



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EL INGENIERO GEÓLOGO Y SU
PARTICIPACION EN LA INDUSTRIA
PETROLERA EN EL REGISTRO DE
HIDROCARBUROS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

I N G E N I E R O G E Ó L O G O

P R E S E N T A:

GARNICA MARTÍNEZ ELISEO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JOSÉ LUIS ARCOS HERNÁNDEZ



MÉXICO. DF

OCTUBRE. 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

A mi alma mater U.N.A.M. (Facultad de Ingeniería) por darme la oportunidad de estudiar y terminar la carrera.

A la memoria de mis padres que gracias a su recuerdo fue posible concluir mis estudios

A mis hermanas Isabel, Elia, María de los A, Rosalba, Amparo. (Garnica Martínez). A mis sobrinos, por el apoyo brindado que sin él no hubiera sido posible terminar la carrera

A los compañeros de la Facultad de Ingeniería que gracias a su apoyo fue posible concluir la carrera

A los Profesores que contribuyeron a mi formación.

Y a todos aquellos familiares y amigos que me apoyaron para tener una formación profesional.

A mi esposa que gracias a su confianza y apoyo pude realizar este trabajo

A Rotenco S.A de C.V al Servicio Técnico, a la Industria Petrolera, por dejar que realizara este trabajo.

***EL INGENIERO GEÓLOGO Y SU PARTICIPACIÓN
EN LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL REGISTRO
DE HIDROCARBUROS***

TEMARIO

CAPÍTULOS

I. INTRODUCCIÓN

II. REGISTRO DE HIDROCARBUROS

III. LODOS DE PERFORACIÓN

IV. GEOLOGÍA

V. CONCLUSIONES

VI. APÉNDICE

INDICE GENERAL

CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN.....	1
I.I.	RESUMEN.....	1
I.II.	OBJETIVO.....	1
I.III.	INTRODUCCIÓN.....	2
II.	REGISTRO DE HIDROCARBUROS	3
II.I.	IMPORTANCIA DEL REGISTRO DE LOS HIDROCARBUROS.....	3
II.II.	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE REGISTRO DE HIDROCARBUROS.....	3
II.III.	EQUIPO UTILIZADO EN EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS.....	4
II.IV.	FUNCIONES DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS.....	7
II.	LODOS DE PERFORACIÓN.....	8
III.I.	IMPORTANCIA DE LODOS DE PERFORACIÓN.....	8
III.II.	TIPOS DE LODO DE PERFORACIÓN.....	10
III.III.	PROPIEDADES FUNDAMENTALES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN.....	14
III.IV.	CONTAMINACIONES DEL LODO.....	19
III.V.	GAS TOTAL Y CROMATOGRFÍA.....	25

IV. GEOLOGÍA.....	31
IV.I. ANTECEDENTES GEOLÓGICOS.....	31
IV.II. LOCALIZACIÓN.....	32
IV.III. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	33
IV.IV. MARCO GEOLÓGICO LOCAL.....	34
IV.V. PETROLOGÍA.....	38
IV.VI. CONCEPTOS PETROGRAFICOS FUNDAMENTALES PARA EL ANALISIS DE LAS ROCAS DURANTE LA PERFORACION.....	39
IV.VII. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.....	49
IV.VIII. ROCAS CARBONATADAS.....	50
IV.IX. ROCAS TERRÍGENAS.....	58
IV.X. ROCAS EVAPORÍTICAS.....	62
IV.XI. PETROFISICA.....	68
IV.XII. REGISTROS GEOFÍSICOS.....	68
IV.XIII. GEOPRESIONES.....	75
V. CONCLUSIONES.....	90
VI. APENDICE.....	91
VII. FOTOGRAFIAS DEL EQUIPO (CABINA CON KIT COMPLETO).....	91
VII.II. GLOSARIO.....	105
VII.III. BIBLIOGRAFÍA.....	108

CAPITULO I

I.I. RESUMEN.

RESUMEN:

La importancia del Registro de Hidrocarburos en el campo de la industria petrolera es principalmente (Prevenciones, Seguridad, Economía: Evitar un descontrol Efectuar en la detección de gas y el tipo de hidrocarburos, cambios litológicos, anticipo y/o prevención de zonas de alta presión, análisis físico-químicos de las propiedades del lodo y su cuantificación de pérdidas o ganancias durante la perforación, tanto en la perforación de pozos exploratorios como de desarrollo.

El equipo e instrumentos de medición de una cabina de registros además tiene la finalidad de prevenir y evaluar la problemática que puede generar un pozo al descontrolarse, ayudando a obtener un análisis confiable en las operaciones realizadas durante la perforación en el aspecto de seguridad y economía.

La intención de este trabajo es el de presentar al lector interesado en el tema, los puntos más importantes que un ingeniero geólogo, operador de registro debe conocer para el desarrollo óptimo de esta actividad. Como el conocimiento y manejo del equipo de registro de hidrocarburos; los conocimientos químicos de las características del lodo; interpretar las presiones de formación durante la perforación para detectar las zonas de alta presión; la observación continua del comportamiento del pozo para evitar perder su control durante la perforación, la destreza en la descripción del tipo y contenido de las rocas utilizando los conceptos básicos de Geología; y por ultimo, el conocimiento general de todas las operaciones que se llevan a cabo en un pozo.

I.II. OBJETIVO.

El objetivo de este trabajo es realizar un manual sobre registros de hidrocarburos que sea de actividad para el personal de geociencias que se desempeña en la toma de registros de pozos petroleros de exploración y de desarrollo y resaltando la importancia que en el campo del petróleo a través de la explicación de las funciones más importantes de este proceso.

I.III. INTRODUCCIÓN.

Con el comienzo de la exploración de la zona costera marina del sur del Estado de Veracruz y del Estado de Tabasco, la compañía Rotenco S.A. de C.V. inició sus operaciones en 1949 con la toma Registro de Hidrocarburos en pozos petroleros. Desde entonces, este servicio ha tenido una rápida aceptación dentro de la industria petrolera por el valor de la información técnica que proporciona, y por su contribución al descubrimiento y evaluación de las zonas de interés durante la exploración y explotación de los nuevos yacimientos petrolíferos en el subsuelo por medio de la perforación de pozos. Es importante destacar que la perforación de cada pozo conlleva una experiencia única debido a las distintas características de cada uno de ellos.

CAPITULO II REGISTRO DE HIDROCARBUROS

II.I. IMPORTANCIA DEL REGISTRO DE LOS HIDROCARBUROS.

El Registro de Hidrocarburos en los pozos petroleros es de suma importancia porque identifica la presencia de hidrocarburos y reduce en gran medida el riesgo de descontrol de los mismos. Durante la perforación de pozos en todo el mundo resulta necesario prevenir y evaluar la cantidad de fluidos que contienen las formaciones al ser perforadas por los pozos, los problemas que causan su descontrol además de contar con la seguridad de no abandonar un yacimiento potencialmente productor de hidrocarburos por falta de información. Por tal motivo, se hizo indispensable instalar durante la perforación de pozos un equipo capaz de lograr estos y otros objetivos.

En un principio, estos instrumentos de medición fueron creados exclusivamente para controlar pozos exploratorios en donde no se conocía a ciencia cierta que problemas se podían encontrar, para alcanzar después popularidad al ofrecer tanta ayuda, que su uso se ha hecho extensivo a pozos de desarrollo, donde se quiere tener un mejor control del pozo. Redundando con esto en seguridad para las instalaciones y el personal que labora en el área.

También tiene impacto en la economía, al dar información oportuna y confiable que se va elaborando en el pozo al momento de la perforación, reduciendo de esta forma los gastos de pruebas no necesarias en intervalos que no son productores. Esto es, se obtiene el primer perfil de datos y evaluación real antes que cualquier otro estudio se lleve a cabo y la información obtenida es confiable y segura, si se realiza adecuadamente.

Con un equipo de Registro de Hidrocarburos en un pozo existe la posibilidad de perforar con seguridad y economía, ya que todos los fluidos aportados por la formación que causan problemas, pueden ser detectados a tiempo y ser controlados con un programa de perforación adecuado.

II.II. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE REGISTRO DE HIDROCARBUROS.

En la mayoría de los campos, es el Ingeniero Geólogo el responsable de todas las operaciones que se efectúan como operador de una cabina durante el trabajo de la toma continua del Registro de Hidrocarburos, obteniendo diferentes parámetros durante la perforación del pozo; es responsable también: de la recuperación y procesamiento de muestras

de canal y de núcleos a boca de pozo, del análisis de las muestras y de los fluidos, de la detección y cromatografía de los gases en tiempo real, del monitoreo y adquisición de los parámetros de perforación con equipo portátil de transmisión durante toda la etapa de perforación en tiempo real, así como del mantenimiento del equipo.

Las cabinas de Registro de Hidrocarburos (figura No 1) deben contar con las siguientes características:

1. Deben ser cabinas presurizadas por diseño y climatizadas que cumplan con las normas de seguridad internacional.
2. Ser compactas y de fácil movilización e instalación en los espacios disponibles asignados en equipos terrestres, plataformas marinas (autoelevables, fijas ó semisumergibles), y en equipos lacustre (barcazas) ó en barcos de perforación.
3. Deben contar con equipo y un sistema computarizado que proporcione la información requerida en tiempo real.
4. Deben contar con observar las disposiciones en materia de seguridad industrial, protección ambiental e higiene, así como sujetarse a los reglamentos implementados a bordo de las instalaciones.



(Figura 1 Fotografías de una cabina de registros de hidrocarburos en plataforma marina)

II.III. EQUIPO UTILIZADO EN EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS.

Toda cabina de Registro debe contar con el siguiente equipo, los cuáles deberán de estar en buenas condiciones de funcionamiento para la correcta ejecución de los trabajos para los que fueron requeridos.

- a) Trampa de gas y detector de gas total de lodo, que permita su medición en forma continua para proporcionar con cualquier sistema, la información técnica requerida.
- b) Cromatografo de gases hidrocarburos con capacidad de efectuar lecturas precisas desde C₁ hasta IC₅ (metano, etano, propano, isobutano, butano, isopentano, pentano).
- c) Detector de gas en los cortes de muestra.
- d) Detector de bióxido de carbono (CO₂).
- e) Sensores fijos y detectores portátiles personales con alarma, para la detección continua de gas sulfhídrico (H₂S). A boca de pozo
- f) Sensor de profundidad para monitorear en tiempo real de la penetración de la barrena.
- g) Sensor de tensión de carga en gancho para determinar el peso total del aparejo o sarta de perforación.
- h) Sensores de proximidad (contador de emboladas de bombas para tiempo de atraso, rotaciones (epm) de la mesa rotaria, incrementos en la profundidad).
- i) Sensores ultrasónicos y/o magnéticos con flotador para el nivel de presas (presa de succión, presa de asentamiento y presa de mezclado) los cuales nos proporciona información de perdidas ó ganancias de los fluidos de perforación dependerán de las características particulares del equipo de perforación.
- j) Sensor de densidad de lodo, de entrada y salida.
- k) Sensor de conductividad y/o resistividad. (En lodos base agua)
- l) Sensor de temperatura de lodo (entrada y salida).
- m) Equipos de respiración autónoma individuales y conexión tipo cascada con puertos de suministro y mangueras correspondientes.
- n) Equipo para determinar la solubilidad de las rocas (auto-calcímetro).
- o) Equipo para determinar cualitativamente la fluorescencia en las muestras (fluoroscopio).
- p) Equipo para determinar el contenido de agua, aceite y de sólidos que hay en el lodo (retorta).
- q) Equipo para determinar el filtrado, enjarre, (pH) y la salinidad en el lodo (filtro prensa). (Referencia Manual de registro de hidrocarburos de Rotenco S.A de C.V)

- r) Equipo para determinar la densidad y viscosidad en el lodo (balanza Baroid y embudo de March).
- s) Equipo y material necesario para el análisis del lodo, recuperación, procesamiento y secado de muestras de canal y recuperación de núcleos (reactivos, solventes, cortadora, pulidora, horno eléctrico y de microondas).
- t) Microscopio estereoscópico para descripción de muestras.
- u) Equipo periférico de computación en red conectado a una base de datos.
- v) Equipo periférico con programas de cómputo y software para computadoras personales bajo el sistema operativo Windows con un sistema electrónico de monitoreo de adquisición y distribución de datos que transmita y reciba la información necesaria para efectuar la medición y el procesamiento de los datos generados en tiempo real. Finalmente, desplegar dicha información monitoreada para el cálculo y estimación de las geopresiones y de todos los parámetros de perforación.

En base a todo este equipo instalado en las cabinas de Registro de Hidrocarburos, y con el sistema de adquisición, procesamiento y cómputo de datos, con la capacidad de transmitir información a tiempo real, se obtiene el monitoreo de los siguientes parámetros:

- Conductividad y/o resistividad del lodo.
- Emboladas por minuto y emboladas totales acumuladas de bombas de lodo.
- Gas CO₂ de la muestra de gas proveniente del lodo de salida.
- Gas H₂S.
- Gas Total (gas combustible en el lodo).
- Gasto de bombas.
- Gradiente de temperatura del lodo.
- Peso sobre barrena.
- Posición y carga en el gancho.
- Profundidad de la barrena (seguimiento de la barrena).
- Profundidad total del pozo.
- Revoluciones por minuto de la rotaria.
- Sistema de análisis cromatográfico identificando y cuantificando desde C₁ hasta C₅.
- Tiempo, profundidad y emboladas de atraso.
- Torque. (Ampers)
- Velocidad de penetración en minutos por metro.

- Volumen de lodo en presas.

El Ingeniero Geólogo u operador de Registro de Hidrocarburos también está encargado de las siguientes actividades:

1. Analizar y describir las muestras de canal a boca de pozo (descripción de la roca).
2. Analizar las propiedades físico-químicas de lodo (densidad, viscosidad, filtrado, enjarre, pH, salinidad, porcentaje de agua-aceite-sólidos, etc.)
3. Analizar de porcentaje % de fluorescencia en las rocas.
4. Detectar el gas en cortes de la formación.
5. Detectar el gas recirculado ó gas succión
6. Calcular la densidad equivalente de circulación.
7. Calcular el exponente “dc”.
8. Calcular el gradiente de fractura.
9. Calcular la presión de poro.
10. Elaborar gráficos y base de datos.
11. Elaborar el informe final del pozo.
12. Mantener el funcionamiento óptimo del equipo.

II.IV. FUNCIONES DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS.

El principio en que se basa el Registro de Hidrocarburos comienza cuando la barrena va cortando a la formación en pequeños cortes al momento de la perforación, liberando de esta forma una parte de los hidrocarburos contenidos en la roca. Esta porción liberada de hidrocarburos –ya sean líquidos o gaseosos- es acarreada hacia la superficie por medio del lodo de perforación, donde el contenido de estos hidrocarburos que permanecen en los cortes y en el lodo, son detectados por medio de un equipo de Registro.

Las aplicaciones y ventajas que ofrece el Registro de Hidrocarburos al contar con una correcta recuperación de las muestras de canal y de lodo, elimina la posibilidad de abandonar pozos potencialmente productores reduce los costos de perforación con la información que proporciona de los fluidos y tipo de rocas provenientes del subsuelo. Lo anterior sirve como medida de seguridad al registrar flujos provenientes de la formación, pérdidas de lodo, derrumbes al interior del pozo, gases tóxicos contenidos en la formación, etc. Además de evaluar cualitativamente cada metro perforado.

CAPITULO III

III.I. IMPORTANCIA DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN.

El fluido utilizado durante las labores de perforación de un pozo es llamado también lodo de perforación; siendo éste, el componente más importante que existe durante este proceso. El lodo es un fluido preparado con materiales químicos, en circulando en circuito dentro del agujero por el interior de la tubería, impulsado por bombas y finalmente, devuelto a la superficie por el espacio anular (espacio formado entre la pared del agujero y el diámetro exterior de la tubería). Las principales funciones que ejerce el lodo durante la perforación en cualquiera de sus variantes (gas, aire, agua, diesel y suspensión coloidal a base de agua y arcilla), son las siguientes:

- a) **Enfriamiento y lubricación de la barrena.** Durante la perforación se va produciendo un calor considerable debido a la fricción de la barrena y herramienta con la formación que tiene una temperatura natural llamada “Gradiente Geotérmico (Relación que existe entre la temperatura y la profundidad del pozo; donde dicho gradiente promedio es de 1° Centígrado por cada 30 metros (100 pies) de profundidad.”. Debido a esto, el lodo debe tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor sea recogido desde el fondo del pozo para ser transportado a la superficie y dispersado a la atmósfera; el lodo también ayuda a la lubricación de la barrena mediante el uso de emulsionantes o aditivos especiales que afecten la tensión superficial. Esta capacidad lubricante se demuestra en la disminución de la torsión de la sarta, aumento de la vida útil de la barrena, reducción de la presión de la bomba, etc.

- b) **Estabilidad en las paredes del agujero.** Esto se refiere a la propiedad que tiene el lodo para formar un enjarre o película que se forman en las paredes del agujero que sea liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad; lo cual ayuda a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar a la formación. Así mismo, este proceso evita las filtraciones del agua contenida en el lodo hacia las formaciones permeables y reduce la entrada de los fluidos contenidos en la formación al ejercer una presión sobre las paredes del agujero P.H (Presión hidrostática). Normalmente, la densidad del agua más la densidad de los sólidos obtenidos durante la perforación es suficiente para balancear la presión de la formación en las zonas superficiales. De baja presión.

- c) barrena que levante y acarree simultáneamente los recortes perforados (V.A velocidad anular). La eficiencia del acarreo de la muestra del fondo del pozo a la superficie depende de la velocidad del lodo en el espacio anular que está en función del gasto de la bomba de lodo, el diámetro del agujero, la velocidad de bombeo y el diámetro exterior de la tubería de perforación.
- d) **Control de las presiones de la formación.** Otra propiedad del lodo es la de controlar las presiones de la formación, siendo ésta con un rango normal de 0.107 kg/cm^2 por metro. A esto se le denomina “Gradiente de Presión de Formación”; el lodo genera una presión (Presión Hidrostática) que contrarresta la presión de la formación. La presión hidrostática está en función de la densidad del lodo y de la profundidad del agujero. La densidad del fluido de perforación debe ser adecuada para contener cualquier presión de la formación y evitar el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo.
- e) **Soporte sustantivo del peso de la sarta de perforación.** Con el incremento de las profundidades perforadas, el peso que soporta el equipo de perforación se hace cada vez mayor, y con base en el *Principio de Arquímedes* la tubería recibe un empuje ascendente al estar sumergida en el fluido de perforación. A este fenómeno también se le conoce como efecto de flotación donde el empuje depende de la profundidad a la que se encuentra la tubería y la densidad del fluido sustentante. El peso de la sarta de perforación y el de la tubería de revestimiento en el lodo, es igual a su peso en el aire multiplicado por dicho factor de flotación. El aumento de la densidad del lodo conduce a una reducción del peso total que el equipo de superficie debe soportar.
- f) **Suspensión de cortes y sólidos al interrumpirse la perforación.** Cuando la circulación se interrumpe por un tiempo determinado, los recortes quedan suspendidos debido a una característica del lodo llamada “gelatinosidad” la cual evita que los cortes caigan al fondo y causen problemas al meter la tubería y al reanudar la perforación.
- g) **Transmisión de la potencia hidráulica a la barrena.-** El fluido de perforación es el medio para transmitir la potencia hidráulica requerida a través de las salidas del lodo en la barrena (toberas), donde gran parte de esta potencia producida por las bombas se utiliza para mover la columna del lodo existente en el espacio anular y así establecer una

- h) circulación pertinente; ayudando a perforar la formación y limpiar el fondo del agujero. Las propiedades químicas del flujo del lodo (viscosidad plástica, punto cedente, etc.), ejercen una considerable influencia sobre las propiedades hidráulicas y deben ser controladas con los valores apropiados. El contenido de sólidos en el lodo también debe ser controlado en un nivel óptimo para lograr los mejores rendimientos.

III.II. TIPOS DE LODO DE PERFORACIÓN.

Existen muchos tipos de lodos de perforación, tanto de base agua como de base aceite (diesel): niebla, espuma, aireado, bentonítico, fosfático, cálcico, polimérico, salados, lodos CLS, CLS emulsionados y lodos de emulsión inversa. (Los fluidos se programan de acuerdo a las características de las rocas a perforar).

- a) **Lodo Niebla:** aire seco con pequeñas cantidades de agua y espuma.
- b) **Lodo Espuma:** agua y emulsionantes espumosos con corriente de aire.
- c) **Lodo Aireado:** aire y mezcla gelatinosa.
- d) **Lodo Bentonítico:** agua y bentonita, utilizados normalmente en pozos someros, en áreas no problemáticas o en la parte superior de los pozos profundos.
- e) **Lodo Fosfático:** lodo bentonítico tratado con fosfato (dispersantes) para reducir la viscosidad de los lodos bentoníticos contaminados con sólidos de la formación o cemento, utilizándose en la parte superior de los pozos.
- f) **Lodo Cálcico:** lodo bentonítico utilizado en zonas de yeso, anhidrita o flujos de agua salada. Estos lodos difieren de los otros lodos base agua en que las arcillas sódicas (bentonita) se convierten en arcillas cálcicas a través de la adición de cal-yeso y lignosulfatos.
- g) **Lodo de Polímeros:** lodo elaborado mediante la adición de bentonita con polímeros floculantes. Son bajos en el contenido de sólidos, más estables a las altas temperaturas y pueden ser densificados a cualquier valor.
- h) **Lodo Salado:** lodo bentonítico con adición de agua salada y barita. Este tipo de lodo se usa para perforar domos salinos, zonas de flujo de agua salada, secciones de anhidrita, yeso y lutitas deleznable. (Referencia Manual de registro de hidrocarburos de Rotenco)
- i) **Lodos CLS:** lodo base agua tratado con cromolignitos y lignosulfatos. Estos lodos son más resistentes a la contaminación por calcio o a un aumento en los cloruros. Se pueden usar estos lodos con densidades elevadas y a temperatura de hasta 200 °C. Los lignitos

son efectivos para controlar el filtrado mientras que los lignosulfatos son adelgazantes más efectivos.

- j) **Lodos CLS Emulsionado:** de las mismas características que el tipo de lodo anterior más una cantidad de diesel no mayor del 10%.
- k) **Lodos de Emulsión Inversa:** están constituidos esencialmente de cinco componentes básicos: agua como fase dispersa, aceite (usualmente diesel) como fase continúa, emulsionantes, estabilizadores y material densificante.

De lo anterior y para las operaciones de perforación se utilizan principalmente cuatro tipos de lodo:

1. **Lodos Base Agua:** Cuando se le agrega al agua a los productos químicos orgánicos se les denomina lodos base agua con dispersantes orgánicos, y cuando se les agrega aceite se denominan emulsionados. Los primeros son los más utilizados y se clasifican de acuerdo al dispersante usado en su control. Los lodos base agua emulsionados requieren en su preparación aceite, diesel o crudo en cantidad de 5 a 10% del volumen total del lodo. Las ventajas de este tipo de lodo son:

- Aumentar el avance de la perforación.
- Prolongar la vida de la barrena.
- Reducir la torsión y embolamiento de la barrena.
- Prevenir pegaduras por presión diferencial.
- Mejorar el enjarre.
- Incrementar la lubricidad de la barrena.

Sin embargo los lodos base agua pueden provocar no sólo disminución de la densidad y el filtrado sino aumento de la viscosidad.

2. **Lodos Inhibidos:** En algunas operaciones de perforación, los lodos base agua no resultan efectivos, sobre todo cuando se requieren altas densidades sin alterar la viscosidad o gelatinosidad. En estos casos, se recomienda el uso de los lodos inhibidos tales como los cálcicos, base yeso, de agua de mar y de agua saturada de sal. Dentro de las ventajas de los lodos inhibidos tanto cálcicos como base yeso se pueden mencionar la protección que estos

brindan a la tubería de perforación de la corrosión y suspensión de la actividad biológica; sin embargo, tienen la desventaja de solidificarse a temperaturas de fondo mayores de 120° C. Por otra parte, los lodos de agua de mar y de agua saturada de sal se usan generalmente para evitar los problemas de perforación provocados por la presencia de sal en la columna litológica.

3. **Lodos de Bajo Contenido de Sólidos:** Se define como un lodo de perforación, terminación o reparación al que cumple ciertos requisitos de densidad, viscosidad y control de filtración con un contenido mínimo de arcilla. Dentro de este tipo de lodos se pueden nombrar los siguientes: gomas, asbestos finamente divididos, arcilla beneficiada, combinados (bentonita prehidratada-lignosulfonato) y lodo no dispersivo. En áreas donde este tipo de lodos es aplicable, se obtienen grandes ahorros por:

- Aumentar el grado de penetración.
- Incrementar la vida de la barrena.
- Mejorar la estabilidad el agujero.

Por otra parte, el uso de este tipo de lodos es delicado (por la estabilidad del pozo), por lo que deben tomarse ciertas consideraciones en su uso tales como: reducción del uso de bentonita para controlar la viscosidad y el filtrado, control del filtrado con polímeros orgánicos, y el uso de doble malla en las temblorinas para una mejor eliminación del recorte y del funcionamiento óptimo del eliminador de sólidos.

4. **Lodos Base Aceite (Emulsión Inversa):** El lodo base aceite se refiere a lodos preparados en aceite con un porcentaje de 1 a 5% de volumen de agua, mientras que el lodo de emulsión inversa se usa para designara un lodo con más del 5% y hasta con 40% de volumen de agua; éste se puede dispersar y emulsificar con aceite. Estos fluidos son estables a altas temperaturas, inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la relación aceite-agua. Estos tipos de lodo se utilizan en los siguientes casos:

- Formaciones con altas temperaturas
- Formaciones con lutitas hidrófilas (arcillas deshidratadas)
- Formaciones con anhidrita o yeso

- Formaciones salinas
- Formaciones con intercalaciones de asfalto
- Formaciones solubles
- Protección de arenas productoras
- Baches para liberar tuberías pegadas por presión diferencial
- Zonas de alta presión

El uso de este tipo de lodos puede ocasionar, para los estudios en pozos exploratorios, algunos de los siguientes inconvenientes:

- Alteración en los valores de la cromatografía de los gases e hidrocarburos en las zonas de interés.
- Imposibilidad de efectuar algunos tipos de registros geofísicos (resistividad, potencial natural, echados, etc.); por la base aceite del lodo que afecta a la fuente de energía eléctrica de los registros.
- Alteración de los análisis geoquímicos por la base aceite.
- Apreciación de la fluorescencia en las muestras de canal y de núcleos.

