modelo petrofísico para las arenas de interés mediante la caracterización del tipo de roca a partir de la integración de datos de núcleos, información geológica, perfiles y producción. En dicho estudio la selección de las arenas estudiadas se basó principalmente en la jerarquización en función de POES, GOES y reservas remanentes para las arenas de la Formación Oficina, dándole mayor peso a las arenas con mayores reservas remanentes de gas, en vista de la orientación del Distrito hacia la explotación de ese recurso. La caracterización del tipo de roca se fundamenta en la geometría de poros, y capacidad de flujo y almacenamiento de la misma. En Dcho estudio se realizó a partir de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio, las cuales permitieron determinar los perfiles de garganta de poro para cada tipo de roca, y el radio de garganta de poro dominante del sistema poroso interconectado. Para las arenas en estudio el radio de garganta de poro dominante corresponde a una saturación de mercurio de 35%. Esta información se relaciono con la porosidad y permeabilidad a partir de la ecuación R35 de Winland, y permitió clasificar los tipos de roca de acuerdo al tamaño de las gargantas de poros, los cuales van desde mega hasta nano porosa.



2.2. BASES TEORICAS

2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La cuenca oriental es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela en el ámbito económico. Se encuentra limitada al norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el Ro Orinoco, al este por la plataforma del Delta del mismo río y al oeste por el lineamiento del Baúl. Esta ha sido dividida operacionalmente en dos subcuencas: la de Guarico y la de Maturín.

2.2.1.1.Subcuenca de Guarico

Esta subdivisión comprende los campos del estado Guarico y parte del norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guarico el cual sobrecarga rocas cretáceas y terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimiento. La roca madre principal constituida por los grupos Guayuta y Temblador se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformación del norte de Guarico.

La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica por lo menos desde el Eoceno Tardío, de ahí que la principal acumulación al frente sea de gas y no de petróleo líquido.

Se supone que este crudo de tipo naftenico-parafinico se originó a partir de una roca madre cretácea y su migración a través de decenas de kilómetros se vio favorecida por la discordancia basal del terciario (Neogeno-Cretáceo y Neogeno-Basamento).

En lo referente a sistemas petroleros la Subcuenca de Guarico presenta un marco complejo en lo referente a sus sistemas petroleros. Se reconocen cuatro sistemas: Querecual-Oficina, Temblador-La Pascua, Querecual-Chaguaramas y Oficina.

2.2.1.2.Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la cuenca oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acñamientos de las unidades estratigraficas hacia el sur definen dos dominios operacionales uno al norte del corrimiento de pirital y otro al sur.



La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretáceo Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur en cambio presenta una estratigrafía mas sencilla semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guarico en el subsuelo con el grupo temblador en la parte inferior como parte del Cretáceo y un terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio deltaicos y marinos someros hasta su relleno final de ambientes continentales.

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalente orientales en Monagas los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades, la formación Freites suprayacente también constituye en sello regional de gran importancia.

Los principales campos petrolíferos de oeste a este y en el norte de Monagas son: los del Area Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Boquerón, Quiriquire y Pedernales.

En su límite sur la Subcuenca también incluye la faja del Orinoco con yacimientos Neógenos y roca madre cretácica con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretáceo-Neogena y Basamento-Neogeno.

La gravedad de los crudos es bastante diversa en los campos de El Furrial son frecuentes los crudos medianos, en Quiamare la Ceiba se llevo a producir con promedio de 41°API, en los campos de Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados, en la Faja del Orinoco los crudos pesados y extrapesados constituyen la característica esencial. En general los crudos mas pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos mas someros: la Faja del Orinoco en el Flanco Sur, los campos de Quiriquire, Manresa y Guanoco en el flanco Norte (Estos dos últimos contienen hasta flujos extrapesados).

En lo que respecta a sistemas petroleros se tiene que los principales sistemas petroleros de la Subcuenca de Maturín son: Guayuta-Oficina y Guayuta-Carapita.

El primero de ellos se relaciona con los campos del flanco sur de la Subcuenca de Maturín e incluye las formaciones Querecual y San Antonio (Grupo Guayuta) del Cretácico



tardío como rocas madres principales las cuales son cargadas litostáticamente hasta nuestros días. El yacimiento principal está constituido por las unidades Oligo-Miocenas como Merecure, Oficina y Freites: el sello principal son las formaciones Oficina y Freites con formación de la trampa en el oligoceno tardío hasta el presente. La generación, migración y entrampamiento alcanzan su momento crítico en nuestros días habiéndose iniciado la generación desde los inicios del emplazamiento de las napas Caribe contra la placa Suramericana mucho más al oeste y noreste respecto a su posición actual, a partir del Paleoceno Tardío.

El segundo sistema Guayuta-Carapita se refiere al flanco norte de la subcuenca Maturín e involucra una mayor heterogeneidad de yacimientos y sellos, con una generación mas joven que para el primer sistema. Tanto la generación y migración como la formación de la trampa son Oligoceno Tardío Presente con un momento crítico actual. Los sellos importantes son las formaciones Vidoño, Areo, Carapita con menor importancia para las unidades Molásicas como Morichito, Las piedras y Quiriquire. Los yacimientos se encuentran en las formaciones San Juan, Caratas, Los Jabillos, Merecure, Carapita, La Pica, Las Piedras y Quiriquire.

La roca madre de la Subcuenca de Maturín se encuentra en ventana de gas bajo el frente de deformación y su zona de madurez (ventana de petróleo) se encuentra alimentando al flanco sur de la subcuenca en el momento actual.

2.2.2. Área Mayor de Oficina

El campo Mata-R se ubica en lo que es el área mayor de Oficina la cual posee una extensión superficial de aproximadamente 14.500 kilómetros cuadrados.

El área mayor de Oficina está limitada al este por una línea rumbo NNO, entre el extremo occidental del Campo Oritupano hacia el sur y el Campo Onando al norte; al sur por una línea Este-Oeste situada al sur de los campos Melones, Miga y Yopales Sur; al oeste por el Campo Budare y al noreste y norte por el Corrimiento de Anaco entre los campos el Toco y Guarío.

Dentro de los principales campos operacionales de la región de AMO tenemos además de Mata-R a los campos: Oscurote, Aguasay, Zapatos, Mata Oeste, Soto, Boca de Mapiri, Cantaura, La Ceibita, Zeta y Zacarías. Ver Figura 2. 1

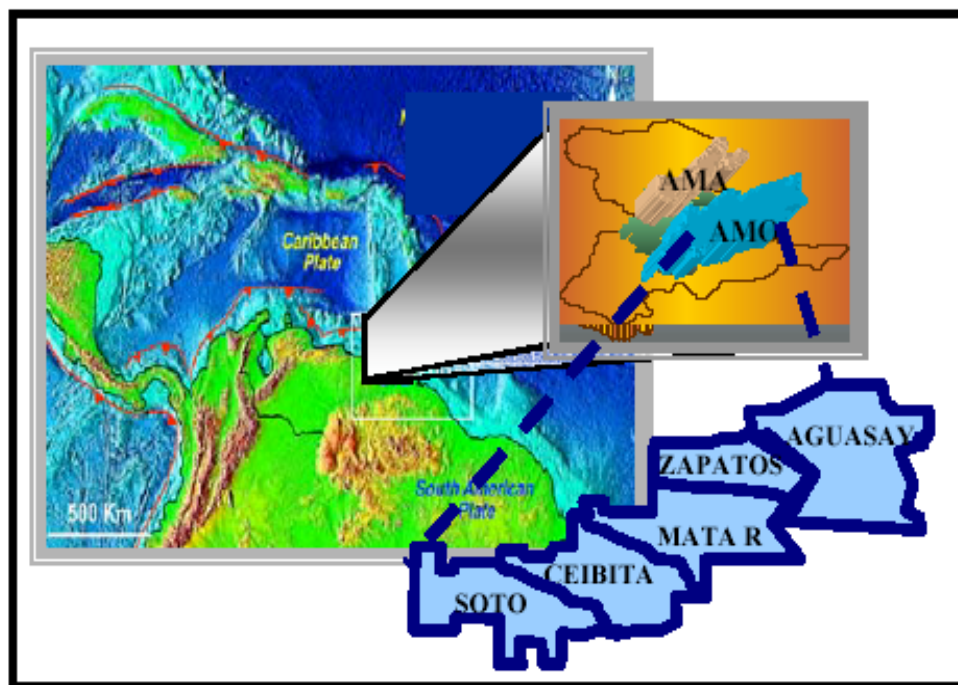


Figura 2. 1 Ubicación del Área Mayor de Oficina. (Mata 2.004)

2.2.2.1. Estructura del Área Mayor de Oficina

La estructura del área mayor Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el norte-noreste, con varias fallas normales con rumbo entre Este-Oeste, este-Noreste y otras varias hacia el sur.

La Magnitud del Buzamiento está alrededor de 45° lo cual fue estimado por Hedberg (1947) y por medio de Cebull (1972) se calculó entre 22 y 46 grados con un promedio de 34 grados.

2.2.2.2. Características de las Acumulaciones

Los hidrocarburos del Área Mayor de Oficina fueron originados por horizontes estratigráficos muy cercanos a los yacimientos petrolíferos actuales, es decir en las lutitas



de la Formación Oficina inmediatamente por encima y por debajo de cada una de las arenas productoras.

La mayor parte del petróleo en esta zona se encuentra entrampado contra alguna de las fallas mayores de rumbo predominante Este-Oeste. Las trampas contra las fallas principales se completan por otros accidentes estratigráficos y tectónicos entre los cuales se destacan los canales de arena, con desaparición lateral de la porosidad y limitación inferior por contacto agua-petróleo.

2.2.2.3. Estratigrafía

La columna estratigráfica está constituida por las siguientes formaciones: Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure, como se observa en la *Figura 2. 2*

Las principales formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. Esta área posee alrededor de 120 arenas deferentes con espesores variables entre 3 pies y 90 pies.

2.2.2.3.1. Formación La Mesa

Esta formación es considerada de edad Pleistocena, debido a su posición discordante sobre la Formación las Piedras del Plioceno, se extiende sobre los llanos orientales de Guarico, Anzoátegui y Monagas.

Esta formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.

2.2.2.3.2. Formación Las Piedras

Esta formación de ambiente continental se presenta transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación Freites. Al norte del corrimiento de Anaco está totalmente ausente. Está conformada mayormente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas grisáceas, verdosas y lignitos, esta formación es de edad Mioceno-Plioceno.

