



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISIÓN DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ANÁLISIS DE REGISTROS Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN
NÚCLEOS EN LA PLATAFORMA CARBONATADA DE YUCATÁN.**

T E S I S
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
LEONEL IVÁN FLORES VIDAL
MARIO HERNÁNDEZ VILLAVICENCIO

DIRECTOR: JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI



CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MÉXICO,

2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO Y A LA FACULTAD DE INGENIERÍA.

POR MI FORMACIÓN COMO PROFESIONISTA EN EL TIEMPO QUE HE PERMANECIDO EN ÉSTA Y DE SUPERARME COMO PERSONA.

A MIS PADRES GLORIA VIDAL AYALA Y EVARISTO FLORES CLARO.

POR BRINDARME LA OPORTUNIDAD DE CUMPLIR UNO DE MIS SUEÑOS Y POR DEJARME UN LEGADO EXCEPCIONAL, TAMBIÉN POR TODO APOYO, COMPRESIÓN, SACRIFICIO, CONSEJOS, PACIENCIA Y DARME ÁNIMOS PARA SALIR ADELANTE EN LA VIDA CON ESTE PROYECTO. SIN USTEDES NO HUBIERA SIPO POSIBLE, LOS QUIERO MUCHO Y ESTA TESIS ES PARA USTEDES. MIL GRACIAS PAPAS HOY Y SIEMPRE.

A MI HERMANA GABRIELA FLORES VIDAL.

POR DARME SU APOYO, AYUDA EN TODO MOMENTO Y POR SALIR ADELANTE A PESAR DE LAS ADVERSIDADES VIVIDAS A LO LARGO DE ESTE CAMINO.

A MI NOVIA ADRIANA MERCADO SÁNCHEZ.

POR SU ESTIMULO, ATENCIÓN Y CONFIANZA QUE SE IMPRE ME HA BRINDADO PARA LOGRAR MIS METAS.

AL DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI.

MI MÁS SINCERO Y ESPECIAL AGRADECIMIENTO POR HABER DIRIGIDO ESTA TESIS E INVERTIR TIEMPO EN LA REVISIÓN Y ORIENTACIÓN. GRACIAS.

LEONEL IVÁN FLORES VIDAL.

QUIERO AGRADECER INFINITAMENTE A TODAS AQUELLAS PERSONAS QUE DE ALGUNA MANERA INFLUYERON EN LA TERMINACIÓN DE MIS ESTUDIOS.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
NUESTRA ALMA MÁTER, POR DARNOS LA OPORTUNIDAD DE PREPARARNOS PROFESIONALMENTE.

A TODOS LOS PROFESORES.
POR COMPARTIR SUS CONOCIMIENTOS Y AMISTAD.

AL DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHIGI.
POR BRNDARME EL APOYO NECESARIO PARA REALIZAR ESTE TRABAJO DE GRAN IMPORTANCIA PARA NUESTRA FORMACIÓN ACADÉMICA.

A TODA MI FAMILIA.
EN ESPECIAL A MIS PADRES Y HERMANOS POR APOYARME EN CADA MOMENTO DE NUESTRA VIDA Y ESPECIALMENTE EN LOS MOMENTOS MÁS DIFÍCILES.

A MIS COMPAÑEROS DE LA FACULTAD.
POR SU COMPAÑÍA, APOYO Y MOTIVACIÓN PARA SEGUIR ADELANTE.

GRACIAS A DIOS POR DARME LA OPORTUNIDAD DE VIVIR ESTE MOMENTO DE MI VIDA.

MARIO HERNÁNDEZ VILLAVICENCIO.

Proyecto IG-101115

Índice.

Resumen.....	1
1. Introducción.....	3
2. Importancia de la geología del petróleo.....	8
2.1. Formación de la tierra.....	8
2.2. Estructuras, fallas y discordancias.....	9
2.3. Discordancia.....	11
2.4. Requerimientos geológicos de un yacimiento petrolero.....	11
2.4.1. Roca generadora.....	12
2.4.2. Migración del petróleo.....	13
2.4.3. Roca almacenadora.....	14
2.4.4. Porosidad.....	15
2.4.5. Saturación de fluidos.....	16
2.4.6. Permeabilidad.....	17
2.4.7. Trampas.....	18
2.4.8. Roca sello.....	19
2.4.9. Domos salinos.....	20
2.5. Exploración.....	21
2.6. Métodos indirectos de exploración.....	22
2.7. Geología superficial.....	23
2.8. Exploración regional mediante fotografía aérea y satelital...24	
2.9. Nuevos métodos de exploración.....	25
2.9.1. Métodos gravimétrico.....	25
2.9.2. Método magnetómetro.....	26
2.9.3. Método sismológico.....	27
2.10. Avances Tecnológicos.....	31
2.11. Pozos Exploratorios y Delimitadores.....	33
2.11.1. Análisis de muestra de rocas.....	34
2.11.2. Perfiles o registros geofísicos de pozos.....	37
2.12. Generación de localizaciones Exploratorias.....	41
2.13. Estratigrafías de secuencias.....	42
2.14. Geoquímica.....	42
2.15. Fósiles y Microfósiles.....	43
3. Yacimientos en rocas carbonatadas.....	44
3.1. Fluidos contenidos en el yacimientos.....	44
3.1.1. Agua congénita.....	45
3.1.2. Aceite.....	45

3.1.3. Gas.....	45
3.2. Fuerzas impulsoras de los fluidos.....	46
3.3. Mecanismos de empuje.....	47
3.4. Categoría de los mecanismos de empuje.....	48
3.4.1. Por agotamiento.....	48
3.4.2. Hidráulico.....	49
3.5. Modelo de caracterización de un yacimiento.....	50
3.6. Recursos y reservas.....	53
3.7. Factor de recuperación.....	55
3.8. Reservas.....	55
3.9. Yacimientos carbonatados relevantes en México.....	57
3.10. Clasificación de rocas carbonatadas.....	58
3.11. Yacimientos en rocas carbonatadas en México.....	60
3.11.1. Región Marina Noroeste.....	61
3.11.2. Región Marina Suroeste.....	63
3.11.3. Región Norte.....	65
3.11.4. Región Sur.....	68
4. Análisis de Núcleos.....	70
4.1. La importancia de nuclear.....	71
4.2. El propósito de nuclear.....	73
4.3. Métodos de núcleo.....	74
4.3.1. Extracción de núcleo de fondo o convencionales.....	74
4.3.2. Extracción de núcleo de pared.....	75
4.4. Análisis de núcleos en laboratorio y aplicaciones de resultados.....	77
5. Susceptibilidad magnética.....	82
5.1. Metodología.....	82
5.2. Registro de susceptibilidad magnética en los pozos Santa Elena UNAM-5, Peto UNAM-6, Tekax UNAM-7.....	85
6. Resultados y discusión.....	86
6.1. Pozo Santa Elena Unam-5.....	87
6.2. Pozo Peto Unam-6.....	92
6.3. Pozo Tekax Unam-7.....	94
6.4. Histogramas	99
7. Conclusiones.....	109
8. Bibliografía.....	111

ANÁLISIS DE REGISTROS Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN NÚCLEOS EN LA PLATAFORMA CARBONATADA DE YUCATÁN.

RESUMEN.

En épocas recientes la industria petrolera ha mantenido una constante evolución, para lo cual ha invertido grandes cantidades de recursos en la investigación. La presente tesis tiene como objetivos analizar y describir un nuevo método aplicado a muestras de núcleos para caracterizar la columna estratigráfica de pozos mediante la toma de mediciones de susceptibilidad magnética y de esta forma obtener mediciones más rápidas de parámetros petrofísicos, que de obtenerse con algún otro método, se consumiría más tiempo y con un mayor costo. Los requerimientos para la realización de las pruebas son factibles y mínimos.

En este estudio analizamos núcleos de los pozos exploratorios Santa Elena, Tekax y Peto, del programa de perforaciones Chicxulub. Los pozos se localizan en el sector sur del cráter Chicxulub en la península de Yucatán. El programa se realizó con recuperación continua de núcleos, lo que permite obtener datos de registros en laboratorio. En laboratorio, los registros empleados aprovechan los contrastes en susceptibilidad magnética entre las rocas carbonatadas (calizas y dolomías) y presencia de silicio-clásticos en clastos. Las muestras de núcleo no requieren de preparación por lo cual se puede realizar de manera rápida y precisa. Se deben realizar las mediciones después de la limpieza de núcleos. Con estas pruebas podremos apoyarnos para adquirir un análisis amplio y general del tipo de material contenido de la muestra del núcleo, así como su profundidad. Los principales minerales que comprende la matriz en rocas de yacimientos son usualmente el cuarzo y calcita, que son considerados minerales diamagnéticos lo cual significa que obtendremos una lectura baja o una susceptibilidad magnética negativa.

En la adquisición de datos se analizaron mediciones de susceptibilidad magnética tomados en matriz, clastos y matriz-clastos. Esto permite identificar en que materiales reside la señal magnética y tener mejor control para la interpretación de los registros. Las arcillas que son un factor a considerar para el control de permeabilidad, el mineral más comúnmente encontrado en los fragmentos incrustados en la matriz del

núcleo, son considerados paramagnéticos lo cual significa que obtendremos una medición de susceptibilidad magnética positiva y considerablemente una lectura más alta.

Con las mediciones de susceptibilidad magnéticas se graficarán contra la profundidad y de esta forma tener una caracterización de la columna estratigráfica del pozo en estudio, por lo cual realizaremos una mejor deducción para localizar las zonas más propensa a una baja o alta porosidad, así como también saber localizar las zonas con una mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos en un margen muy corto de tiempo y de costo.

1. INTRODUCCIÓN.

Se harán pruebas de laboratorio a núcleos obtenidos del cráter Chicxulub, localizado en la Península de Yucatán, este cráter es la huella que dejó un asteroide que chocó con la Tierra hace más de 65 millones de años y causó la extinción de 75 por ciento de las especies animales y vegetales, como los dinosaurios.

El cráter cuenta con una dimensión de 200 kilómetros de diámetro, y esto constituye un laboratorio geológico hacia el pasado, que dará una oportunidad de entender y explicar los efectos físicos del impacto, así como la velocidad a la que se dio y analizar cómo se recuperó la vida en la Tierra después de ese hecho.

El cráter está cubierto por unos 800 a mil metros de sedimentos carbonatados y no hay exposiciones en superficie. El centro geométrico de la estructura se localiza en Chicxulub Puerto, en la línea de costa, y un poco más de la mitad de la estructura está en el mar, ver fig. 1.0.

Durante las perforaciones en el sector central, y la zona marina se han logrado recuperar alrededor de seis mil metros de núcleos de perforación. Con estos núcleos se pretende investigar varios procesos ocurridos luego del impacto, como la sedimentación, evolución y recolonización de la zona por diversos organismos.

Y de igual forma se pretende indagar cómo se creó el peculiar anillo de picos del cráter. Los boquetes complejos con aros son característicos en otros cuerpos del sistema solar, pero en el registro terrestre, Chicxulub es el único con ese anillo. Varios modelos teóricos explican su formación e involucran fragmentación, eyección, colapso y desplazamiento de grandes volúmenes de rocas de la corteza a profundidades de 20 a 25 kilómetros.

Según esos modelos, el material provino del colapso central y los desplazamientos laterales del anillo externo. El proyecto en el que se trabaja proporcionará muestras de esa zona, para analizar y evaluar los mecanismos de formación.

Con las nuevas muestras de núcleo también será posible investigar las propiedades petrofísicas de la parte central, así como analizar la presencia de posibles organismos extremófilos (que viven condiciones extremas).