En la tabla 3.I se presenta los rangos de propiedades óptimas del fluido de emulsión inversa:

DENSIDAD MAXIMA GR/CM3	VISCOSIDAD MARSH SEG	VISCOSIDAD PLÁSTICA CPS	PUNTO CEDENTE	SÓLIDOS %	RELACION ACEITE-AGUA
0.90-1.00	40-50	6-12	4-7	3-5	70-30
1.00-1.10	50-55	9-14	4-8	4-5	70-30
1.10-1.20	55-60	10-16	6-10	8-12	70-30
1.20-1.30	55-60	14-20	6-10	12-14	70-30
1.30-1.40	60-65	16-24	6-10	14-18	75-25
1.40-1.50	60-65	20-26	8-12	18-20	75-25
1.50-1.60	60-70	24-28	10-12	18-22	75-25
1.60-1.70	70-80	26-30	10-14	18-24	75-25
1.70-1.80	70-80	30-34	14-20	22-30	80-20
1.80-1.90	80-90	34-38	16-22	26-34	85-15
1.90-2.00	80-90	38-44	20-26	30-40	85-15
2.00-2.10	90-100	44-50	24-32	38-46	85-15

Tabla 3.I rangos adecuados de las propiedades de un fluido de emulsión inversa

III.III. PROPIEDADES FUNDAMENTALES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN.

Debido a que el lodo de perforación es uno de los componentes más importante durante la perforación de un pozo, es de suma importancia el control de sus propiedades físicas y químicas, de tal forma que el fluido proporcione un trabajo eficiente durante la etapa de perforación. Por esta razón, el operador de registro debe de conocer las características reológicas de los fluidos de

perforación, refiriéndose a los análisis necesarios que hay que efectuar al lodo para conocer las condiciones del mismo. Dichas condiciones son propuestas de antemano en el programa de perforación de cada pozo dependiendo del tipo de roca que se va a perforar y de las posibles presiones del yacimiento que pudiera cortarse con la barrena.

Las principales características reológicas de un lodo de perforación son: densidad, viscosidad, viscosidad plástica, viscosidad aparente, gelatinización, punto cedente, filtrado, enjarre, pH y cloruros.

Densidad: Se define como la relación de masa dividida por unidad de volumen. Su función es el mantener a los fluidos contenidos dentro del agujero en el yacimiento durante la perforación, manteniendo de este modo la presión requerida que ejercen las paredes del agujero. Las unidades comunes de densidad son las libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/ft³), kilogramos por centímetro cúbico (kg/cm³) y gramos por centímetro cúbico (gr/cm³); siendo esta última la más utilizada en el campo.

Los lodos de perforación pueden tener un rango de densidades de 1.07 a 2.50 gr/cm³ lo que permite una óptima velocidad de penetración al contrarrestar la presión de formación, sin provocar pérdidas de circulación.

La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo, está determinada por el gradiente de presión., la presión de poro a una profundidad dada excede la presión ejercida por el peso de la formación sobre la profundidad evaluada (presión de sobrecarga).

Para prevenir la entrada de fluidos desde la formación al agujero, el lodo debe proveer una presión mayor a la presión de poros encontrada en los estratos a ser perforados. Un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación con la consiguiente pérdida de fluido de control.

Viscosidad: Es una medida de resistencia interna que presenta un fluido al desplazarse en función directa a la presión y temperatura del yacimiento. Los lodos de perforación tienen características de flujos no lineales (tixotrópicos) y requieren de más de un término de viscosidad para definir su comportamiento viscoso. La viscosidad se expresa en medidas relativas

(viscosidad aparente o de embudo), o en medidas absolutas (viscosidad plástica, punto cedente y gelatinosidad). Para un fluido de perforación, las propiedades deseadas de viscosidad efectiva proporcionan a la barrena una óptima potencia hidráulica, manteniendo el agujero limpio en el espacio anular. Así mismo, se requiere de una baja viscosidad efectiva para que el lodo desprenda los cortes al llegar a la superficie también debe tener suficiente gelatinosidad para mantener a los cortes sólidos en suspensión cuando el fluido no esté en movimiento. La medida de viscosidad utilizada es con el embudo (viscosímetro Marsh) que se determina en segundos y en un rango normal puede ser de 45 a 75 segundos para los lodos base agua y de hasta 160 segundos para lodos de emulsión inversa. Esta viscosidad aumenta a medida que los contaminantes son introducidos y/o que el contenido de sólidos se incrementa, por lo que la viscosidad aparente también aumenta. Por el contrario, la viscosidad suele decrecer al aumentar la temperatura y por lo tanto la viscosidad aparente también disminuye.

Viscosidad Plástica: Es la parte de la resistencia del fluido en movimiento causada por fricción mecánica. Esta fricción se produce entre los sólidos contenidos en el lodo y el líquido que lo rodea y por el esfuerzo cortante del propio líquido. En general, al incrementar el porcentaje de sólidos en el sistema, se aumenta la viscosidad plástica. El control en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar la reología y alcanzar promedios altos de penetración de la formación.

Viscosidad Aparente: Se define como la medición en centipoises (cps) que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional a una velocidad de corte previamente establecida, con los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo.

Gelatinización: Es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado que muestra la fuerza de la floculación del lodo bajo condiciones estáticas. La tasa de gelatinización se refiere al tiempo requerido para formarse el gel. Si la gelatinización se forma lentamente después de que el lodo está en reposo, se dice que ésta es baja, siendo alta en caso contrario. Un lodo que presenta esta propiedad se le denomina tixotrópico y su grado se determina midiendo la fuerza de gel. El conocimiento de esta propiedad es importante para prever dificultades durante la circulación del fluido cuya resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que la arena y el recorte sean depositados en el tanque de decantación.
- Conservar el buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería, y el efecto de pistón cuando se introduce la misma en el agujero.
- Lograr la separación del gas incorporado en el lodo.
- Mantener la suspensión de los sólidos incorporados cuando se esta añadiendo la barita y al estar el lodo estático.

Punto cedente: Es la resistencia que presenta el lodo a fluir a causa de las fuerzas electroquímicas de atracción entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas. Bajo condiciones de flujo, el punto cedente depende de las propiedades de los sólidos en el lodo en la superficie, de la concentración de los sólidos en el volumen del lodo y de la concentración y tipos de iones en la fase líquida del lodo. Cuando el punto cedente es alto, debido a los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos y por los sólidos arcillosos de las formaciones, se provoca la floculación del lodo que debe de controlarse con dispersantes. El punto cedente y los esfuerzos de gelatinización son considerados medidas de la hidratación y de la floculación de las arcillas.

Filtrado: También conocido como pérdida de agua, es la cantidad de agua proveniente del lodo que se filtra hacia la formación en las formaciones permeables, y que debe mantenerse lo más bajo posible para tener una buena estabilidad del agujero y evitar daños a la formación. Básicamente hay dos tipos de filtración: estática y dinámica. La estática ocurre cuando el fluido no está en movimiento, mientras que la dinámica ocurre cuando el lodo fluye a lo largo de la superficie filtrante; Durante el proceso de filtración estática, el revoque (embarrado) aumenta de espesor con el tiempo mientras que la velocidad de filtración disminuye, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de revoques muy gruesos. Por otro lado, la filtración dinámica se diferencia de la anterior debido a que el flujo de lodo a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el revoque a la vez que se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante. El control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación.

La temperatura, el tipo y tamaño de las partículas suspendidas en el lodo y la presión de formación, son algunos de los factores que afectan en la pérdida de agua del fluido de

perforación, Teniendo una relación directa en el ritmo de penetración y en la concentración de gas en el lodo al momento de la perforación. La medida del filtrado se realiza mediante la prensa de filtrado a temperatura ambiente, colocando el lodo dentro de la prensa con una presión de 100 psi durante 30 minutos. El líquido filtrado resultante se mide en centímetros cúbicos. (Se puede observar en Fotografía equipo para procesado y análisis de muestras)

Enjarre: Es una capa o película delgada de lodo que se forma en las paredes del agujero. Se presenta principalmente en aquellas formaciones permeables; el espesor de la capa puede variar de 1 a 4 mm. Cuando el enjarre no se forma, el lodo invade las formaciones permeables. Para la formación de enjarre, es esencialmente necesario que el lodo contenga algunas partículas de un tamaño muy pequeño para el cierre de los poros de la formación. Los enjarres pueden ser compresibles o incompresibles, dependiendo de la presión a la que sean sometidos. La formación del enjarre va a depender principalmente de la pérdida de agua y de la permeabilidad de la roca.



(Figura 2 Foto de Enjarre de lodo de perforación)

pH, (potencial Hidrógeno): Es el grado de acidez o de alcalinidad en el lodo. Se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones o cationes de hidrógeno $[H^+]$, y es una medida que se usa para describir el carácter ácido (acidez) o básico (basicidad) relativo a una solución (lodo); donde los valores bajos de pH corresponden a una acidez creciente y los altos valores de pH a una alta basicidad. Un cambio de una unidad de pH corresponde a un aumento de diez veces la concentración de iones de hidrógeno.

Los valores del pH van de 1 a 14, cuya solución neutra es el agua destilada con un pH de 7 (véase Tabla 3.2 pH). El valor propio del pH para un fluido de perforación depende de su tipo, pero normalmente deben de ser de 8.5 a 10.5 para obtener un pH estable y duradero; para esto se utiliza sosa cáustica o hidróxido del potasio. La medida del pH en el campo en general se determina colorimétricamente por medio del papel indicador de pH (tornasol) que muestra la variación del color al mojarlo con la solución. En el caso del lodo, se utiliza el líquido del filtrado resultado del mismo.

Los ácidos se pueden describir como sustancias que tienen un sabor agrio. Estos producen efervescencia al entrar en contacto con carbonatos, cambian a rojo el color azul del papel tornasol y reaccionan con bases, álcalis y ciertos metales para formar sales; todos los ácidos contienen hidrógeno. Los ácidos son calificados de fuertes o débiles según la concentración de iones hidrógeno (H^+) resultante de la ionización. Las bases pueden ser descritas como sustancias que tienen un sabor amargo, una textura resbaladiza en solución, la capacidad de cambiar a azul el papel de tornasol rojo, y la habilidad de reaccionar con ácidos para formar sales. Las bases no producen ninguna efervescencia al entrar en contacto con carbonatos; los ácidos reaccionan con las bases para formar sales. Una base es calificada de fuerte o débil según la cantidad de la molécula que se disocia en iones hidroxilo (OH^-) en la solución.

pH	CONCENTRACIÓN $[H^+]$	TIPO	CONCENTRACIÓN $[OH^-]$	SUSTANCIA
0	1	Ácidos	10^{-14}	Disolución de HCl
1	10^{-1}		10^{-13}	Jugo gástrico
2	10^{-2}		10^{-12}	Jugo de limón
3	10^{-3}		10^{-11}	Refresco de cola
4	10^{-4}		10^{-10}	Vino, vinagre
5	10^{-5}		10^{-9}	Café negro
6	10^{-6}	Neutro	10^{-8}	Lluvia ácida, té
7	10^{-7}		10^{-7}	Agua pura
8	10^{-8}	Bases	10^{-6}	Lagrimas, saliva
9	10^{-9}		10^{-5}	Agua de mar
10	10^{-10}		10^{-4}	Agua de jabón
11	10^{-11}		10^{-3}	Agua de cal
12	10^{-12}		10^{-2}	Amoniaco
13	10^{-13}		10^{-1}	Blanqueador
14	10^{-14}		1	Hidróxido de sodio

(Tabla 3.2 valores de pH de algunas sustancias de referencia)

Cloruros: los cloruros son compuestos que llevan un átomo de cloro en estado de oxidación formal -1, y se pueden obtener por la reacción de una base (óxido, hidróxido, carbonato, etc.), y del ácido clorhídrico. El cloruro más conocido es la sal marina que está presente en el agua de mar con una concentración del 3 - 3,5 % aproximadamente. La concentración de cloruros es de suma importancia en los lodos de perforación, ya que al incrementarse su salinidad, la solubilidad de las sales y aditivos generalmente aumenta provocando reacciones químicas tales como la precipitación.

El ion cloruro proviene de la disociación electrolítica del cloruro de sodio ($NaCl$) al estar en solución acuosa. La contaminación del lodo por los cloruros puede provenir de las siguientes tres fuentes:

1. Del agua de alimentación al lodo cuya salinidad puede alcanzar hasta 20 ppm.

2. Del flujo de agua salada de la formación.
3. De las sales agregadas al lodo por los estratos de sal perforados.

La salinidad de un fluido de perforación de base agua se determina por la titulación de filtrado resultado de lodo colocado dentro el filtro de prensa a 100 psi durante 30 minutos, al agregarse el nitrato de plata (AgNO_3) al 0.028, al virar los cloruros solubles, se precipita la disolución ácida del filtrado formando un precipitado de color rojo ladrillo.

III.IV. CONTAMINACIÓN DEL LODO.

La composición y tratamiento de los fluidos de perforación a base agua depende de los materiales que se encuentren o agreguen intencionalmente durante las operaciones de perforación; casi todo material podrá ser considerado contaminante en uno u otro caso. Durante la perforación de un pozo, el lodo puede sufrir contaminaciones con fluidos provenientes de la formación, modificando con esto sus características reológicas principales. Un contaminante es cualquier tipo de material (sólido, líquido o gas) que tiene un efecto perjudicial sobre las características físicas o químicas de un fluido de perforación. Los sólidos reactivos de baja densidad son los contaminantes más comunes en todos los fluidos de perforación, estos sólidos se componen de sólidos perforados que se han incorporado dentro del sistema o que resultan del tratamiento excesivo con arcillas comerciales. Los siguientes contaminantes químicos son los más comunes de los lodos base agua:

- A) Contaminación por anhídrita (CaSO_4) o yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).
- B) Contaminación por cemento (silicato complejo de $\text{Ca}(\text{OH})_2$).
- C) Contaminación por sal (sal de roca, agua de preparación, agua salada, magnesio, calcio, cloruro de sodio y agua irreductible).
- D) Contaminación por gases ácidos, incluyendo el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S).

Los tres primeros tipos de contaminación hacen referencia a contaminantes químicos que están directamente relacionados a las reacciones de intercambio de iones con las arcillas. Por lo tanto, la concentración de sólidos de tipo arcilloso en un lodo base agua está directamente relacionada con la severidad con la cual el contaminante químico afecta las propiedades del lodo.

A) **Contaminación por Anhidrita o Yeso:** Ambas sustancias están compuestas de sulfato de calcio ($\text{CaSO}_4 \cdot (2\text{H}_2\text{O})$) y tienen composiciones químicas casi idénticas. El yeso es sulfato de calcio hidratado mientras que la anhidrita es un sulfato de calcio sin agua. El ion calcio el cual es el principal contaminante de los lodos base agua, se puede derivar del yeso o durante la perforación en anhidrita; es un contaminante que causa agregación y floculación en la mayoría de los lodos base agua, cambiando drásticamente la naturaleza de estos sistemas de agua dulce con base arcilla, se presenta con bastante frecuencia durante la perforación. La primera indicación de contaminación de anhidrita o yeso sobre un sistema de lodo a base de bentonita es la disminución del pH y el aumento de las propiedades físicas (alta viscosidad de Marsh, punto cedente, altos esfuerzos de gel y un mayor filtrado); la severidad de este contaminante depende principalmente de los metros perforados: una manera de reducir el efecto del calcio es añadiendo carbonato de sodio al lodo para causar su precipitación. Cuando se perforan grandes secciones de anhidrita o yeso, la magnitud de la contaminación hace que sea prácticamente imposible mantener las propiedades de flujo y el control de filtrado deseables. Una manera de identificar a la anhidrita, es colocando un fragmento de la misma sobre un vidrio (portaobjetos), agregándole ácido clorhídrico (HCl) y calentando el vidrio con un encendedor hasta consumir el ácido donde se deben de observar los restos de la anhidrita en forma de espículas alargadas. (Referencia Manual de registro de hidrocarburos de Rotenco)

B) **Contaminación por Cemento:** La contaminación con cemento ocurre una o más veces cuando se cementa la tubería de revestimiento o al perforar los tapones de cemento. El grado de contaminación y la severidad con que afecta las propiedades del lodo dependen de varios factores tales como contenido de sólidos, tipos y concentración de dispersantes y cantidad de cemento incorporado. El cemento contiene compuestos que al reaccionar con el agua, forman grandes cantidades de hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$); siendo esta cal producida la que causa la mayor dificultad en la contaminación con cemento. La indicación principal de la contaminación del lodo por cemento es un aumento importante del pH, debido a la disminución de la solubilidad por ser un silicato de cal además del aumento del filtrado. Cuando la cantidad de cemento perforado es relativamente pequeña, el lodo contaminado puede ser eliminado en las temblorinas o tratado con desfloculantes y precipitantes; pero cuando la contaminación es grave, el lodo se deberá tratar con un ácido combinado con bicarbonato de sodio para mantener un valor de pH menor de 11.7. Las únicas circunstancias donde el cemento no es un contaminante son cuando se usa agua clara, salmueras, lodos a

base de calcio o lodos base aceite. Para identificar la presencia de cemento en los recortes se utiliza fenoftaleina, la cual se colorea en tonos rojizos al reaccionar con la cal de la muestra.

C) **Contaminación por Sal:** La contaminación con sal se da por su contenido de iones de magnesio y iones de calcio, ambos perjudiciales para los lodos base agua. Este tipo de contaminación puede provenir del agua que se usa para mezclar el lodo, en la perforación de domos salinos o en flujos de agua salada. Existen tres tipos de sales de roca naturales encontradas durante la perforación de domos salinos, siendo la halita (NaCl sal común), la que se perfora con más frecuencia y constituye el principal componente de la mayoría de los flujos de agua salada. Su efecto inicial sobre el lodo de perforación es la floculación de las arcillas causadas por la acción del ion sodio. Los otros tipos de sales menos comunes son la silvita (KCl) y la carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$).

El flujo de agua salada puede ser mucho más perjudicial en las propiedades de lodo que en la perforación de domos salinos porque las sales contenidas están solubilizadas y reaccionan más rápidamente con las arcillas. La base de estas sales está directamente relacionada con su origen en sedimentos marinos depositados en agua salada, que al ser expulsada de los sedimentos durante el proceso de compactación, su concentración de sales se vuelve considerablemente alta.

En general, la contaminación de sal en un lodo a base agua causa un incremento en la viscosidad Marsh, viscosidad plástica y aparente, punto cedente, fuerzas de gel, filtrado, alcalinidad y contenido de cloruros; también ocasiona una disminución de la densidad y del pH. Un flujo de agua salada puede ser detectado por el incremento en el volumen de lodo en temblorinas y en presas de lodo, el aumento en el contenido de cloruros, el incremento en las emboladas por minuto de las bombas de lodo y disminución en la presión de bomba. Si la densidad del lodo es mayor que la densidad del agua salada, la densidad disminuye.

Como los efectos por contaminación de sal o de flujo de agua salada en un lodo base agua no se pueden precipitar por medios químicos, la concentración sólo se puede reducir por medio de dilución con agua dulce, y a través del aumento de la densidad del lodo para tratar de contener el flujo, utilizando dispersantes para reducir las propiedades reológicas, así como sosa cáustica para aumentar el pH y de un reductor de filtrado. Para determinar la salinidad

que existe en el lodo base agua, se utiliza el filtro de prensa que además de servir para ver el grosor del enjarre que se forma en el papel filtro, mide también la cantidad de filtrado del lodo, el cuál, con una pequeña cantidad de filtrado combinado con una solución de nitrato de plata, determina las partes por millón de sal que hay en el lodo.

D) Contaminación por gases ácidos: Este tipo de contaminación incluye el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S); el primero constituye un contaminante bastante común en el lodo que existe en muchas formaciones. En una solución acuosa, el CO_2 formará ácido carbónico (H_2CO_3), el cual se convertirá en grupos de bicarbonatos (HCO_3) con valores de pH medios, y luego en grupos de carbonatos (CO_3) con valores de pH más altos. La contaminación de carbonatos/bicarbonatos se reconoce generalmente en la alta viscosidad de la línea de flujo, un alto punto cedente y esfuerzos de gel progresivos que pueden causar la solidificación del lodo. Estos aumentos de la viscosidad son producidos cuando los carbonatos y/o bicarbonatos floculan los sólidos de tipo arcilloso en el lodo. Las fuentes de los carbonatos y/o bicarbonatos resultan cuando el dióxido de carbono del aire se incorpora en el lodo a través de las tolvas mezcladoras de lodo en las presas de lodo, y mediante las descargas de los equipos utilizados para mezclar el lodo y eliminar los sólidos; donde al disolverse el CO_2 se transforma en ácido carbónico convirtiéndose después en bicarbonatos y/o carbonatos según el pH del lodo. Otra fuente se tiene por los excedentes de carbonato de sodio o bicarbonato de sodio resultado del tratamiento de la contaminación de cemento o yeso. También por el gas CO_2 proveniente de la formación y agua de formación y por algunas baritas impuras. Cuando este tipo de contaminación sucede, se deben eliminar los carbonatos y/o bicarbonatos con cualquier fuente de calcio soluble con un pH constante o aumentando el pH con sosa cáustica, añadiendo cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) y/o yeso ($2\text{H}_2\text{O}$) ambos solubles de calcio (Ca), para la eliminación del carbonato de calcio (CaCO_3).

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es un gas ácido venenoso que se convierte en el contaminante más severo y peligroso que existe cuando se perfora un pozo. Por su alto grado de corrosión, este gas es destructivo para la tubería y herramientas de perforación y muy tóxico para los seres humanos porque puede insensibilizar rápidamente los sentidos, siendo letal incluso a bajas concentraciones. Cuando se identifica la presencia de sulfuro de hidrógeno extraído por absorción del lodo de perforación o del gas presente en la atmósfera por medio de las alarmas sonoras de los sensores de H_2S fijos y portátiles, todo el personal debe de utilizar inmediatamente los equipos de respiración autónomos y poner en práctica las

medidas de seguridad. Otra forma de detección del H₂S es al pasar esta mezcla de gas-aire por una solución de acetato de plomo (Pb(CH₃-COO)₂) causando su precipitación en sulfuro de plomo (PbS), y observando un color negro en la línea de flujo de gas total, para así detectarse en forma inmediata. Las propiedades físicas del sulfuro de hidrógeno son:

- Extremadamente tóxico (véase tabla H₂S)
- Incoloro
- Más pesado que el aire por lo que se presenta en las zonas más bajas.
- Rápidamente volátil con el aire.
- Al quemarse su flama, se produce dióxido de azufre (SO₂), el cual es también altamente tóxico.
- Olor fétido (huevo podrido) y penetrante en bajas concentraciones, adormeciendo e inhibiendo rápidamente el olfato, por lo que nunca se debe depender de este sentido para detectarlo.
- Altamente corrosivo para algunos metales.
- Más letal que el monóxido de carbono (CO) y casi tan tóxico como el ácido cianhídrico (HCN).
- Altamente inflamable formando una mezcla explosiva al contacto con el aire y el oxígeno, encendiéndose automáticamente a los 250 °C.

El gas de sulfuro de hidrógeno se puede encontrar en muchas formaciones y en los

1. Depósitos térmicos
2. Gas de la formación.
3. Degradación biológica.
4. Descomposición de materiales que contienen azufre.

El sulfuro de hidrógeno puede ser identificado por:

- a) Reducción del pH del lodo.

- b) Decoloración del lodo (hacia un color oscuro) debido a la formación de sulfuro de hierro (FeS) a partir de la barita.
- c) Olor a huevo podrido.
- d) Aumento de la viscosidad y del filtrado debido a la reducción del pH.
- e) Formación de incrustaciones negras (FeS) sobre las tuberías de perforación de acero.

Debido a que el sulfuro de hidrógeno es un gas ácido, el pH del lodo se reduce rápidamente por la neutralización de OH⁻; por lo anterior, el pH debe ser aumentado hasta un valor mínimo de 11 a 12 mediante la adición de sosa cáustica en el lodo, para después amortiguar el pH con cal y comenzar a tratar el lodo con óxido de zinc (ZnO) para eliminar los sulfuros solubles al sistema. El lodo de emulsión inversa protege más a la tubería de perforación contra la corrosividad del H₂S porque el aceite actúa como agente formador de película, evitando en parte, la ruptura por absorción de hidrógeno que es la causa de destrucción de los materiales. Por el contrario, es con los lodos base aceite donde se deben de tomar mayores precauciones que en los lodos base agua -aunque en ambos el H₂S sea igual de tóxico-, debido a la solubilidad del H₂S en el aceite. En síntesis, cuando el gas de sulfuro de hidrógeno pareciera que proviene o que fluye de la formación, la densidad del lodo deberá de aumentarse para interrumpir el flujo de gas dentro del pozo para después realizar las acciones descritas anteriormente para minimizar los efectos tóxicos de este gas altamente contaminante y corrosivo. (Véase la Tabla 3.3)

p.p.m.	EFFECTOS PRODUCIDOS	PRECAUCIONES Y TRATAMIENTO
10	Concentración máxima para trabajar durante 8 hrs. por 5 días a la semana de exposición.	Observación en los cambios de síntomas de salud.
50	Conjuntivitis, ligera irritación del tracto respiratorio después de y hora de exposición.	Trasladarse a una zona ventilada con aire fresco.
100	Irritación en los ojos y pérdida del sentido del olfato, respiración alterada y mareos, después de 15 a 30 minutos de exposición.	Después de una hora de exposición aumentan los síntomas.
200 a 300	Marcada conjuntivitis, fuerte irritación del tracto respiratorio después de una hora de exposición.	Trasladarse a una zona ventilada y aplicar nitrito de amilo.
400 a 500	Pérdida de la conciencia y posiblemente la muerte en 30 minutos	Trasladarse rápidamente a una zona ventilada y aplicar nitrito de amilo.
700 a 800	Inconsciencia acompañada del cese de la respiración y sobreviene la muerte.	Aplicar nitrito de sodio al 50% más 9% de agua bidestilada intravenosa de 1 a 3 ml.