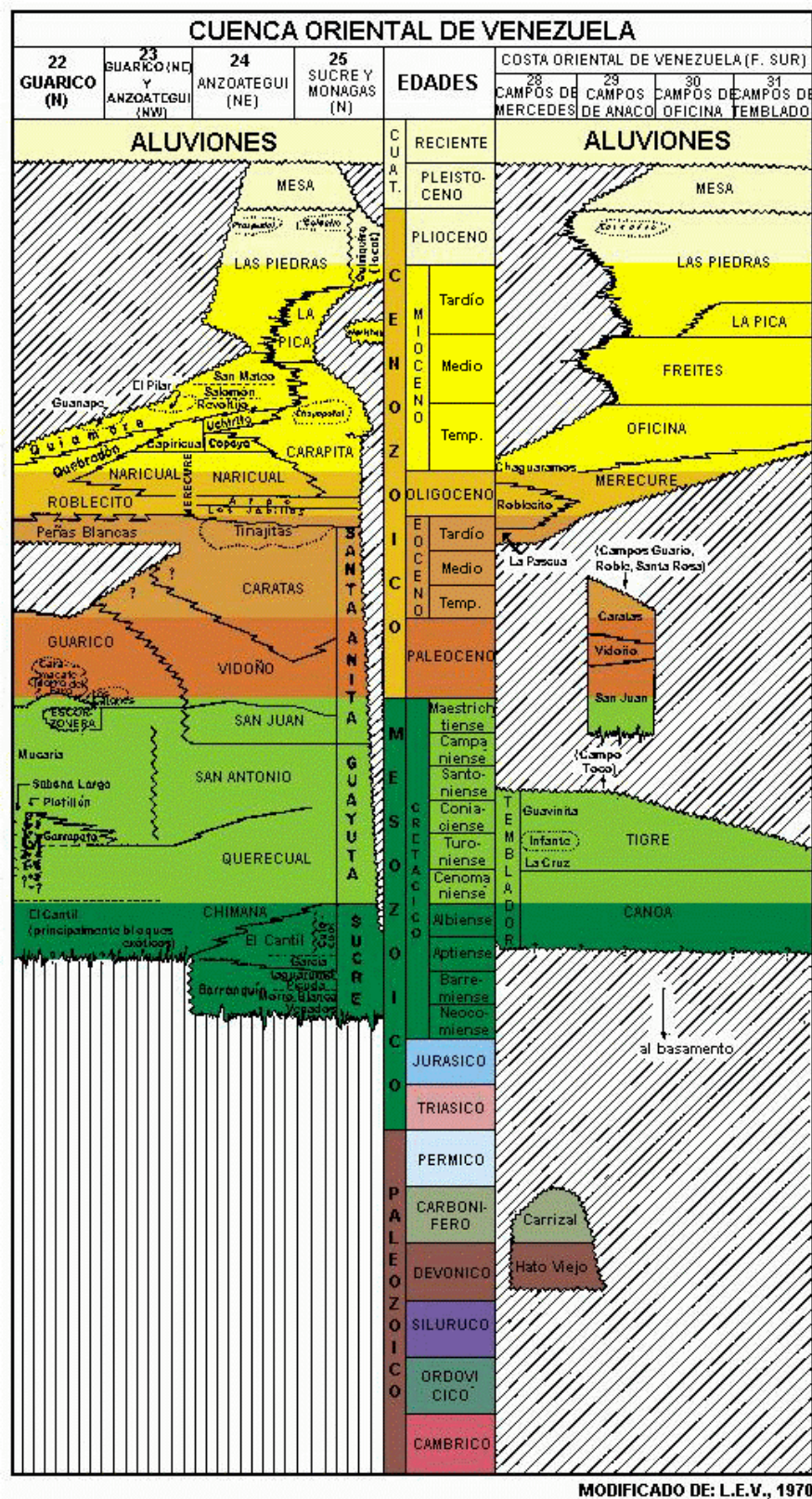


Figura 2. 2 Estratigrafía de la Cuenca Oriental (Mata 2.004)

2.2.2.4. Formación Freites

Es de edad Mioceno Medio a Superior, se caracteriza por una gruesa sección de lutitas gris verdosa (Marina Somera) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos.

2.2.2.5. Formación Oficina

Ubicada entre los estados Anzoátegui y Monagas (*Ver Figura 2. 3*) ha sido dividida en tres intervalos que son Oficina Superior, Media e Inferior y la nomenclatura para las arenas del intervalo se inicia desde A-0 en el tope de Oficina U-1L en la parte basal de la misma.

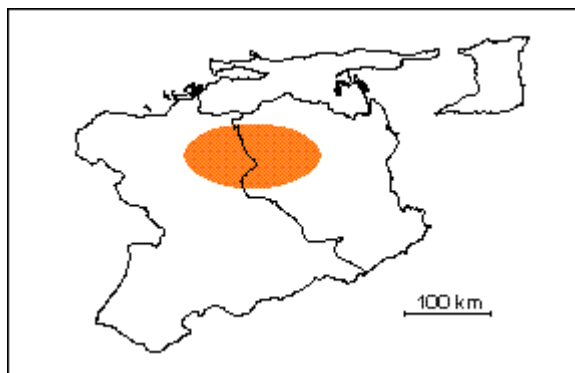


Figura 2. 3 Formación Oficina. (Intevep 1.998)

Posee areniscas lenticulares, pero se extiende por grandes distancias, facilitando la correlación de la cuenca. En el Área Mayor de Anaco esta se ha dividido en 7 intervalos de uso práctico basado en las características de perforación, perfiles eléctricos, etc., los cuales son: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado.

Hedberg describe la Formación Oficina como "una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glaucóníticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono. El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. Muchas de las areniscas pueden ser llamadas asperones, otras son conglomeráticas, con guijarros de cuarzo y ftanita. En general, las



areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. Un conjunto de minerales pesados granate-cloritoide, caracteriza la formación en la parte occidental del área mayor de Oficina; sin embargo, el cloritoide disminuye con la profundidad y hacia el este, y así en la parte oriental del área mayor de Oficina, este conjunto granate-cloritoide es reemplazado por el conjunto granate-estauroлита con abundante ilmenita".

La Formación Oficina del área de Anaco tiene más lutitas que en el área tipo (Funkhouser). La Formación Oficina, del área mayor de Temblador, es más arenosa que en los campos de Anaco y área mayor de Oficina, por su mayor cercanía al borde sur de la cuenca (González de Juana et al., 1980). Las características y naturaleza sedimentaria de las arenas de Oficina, han sido descritas y analizadas por Passega (1953, 1954), Probst (1953), Passega et al. (1958) y Alberding et al. (1958). Banks (1958) indicó que los lignitos constituyen un elemento característico de la unidad, alcanzando un promedio de 2% del volumen total en Anzoátegui central. El número de las capas de carbon varía desde 75 en el área mayor de Oficina, hasta 120 en el área de Anaco. Audemar et al. (1985) describen la Formación Oficina de la faja petrolífera del Orinoco, dividiéndola en tres unidades: la Unidad I (Miembro Morichal del área de Cerro Negro; Formación Oficina Inferior en Zuata) caracterizada por areniscas masivas progradantes y la intercalación de lutitas y areniscas transgresivas; la Unidad II (Miembro Yabo del área de Cerro Negro; Formación Oficina Media en Zuata) representa una secuencia lutítica con intercalaciones ocasionales de areniscas y limolitas; la Unidad III (miembros Jobo y Pílon del área de Cerro Negro; Formación Oficina Superior de Zuata) es una secuencia predominantemente arenosa.

En el área tipo, el espesor de la Formación Oficina varía de 2000 a 4000' (Hedberg). En los campos de Anaco varía entre 7.800 y 10.600' (Funkhouser). El espesor de la unidad en el área de Temblador es de 600', que aumenta hacia el oeste (Mencher 1951). Según González de Juana (1980), el espesor de la Formación Oficina aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje: 220-275 m en Temblador, 600 a mas de 1400 m en el área mayor de Oficina, mas de 2000 m en Anaco y unos 1000 m en Anzoátegui nororiental. Campos *et al.* (1985) mencionan que el espesor de la Formación Oficina en el área de Anaco, es de unos



6550', el cual disminuye hacia cerro Pelado, por efectos de la erosión ocurrida antes de la sedimentación de la Formación Las Piedras.

El contacto inferior de la formación puede ser discordante sobre unidades cretácicas (Hedberg) o más antiguas (Audemar), así como también, concordante sobre la Formación Merecure (Funkhouser). Arnstein reconoce en el pozo SFV-9, al sur del corrimiento de Anaco, la existencia de una discordancia dentro de un intervalo asignado a la Formación Oficina; consideran que dicha discordancia, separa dos ciclos sedimentarios diferentes representativos del Mioceno medio y del Oligoceno; proponen, además, que la Formación Oficina descansa concordantemente sobre la Formación Merecure en los pozos Mata 11-14 y Mata 5-174 de la Subcuenca de Maturín.

El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites, ha sido definido como concordante, por la mayoría de los autores. Campos propone que en el Campo Quimare, la Formación Oficina subyace concordantemente a la Formación Quimare; en el campo de Cerro Pelado está discordante bajo la Formación Las Piedras, mientras que en la mayor parte del área de Anaco, su tope es concordante con la base de la Formación Freites.

La Formación Oficina pasa lateralmente a la Formación Carapita y a la parte media y superior de la Formación Chaguaramas (González de Juana).

En lo referente a paleo ambientes se tiene que para Hedberg (1947) la sedimentación de la Formación Oficina se inicia en condiciones de aguas dulces o salobres, continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte. Funkhouser (1948, Passega (1953, 1954), Probst (1953), Passega (1958) y Alberding (1958), concuerdan con dichas condiciones de sedimentación. González de Juana (1980) y Méndez (1985), consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Campos (1985) establecen que la Formación Oficina del norte del corrimiento de Anaco, se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una mayor influencia marina en la parte media. Para Audemar (1985) la parte inferior de la Formación



Oficina se inicia con una progradación (relleno de paleotopografía) seguida por una transgresión (sistema playa-isla de barrera); posteriormente, se establecen condiciones de costa afuera en las áreas de cerro Negro y Hamaca, mientras que hacia Zuata, prevalecieron ambientes más restringidos influenciados probablemente por mareas; la formación termina con la instalación de un delta progradante. Para Campos (1988), el ambiente sedimentario de la llamada Formación Oficina en el norte del área mayor de Oficina, puede resumirse como repeticiones de ciclos caracterizados por transgresiones marinas, asociadas a caídas del nivel del mar, y progradaciones de la plataforma.

2.2.2.6. Formación Merecure

Esta formación marca la trasgresión del oligoceno y el desarrollo de la cuenca durante el Oligoceno Medio y Mioceno Inferior. Se caracteriza por la presencia de areniscas masivas de grano medio, con gran presencia de lentes arcillosos, estratificación cruzada, capaz de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente; esto indica que la depositación fue fluvial de gran actividad y de origen continental.

Esta formación se conoce como las arenas “U” en el Área Mayor de Oficina y comienza a partir de la arena “U-2”; en cambio en el Área Mayor de Oficina se designan con sufijos de letras mayúsculas como lo son: A, B, C,... Etc.

2.2.3. Arenas de Interés

En el Campo Mata-R existen muchas arenas que se encuentran asociadas a pozos en producción pero existe un grupo de ellas que es el de mayor importancia por el número de pozos completados en ellas y por ser comúnmente objetivos primarios y secundarios en los pozos perforados en este campo. Como se observa en la *Gráfico 0*, la cual muestra la distribución de pozos asociados por arena de un grupo de pozos que va desde el MVR-109 al MVR-124 las arenas más importantes están conformadas por la **L1U, L1L, R4U, L2U, L2M y L2L**.

Las arenas anteriormente mencionada constituyen los principales objetivos en este campo durante la perforación de pozos.