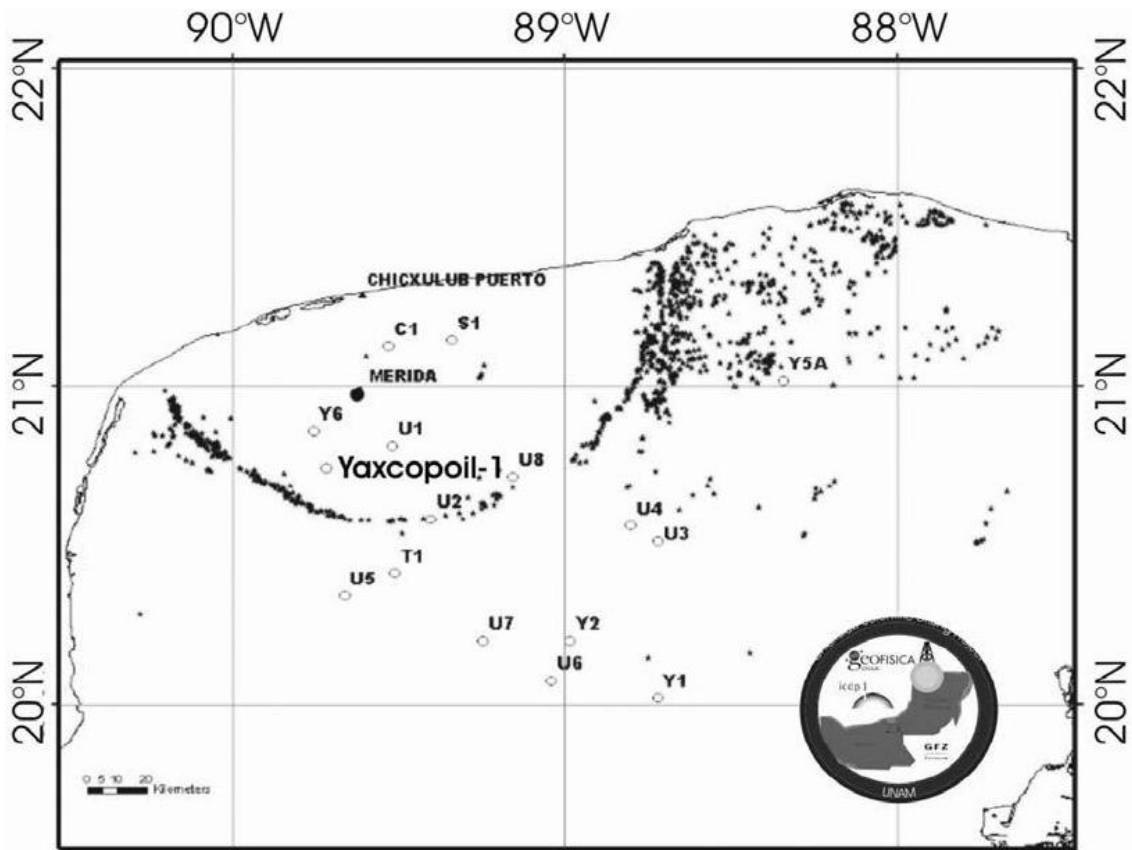


Figura 1.0. El cráter constituye una estructura con un complejo de anillos múltiples, (Urrutia et al., 2004).

La UNAM realizó la perforación de pozos y obtención de núcleos en el cráter de Chicxulub, mismos que han llegado a profundidades de hasta más de 1511 [m], en posiciones estratégicas para que atravesaran los estratos en estudio y así obtener una mejor correlación entre los pozos.

En la siguiente tabla se muestra el nombre del pozo, localización y profundidad a la que se obtuvo las muestras de núcleo en estudio.

Pozo	Localizacion	Cordenadas del sitio		Profundidad del intervalo nucleado (m)	Eyecciones+ (m)
		Longitud	Latitud		
BEM-1	Merida	89.60°W	20.91°N	350	
BEH-1	Huhi	89.20°W	20.82°N	150	
BEV-4	Valladolid	88.50°W	20.86°N	300	250
UNAM-1	Timucuy	89.52°W	20.81°N	155	
UNAM-2	Tecoh	89.40°W	20.58°N	560	
UNAM-3	Kancabdzanal	88.72°W	20.51°N	138	
UNAM-4	Piste	88.80°W	20.56°N	63	
UNAM-5	Santa Elena	89.66°W	20.34°N	503	332
UNAM-6	Peto	89.04°W	20.07°N	702	257
UNAM-7	Tekax	89.25°W	20.20°N	700	222
UNAM-8	Huhi	89.16°W	20.71°N	101	
YAX-1	Yaxcopoil	89.72°W	20.74°N	1511	795

Tabla 1.0. Pozos con continua extracción de núcleos en el cráter del Chicxulub.

La estratigrafía del subsuelo de la Península de Yucatán inicialmente fue investigada para la exploración del petróleo, perforaciones y por registros geofísicos gracias al reconocimiento de la estructura de impacto del Chicxulub, se realizaron estudios en la interpretación de brechas, así como las anomalías en las características gravimétricas y magnetométricas y la edad de las unidades requeridas para modificaciones importantes. Un inconveniente en estos estudios procedía en la cantidad limitada de material sobre las perforaciones de pozos exploratorios de aceite. En consecuencia, algunas interpretaciones contrastantes fueron presentadas para la estratigrafía del subsuelo de Yucatán.

La extracción continua de muestras fue usada en ocho pozos de perforación dentro del sector sur del cráter, con una alta tasa de recuperación de núcleos se permitió una detallada investigación estratigráfica. En tres pozos se han tomado muestras de la litología en la zona de impacto: Santa Elena, Peto y Tekax (UNAM-5, UNAM-6 y UNAM-7). En estos pozos, dos están documentados como litologías de impacto: Una brecha superior rica en material fundido y con fragmentos de basamento y una menor brecha con carbonatos en la matriz y con fragmentos ricos en carbonato. En el pozo Santa Elena UNAM-5 (Véase Fig. 1.1,A) el contacto con las brechas de impacto y con los carbonatos del terciario

permanecen a una profundidad de 332.0 m; Las brechas *Suevitic* tienen un grosor mínimo de 146 m.

En el pozo Tekax (UNAM-7) el grosor es de 126.1 m (Véase. Fig. 1.1,B) y el contacto con los carbonatos del terciario se encuentra a 222.2 [m] de profundidad. La brecha más baja en el pozo Tekax UNAM-7 se sitúa en 348.4 [m], con un grosor de 180 m (Véase. Fig. 1.1,B). En el pozo Peto UNAM-6, la brecha superior no está presente; el contacto con la brecha Bunte y con los carbonatos de Terciario se encuentran en una profundidad de 282.8 [m], el espesor es de 153.7 [m] (Véase. Figura. 1.1,C).

La presencia de clastos angulares a sub-redondeados perteneciente al basamento cristalino (gneiss, diorita), fragmentos de melt (roca fundida por el impacto) y vidrio de impacto (negro y verde oscuro) y granos de cuarzo de choque permiten la correlación con la brecha Santa Elena en el pozo UNAM-5 (Véase. Fig. 1.1,A) y en el pozo Tekax UNAM-7 (Véase. Fig. 1.1,B). La unidad de carbonatos por debajo del terciario del pozo Santa Elena UNAM- 5 es de color gris, de grano fino y bien ordenado, y muestran planos de estratificación cruzada-acostada. La estratificación cruzada-acostada apoya la conclusión de que está unidad fue re-depositada. La unidad menor del pozo Santa Elena es una matriz apoyada en brecha. La distribución de los clastos es muy heterogénea, y va desde rango de grava hasta medidas de bloque (hasta 25 cm); la composición de carbonato es principalmente de color café claro a gris, calizas cristalinas y anhidrita. Algunos clastos están fuertemente alterados y la litología original es difícil de identificar.

La siguiente unidad se compone de calizas cristalinas y dolomitizadas, que constituye la mayor parte de la secuencia de carbonatos; se caracteriza por colores crema clara y café oscuro, apariencia compacta y un alto grado de fractura y de fragmentación.

La dolomitización aparece en las bandas, en sustitución de los bivalvos y corales por el carbonato de magnesio. La secuencia de carbonatos del terciario del pozo Santa Elena fue seleccionada por el estudio del isotopo estable debido a la alta tasa de recuperación de muestras, extracción de núcleos de la secuencia terciaria, por el contacto de brechas (superior) rico en rocas, por la profundidad y los resultados de la polaridad

magnética de estratigrafía. Estos resultados nos permiten establecer una correlación lateral, con la perforación de otros pozos (Véase, Figura. 1.1 y Tabla 1.0.) de UNAM, PEMEX, y programa de perforación ICDP.

La secuencia de carbonato basal está en los primeros 20 m sobre el contacto con las brechas de impacto incluye varias capas de arcilla fina e intervalos de dolomitización. Las calizas muestran un alto contenido de sílice que parece no disminuir en la brechas de impacto, lo cual sugiere una derivación del sílice en la reestructuración de las brechas *Suevitic*.

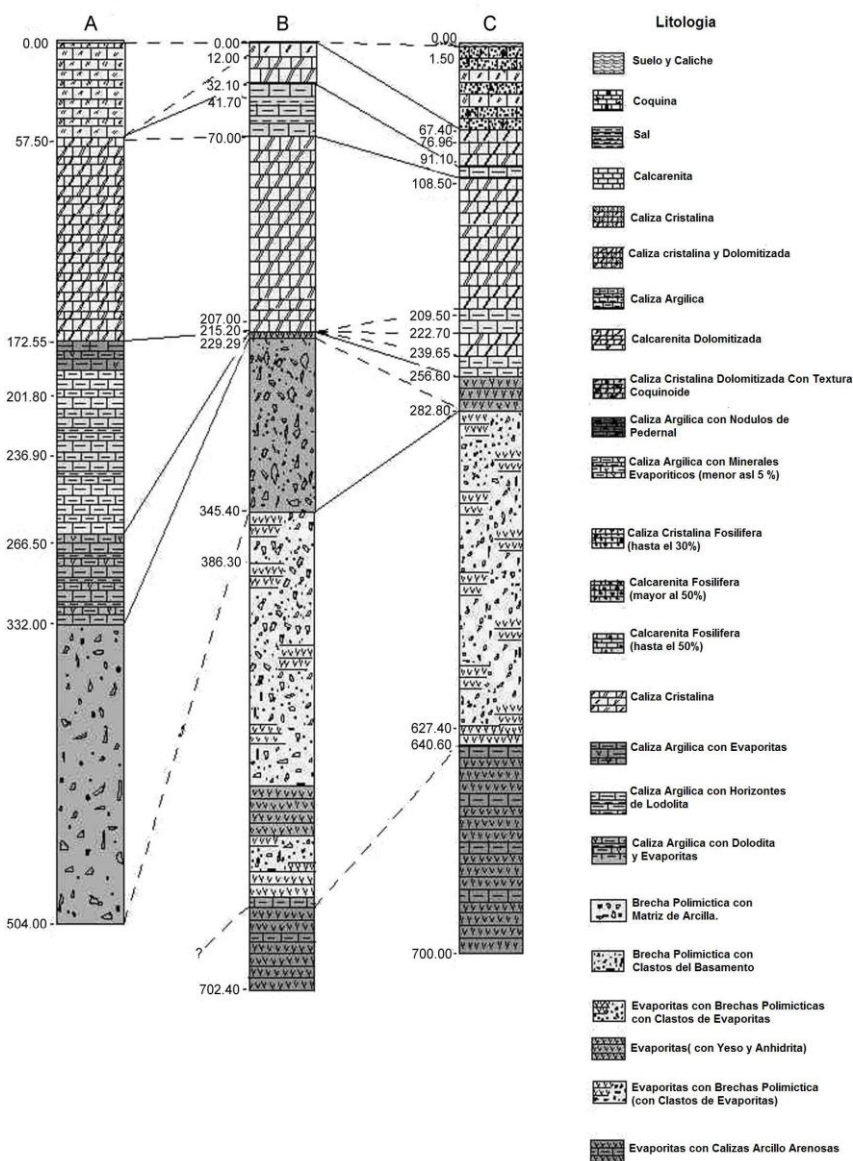


Figura 1.1. Correlación litológica de los tres pozos de sondeo. A. UNAM -5, Santa Elena. B. UNAM -7, Tekax. C. UNAM -6, (Urrutia et al., 2000).

2. IMPORTANCIA DE LA GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.

La formación de la Tierra, el tipo de rocas, las estructuras y fallas geológicas, son motivo del estudio de las disciplinas de las Ciencias de la Tierra y su conocimiento es fundamental en el proceso de la búsqueda y explotación de los hidrocarburos.

2.1. Formación de la Tierra.

El planeta Tierra se formó hace 4,600 millones de años, de la condensación de gas y polvo interestelar. La fuerza gravitacional y la radioactividad liberada, le fueron dando su configuración actual, esto es:

- Un núcleo de material fundido muy pesado llamado magna, de 6370 kilómetros de diámetro.
- Un manto de material menos pesado, de 2,896 kilómetros de espesor.
- Finalmente una corteza de 16 a 32 kilómetros de espeso, compuesta de material más ligero.