Tabla 3.3: Efectos de Toxicidad del H₂S en Concentración en partes por millón (ppm).

Contaminación del lodo base aceite:

La contaminación con agua salada en lodos de emulsión inversa produce:

- a) Disminución de la densidad.
- b) Aumento de la viscosidad.
- c) En ocasiones, continuo flujo del lodo al parar las bombas.
- d) Disminución de la relación aceite-agua.

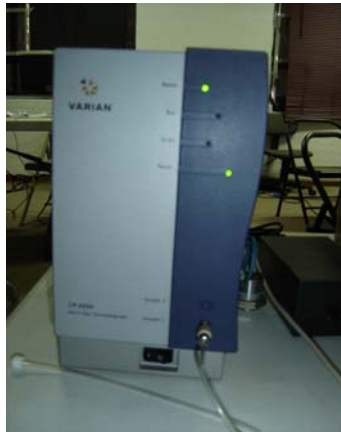
La contaminación con gas en lodos de emulsión inversa produce:

- a) Disminución de la densidad.
- b) Aumento del nivel en presas.
- c) En ocasiones, continuo flujo del lodo al parar las bombas.

III.V. GAS TOTAL Y CROMATOGRAFÍA.

El principal objetivo del registro de hidrocarburos consiste en determinar la cantidad de gas contenido en el lodo al liberarlo mecánicamente por la acción de la barrena al perforar y resquebrajar la formación. Evaluando así, la concentración de hidrocarburos en las formaciones atravesadas para fines comerciales y de seguridad en las personas y en las instalaciones petroleras; siendo de gran importancia como índice de presiones de formación y de contenido de hidrocarburos en la roca.

Para registrar en forma continua la cantidad de gases hidrocarburos extraídos del lodo de perforación, se utiliza un desgasificador o trampa de gas colocada en una de las cajas de recortes de las temblorinas; lugar donde el lodo es agitado por unas aspas al interior de la trampa a una velocidad constante, liberando el gas atrapado en el lodo para ser absorbido y transportado mediante una manguera a flujo continuo hasta la unidad de registro donde se encuentra un equipo detector de gas total que contiene una cámara de combustión catalítica con filamentos de alambre de platino que son expuestos con la mezcla de aire y del gas extraído del lodo, y que al ser calentados por una corriente eléctrica y temperatura constantes, son capaces de quemar primeramente los gases húmedos a una temperatura mayor a 650 °C, hasta alcanzar los 890 °C suficientes para quemar toda la mezcla de gases húmedos y secos.



(Figura 3 Foto. del cromatografo)

Los elementos que intervienen en la combustión son el combustible, el oxígeno y una fuente de calor. El combustible proviene del gas de la formación atravesada, el oxígeno se toma de la trampa de gas y ambos reaccionan por el calor generado dentro del equipo de detección de hidrocarburos. Es muy importante revisar periódicamente la trampa de gas, para asegurar que la mezcla de gas-aire sea la adecuada y que la salida de descarga de la trampa no esté saturada por aumento de nivel del lodo en la caja de recortes de las temblorinas.

La Cromatografía es una forma mas especializada de detectar, separar y cuantificar el porcentaje y las partes por millón de cada uno de los componentes de una mezcla de gases extraídos. Este parámetro se obtiene también en forma continua durante la perforación, representando los diferentes tipos de gas que se van incorporando al lodo para una evaluación inmediata de su potencial de hidrocarburos. Este proceso es muy importante ya que permite identificar intervalos con impregnación de hidrocarburos y prever posibles situaciones de brote y descontrol del pozo.

Mediante la cromatografía se realiza un diagnóstico cualitativo y cuantitativo del gas extraído del lodo de perforación, proporcionando un análisis detallado de todos sus componentes (metano, etano, propano, isobutano, neobutano, isopentano y neopentano). El proceso de una cromatografía o cromatograma consiste en hacer pasar la mezcla de gas por un Cromatógrafo (aparato que contiene en su interior una columna de separación donde los gases son separados de acuerdo al tipo de molecula). La primera lectura pertenecerá al metano, pues es el gas de menor peso molecular, la segunda al etano y así sucesivamente hasta completar el ciclo. Un análisis cromatográfico continuo de gas en la columna de la gráfica de registro de hidrocarburos

proporciona una de las herramientas más valiosas para interpretar el valor de un yacimiento con contenido comercial de hidrocarburos gaseosos y líquidos.

La serie de hidrocarburos de los gases de formación corresponde a la serie de las parafinas, las cuales pueden ser divididas en cuatro series:

Parafinas Normales: son todos los hidrocarburos saturados que tienen una estructura de cadenas rectas. El hidrocarburo más simple es el metano (C_1H_4) con un átomo de carbono rodeado de cuatro átomos de hidrógeno; seguida de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentano (C_5H_{12}), etc. De los cuales el metano al butano son gases. Del pentano, hexano a los pentadecanos son hidrocarburos líquidos que forman los principales constituyentes de la gasolina. Y más allá de estos son sólidos, ceras y eventualmente asfaltenos. La fórmula general de este grupo es $C_n H_{2n+2}$.

1. **Iso-Parafinas:** son también hidrocarburos saturados donde algunos átomos de carbono siguen una dirección diferente a las rectas se ramifica, formando una estructura de cadenas entrelazadas llamadas isómeros de sus correspondientes cadenas rectas con la misma composición química y peso molecular, pero con diferentes propiedades físicas y químicas. Mientras más átomos de carbono existan, la cadena será más larga y se formaran cadenas entrelazadas. La fórmula general es $C_n H_{2n-2}$.

2. **Ciclo-Parafinas o Naftanos:** son los hidrocarburos cuyos átomos de carbono forman estructuras en anillos con los hidrógenos unidos en sus bordes; sus isómeros son conocidos como oleofinas. La fórmula general para este grupo es $C_n H_{2n}$.

3. **Serie de Benceno:** son hidrocarburos no saturados o insaturados en estructuras de anillos; llamados también aromáticos por sus características odoríficas. Están presentes en todos los aceites crudos generalmente en pequeñas cantidades. El benceno (C_6H_6) es el miembro más común y la fórmula general es $C_n H_{2n-6}$.

La serie de las parafinas normales o serie parafínica es la que incluye a gran parte de los hidrocarburos contenidos en los aceites crudos, por lo que se divide en dos grupos con base a los componentes gaseosos que contiene:

- a) **Gases Secos** representados por el Metano y Etano exclusivamente.
- b) **Gases Húmedos** formado por los demás gases hidrocarburos de alto peso molecular.

Esta clasificación proporciona la información necesaria para definir dos tipos de manifestaciones. El primer grupo señala una manifestación de una formación productora o portadora de gas comúnmente denominado gas de lutitas, que no tiene relación con la presencia de aceite en la formación. El segundo grupo señala la presencia de una manifestación de gas proveniente de una zona con aceite, siendo esta más importante desde el punto de vista comercial: objetivo principal de todo pozo petrolero. Se entiende como una manifestación de gas a la presencia de gas hidrocarburo dentro del lodo al salir a la superficie, alterando las características del lodo de perforación por efecto de la contaminación, presentando lecturas altas de gas y aumento en los volúmenes de lodo en el nivel de presas.

La clasificación de las manifestaciones de gas están directamente relacionadas con las operaciones del pozo (perforación, circulación, viaje corto, cambio de barrena, etc.), por lo que se tienen los siguientes tipos de gases.

- a) Gas liberado, es el que está en los poros de la roca y se incorpora en el lodo a medida que la barrena lo va liberando a resquebrajar la formación.
- b) Gas producido, es el que se incorpora en el lodo debido al empuje que ejerce la presión de los poros de la formación que excede a la presión hidrostática y puede venir de cualquier profundidad.
- c) Gas reecirculado o reciclado (gas succión), es el gas que sale del pozo en la columna del lodo y que no alcanza a ser eliminado completamente en las presas de lodo durante una manifestación, y es bombeado nuevamente al interior del pozo.

- d) Gas de contaminación es el que se produce artificialmente en el sistema de lodos de perforación por una fuente diferente al de gas de formación (diesel, lubricantes, aceites, etc.)

- e) Gas de fondo es la cantidad de gas acumulado que permanece estático en el fondo del pozo en el lodo por un cambio de barrena, y que se manifiesta después de circular tiempo de atraso. Este gas es producto del efecto de swabeo, disminución de la densidad equivalente o por no haberse formado enjarre en los últimos metros perforados en la pared del pozo.

- f) Gas de conexión, es la cantidad de gas acumulado que se manifiesta al tiempo de atraso posterior a la conexión de la tubería de perforación.

Por último, cuando en cuerpos potencialmente explotables que por razones de la densidad que tiene el fluido de perforación o de baja permeabilidad de la roca no se haya manifestado en las lecturas de gas en el lodo, se realiza la obtención del gas a partir gas cortes mediante la trituración de la muestra de canal o de núcleo con la ayuda de la licuadora, liberando el gas contenido dentro del espacio poroso de los cortes de la roca o núcleo.

g) Gas cortes. Cuando en cuerpos de roca que se sabe son potencialmente explotables pero que por razones de la alta densidad del lodo con que se está trabajando durante la perforación, o de la baja permeabilidad de la roca, no se hayan manifestado lecturas de gas en el lodo al perforar estas zonas de interés, se efectúa la detección de gas en los cortes de roca que se recuperan en temblorinas. Para este proceso se utiliza un detector de gas auxiliar para el análisis. Después de recuperar los cortes, estos se colocan en una licuadora llenando la jarra con agua a la mitad con una cantidad constante para todos los análisis. Se tapa la jarra y se muelen los cortes de 30 a 60 segundos dependiendo si son formaciones suaves o compactas. Al molerse, el contenido de gas dentro del espacio poroso de los cortes se separa para formar una mezcla con el aire que quedó al tapar la jarra de la licuadora, siendo extraído hacia el interior del detector liberando el gas de la roca, para la mezcla gas-aire pase por detector de gas, donde nos dará la lectura correspondiente.

CAPITULO IV.

IV.I. ANTECEDENTES GEOLÓGICOS.

Los trabajos de sedimentología, estratigrafía, geología estructural de evolución geológica son fundamentales en cual quier proyecto de exploración petrolera, los cuales aunados a la investigación geofísica han sido fundamentales para definir geoméricamente las estructuras geológicas y las secuencias sismo-estratigráficas en el subsuelo profundo de la región. Entre 1948 y 1949 *Petróleos Mexicanos* exploró la zona costera marina del Sur del estado de Veracruz y del estado de Tabasco, configurando graviméricamente los domos salinos, y delimitándolos en detalle con sísmica de reflexión.

Por lo anterior, entre 1950 y 1971, se perforaron los pozos exploratorios *Tortuguero-1*, *Rabón Grande-1*, *Santa Ana-239* y *Marbella-1*; con los que se logro establecer la columna estratigráfica del Terciario-Cuaternario de la región costera.

A mediados de los 70's (1976), un pescador campechano de nombre Rudesindo Cantarell, reportó a *PEMEX* las emanaciones de hidrocarburos en la superficie del mar a unos 70 kilómetros al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche en la Bahía del mismo nombre. A partir de entonces, se realizaron los estudios de geofísica marina con el apoyo de la información geológica-geofísica terrestre, donde se identifican los mayores elementos estructurales en la región del Cañón de Campeche; para después perforar el pozo Chac-1 y otros más en el campo Cantarell Rudesindo, con lo que se pudo definir la columna estratigráfica y los atributos paleo-sedimentarios de la provincia marina. Entre 1979 y 1983, se continuó el estudio sísmico hasta la isobata de 500 m. donde a la fecha, se enmarcan las estructuras geológicas del subsuelo marino con métodos sísmicos tridimensionales de alta resolución. La estratigrafía y los paleo-ambientes sedimentarios se interpretan con sismo estratigrafía de secuencias, y con el estudio de muestras recolectadas de los pozos que se perforan. De esta manera, se puede interpretar la evolución tectono-sedimentaria y eustática en esta provincia geológica.

En la actualidad, los estudios de investigación tectónicos, estructurales, estratigráficos sedimentológicos del Cuaternario en la planicie costera del Sureste de México y de su extensión hacia el Golfo de México, son escasos si se comparan con los del Mesozoico y del Terciario;(Era temas o Eras), constituyen objetivos geológicos estratigráficos para la exploración petrolera. El descubrimiento de campo Cantarell que fue muy importante para México, ya que este gigantesco

campo, rápidamente llegó a ser el segundo más grande productor en el mundo, y el más importante en la industria petrolera en nuestro país.

IV.II. LOCALIZACIÓN.

El área de estudio donde se encuentran ubicados los pozos petroleros de la región marina, se localiza dentro de la Bahía de Campeche, en el Suroeste del Golfo de México. Esta área limita al norte con el frente externo de la bahía hacia el Golfo y el Suroccidente con el escarpe de Campeche; al sur, con el borde marginal externo de la llanura costera continental del sur del estado de Veracruz y de los estados de Tabasco y Campeche; al Occidente se ubica el Cañón de Veracruz. Su límite Oriental corresponde al Cañón de Campeche y al Noroccidente, la franja litoral de los estados de Campeche y de Yucatán. El área se encuadra entre las coordenadas geográficas: 21° 00' y 18° 00' de latitud Norte, 94° 50' y 90° 30' de longitud Oeste y comprende una superficie aproximada de 150,000 km²



Figura 4 Ubicación de la zona marina donde se encuentra la sonda de Campeche

IV.III. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.

La cuenca del Golfo de México ancestral es el marco geológico regional en la que se encuentra el área de estudio. El diámetro actual de esta Cuenca es de unos 2,200 km y es casi circular, con una superficie aproximada de 2.7 millones de km² de los cuales, 1.2 millones comprenden a la superficie continental expuesta y 1.5 millones al actual Golfo de México, que es ovoide y cuyo diámetro mayor corresponde al orden de 1,800 km, desde la costa de Veracruz hasta la costa Occidental de la Península de Florida con un diámetro menor de 1,100 km, desde la costa Noroccidental de la Península de Yucatán hasta la de Texas-Louisiana; la parte más profunda del Golfo es la Zona Sigsbee, cuya planicie abisal se encuentra a 3,750 m bajo el nivel del mar.

La paleo-provincia marina corresponde a una cuenca circum-atlántica continental, marginal y divergente, relacionada con la apertura del Océano Atlántico (Dickinson, 1979), que evolucionó durante el rompimiento de la Pangea a partir del Triásico Tardío-Jurásico Temprano (Winker y Buffler, 1988). Estos autores explican el origen de la cuenca como consecuencia del rompimiento que deriva de las masas corticales en forma distensiva, asociadas a fallamientos transcurrentes regionales, seguidos por la expansión y subsidencia del fondo oceánico durante el enfriamiento de sus márgenes pasivos con el consecuente fracturamiento y fallamiento normal y lístrico de los bordes continentales, delineándose bloques sintéticos, antitéticos y rotacionales. Dicho proceso está ampliamente documentado por Pilger (1981), Buffler y Sawyer (1985), Winker y Buffler (1988), Salvador (1991), entre otros autores.

Los sistemas estructurales descritos son característicos en el subsuelo de la planicie costera continental del margen de la Cuenca del Golfo de México y en el de la plataforma y talud continentales del borde del Golfo de México; que en conjunto, limitan al prisma acrecional continental circum-atlántico de la Cuenca del Golfo de México como producto de su evolución tectono-sedimentaria, permitió la acumulación de rocas sedimentarias con espesores estratigráficos máximos que varían entre 12 a 14 km, Desde el Triásico Tardío al Reciente. (Aguayo – Camargo año 2004)

IV.IV. MARCO GEOLÓGICO LOCAL.

De acuerdo con la historia geodinámica evolutiva del marco geológico regional, y dentro del área estudio, en el Suroeste del Golfo de México, así como en la planicie costera del Sureste de México, se interpretan los eventos tectono-sedimentarios que están representados, al menos, por cinco mega-secuencias estratigráficas y que se señalan a continuación.

1. Transgresión durante el Mesozoico.
2. Regresión durante el Paleógeno.
3. Regresión durante el Neógeno.
4. Regresión y transgresión durante el Pleistoceno-Holoceno Tardío.
5. Estabilidad eustática actual desde el Holoceno Tardío.

1. Transgresión durante el Mesozoico.

A partir del Triásico Superior, el basamento continental Pre-Triásico Superior ígneo y metamórfico del Macizo Granítico de Chiapas, se fragmentó en sistemas de bloques formando horst y graben, depositándose en las depresiones los sedimentos aluviales y fluvio-aluviales continentales (lechos rojos), hasta el Jurásico Medio (Calloviano), sucesivamente, en forma intermitente, se depositó una secuencia de sedimentos evaporíticos que infrayecen a sedimentos limo-arcillosos y areno-limosos de ambientes de planicie fluvial y litoral, intercalados con calizas y margas de ambientes marinos someros del Jurásico Superior. A su vez, esta secuencia, subyace a depósitos de calizas y margas dolomitizadas con brechas y conglomerados intraformacionales, calcáreos y dolomitizados del Cretácico Inferior. Durante el Cretácico Superior, los procesos transgresivos marinos dominaron en este contexto, lo cual es evidente por los depósitos sucesivos de calizas masivas y dolomías con bancos biógenos que infrayecen a calizas limo-arcillosas, limolitas y lutitas del Cretácico Tardío. Hacia el Golfo de México, las facies litorales y de plataforma somera de la región de Chiapas-Tabasco, cambian a sedimentos pelágicos, calcáreos y arcillosos de ambientes de plataforma externa, talud y de cuenca, cuyo rango estratigráfico comprende desde el Jurásico Superior al Cretácico Superior. La secuencia estratigráfica mesozoica de la Cuenca del Golfo de México, fue deformada en su estructura por los esfuerzos compresivos de la Orogenia Larámide, con vergencia hacia el Norte-Noreste,

generados durante la subducción de la placa tectónica Farallón en el margen circum-pacífico (Corney, 1976, 1979, 1983; Dickinson, 1979).

2. Regresión durante el Paleógeno.

Al emerger la provincia geológica por los esfuerzos de deformación compresiva laramídica durante el Cretácico Tardío-Paleoceno Temprano; otro evento tectónico ocurrió en el cinturón orogénico de Chiapas por esfuerzos tectónicos que originan extensión durante el Paleoceno-Eoceno Temprano, con la formación de fosas y pilares de paralelas y marginales al frente orogénico. En las fosas se depositaron sedimentos aluviales y fluvio-aluviales compuestos por gravas y brechas calcáreas y calcáreo-arcillosas, productos de la erosión y transporte de las secuencias estratigráficas mesozoicas. La mega secuencia sedimentaria del Paleógeno se distingue por sus ciclos oscilantes, regresivos y transgresivos con una franca tendencia regresiva. Durante el Eoceno Temprano ocurrió un breve ciclo transgresivo, depositándose terrígenos texturalmente finos (limo-arcillosos, limo-calcáreos y calcáreo-arcillosos) de ambientes litoral y marino somero. Más adelante, durante el Eoceno Medio-Superior ocurrieron otros dos eventos sedimentarios consecutivos. El primero regresivo, se asocia con el depósito de sedimentos terrígenos de textura areno-limosa y arcillosa de ambientes de planicie fluvio-deltáica, y el segundo, transgresivo, caracterizado por la secuencia areno-limosa y calcáreo-arcillosa de ambientes litorales y marinos someros. En contraste con esta provincia terrígena, la secuencia estratigráfica eocénica del margen occidental de la Plataforma de Yucatán es calcárea y predominan calcarenitas de biógenos y oolítas, también depositadas en ambientes litorales y marinos someros.

Durante el Oligoceno continuó el depósito de la secuencia terrígena areno-arcillosa en las fosas y bancos calcáreos de moluscos y corales en los pilares estructurales en ambientes marinos someros, como resultado de eventos regresivos.

Las fosas y pilares subsidian y basculaban diferencialmente hacia la parte profunda del Golfo de México. Hacia el Sur, en las provincias geológicas de los estados Sur-Oriental de Campeche y en el de Tabasco, los sedimentos terrígenos se depositaron en ambientes someros, desde planicies fluviales, lagunares litorales, hasta fluvio-deltáicos y de plataforma marina somera; hacia el margen Occidental de la Plataforma de Yucatán, los sedimentos eran lodos calcáreos de ambientes de plataforma abierta; las provincias sedimentarias progradaron hacia el Golfo, por lo que se depositaron facies calcáreo-arcillosas y arcillosas pelágicas en ambientes marino profundo, talud y cuenca. Los depósitos sedimentarios progradantes durante el Paleógeno

Inferior, fueron interrumpidos por una extensa emersión del basamento a fines del Oligoceno, conformándose fosas y pilares que se interpretan como consecuencia del desplazamiento de la Placa proto-caribeña hacia el Noroeste, durante el Eoceno-Oligoceno Superior y atenuada durante el Mioceno Temprano.

3 Regresión durante el Neógeno.

En el Mioceno Inferior, los sedimentos terrígenos y evaporíticos de la provincia geológica del Sureste de México y los calcáreos del margen Occidental de la Plataforma de Yucatán, en franca etapa regresiva, progradaron intermitentemente hacia las zonas profundas del Golfo de México; el cual es confirmado por la presencia horizontes discordantes regionalmente tanto en el subsuelo de la planicie costera del Golfo, como en la plataforma calcárea de Yucatán (Meneses de Gyves, 1980 y Ángeles, 1988).

A partir del Mioceno Medio, se definió que la placa del Caribe la se desplazó hacia el oriente franco, como consecuencia del movimiento de la placa de Norteamérica que se separaba de la de Sudamérica y simultáneamente y en forma transtensiva, el bloque tectónico Chortis (Honduras-Nicaragua), también se desplazaba desde el margen Sur-Occidental de México, hacia su posición actual (Malfait y Dinkelman, 1972). El margen Occidental de la placa de Norteamérica traslapó a la dorsal oceánica del Pacífico Oriental; el arco magmático de Panamá cerró la trayectoria de la corriente ecuatorial oceánica que comunicaba a los océanos Atlántico y Pacífico, por lo consiguiente, la corriente ecuatorial siguió su curso hacia el Nor-Poniente, es decir, hacia el Mar Caribe y al Golfo de México, generándose el sistema complejo de corrientes de Lazo dentro del mismo, con manifestaciones en sus márgenes de elevación del nivel del mar por eustatismo (Mullins, 1987).

Por otra parte, la provincia del Istmo de Tehuantepec alcanzó su máxima actividad tectónica manifestándose con el hundimiento acelerado de los bloques tectónicos que provocaron la conformación del Golfo de Tehuantepec; asociados estos movimientos tectónicos con intensa actividad volcánica (Sánchez- 1981Pedrazzini 1982). Debido a esto, las secuencias arenarcillosas terrígenas de la región del Istmo y las calcáreas de la Plataforma de Yucatán, progradaron hacia la cuenca del Golfo de México.

La placa de Cocos inició su actividad geodinámica en subducción con el continente, también durante el Mioceno Medio, generándose esfuerzos tectónicos transtensivos y transpresivos con (vergencia hacia el Norte-Noreste, que activaron también a la falla regional del Istmo o Salina Cruz con desplazamientos laterales-izquierdos, conjugándose estos esfuerzos con los movimientos del bloque de Yucatán durante su desplazamiento dextrógiro, con movimiento lateral-izquierdo en su porción Sur en Centro América, a lo largo del Arco de la Libertad y del sistema del falla miento Polochic; durante el Neógeno y debido al movimiento dextrógiro del bloque de Yucatán se reactivaron las cuencas sedimentarias distensivas de Mascupana, Comacalco y Salina del Istmo, que subsidieron rápidamente en el Mioceno Tardío-Plioceno Temprano. En las cuencas ocurrió la acumulación de secuencias terrígenas repetitivas y regresivas es de unos 10 km de máximo espesor; las facies sedimentarias progradantes se depositaron en ambientes fluvio-deltáicos, litorales-lagunares y de plataforma interna somera con cambios laterales hacia el Golfo de México, a facies sedimentarias pelágicas depositadas en ambientes marinos profundos. En este evento tectónico también se activaron las fallas transcurrentes y transgresivas orientadas Noroeste-Sureste en la provincia geológica de la Sierra de Chiapas, adquiriendo su actual conformación estructural que ha continuado modificándose durante el Cuaternario por los esfuerzos compresivos con vergencia hacia el Noreste de la placa circum-pacífica de Cocos, que genera sistemas conjugados de fallas transcurrentes y fracturas con orientación Noroeste-Sureste y Noreste-Suroeste, siendo estas últimas las de mayor tendencia, ya que coinciden con la dirección de los esfuerzos compresivos de la Placa Circum-Pacífica Cocos.

1. Regresión y transgresión durante el Pleistoceno-Holoceno Tardío.

En el Plioceno Tardío-Cuaternario Temprano continuaron los procesos marinos regresivos, interrumpidos por ciclos cortos de sedimentación transgresiva y retrogradante, causados por las fluctuaciones eustáticas de origen climático que se llevaron a cabo durante los períodos glaciales e interglaciales del Pleistoceno (Logan, 1969; Putsy, 1966).

Las secuencias sedimentarias progradaron rápidamente hacia el Golfo de México con breves etapas retrogradantes durante el eustatismo, debido a los cambios climáticos globales del Pleistoceno Temprano. A partir del Pleistoceno Tardío, durante el evento post-glacial del Wisconsiniano (18,000 años, antes del presente, a.p.), hasta el Holoceno Tardío (6,000-5,000 años, a.p.), ocurrió el evento transgresivo con ciclos breves regresivos, lo que es evidente en el talud

continental y en el borde Norte y Occidental de la Plataforma de Yucatán, en donde se han registrado las fluctuaciones eustáticas ocurridas durante este periodo de tiempo.