Existen algunas como la M1U por ejemplo que se encuentra completada en varios de los pozos recientemente perforados y que constituyen solo objetivos secundarios. Cabe



destacar que las arenas de la Formación Merecure han perdido importancia en este campo ya que las ultimas pruebas de producción arrojan altos cortes de agua.

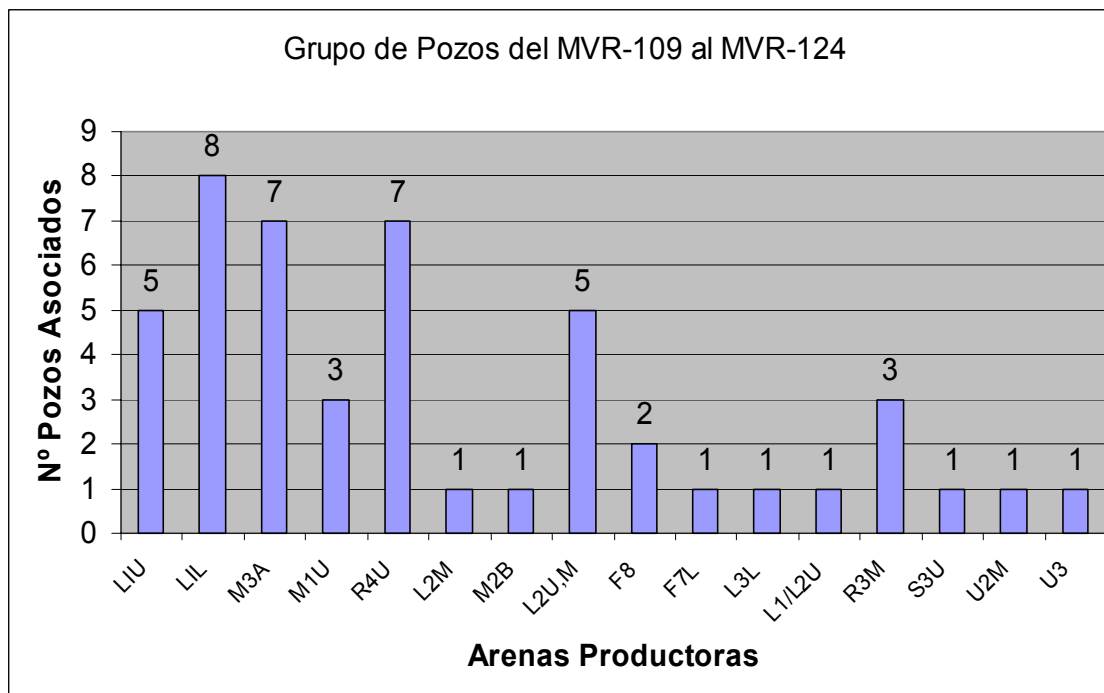


Grafico 0 Numero de pozos Asociados por Arena. Grupo de Pozos del MVR-109 al MVR-124. (Lezama 2.006)

2.2.3.1. Arena LIL. Yacimiento ZM-310

Es un yacimiento de petróleo con una capa de Gas Condensado, CCPO @ - 10360' estimado bajo el nivel del mar y el entrapamiento es de tipo Estratigráfico- Estructural, oficialmente se encuentra delimitado por la falla de Mata R al Sur, al Norte por un tren de fallas normales y CAPO @ -10850' estimado bajo el nivel del mar al Este y al Oeste por límites de roca. La descripción de los núcleos de los pozos MVR-10, MVR-63 y MVR-76 permitieron determinar depósitos de barra costeras de ante playa (Upper and middle shore face) y de barras de desembocadura que pueden ser compuestas por dos facies arenosas mayores: arena de grano fino muy limpia o con intensa bioturbación. Se observa el desarrollo de los cordones y barras de playa en la parte S-E del campo exclusivamente. El espesor de arena varía entre cero pies (0') en la parte occidental (complejos de ciénegas y pantanos lutíticos) a cincuenta pies (50') en la parte sur-oriental en pleno desarrollo de las barras de playa. Existe una cierta relación entre el espesor de arena neta y la porosidad, en



particular se destaca muy claramente la dirección N-S de las barras de buenas características petrofísicas. Se han descrito niveles de carbón poco desarrollados y facies nodulares.

2.2.3.2. Arena R4U. Yacimiento ZM-312

Es un yacimiento de Petróleo liviano y sometido a un proyecto de recuperación secundaria por Inyección de Gas discontinuado. Actualmente el yacimiento esta siendo sometido a un esquema de explotación por desinfe. El entrapamiento es de tipo estratigráfico-estructural. Se encuentra delimitado al Sur y al Este por la falla de Mata R, por la falla mayor de zulus al Norte y al Oeste por un límite de roca.

La descripción de los núcleos de los pozos MVR-67, MVR-56, MVR-64, MVR-72 ha mostrado facies de canales distributarios y complejos de bocas o barras de desembocaduras, dominadas por un ambiente deltaico somero proximal en un dominio de llanura deltaica inferior. La arena R4U se presenta como una típica barra de desembocadura con su tendencia coarsening up en su parte inferior, donde se desarrollan las propias barras y bocas costeras de desembocaduras y su tendencia fining up en la parte superior de la arena típica de canales fluviales apilados. El espesor de la arena limpia varia entre 0 y 70 pies con un espesor generalmente importante en todo el área. Se destacan alineamientos en la dirección SO-NE. En la parte central y norte, donde se observa el desarrollo mayor de las facies tipo canales distributarios. Dos sistemas de barra principal conforman el yacimiento principal R4U. La mejor parte se ubica al Norte, a lo largo de la falla mayor de zulus. Una segunda zona de gran interés se destaca en la parte Sur, con una orientación SO-NE de los cuerpos arenosos. Fuera de esa zona central de muy buenas características de yacimiento, se desarrolla un sello lutitico muy pobre en arena en la parte Sur-Oeste del área.

2.2.3.3. Arena L2L. Yacimiento MVR 96

Es un yacimiento de petróleo con una capa de gas condensado CCPO estimado a 10353' y el entrapamiento es de tipo estratigrafico-estructural, se encuentra delimitado por la falla de Mata-R al sur, al norte por un CAPO estimado a 10580' estimado y por un limite de roca al Este y al Oeste.



Las curvas electrográficas (SP) de los pozos vecinos a la localización muestran una tendencia “coarsening up” muy clara lo cual corresponde a la secuencia de barra de playa, compuesta por una fase mixta de arena limpia y bioturbada.

Las propiedades petrofísicas para este yacimiento es de 12% de porosidad, 88md y una saturación de hidrocarburo de aproximadamente un 80%.

La presión de este yacimiento se estima en 1996 lpc de acuerdo a la medición del registro a hoyo abierto (FMT) realizada en el pozo MVR-112 en enero de 2004, el cual representa un nivel de energía moderado y suficiente para producir hidrocarburos por flujo natural.

2.2.3.4. Arena L1U. Yacimiento ZG-303

El ambiente en que se depositó la arena L1U se interpreta como un complejo de barras costeras y playeras construidas por procesos costeros activos como oleaje o deriva costera de forma alargada en la dirección NO-SE. Por las buenas características petrofísicas de la arena L1U en el área a perforar, la moderada presión del yacimiento y el buen comportamiento productivo de los pozos vecinos, se recomienda perforar y completar esta arena como productora de hidrocarburos por flujo natural en la localización AZ-Z, en la sarta corta. Constituye un yacimiento mixto de petróleo con capa de gas condensado con C.C.P.O. @ 11010', se encuentra delimitado al Sur y al Oeste por la falla Mata R y límite de roca, al Norte por un límite de roca y un contacto C.A.P.O. @ 11250' y al Este por un límite de roca. El entrampamiento es de tipo estratigráfico-estructural. La arena presenta porosidades entre 11-13%, con permeabilidad en el rango de los 50 a 80 md.

2.2.3.5. Arenas L2U y L2M. Yacimiento MVR-64

Esta representado geológicamente este yacimiento por areniscas finas, limpias o con intensas bioturbación masivas, con buen escogimiento, con intercalaciones lutíticas de poco espesor. De acuerdo con los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica de los pozos de la zona se deduce una porosidad promedio efectiva de 14%, permeabilidades alrededor de 150-200 md, saturación de hidrocarburos de 76% y espesor de 17 pies de arena neta con hidrocarburo y saturaciones de agua en el orden de 15%.



2.2.4. Daño a la Formación

Mediante ciertas evaluaciones y correlaciones que normalmente se hacen con pozos vecinos que atraviesan la misma capa productiva, es posible determinar una producción esperada para un nuevo pozo con similares características. Hay situaciones, sin embargo, bastante comunes, en los que este nuevo pozo no produce como se esperaba.

La baja producción de una capa productiva puede tener que ver con un cambio litológico local ligado al ambiente geológico deposicional, que ha provocado, por algún motivo geológico, una disminución de la porosidad y/o de la permeabilidad de la formación. Estas causas son, por lo tanto, causas naturales, y no pueden ser evitadas, minimizadas y algunas veces, tampoco predichas. La solución que se plantea para estos casos es aumentar el área abierta al sistema poroso para estimular la producción de la capa productiva, previo análisis económico, es decir una estimulación por *fracturamiento hidráulica* (Hydraulic Fracturing).

Cuando la roca reservorio ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación, o dicho de otro modo, que el pozo está dañado.

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad (k) y porosidad (f) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como (skin), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como $k(\text{skin})$ y $f(\text{skin})$ respectivamente.

El daño, como se mencionó anteriormente, es una causa artificial, que reduce la producción de una capa productiva, no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como es un reservorio, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese reservorio; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con el mínimo daño, o mínima contaminación posible, evitando así, que la producción se vea afectada. El daño puede estudiarse mediante el análisis de transientes de presión. Las principales y más comunes causas de la existencia de un daño de formación, y las respectivas consideraciones para minimizarlo son:



- Perforación: Es el principal motivo de daño en la formación, tiene que ver con la infiltración del lodo de perforación, de sólidos del corte y el revoque. Para minimizarlo es conveniente atravesar las formaciones productivas en el menor tiempo posible, para evitar el prolongado contacto del lodo con la formación; que el lodo contenga la menor cantidad de sólidos posibles, tanto agregados como del corte; y que los fluidos de perforación no interaccionen ni química ni físicamente con la roca reservorio.

- Entubación: Es muy común, sobre todo en la zona de la cuenca austral de Argentina, que existan capas productivas muy por encima de la profundidad final del pozo, para que estas capas productivas no sean dañadas, es conveniente que una vez atravesadas las mismas, el pozo se entube antes de seguir perforando hasta la mencionada profundidad final. Cuando la distancia entre las capas productivas superiores e inferiores es muy prolongada, normalmente el pozo se termina colgando un *liner* desde el piso de los niveles productivos superiores hasta el fondo del pozo, para abaratar los costos de terminación.

- Cementación: La buena cementación de los niveles productivos es más que importante a la hora de poner en producción un pozo. En primer lugar el cemento no debe infiltrarse en la formación, además, el revoque debe haber sido totalmente removido antes de iniciar la cementación, es decir, es necesario asegurar un buen lavado para lograr una buena adherencia entre el cemento y la tubería revestida, y entre el cemento y la formación, de modo que el nivel productivo quede absolutamente aislado antes de cañonear.