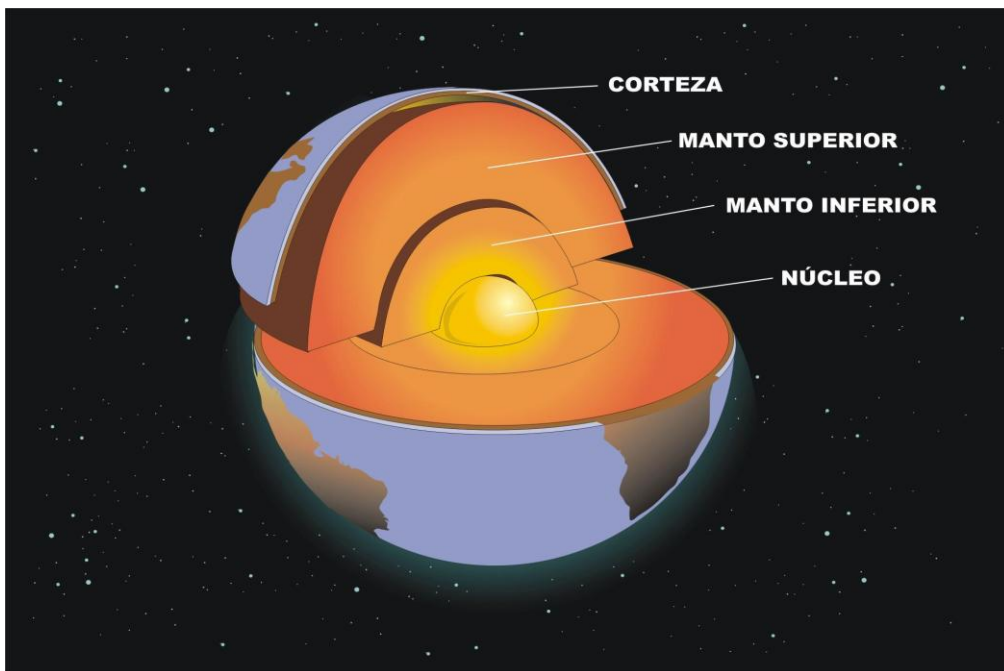


Figura 2.0. Capas de la tierra. (tomada de http://web.educastur.princast.es/proyectos/formadultos/unidades/latierra/utres_introduccion.htm).

2.2. Estructuras, Fallas y Discordancias.

Los grandes terremotos y los continuos temblores de menor intensidad son prueba constante de que el planeta tierra es un ente viviente y que se mueve acomodando sus enormes placas tectónicas. La corteza terrestre ha sufrido infinidad de cambios; algunos de ellos muy impresionantes, son como las grandes cadenas montañosas y los enormes abismos marinos. Estos movimientos indican que las rocas antiguas han sido elevadas o sumidas miles de metros a lo largo del tiempo.

Debido a que los estratos no tienen la suficiente fuerza para resistir esos continuos movimientos, sufren deformaciones que se convierten en plegamientos de la corteza, que se conoce como estructuras geológicas (véase figura 2.1). Cuando el plegamiento se da hacia arriba se le conoce como anticlinal, cuando el pliegue se da hacia abajo recibe el nombre de sinclinal. Un caso particular de anticlinales, son llamados domos, que tienen una buena simetría en sus flancos y su cima presenta una aguda curvatura.

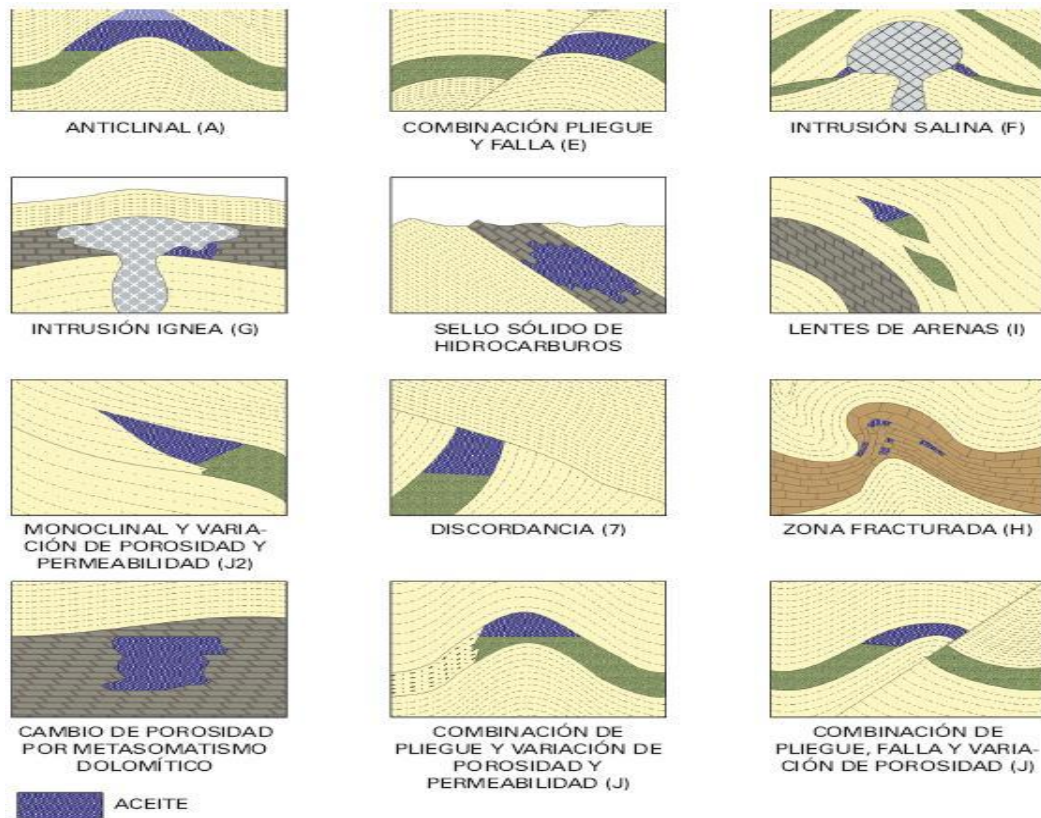


Figura 2.1. Figuras de trampas geológicas. (Tomada de <http://sociedadycultura.com/dnde-se-encuentra-el-petroleo.html>)

Los continuos movimientos de la corteza también ocasionan que los estratos se fracturen, formándose las llamadas juntas. Cuando los lados opuestos de estas juntas llegan a desplazarse, se crean las fallas geológicas, las cuales pueden ser de poca magnitud, o tan grandes como la famosa la falla San Andrés en California, Estados Unidos.

El lado de la falla que se encuentra abajo del plano de la misma se le conoce como bloque base, mientras que el que se encuentra sobre el plano de la falla, se le llama bloque cabalgado.

Las fallas se clasifican según el sentido de sus movimientos que pueden ser verticales, horizontales o combinados; si el movimiento vertical es provocado por fuerzas de tensión, el bloque cabalgado se moverá hacia abajo y se tendrá una falla normal; si el movimiento es provocado por fuerzas de compresión, el bloque cabalgado se desplazará hacia arriba y se tendrá una falla inversa.

En ocasiones se forman un serie de fallas normales paralelas, creando una estructura compuesta de fosas (graben) y pilares (horst). En otros casos se tiene fallas inversas con un plano menor a 45° llamadas fallas de corrimiento, donde el bloque cabalgado se incrusta casi horizontalmente sobre el bloque base.

En el caso de que el movimiento se horizontal, las fallas serán de empuje o lateral; dependiendo de la dirección que siga el bloque desplazado, éstas podrán ser lateral izquierdo o lateral derecha.

Otro tipo de fallas son las llamadas fallas de crecimiento, que se generan en lugares donde se depositan en poco tiempo grandes cantidades de sedimentos, como sucede en los deltas de los ríos. A diferencia de las fallas convencionales en las que su plano es recto, en estas fallas su plano es cóncavo, debido a que el peso de los sedimentos no consolidados va haciendo crecer la falla. A este tipo de fallas se le asocia los llamados anticlinales rollover.

2.3. Discordancias.

En ocasiones la erosión y los movimientos de la corteza terrestre provocan que algunos sedimentos se pierdan, dando lugar a las llamadas discordancias, que representan el rompimiento abrupto de una secuencia natural de estratos, lo que hace que formaciones de diferentes edades y características estén directamente en contacto. Las más representativas son aquellas donde existe una discordancia angular, es decir, estratos horizontales que yacen sobre estratos inclinados (véase figura 2.2).

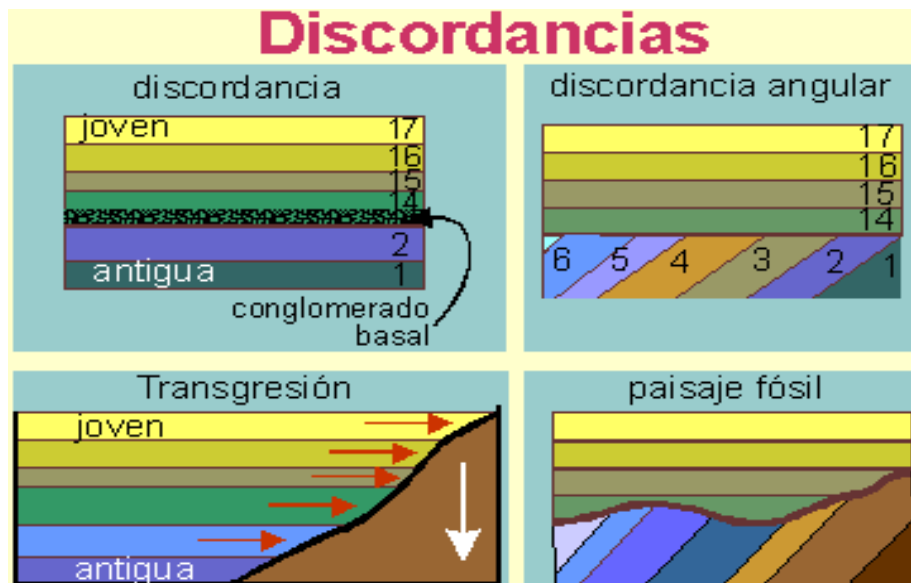


Figura 2.2. Discordancias geológicas.

(Tomada de <http://www.geovirtual.cl/geologiageneral/ggcap10.htm>).

2.4. Requerimientos geológicos de un yacimiento petrolero.

Existen varias condiciones que se deben cumplir en un orden de tiempo secuencial para que se dé lo que se le conoce como Sistema Petrolero, y pueda existir la posibilidad de un yacimiento de petróleo (véase figura 2.3).

Estas condiciones o eventos geológicos son las siguientes.

- (a) Roca generadora.
- (b) Roca almacenadora.
- (c) Trampa.
- (d) Roca sello.

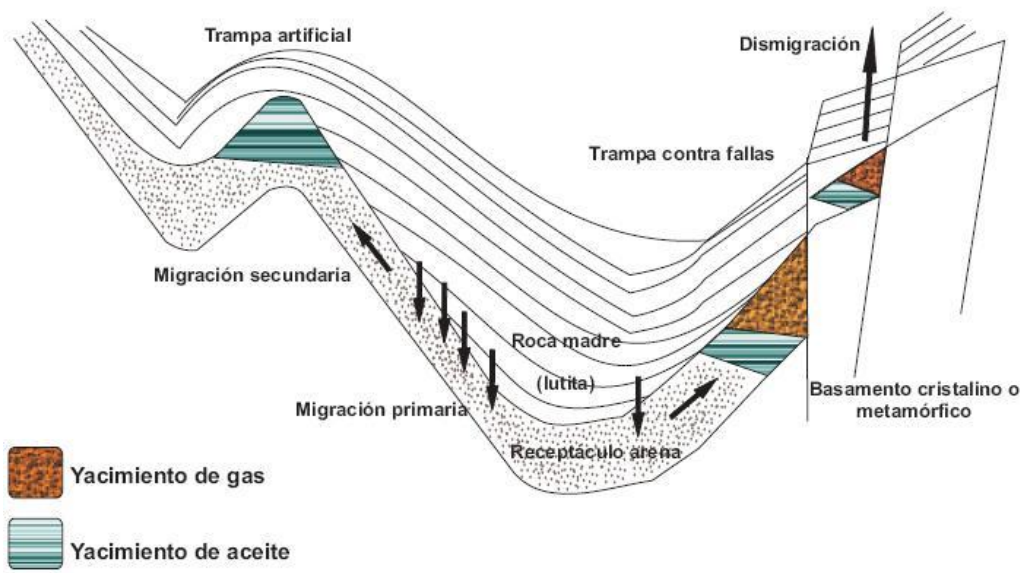


Figura 2.3. Sistema Petrolero. (Tomada del libro un siglo de la perforación).