2. **Estabilidad eustática actual desde el Holoceno Tardío.**

A partir del Holoceno Tardío (6,000-5,000 años a.p.), la planicie costera del Sureste de México progradó del Sur-Sureste al Nor-Noreste, hacia el Golfo de México, con el depósito sucesivo de sedimentos fluvio-deltáicos, a razón de 6 a 10 metros por año (Aguayo, 1999). Esta información es congruente con lo reportado en la misma área de estudio por Putsy (1965 , 1966) y Tanner y Stapor (1971), quienes describen las evidencias morfobatimétricas y sedimentológicas debidas a las fluctuaciones del nivel del mar ocurridas durante el Pleistoceno Tardío al Holoceno, hasta la transgresión marina y su estabilidad eustática actual, desde el Holoceno Tardío. El aporte de sedimentos fluvio-deltáicos de los sistemas Mezcalapa, Grijalva-Usumacinta y de otros sistemas menores asociados, son causa del evento de progradación sedimentaria en la franja costera litoral sin variaciones significativas en la posición del mar.

IV.V. PETROLOGÍA.

La petrología estudia las rocas que comprenden su descripción mineralógica, texturas, cementantes, su clasificación de acuerdo a su origen y composición mineralógica su procedencia ya sean volcánicas, sedimentarias, ó metamórficas.

Rocas.- Es una masa formada de minera natural, integrada por numerosos minerales de igual o de distintas especies, formas y de diferentes dimensiones en los componentes.

Minerales.- El principal constituyente de las rocas, son elementos inorgánicos y orgánicos, con diferentes formas y estructuras de a cuerdo a su composición (química, físicas), en su estado natural por elementos físicos, químicos, bioquímicos bien definidos, que se presentan la mayoría de las veces en forma de sólidos, cristalinos, la clasificación de los minerales se basa en sus caracteres químicos y cristalinos como son las siguientes clases: elementos nativos, sulfuros, óxidos, hidróxidos, carbonatos, fosfatos, sulfatos, silicatos,

IV.VI. CONCEPTOS PETROLÓGICOS FUNDAMENTALES PARA EL ANALISIS DE LAS ROCAS DURANTE LA PERFORACIÓN.

La Geología en la Industria del Petróleo constituye la parte más importante, para la exploración que el desarrollo de campos; es la base para la interpretación del subsuelo dado por los estudios geológicos y los registros geofísicos, del cual se hace un análisis de las formaciones, eventos, edades, espesores, así como, la profundidad en que se localizan las zonas de interés. Todo para identificar la profundidad las zonas de interés por medio de pozos exploratorios, y así evaluar al durante la perforación de un pozo a través del análisis de las rocas.

A continuación se describen los conceptos petrologicos fundamentales que de actividad durante la perforación de un pozo petrolero.

Una rocas.- Es una asociación de minerales que se rigen por leyes termodinámicas, establecidas por el ambiente de depósito

Las rocas están constituidas por minerales que

.- Es el principal componente de las rocas, son constituyentes inorgánicos compuestos en su estado natural por elementos químicos bien definidos. Son sustancias que deben de cumplir con 4 condiciones esenciales para ser llamados minerales.

1. Deben presentarse naturalmente como sustancias inorgánicas.
2. Su composición debe estar presentada por una fórmula, (química).
3. Deben tener una estructura interna definida (cristalina).
4. Sus propiedades físicas deben de determinarse y regirse por su composición y estructura.

Las propiedades físicas de los minerales son:

- a) Densidad.- Es la relación masa sobre volumen (gr/cm^3), de acuerdo a su estructura química.
- b) Dureza.- Es la resistencia que tienen al ser rayados. Es medida en la escala de Mohs con rango de 1 a 10.
- c) Tenacidad.- Es la resistencia que pone el mineral al ser fracturado.
- d) Cohesión.- Es la combinación de dureza, tenacidad y es el resultado de la estructura atómica contenida junto a la atracción eléctrica.
- e) Clivaje.- Es la propiedad que tiene de partirse o quebrarse a lo largo de un eje o dirección.

- f) Color.- Definido por la composición cristalina. Al entrar la luz a un mineral cristalino, disminuye su velocidad por la densidad del mineral, se desvía y regresa en otra dirección dándole cierta coloración que depende del tamaño de la onda reflejada.
- g) Polaridad Eléctrica.- Es la facilidad de atraer objetos o rechazarlos cuando son frotados (esta propiedad no es de todos los minerales).

Los minerales que forman las rocas (Sedimentarias) son los siguientes compuestos:

- Carbonatos.- Aragonita, calcita, dolomita, magnesita, siderita.
- Cloruros.- Carnalita, polihalita, sal, silvita.
- Óxidos.- Cuarzo, bauxita, espinela, hematina, limonita.
- Silicatos.- Actinolita, albita, amianto, augita, biotita, epidota.
- Sulfatos.- Anhidrita, barita, calcanita, selenita, sericolita, yeso.
- Sulfuros.- Bismuta, blenda, calcopirita, marcasita, pirita.

Los análisis litológicos durante la perforación de un pozo petrolero consisten en describir el tipo de roca y emplea la descripción óptica y el conocimiento obtenido de la exposición en el campo o de las muestras de mano.

La metodología para la descripción de la muestras de canal.- Se entiende como muestras de canal, a aquellas muestras de roca recuperadas a boca de pozo, al momento de la perforación. se emplea un orden de descripción establecido que abarca las principales propiedades físicas de las rocas y núcleos. (Los núcleos son programados por exploración y la profundidad Baria de acuerdo a la litología donde se va acortar el núcleo)

Tipo de Roca

- 1) **Color**
- 2) **Textura**
- 3) **Estructuras**
- 4) **Accesorios**
- 5) **Diagénesis**
- 6) **Porosidad**
- 7) **Impregnación de hidrocarburos**

TIPO DE ROCA. Es el nombre que recibe la roca en relación con los materiales y accesorios que la contienen, además de la textura, situando la roca en el rango de carbonatos o terrígenos en su clasificación en forma más amplia.

COLOR. Los principales materiales que les dan coloración a las rocas son los agentes ferruginosos y los carbonáceos silíceos o calcáreos. Como agentes colorantes ferruginosos están la limonita y hemetita que dan los matices rojos, amarillos y cafés. El color de gris a negro puede resultar de la presencia de material de carbonaceo o fosfato, sulfuro de hierro o magnesio. La glauconita, el hierro ferroso, la serpentina, la clorita y la epidota imparten una coloración verde. Los moteados rojos y anaranjados se derivan de la intemperización superficial o de la oxidación subterránea por acción de las aguas circulantes.

TEXTURA. ES la constitución física (relación de grano a grano) de una roca. Incluye el tamaño del grano, su redondez y clasificación textural. Los grados y clasificación de tamaños de los sedimentos son atributos importantes por que guarda relación directa con la porosidad y puede ser un reflejo del ambiente en que se depositó el sedimento. La forma del grano se utiliza para descifrar la historia del depósito.

Granulometría.- A las rocas como areniscas se les clasifica por el tamaño de sus granos y la forma de los mismos y el contenido de matriz. El tamaño se denomina de muy finos, finos, medios y gruesos.

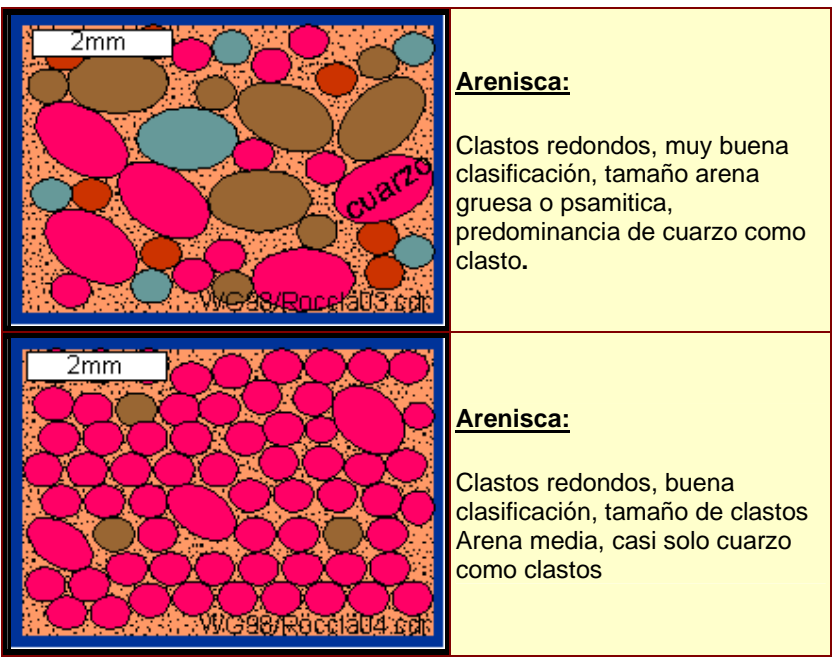


Figura No 5 Granulometría de Areniscas

De acuerdo a su forma se describen como:

- a) Bien redondeados.- En estos granos no quedan caras, bordes o esquinas originales, todas sus superficies se componen de curvas amplias y las áreas planas están ausentes.
- b) Redondeados.- Caras originales casi destruidas pudiendo haber algunas caras comparativamente planas, todos los bordes y esquinas originales están suavizados en curvas amplias.
- c) Subredondeados.- Bordos y esquinas redondeadas, en curvas suaves y las áreas de las caras originales reducidas.
- d) Subangular.- Caras intactas, pero bordes y esquinas redondeados.
- e) Angular.- Bordos y esquinas filosas, poca o ninguna evidencia de desgaste.

Cementante.- El cementante es un precipitado químico depositado alrededor de los granos y en los intersticios de un sedimento, como agregados de cristales o como crecimiento sobre granos de la misma composición.

El orden de depositación del cementante depende del tipo de solución, el número de iones en solución y el ambiente geoquímico en general. En una roca puede haber varios cementantes, separadamente, depositados uno sobre otro o reemplazándose. El cementante químico es el más común. Los principales materiales cementantes en las rocas en general son sílice y calcita, aunque el olivino es muy común en las rocas volcánicas. El ópalo, la calcedonia y el pedernal son tres formas de cementante silíceo. La dolomía y la calcita e depositan en forma de cristales en los intersticios y como agregados en los huecos. La calcita en forma de espato transparente o como relleno de otra oquedad, puede encontrarse en las rocas carbonatadas. Los cementantes de anhidrita y yeso están asociados más comúnmente con dolomías y sílice, que con la calcita. Otros materiales de cementación menos comunes son la pirita, hematita, limonita, siderita, zeolitas y material fosfatado. (Referencia de Manual de registro de hidrocarburos de Rotenco)

ESTRUCTURAS SEDIMENTARIS. Son los rasgos sedimentarios de las rocas como microlaminaciones, calcos, rizaduras, o bioperturbaciones que se adquieren durante su formación y son conocidos como estructuras sedimentarias primarias; son indicativas de las condiciones de depósito. Existen otros rasgos formados posteriores a la litificación (estructuras secundarias),

producidos principalmente por deformación como son: relices planchados, estructuras brechoides, brechas cataclásticas, brechas de colapso, fracturas selladas, etc.

ACCESORIOS. Son los fósiles y minerales acompañantes que contienen las rocas. La presencia de minerales indican las condiciones de óxido-reducción, como en el caso de pirita; o de evaporación como en la anhidrita o yeso. La presencia de fósiles en muestras de canal, ayuda a determinar la edad de la roca por el fósil más reciente, y en muestras de núcleo la edad es determinada por el fósil más antiguo.

DÍAGÉNESIS. Son todos los cambios físicos, químicos y bioquímicos que ocurren en los sedimentos desde su inicio en un depósito sedimentario (acumulación original), hasta que comienza el metamorfismo o intemperismo. Estos cambios se realizan en condiciones de presión y temperaturas propias (normales) de la superficie o parte externa de la corteza durante y después de la petrificación, y de acuerdo a esto existen dos tipos de diagénesis: temprana y tardía.

La diagénesis en las rocas carbonatadas incluye: solución, cementación, litificación y otros cambios en los sedimentos durante el intervalo entre la sedimentación y el metamorfismo. Puede ser ortoquímica, cuando la composición se mantiene, o aloquímica cuando existe adición o cambio en la composición química de la roca. También puede ser destructiva o constructiva.

La *diagénesis destructiva* se caracteriza por destruir o fragmentar el sedimento y puede producirse de las siguientes maneras:

- a) Por erosión biológica que destruye partículas de carbonatos y el sustrato produciendo cavidades, ejemplo: organismos que perforan el sustrato.
- b) Por erosión mecánica, que es producida por abrasión y fracturamiento.

- c) Por disolución del carbonato de calcio en ambiente con bajo contenido en carbonato de calcio y controlado por las temperaturas bajas, presiones parciales altas de CO₂, bajo pH y aumento en la presión litostática.

La **diagénesis constructiva** se caracteriza por construir o formar el sedimento. Se puede dividir en isoquímica, que es cuando no hay cambios en la roca y en aloquímica, donde sí hay cambios en la roca original.

Dentro de la **diagénesis isoquímica** existen tres procesos: cementación, neomorfismo (transformación del mineral) y disolución selectiva:

A) **Cementación.** - La cementación se puede dividir en dos etapas, la temprana y la tardía:

a.1) **Cementación temprana:** Durante la cementación temprana se produce el cemento tipo "A", el cual puede ser de dos tipos:

1. Fibroso (o acicular): cristales con ejes largos perpendiculares a las paredes de los poros o superficies de las partículas, que crecen hacia adentro de los poros, con frecuencia fibras largas de aragonita, y fibras cortas de calcita magnésica.
2. Micrítico: son cristales menores de 4 micras.

a.2) **Cementación Tardía:** Durante la cementación tardía se produce el cemento tipo "B", el cual puede ser de cuatro tipos:

1. Granular (blocky): cristales anhedrales a subhedrales generalmente entre 10 a 60 micras, usualmente sin orientación preferencial.
2. Mosaico (drusy): cristales anhedrales a subhedrales, usualmente mayores a 10 micras, los cristales crecen y aumentan de las paredes del poro hacia adentro, presentan uniformidad a luz polarizada y extinción no ondulada, los límites de los cristales son planos, y en la unión de 3 cristales se forman un ángulo de 180 grados y dos menores a los 180 grados. Con frecuencia se acumula carbonato férrico en la unión de dichos cristales.
3. Fibroso radiaxial: son cristales curvos que tienen una película laminar doble, tienen ejes ópticos convergentes y ejes largos divergentes en subcristales, el crecimiento es

perpendicular a las paredes de los poros, presentan extinción ondulante, y los contactos entre los cristales no son planos.

4. Sintaxial: Crecimiento sintaxial de aragonita o calcita en un núcleo existente, por ejemplo en cristales de equinodermos, moluscos y también corales.

B) **Neomorfismo.**- Es la transformación o cambio del mineral de carbonato de calcio, éste puede permanecer intacto o convertirse en un mineral polimorfo. Existen 2 tipos de neomorfismo:

b.1) *Neomorfismo Coalescivo:* Este puede ser de dos tipos: 1) cristales grandes que crecen a expensas de cristales pequeños (agrandante); 2) cristales pequeños que crecen dentro de cristales grandes (degradante). El neomorfismo produce microesparita y pseudoesparita:

- Microesparita: son cristales de 4 a 10 micras, homogéneos y uniformes en tamaño y forma; producto de la recristalización de la micrita después de remover el magnesio.
- Pseudoesparita: son cristales mayores a las 10 micras, frecuentemente de 50-100 micras, el tamaño de los cristales se incrementa hacia afuera de las paredes de los poros. Son parches de esparita dentro de micrita, los cristales dentro del mosaico que forma la esparita son muy irregulares y se ven como fantasmas.

b.2) *Neomorfismo Degradante:* Este neomorfismo produce cristales de microesparita dentro de cristales de esparita.

C) **Disolución selectiva.**- El carbonato es disuelto selectivamente, como por ejemplo en los estilolitos, o disolución de granos de carbonato de calcio. Esto produce porosidad secundaria en ambiente poco o no saturado de carbonato de calcio.

II) La *diagénesis aloquímica* es producto de 5 factores:

1. Dolomitización: Producto de la adición de Mg al sedimento formando cristales de dolomita y puede ser temprana (en sedimentos no litificados), y tardía (en sedimentos consolidados).
2. Dedolomitización: Recalcificación del sedimento por disolución de los cristales de dolomita.

3. **Disolución:** Disolución de calcita magnésica y formación de calcita donde la textura de las partes duras orgánicas o sedimentos carbonatados se preservan.
4. **Silicificación:** Introducción de sílice al sedimento. Se produce en aguas someras pero principalmente en aguas profundas y también por meteorización. El carbonato de calcio es reemplazado por sílice y muchas veces es producto de aguas meteóricas.
5. **Formación de minerales autigénicos:** Como cuarzo, feldespato, glauconita, pirita, etc. Formados *in situ* durante la sedimentación.

Como se puede observar, la diagénesis es tan compleja que se han descrito más de 30 procesos diagenéticos diferentes, sin embargo la mayoría de los autores consideran a 6 procesos diagenéticos como los más representativos:

- 1) **Compactación.**- es la fase por la cual los sedimentos pierden espacio poroso al quedar bajo la presión de los materiales suprayacentes. Cuando las capas superiores presionan a las inferiores éstas consiguen expulsar el agua que contienen, y así, al perder espacio entre los poros, se produce un endurecimiento y compactación del sedimento.
- 2) **Cementación.**- Ya explicado en diagénesis isoquímica. La cementación se puede dividir en etapas temprana y tardía.
- 3) **Recristalización.**- Es el proceso que se refiere a los cambios que puede tener el cristal en tamaño original, forma, redondez y orientación sin que exista cambio mineralógico; sucede cuando el agua congénita diluye el material original de los sedimentos y los redeposita. Crecimiento de cristales sin esfuerzo sobre cristales con esfuerzos del mismo mineral por incremento en presión y temperatura.
- 4) **Autogénesis.**- Es cuando después de la depositación, muchos minerales estables cristalizan de nuevo en el medio ambiente diagenéticos del sedimento quedando como agregados al depósito original. Los minerales más comunes a este proceso son los carbonatos y sílice; incluyendo anhidrita, clorita, creta, feldespato, illita, yeso.
- 5) **Metasomatismo.**- Es el reemplazamiento que sufre un mineral original por otro autigénico si que haya un cambio de volumen y sin pasar por una fase de alta temperatura. Este proceso puede ocurrir temprano en el ambiente diagenético o después del enterramiento del sedimento, alterando la textura de una roca sedimentaria.
- 6) **Disolución Diferencial.**- Es el proceso más común de la diagénesis que influye directamente en los demás procesos diagenéticos principalmente en el reemplazamiento, recristalización y aún en la cementación. Se lleva a cabo después del depósito dentro de los estratos, pudiendo

existir precipitación simultánea del material disuelto y como consecuencia, este proceso puede dar lugar al incremento o inicio de una porosidad o bien la precipitación de la sustancia puede conducir a la cementación de la roca; como ejemplo en las superficies estilolíticas que corren a lo largo de planos normales a la presión de los sedimentos.

A todo esto, existe una divergencia en cuanto al establecimiento de los límites entre diagénesis, metamorfismo de bajo grado e intemperismo.

Ambientes Diagenéticos.- Los ambientes diagenéticos se dividen principalmente en *submarino* y *meteórico*.

Submarino: Esta zona se caracteriza por situarse debajo de agua netamente marina, sin influencia de agua meteórica, y se puede dividir en dos:

1. Submarino somero: Aguas someras, micritización, formación de cementos de aragonita, calcita magnésica (micrítico), cementación en climas cálidos, en aguas sobresaturadas de carbonato de calcio.
2. Submarino profundo: Se produce un cemento criptocristalino de calcita magnésica. Producto de la solución por presión-disolución, cementación de granos así como estilolitos.

Meteórico: Caracterizado por la influencia de agua meteórica que se filtra por los sedimentos. Por lo general ésta se encuentra por arriba de la zona de mezcla y se divide en vadoso y freático:

1. Vadoso: Arriba del nivel freático, en ambientes de supramarea, arrecife y playa, bajo la influencia de agua meteórica o de olas en la playa. Caracterizado por contener aire y agua en poros, la aragonita se disuelve en aguas ácidas meteóricas, produciéndose poros entre las partículas o disolviéndose éstas.
2. Freático: Zona dentro del nivel freático en la que existe agua meteórica en poros. Aquí se genera abundante cemento tipo drusy, reemplazo de aragonita por calcita, cemento sintaxial, baja porosidad, neomorfismo, y anillos de calcita isopaca en forma de espada.

Marino Freático: En áreas por debajo de aguas marinas someras (100 m), con sedimentos con agua salada (marina normal) en poros, y se genera cemento de agujas y fibras de aragonita, de calcita magnésica micrítica, y cristales de calcita con bordes o límites poligonales entre cementos Isopacos.

Zona Mixta: Esta zona se encuentra donde ocurre la mezcla entre el ambiente marino freático y el meteórico freático, produciéndose así un ambiente con agua salobre en los poros de los sedimentos, lo que produce dolomitización y silificación.

Los cambios diagenéticos son importantes porque pueden modificar considerablemente las propiedades originales de los sedimentos, afectan la composición, textura y en algunos casos pueden destruir las estructuras primarias; también afectan a la porosidad y la permeabilidad, alterando con esto el potencial de almacenamiento de las rocas sedimentarias. Otro de los aspectos importantes de las reacciones diagenéticas es que pueden crear petróleo por transformación de materia prima orgánica de los sedimentos, así como la migración del petróleo y su entrapamiento final están claramente relacionados a las reacciones diagenéticas; es decir, si los hidrocarburos ocupan los espacios porosos no se precipitará algún cemento mineral, consecuentemente, si el cemento mineral ocupa los espacios porosos, entonces no podrán entrar en ellos los hidrocarburos.

En resumen, la diagénesis es el proceso de formación de una roca a partir de sedimentos sueltos que sufren un proceso de consolidación. La mayor parte de las veces la consolidación de los sedimentos se debe a la infiltración de las aguas que contienen materias disueltas. La diagénesis convierte así la arena en arenisca, a los lodos calcáreos en caliza, a las cenizas volcánicas en cinerita, etc. Las reacciones y otros fenómenos de oxidorreducción, deshidratación, recristalización, cementación, litificación, mineralización y sustitución de un mineral preexistente por otro constituyen en su conjunto la autogénesis y los minerales resultantes de ésta son calificados de autogenéticos.

POROSIDAD. Es la capacidad que tiene una roca de contener un fluido; o el porcentaje total del volumen de espacios vacíos o poros que se encuentran dentro del volumen total de la roca.

POROSIDAD PRIMARIA: Es aquella que se forma cuando la roca se forma (espacios intergranular en una roca sedimentaria).

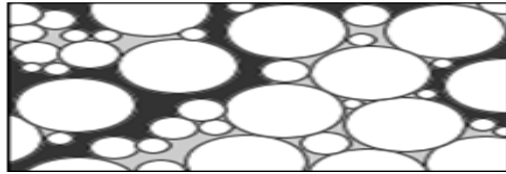


Fig. No 6 de porosidad primaria

POROSIDAD SECUNDARIA: Es aquella que cuando la roca está formada hay fracturamiento o disolución en las rocas por movimientos tectónicos o infiltración de agua (Las rocas porosas pueden ser rocas almacenadoras).



Fig. No 7 Foto de porosidad secundaria en rocas sedimentarias

IMPREGNACIÓN DE HIDROCARBUROS. Es cuando se observa la presencia de hidrocarburos en las rocas según su porosidad. La generación y migración de los hidrocarburos está relacionada con la subsidencia. La sedimentación y migración ocurre a través de trazas de fallas y fracturas hacia las zonas porosas, esta presencia con impregnación de hidrocarburos se da en cuerpos de rocas con diferentes tipos de porosidad. Estos cuerpos deben de contener aceite y gas en cantidades comerciales para ser extraídos además de tener una fuerza de empuje natural dentro del depósito por agua o por gas, dando como consecuencia la explotación del yacimiento.



Fig. No 8 Fotos de núcleos corte transversal y lateral, con impregnaciones de hidrocarburo

IV.VII. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.

Las rocas Sedimentarias: son el producto final de todos los procesos sedimentarios (intemperismo, erosión, transporte, depósito y diagénesis). Se forman en las cuencas de sedimentación; las depresiones del terreno a donde los materiales arrastrados por la erosión fueron conducidos con ayuda de la gravedad. Las estructuras originales de estas rocas se llaman estratos; capas formadas por depósito que constituyen formaciones terrígena, o carbonatadas a veces de gran potencia (espesor); siendo las más conocidas y las de mayor importancia económica en la industria del petróleo. En México el 95% del volumen de aceite y/o gas de los yacimientos petroleros se encuentra en rocas carbonatadas tales como calizas, dolomías y margas; el resto está en areniscas, las cuales tienen un mayor número de yacimientos, pero son de reducido volumen

IV.VIII. ROCAS CARBONATADAS.

Son las rocas formadas en su mayoría por carbonatos, cálcico (calcita en las calizas) o cálcico-magnésico (dolomita en las dolomías). Las calizas tienen un auténtico origen sedimentario, y las dolomías se pueden formar $(CO_2)_3$ en procesos posteriores al depósito. Las calizas son rocas constituidas en su mayoría por carbonato de calcio $Ca(CO_2)_3$, con un porcentaje del 50 al 95%, con algunas impurezas como arcilla, sílice, material carbonaceo, que dan como resultado la formación de rocas afines a las calizas. La dolomía es una roca constituida por más del 50% de carbonato de calcio-magnesio $(MgCa(CO_2)_3)$. La marga es una roca calcárea- arcillosa con un contenido de carbonato de calcio de un 40-50%.

Calizas: son rocas originadas por un proceso de sedimentación directa en donde la fracción y composición química y mineralógica del carbonato está compuesta principalmente por calcita o aragonita. Los minerales esenciales son: calcita, dolomita, aragonita y en menor cantidad ankerita y siderita; siendo los más abundantes los dos primeros. Todos estos minerales, a excepción de la aragonita, son hexagonales, uniáxicos, negativos y con un crucero rombohedral con alta birrefringencia y relieve variable.