- Cañoneo: La cápsula del proyectil que se dispara para hacer los punzados debe ser de buena calidad y construcción, de lo contrario, quedaría un tapón provocado por el mismo proyectil que obstruiría el sistema poroso. La solución que se plantea para pozos en donde existe daño de formación es crear un sistema de canales tipo by-pass, es decir, un sistema canalizado alternativo (wormholes). El método a utilizar en este caso, es la estimulación por *acidificación de la matriz* (Matrix Acidizing), mediante la cual se inyecta en la formación un volumen controlado de fluidos ácidos a una presión y un caudal por debajo del límite de fractura de la roca reservorio, de modo que la estimulación no se salga de control y afecte sólo a una parte del reservorio. Existen en el mercado algunos ácidos como el HCl(aq) y el HF(aq) cuyo costo no es excesivo y son capaces de disolver algunos componentes de la roca, aumentando la porosidad y permeabilidad.



Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo. En primer lugar, aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido. Segundo, aquellos que alteran las propiedades interfaciales entre la roca y los fluidos, y las de la superficie de la roca. También existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.

Los daños a la formación pueden ser causados por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que, estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad. La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido/roca.

2.2.4.1. Migración / Taponamiento por Partículas Finas

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima.

Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde el tamaño coloidal hasta 40 micrones. Las partículas coloidales son afectadas por la difusión Browniana y los efectos de la doble capa eléctrica. Las partículas mayores que el tamaño coloidal son afectadas por las fuerzas hidrodinámicas. Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (Caolinita, illita, esmectita y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita y siderita).

- a) **Caolinita.** $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$: No tiene agua interlaminar. No se expande, pero se fractura y migra, por efecto de la concentración iónica del medio. Se reconoce fácilmente en microfotografías por su aspecto de láminas paralelas perfectamente colocadas unas sobre otras.
- b) **Esmectita o montmorillonita.** $\text{Na}_{0,33} \text{Al}_{1,6} \text{Mg}_{0,33} \text{Si}_4 \text{O}_{10} (\text{OH})_2$: Se reconoce en las microfotografías por su apariencia de hojuelas continuas, formando estructuras en forma de colmena. El agua de baja concentración salina y otras moléculas polares, incluyendo orgánicas, pueden expandir la esmectita, hasta separar completamente las capas.
- c) **Illita** $(\text{K}_{1,8} (\text{Al}_{1,6} \text{Fe}_{0,2} \text{Mg}_{0,2}) (\text{Si}_{3,4} \text{Al}_{0,6}) \text{O}_{10} (\text{OH})_2)$: La illita se reconoce en microfotografías por su forma de agujas o cabellos. Es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos.
- d) **Clorita.** $((\text{MgFe})_5 (\text{AlSi}_3) (\text{AlO}_{10}) (\text{OH})_8)$: Se reconoce en microfotografías porque sus láminas planas están dispuestas en forma de rosetas u hojas de repollo. Esta arcilla no es propensa a disgregarse y migrar ni a expandirse, pero, por su alto contenido de hierro, es muy problemática a la hora de inyectar ácido clorhídrico en la formación. *En la Figura 2. 4 se pueden observar las diferentes morfologías de las arcillas autigénicas en el medio poroso, las cuales pueden ser de tres maneras:*
- En partículas discretas, como la Caolinita.
 - Recubriendo otros minerales.
 - Formando puentes, como la illita, clorita o esmectita.



Figura 2. 4. Formas de la presencia de arcillas en el medio poroso. (M.I. Drilling, 1.998)



2.2.4.2. Mecanismos de Desprendimiento

Generalmente, la migración de partículas finas se produce en dos etapas, la primera es el desprendimiento de las partículas por sensibilidad a los fluidos y el segundo es el transporte de las partículas por el fluido. El efecto del desprendimiento de las partículas se produce por incompatibilidad entre los fluidos de origen externo y los de la formación, que tienden a reducir las fuerzas de adhesión entre las partículas y las paredes de los granos ; y las fuerzas hidrodinámicas que desprenden la partícula de tamaño entre 2 y 40 micrones. Una vez desprendida la partícula, la transportan a través del medio poroso, hasta que es atrapada en el cuello de los poros, reduciendo la permeabilidad.

2.2.4.3. El pH

Está relacionado con el punto de carga cero, el cual se define como el valor del pH en el cual la carga neta de la partícula es cero. Si el pH del fluido de invasión es mayor que el pH correspondiente al punto de carga cero de la partícula, ésta se desprenderá de la superficie del grano. La Caolinita es la arcilla más sensible a los cambios de pH, ya que sus bordes están compuestos de capas expuestas de aluminio y silicio, los cuales, a pH bajo tienen carga neta negativa, estando su punto de carga cero en un intervalo de pH entre 3,5 y 4,6.

El pH y la concentración iónica salina están relacionados íntimamente, ya que un ambiente salino adecuado puede contrarrestar el efecto de pH.

El pH es un indicador de la acidez de una sustancia. Está determinado por el número de iones libres de hidrógeno (H^+) en una sustancia. La acidez es una de las propiedades más importantes del agua. El agua disuelve casi todos los iones. El pH sirve como un indicador que compara algunos de los iones más solubles en agua. El resultado de una medición de pH viene determinado por una consideración entre el número de protones (iones H^+) y el número de iones hidroxilo (OH^-). Cuando el número de protones iguala al número de iones hidroxilo, el agua es neutra. Tendrá entonces un pH alrededor de 7. El pH del agua puede variar entre 0 y 14. Cuando el pH de una sustancia es mayor de 7, es una sustancia básica. Cuando el pH de una sustancia está por debajo de 7, es una sustancia ácida. Cuanto más se aleje el pH por encima o por debajo de 7, más básica o ácida será la solución. El pH es un factor logarítmico; cuando una solución se vuelve diez



veces más ácida, el pH disminuirá en una unidad. Cuando una solución se vuelve cien veces más ácida, el pH disminuirá en dos unidades. El término común para referirse al pH es la alcalinidad.

2.2.4.4. Factores físicos

El proceso físico de desprendimiento y transporte de las partículas finas ocurre cuando las partículas que están adheridas a la superficie de los granos son movilizadas por fuerzas de arrastre del flujo del fluido en el medio, en donde las fuerzas hidrodinámicas tienen su mayor influencia, creciendo ésta con el tamaño de las partículas. Los factores que influyen en este proceso físico son:

2.2.4.4.1. Tasa de Flujo

Si la velocidad del flujo es baja, las partículas finas dispersas pueden ordenarse gradualmente para realizar su recorrido en la formación a través de los poros. En cambio, a velocidades altas, no existe una distribución adecuada de las partículas, lo que hace que interfieran unas con otras y se acumulen en los cuellos de los poros, produce taponamiento. Existe una velocidad, por encima de la cual la migración de partículas finas es masiva, y se llama “velocidad crítica de flujo”. El cálculo de este valor es muy importante, ya que se utiliza para determinar la velocidad máxima de desplazamiento para prevenir el daño, a nivel de laboratorio, y a la vez, efectuar un escalamiento para los valores de inyección o producción a nivel del pozo.

2.2.4.4.2. Viscosidad

A medida que aumenta la viscosidad del fluido en el medio, aumentan las fuerzas de arrastre sobre las partículas, por lo que será más fácil desprender las partículas si el fluido es más viscoso. Esto es, su velocidad crítica será menor.

2.2.4.5. Intercambio Catiónico

Cuando un mineral se pone en contacto con una solución acuosa comienza un proceso de intercambio de cationes, donde cationes de la solución pasan al mineral y viceversa. Existe una región, llamada región difusa entre el mineral y la solución original



en donde se localizan los cationes en viaje. La importancia de la región difusa es que a medida que sea menor, mayor será el grado de floculación.

2.2.4.6.Mojabilidad de Superficie y Partículas

En general, cualquier fluido al moverse en el medio poroso puede alcanzar una velocidad de arrastre suficiente para desprender partículas de las paredes de los poros. Sin embargo, cuando las superficies y las partículas están mojadas por la fase inmóvil, a saturación residual (agua, en general), y la fase que fluye es la que no moja las superficies (petróleo), el caso normal es que no se alcance la velocidad crítica para que las partículas se desprendan. Cuando la saturación de la fase mojante aumenta y ésta se hace móvil, se alcanza con facilidad la velocidad crítica, y las partículas comienzan a desprenderse y migrar. Este fenómeno puede observarse en pozos que comienzan a producir con muy bajos porcentajes de agua.

2.2.4.7.Deposición de Partículas

Una vez desprendida, las partículas finas tienen varias formas de depositarse, que dependen de su tamaño y de su morfología, como se describe a continuación:

a) Deposición uniforme

En donde todas las partículas tienen un tamaño similar lo que le da una buena estabilidad a obstrucción, pero también pueden depositarse en paredes de los poros, por lo cual el efecto de daño no se aprecia inmediatamente.

b) Taponamiento por diferencia de tamaño

Cuando la partícula es mayor que el cuello del poro.

c) Formación de puentes

Por la aglomeración de partículas de diferentes tamaños, en las gargantas de los poros.



2.2.4.8. Prevención de los daños inducidos durante la perforación.

La causa principal de la invasión de filtrados y sólidos del fluido de perforación hacia los yacimientos es la presión diferencial o sobre balance de la columna hidrostática del fluido en contra de la presión del yacimiento. Dadas las consecuencias económicas que tiene el daño inducido durante la perforación, es recomendable tener una base de datos actualizada del yacimiento, que incluya registros de presión estática, para poder diseñar los fluidos de perforación a la mínima densidad compatible con los márgenes de seguridad. Si los yacimientos se hallan en un grado de agotamiento avanzado, es recomendable la perforación con fluidos de muy baja densidad, aireados o espuma.

Para minimizar la invasión del filtrado, así mismo se recomienda la utilización de fluidos que puedan construir un revoque impermeable rápidamente, y que este revoque pueda ser removido por la presión del yacimiento al fluir el pozo. Para esto existen fluidos saturados de sal, o con partículas inertes de tamaño controlado, capaces de formar este tipo de revoque.

Es necesaria la caracterización mineralógica de la roca del yacimiento, así como de los fluidos que la saturan, agua y petróleo, para prever las reacciones químicas que podrían ocurrir cuando el filtrado del fluido invada la formación. Así mismo, de disponer de núcleos de la formación, se recomienda realizar pruebas de flujo a través de los mismos, para hallar la reducción de la permeabilidad debida a la invasión del filtrado y sólidos del fluido.

También, se recomienda hallar la distribución de tamaño de poro en los núcleos disponibles, o en el ripio cortado de la misma formación, técnica que será explicada más adelante, para determinar el tamaño mínimo de las partículas sólidas permisibles en fluido.

Durante la perforación del pozo, es de capital importancia el diseño y buen funcionamiento de los equipos de control de sólidos, para eliminar las partículas sólidas de tamaño menor que el permisible. Es importante conocer los efectos que cada uno de los aditivos del fluido tiene en el medio poroso, y mantener la composición del mismo lo más sencilla posible. .