2.4.1. Roca Generadora.

Cuando en una roca sedimentaria, como las areniscas, lutitas, hullas y calizas, se reúnen las condiciones requeridas de contenido de materia orgánica superior al 0.5% un buen ambiente de depósito, protegido de mareas y corrientes y sin oxidación y profundidad de depósito tal que permita valores de presión y temperatura adecuados, la materia orgánica se convertirá en hidrocarburos, y la roca será una roca generadora.

El factor más importante en la transformación de la materia orgánica en petróleo es la temperatura, y sus promedios son los siguientes:

Temperatura		Profundidad		Calidad Roca	Tipo de Hidrocarburo
°F	°C	Pies	Metros		
150	65	7000	2100	Inmadura	Aceite pesado
300	150	18000	5500	Madura	Aceite ligero
350	178	>	>		Gas húmedo
>	>	>	>		Gas seco

A menos de 100° F la acción bacteriana sobre la materia orgánica genera el llamado gas biogénico o gas microbiano, que es básicamente

metano. Por otro lado, el gas que se produce a altas temperaturas, se le conoce como gas termogénético.

El color de las rocas generadoras depende de la cantidad de materia orgánica que contiene. El color negro representa un alto contenido, de 1 a 3% llegando hasta un 20% en peso, y se encuentra en hulla, lutitas y en algunas calizas; mientras que un contenido del orden del 0.5% dará lutitas de colores verde a gris.

La hulla o carbón de piedra, es el resultado de la descomposición de maderas y produce gas metano.

Otras rocas generadoras son las lutitas bituminosas (oil shales), que al ser calentadas a 350°C, el contenido de kerógeno se transforma en aceite bituminoso. Estas rocas compuestas de grano fino de cuarzo y calcita, son inmaduras y no llegaron a ser sepultadas a suficiente profundidad para convertir la materia orgánica en petróleo.

Otro caso de aceite no convencional, es el producido por las arenas impregnadas con brea o alquitrán (Tar Sands). La brea es aceite extremadamente pesado y viscoso, y es el posible resultado de la oxidación del petróleo expuesto en afloramientos.

2.4.2. Migración Del Petróleo.

En su origen, los hidrocarburos se forman en pequeñas gotas o burbujas que van desplazando al agua contenida en los poros y ocupando su lugar, lo que provoca un incremento de la presión interna de la roca hasta que ésta se fractura, dejando escapar los hidrocarburos que se mueven lateralmente o en forma ascendente hacia espacios de menor presión, auxiliados por la combinación de fuerzas tales como: empuje de acuífero activo, peso de los estratos suprayacentes, la expansión del gas en solución, los movimientos en la corteza terrestre y la diferencia de presión capilar entre los hidrocarburos y el agua (véase figura 2.4).

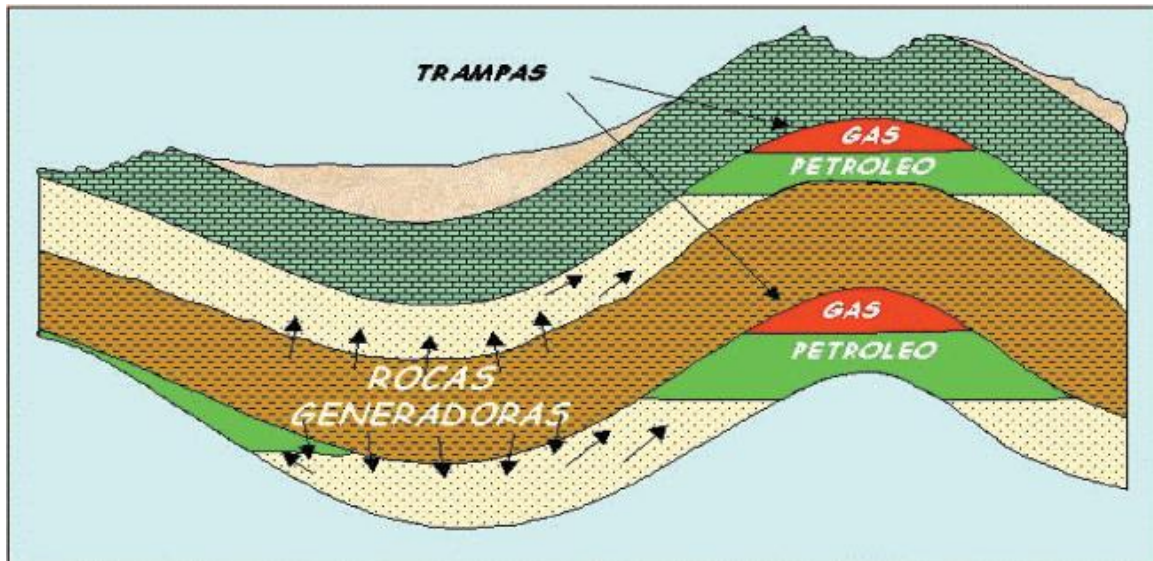


Figura 2.4. Roca generadora y migración de los hidrocarburos. (Tomada del libro un siglo de la perforación).

Este movimiento que se da a través de los planos de los estratos y las fracturas de las rocas, se le conoce como migración, que puede continuar hasta la superficie de la Tierra, formando chapopoterías, filtraciones o escurrimientos; o bien, quedar detenido cuando se encuentra con un obstáculo constituido por una roca impermeable, como las lutitas, la sal o rocas muy bien sementadas, en cuyo caso, los hidrocarburos quedarán atrapados en una roca que recibe el nombre de roca almacenadora.

2.4.3. Rocas Almacenadoras.

En la mayoría de los casos las almacenadoras son rocas sedimentarias, como las areniscas, las calizas y las dolomías, aunque existen algunos yacimientos en rocas ígneas y metamórficas, que fueron lavadas por el mar durante su formación, creando un alto porcentaje de poros.

Para que una roca pueda ser almacenadora, requiere cumplir tres aspectos esenciales; buenas propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, que tenga una roca sello que impida el escape de los hidrocarburos y que su formación haya sido anterior a la migración de los mismos.

2.4.4. Porosidad, ϕ .

Es la propiedad que tiene una roca de almacenar fluidos. Se define como el cociente que resulta al dividir el volumen de poros, V_p , entre el volumen total geométrico de la muestra, V_t , y puede expresarse en porcentaje o fracción, esto es:

$$\phi = V_p / V_t$$

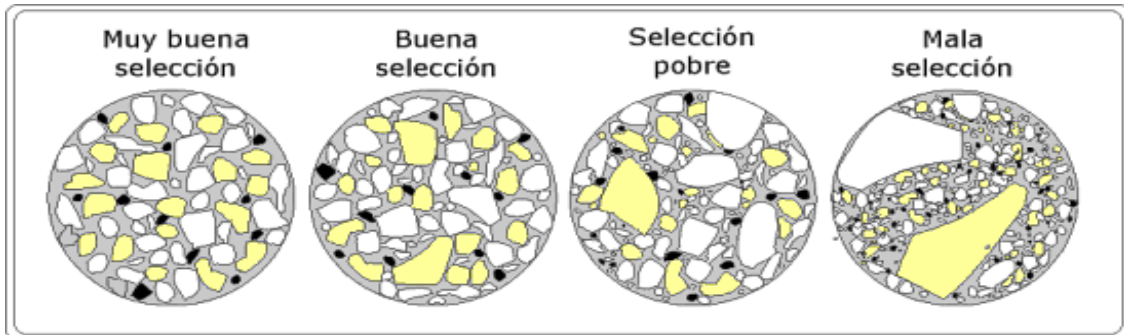


Figura 2.5. Selección de la porosidad de muy buena a mala por sus espacios vacíos que existe entre sus granos. (tomado de <http://www-ig.unil.ch/cours/geophyse/rese11.htm>)

Una forma de visualizar esta propiedad es la siguiente: Si en un recipiente de vidrio se introducen varias canicas y se vierte agua en el recipiente, ésta sólo ocupará lo espacios que existen entre las canicas. Acomodando las canicas de tal manera que sólo se toquen en un solo punto con las de su alrededor, se tendría el máximo espacio vacío, es decir, una porosidad del 47.6%. Si las canicas se acomodaran en un arreglo por capas, descansando una sobre la otra, la porosidad se reduciría al 25.9% (véase figura 2.5 y 2.6).

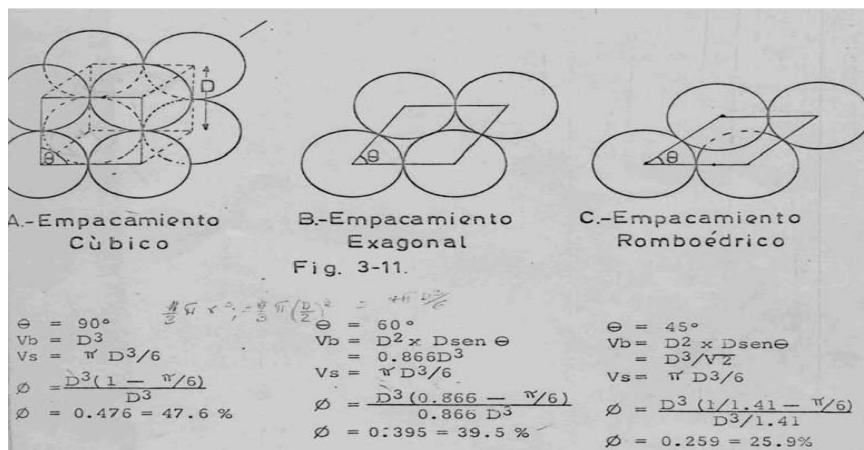


Figura 2.6 Porosidad. (Tomado de http://yacimientosdepetroleoposado.blogspot.mx/2008_12_01_archive.html)

Los valores se obtienen en condiciones ideales dada la esfericidad y tamaño similar de las canicas, situación que no se da en las rocas debido a la heterogeneidad de los granos que las componen; por lo tanto, la porosidad de las rocas varía en promedio: para las areniscas entre el 8% y el 10% para las calizas entre el 3% y el 5%. Algunas rocas llegan a alcanzar valores de porosidad hasta del 25%, que se considera una porosidad excelente.

En el proceso de formación de las rocas, los poros se llenan de agua que tiene un alto contenido de sales minerales, posteriormente, las altas temperaturas y presiones provocan que estas sales se precipiten y forman puentes entre los granos separados; a este proceso se conoce como cementación.

Como regla general, la porosidad de las rocas va disminuyendo conforme aumenta la profundidad de los estratos debido al mayor peso de las capas suprayacentes, y por el mayor contenido de las sales cementantes.

Algunos procesos químicos, como la disolución de carbonatos y el cambio de iones de calcio por magnesio, así como fracturas de la roca debido a movimientos de la corteza, son causa de la llamada porosidad secundaria, que no es si no el aumento de espacios vacíos por canales, fracturas y cavernas, creados posteriormente a la formación de la roca. Muchos yacimientos importantes en todo el mundo se encuentran en rocas fracturadas, tales como lutitas, yesos y pedernales.

2.4.5. Saturación De Fluidos.

Si la porosidad es la capacidad de la roca de contener fluidos, la cantidad de fluidos que realmente contiene se conoce como saturación. La saturación también se mide como un porcentaje y es un parámetro muy importante para definir el valor comercial de un yacimiento.

Puesto que su formación la roca está saturada de agua, este valor de saturación (S_w), es el parámetro de referencia para determinar el correspondiente de saturación de aceite (S_o) y de gas (S_g):

$$S_o = (1 - S_w) \dots (2.1) \quad S_g = 1 - S_w - S_o \dots (2.2)$$

Al desplazar el aceite al agua en los poros de la roca, uno de los dos fluidos queda en contacto con la roca y se le conoce como el fluido mojante. En el caso de las areniscas, el agua es el fluido mojante, mientras que en las calizas o dolomías, el aceite es el fluido mojante. Este efecto determina el porcentaje de recuperación final, ya que el fluido que se encuentra en el centro de los poros fluiría más fácilmente que el adherido a la superficie del grano, debido a la fuerza de tensión superficial. Por lo tanto, dicho porcentaje será mayor en las areniscas que en las calizas o dolomías.

2.4.6. Permeabilidad.

De poco a nada serviría tener una acumulación de hidrocarburos, si estos no pudieran fluir a través de la roca hacia el pozo. Esta capacidad de la roca de permitir el flujo de un fluido, se le conoce permeabilidad, y depende de varios factores tales como: la viscosidad del fluido, la presión a la que está sujeto y el grado de compactación de la roca.