Las calizas tienen alto contenido de Ca, CO_3 , CO_2 y MgO (Si excede de 1 ó 2% indica la presencia de dolomita), y en cantidades pequeñas sílice, arcilla, limo, arena, fósforo, óxido de fierro, sulfuros y sulfatos. Muchas calizas están compuestas de estructuras esqueléticas y de residuos derivados de ellas siendo su composición una expresión de dichos elementos.

La composición de las conchas y de las partes duras varía de acuerdo con la naturaleza y las condiciones en que se desarrolló el organismo, siendo las calcáreas más ricas en $MgCO_3$ que los moluscos. Los caparazones de crustáceos son fosfáticos, y su contenido de magnesio va disminuyendo con el incremento de organización de los organismos así como de la temperatura de formación.

Textura y Estructura. Algunos de los componentes de las calizas son emplazados en la formación de la roca con partículas sólidas por olas y corrientes, teniendo texturas, y estructuras semejantes a los clásticos ordinarios, es decir, una relación esqueleto-cemento. Las mismas muestran estructuras de corriente o hidrodinámicas tales como rizaduras y estratificación cruzada.

Las rocas carbonatadas formadas *in situ* en un ambiente sin corrientes no muestran selección ni alguna otra evidencia de actividades de corrientes, con o sin estratificación pobremente desarrollada o en algunos casos presentan estratificación burda.

Las calizas ya sean hidrodinámicas o *in situ* están formadas por un complejo de granos o aloquímicos, micrita o carbonato de grano muy fino que sirve comúnmente como matriz, y la espátita o calcita gruesamente cristalina que también funge como cemento (ver clasificación de Folk).

Los aloquímicos: Son los elementos del esqueleto producidos química o bioquímicamente dentro de la cuenca de acumulación, son un complejo de granos con alta organización. Existen cuatro tipos principales de aloquímicos:

1. Estructuras y residuos esqueléticos (fósiles)
2. Oolitas
3. Intraclastos
4. Pellets

Fósiles:(Con una antigüedad mayor a 10,000 años) son restos o señales de organismos petrificados y conservados en las rocas sedimentarias de la corteza terrestre que vivieron en épocas o períodos geológicos pasados, pudiendo haber sufrido transformaciones en su composición por diagénesis, o deformaciones a causa de metamorfismo dinámico más o menos

intenso. Son muy abundantes y pueden estar diseminados y transportados por corrientes formando esqueletos como sus principales constituyentes.

Estos restos de esqueletos, conchas o caparazones de animales o las impresiones carbonosas de plantas son los fósiles más reconocibles, y variados. Los más comunes son los restos de caracoles o huesos litificados. Los detalles originales de los mismos pueden ser examinados al microscopio. Los poros y otros espacios pequeños en su estructura se llenan de minerales, los cuales son compuestos químicos, como la calcita, disuelta en el agua. La arena o lodo contenido en los caracoles o los huesos y los minerales depositados en los espacios de su estructura.

Las algas calcáreas son formadoras de calizas al depositarse junto con la calcita y aragonita. Los foraminíferos son importantes constructores de rocas tales como las rocas de fusilínidos, generalmente de calcita cristalina o fibrosa, glauconita y de calizas numulíticas. Las esponjas y espículas silíceas son constituyentes de sedimentos y aparecen como calcedonia en pedernales. Los corales forman figuras de aragonita. Las partes duras de los equinodermos aparecen como cristales simples de calcita y forman comúnmente calizas de crinoides; de briozoarios como aragonita y calcita fibrosa y de braquiópodos excepto las formas fosfáticas

Oolitas: son agregados de partículas esféricas con estructura radial o concéntrica originalmente de aragonita y remplazada por calcita. Se forman alrededor de un núcleo dentrítico de forma esférica constituido por un fósil, grano, intraclasto o bioclasto. Su tamaño promedio varía desde 0.1 a 1 mm llegando hasta 2 mm de diámetro máximo. Las oolitas son propias de aguas agitadas con oleaje vigoroso y continuo (ambiente de alta energía), y existe precipitación rápida de la calcita cerca de los lugares donde abundan restos que les sirvan de núcleo.

Intraclastos: son fragmentos de carbonatos pené-contemporáneos débilmente cementados que han sido rotos y redepositados como clastos en un nuevo esqueleto y parecen haber sido productos de erosión de las capas de sedimentos carbonatados semiconsolidados. Gran parte de los mismos son aplanados alongados paralelos a la estratificación y pueden mostrar laminaciones internas paralelas a los planos, estar redondeados y variar de tamaño desde las arenas finas hasta conglomeráticas. Algunos otros están compuestos de calcita microcristalina (caliza litográfica).

Pellets o Pellas: son partículas o agregados carbonatados difíciles de distinguir, de textura criptocristalina, de formas redondeadas, esféricas, elípticas y ovoides sin estructura interna, constituidas por agregados homogéneos de calcita microcristalina. Cuando se constituyen por minerales son pellas glauconíticas. Se considera que las pellas en su mayoría representan coprolitos de gusanos y crustáceos, aunque también pudieron formarse *in situ*. Las pellas se forman en zonas de abundante lodo calcáreo y de movimientos leves. Sus dimensiones pueden ser desde 0.50 hasta 0.75 mm. Cuando las pellas están alteradas son conocidos como micritizados. Cuando el tamaño es mayor de 75 mm se les denomina peletoides.

Oncolitos: al igual que las oolitas, son agregados de forma redondeada, pero sin estructura concéntrica y radial como las primeras. En ocasiones se puede observar la estructura de superposición del envoltorio de algas. Su tamaño varía desde 2 milímetros hasta varios centímetros.

Pisolitas: son agregados parecidos a los oncolitos, pero que varían por su forma de hueso y por su mayor tamaño.

Ortoquímicos: Son micrita y espatita.

Micrita: son calizas de grano muy fino (calcilita) con 50 micrones o menos de diámetro. Estos depósitos fueron asentados por corrientes. Las formadas por precipitación se llaman micritas (calcita microcristalina) y son carbonatos del tamaño de las arcillas (1 a 4 micrones). El material entre 5 y 10 micrones se llama microespatita aunque generalmente se conoce como carbonatos microcristalinos. La micrita es empleada para carbonatos de calcio microcristalino y se forma por transformación de aragonita a calcita por ficción, por origen mecánico o por diagénesis. Cuando se compone de aragonita es micrita, si se forma de dolomita es dolomicrita.

Calcita espática (espatita): cuando las calizas contienen calcita cristalina gruesa este material es llamado espatita, que es un material limpio que muestra límites bien definidos de granos y trazas de crucero. Su ocurrencia es muy variada, como cemento relleno de huecos en donde el tamaño de la espatita depende del grueso del esqueleto y de los poros. Los huecos pueden ser rellenos en parte por sedimentos y en parte por espatita, en cuyo caso el sedimento forma la base, y la espatita la parte superior de la cavidad. La espatita también se forma como resultado de la cristalización de carbonato micrítico. La formación híbrida involucra micrita y espatita y es la textura grumosa caracterizada por grumos o agrupamiento de grumos de micrita rodeados por matriz de espatita.

Componentes no carbonatados: incluyen esferulitas de calcedonia y como reemplazamiento de estructuras fósiles, esferulitas de pirita, cristales euedrales de cuarzo, feldespatos y cristales de yeso y anhidrita.

En base a su forma de depósito, las calizas se clasifican en calizas alóctonas y en calizas autóctonas.

Calizas alóctonas: son aquellas que están constituidas por material que ha sido transportado y redepositado. Los carbonatos de estas rocas son reemplazados mecánicamente en la generación de la roca, esto es, son depositados por olas y corrientes y no son producto de erosión de masas terrestres. Los residuos del que se formaron son de origen clástico y otros de origen químico o bioquímico. Estas calizas exhiben una relación de esqueleto-cemento análoga a las calizas ordinarias; son arenas calcáreas.

Calizas Autóctonas: son formadas *in situ* por una acumulación de minerales precipitados, orgánica o químicamente sin haber sufrido transporte o redeposición y generalmente son de aspecto masivo con apenas estromatolitos o líneas estilolíticas.

Clasificación de Dunham.- En 1962 Robert J. Dunham publicó la “Clasificación de Rocas Carbonatadas según la Textura de Depósito”; siendo en la actualidad la clasificación más utilizada en el campo tanto para muestras de canal, en láminas delgadas, considerando principalmente dos tipos de textura con base en la relación entre grano-matriz y cemento.

- 1) **Textura de Depósito Reconocible.-** Es cuando los componentes originales de las rocas carbonatadas no fueron ligados durante el depósito.
- 2) **Textura de Depósito No Reconocible.-** Cuando las rocas conservan muy poco de su textura depositacional para ser clasificadas, por ejemplo los carbonatos cristalinos que se subdividen de acuerdo con las clasificaciones desiguales para usarse en textura física o en diagénesis.

En la clasificación de las rocas que conservan su textura de depósito, se consideran tres características principales:

- A. Abundancia de granos (aloquimicos). El cual es básico para subdividir a las rocas con lodos carbonatados o calcáreos en Mudstone, Wackestone y Packestone.
- B. Presencia o ausencia de lodo (fango carbonatado). Permite distinguir a una roca carente de lodo (Grainstone) de las rocas constituidas por lodos calcáreos.
- C. Presencia o evidencia de señales de ligamento o conjunción durante el depósito que caracteriza al Boundstone.

En términos generales existen dos tipos de texturas: las que están soportadas por lodo y las que están soportadas por granos. Por lo anterior, y dependiendo del contenido de lodo (partículas del tamaño de arcilla y limo fino), Dunham propuso la siguiente clasificación de rocas (Tabla 3.4)

Classification by Dunham (1962)

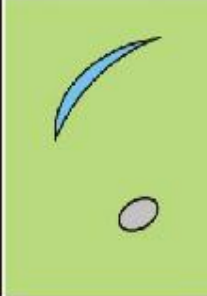

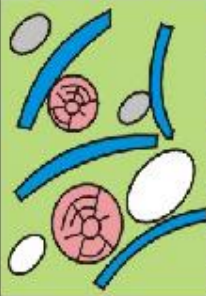
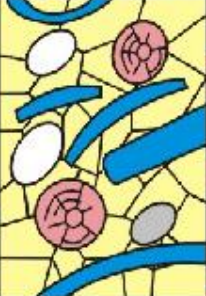


Contains mud (clay & fine silt grade carbonate)		<i>Grain-supported</i>		<i>Grain-supported with no mud</i>	<i>Original components were bound together</i>
<i>Mud-supported</i>		<i>Grain-supported</i>			
<10% grains	>10% grains				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Grainstone	Boundstone
					

Tabla3.4 de Clasificación de Rocas Carbonatadas de Dunham año1962

Las dolomías: son roca formada por carbonato de calcio-magnesio, que es un mineral más soluble que la calcita y que se forma en presencia de fuertes concentraciones de minerales de

magnesio. Por su origen diagenético, las dolomías se clasifican en dolomías primarias y dolomías secundarias:

Dolomías Primarias: son de diagénesis tempranas contemporáneas al depósito. Para su formación deben de existir condiciones de pH mayores a 8 y temperaturas de 30 a 50 °C con tirantes de agua pequeños. Su textura es criptocristalina con cristales solamente visibles con rayos X por espectro de cristales. Se encuentran en delgados horizontes de granos homogéneos en zonas lacustres y lagunares asociadas casi siempre con anhidrita.

Dolomías Secundarias: son las que se forman por el reemplazamiento del carbonato de calcio original por carbonato de magnesio. Esta sustitución de la calcita es acompañada por una disminución de su volumen dando lugar a un aumento de la porosidad.

Dolomitización: La dolomitización es un conjunto de procesos diagenéticos conocido como reemplazamiento, donde el carbonato de calcio es convertido en carbonato de magnesio al entrar en contacto aguas con concentración magnesio-calcio con sedimentos o rocas carbonatadas, lo cual da origen a las dolomías. Este cambio puede ocurrir durante el depósito, inmediatamente o aun después de la litificación, cuyo proceso genera una disminución de volumen en la roca resultante y por ende un aumento en la porosidad.

Solubilidad: Siendo las rocas carbonatadas las que están constituidas por un alto porcentaje de carbonato de calcio, es importante conocer su concentración promedio con el fin de clasificarlas en cuanto al contenido de arcillas presentes, lo que permite tener antecedentes para programas posteriores de estimulación de pozos. Para esto, mediante análisis químico se evalúa la solubilidad que es una reacción química que se efectúa en un carbonato ante la presencia de un ácido, en general ácido clorhídrico, cuya cantidad de soluto (muestra de roca) se disolverá en una cantidad de solvente (ácido), produciendo una solución saturada que indicara que tan pura es la roca con base en el contenido de carbonato. Los factores que afectaran a la solubilidad son temperatura, pH, ambiente iónico (salinidad) y presión.

- a) **Temperatura:** la solubilidad aumenta a medida que la temperatura aumenta en la mayoría de los sólidos y líquidos al contrario de los gases donde suele disminuir la solubilidad.

- b) **pH:** la solubilidad de muchos productos químicos como las sales multivalentes de hidróxido y carbonato depende del pH porque se vuelven más solubles en condiciones ácidas.

- c) **Ambiente iónico (salinidad):** al aumentar la salinidad generalmente aumenta a solubilidad afectando a las reacciones químicas tales como la precipitación. Como ejemplo, el sulfato de calcio (yeso y anhidrita) alcanza su mayor solubilidad en una solución de sal de 15%, siendo cuatro veces más soluble que con el agua dulce. A medida que la salinidad se acerca al punto de saturación, la solubilidad tiende a disminuir.

- d) **Presión:** el aumento de presión solo afectara en la solubilidad de un gas dentro de un líquido, sin tener ningún efecto sobre la solubilidad en líquidos y sólidos.

Para conocer la solubilidad de una roca en laboratorio, se utiliza un equipo llamado calcímetro, el cual registra en un manómetro la presión ejercida por el desprendimiento del CO₂ de la muestra al reaccionar con el ácido clorhídrico, donde la lectura alcanzada se marca en un nomograma que se interpola con valores de calibración de CO₂ puro preexistentes, anotando el resultado en % (Tabla 3.5).

Otro método tradicional es el método de desplazamiento de volumen (véase Figura 3), en el cuál en un matraz se coloca 1 gramo de muestra molida previamente lavada, conectado a su vez con otro matraz con agua simple. Al primer matraz con la muestra se le agregan 25 ml de ácido clorhídrico con la ayuda de una bureta con goteo constante, donde al efectuarse la reacción química por el desprendimiento del CO₂, se desplazara el agua contenida del segundo matraz a un tercer matraz; donde esta cantidad en mililitros del líquido resultante, se medirá para obtener el resultado en % mediante la siguiente fórmula:

$$\% \text{ SOLUBILIDAD} = \frac{\text{VOL DE AGUA DESALOJADO EN ML} - \text{VOLUMEN DE ÁCIDO UTILIZADO (25 ML)}}{^{\circ}\text{C MEDIO AMBIENTE} \times 0.82 + 224.15} \times 100$$

Del resultado obtenido comparamos con las solubilidades promedio de las diferentes rocas dependiendo su contenido de carbonatos en la tabla siguiente:

TIPO DE ROCA	RANGO DE SOLUBILIDAD EN %
LUTITA CALCÁREA	5 - 30 %
DOLOMÍA	20 - 40 %
MARGA	30 - 50 %
CALIZA DOLOMÍTICA	40 - 60 %
CALIZA ARCILLOSA	50 - 70 %
CALIZA	70 - 95 %
CALCITA	100 %

Tabla 3.5 de clasificación de rocas de acuerdo a su solubilidad en porcentaje %

En las dolomías el porcentaje de solubilidad está en función del tiempo que se deje reaccionar la muestra. Es conveniente fijar 5 minutos como tiempo promedio de reacción en todos los análisis.

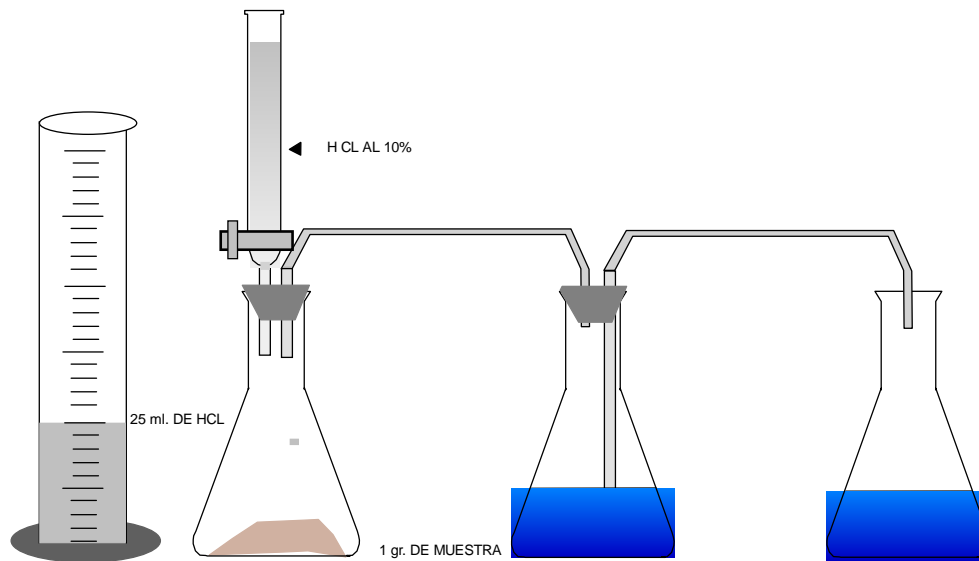


Figura No 9.- Se muestra el método tradicional para obtener la solubilidad en rocas carbonatadas

IV.IX. ROCAS TERRÍGENAS.

Las rocas sedimentarias terrígenas (detríticas, clásticas o siliciclásticas), están formadas por fragmentos de rocas o minerales estables o inestables procedentes de rocas preexistentes de cualquier tipo, que han quedado expuestas al intemperismo, erosión, transporte y sedimentación en las condiciones de la superficie de la tierra. A este conjunto de modificaciones que sufren los sedimentos para formar una roca sedimentaria se le llama litificación. Uno de los minerales más resistentes que este tipo de rocas suelen contener en gran proporción es el cuarzo. Se consideran como rocas detríticas aquellas que poseen más de un 50% de terrígenos (fragmentos de cualquier tipo de roca o mineral) Los elementos que definen el patrón textural de las rocas terrígenas son el tamaño de grano, clasificación del tamaño de grano, morfología y el empaquetamiento.

- 1) **Tamaño de grano:** se establecen cuatro clases en el tamaño de granos para rocas detríticas:

TAMAÑO DE GRANO	CLASE O GRUPO	SEDIMENTO	SEDIMENTO CEMENTADO
Menores a 2 mm	Ruditas (Sefitas)	Gravas o cantos	Aglomerado o Brecha, Conglomerado
De 2 mm a 1/16 mm	Arenitas (Sammitas)	Arenas	Arenisca
De 1/16 mm a 1/256 mm	Limolitas	Limos o fangos	Limolita
Menores a 1/256 mm	Lutitas (Pelitas)	Arcillas	lutita, Marga

Tabla 3.6 de clasificación de rocas con contenido en arenas y tamaño de grano

- 2) **Clasificación o selección de tamaños:** es la medida de la distribución y frecuencia de tamaños en un sedimento. Una roca con una gran dispersión de tamaños de grano indica que posee una pobre selección; mientras que una roca bien seleccionada muestra escasa variación en el tamaño de los granos. La clasificación es indicativa de la historia del transporte del sedimento.
- 3) **Morfología:** es el grado de redondez de un clasto, siendo el dato morfológico de mayor interés por ser indicativo de la historia del sedimento; aunque existen otros parámetros como la esfericidad, el aplanamiento, etc. Se pueden distinguir clastos muy redondeados, redondeados, subredondeados, subangulosos, angulosos y muy angulosos.
- 4) **Empaquetamiento:** se refiere a los espacios entre los clastos que puede estar ocupado por un cemento (calcáreo, silíceo, ferruginoso o salino); o por una matriz cuando el material detrítico es menor a las 30 micras. El empaquetamiento puede caracterizarse en función del porcentaje de matriz frente al de clastos, observando si la roca presenta una textura grano sostenida o de matriz sostenida. El empaquetamiento entre otros factores, es indicativo de la densidad del medio de transporte del sedimento.

En resumen, las rocas terrígenas se clasifican, según la medida de sus partículas, en cuatro grupos: conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas.

Conglomerado: rocas constituidas por clastos o gravas de diámetro superior a 2 mm. Si se observan al microscopio, se aprecian tres tipos de componentes: trama (clastos, trozos de rocas de tamaño variado), matriz (partículas menores de 2 mm que llenan el espacio entre clastos) y cemento (precipitado químico entre trama y matriz). Se distinguen dos tipos de ruditas: aglomerados o brechas (con clastos angulosos) y conglomerados (con clastos de formas redondeadas),



Fig. No 10

Un Conglomerado: Claramente se ve los clastos redondos (Calizas, cuarzo trozos de rocas) y la matriz que se compone de detritus y cemento. Los contornos de algunos clastos muestran marcas de solución por presión.

Son partículas del tamaño de las gravas redondeadas consolidadas que varían en su composición de acuerdo a su tamaño, clase y tipo de matriz, con respecto a las rocas que la constituyen. La mayoría de los conglomerados son de partículas difícilmente clasificables, donde la matriz consta de arena, limo y arcilla.

Brechas: son cualquier tipo de roca o un conjunto de rocas formada por fragmentos angulosos de más de 2 mm de diámetro promedio. Son generalmente de origen tectónico y piroclástico o sedimentario (talud continental).

Areniscas: son rocas cuya composición principal son granos de arenas de cuarzo con un tamaño entre 1/16 y 2 mm, unidos por un material cementante como carbonato de calcio, sílice y material arcilloso. Las areniscas son las rocas más importantes y difundidas entre las rocas

sedimentarias clásticas.

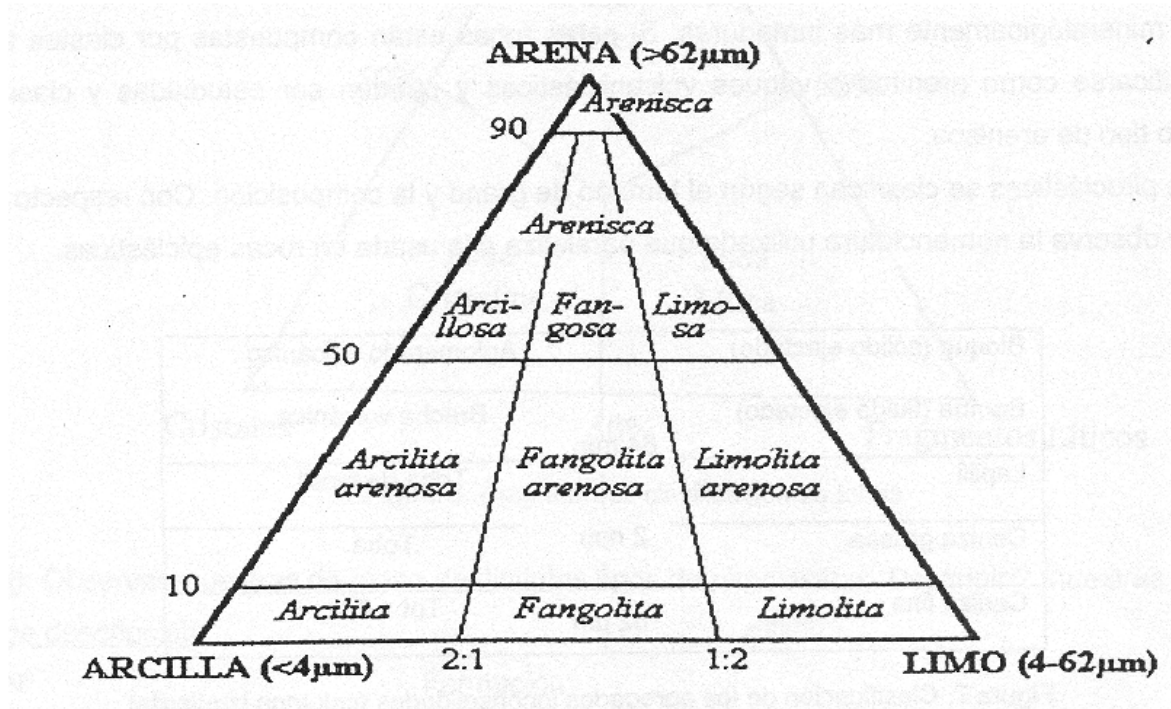


Fig. No 11

Diagrama de clasificación de los sedimentos epiclásticos basados en el contenido De arcilla, arena y limo (modificado de Folk, 1974). En cada esquina del triángulo es el 100 %

Limolitas: es una roca comúnmente conocida como rocas de (limo), constituida por clastos con tamaños entre 1/16 y 1/256 mm. Estas rocas presentan composiciones muy variadas, siendo una arcilla intermedia entre la lutita y la arenisca.

Lutitas: es una roca arcillosa compuesta por granos de tamaño inferior a 1/256 mm, son las más fáciles de reconocer por formar los estratos más extensos, siendo las rocas sedimentarias más abundantes en el mundo. Normalmente su composición mineralógica está definida mayoritariamente por hidrosilicatos del grupo de las arcillas (aluminio, potasio, hierro, material orgánico y óxidos de hierro). Se identifican por su textura plástica, por su dureza (suave, semidura, dura y compacta), por ser masivas (cuando es compacta por su corte en bloques). Generalmente presenta contaminación por carbonato de calcio presentando partición o fisilidad en la roca. En muchas ocasiones, su componente principal es la montmorillonita lo que hace notable su grado de hidratación y expansión.

Lechos rojos: son sedimentos clásicos de color rojo de diversa granulometría, cuya tonalidad se debe al óxido férrico presente en forma de hematita que es el principal elemento que le da coloración al estrato. Estos sedimentos rojos son en su mayoría lutitas ferruginosas, areniscas rojas, arcosa roja y conglomerados rojos.