Se sabe que gran parte de los fluidos de perforación cumplen con sus funciones en forma óptima a valores altos de pH. Esta alcalinidad, al filtrarse hacia el medio poroso podría activar los surfactantes naturales del crudo de la formación, formando emulsiones en



el medio poroso. Los polímeros de tipo xantano, HEC, CMC y CMHEC, pueden penetrar con el filtrado. Se encogen como un resorte por efecto de la presión para penetrar al medio poroso, y recuperan su volumen al hallar espacio suficiente en un poro, bloqueando al paso de fluidos. Este es un enfoque que no se ha observado con las poliacrilamidas.

2.2.4.9. Métodos Cualitativos para Diagnosticar la posibilidad de daño a la Formación

Si podemos identificar con anterioridad antes de que se realice el trabajo que induciría al daño de la formación se podría evitar la posibilidad de la baja productividad de un pozo. Existen varios métodos para evaluar cualitativamente la posibilidad de daño:

- Registro de resistividad. De pozos anteriores
- Revisión de la historia de perforación / terminación / reparación de pozos anteriores.
- Análisis de estimulaciones previas.
- Comparación con el comportamiento de los pozos vecinos.
- Análisis nodal.
- Pruebas de flujo a través de núcleos.
- Análisis de fragmentos o ripio cortados de la formación.

2.2.5. Descripción de Núcleos

2.2.5.1. Generalidades

La principal fuente de información básica en geología de yacimientos, exceptuando la información sísmica, es la que se obtienen de la perforación de pozos.

El análisis de las muestras de canal o rípio obtenidas de las formaciones durante la perforación de pozos, así como los núcleos y los fluidos de perforación, indican parámetros y propiedades físicas de las rocas.

Este análisis permite determinar los límites de las formaciones, sus respectivas profundidades, presencia de fósiles, edad, buzamientos y rumbos de las capas, localización de



discordancias, presencia de fallas, contenido de fluidos, presiones y temperaturas de los fluidos, etc.

Durante la perforación se pueden obtener muestras de canal o ripio, núcleos y muestras de pared, con las cuales se pueden establecer las siguientes características:

- Tipo de roca
- Color de la roca, para consideraciones del ambiente en que esta se depositó.
- Permeabilidad, porosidad y tipo de porosidad.
- Tamaño de grano, angulosidad, selección, grado de laminación, carácter y estructura de los poros en rocas carbonatadas. Tipo de cemento.
- Procesos diagenéticos.
- Minerales accesorios en la roca y minerales pesados.
- Presencia de hidrocarburos y su composición.
- Saturaciones de fluidos y resistividad del agua de formación.

2.2.5.2.Objetivos del Análisis de Núcleos

La base de los análisis de núcleos se fundamenta en una serie de aspectos ingenieriles y geológicos, la gran mayoría considerados factores críticos en el proceso de perforación. A partir de un programa exploratorio previamente realizado, se logra conocer el grado de dificultad que puede presentarse durante la perforación y así escoger el método de perforación más adecuado, el cual está gobernado por:

- El fluido de perforación
- La técnica de toma de núcleo
- La técnica de preservación.

Los objetivos de un programa de perforación incluyen:

- Definición de porosidad, permeabilidad, fluidos residuales, litología y predicción de la producción de gas, petróleo o agua.
- Definición de las unidades de flujo, tomando en cuenta la porosidad, permeabilidad y litología, para caracterizar el reservorio.



- Definición de la saturación de agua irreversible.
- Estudios de permeabilidad direccional.
- Determinación de ambientes de depositación.
- Información para calibrar y mejorar registros de pozos posteriores.
- Determinación de la saturación de petróleo residual, para evaluar e intensificar los proyectos de recobro.
- Valorar las formaciones afectadas y planear estrategias de control.

2.2.5.3. Requerimientos y Técnicas en el Análisis de Núcleos

Para una mayor seguridad con respecto a la información recogida en un programa de análisis de núcleos es necesario tomar en cuenta

- El núcleo debe representar una sección del pozo.
- Se debe tomar en cuenta si el fluido de perforación es base aceite o agua.
- Para la determinación del grado de estabilidad de la roca, se deben recolectar varios pies de núcleos del pozo.
- Los núcleos deben ser analizados minuciosamente para recolectar información básica y datos especiales.
- El núcleo deber ser preservado y almacenado para futuros análisis.

2.2.5.4. Tipos de Procedimientos en los Análisis de Núcleos

2.2.5.4.1. Análisis de núcleos de diámetro completo. (Full Diameter)

Este análisis consiste en describir la totalidad del núcleo y una de las técnicas usadas, puede consistir en secciones que han sido cortadas en cilindros exactos de diámetro completo o parcial. En general una tercera parte del núcleo ya cortado se utiliza para su descripción y las dos terceras partes restantes se almacenan por aparte para futuros estudios. Este tipo de análisis es utilizado en formaciones heterogéneas.

2.2.5.4.2. Análisis de Tapones de Núcleos. (Plug – Type)

Los análisis de tapones de núcleos se realizan a partir de observaciones convencionales en el núcleo. Se toma solamente un pequeño intervalo el cual puede ser muestreado cada 3 o 4 pulgadas por pie de núcleo. Este tipo de análisis es utilizado en secciones homogéneas.



2.2.5.4.3. Análisis de muestras de Pared. (Side Wall)

Es una técnica de recolección de muestras posterior a la perforación de la roca, en la cual se utilizan mecanismos de percusión con diferentes arreglos geométricos. Esta técnica es más conocida como cañoneo de la formación.

2.2.5.5. Manejo o Tratamiento del Núcleo

Después de remover el núcleo del porta – núcleos, lo cual se puede hacer horizontal o verticalmente, son necesarios los siguientes pasos:

- El núcleo es extraído en orden y con cuidado, para ser colocado en el piso y limpiarlo.
- Se pintan líneas o flechas en el núcleo en dirección longitudinal para distinguir la base y el techo. Por ejemplo, se utiliza una línea roja a la derecha y otra azul o verde a la izquierda, para orientarlos siempre en la misma posición.
- La longitud del núcleo es registrada y si es posible se marca cada pie en el núcleo.
- Una descripción inicial pie a pie puede ser realizada en el lugar de la perforación.
- Todos los núcleos de una sección deben ser transportados y analizados en el laboratorio y puestos en orden, tomando en cuenta su profundidad. El núcleo puede ser descrito utilizando un formato general y es recomendable realizar análisis o registros gamma sobre él, conocidos como Core – Gamma, para posteriores correcciones de profundidad y correlaciones con registros de otros pozos.

2.2.5.6. Preservación de Núcleos

La técnica utilizada para la preservación de núcleos es la siguiente:

- Sumergir el núcleo en agua desoxigenada.
- Sumergir el núcleo en petróleo no oxidado o refinado, para tratar de remover los componentes polares.
- Empacar los núcleos en bolsas plásticas o de cierre seguro. Esto se recomienda para los primeros dos o tres días. También se pueden empacar en papel aluminio o papel parafinado por corto tiempo.



- Los núcleos deber ser colocados en cajas impermeables para evitar que se afecten o se contaminen.
- Se debe tomar en cuenta la humedad del ambiente para evitar alteraciones.
- Posteriormente en el laboratorio se cortan, preservan, muestrean y se preparan para efectuar mediciones, análisis y presentación de resultados.

Al relacionar las características petrofísicas de una roca y los registros eléctricos de un pozo, mediante el análisis de núcleos, es de vital importancia la correspondencia de profundidades entre el núcleo y los registros, para lo cual se recurre a un registro de curva de Core - Gamma, que consiste en tomar un registro gamma directamente del núcleo y posteriormente comparar la curva de Gamma - Ray del pozo con la curva de Gamma - Ray del núcleo y así corregir la profundidad.

Las medidas que se pueden efectuar una vez corregida la profundidad del núcleo son las siguientes:

- Arcillosidad
- Contaje de arena neta y arena neta petrolífera
- Porosidad E
- Correlaciones de permeabilidad
- Elaborar modelos de electrofacies.

Para estar seguro de la representatividad de los resultados obtenidos, es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Incidencia de las técnicas utilizadas para obtener y analizar los núcleos.
- El ajuste en profundidad entre las curvas obtenidas de los análisis de núcleos y los registros.
- Ajuste de modelos y parámetros usados en la interpretación de registros.



Tomando en cuenta que, la única forma de conocer con certeza las características de una roca en profundidad, es obteniendo un testigo o núcleo, lo cual incrementa notablemente los costos de perforación, se deben analizar la mayor cantidad de sus características en el laboratorio y luego compararlas con los registros eléctricos.

2.2.5.7. Relaciones Entre los Perfiles y las Facies de Rocas Siliciclasticas

Para obtener un mejor conocimiento de un yacimiento, es posible relacionar los paleoambientes de depositación y las variaciones en el tamaño de grano con la forma de las curvas de los registros eléctricos. Para esto es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Determinar los cambios de tamaño de grano de un intervalo arenoso a partir de las relaciones de todas las características de los registros disponibles.
- b) Relacionar los datos de paleobatimetria de un ambiente particular con los cambios en el tamaño de grano.
- c) Construir secciones transversales para correlacionar en los pozos las facies determinadas con los cambios de tamaño de grano.
- d) Preparar mapas de Facies e Isópacos para definir el espesor y continuidad de las facies interpretadas.

En general en los registros, las variaciones en el tamaño de grano se pueden clasificar dentro de los siguientes tres tipos:

- Embudo
- Campana
- Cilindro

2.2.5.8. Análisis de Laboratorio en Núcleos

A continuación se describen los análisis necesarios para determinar la composición mineralógica de la formación que se va a perforar o a diseñar un tratamiento químico. Las herramientas de laboratorios disponibles son:



- Análisis de difracción de rayos X.
- Microscopía electrónica de barrido (SEM).
- Técnica de electrón retrodispersado para análisis de ripios y tapones de núcleos.
- Microscopía óptica de secciones finas (análisis petrográfico).
- Pruebas de solubilidad en ácido.
- Análisis de tamizado (granulometría).
- Curvas de respuestas a ácidos.

Como puede verse, todos estos análisis requieren que se disponga de núcleos de la formación, lo cual no es frecuente, a menos que se trate de pozos exploratorios, o perforados para algún proyecto de recuperación secundaria. A veces se tienen núcleos de pared, y más frecuentemente, ripios o cortes obtenidos durante la perforación, con los que hay que tener especial cuidado, ya que hay que observarlos al microscopio para separar de ellos los que representen arena de formación para ser analizados.

2.2.6. Química de Arcillas

Un entendimiento riguroso de las arcillas puede ser la herramienta más valiosa del ingeniero de fluidos. La arcilla puede ser añadida intencionalmente, tal como en el caso de M-I GEL®, o puede entrar en el fluido como contaminante importante mediante la dispersión de los sólidos de perforación. En cualquier caso, la arcilla se convierte en una parte activa del sistema. Por este motivo, es necesario entender la química básica de las arcillas para controlar correctamente los fluidos base agua. La química de las arcillas también es importante en lo que se refiere a las interacciones entre los fluidos base agua y las lutitas que afectan la estabilidad del pozo. *Arcilla* es un término amplio que se usa comúnmente para describir los sedimentos, suelos o rocas compuestos de partículas minerales y materia orgánica de granos extremadamente finos. Un buen ejemplo son las arcillas (a veces llamadas *arcillas tipo “gumbo”* [arcillas plásticas]) encontradas en los jardines o a lo largo de las riberas. Estas arcillas son frecuentemente blandas y plásticas cuando están mojadas, pero se vuelven duras cuando están secas. Esta propiedad física de “blanda cuando mojada, dura cuando seca” se puede relacionar con la presencia de ciertos



minerales arcillosos. Arcilla también se usa como término general para describir las partículas que tienen un diámetro inferior a 2 micrones, las cuales incluyen la mayoría de los minerales arcillosos.