La permeabilidad se mide en unidades llamadas darcies, en honor al ingeniero francés Henry d'Arcy, quien en 1956 logró por primera vez medir la permeabilidad en una roca porosa. En general la permeabilidad de un yacimiento es menor a un darcy, por lo que la medida usual es en milésimas de darcy, o milidarcis (md).

Las ecuaciones que representan la permeabilidad varían según la dirección (horizontal, vertical) y del tipo (lineal, radial) del flujo, pero en términos generales la unidad de darcy integra los siguientes parámetros.

$$Darcy = \frac{\text{volumen} \times \text{viscosidad}}{\text{Área_sección_transversal} \times \left(\frac{\text{presión}}{\text{longitud}} \right)} \dots\dots\dots(2.3)$$

Y se define como la permeabilidad que permite el flujo de un centímetro cúbico por segundo, de un fluido de un centipoise de viscosidad, a través de una distancia de un centímetro y a través de una sección transversal de un centímetro cuadrado, bajo la acción de una presión diferencial de una atmósfera (véase figura 2.7).

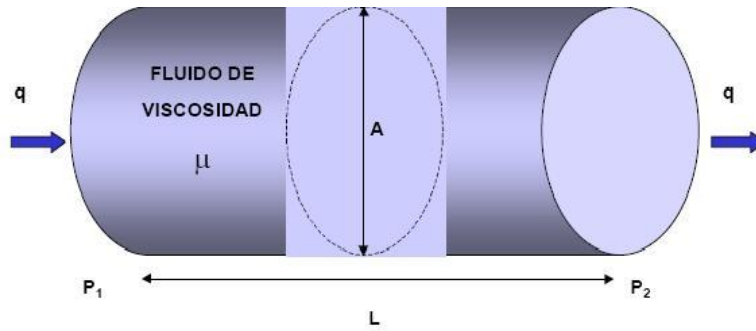


Figura 2.7. Representación gráfica de la ley de Darcy.

La permeabilidad de una arena de grano fino es del orden de 5 md. Mientras que una arena gruesa que es muy porosa y bien clasificada, puede llegar a un valor de 475 md. En general, un valor de permeabilidad debajo de 10 md se considera pobre, entre 10 y 100 md es buena, y arriba de 100 md es excelente.

La permeabilidad de un medio poroso depende del tamaño del grano de la roca, y de su grado de cementación, ya que el fluido fluirá por la garganta o espacio existente en los poros. A mayor garganta, mayor permeabilidad.

Existen diversos métodos para mejorar la permeabilidad de una formación productora, tales como la estimulación con ácido, o la creación de fracturas artificiales rellenas de arena natural o sintética.

La porosidad y la permeabilidad están directamente relacionadas, mientras mayor es la porosidad, mayor será la permeabilidad.

2.4.7. Trampas.

Para que la acumulación de petróleo se pueda mantener, se requiere de la existencia de las llamadas trampas, que son estructuras geológicas cuya conformación permite almacenar a los hidrocarburos. Las cuales se clasifican de la siguiente manera (véase figura 2.8).

- (a) De tipo estructural, debido a plegamientos y fallas. En esta clasificación están los anticlinales y los domos, particularmente aquellos asociados con intrusiones de sal.

- (b) De tipo estratigráfico primario, donde los estratos de roca sedimentaria están separados por estragos de lutitas.
- (c) De tipo estratigráfico secundario, provocadas por cambios bruscos en la secuencia de los estratos (discordancias), o por cambios en su porosidad primaria, debidos a depósitos irregulares y que forman lentes o estratos departamentazos por conjunto de fallas de sello o cierre.
- (d) De tipo combinado, que son el resultado de fallas, plegamientos, intrusiones de roca ígnea o de sal, discordancias y/o cambios de fascies.

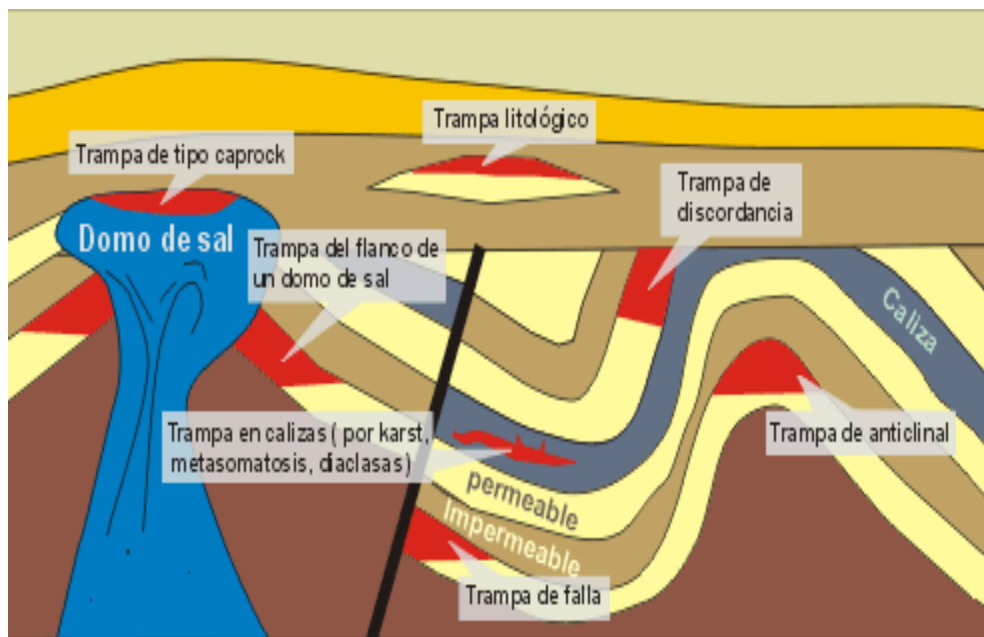


Figura 2.8. Diferentes tipos de trampa (tomada de <http://www.geovirtual2.cl/depos/petrol01.htm>).

2.4.8. Roca Sello.

Otra característica que debe tener una roca almacenadora para convertirse en un yacimiento petrolero, es la existencia de una capa que sirva como un sello impermeable y que impida que los hidrocarburos se pierdan.

Este sello está constituido normalmente por rocas muy densas, de baja porosidad y permeabilidad, como son las lutitas y las intrusiones de sal o de roca ígnea.

Los diversos tipos de fallas, como las de crecimiento o las de sello también llegan a formar buenos sellos.

Si la trampa se forma después de la migración, o si no existe un buen sello, o sucede cualquier evento que rompa la secuencia indicada, simplemente no se tendrá un yacimiento petrolero (véase figura 2.9).

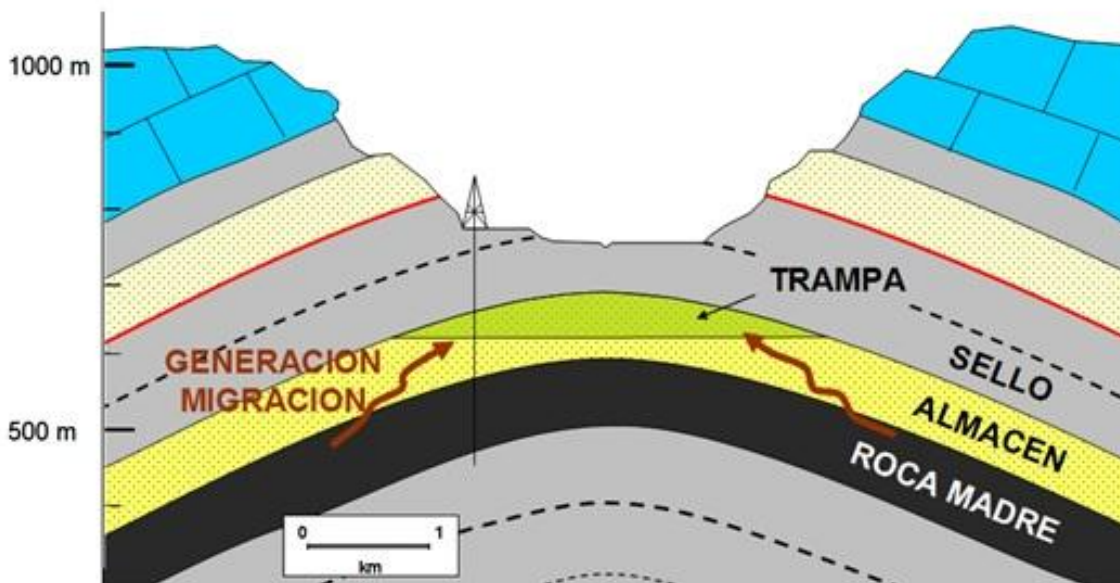


Figura 2.9. Aceite y gas atrapados entre roca sello en discordancia (tomada de <http://www.aggep.org/como-se-forman-los-hidrocarburos>).

2.4.9. Domos Salinos.

Un caso particularmente importante dentro de los sistemas petroleros es el que se refiere a los domos salinos; estos se forman por el depósito de sal al evaporarse el mar.

Cuando depósitos subsecuentes de arena y carbonatos comprimen la sal, ésta se comporta como un fluido viscoso, que llega a romper los estratos superiores fluyendo a través de ellos formando un domo.

La sal se compone en su mayor porcentaje de halita que es soluble al agua y de anhidrita, que es insoluble. En la medida que la halita se va disolviendo al contacto con el agua de los sedimentos vecinos, la anhidrita fluye hasta la parte superior y forma un casquete sólido llamado cap rock.

Los domos constituyen una buena referencia para encontrar yacimientos de petróleo que pueden darse en las siguientes condiciones (véase figura 2.10).

- (a) Estructuras suprayacentes al cap rock, que han sido deformadas y fracturadas por la acción de éste, formando anticlinales y fosas (graben).
- (b) Discordancia angular con la sal como sello.
- (c) El propio cap rock que bajo reacción química forma yeso, lutita, dolomía y azufre, y que además presenta muchas fracturas, que proporcionan buena porosidad.

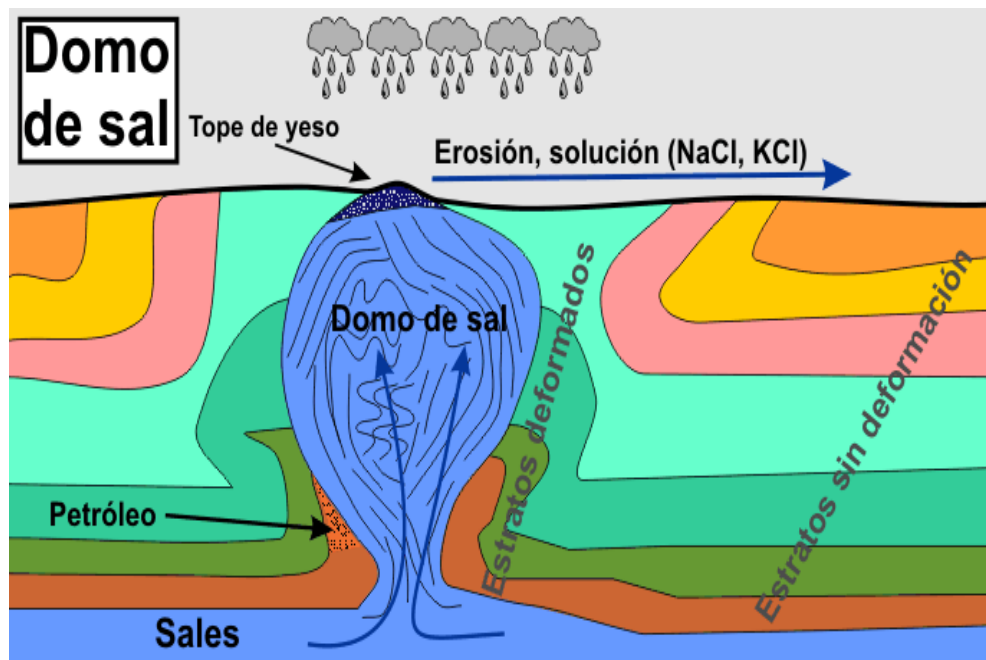


Figura 2.10. Entrampamiento de aceite y gas en un domo salino (tomada de <http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap05f.htm>).

2.5. Exploración.

La exploración petrolera se puede definir como el conjunto de actividades realizadas en campo y en gabinete, que tienen como objetivo la búsqueda y localización de yacimientos petroleros.