Margas: son rocas arcillosas de grano muy fino compuestas por 40 a 60% de carbonato de calcio. En función del porcentaje de carbonato cálcico frente al de arcillas se pueden clasificar en: marga arcillosa, marga y marga calcárea. Siendo intermedias entre las calizas y las lutitas. Reaccionan débilmente con ácido clorhídrico, dejando gran cantidad de restos arcillosos.

IV.X.- ROCAS EVAPORÍTICAS.

Evaporitas: son un grupo de rocas sedimentarias de ambientes con intensa evaporación formadas por la precipitación de sales o minerales procedentes de cuerpos de disoluciones concentradas o salmueras rodeadas de tierra. Para que se formen por ejemplo en un entorno lacustre, es imprescindible que la cantidad de agua que se evapora sea superior a la que llega como aporte de ríos, precipitaciones, marea etc. Esta situación se da en lagunas costeras, en los lagos interiores y en los mares menores. Las rocas que se forman de esta manera están compuestas por depósitos de cloruros y sulfatos en sus distintas variedades minerales. Dentro de este grupo las más comunes son la anhidrita, la halita (sal común), y el yeso.

Anhidrita: es una roca que se distingue por su dureza, por sus cristales translucidos y porque al someterse al calentamiento con agua se convierte en yeso. La granularidad óptica de los cristales de la anhidrita es más fina que el yeso, y está comúnmente más asociada con dolomías y calizas siendo más abundante que el yeso; que a diferencia de este, se presenta en forma de depósitos uniformemente estratificados, con mosaico de granos anhedrales entrelazados o con cristales grandes bien formados, acomodados en un mosaico de grano fino en su base. Su color varía de blanco a traslúcido y rosa o café. Puede presentarse en forma masiva o compacta cuando su textura es cristalina y los cristales no presentan rayaduras ni fibras.

Halita: Más conocida como sal común, es una roca que se presenta en capas con cristales transparentes o translucidos casi siempre de notable pureza; de color grisáceo, blanco o amarillo, textura cristalina gruesa y de sabor típico salado. El grosor de los estratos puede ser desde unos cuantos centímetros hasta cientos de metros. Comúnmente se encuentra asociada con otras evaporitas como el yeso y la anhidrita. Y puede ocurrir en forma de domo salino que consiste en

un núcleo central de sal en roca y un domo circundante de sedimentos. Con el sensor de conductividad mediante el valor de resistividad en ohms, sirve para determinar la salinidad que se encuentra en un lodo base agua.

Yeso: es un sulfato de calcio hidratado que se identifica comúnmente por su granularidad y porque se presenta generalmente en forma masiva por la hidratación que sufre. Su textura es generalmente fibrosa, o también puede consistir en cristales anhedrales de entrelazamiento intrincado. Cuando aparece en forma cristalina, sus cristales presentan rayaduras y estriaciones internas. Varía de suave a semiduro, monoclinico, limpio e incoloro cuando está puro, con brillo vítreo y aperlado. Los agregados de yeso ocurren en masas no uniformes o en mantos de estratificación perturbada, debido a la dilatación que tiene lugar durante la hidratación.

Existen un método de laboratorio y un método de campo conocidos para el análisis de las evaporitas y su identificación:

1. A una muestra molida del sedimento evaporítico (anhidrita o yeso) se coloca en un recipiente, y se mezcla con agua destilada hasta diluir el polvo de la muestra, para posteriormente filtrarla con un papel filtro a un recipiente limpio de impurezas agregándole cloruro de bario, el cual al reaccionar con el agua que contiene el sulfato (SO_4) se teñirá de color blanco lechoso. Para corroborar el resultado, se puede poner a evaporar la solución ya sea con H_2O o HCl incrementado la temperatura los que originara su precipitación en cristales aciculares conocidos como cola de golondrina.

El método de campo conocido es colocando unos fragmentos de la roca evaporíticas (anhidrita o yeso) en un vidrio delgado como un portaobjetos, agregándole una gota de ácido clorhídrico y calentando el vidrio en la parte posterior con un encendedor hasta precipitar los fragmentos y poder observar los cristales aciculares que se formaron.

Sin embargo para que exista yacimientos de hidrocarburos es necesario la presencia de los elementos los cuales son.

Rocas Generadoras: Las características que debe de reunir una roca para que pueda ser considerada como generadora de hidrocarburos son:

- a) Que tengan un alto contenido de materia orgánica en los sedimentos marinos ricos en plancton, restos vegetales y en lignito, y su depósito haya sido de manera rápida, en un

medio ambiente reductor (amoxico); el contenido de materia organica es generalmente entre 1-5 de cont.

- b) De acuerdo al tipo de hidrocarburos, esta materia debe ser principalmente de tipo algaceo lo que genera aceites ligeros; y si se tiene material carbonoso y leñoso, generaría gas y aceites pesados.
- c) El depósito de esta materia sea en un tiempo geológico que permita la generación de hidrocarburos en base a condiciones de presión y temperatura estables, dentro de un rango que varía entre 65° a 175° para la generación de aceites. Esto en función de su sepultamiento y del gradiente (V) geotérmico que indica que cada 100 m, la temperatura se incrementa 3°C. El gas se genera en un rango de temperatura que varía de 50 a 225 °C

La materia orgánica es un constituyente normal de las rocas sedimentarias generadoras, y probablemente solo los sedimentos muy ricos en esta materia, hayan sido capaces de convertirse en roca madre. Estos sedimentos de cuyo origen fueron rocas orgánicas depositadas en medios sedimentarios donde solamente existía una vida orgánica abundante, quedaron protegidos de las acciones oxidantes para transformarse en hidrocarburos.

Se considera como roca madre probable a toda roca de textura fina formada en un medio reductor en condiciones propias de batimetría y salinidad, que haya favorecido al momento de la sedimentación el enterramiento y la protección de la materia orgánica, depositada en este mismo ambiente reductor o no, de color gris o marrón oscuro a negro debido a la proporción todavía importante de materia orgánica residual que se presenta en forma de kerogeno-bitumen insoluble, pero que puede incluir más o menos trazas de bitumen libre, soluble en los disolventes orgánicos; siendo en general productos pesados del tipo asfalto.

Rocas Almacenadoras: Los cuerpos de roca que contienen poros o huecos comunicados entre sí, (con porosidad primaria o secundaria) se les considera como rocas almacenadoras de hidrocarburos o de yacimiento, cuyas características esenciales son de presentar suficiente porosidad para contener los fluidos y permeabilidad para transportarlos. La porosidad está condicionada por la litología y la permeabilidad depende del desplazamiento de los fluidos dentro de la roca o formación. Una roca almacenadora de importancia económica debe tener porosidad y permeabilidad adecuada. Estas características estructurales podrían ser secundarias como resultado de la diagénesis de la roca. Los sedimentos carbonatados pueden ganar o perder porosidad aunque con el incremento de la profundidad de sepultamiento, existe generalmente un

decremento en la misma; pero hay procesos tardíos de disolución y fracturamiento que pueden establecer valores de porosidad más altos.

Las rocas almacenadoras son de dos tipos: Rocas clásticas o detríticas donde se encuentran la mayor parte de los yacimientos y las acumulaciones de petróleo incluyendo las arenas y areniscas, constituyendo más del 60% de los campos petrolíferos y el 60% de las reservas mundiales. Las rocas calcáreas que constituyen las calizas y dolomías contienen el 30% de las localizaciones de petróleo y el 40% de las reservas mundiales, sin embargo más del 40% de los campos gigantes de petróleo y gas se encuentran en carbonatos como ocurre en la sonda de Campeche. El 10% restante de las localizaciones se encuentran en lutitas fracturadas, rocas ígneas y metamórficas.

Rocas Sello: La función de las rocas sello es de asegurar el aislamiento de los yacimientos y que los hidrocarburos queden atrapados impidiendo no solo el escape del petróleo y del gas, sino también de la masa inferior de agua que está casi siempre presente y a través de la cual pasaron los hidrocarburos antes de quedar atrapados. Su principal característica de estas rocas son impermeabilidad y plasticidad que se encuentran en diferentes tipos, principalmente en arcillas, en calizas y en evaporitas. (Las rocas sello en el área de estudio son lutitas)

Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes de la corteza terrestre, con (aproximadamente el 60 % de las rocas sedimentarias), un alto contenido de minerales arcillosos y se constituyen como sello en la mayor parte de los yacimientos, en particular de series detríticas. Están comúnmente ínter estratificadas con areniscas, carbonatos o con ambas, por lo que existe muchas posibilidades de que la roca almacén este situada entre capas de arcilla. El grado de impermeabilidad depende de la textura y de los tipos de minerales presentes, donde muchas arcillas están compuestas de partículas de minerales arcillosos que tienen formas de escamas y están dispuestas en filas paralelas. Por ejemplo, si la *montmorillonita* está presente, la arcilla tendrá probablemente el máximo grado de impermeabilidad a causa de su grano fino característico, porque tiende a absorber una cantidad de agua por su grado relativamente alto de plasticidad.

Las rocas carbonatadas son las más versátiles en cuanto a su comportamiento con respecto a las acumulaciones de hidrocarburos, donde algunas han funcionado en el pasado como rocas madre y otras en la actualidad encierran yacimientos importantes. A menudo se tratan de calizas más o menos arcillosas, de margas y en ocasiones de calizas finas compactas; aunque

estas últimas pueden constituir buenos sellos siendo por lo general poco plásticas y sujetas a fracturación. Estas rocas sello se relacionan en ambientes de cuenca tranquilas; y bajo ciertas condiciones actúan también como cierres.

Las rocas evaporíticas –en particular las anhidritas- son rocas sello comúnmente asociadas a rocas almacén de yacimientos carbonatados o terrígenos, por su textura cristalina compacta y su plasticidad, las evaporitas por lo general ofrecen una impermeabilidad perfecta tanto para el agua como para los hidrocarburos.

- a) **Sal** Los sedimentos salinos cuyos depósitos normalmente estratificados, han sido forzados a fluir lateral y ascendentemente en forma plástica debido a las presiones de la corteza terrestre, ocasionan primero un abombando (domo) para después romper en muchos puntos a los sedimentos que yacen sobre la (diapiros); o a formar conopiees, a pesar de su origen, un porcentaje sustancial del petróleo mundial precede de estructuras con núcleo de sal como sello.
- b) **Anhidrita y Yeso.** La primera está invariablemente presente e inmediatamente encima de la sal. Es masiva y puede estar inter-estratificada y contener granos de arena y otras impurezas. La zona del yeso se encuentra sobre la anhidrita cuyo paso durante la perforación es gradual. Siendo el yeso indudablemente el resultado de la hidratación de la anhidrita, presentándose por lo general en forma de selenita como cristales cuando está presente. Si el yeso está ausente, se encontrara la zona de calizas.

Por el tipo de trampas en que se almacenan, los yacimientos se clasifican:

Trampas de tipo estructural: Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas tales como los anticlinales y los sinclinales (simétricos y asimétricos).

Trampas estratigráficas: Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológicos de las formaciones que las constituyen. Un cambio lateral de arena a lutita constituye una trampa estratigráfica.

Trampas combinadas: Se refiere a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos.

Trampas asociadas: A intrusiones ígneas y salinas, en que las intrusiones hacen las funciones de roca sello.

Migración:

Clasificación de Hidrocarburos: La clasificación está basada por la medición de la densidad de los hidrocarburos y en el tipo de materia orgánica que lo generó. Es una escala internacional normalizada por el Instituto del Petróleo de los Estados Unidos comúnmente conocida como densidad o gravedad API de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*. Representa el peso específico o medida de densidad del aceite, y describe que tan pesado o ligero es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más ligero que el agua, y por lo tanto flotaría en esta (mientras más grados tenga, más ligero es el aceite). La gravedad API es medida con un instrumento denominado hidrómetro, y también es usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

De acuerdo a esta medición de gravedad API y de su fluorescencia, el petróleo se clasifica en: aceites extra-pesados (residuales), pesados, medianos, ligeros, superligeros y gas y condensados (gas húmedo y gas seco). (Véase Tabla 3.7).

TIPO DE ACEITE	FLUORESCENCIA	°API	GRAVEDAD ESPECÍFICA	OBSERVACIONES
EXTRA-PESADO	CAFE	< 10°	0.9993–0.9659	-
PESADO	NARANJA	10°– 22.3°	0.9659–0.9042	-
MEDIANO	CREMA-AMARILLO	22.3°–31.1°	0.9042–0.8017	-
LIGERO	VERDE AZUL	31.1°– 39°	0.8017–0.7587	-
SUPERLIGERO	VIOLETA	39°– 55°	>0.7587	VOLATIL
GAS Y CONDENSADO	¿	>55°	¿	MUY VOLATIL

Tabla 3.7 fluorescencia del petróleo o hidrocarburo de acuerdo a su color

La fórmula utilizada para convertir la densidad expresada en gravedad específica en °API es:

$$\text{Gravedad } ^\circ\text{API} = \frac{141.5}{\text{Gravedad Específica a } 60^\circ \text{ F}} - 131.5$$

CAPITULOS PETROFISICA V.

V.I. REGISTROS GEOFÍSICOS.

Los registros geofísicos nos permiten identificar las características petrofísicas de las formaciones rocosas del subsuelo, obtenidas mediante mediciones de los parámetros físicos, como por ejemplo, eléctricas, acústicas, radiactivas, etc. La importancia de conocer estos parámetros físicos es la de determinar, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, resistividad, entre otros, con el objetivo de evaluar y definir los intervalos atractivos de contener hidrocarburos. Los registros se pueden tomar tanto en agujeros descubiertos o entubados, dentro de la formación podemos encontrar tres zonas, de invasión, de transición y de saturación. Los Registros Eléctricos se clasifican en Radioactivos y Acústicos; los cuales tienen dos aplicaciones primordiales:

- 1) Efectuar o elaborar correlaciones y estudios estratigráficos.
- 2) Evaluar la litología y los fluidos de la formación.

Los parámetros físicos principales que se necesitan para evaluar un yacimiento son: porosidad, saturación de agua, permeabilidad, espesor de capa permeable y fracturamiento.

Porosidad: Dentro de las propiedades almacenadoras de fluidos de las rocas, esta propiedad es de suma importancia. Se clasifica en porosidad primaria y porosidad secundaria.

- a) Porosidad Primaria.- Es la que se conserva en las rocas desde el momento de su depositación, refiriéndose a los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas después de su acumulación como sedimento, siendo esto predeposicional y deposicional y solo es alterada por la compactación y el enterramiento de los sedimentos.

Los tipos más conocidos de porosidad primaria son: Intergranular (entre granos), interfosilar (entre fósiles), fenestral (ojo de pájaro), en barrenos (biógena), geopetal, cobijada, intraarmazón (por crecimiento de trama, arrecifal).

- b) Porosidad Secundaria.- Es la que se forma en las rocas después de su depósito y compactación como resultado de agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento y fisuramiento de la roca durante el proceso de formación, siendo

eogenética, mesogenética o telogenética (postdeposicional). Debido a su composición química y fragilidad, los carbonatos son ejemplos excelentes. La porosidad en las rocas calcáreas es inferior de las areniscas; la dolomita normalmente presenta porosidad elevada debido a la disminución en el volumen de roca por la transformación de calcita en dolomita. Las causas por la que se forma este tipo de porosidad puede ser por disolución de fragmentos aragoníticos, por dolomitización, por recristalización, por fracturación tectónica y no tectónica, etc.

Los tipos de porosidad secundaria más conocidos son: Intercristalina (debida al proceso de dolomitización); intragranular; móldica; intrafosilar; fracturas (originada por eventos geológicos); cavernas y microcavernas (cavidades de disolución y cavidades de origen desconocido debido a procesos físico-químicos y que comprenden canales y huecos).

La porosidad total se refiere al volumen total de huecos, y la porosidad útil o efectiva indica el volumen de huecos unidos entre sí. La porosidad de los yacimientos explotados varía de 5 a 40%, siendo la más común la comprendida entre el 10 y 20%.

En la producción de hidrocarburos tanto en rocas clásticas como carbonatos, proviene de la porosidad primaria, sin embargo, frecuentemente la producción en carbonatos es consecuencia de porosidad secundaria.

Permeabilidad: Es la capacidad que tiene una roca de permitir la circulación de fluidos a través de ella, y se representa por “k” en milésimos de Darcy que es una unidad del volumen de fluidos con viscosidad de 1 psi (cuando un centímetro cúbico de fluido de viscosidad pasa en un segundo a través de una sección de 1 cm² y 1 cm de longitud de muestra de roca). Para fines prácticos se utiliza el milidarcy igual a 1/1,000 darcy, midiendo con esto 2 tipos de permeabilidad.

- a) Permeabilidad horizontal o lateral que es cuando hay flujo de fluidos paralelamente a la estratificación.
- b) Permeabilidad vertical o transversal cuando existe flujo perpendicular a la estratificación.

La permeabilidad depende totalmente del tamaño absoluto de los granos, por ejemplo en sedimentos de granos grandes con grandes espacios porosos tienen alta permeabilidad, y en rocas

de granos pequeños con pequeños espacios porosos y caminos de flujo irregulares, tienen baja permeabilidad. Cuando una formación no permite el paso de los fluidos se trata de una roca impermeable, como ejemplo las lutitas.

Saturación de Agua: Se define en un medio poroso como la fracción o porcentaje de volumen ocupado por un fluido particular a las condiciones de yacimiento medido a la presión y temperatura a que se encuentre en los poros con el volumen total de poros. En un yacimiento se pueden encontrar simultáneamente agua, gas y petróleo, que debido a los efectos de gravedad y a la densidad de los fluidos se separan dentro del yacimiento. La parte de fluidos que no puede extraerse recibe el nombre de saturación de agua residual o irreductible. Para determinar la saturación de una formación es necesario calcular el valor de la resistividad del agua de formación (R_w) utilizando la salinidad del agua del mismo pozo o de pozos circundantes, además de la temperatura de formación. El valor R_w que se obtiene, es un parámetro que se utiliza en las formulas de Archie o Humble para el cálculo de saturaciones:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 \times R_t}} \qquad S_w = \sqrt{\frac{0.81 \times R_w}{\phi^2 \times R_t}}$$

El uso de estas formulas depende del tipo de formación que se esté evaluando, pudiendo ser en carbonatos, dolomías, areniscas o en arenas limpias o arcillosas.

Núcleos.- Son muestras cilíndricas representativas del fondo o pared perforada de un pozo. Su objetivo es el efectuar estudios paleontológicos, estratigráficos, petrográficos, geoquímicos, saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad.

Los núcleos son cortados con una herramienta especial llamado barril muestrero, conectado a una corona de diamantes en la parte inferior de la sarta de perforación en lugar de la barrena. El barril se divide en barril exterior e interior en donde se aloja el núcleo de roca cortado

Los núcleos sirven para:

Estos estudios los hacen compañías especializadas

- a) Delimitar la petrofísica de formaciones.
- b) Obtener datos paleontológicos.
- c) Correlacionar edades y medios sedimentarios.
- d) Obtener datos estratigráficos.
- e) Evaluar el contenido de fluidos de una formación.

Las características que se deben de realizar en una descripción de núcleo son:

- 1) Alinear, orientar, marcar y depositar los fragmentos de núcleo recuperados y cortados en tramos de un metro a partir de la parte inferior (zapata), recuperándolos en sus propias fundas de aluminio o en cajas de plástico.
- 2) Obtener el porcentaje de recuperación total del núcleo cortado. (de acuerdo a la recuperación del núcleo y se determina el %), ejemplo si se recuperan los 9m que se cortan es el 100%
- 3) Empaquetar y enviar al laboratorio de micro-paleontología para efectuar estudios de petrofísica, geoquímica y otros análisis especiales.
- 4) Hacer una descripción litológica generalizada de las partes inferior, media y superior del núcleo; buscando porosidad, impregnación de hidrocarburos, macro fauna y otras características.
- 5) Efectuar análisis de gas (en los cortes de núcleo), salinidad (en el agua utilizada), solubilidad (cuando es roca carbonatada) y fluorescencia.
- 6) Muestrear y hacer láminas delgadas a los cortes del núcleo para buscar contenido faunístico, mineralógico, procesos diagenéticos y otras características a encontrar.
- 7) Determinar el tipo de roca y su ambiente de depósito.

Al recuperar el núcleo, primeramente antes de cortar el barril muestreo interior (funda de aluminio) en tramos de un metro, el núcleo se deberá orientar, medir y marcar longitudinalmente con dos líneas paralelas pintadas con aerosol a lo largo del mismo. Una línea de color negro hacia la izquierda y otra línea de color rojo hacia la derecha, en referencia a la posición vertical del núcleo con su base hacia abajo (parte inferior del núcleo) que corresponde al último metro perforado (zapata), para empezar desde este punto la marcación. Después de esto, y de haber cortado el núcleo en tramos de un metro, se escribirá en cada sección el nombre del pozo,

número de núcleo, número de tramo, intervalo nucleado en metros y marcar la parte inferior y la parte superior en cada extremo de cada sección de núcleo.

Las siguientes figuras muestran la forma y orientación de los núcleos.

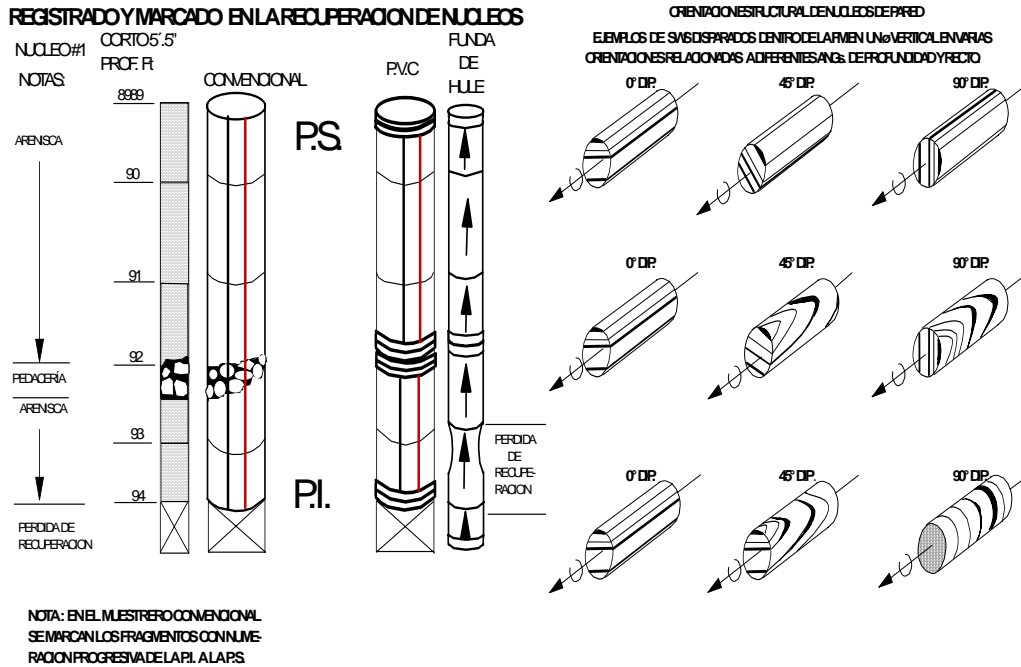


Fig. No.12, Corte de nucleo y orientación

a continuación se hace un breve comentario de los siguientes parámetros que intervienen en la descripción de un núcleo.

Porosidad.- es el porcentaje o la fracción del volumen total ocupado por poros o espacios vacíos en una roca; es una propiedad importante de la roca almacenadora, la porosidad puede ser primaria y secundaria.

Porosidad primaria.- (original), es aquella que se desarrolla durante el proceso de depósito (singenética) de los sedimentos.

Principales tipos de porosidad primaria:

- a) intergranular
- b) intrafosilar
- c) fenestral
- d) intragranular

Porosidad secundaria.- es aquella que se desarrolla posteriormente al proceso de depósito (postgenética) de los sedimentos.

Principales tipos de porosidad secundaria:

- a) intercristalina
- b) fracturas
- c) cavidades de disolución

Permeabilidad: es la capacidad que tiene la roca de permitir el paso de los fluidos, a través de ella; la permeabilidad se mide en millidarcy, se representa por (k). Los buenos yacimientos presentan una permeabilidad de 150 millidarcy, en rocas carbonatadas en el area marina, el rango de producción de hidrocarburos es de 50 a 500 millidarcy.

impregnación: es la cantidad de aceite que presenta la roca en sus poros o fracturas, (núcleos o muestras de canal), en los núcleos se observa a simple vista, por exudación de aceite en las fracturas, en forma de burbujas en los poros y en otras ocasiones para poder observarla tiene que ser con la ayuda del microscopio, cuando el aceite es muy ligero es difícil de observar la impregnación en algunas ocasiones se logra ver en parte del fragmento del núcleo zonas ligeramente cerosas y esto tiene que ser con el auxilio del microscopio), sin embargo cuando el aceite es pesado o semipesado no existe ningún problema en reconocerla porque presenta colores oscuros brillantes e iridiscentes.

fluorescencia.- es el color de espectro que presenta el hidrocarburo en los recortes de la roca, se observa con el fluoroscopio; se seleccionan los fragmentos con impregnación de aceite de la formación que se está perforando, se colocan en un fondo petri limpio de cualquier contaminante de lo contrario la fluorescencia reportada no es la real de la roca, se adicionan unas gotas de tetracloruro de carbono (no es el más recomendable porque es altamente venenoso, sin embargo es el mejor) o de acetona con un gotero, se lleva al fluoroscopio y se observa el color de espectro, se compara el

Color obtenido con una tabla de comparación ya establecida, los hidrocarburos ligeros dan fluorescencia de color claro y los hidrocarburos pesados dan fluorescencia color oscuro el valor es porcentual.

aceite residual y aceite pesado		aceite ligero			gas y condensado			
color del espectro	rojo	naranja	amarillo	verde	azul	violeta	ultra violeta	rayos x
unidades angstrom	7700 a 6100	6000 a 5900	5800 a 5700	5600 a 5200	5100 a 4500	4400 a 4300	4200 a 1500	1400 a 1000
color de fluoresc.	cafe	naranja	crema a amarillo	blanco	verde azul	violeta	?	?
grados api	10 - 15	15 - 25	25 - 35	35 - 45	45 - 55	más de 55	?	?
gravedad especifica del aceite	0.9993 a 0.9659	0.9659 a 0.9042	0.9042 a 0.8498	0.8498 a 0.8017	0.8017 a 0.7589	0.7587 a -----	?	?