Los minerales arcillosos son minerales de silicato aluminico de granos finos que tienen microestructuras bien definidas. En la clasificación mineralógica, los minerales arcillosos están clasificados como silicatos estratificados porque la estructura dominante se compone de camas formadas por capas de sílice y alúmina. Cada capa consta de una estructura laminar y delgada, llamada *capa unitaria*. Por ejemplo, un mineral de silicato estratificado típico sería la mica o la vermiculita, las cuales pueden separarse en capas finas a lo largo de los planos de clivaje. La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar. Según las unidades repetidas de la estructura, los minerales arcillosos también se pueden clasificar de acuerdo a la relación de capas de sílice a capas de alúmina, tal como 1:1, 2:1 y 2:2, además de si estos minerales arcillosos son estratificados o en forma de aguja. En la industria de fluidos de perforación, ciertos minerales arcillosos tales como la esmectita, uno de los principales componentes de la bentonita, son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado. Las arcillas de la formación se incorporan inevitablemente en el sistema de fluido de perforación durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas. Por lo tanto, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el sistema de fluido. El término *bentonita* se usa para describir la montmorillonita sódica explotada comercialmente (la cual constituye una forma de esmectita) que se usa como aditivo para el fluido de perforación (por ej.: M-I GEL o M-I GEL SUPREME™). *Geológicamente, la bentonita es una capa de ceniza volcánica alterada.* Uno de los más grandes depósitos de esta ceniza volcánica se produjo hace más de 60 millones de años en ciertas regiones de Norteamérica, conocidas hoy como las Black Hills de Wyoming y Dakota del Sur, y las Big Horn Mountains de Wyoming. La arcilla bentonítica explotada en Wyoming proviene precisamente de esta capa de bentonita depositada volcánicamente. La arcilla bentonítica explotada en otras áreas del mundo pueden provenir de otros tipos de depósitos geológicos. Debido a sus pequeños tamaños de partículas, las arcillas y los minerales arcillosos son analizados con técnicas especiales tales como la difracción de rayos X, la absorción infrarroja y la microscopía electrónica. La Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC), la adsorción de



agua y el área superficial son algunas de las propiedades de los minerales arcillosos que suelen ser determinadas para lograr una mejor caracterización de los minerales arcillosos y minimizar los problemas de perforación.

2.2.6.1. Definición de Arcilla

Las arcillas son cualquier sedimento o depósito mineral que es plástico cuando se humedece y que consiste de un material granuloso muy fino, formado por partículas muy pequeñas cuyo tamaño es inferior a 4 micras, y que se componen principalmente de silicatos de aluminio hidratados [1 micra es la diezmilésima parte de un centímetro o sea la dimensión aproximada de los microbios comunes].

Sin embargo el término arcilla posee muchas definiciones y se usa habitualmente con diferentes significados dependiendo del área de trabajo:

- Desde el punto de vista mineralógico, engloba a un grupo de minerales (minerales de la arcilla), filosilicatos en su mayor parte, cuyas propiedades físico-químicas dependen de su estructura y de su tamaño de grano, muy fino (inferior a 2 mm).
- Otra definición plantea que la arcilla es un silicato de aluminio hidratado, en forma de roca plástica, impermeable al agua y bajo la acción del calor se deshidrata, endureciéndose mucho.
- Desde el punto de vista petrológico la arcilla es una roca sedimentaria, en la mayor parte de los casos de origen detrítico, con características bien definidas. Para un sedimentólogo, arcilla es un término granulométrico, que abarca los sedimentos con un tamaño de grano inferior a 2 mm.
- Para un ceramista una arcilla es un material natural que cuando se mezcla con agua en la cantidad adecuada se convierte en una pasta plástica. Desde el punto de vista económico las arcillas son un grupo de minerales industriales con diferentes características mineralógicas y genéticas y con distintas propiedades tecnológicas y aplicaciones.

Por tanto, el término arcilla no sólo tiene connotaciones mineralógicas, sino también de tamaño de partícula, en este sentido se consideran arcillas todas las fracciones con un tamaño de grano inferior a 2 mm. Según esto todos los filosilicatos pueden considerarse verdaderas arcillas si se encuentran dentro de dicho rango de tamaños, incluso minerales no pertenecientes al grupo de los filosilicatos (cuarzo, feldespato, etc.) pueden ser



considerados partículas arcillosas cuando están incluidos en un sedimento arcilloso y sus tamaños no superan los 2 mm. Las arcillas son constituyentes esenciales de gran parte de los suelos y sedimentos debido a que son, en su mayor parte, productos finales de la meteorización de los silicatos que, formados a mayores presiones y temperaturas, en el medio exógeno se hidrolizan.

Se menciona en las definiciones precedentes que la arcilla es un silicoaluminato hidratado, es decir que desde el punto de vista químico está compuesta de silicio (**Si**), aluminio (**Al**), oxígeno (**O**) e hidrógeno (**H**), es decir, esta familia de minerales, los silicatos forman el árbol genealógico de las arcillas.

2.2.6.2. Tipos de Arcillas

Existe un gran número de minerales arcillosos, pero los que nos interesan en relación con los fluidos de perforación pueden ser clasificados en tres tipos. El primer tipo consta de arcillas en forma de aguja no hinchables como la *atapulguita* o la *sepiolita*. Se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar la viscosidad. El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hacen que la arcilla desarrolle una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal, incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos. Debido a su forma y a sus características no hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil. Por este motivo, la *atapulguita* se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los fluidos base agua salada, mientras que la *sepiolita* se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. Estas arcillas no están casi nunca presentes en las lutitas de las formaciones. M-I vende la *atapulguita* bajo el nombre SALT GEL®, y la *sepiolita* bajo el nombre DUROGEL®. El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): *ilita*, *clorita* y *caolinita*, las cuales están descritas más adelante. El tercer tipo son las *montmorillonitas* laminares muy hinchables. El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones, en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: (1) *ilita*, (2) *clorita*, (3) *montmorillonita* y (4) *caolinita*. Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en



cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación. La montmorillonita presente en las lutitas es generalmente la montmorillonita cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio. La montmorillonita sódica (bentonita de Wyoming, M-I GEL y M-I GEL SUPREME) también se añade normalmente a un fluido para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Las propiedades de filtración y reológicas del fluido dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el fluido. Como la montmorillonita es añadida intencionalmente a un fluido para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como contaminantes, visto que no son tan eficaces como una arcilla comercial. La arcilla que existe naturalmente tiene una estructura apilada o estratificada, en la cual cada capa unitaria tiene un espesor de aproximadamente 10 ángstrom (\AA). Esto significa que cada milímetro de espesor consta de aproximadamente un millón de capas de arcilla. Cada capa de arcilla, es altamente flexible, muy fina, y tiene un área superficial enorme. Se puede considerar que una partícula individual de arcilla es algo parecido a una hoja de papel o un trozo de celofán. ¡Un gramo de montmorillonita sódica tiene un área superficial de capa total de 8.073 pies^2 (750 m^2). En agua dulce, las capas adsorben el agua y se hinchan hasta el punto en que las fuerzas que las mantienen unidas se debilitan y las capas individuales pueden separarse de los paquetes. La separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión. Este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa el espesamiento de la suspensión. La Foto 2.1 es una fotomicrografía real de una partícula de bentonita. Nótese que se parece a una baraja de cartas abierta en abanico. Se puede observar que varias de las partículas laminares se traslapan. Esta forma característica de las partículas es lo que produce el llamado efecto de “cinglado” que es tan importante para el control de filtrado.



Las arcillas son generalmente del tipo de dos capas como la caolinita o del tipo de tres capas como la montmorillonita, la clorita o la illita. Cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas. Cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesia dispuestas octaédricamente (ocho caras). Las arcillas de tres capas se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, en cierto modo como un emparedado (ver la Figura 2. 5).

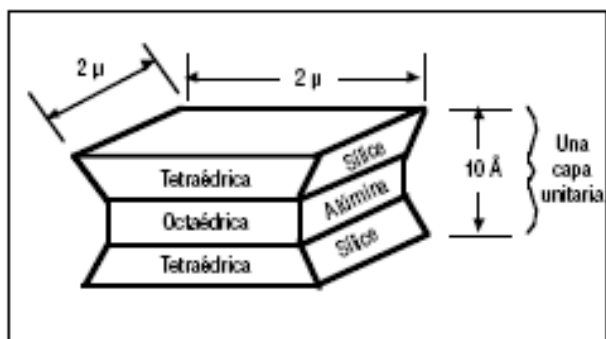


Figura 2. 5 Partícula de Montmorillonita Idealizada. (M.I. Drilling 1.998.)

Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica. Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente. Por ejemplo, la pirofilita $[Al_2Si_4O_{10} - (OH)_2]$, una arcilla neutra, como aparece en la Figura 2. 6, es similar a la montmorillonita cargada negativamente.

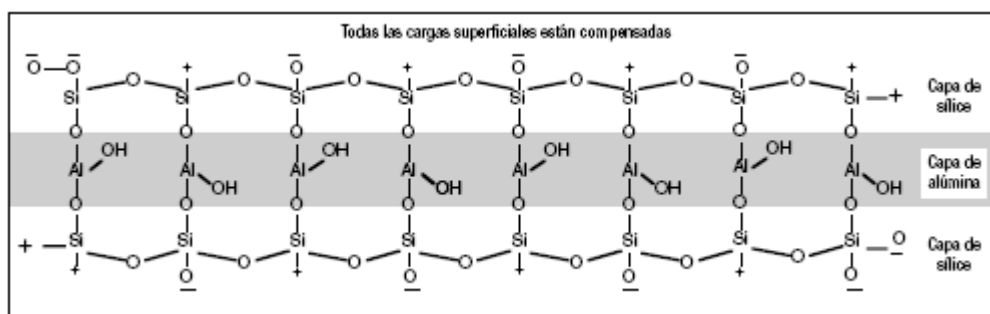


Figura 2. 6 Pirofilita Eléctricamente Neutra. (M.I. Drilling 1.998.)

2.2.6.2.1. Arcillas Montmorilloníticas (Arcillas de Tres Capas)

Si se sustituye un átomo de aluminio (Al^{3+}) por un solo átomo de magnesio (Mg^{2+}) en la estructura reticular (disposición de los átomos), ésta tendrá un electrón excedente o



una carga negativa (*ver la Figura 2. 7*). La carga negativa neta es compensada por la adsorción de cationes (iones positivos) en las superficies de la capa unitaria, tanto en las superficies interiores como en las superficies exteriores del apilamiento. Los cationes que se adsorben en las superficies de las capas unitarias pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla se mide y se registra como capacidad de intercambio catiónico (CEC). El catión puede ser un ion de simple carga como el sodio (Na^+) o un ion de doble carga como el calcio (Ca^{2+}) o el magnesio (Mg^{2+}). De este modo, tenemos montmorillonita sódica, montmorillonita cálcica y/o montmorillonita magnésica. Aunque la bentonita de Wyoming esté generalmente definida como montmorillonita sódica, el calcio y el magnesio intercambiables pueden constituir de 35 a 67% de la capacidad total de intercambio. La propiedad más típica de las montmorillonitas es la capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) con el agua (*ver las Figuras 2. 8 y 2. 9*).