Dependiendo de la forma en que se obtiene la información, los métodos de exploración se dividen en dos grandes grupos, los indirectos y los directos.

En los primeros se adquieren datos del subsuelo desde la superficie y se interpretan para establecer hipótesis sobre la génesis de las formaciones, el tipo de estructuras, la edad y tipo de rocas, etc., todo lo cual lleva a establecer la existencia de trampas capaces de contener hidrocarburos.

En los métodos directos, la información proviene del análisis de las muestras de roca obtenidas durante la perforación de los pozos; así como del registro e interpretación de los perfiles obtenidos a través de sondas eléctricas, electrónicas o sónicas que se introducen en los pozos durante su perforación.

2.6. Métodos Indirectos De Exploración.

Las primeras actividades dirigidas al descubrimiento del petróleo, se reducían a la localización de las manifestaciones de los hidrocarburos en la superficie de la Tierra, tales como las chapopoteras y en algunos otros escurrimientos de aceite o escapes de gas.



Figura 2.11. Etapas de procesos exploratorios (tomado de un siglo de la perforación en México, Schlumberger, 2004).

En la última década del Siglo XIX se planteó la teoría de la posible existencia de petróleo cerca de los domos salinos, por lo que durante

mucho tiempo se continuó con la práctica de buscar montículos con características similares a las existentes en los campos ya encontrados (véase figura 2.11).

2.7. Geología Superficial.

El reconocimiento sistemático de las rocas y estructuras que afloran en la superficie de la Tierra se tradujo en la disciplina llamada Geología Superficial, cuyos estudios permiten identificar los eventos geológicos que conformaron a una región, la composición de las rocas y su contenido de fósiles, la edad de depósito, etc.

Información que una vez procesada permite la elaboración de los mapas topográficos, mapas geológicos, su comparación y correlación con otras regiones para establecer similitudes y diferencias.

Se tiene registro histórico de que el primer yacimiento descubierto por medio de la geología superficial, fue el Cushing, Oklahoma, en 1912.

El resultado de los estudios de geología superficial se puede analizar en los siguientes documentos:

Mapas topográficos.- Son mapas donde se muestran los perfiles de elevación de la superficie de la Tierra analizada, y se dibujan en dos dimensiones.

Mapas de líneas de contorno.- Las líneas de contorno unen puntos de igual elevación, referidos al nivel del mar, que al ser vaciadas en un plano topográfico, permiten visualizar los datos en tres dimensiones. La distancia entre líneas de contorno se llama intervalo, que representa la diferencia de elevación entre esas líneas. A menor intervalo se tendrá mayor pendiente, mientras que intervalos separados indican diferencias suaves de elevación.

Mapas geológicos.- Estos mapas se muestran cada uno de los estratos o capas de roca que aflora en la superficie de la Tierra. Un estrato bien definido en sus límites superior e inferior se le conoce como "formación geológica", y se caracterizan mediante una simbología acordada internacionalmente. Esta simbología también incluye ángulo de inclinación

del estrato, llamado echado, y su orientación horizontal. Los mapas geológicos son en dos o en tres dimensiones.

Secciones transversales de correlación.- Estas secciones se forman haciendo coincidir estratos de roca entre dos áreas mediante la localización de estratos bien identificados, llamados estratos o capas índices. Una vez hecha la correlación, es posible identificar los estratos subyacentes o suprayacentes a la capa índice.

2.8. Exploración Regional Mediante Fotografía Aérea y Satelital.

Originalmente la fotografía aérea fue utilizada por los combatientes en la Primera Guerra Mundial a fin de detectar desplazamientos de tropas, posteriormente, en 1919 se usó en la exploración petrolera, cuando la compañía Union Oil contrató a dos ex-tenientes franceses que habían hecho trabajos de aerofotografía en Francia para la fuerza expedicionaria americana (véase figura 2.12).



Figura 2.12. Muestra de una Aerofotografía (tomada de <http://roigimágenesaereas.blogspot.mx/2009/03/topografia-aerea.html>).

Estos primeros trabajos se hicieron en California y dieron como resultado el descubrimiento del primer gran campo sur de la ciudad de los Ángeles.

El siguiente paso de la fotografía aérea fue la colocación de satélites artificiales a partir de 1970 a su avanzada tecnología, como la fotografía infrarroja, que es muy sensible al calor y que permite identificar cuerpos de

agua, intrusiones de agua salada, depósitos de minerales, fallas y otros elementos geográficos y geológicos; todo ello cubriendo grandes extensiones, con gran precisión en la información y en poco tiempo.

Otro avance de la fotografía aérea aplicada a la exploración petrolera es el llamado Radar Aerotransportado de Visión Lateral (SLAR por sus siglas en inglés), que permite tomar fotografías de la superficie terrestre a través de las nubes o de las selvas con densa vegetación.

2.9. Nuevos Métodos De Exploración.

En la medida en que se iban agotando las posibilidades de encontrar nuevos yacimientos por los métodos tradicionales, surgió la necesidad de conocer las características del subsuelo a fin de identificar aquellas estructuras que fueran capaces de almacenar petróleo.

Como respuesta a esta necesidad, en 1920 surgió la Geofísica, una nueva ciencia basada en las matemáticas y la física, que mide la respuesta de las rocas a la gravedad de la Tierra, al campo magnético de la Tierra y a las ondas sísmicas. Sus primeras aplicaciones se dieron en el estudio de terremotos y para usos bélicos.

2.9.1. Método Gravimétrico.

Basado en la medición de la aceleración de la fuerza de gravedad provocada en el subsuelo por el peso de las formaciones rocosas; el valor dependerá de la densidad de las rocas, su espesor y su profundidad. La unidad de medición es el GAL equivalente a una aceleración gravitacional de 1 cm/seg^2 , y por valores prácticos se usa el milligal (véase figura 2.13).

FUNCIONAMIENTO BÁSICO DE UN GRAVÍMETRO

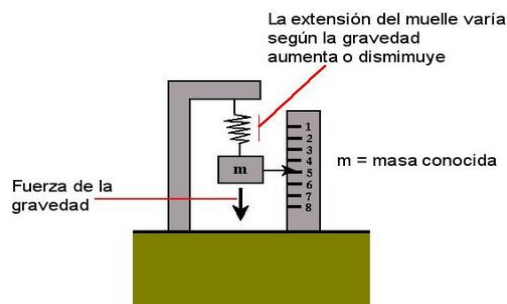


Figura 2.13. Principio de gravimetría (tomada de <http://es.slideshare.net/MauroAugustoSueldoLozano/clase-exploracion-sismica>).

El valor base de una región puede ser determinado por una masa uniforme de roca sedimentaria, depositada sobre el basamento. Cualquier desviación de ese valor base permitirá identificar el evento de dicha variación. Por ejemplo: la existencia de una intrusión salina de menor densidad, provocará una menor medida; mientras que una intrusión ígnea, de mayor densidad, aumentará la medida gravitacional de ese lugar.

De esta manera, la interpretación de la variación de los parámetros medidos permite determinar las características del subsuelo en el área en estudio. El primer mecanismo utilizado en esta tecnología fue la balanza de torsión, desarrollada por un físico húngaro antes de la Primera Guerra Mundial, fue utilizada por los alemanes en un intentote volver a tener producción en los campos petroleros de Rumania.

2.9.2. Método Magnetométrico.

La presencia de un mineral llamado magnetita en las rocas del basamento, genera un campo magnético cuyas variaciones determinan el espesor de las rocas sedimentarias en un lugar determinado. Un valor por encima de lo normal de una región dada, significaría la presencia somera de rocas ígneas o metamórficas, mientras que a mayores espesores de rocas sedimentarias, menor valor del campo magnético. Es decir, que la medición de la fuerza y dirección de estas fluctuaciones permiten señalar la profundidad y la naturaleza de la roca de la roca del basamento, y en consecuencia del espesor de los sedimentos (véase figura 2.14).

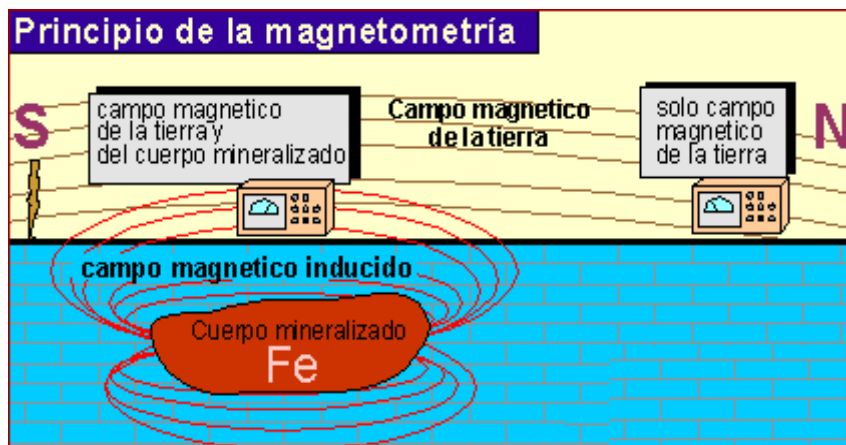


Figura 2.14. Principio de magnetometría (tomada de <http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/ggcap01e.htm>).

La unidad de medida del campo magnético de la Tierra es el Gauss, o el Nanotesia, que es la cien milésima parte de un Tesia, cuyas unidades son: Wb/m^2 donde:

Wb (weber) = voltaje (watt / amper) por tiempo (segundo)..... (2.4.)

M^2 = metro cuadrado

A diferencia del método gravimétrico, cuyo uso está restringido al suelo, el magnetométrico puede usarse sobre la superficie del agua y desde aviones.

Es común que estos métodos se complementen: El procedimiento usual es delimitar el área en estudio, seleccionar puntos clave, tomar medidas en cada uno de ellos, determinar el valor "normal" de esa región e identificar las anomalías, cuya interpretación dará como resultado un "mapa del subsuelo".

2.9.3. Métodos Sismológicos.

Es tal vez la herramienta más utilizada y poderosa con la que se cuenta para estudiar el subsuelo; consiste básicamente en el registro y análisis de las ondas sonoras que viajan a través de las rocas y se reflejan en cada estrato. Diferente composición de la roca, diferente respuesta en la velocidad de la onda se refleja en ella. El valor de máxima reflexión ocurre cuando se igualan los ángulos de incidencia y de reflexión.

El objetivo principal de este método es la determinación de las estructuras de roca en el subsuelo.

Las primeras aplicaciones de este método se hicieron a mediados del Siglo XIX, con el objeto de registrar y analizar terremotos. Posteriormente los alemanes la utilizaron para registrar y medir las vibraciones sísmicas producidas por los disparos de los cañones enemigos y así detectar sus emplazamientos.

En 1912 el Físico francés Conrad Schlumberger desarrolló en su natal Alsacia, la técnica de medición de curvas equipotenciales eléctricas del subsuelo, desde la superficie para determinar los límites de los estratos. Posteriormente, en 1923 en Rumania utilizó esta técnica por primera vez en

la industria petrolera para encontrar un domo salino, que resultó una buena trampa para almacenar hidrocarburos. En 1927 en Pechelbron, Alsacia, utilizó una sonda dentro de un pozo para medir la resistividad eléctrica de las formaciones, sistema que se empezó a utilizar en 1929 en Venezuela y en 1932 en los Estados Unidos.

Schlumberger utilizó en 1923 la llamada Sismología de refracción, que consiste en generar ondas sísmicas mediante la explosión de cargas de dinamita que se propagan y refractan a través de los estratos del subsuelo, y cuyo eco se registra con geófonos instalados en la superficie. Las señales que se obtienen por este medio se transmiten por cables conectados a una serie de instrumentos montados en un camión, donde se grababan en acetato para su estudio e interpretación posterior.

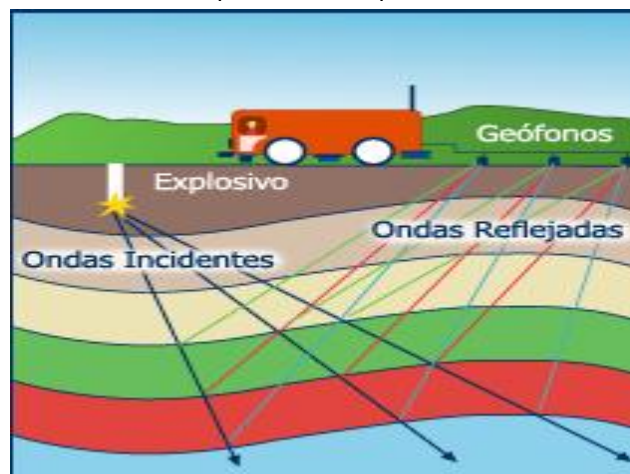


Figura 2.15. Estudio de sismología en tierra (tomada de http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pesp/aspectostecnicos/exploracion/metodos_exploracion.html).