Tabla No 3.8 Tabla de comparación de colores

Fauna.- es el conjunto de fósiles microscópicos y megascopicos que presenta una roca, son de dos tipos:

- a) planctónicos (dan cronología)
- b) bentónicos (dan medios ambientes)

Estratificación.- son las características depositacionales en forma de estratos (se observa en núcleos y muestras de mano) que presentan las rocas sedimentarias y debe de ser medible, es decir, mayor de 1 cm. de espesor, y se clasifican en:

- 1. - estratificación delgada (1 a 30 cm.)
- 2. - estratificación media (30 a 80 cm.)
- 3. - estratificación gruesa (80 cm a 1.6 m)
- 4. - estratificación masiva (mayor de 1.6 m)

asi tambien se tiene:

- a) estratificación graduada
- b) estratificación cruzada
- c) estratificación paralela

Fluorescencia: son las ondas emitidas por una sustancia o un cuerpo, que se pueden observar en un aparato llamado fluoroscopio que contiene en su interior unas lámparas ultravioleta, en el cual se determina mediante la longitud de dichas ondas (el color), el espectro óptico de los hidrocarburos de acuerdo con el color del corte e intensidad del mismo; así como una cuantificación inicial del porcentaje de hidrocarburos en relación a la muestra. Se ha comprobado que solo las ondas de luz menor de 3,650 unidades Ångstrom, producen fluorescencia de aceite crudo; siendo este, un método que se utiliza para detectar aceite crudo en las muestras tanto de núcleo como de canal.

El color de la fluorescencia nos indica la gravedad específica del aceite; que a medida que el aceite sea de mayor gravedad, la longitud de ondas reflejadas será también mayor. Esto es, mientras más claro es el color, más ligero es el aceite.

Existen tres tipos de fluorescencia:

- 1) Fluorescencia mineral (caliza, calcita, cuarzo, pirita, restos de moluscos, etc.)
- 2) Fluorescencia por contaminación (grasa de tubería, aceite de máquinas, detergentes de lodo, diesel, etc.)
- 3) Fluorescencia de formación (hidrocarburos del pozo).

V.II. GEOPRESIONES.

El estudio de las Geopresiones juega un papel muy importante dentro de la perforación y terminación de pozos petroleros. Sirven para detectar formaciones con alta presión de fluidos que se encuentran en el interior; y constituye uno de los parámetros más críticos que se debe conocer en la planificación adecuada de la perforación de un pozo. Los pozos en su mayoría son perforados a través de estas zonas con elevada presión que pueden causar serios problemas que dan como resultado: pérdidas económicas, contaminación del ambiente, pérdida de reservas de petróleo y posibles accidentes.

Por lo anterior, es primordial que durante la planificación se deba primero conocer si estarán presentes presiones anormales. Si las hay, determinar la profundidad a la cual la presión de los fluidos se desvía del rango normal, y una exacta estimación de la magnitud de las presiones contenidas. Esta magnitud por efecto de la alta presión de los fluidos que se encuentran dentro de las formaciones, se relaciona directamente con el tipo de fluido, la porosidad, permeabilidad (capacidad del fluido para moverse) y ambiente geológico en que se encuentra la formación.

Se dice que una formación está *geo-presurizada* o *sobrepresurizada* cuando las presiones de fluido son anormalmente altas. Una presión anormal es aquella que es mayor a la presión hidrostática de los fluidos de formación que está por arriba de ella; cuando las presiones son menores a la hidrostática son llamadas presiones anormalmente bajas o sub-normales. La presión hidrostática se define como la presión ejercida por el peso de una columna de fluido, donde depende solamente de su propia densidad y de la altura de la columna, cualquiera que sea la forma o tamaño de esta última. El volumen del fluido no tiene efecto sobre la presión, en cambio, la concentración de sólidos (densidad del fluido) sí afecta a la presión hidrostática. Su fórmula es la siguiente:

$$PH = \frac{d \cdot h}{10}$$

PH= PRESION HIDROSTATICA kg/cm²
d = DENSIDAD DEL FLUIDO kg/lts ó gr/cm³
h = ALTURA DE LA COLUMNA DEL FLUIDO metros

La mayoría de los principios y técnicas para detectar y estimar presión de formación anormal están basados en el hecho de que las formaciones anormales también tienden a ser

menos compactas y tienen una porosidad más alta, que formaciones similares con presión normal a la misma profundidad del depósito. Así, cualquier medición de un parámetro que refleje cambio en la porosidad de la formación puede ser usada para detectar presiones anormales antes, durante y después de la perforación del pozo. Por lo tanto, cuando estos métodos de detección son eficientemente aplicados al mantener la presión hidrostática necesaria para el control de la presión de formación, el pozo puede ser perforado en una forma segura y eficiente al reducir el riesgo de descontrol; minimizando el tiempo y costo de perforación.

Cuando las presiones de las formaciones son normales, el parámetro dependiente de la porosidad, tendría una tendencia fácilmente reconocida debido a la disminución de la porosidad con el aumento de la profundidad de enterramiento y la compactación. Si la tendencia de la presión normal sufre una desviación, señalaría una probable transición dentro de la zona de presión normal. Esta zona es comúnmente llamada zona de transición.

Por estadística, las zonas de presiones anormales se encuentran con mayor frecuencia en sedimentos del Terciario, sin embargo, las presiones anormales en formaciones del Jurásico son - en ocasiones, de mayor magnitud; requiriendo a veces para su control densidades mayores a 2.40 gr/cm³. En el caso de presiones anormales dentro de rocas permeables, los fluidos contenidos dentro de la formación se manifestaran en la columna de lodo. Si la roca es de baja permeabilidad o impermeable con presión hidrostática insuficiente para controlar la presión de formación, se provocarían derrumbes; ocasionando pegaduras de tubería, falsa litología, malas condiciones de lodo y aumento en el diámetro del agujero. Además, si el fluido de perforación tiene poca capacidad de acarreo, ocasionará que los recortes caigan y rellenen el agujero, observando resistencia al meter la tubería, fricción al sacarla o aumento de torsión (torque) al estar en rotación la sarta de perforación

Los fluidos contenidos dentro de las formaciones geológicas son: agua (dulce, salmuera, sal), hidrocarburos y gases. En formaciones recientes afuera de la costa, el fluido de formación está constituido por agua salada, y en formaciones más antiguas o localizadas en medio del continente, el agua de formación es generalmente dulce. Cuando se tienen presiones sin importar la profundidad, lo común es referirse al gradiente de presión. Un gradiente de presión del fluido es la presión del mismo fluido a cierta profundidad, dividido por esa profundidad, mejor dicho, es el aumento constante de la presión por cada unidad de profundidad. Sus unidades son (kg/cm²)/m.

$$\text{GRADIENTE} = \frac{\text{PRESION HIDROSTÁTICA}}{\text{PROFUNDIDAD}}$$

A determinada profundidad, dentro de un cuerpo de agua, la presión podrá ser transmitida debido a esta masa de agua sobreyacente; y bajo condiciones normales, el agua en los espacios porosos de las rocas ejerce efectos similares. Por lo anterior, se le considera como presión normal de formación, a la presión ejercida por algún fluido dentro de los poros de la roca, que será igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua con una concentración de cloruros de 80,000 ppm de sal y un gradiente de presión de 0.107 kg/cm²/m, equivalente a un fluido con densidad de 1.07 gr/cm³ a la profundidad a la que se encuentren los fluidos en la formación. Este valor es aceptado para las regiones costeras y costa afuera. En regiones dentro del continente se ha observado que los gradientes de presión normal varían de 0.098 a 0.106 kg/cm²/m, equivalentes a una densidad de 0.98 a 1.06 gr/cm³. Debido a que en muchas de estas áreas prevalecen las presiones subnormales, en ocasiones el gradiente normal se define como un valor igual al del agua dulce, esto es, una densidad de 1.0 gr/cm³ para zonas dentro del continente.

En términos generales la presión anormal de formación se le considera un valor máximo de equivalente de densidad de 2.30 gr/cm³ o un gradiente de 0.230 kg/cm²/m. Existen presiones de yacimiento que alcanzan de 2.10 a 2.15 gr/cm³ y de flujos de agua salada que requieren de densidades mayores a 2.40 gr/cm³ para poder ser controlados.

Gradiente de Formación: la presión de formación también llamada *presión de poro*: es la presión ejercida por los fluidos contenidos en el espacio poroso de las rocas al quedar atrapados durante el proceso de sedimentación. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y/o agua salada. También se le conoce como presión de roca, de yacimiento o de depósito. Esta presión de formación se clasifica de la siguiente manera:

- a) Presión Subnormal. Es cuando la presión ejercida es menor que la normal, mejor dicho, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.
- b) Presión Normal. Cuando es igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de la formación con los valores de cloruros y de gradiente de presión normal de formación en zonas costeras o terrestres según sea el caso.

- c) Presión Anormalmente Alta. Cuando la presión es mayor a la presión hidrostática de los fluidos de la formación normal.

Considerando que parte de los fluidos son sometidos a una mayor compresión mientras más profundos son, y del valor de la presión hidrostática del agua salada (80,000 ppm) como una presión normal; es necesario manejar un concepto adicional con un valor máximo de presión anormal. A este concepto se le denomina gradiente de sobrecarga o su equivalente en densidad de sobrecarga.

Gradiente de Sobrecarga: esta presión se define como la presión ejercida por el peso combinado de todos los materiales, más la presión de los fluidos contenidos en los poros de la formación. Se origina a partir del peso acumulativo de las rocas que sobreyacen en el subsuelo y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos contenidos en los espacios porosos por la profundidad de interés.

El valor calculado en términos de condiciones promedio de las rocas en el gradiente de presión de sobrecarga es de 0.230 kg/cm²/m (1 psi/pie). Si bien este gradiente varía con la profundidad y con el área, los valores anormales de presión pueden ser semejantes, pero rara vez son iguales o mayores que este gradiente de sobrecarga.

Esfuerzo de Matriz: es la resistencia que ofrece la roca para ser perforada, tanto en su estructura y dureza física como en su cohesión molecular. Para una presión normal, el esfuerzo de matriz es el resultado de restarle al gradiente de sobrecarga, la presión de poro.

$$2.30 \text{ gr/cm}^3 - 1.07 \text{ gr/cm}^3 = 1.23 \text{ gr/cm}^3$$

Por lo tanto este esfuerzo para una presión de poro de 1.07 gr/cm³ es igual a un gradiente de 1.23 gr/cm³ para una presión de formación normal.

SOBRECARGA CON PRESIÓN NORMAL DE FORMACIÓN

PRESION DE PORO	+	ESFUERZO DE MATRIZ	=	SOBRECARGA
*1.07 gr/cm ³	+	1.23 gr/cm ³	=	2.30 gr/cm ³
0.107 kg/cm ² /m	+	0.123 kg/cm ² /m	=	0.230 kg/cm ² /m
0.465 psi/pie	+	0.535 psi/pie	=	1.0 psi/pie

* Gradiente convertido a densidad de fluido de perforación.

Generalmente los pesos de los lodos pueden aproximarse al gradiente de presión de sobrecarga pero sin rebasarlo para no inducir una pérdida. La presión máxima que se debe mantener en los preventores para no fracturar la formación, siempre debe ser menor a la sobrecarga. Lo cierto es que cuando la presión de poro aumenta, el esfuerzo de matriz disminuye en la misma proporción, posiblemente por el empuje de los fluidos contenidos en los poros de las rocas hacia todas direcciones, haciendo a las rocas más ligeras y fáciles de perforar.

Gradiente de Fractura: es la presión a la cual una roca dada de una formación comienza a fracturarse, siendo necesaria para vencer la resistencia mecánica de la roca o para vencer la presión total de sobrecarga. Esto sucede después de haber vencido la resistencia a la compresión del sedimento y la presión de formación, provocando la deformación permanente del material que constituye la roca.

Se ha establecido que el grado de resistencia que ofrece una formación a su *fracturamiento* depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida. Las formaciones superficiales únicamente ofrecen la resistencia originada por la cohesión de la roca, pero a medida que aumenta la profundidad, se le añaden a la resistencia los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Por lo que, el gradiente de fractura y la resistencia de la roca aumentan con la profundidad.

También se ha probado que cuando la formación se fractura horizontalmente, los esfuerzos horizontales son mayores que el esfuerzo de sobrecarga; por el contrario, si el esfuerzo de sobrecarga es mayor que los esfuerzos horizontales, la fractura producida será vertical. Por lo anterior, se puede decir que la fractura ocurre perpendicularmente al menor esfuerzo.

Con frecuencia, durante la perforación de intervalos muy compactos y de baja presión, existen pérdidas de lodo sin haber rebasado aún el gradiente de fractura, en especial las pérdidas que se registran en el Paleoceno Inferior al entrar en contacto con el Cretácico, que está formado por carbonatos de baja presión o sin presión y fuertemente fracturados; y lo mismo sucede en algunas formaciones del Jurásico. Estas pérdidas no se deben considerar como incremento de sobrecarga por ya estar fracturada la roca. La pérdida es debido a que el contenido de fluidos en las rocas no tiene la suficiente presión para resistir el empuje de la columna hidrostática del fluido con el que se perfora. Este punto es muy importante en el asentamiento de la tubería de revestimiento, donde la zona que queda descubierta del pozo, debajo de la zapata de la

T.R.(Tubería de revestimiento), resulta ser la zona más débil dentro de la formación porque puede fracturarse cuando la presión hidrostática es excesiva. La profundidad óptima para asentar la T.R. (Tubería de revestimiento) es debajo de formaciones con presión normal, donde la presión de formación comienza a ser anormal (no mayor de 50 metros), para continuar perforando sin tener pérdidas de circulación o pegaduras de la tubería.

Para conocer con una mayor exactitud posible el gradiente de fractura existente debajo de la zapata de la última T.R (tubería de revestimiento) introducida en el pozo, se realiza una prueba de fracturamiento inducido denominada *prueba de goteo*. Esta prueba sirve tanto para calcular el valor de este gradiente como para probar la calidad de la cementación de la T.R, (Tubería de revestimiento) proporcionando además los datos necesarios en especial cuando se van a perforar pozos críticos en zonas con presiones de formación altas. La prueba de goteo consiste en aplicar presión desde la superficie con el equipo de unidad de alta en forma controlada, para inducir a unas pequeñas fracturas dentro de las cuales se filtra el lodo de perforación, observando así sus propiedades filtrantes, que sumada a la presión de la columna hidrostática dará la presión total ejercida sobre las paredes del pozo, y así conocer la resistencia de la formación y el límite máximo de densidad de lodo que se puede utilizar. Esta operación se puede efectuar en todo tipo de formaciones sin crear algún tipo de daño permanente en el agujero.

Para calcular el gradiente de fractura, una de las fórmulas que más se utiliza es:

$$GF = GP + [S - GP] \frac{Po}{1 - Po}$$

GF = GRADIENTE DE FRACTURA S = GRADIENTE DE SOBRECARGA (VALOR GRAFICADO)
 GP = GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO Po = RELACIÓN DE PRESIÓN DE LA ROCA DE 0.19 A 0.25

* El valor utilizado de Po (Esfuerzo de Matriz), para: Areniscas= 0.19; Lutitas= 0.21; Calizas no compactas= 0.22, Rocas Duras= 0.25.

Otra ecuación muy útil para calcular este gradiente es con la fórmula de Eaton, utilizando la tabla del esfuerzo de matriz para el valor “U”. (Véase Tabla).

$$GF = GP + [S - GP] \frac{U}{\quad}$$

GF = GRADIENTE DE FRACTURA kg/cm²/m S = GRADIENTE DE SOBRECARGA kg/cm²/m (ver tabla)
 GP = GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO (=) U = RELACIÓN DE ESFUERZO DE MATRIZ (Adimensional)

Tabla de relación de profundidad vs. Gradiente de sobrecarga y rango de poisson ("U")

PROF.	SOBRECARGA		U	Ki
	mts.	psi/pie kgs/cm ²		
152.00	0.860	0.1972	0.270	0.290
190.00	0.861	0.1972	0.275	0.292
228.00	0.862	0.1984	0.280	0.296
266.00	0.864	0.1984	0.285	0.298
304.00	0.865	0.1984	0.290	0.300
342.00	0.866	0.1996	0.295	0.302
380.00	0.868	0.1996	0.300	0.305
418.00	0.870	0.1996	0.305	0.307
456.00	0.872	0.2008	0.310	0.310
494.00	0.874	0.2008	0.314	0.315
532.00	0.876	0.2008	0.318	0.320
570.00	0.878	0.2008	0.222	0.325
608.00	0.880	0.2020	0.326	0.330
646.00	0.881	0.2020	0.330	0.350
684.00	0.882	0.2020	0.333	0.380
722.00	0.883	0.2032	0.337	0.400
760.00	0.885	0.2032	0.340	0.420
798.00	0.886	0.2032	0.344	0.435
836.00	0.888	0.2044	0.348	0.450
874.00	0.889	0.2044	0.352	0.465
912.00	0.890	0.2044	0.355	0.480
950.00	0.891	0.2056	0.358	0.497
988.00	0.892	0.2056	0.361	0.515
1026.00	0.893	0.2056	0.364	0.532
1064.00	0.895	0.2068	0.368	0.561
1102.00	0.896	0.2068	0.371	0.573
1140.00	0.897	0.2068	0.374	0.586
1178.00	0.898	0.2068	0.377	0.595
1216.00	0.900	0.2080	0.380	0.602
1254.00	0.901	0.2080	0.382	0.609
1292.00	0.902	0.2080	0.384	0.617
1330.00	0.903	0.2088	0.387	0.625
1368.00	0.905	0.2088	0.390	0.632
1406.00	0.906	0.2088	0.392	0.632
1444.00	0.907	0.2096	0.394	0.639
1482.00	0.908	0.2096	0.397	0.647
1520.00	0.910	0.2096	0.400	0.655
1558.00	0.911	0.2104	0.402	0.660
1596.00	0.912	0.2104	0.405	0.665
1634.00	0.913	0.2104	0.407	0.670

1672.00	0.914	0.2104	0.410	0.675
1710.00	0.915	0.2112	0.412	0.679
1748.00	0.916	0.2112	0.414	0.683
1786.00	0.917	0.2112	0.415	0.687
1824.00	0.919	0.2120	0.416	0.690
1862.00	0.920	0.2120	0.417	0.695
1900.00	0.921	0.2120	0.418	0.700
1938.00	0.922	0.2128	0.419	0.705
1976.00	0.923	0.2128	0.420	0.710
2014.00	0.924	0.2128	0.421	0.715
2052.00	0.925	0.2136	0.423	0.720
2090.00	0.926	0.2136	0.425	0.725
2128.00	0.927	0.2136	0.426	0.730
2166.00	0.928	0.2144	0.427	0.735
2204.00	0.930	0.2144	0.428	0.740
2242.00	0.931	0.2144	0.429	0.745
2280.00	0.932	0.2144	0.430	0.750
2318.00	0.933	0.2152	0.432	0.754
2356.00	0.934	0.2152	0.434	0.758
2394.00	0.935	0.2152	0.435	0.762
2432.00	0.936	0.2160	0.436	0.765
2470.00	0.937	0.2160	0.437	0.770
2508.00	0.938	0.2160	0.438	0.775
2546.00	0.939	0.2168	0.439	0.780
2584.00	0.940	0.2168	0.440	0.785
2622.00	0.941	0.2168	0.441	0.792
2660.00	0.941	0.2176	0.443	0.794
2698.00	0.942	0.2176	0.444	0.796
2736.00	0.943	0.2176	0.445	0.800
2774.00	0.944	0.2184	0.445	0.803
2812.00	0.945	0.2184	0.446	0.807
2850.00	0.946	0.2184	0.447	0.811
2888.00	0.947	0.2192	0.448	0.815
2926.00	0.948	0.2192	0.448	0.818
2964.00	0.949	0.2192	0.449	0.822
3002.00	0.950	0.2192	0.449	0.826
3040.00	0.951	0.2200	0.450	0.830
3078.00	0.952	0.2200	0.451	0.832
3116.00	0.953	0.2200	0.452	0.835
3154.00	0.954	0.2205	0.453	0.832
3192.00	0.955	0.2205	0.454	0.840
3230.00	0.956	0.2205	0.455	0.843
3268.00	0.958	0.221	0.455	0.845
3306.00	0.959	0.221	0.456	0.848
3344.00	0.960	0.221	0.457	0.850
3382.00	0.960	0.2214	0.457	0.853
3420.00	0.961	0.2214	0.458	0.855
3458.00	0.961	0.2214	0.458	0.858
3496.00	0.962	0.2219	0.459	0.860
3534.00	0.963	0.2219	0.459	0.863
3572.00	0.964	0.2219	0.460	0.865
3610.00	0.965	0.2219	0.460	0.868
3648.00	0.966	0.22240	0.461	0.870
3686.00	0.967	0.22240	0.461	0.873

3724.00	0.968	0.22240	0.462	0.875
3762.00	0.968	0.2229	0.462	0.878
3800.00	0.970	0.2229	0.463	0.880
3838.00	0.970	0.2229	0.463	0.883
3876.00	0.971	0.2234	0.464	0.885
3914.00	0.971	0.2234	0.464	0.888
3952.00	0.972	0.2234	0.465	0.890
3990.00	0.972	0.2238	0.466	0.893
4028.00	0.973	0.2238	0.467	0.895
4066.00	0.974	0.2238	0.468	0.898
4104.00	0.975	0.2243	0.469	0.900
4142.00	0.975	0.2243	0.469	0.903
4180.00	0.976	0.2243	0.470	0.905
4218.00	0.976	0.2243	0.470	0.908
4256.00	0.977	0.22480	0.471	0.910
4294.00	0.978	0.22480	0.471	0.912
4332.00	0.979	0.22480	0.472	0.914
4370.00	0.980	0.2253	0.472	0.916
4408.00	0.981	0.2253	0.472	0.918
4446.00	0.981	0.2253	0.473	0.921
4484.00	0.982	0.2258	0.473	0.924
4522.00	0.983	0.2258	0.474	0.927
4560.00	0.984	0.2262	0.475	0.930
4598.00	0.984	0.2262	0.475	0.933
4636.00	0.984	0.22624	0.475	0.935
4674.00	0.985	0.22624	0.476	0.937
4712.00	0.985	0.22672	0.476	0.940
4750.00	0.986	0.22672	0.476	0.942
4788.00	0.986	0.22672	0.476	0.944
4826.00	0.987	0.22672	0.477	0.946
4864.00	0.987	0.22720	0.477	0.948
4902.00	0.988	0.22720	0.477	0.948
4940.00	0.988	0.22720	0.477	0.949
4978.00	0.989	0.22768	0.478	0.949
5016.00	0.990	0.22768	0.478	0.950
5054.00	0.990	0.22768	0.478	0.952
5092.00	0.990	0.22816	0.479	0.955
5130.00	0.991	0.22816	0.479	0.958
5168.00	0.991	0.22816	0.479	0.960
5206.00	0.991	0.22864	0.479	0.963
5244.00	0.992	0.22864	0.480	0.965
5282.00	0.992	0.22864	0.480	0.968
5320.00	0.993	0.2291	0.480	0.970
5358.00	0.993	0.2291	0.480	0.972
5396.00	0.994	0.2291	0.481	0.974
5434.00	0.994	0.2291	0.481	0.975
5472.00	0.995	0.22960	0.481	0.976
5510.00	0.995	0.22960	0.481	0.977
5548.00	0.995	0.22960	0.482	0.978
5586.00	0.996	0.2301	0.482	0.979
5624.00	0.996	0.2301	0.482	0.980
5662.00	0.996	0.2301	0.483	0.981
5700.00	0.997	0.2306	0.483	0.983
5738.00	0.997	0.2306	0.484	0.984

5776.00	0.997	0.2306	0.484	0.985
5814.00	0.997	0.231	0.485	0.986
5852.00	0.998	0.231	0.486	0.987
5890.00	0.998	0.231	0.487	0.988
5928.00	0.998	0.2315	0.488	0.990
5966.00	0.999	0.2315	0.488	0.990
6004.00	0.999	0.2315	0.488	0.991
6042.00	1.000	0.2315	0.489	0.992
6080.00	1.000	0.23200	0.490	0.993

La información de los gradientes de presión de sobrecarga, de formación y de fractura es fundamental porque constituye la base para la óptima programación de los fluidos de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento, reduciendo el daño causado por el lodo a las formaciones productoras; minimizando la ocurrencia de pegaduras por presión diferencial, atrapamiento de sarta de perforación provocado por derrumbes de las paredes del agujero, brotes y pérdidas de circulación.

Los indicadores de presión son una de las partes más importantes en el estudio y detección de las presiones anormales durante la perforación. Porque al obtener los parámetros de peso sobre barrena (PSB), revoluciones por minuto (RPM), velocidad de penetración (ROP), propiedades del lodo y unidades de gas al momento de perforar; estos valores son reunidos, graficados e interpretados para después convertirse en los indicadores que servirán para detectar dichas presiones anormales, y así decidir la acción a realizar. Estos indicadores son:

- Velocidad de perforación
- Exponente “d” y “dc”
- Velocidad de penetración normalizada
- Gases de perforación
- Propiedades del lodo
- Diferencial de cloruros
- Temperatura
- Análisis de recortes
- Densidad de lutitas
- Paleontología
- Inestabilidad del agujero
- Conductividad
- Porosidad de la formación

El método más conocido para detectar presiones anormales en relación con los cambios en la velocidad de penetración que depende de la derivación de la porosidad en la formación, es el exponente “d” y “dc”; usado como técnica en el campo.