Además de la sustitución del aluminio (Al^{3+}) por el magnesio (Mg^{2+}) en la red de montmorillonita, muchas otras sustituciones pueden ser realizadas. Por lo tanto, el nombre montmorillonita se usa frecuentemente como nombre de grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas. Sin embargo, en los últimos años, se ha aceptado cada vez más el nombre esmectita como nombre de grupo, reservando el término montmorillonita para los miembros predominantemente aluminosos del grupo. Este grupo de minerales incluye la montmorillonita, la hectorita, la saponita, la nontronita y otros minerales específicos.

2.2.6.2.2. Ilitas (Arcillas de Tres Capas)

Las ilitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} como en la montmorillonita, la ilita tiene una sustitución de Si^{4+} por Al^{3+} , lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ion potasio (K^+), como lo indica la *Figura 2. 9*. La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones, mediante los iones potasio compensadores, es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta.

El espacio entre las capas unitarias es de 2,8 Å. El diámetro iónico de K^+ es de 2,66 Å. Esto permite que el K^+ encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua. Como las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasio (K^+) presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio. Sólo los iones potasio que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes. Entre los minerales arcillosos 2:1, la esmectita, illita, y capas mixtas de illita y esmectita son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza problemática de estos minerales arcillosos puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua. A medida que la profundidad de entierro aumenta, la esmectita se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de illita/esmectita, y finalmente en illita y mica. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta.

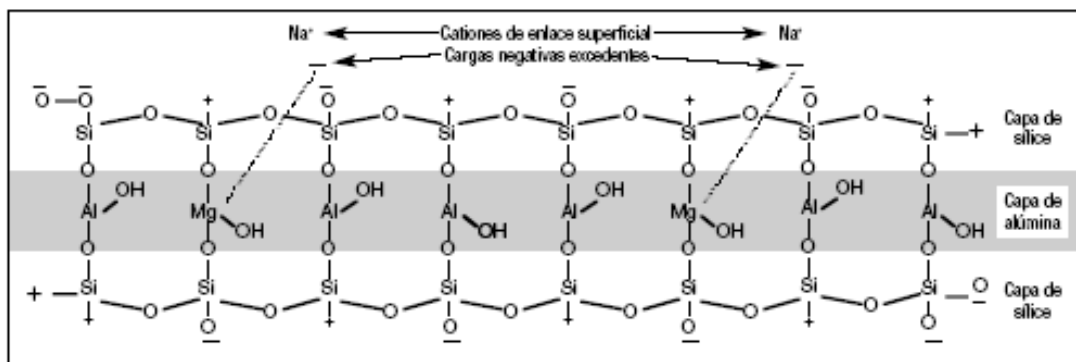


Figura 2. 7 Sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} causando una partícula cargada negativamente.

(M.I. Drilling 1.998.)

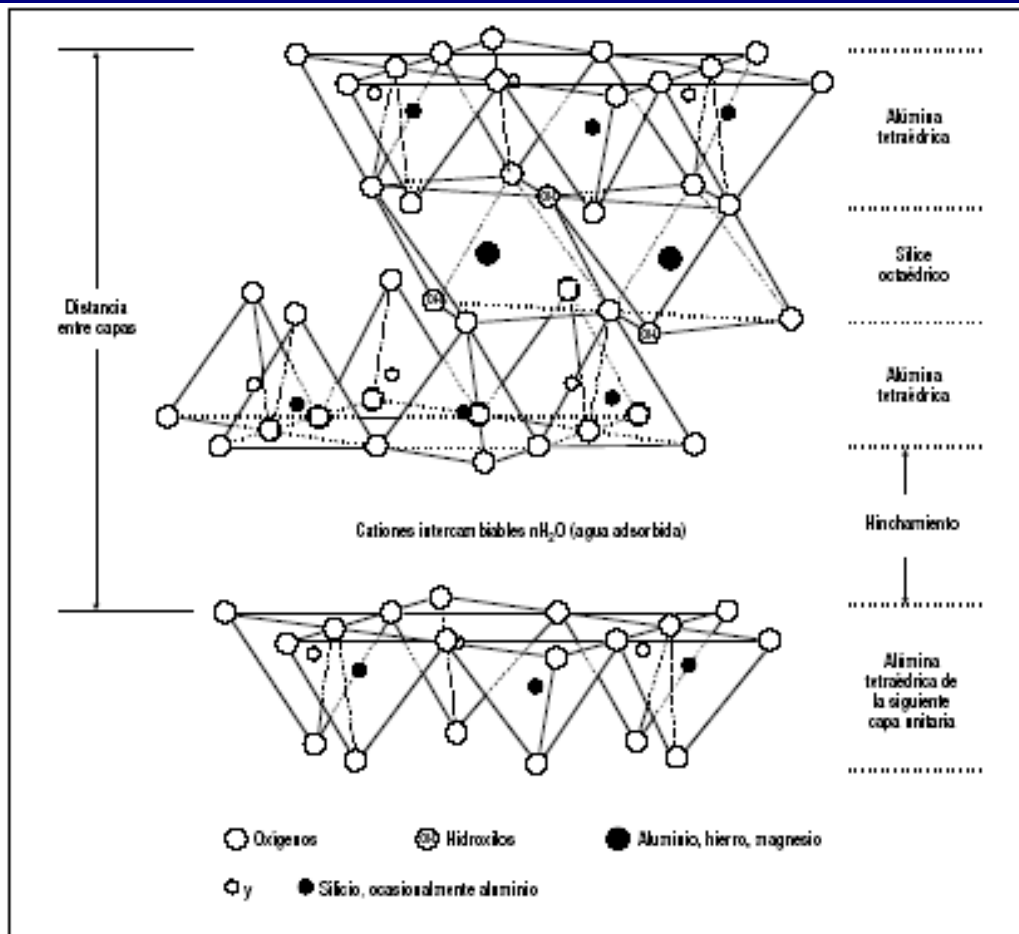


Figura 2. 8 Estructura de la Esmectita. (M.I. Drilling 1.998.)

2.2.6.2.3. Cloritas (Arcillas de Tres Capas)

Las cloritas están estructuralmente relacionadas con las arcillas de tres capas. Las cloritas no se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchén ligeramente al ser modificadas.

En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita (ver la Figura 2. 9). Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg^{2+} por Al^{3+} en la capa de brucita. Las cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades. La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas del clorita suele ser de aproximadamente 14 Å. La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros

minerales arcillosos tales como la esmectita. La arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos.

2.2.6.2.4. Caolinitas (Arcillas de dos Capas)

La caolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula, porque el agua no es capaz de penetrar en las capas. La caolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas. Por lo tanto, la caolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100 g). La caolinita se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas.

La *Tabla 2. 1* contiene un resumen de los minerales arcillosos y la *Figura 2. 9* presenta una comparación esquemática de las diferentes estructuras de las arcillas.

Grupo	Estructura	Carga	Catión de intercambio	Distancia interatómica (Å)	Hinchamiento
Kaolinita	capa 1:1	Nula	Ninguno	7,2	Ninguno
Talco	capa 2:1	Nula	Ninguno	9,3	Ninguno
Esmectita	capa 2:1	0,3 - 0,6	Na ⁺ , Ca ²⁺ , K ⁺ , Mg ²⁺	11 - 15	Variable
Vermiculita	capa 2:1	1,0 - 4,0	K ⁺ , Mg ²⁺	14 - 15	Variable
Ilita	capa 2:1	1,3 - 2,0	K ⁺	10	Nulo
Mica	capa 2:1	2,0	K ⁺	10	Ninguno
Chlorita	capa 2:2	Variable	Capa de brucita	14	Nulo
Sepiolita	cadena 2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	cadena 2:1	Menor	Ninguno	10,5	Nulo

Tabla 2. 1 Arcillas Encontradas Comúnmente. (M.I. Drilling 1.998.)

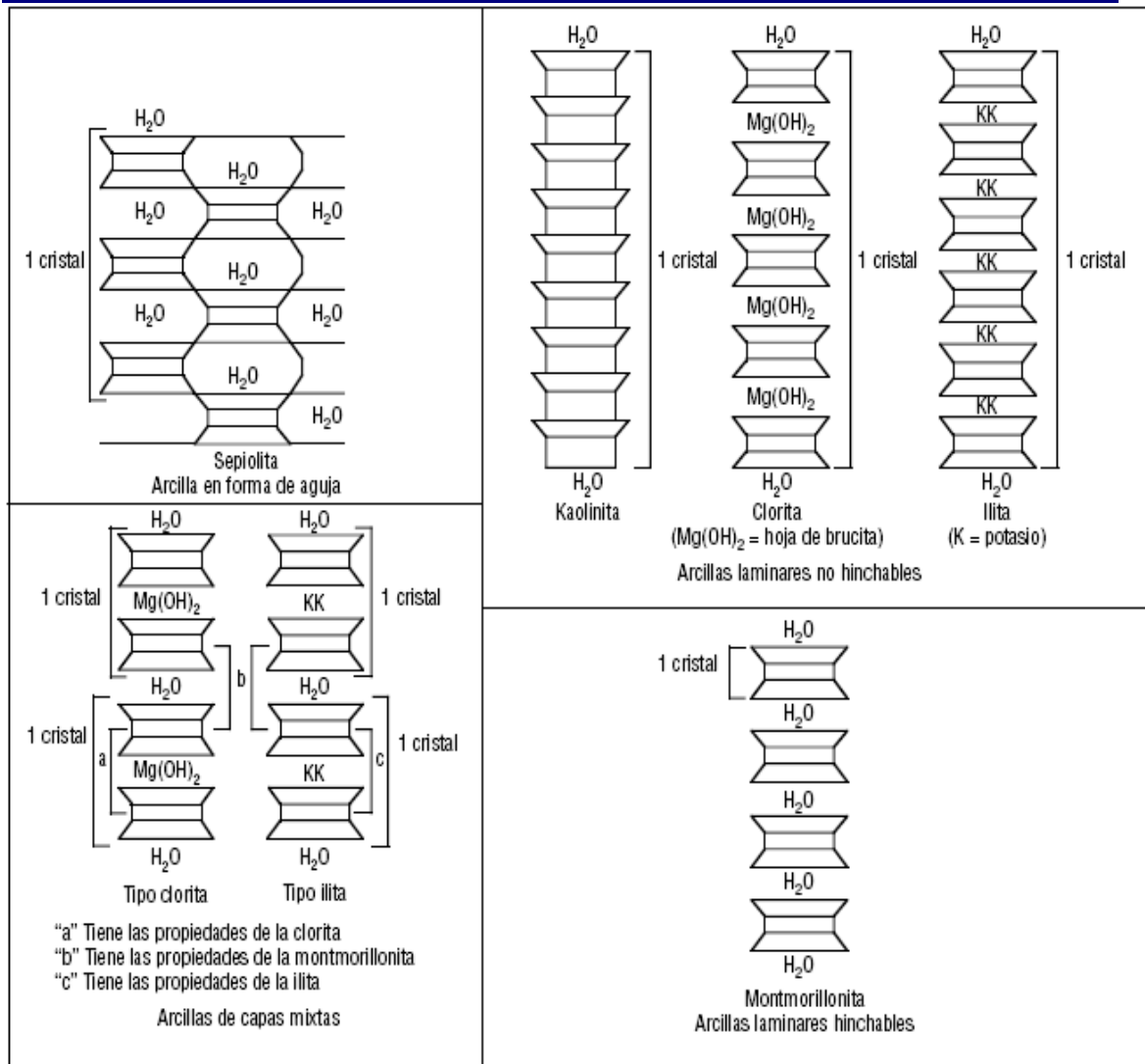


Figura 2. 9 Comparación de Estructuras de Arcillas. (M.I. Drilling 1.998.)