Paralelamente se desarrolló la Sismología de reflexión, método que registra las ondas de energía que rebotan en los planos de las diversas estructuras en el subsuelo, propiedad distintiva que permite su identificación. Por las ventajas de la aplicación de este método, desplazó rápidamente el uso de la de sismología de refracción.

La información obtenida por cualquiera de estos sistemas se debe registrar, procesar e interpretar a fin de que los especialistas puedan construir secciones y cubos estructurales, que sirvan de guía en la búsqueda de petróleo.

El uso de dinamita para la generación de las ondas sísmicas tiene alto riesgo y está limitado por regulaciones ecológicas y de seguridad, tanto de los trabajadores como de las poblaciones cercanas.

Por esta razón el 70% de los trabajos en tierra se hacen mediante los llamados Vibrosismos, que son equipos montados en camiones que tienen un motor hidráulico que opera una placa colocada debajo del motor. Al llegar al punto predeterminado, la placa se apoya en el suelo y carga casi todo el peso del camión sobre ella; el motor trasmite a la tierra una vibración durante un lapso que varía de 7 a 20 segundos.

La operación de estos equipos es lo suficiente segura para ser utilizados dentro de las ciudades, sin presentar riesgo alguno. Como sucedió en la Ciudad de México, con los estudios realizados por PEMEX a solicitud del gobierno federal, a raíz de los sismos ocurridos en septiembre de 1985, a fin de conocer las condiciones geológicas del subsuelo que sirvieron de base para determinar los nuevos parámetros y reglamentos de construcción.

Para generar las ondas sísmicas en el mar, se utilizan los llamados cañones de aire, que son cilindros metálicos unidos por mangueras a un compresor de aire instalado en un barco, que arrastra al cañón a una profundidad de 6 a 9 metros. El compresor llena de aire el cañón a una presión de 140 kg/cm², y mediante una señal eléctrica se opera la puerta del cañón dejando salir el aire que forma una burbuja expansiva a alta presión que es la fuente de energía sísmica (véase figura 2.16).

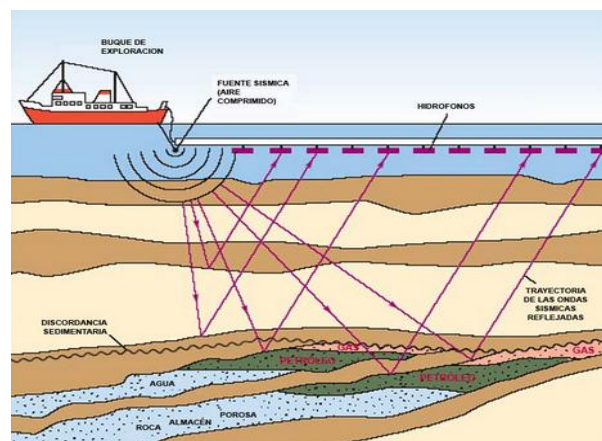


Figura 2.16. Estudio de sismología en el mar (tomada de <http://www.eljoropo.com/site/2014/07/25/aceite-de-roca-tan-comun-y-tan-desconocido-a-la-vez/>).

Los receptores, llamados hidrófobos, son colocados en largos tubos de plástico que son arrastrados por un barco, donde también se instalan los dispositivos registradores conectados mediante cables a los hidrófonos.

El registro obtenido por un conjunto de detectores se le conoce como canal. La ubicación geográfica de los detectores se registra como líneas de tiro y puntos de tiro. Las líneas de tiro son las trayectorias rectas que sigue el conjunto de detectores, en longitud y rumbo; mientras que los puntos de tiro son los lugares específicos donde se hizo el disparo.

La amplitud de la onda de eco sísmológico en una superficie depende del contraste de la impedancia acústica, (velocidad del sonido por la densidad), existente entre las capas superiores y inferiores que forman dicha superficie.

Al valor o porcentaje de energía sísmica reflejada se le conoce como coeficiente de reflexión. El coeficiente de reflexión de las rocas sedimentarias varía entre el 2% y 4%.

Los datos obtenidos en el campo deben ser procesados a fin de tener una gráfica de puntos de tiro contra tiempo, llamada sección sísmica: A esta gráfica se le agrega un plano base donde se registra la ubicación de las líneas de tiro y los puntos de tiro.

La profundidad de un reflector sísmico, llamado horizonte sísmico, se mide en milisegundos, y representa un viaje de ida y vuelta, de la fuente de energía a la capa rocosa, y de ésta al receptor en la superficie. Por lo tanto, a mayor profundidad del estrato reflejante, mayor tiempo de respuesta de la onda.

Los datos sísmicos pueden ser presentados en diferentes formas:

- (a) Con secciones de líneas verticales anguladas, hacia la derecha si son ondas reflejantes (color negro), hacia la izquierda si son incidentes (sin color)
- (b) Con áreas sombreadas representando diferente densidad en tonos de gris, a mayor densidad gris más oscuro

(c) Con colores (azul, blanco y rojo) para identificar los estratos y los eventos geológicos encontrados.

En forma similar a los mapas geológicos elaborados con datos de rocas que afloran en la superficie, los datos sísmicos permiten elaborar planos estructurales. Al conectar puntos de igual valor en intervalo de tiempo entre dos horizontes sísmicos, se obtienen las llamadas líneas de isotiempos o isocronos. Si se conocen los valores de velocidad a través de la roca, las líneas isocronas se puede convertir en mapas de estratos de igual espesor, isopacas, y en mapas estructurales.

Un caso particular de los reflejos sísmicos se da en arenas saturadas de gas suprayacentes a una roca sello. La baja impedancia acústica de las primeras, contrasta con las segundas, produciendo un eco de alrededor del 16% de la energía. A este contraste se le conoce como puntos brillantes, y ha sido utilizado para localizar yacimientos de gas no asociado y casquetes de gas en yacimientos de aceite saturado.

En forma similar, los llamados puntos planos que son reflectores sísmicos planos dentro de una trampa que está formada por estratos plegados, como un anticlinal, son considerados como indicadores directos de hidrocarburos.

La mayoría de los yacimientos petroleros has sido descubiertos mediante la sismología, que no solo se sigue utilizando ampliamente en la exploración de áreas nuevas, sino que se ha estado aplicando para reactivar reservas en campos en etapa de abandono, abriendo nuevas expectativas de explotación de áreas no registradas en su primera fase de estudio.

La reinterpretación de estos campos marginales reduce el riesgo de las perforaciones no exitosas al señalar con mayor precisión los mejores objetivos.

2.10. Avances Tecnológicos.

El desarrollo de la tecnología moderna ha mejorado substancialmente las metodología utilizada, tanto en la toma de información en el campo, como en su procesado e interpretación; con mejores instrumentos de

registro y medición, y sobre todo, con la aplicación de las computadoras, que permiten la compilación validada de mucha información en poco tiempo y facilitan su interpretación; aunque por supuesto, no sustituyen la experiencia y conocimiento de quienes realizan esta labor.

En los trabajos de sismología tradicional los detectores se encuentran colocados a lo largo de una sola línea y la imagen que se produce de las señales registradas, se obtiene en dos dimensiones (sismología 2D).

A partir de los años 80 se desarrolló la tecnología para obtener una imagen tridimensional del subsuelo, llamada sismología 3-D. A diferencia de los métodos tradicionales, aquí se utilizan detectores ubicados en líneas paralelas con los puntos de tiro que se ubican en líneas transversales.

El procesamiento de los datos produce un cubo donde se pueden observar con mucha mayor precisión los detalles estructurales que en una figura en dos dimensiones. Este cubo puede ser rotado en un monitor de computadora para ser visto desde diferentes ángulos.

En esta tecnología se utilizan los llamados cuartos de visualización, donde el observador queda inmerso en las proyecciones en una o en tres pantallas colocadas en la pared, donde puede observar a través de lentes estereoscopios, todo el detalle de las estructuras del subsuelo.

Aunque el costo de la sismología 3-d muy elevado, tanto por la captura de datos como por su procesamiento que requiere estaciones de trabajo para manejar más de 500 gigabytes en cada estudio, cada día se utiliza más, ya que reduce los costos de la perforación no exitosa.

Después de un tiempo de explotación del yacimiento, el vaciamiento producido modifica la temperatura, la presión y la composición original de los fluidos contenidos, y es posible registrar el flujo de estos fluidos mediante la llamada sismología 4-D o exploración sísmica de tiempo transcurrido (TLSD por sus siglas en inglés), que es el resultado de repetir el levantamiento sísmico y comparar la información entre elementos de tiempo de igual profundidad, así como los cambios de respuesta sísmica debidos al vaciamiento.

Este análisis permite detectar áreas no drenadas y programar su perforación y explotación.

Otra tecnología de uso reciente es la llamada sismología 4-C o exploración sísmica de multicomponentes, (MSE por sus siglas en inglés), que combina el registro de las ondas compresionales (ondas-P), que es como viaja el sonido a través del aire, con las ondas de corte (ondas-S), que son como las producidas por las olas del mar. Las ondas-S tienen menor velocidad de movimientos que las ondas-P, y no pueden pasar a través de líquidos o gases.

En los registros sísmicos convencionales se registran las ondas P mediante geófonos de un solo componente, mientras que en la sismología 4-C se usan además, otros tres geófonos perpendiculares entre sí para registrar las ondas-S.

Las ondas-P son distorsionadas por el gas que contiene la roca sedimentaria, pero las ondas-S no se afectan, por lo que su combinación permite localizar y determinar la orientación de las fracturas, la composición de las rocas sedimentarias y de los fluidos, con mayor precisión

2.11. Pozos Exploratorios y Delimitadores.

La única forma de corroborar la existencia de una trampa identificada por los métodos ya señalados, y si ésta contiene hidrocarburos suficientes para su explotación comercial, es por medio de la perforación de un pozo, llamado exploratorio, cuya localización estará basada en la mejor información geológica y geofísica disponible. Una vez descubierto el yacimiento, se programará la perforación de los pozos, llamados delimitadores, que permitirán conocer la extensión real del mismo.

Uno de los objetivos primordiales de un pozo exploratorio es obtener información que permita validar a hipótesis de la existencia de una trampa y de la presencia comercial de hidrocarburos en ella.

Durante la perforación se toman una serie de datos que permiten identificar la columna geológica atravesada, las características y edad de

la roca, el ángulo y dirección de echado, el tipo y composición de los fluidos contenidos, presiones y temperaturas.

La información sobre los datos petrofísicos de la roca se puede obtener a través de los llamados métodos directos:

- (a) Análisis de las muestras de roca.
- (b) Análisis de los registros geofísicos.

2.11.1. Análisis De Muestras De Rocas.

Durante la perforación de los pozos se toman muestras de las rocas de las formaciones que se van atravesando y se clasifican en:

(a) Muestras de canal.

Son aquellas muestras que se toman de los recortes de roca generados por la barrera y llevados a la superficie mediante la circulación de fluido de perforación desde el fondo del pozo hasta las instalaciones donde son separadas del líquido, pasando a través de una canal. Estos recortes se analizan para identificar el tipo de roca, edad y profundidad de la formación, y para detectar la posible presencia de gas y/o en ella.



Figura 2.17. Muestras obtenidas de recortes de roca generados por la barrera (tomado de http://www.geoestratos.com.mx/web13/index.php?option=com_content&view=category&id=22&Itemid=214&lang=es).

Del resultado de este análisis se obtienen descripciones, como los ejemplos siguientes:

- Arcilla color verde, de textura encerada, de tejido laminado, con contenido calcáreo.
- Arena color gris, de textura muy fina, grano redondeado, bien clasificado, con contenido de material silicoso; grado de cementación ligero; material de cementación calcáreo; porosidad buena, permeabilidad buena.
- Caliza color blanco, textura densa, estructura criptocristalina, con contenido de material anhidrico, brillo resinoso, porosidad inter granular, porosidad media, permeabilidad pobre.

El contenido de gas en estas muestras se determina con el uso de dispositivos tales como: el llamado alambre caliente, el cromatógrafo, el detector infrarrojo, o el espectrómetro de masas. Para determinar el contenido de aceite en las muestras se utiliza la propiedad de casi todos los aceites de fluorecer bajo luz ultravioleta.