Exponente “d” y “dc”: Este método sirve para detectar presiones anormales de formación con los datos obtenidos durante la perforación y las condiciones de perforación ya mencionadas. Se considera como el valor aproximado de la penetración dentro de la roca semejante a la porosidad de la formación. Cuando las propiedades de las rocas y las condiciones de perforación permanecen constantes, una gráfica de la velocidad de penetración contra profundidad define – como tendencia normal– una disminución de la penetración; identificándose a una zona bajo compactada por el notable aumento en la velocidad de perforación en esta zona. Sin embargo, cuando las condiciones mecánicas que intervienen en la perforación son variables, por no poderse mantener constante, influyen en el mayor o menor avance de la formación, por lo que resulta difícil localizar una zona sobrepresionada. Al utilizar estas variables en una fórmula, se normalizan los procedimientos para calcular la penetración de la roca y detectar los cambios ocasionados por geopresurización.

Entendiendo que cuando la presión de poro aumenta, el esfuerzo de matriz de la roca disminuye por la presión interna de los fluidos dentro de los poros, y si las condiciones de perforación se mantienen constantes, la tendencia de la penetración de la roca se verá gráficamente bien definida. Por el contrario cuando se presentan cambios en la curva de penetración, se propuso un método matemático para compensar la variación de los parámetros que influyen en el ritmo de penetración, mejor conocido en el ámbito petrolero como exponente “d”; el cual relaciona este ritmo con el peso aplicado a la barrena, así como su diámetro y velocidad, y suponiendo que los otros parámetros que afectan a la penetración permanecen constantes. En base a esto, se dice que la velocidad de perforación o rango de penetración (ROP) es directamente proporcional al peso sobre la barrena (PSB) y a la velocidad de la rotaria (RPM); e inversamente proporcional al diámetro del la barrena y a la presión diferencial. De lo anterior tenemos:

$$ROP = K \frac{[PSB]^d}{\emptyset BNA} [RPM]^e \frac{1}{P}$$

ROP = VELOCIDAD DE PENETRACIÓN
 K = CONSTANTE DE PENETRACIÓN
 PSB = PESO SOBRE BARRENA (libras)
 Ø BNA = DIÁMETRO DE LA BARRENA (pulgadas)

RPM = VELOCIDAD DE LA ROTARIA (minutos)
 d = EXPONENTE DE PSB
 e = EXPONENTE DE RPM
 P = PRESIÓN DIFERENCIAL (psi)

Se considera la presión diferencial y a la penetración de la roca con valores constantes, esta fórmula se puede simplificar con $K = 1$. Si la velocidad de penetración varía linealmente con la velocidad de la rotaria también consideramos a $e = 1$. Por lo tanto, la ecuación se puede modificar de la siguiente manera:

$$\left[\frac{\text{VELOCIDAD DE PERFORACIÓN}}{\text{VELOCIDAD DE ROTARIA}} \right] = \left[\frac{\text{PESO SOBRE BARRENA}}{\text{DIÁMETRO DE BARRENA}} \right]^d$$

Convirtiendo las unidades de los parámetros de velocidad de penetración, velocidad de rotaria, peso sobre barrena y diámetro de la misma, además de separar los extremos de la ecuación en dos factores, se obtiene:

$$\text{Factor A} = \text{LOG} \frac{[\text{VELOCIDAD DE PENETRACION}]}{[60 \times \text{REVOLUCIONES POR MINUTO}]} ; \quad \text{Factor B} = \text{LOG} \frac{[12 \times \text{PESO SOBRE BARRENA}]}{[10^6 \times \text{Ø BARRENA}]}$$

Donde ROP/RPM es menor que la unidad y el valor absoluto de LOG [ROP/RPM] varía inversamente con ROP; por lo tanto el exponente “d” varía inversamente con la velocidad de perforación, cuya fórmula estructurada queda como sigue:

$$\text{Exponente "d"} = \frac{\text{Factor "A"}}{\text{Factor "B"}} ; \quad \begin{array}{l} \text{"d"} = \text{EXPONENTE DEL PESO/BNA (Adimensional)} \\ \text{ROP} = \text{VELOCIDAD DE PENETRACIÓN (pies/hora)} \\ \text{RPM} = \text{REVOLUCIONES POR MINUTO} \\ \text{PSB} = \text{PESO SOBRE LA BARRENA (libras)} \\ \text{Ø} = \text{DIÁMETRO DE LA BARRENA (pulgadas)} \end{array}$$

Las ecuaciones del exponente “d” se deben limitar a formaciones similares de perforación, escogiendo por sus características y su estructura homogénea a las lutitas para su aplicación. Este modelo supone que las sobrepresiones resultan del desequilibrio de la

compactación de estas rocas, por lo que su porosidad es el indicador para la presión de poro. La porosidad de la lutita se deriva de la interpretación de la medición de la resistividad usando un nuevo modelo de conductividad de lutitas, el cual incluye una corrección por temperatura. De esta forma se obtiene la fórmula general del Exponente “d”:

$$\text{Exponente "d"} = \frac{\text{Log} [[0.3049] [\text{RPM}] [\text{ROP}]]}{\text{Log} [[37.87] [\emptyset \text{ BNA/PSB}]]}$$

La fórmula del exponente “dc” para sistema inglés y sistema métrico decimal tomando en cuenta al exponente “d” queda de la siguiente forma.

$$\text{Exponente "dc"} = [“d” \times 9] / \text{Dend. Lodo (lbs/gal)} \quad ; \quad \text{SISTEMA INGLÉS}$$

$$\text{Exponente "dc"} = [“d” \times 1.08] / \text{Dend. Lodo (gr/cm}^3) \quad ; \quad \text{SISTEMA MÉTRICO DECIMAL}$$

Por lo tanto la fórmula general para el exponente “dc” en el Sistema Internacional es:

$$\text{Exponente "dc"} = \left[\frac{\text{Log} [[0.3049] [\text{RPM}] [\text{ROP}]]}{\text{Log} [[37.87] [\emptyset \text{ BNA/PSB}]]} \right] \left[\frac{1.07}{\rho \text{ Lodo}} \right]$$

Se ha explicado que la sobrecarga que se da progresivamente en los sedimentos más jóvenes, tienden a incrementar la densidad y decrementar la porosidad en un punto dado de las formaciones subyacentes de la columna sedimentaria; lo cual solamente es posible con la expulsión del líquido o la compresión de gas intersticial. El grado de compactación es gobernado por el tipo y volumen de carga, el ritmo de depósito y la permeabilidad del medio poroso. Estas variables determinaran el perfil de compactación normal, pero solo si la permeabilidad del medio poroso es suficiente para mantener un equilibrio con el ritmo de depósito necesario para permitir la expulsión de fluidos hasta un nivel donde la presión intersticial se iguale a la hidrostática. En caso contrario, se generará una zona de presión anormal.

Densidad Equivalente de Circulación: cuando un fluido de perforación no está circulando se ejerce una presión hidrostática que estará en función de la profundidad y la densidad del fluido de control. Una *presión de circulación* es la presión ejercida en el fondo del pozo que es la suma

de la presión hidrostática y la presión necesaria para hacer circular el lodo por el espacio anular hacia la superficie, y cuya función es de vencer la fricción entre el lodo y todo lo que este pueda encontrar durante su desplazamiento dentro de la tubería, en la barrena y en el espacio anular. Su fórmula es:

$$PC = PH + \Delta P_{EA} \quad ; \quad \begin{array}{l} PC = \text{PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (kg/cm}^2\text{)} \\ PH = \text{PRESIÓN HIDROSTÁTICA (kg/cm}^2\text{)} \\ \Delta P_{EA} = \text{PÉRDIDA DE PRESIÓN POR ESPACIO ANULAR (kg/cm}^2\text{)} \end{array}$$

La presión hidrostática y la presión de circulación en el fondo tienden a modificar la densidad del fluido, cuya densidad resultante siempre es mayor a la densidad original (estática). A esta densidad que adquiere el lodo por la presión que ejerce al movimiento se le denomina *Densidad Equivalente de Circulación*; que para calcularla es necesario determinar la caída de presión en el espacio anular. Para esto es necesario que la velocidad de bombeo permita que el flujo del lodo dentro del espacio anular sea de forma laminar, para así poder desarrollar la relación matemática en base a los modelos Newtonianos entre la velocidad del flujo y las pérdidas de presión por fricción.

Cuando el flujo es laminar, la velocidad del fluido cercana adyacente a las paredes de la tubería será mínima, en cambio la velocidad del fluido en el área más retirada de las paredes será máxima. Esta pérdida o caída de presión en el espacio anular puede determinarse en forma general o por secciones, dependiendo del diámetro del agujero cuya fórmula es la siguiente:

$$\Delta P_{EA} = \frac{yP \times L}{68.6 \times [D-d]} + \frac{VP \times VA \times L}{27.432 [D - d^2]}$$

ΔP_{EA} = PERDIDA DE PRESIÓN EN ESPACIO ANULAR (psi)	d = DIÁMETRO EXTERIOR TP (pulgadas)
yP = PUNTO DE CEDENCIA (libras/100 pies ²)	VP = VISCOSIDAD PLÁSTICA (centipoises)
L = LONGITUD DEL AGUJERO (metros)	VA = VELOCIDAD ANULAR (pies/minuto)
D = DIÁMETRO DEL AGUJERO (pulgadas)	

La densidad equivalente de circulación deberá ser mayor que la densidad de lodo en estado estático, pero menor que la densidad necesaria para romper la formación, considerando que al aumentar la densidad habrá un consumo excesivo en la potencia de la bomba con la posibilidad de inducir pérdidas de lodo en la formación. En un descontrol de pozo con el lodo en circulación,

se considera a la densidad equivalente para calcular la presión hidrostática vencida por la presión de formación; y con el lodo estático se considerara la densidad de lodo original.

En resumen, cualquier mecanismo capaz de atrapar fluidos de formación sin que los deje salir de la formación a medida que la sobrecarga aumenta, tiene la capacidad potencial de formar geopresiones, cuyo origen de estas presiones anormales en las cuencas sedimentarias es resultado de varios procesos físico-químicos así como procesos geológicos. Estos mecanismos pueden ser: efectos de compactación, efectos diagenéticos, propiedades de las arcillas, procesos osmóticos, sellos de permeabilidad, efectos de densidad diferencial, efectos de migración de fluidos, efectos de formaciones salinas, movimientos tectónicos, expansión térmica del agua y de hidrocarburos.

CAPITULO V.III. CONCLUSIONES

Durante la perforación de pozos petroleros de todo el mundo, es conveniente prevenir y evaluar los problemas que causan el “descontrol” de un pozo, debido a las presiones de los fluidos que contienen las formaciones atravesadas y contar con la seguridad de conservar un yacimiento potencialmente productor de hidrocarburos por falta de información. Por tal motivo se hace indispensable instalar equipos capaces de lograr estos objetivos. En un principio estos instrumentos de medición fueron creados para control de pozos exploratorios, donde no se conoce la problemática que pudiera encontrarse, extendiéndose mas tarde a pozos de desarrollo para mejor control del pozo.

Con un equipo de registro de hidrocarburos en un pozo se tiene la posibilidad de perforar con seguridad y economía, por detectar a tiempo los fluidos de formación que pudieran causar problemas; además de recopilar información para ser utilizada en un futuro próximo en pozos cercanos con correlación estratigráfica.

Por último, es importante señalar que cada uno de los parámetros que intervienen en el proceso de perforación son monitoreados en tiempo real para poder elaborarse en gráfica que proporcionen la información requerida para el conocimiento de las propiedades físico-químicas de las rocas atravesadas, así como de los fluidos de las formaciones.

CAPITULO VI. APENDICE

VII. FOTOGRAFIAS DEL EQUIPO



Tanque de helio conectado al cpu para que mar la muestra que llega al equipo y el regulador para observar la presión que ingresa del tanque y la presión que debe de llevar el equipo

Aires acondicionados sirven para mantener el equipo con temperatura normal y no se aumente la temperatura y llegue a fallar y la cabina esta presurización (para que no pueda entrar a la cabina)

Dos Puertas de entradas y salidas para casos de emergencia

Para lavar la muestra y poder (dar una mejor descripción de las muestras) con la ayuda del microscopio

Filtro prensa para hacer el filtrado de lodo base agua y determinar su salinidad. Calcímetro para determinar el contenido en de carbonato de calcio en %. Retorta para determinar el contenido de aguas, sólidos y aceite en %. Licuadora para determinar el contenido de gas que se encuentra en el recorte o muestra de canal recuperada. Lámpara para secar muestra de canal.

**TOMA DE CASCADA, MICROONDAS
EQUIPOS DE RESPIRACION AUTONOMA**



Microondas se usa para el secado de muestras.

Toma de cascada este se usa en caso de que haya una manifestación de gas Sulhídrico y poder conectar el equipo de respiración autónoma y seguir trabajando El equipo de respiración autónoma es de 5 minutos para poder salir de la zona de riesgo (Con presencia de gas sulhídrico). A una zona segura.



Fluoroscopio lleva una lámpara ultravioleta para determinar el tipo de hidrocarburo de acuerdo a su color.
 Microscopio para determinar el tipo de litología. Detector de gas portátil para determinar el gas que se encuentra en ambiente en temblorinas (por den de esta la descarga de lodo en temblorinas regula es donde se usa) y extintor para casos de emergencia Incendios).



Impresora: que son usada para imprimir el máster es (papel continuo), la multifuncional Es para la impresión del reporte que se entregan a diario.

Sensor de H₂S: este se tiene en la cabina (para dectar gas sulfhídrico H₂S).

Cromatografo: Este nos ayuda para la separación de los deferentes gases, C1, C2, C3, C4, IC4, C5, IC5, CO2, corre muestra cada 30 seg.

Shuttle: es un cp. Este graba la base en profundidad (en metros)

Qulog es un cp, que graba la base en tiempo real y contiene una boba muy pequeña que Toma muestra y es en viada al Cromatografía para separar los gases, (C1, C2, C3, C4, IC4, C5, IC5, CO2



Profundimetro: Sirve para determinar la profundidad por medio de unos cañones Y objetivos puestos en la corona y los cañones colocados a escasos centímetros

Sensor de carga en gancho para determinar el peso de la herramienta.

Sensor de gas sulfhídrico o H₂S si encuentra en con contracción en piso de perforación



Sensores de emboladas Son colocados en las bombas para determinar el desplazamiento del lodo



Sensor de temperatura de salida no sirve para determinar el incremento de la temperatura de salida del lodo.

Motor QGM o neumático su función es romper el lodo para separar el gas y que este llegue por medio de una manguera conductora al equipo detector de gas. Sensor de gas sulfhídrico o H₂S para determinar las concentraciones en la salida del lodo si es que trae gas H₂S. Sensor de flujo de salida para determinar el flujo de salida si se incrementa o disminuye el flujo en la salida.

Sensor de densidad en la salida para determinar la densidad del lodo aumenta o disminuye.



Sensores de nivel de presas para monitoreo de las mismas si baja o aumenta los niveles en las presas, Sensor de densidad de entrada sirve para monitorear la densidad del lodo de perforación, Sensor de conductividad para ser usado en lodos base agua.

determina (el aumento en salinidad en el lodo de perforación). Sensor de temperatura del lodo de entrada (sirve para determinar si hay un cambio en la temperatura del lodo. Sensor de gas sulfhídrico o H₂S detecta la concentración de gas



Microscopio estereoscópico con cámara para el Geólogo de Pemex para Ob, fotografía de la muestra de canal procesada y fotografías, computadora laptop esta Conectada a la cámara para poder ver las imágenes tomadas por medio de La cámara hacia el microscopio, Monitor del piso de perforación para ob. Parámetros.

MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.





MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.





MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.



MUESTRAS RECUPERADAS Y PROSESADAS CADA 5 mts.

LABORANDO Y PREPARANDO MUESTRA PARA SU ANALISIS DE SOLUBILIDAD



VI.II. GLOSARIO DE TÉRMINOS

Agua contaminada. Agua refrenada en los poros y las fisuras de la roca desde su formación sedimentaria o vulcano-sedimentaria. La caracterización como el agua fósil y su estudio del producto químico y del isotópico es muy importante para definir los aspectos primordiales de los geoquímicos, del ambiente del transporte y de la deposición de los sedimentos que contarán en el agua.

Capilaridad. La capilaridad es una propiedad física de los líquidos que depende de su tensión superficial y por la que pueden avanzar a través de un canal minúsculo (desde unos milímetros hasta micras de tamaño) siempre y cuando el agua se encuentre en contacto con ambas paredes de este canal y estas paredes se encuentren suficientemente juntas.

Diapiros. Columna de rocas evaporíticas que parte de un sustrato profundo y atraviesa materiales sedimentarios en forma de intrusión, alcanzando o no la superficie. Son un tipo de **pliegues** perforantes. Son estructuras geológicas intrusivas, formadas por masas de evaporitas (sales, anhidrita y yeso) que, procedentes de niveles estratigráficos muy plásticos sometidos a gran presión, ascienden por las capas sedimentarias de la corteza terrestre, atravesándolas y deformándolas, en un lento proceso medible en millones de años que se conoce como diapirismo.

Espacio anular. Es el espacio concéntrico que se encuentra entre la parte exterior de la tubería y herramienta de perforación y la parte interior del diámetro de la tubería de revestimiento o el diámetro del agujero descubierto según sea el caso.

Fluido newtoniano. Es un fluido con viscosidad en que las tensiones tangenciales de rozamiento son directamente proporcionales a la divergencia de la velocidad. Es un fluido cuya viscosidad puede considerarse constante en el tiempo.

Flujo laminar. Cuando las partículas viajan en forma paralela a las paredes del pozo.

Flujo turbulento. Cuando la dirección de las partículas es en forma desordenada encontrándose en colisión constantemente.

Gasto de la bomba. Es el flujo desplazado en una unidad de tiempo (lts/min; gal/min).

Impacto hidráulico. Es la fuerza con la que el chorro del fluido de perforación golpea el fondo del agujero e inicia la remoción de cortes desde el fondo del pozo.

In situ. Locución del adverbio latino: “*en el lugar*”, “*en el sitio*”, “*en su lugar de origen*”.

Intersticiales. Que forma un espacio intermedio. Compuesto cristalino formado por una malla a base de metales de transición en cuyos intersticios se colocan átomos de elementos ligeros.

Ley de Ohm. La intensidad de la corriente eléctrica que circula por un conductor eléctrico es directamente proporcional a la diferencia de potencial aplicada e inversamente proporcional a la resistencia del mismo.

Litificación. Es un proceso por el cual un sedimento depositado en un determinado medio se convierte lentamente a través de cementación o compactación en una roca sedimentaria de características estables, casi siempre más coherente (dura) que el sedimento original. Ocurre principalmente cuando los sedimentos se encuentran en las cuencas sedimentarias, por efecto de la presión y de la circulación de fluidos.

Pérdida de presión. Son las pérdidas que existen en el sistema de circulación del lodo. Se tienen en la superficie (líneas, bombas, Kelly, etc.), en la sarta de perforación (dril collar, heavy weight, tubería de perforación), en la barrena (toberas) y en diferentes secciones del espacio anular. Su símbolo es Δ .

Perforación de pozo. Es la actividad que se realiza con un equipo de perforación apropiado, que inicia con la perforación del primer metro hasta alcanzar la profundidad programada en que se dejara el pozo, con un estado mecánico requerido mediante tuberías de revestimiento asentadas a diferentes profundidades para evitar problemas específicos de las formaciones hasta llegar a su terminación o taponamiento.

Potencia hidráulica. Es la potencia ejercida por el fluido de perforación en las toberas de la barrena y depende del gasto de la bomba, área de las toberas y densidad del lodo de perforación.

Pozos de desarrollo. Pozos que se localizan dentro de los límites de un yacimiento productor, siendo el objetivo, terminar dicho pozo en el horizonte productor.

Pozos exploratorios. Pozos que se localizan fuera de los límites de los yacimientos desarrollados o en desarrollo, con el objetivo de buscar nuevos horizontes productores arriba o abajo.

Presión de bombeo. Es la suma de las pérdidas de presión de cada una de las secciones mencionadas y se mide en kg/cm^2 .

Reología. Término que denota el estudio de la deformación de materiales incluyendo el flujo.

Sabkha. Este término es una palabra de origen árabe que significa “*planicies de lodo*”, que proviene de la zona del Golfo Pérsico.

Swabeo o swabing. Es la presión de succión resultante de la disminución de la presión hidrostática generada al sacar la tubería de perforación, afectando directamente al control de la presión de poro o presión de formación.

Tiempo de atraso. Es el tiempo que tarda el lodo en circular desde el fondo del pozo hasta la superficie por el espacio anular.

Tixotropía. Propiedad de algunos fluidos no newtonianos y pseudo plásticos que muestran un cambio en su viscosidad dependiente del tiempo.

Velocidad anular. Es la velocidad que tiene el lodo en el espacio anular y debe ser mayor que la velocidad de asentamiento de los cortes para la limpieza del espacio anular. Puede ser en m/seg o pies/min.

Velocidad crítica. Cuando la velocidad anular es mayor que la normal y el flujo laminar se convierte en flujo turbulento.

Volumen de acero. Es la cantidad de metal que contiene la tubería en sus paredes dependiendo de su grosor. Cuando se introduce el tubo en un fluido, el volumen de acero desplaza una cantidad igual de líquido por unidad de longitud.

VI.III. BIBLIOGRAFÍA.

- Aguayo, J.E.-Camargo. (2004). “Neotectónica y Facies Sedimentarias Cuaternarias en el Suroeste del Golfo de México, dentro del Marco Tectono-Estratigráfico Regional Evolutivo del Sur de México”. Universidad Nacional Autónoma de México, INGENIERÍA Investigación y Tecnología Vol. VI. 1. Enero-marzo 2005, pp. 19-45.
- Ángeles Aquino, F.J., (1988). “Estudio Estratigráfico-Sedimentológico del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche, México”. Revista de Ingeniería Petrolera, V. XXVIII, No. 1, pp. 45-55.
- Buffler, R.T., and Sawyer D.S., (1985). “Distribution of Crust and Early History, Gulf of Mexico Basin”. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, V. 35, pp. 333-334.
- Coney, P.J., (1976). “Plate Tectonics and the Laramide Orogeny”. New Mexico Geological Society, Special Publication, No. 6, pp. 5-10.
- Coney, P.J., (1979). “Tertiary Evolution of Cordilleran Metamorphic Core Complexes, in”: Armentrout, J.M., Cole, M.R., and Terbest, H., eds., Pacific Coast Paleogeography. Symposium 3. Pacific Section. Society of Economic, Paleontologists and Mineralogist, pp. 14-28.
- Coney, P.J., (1983). “Un Modelo Tectónico de México y sus Relaciones con América del Sur y el Caribe”. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, V. 15, No. 1 pp. 6-15.
- Dickinson, W.R., (1979). “Cenozoic Plate Tectonics Setting of the Cordilleran Region in the United States, in”: Armentrout, J.M., Cole, M.R., and Terbest, H., eds., Cenozoic Paleogeography of the Western United States. Pacific Coast Symposium, Society of Economic, Paleontologists and Mineralogist, V. 3, pp. 1-3.

- Dunham, R.J., (1962). "Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture". Society of Economic Paleontologists and Mineralogist, 1, pp. 108-121.
- Logan, B.W., Harding, J.L., Ahr, W.M., Williams, J.D., and Snead, R.G., (1969). "Carbonate Sediments and Reefs, Yucatan Plataform". American Association Petroleum Geologist Memoir 11, pp. 1-198.
- Malfait, B.T., Dinkelman, M.G., (1972). "Circum-Caribbean Tectonic and Igneous Activity, and the Evolution of the Caribbean Plate". Geological Society of America, V. 83, pp. 251-272.
- Meneses de Gyves, J., (1980). "Geología de la Sonda de Campeche". Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, V. XXXIX, No. 2, pp. 1-26.
- Mullins, H.T., Gardulski, A.F., Wise, S.W., and Applegate, J., (1987). "Middle Miocene Oceanographic Event in the Eastern Gulf of Mexico: Implications for Seismic Stratigraphic Succession and Loop Current /Gulf Stream Circulation". Geological Society of America Bulletin, V. 98, pp. 702-713.
- Pedrazzini, C., Holguín, N., y Romero, R., (1982). "Evolución Geológica-Geoquímica de la Parte Nor-Occidental del Golfo de Tehuantepec". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, V. XIV, No. 4, pp. 6.26.
- Pettijohn, F.J., and Potter, P.E., (1964). "Atlas and Glossary of Primary Sedimentary Structures". Springer –Verlarg. New York, pp. 370.
- Pilger, R.H. Jr., (1981). "The Opening of the Gulf of Mexico: Implications for the Tectonic Evolution of the Northern Gulf Coast". Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, V. 31, pp. 377-381.

- Putsy, N.P., (1965). “Beach-ridge Development in Tabasco, Mexico”. *Annals of the American Association of Geography*, V. 55, pp. 112-124.
- Putsy, N.P., (1966). “The Geomorphology of Beach Ridges in Tabasco, Mexico”. Coastal Studies Institute, Louisiana State University, Technical Report, V. 30, pp. 1-5.
- Rotenco, S.A. de C.V., (1998). “Manual de Registro de Hidrocarburos y Cálculo de Geopresiones”. Programa de Capacitación para Operadores Básicos y Especiales.
- Salvador, A., (1991). “The Geology of North America, in:” Salvador A. ed., “The Gulf of Mexico Basin”. Geological Society of America, V. J, pp. 568.
- Sánchez-Barreda, L.A., (1981). “Geological Evolution of the Continental Margin of the Gulf of Tehuantepec in South-Western Mexico”. The University of Texas at Austin. Ph. D. Dissertation, pp. 191 (unpublished).
- Tanner, W.F. and Stapor, F.W., (1971). “Tabasco Beach-Ridge Plain: an Eroding Coast”. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, V. 21, pp. 231-232.
- Winker, C.D., and Buffler, R.T., (1988). “Paleogeographic Evolution of Early Deep-Water Gulf of Mexico and Margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean)”. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 72, pp. 318-346.