2.2.6.3. Propiedades Físico Químicas de las Arcillas

2.2.6.3.1. Superficie Específica

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g .

Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad.



A continuación se muestran algunos ejemplos de superficies específicas de arcillas:

- Caolinita de elevada cristalinidad hasta 15 m²/g
- Caolinita de baja cristalinidad hasta 50 m²/g
- Halloisita hasta 60 m²/g
- Illita hasta 50 m²/g
- Montmorillonita 80-300 m²/g
- Sepiolita 100-240 m²/g
- Paligorskita 100-200 m²/g

2.2.6.3.2. Capacidad de Intercambio Cationico

Los cationes compensadores que se adsorben en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CEC (capacidad de intercambio catiónico). La CEC está expresada en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g). La CEC de la montmorillonita está comprendida dentro del rango de 80 a 150 meq/100 g de arcilla seca. La CEC de las ilitas y cloritas es de aproximadamente 10 a 40 meq/100 g, y la CEC de las caolinitas es de aproximadamente 3 a 10 meq/100 g de arcilla.

La Prueba de Azul de Metileno (MBT) es un indicador de la CEC aparente de una arcilla. Cuando se realiza esta prueba sobre un fluido, se mide la capacidad total de intercambio de azul de metileno de todos los minerales arcillosos presentes en el fluido. Normalmente se registra la Capacidad de Azul de Metileno (MBC) como cantidad equivalente de bentonita de Wyoming requerida para obtener esta misma capacidad. Es importante notar que la prueba no indica directamente la cantidad de bentonita presente. Sin embargo, la cantidad aproximada de bentonita y sólidos en el fluido puede ser calculada basándose en el hecho de que los sólidos de perforación normales tienen una CEC equivalente a 1/9 de la CEC de la bentonita, y si se calcula la cantidad de sólidos de perforación presentes en el fluido a partir de un análisis de retorta. Este cálculo aproximado de la cantidad de bentonita añadida y sólidos de perforación puede ser más preciso cuando se mide la MBC de los recortes de perforación. Este procedimiento puede ser útil para



evaluar la cantidad y la calidad de las arcillas en el fluido. Para hacerse una idea de los cationes que reemplazarán a otros cationes en las posiciones de intercambio, se acepta generalmente la siguiente secuencia, disponiéndola en orden de preferencia decreciente: $H^+ > Al^{3+} > Ca^{2+} > Mg^{2+} > K^+ > NH_4^+ > Na^+ > Li^+$

Es decir que cualquier catión a la izquierda reemplazará a cualquier catión ubicado a su derecha. La concentración relativa de cada catión también afecta esta preferencia de intercambio catiónico. Aunque resulte más difícil reemplazar el calcio que el sodio, si la concentración iónica de Na^+ es considerablemente más alta que la concentración de Ca^{2+} , el sodio desplazará al calcio. El intercambio catiónico puede resultar de un cambio de temperatura visto que muchos compuestos tienen diferentes relaciones de solubilidad a temperatura. La solubilidad de algunas de las sales cálcicas comunes, tales como $CaSO_4$, disminuye a grandes temperaturas, mientras que la solubilidad de la mayoría de los compuestos de sodios aumenta. A medida que la concentración de Na^+/Ca^{2+} aumenta, los cationes Ca^{2+} de la arcilla tienden a ser reemplazados por los cationes Na^+ de la solución.

La CEC es una propiedad fundamental de las esmectitas. Son capaces de cambiar, fácilmente, los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes. La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

- Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.
- Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80 % de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina.

A continuación se muestran los valores de capacidad de intercambio catiónico (en meq/100 g) para algunas arcillas comunes:



- Caolinita: 3-5
- Halloisita: 10-40
- Illita: 10-50
- Clorita: 10-50
- Vermiculita: 100-200
- Montmorillonita: 80-200
- Sepiolita-paligorskita: 20-35

2.2.6.3.3. Capacidad de Absorción

Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlaminar (esmeclitas) o en los canales estructurales (sepiolita y paligorskita).

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate. La absorción de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso.

2.2.6.3.4. Hidratación e Hinchamiento

La hidratación y deshidratación del espacio interlaminar son propiedades características de las esmeclitas, y cuya importancia es crucial en los diferentes usos industriales. Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.



La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmectita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

2.2.6.3.5. Plasticidad

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento.

Generalmente, esta plasticidad puede ser cuantificada mediante la determinación de los índices de Atterberg (Límite Líquido, Límite Plástico y Límite de Retracción). Estos límites marcan una separación arbitraria entre los cuatro estados o modos de comportamiento de un suelo sólido, semisólido, plástico y semilíquido o viscoso (Jiménez Salas, 1975). La relación existente entre el límite líquido y el índice de plasticidad ofrece una gran información sobre la composición granulométrica, comportamiento, naturaleza y calidad de la arcilla. Existe una gran variación entre los límites de Atterberg de diferentes minerales de la arcilla, e incluso para un mismo mineral arcilloso, en función del catión de cambio. En gran parte, esta variación se debe a la diferencia en el tamaño de partícula y al grado de perfección del cristal. En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material.



2.2.6.3.6. Tixotropía

La tixotropía se define como el fenómeno consistente en la pérdida de resistencia de un coloide, al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo. Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si, a continuación, se las deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido. Para que una arcilla tixotrópica muestre este especial comportamiento deberá poseer un contenido en agua próximo a su límite líquido. Por el contrario, en torno a su límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico.

2.2.7. Difracción de Rayos X

2.2.7.1. Principios de la Técnica

El fenómeno de la difracción ocurre siempre que una onda encuentra un conjunto de objetos de scattering regularmente espaciados. La longitud de onda (λ) de la radiación incidente debe ser del mismo orden de magnitud que la distancia entre los centros de scattering.

La difracción es debida fundamentalmente a la existencia de ciertas relaciones de fase entre dos o más ondas, que provienen de la diferencia de camino recorrido por dichas ondas y que a su vez implican un cambio en la amplitud de las ondas difractadas.

De una forma muy simple, la difracción de Rayos X por un cristal y la reflexión de luz por un espejo son parecidas, ya que en ambos fenómenos el ángulo de incidencia es igual al ángulo de reflexión. Difieren, al menos, en 3 aspectos:

- El haz difractado por un cristal está constituido por rayos dispersados por todos los átomos del cristal que están en el camino del haz incidente. La reflexión de luz visible tiene lugar en una capa fina de la superficie solamente.
- La difracción de Rayos X monocromáticos (con una única longitud de onda) tiene lugar sólo para algunos ángulos de incidencia que satisfacen la Ley de Bragg. La reflexión de luz visible tiene lugar para cualquier ángulo de incidencia.



- La reflexión de luz visible en un buen espejo tiene casi un 100% de eficiencia.

La intensidad de un haz difractado de Rayos X es extremadamente pequeña comparada con la del haz incidente (incluso cuando el cristal es de una extraordinaria calidad).

Las direcciones de difracción están determinadas por la ley de Bragg ($n\lambda = 2d \sin\theta$) y por tanto sólo dependen del aspecto (estructura cristalina) y el tamaño de la celda unidad del cristal, por lo que midiendo las direcciones de los haces difractados por un cristal, sólo podemos conocer el aspecto y tamaño de la celda unidad. Las intensidades de los haces difractados están determinadas por las posiciones de los átomos dentro de la celda unidad, por lo que debemos medir las intensidades si queremos obtener cualquier información sobre las posiciones atómicas. La difracción de Rayos X de Alta Resolución (HRXRD) se basa en la definición de la dirección de los fotones de Rayos X y en la monocromaticidad de su energía.

2.2.7.2. Aplicaciones de la Técnica

La difracción de Rayos X es una técnica de caracterización muy útil, que nos proporciona una información estructural muy detallada de estructuras epitaxiales. Es una técnica no destructiva, analiza grandes áreas de la muestra, hasta una penetración del orden de 10 mm, pero al mismo tiempo nos da información a escala atómica. Usando HRXRD se pueden obtener espectros de difracción de estructuras periódicas (multicapas). Se pueden hacer simulaciones con gran detalle, y comparar lo que se intentaba crecer con lo que realmente se ha crecido, por lo que nos da un mejor entendimiento del método de crecimiento en sí mismo. Actualmente se está usando el equipo de HRXRD para estudiar el modo de crecimiento y la perfección estructural en muestras de GaAs, GaSb, LiNbO₃, superredes de InGaAs/GaAs, etc. Otra gran aplicación de la difracción de Rayos X es la resolución de estructuras de compuestos químicos, especialmente compuestos orgánicos. Ver (Figura 2. 10)

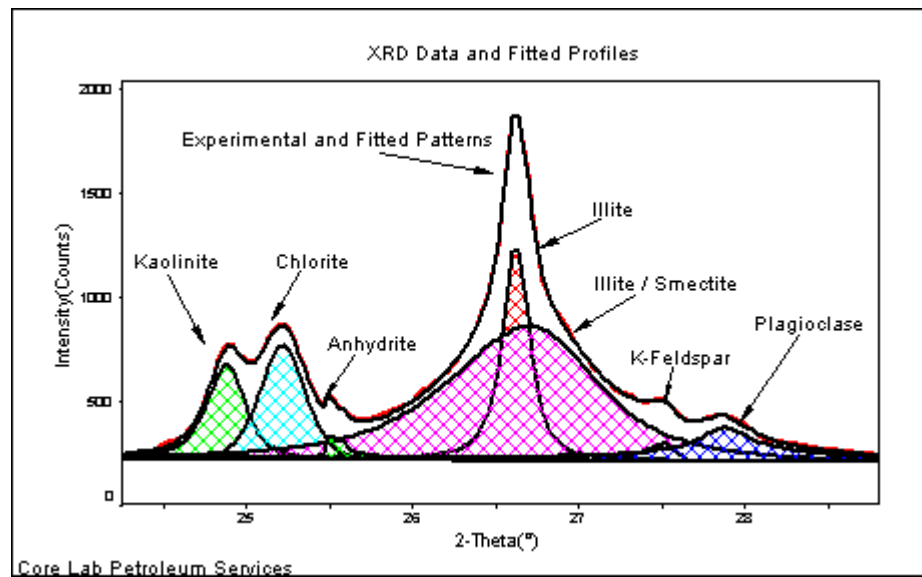


Figura 2. 10 Resultados de Análisis de XRD aplicada a un núcleo. (M.I. Drilling 1.998.)