(b) Muestras de Pared.

Las muestras de pared, llamadas así porque se extraen de la pared del agujero mediante un dispositivo operado hidráulicamente, o mediante una señal eléctrica que se introduce en el pozo y dispara unos pequeños probadores de $\frac{3}{4}$ de pulgada de diámetro, dentro de la formación a una profundidad de $1 \frac{1}{2}$ a $2 \frac{1}{2}$ pulgadas (véase figura 2.18).



Figura 2.18. Muestras de pared (tomado de <http://oil-mail.blogspot.mx/2011/05/descripcion-litologica.html>).

Este tipo de muestras se toman en las llamadas formaciones blandas, forma genérica de señalar aquellas formaciones cuya edad es posterior al período cretácico.

c) Núcleos

Los núcleos son la muestra más completa que se puede obtener de la roca, ya que se cortan cilindros de 5 1-2" a 8 ¾" de diámetro, y hasta 20 metros de longitud, mediante barrenas especiales que llevan una cabeza de diamante.

Los núcleos deben ser marcados en cuanto a su profundidad y posición relativa indicando que parte es la superior y cual la inferior; ya en el laboratorio se hacen una serie de cortes y láminas, estudios de tomografía y se analiza su composición, porosidad, permeabilidad, contenido y saturación de fluidos, etc. Esta información complementa la que se tenga de los métodos indirectos y de los registros o perfiles que se toman durante la perforación de los pozos, y que en su conjunto permiten caracterizar la formación estudiada.



Figura 2.19. Muestras de núcleos. (tomado de <http://www.coreenergy.com.co/servicios>)

Un caso particular de corte de núcleos es la técnica de la perforación llamada Slim hole, que se utiliza para hacer un pozo de diámetro reducido, 5", con la característica de que la roca perforada se va recuperando en forma de núcleo, lo que permite gran cantidad de información de áreas nuevas y desconocidas (véase figura 2.19).

2.11.2. Perfiles o Registros Geofísicos de Pozos.

Esta tecnología representa una de las herramientas más utilizadas y precisas para el registro y caracterización de las formaciones que atraviesa un pozo y de su posible contenido de fluidos.

Como ya se comentó, fue Conrard Schlumberger quien desarrolló esta técnica al descubrir en 1931 el efecto llamado de potencial espontáneo, que es una respuesta eléctrica del fluido contenido en la roca al contacto con el fluido de perforación, sin necesidad de generar una corriente adicional.

Los registros geofísicos se realizan mediante unos dispositivos llamados sondas, que se introducen en el pozo mediante un cable unido en la superficie a una fuente de poder instalada en una camión de diseño especial, que cuenta además con instrumentos de medición de profundidad, registro de las señales y otros equipos auxiliares (véase figura 2.20).

Dichas sondas hacen un registro continuo de las propiedades que tienen las rocas: (a) para permitir en mayor o menor medida el paso de la electricidad, (b) de su radioactividad, (c) del paso de neutrones y (d) de las ondas sísmicas.

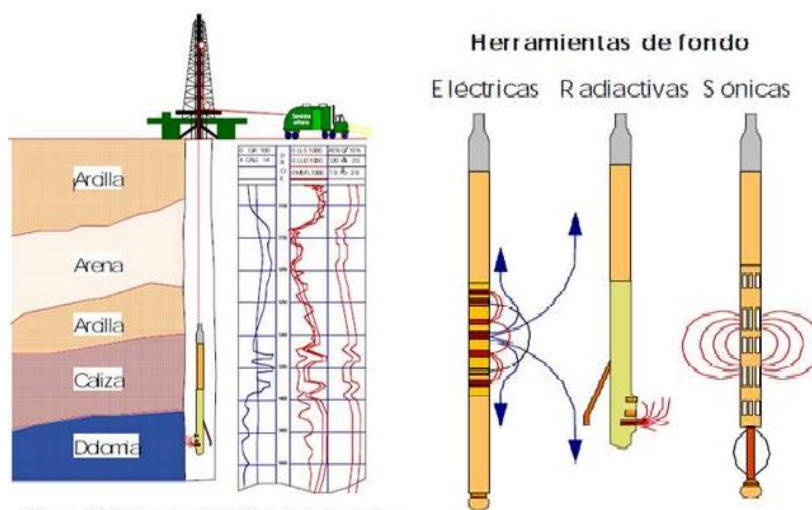


Figura 2.20. Diagrama esquemático de la toma de registros y las herramientas utilizadas en el fondo del pozo (tomado de <http://www.coreenergy.com.co/servicios>).

(a) Registro eléctrico

Fue el primer registro que se utilizó para detectar estratos con contenido de hidrocarburos. Se correó en agujeros que no han sido entubados y se basa en el cálculo de la resistividad eléctrica de las rocas porosas en función de los fluidos que contiene, ya que una roca densa no muestra resistividad, el agua salada tiene baja resistividad, mientras que el aceite y el gas tienen alta resistividad. Estos valores se registran en una línea vertical continua donde los mayores valores se marcan hacia la derecha.

Cuando dos fluidos de diferente salinidad se ponen en contacto, se genera una corriente de potencial eléctrico, fenómeno que se presenta en la perforación de los pozos al entrar en contacto el fluido de perforación con las rocas. Esta potencial llamado potencial espontáneo, se registra junto con el de resistividad. Los valores de potencial negativo se marcan hacia la izquierda, y son los que indican la presencia de una roca con posible contenido de hidrocarburos.

Un caso particular de registros eléctricos se empezó a usar pozos perforados con lodo base aceite, donde el registro eléctrico no puede ser utilizado, es el llamado registro de inducción que utiliza bobinas en la sonda para concentrar e inducir la carga eléctrica hacia las rocas adyacentes al agujero. Dentro de estos registros están los llamados laterolog (para medir rangos de distancia de lectura en longitud de penetración de medianos a grandes), doble-laterolog (para rangos de distancia reducida).

El registro y medición de estos parámetros permite determinar el tipo de roca, su porosidad, el contenido de agua o de hidrocarburos y el valor de su saturación.

Otra generación de registros es el que está basado en la medida de la radioactividad natural de la Tierra, ya que cada tipo de roca tiene su propio valor de radioactividad dependiendo de su contenido de potasio, torio y uranio. De las rocas sedimentarias más comunes, la única que es radiactiva es la lutita. La sonda, llamada GR o rayos gama, registra estos rayos emitidos por la roca, indicando el mayor valor hacia la derecha. Una

variación en el llamado registro de rayos gama espectral, que además de identificar el tipo de roca, también identifica la fuente de radiación.

b) Registros radiactivos

Estos registros usan una fuente radioactiva para medir la porosidad y la densidad de las rocas. En estos se puede citar los siguientes.

Registro de porosidad por neutrones (NL)

La fuente bombardeo partículas atómicas, neutrones, de alta velocidad, que al llegar a la roca son rebotadas, pudiéndose presentar dos casos extremos:

- Roca muy densa que tiene mayor cantidad de átomos por unidad de volumen, en cuyo caso el rebote es rápido y casi sin pérdida de energía.
- La roca es porosa, tiene menor cantidad de átomos por unidad de volumen que la anterior, y contiene fluidos, que a su vez tiene átomos de hidrógeno que absorben parte de la energía de la corriente de neutrones, por lo que el rebote será a menor velocidad, con energía disminuida y con una componente adicional de rayos gama.

Registro de densidad o registro Gama-Gama (FDL)

La fuente lanza rayo gama y su reflejo será función de la densidad de la roca que incida. Si la roca es densa, su contenido de electrones será grande y absorberá parte de los rayos gama, reduciendo la cantidad de estos que regresa al detector. Por el contrario, una roca porosa devolverá la mayor cantidad de rayos gama.

La calibración del registro de porosidad por neutrones se hace considerando que el contenido de los poros son líquidos, en el caso del gas esto significa una lectura incorrecta, por lo que es común correr simultáneamente los registros NL y FDL, para detectar las divergencias de valores de porosidad en un punto dado, ya que el FDL dará un valor mayor

que el registrado por el NL, a esto se le llama efecto del gas. Con esta información se pueden aplicar valores de correlación y factores de ajuste.

c) Otros registros.

Registro de calibración de agujero

Se utilizara para medir el diámetro interior del agujero, que dependerá del diámetro de la barrena, el grosor del enjarre formado por el lodo y del tipo de formación que atraviesa. Por ejemplo, una roca suave, poco consolidada, tenderá a romperse creando cavidades en las paredes del agujero, ampliando el diámetro nominal del mismo, este fenómeno se puede presentar en cuerpos de sal que son disueltos por el agua del lodo de perforación.

Registro micro-calibrador

Permite tener un registro continuo del diámetro del agujero.

Registro de velocidad de sonido (AVL)

El registro sónico tiene transmisor que emite ondas acústicas y dos receptores que miden la velocidad el sonido en cada estrato. El tiempo que tarda el sonido para viajar entre los dos receptores, se llama intervalo de tiempo de transición en microsegundos por pie.

A mayor porosidad de la roca y mayor contenido de fluidos, la velocidad del sonido a través de ellas será menor. Cada tipo de roca sedimentaria tiene un valor típico de velocidad.

Por ejemplo: Arenisca varía de 11,500 a 16,000 pie/seg (87 a 62 mseg/pie), mientras que una caliza varía de 13,000 a 18,000 pie/seg (77 a 54 mseg/pie).

De igual forma se tiene que la velocidad en el agua es de 1500 pie/seg (667 mseg/pie), y en el gas es de 5000 pie/seg (200 mseg/pie).

Debido a que la variable dominante en un registro sismológico es el tiempo, y en un registro geofísico, la variable dominante en la profundidad a distancia, las correlaciones entre estos registros requieren de ajustes con base en parámetros conocidos, como puede ser la velocidad sísmica en cada estrato.

Una forma de correr en paralelo estos tipos de registros es el llamado VSP o perfil sísmico vertical, que consiste con correr un geófono desde el fondo de un pozo, haciendo escalas cada 15 ó 30 metros, y generando una emisión de energía sísmica en la superficie en cada una de estas escalas. Los avances en la tecnología de la computación y la electrónica, han mejorado considerablemente los registradores, las sondas y los procesos de la información. Creándose registros compuestos en los que se pueden apreciar prácticamente todas las características de las formaciones analizadas, por lo que constituyen una herramienta muy valiosa.

2.12. Generación De Localizaciones Exploratorias.

El proceso para generar una localización exploratoria, comúnmente cubre las siguientes etapas:

- *Oportunidad visualizada:* Identificación de una oportunidad para generar una localización exploratoria.
- *Oportunidad evaluada geológicamente:* Evaluación preliminar del riesgo, volumetría y valor de la oportunidad.
- *Oportunidad registrada:* Registro en base de datos, jerarquizar y comparar con otras oportunidades.
- *Oportunidad de complementar información:* Análisis de requerimientos de información complementaria.
- *Localización en estudio:* Evaluación formal de riesgo, volumetría y valor.
- *Localización generada:* Documentación que avala la localización exploratoria.
- *Localización aprobada:* Aprobación para su perforación.
- *Pozo exploratorio:* Plan, programa y ejecución de la perforación de un pozo en la localización exploratoria.
- *Posmorten:* Evaluación de resultado de la perforación.

2.13. Estratigrafía De Secuencias.

El análisis de la información compilada y validada es la base de esta tecnología, que consiste en la interrogación de datos sísmicos, palos ambientales, bioestratigráficos, afloramientos, registros de pozos, ambientales de depósito, y litofacies, que permiten definir las secuencias de depósito de las rocas dentro de un marco. La única forma de corroborar tiempo geológico (marco crono estratigráfico), comprendido entre 0.5 y 5 millones de años. Con esta metodología es posible determinar las etapas de subsidencia tectónica de una cuenca, definir posibles sistemas petroleros, con énfasis en la distribución de las capas sello y predecir la continuidad, permeabilidad y porosidad de los yacimientos.

2.14. Geoquímica.

La aplicación de la Geoquímica se inició en las últimas décadas y ha sido un arma muy poderosa en el estudio de las rocas generadoras. Se basa en el análisis de las muestras de rocas extraídas de los pozos, a fin de determinar el contenido y calidad de materia orgánica, contenido en dichas muestras, mediante la medición del efecto de las reacciones químicas provocadas por la temperatura (pirólisis), complementando con el análisis óptico de las muestras, usando los métodos de luz transmitida, luz reflejante y luz fluorescente.

El contenido orgánico se clasifica según su composición como: kerogeno I, kerogeno II, etc., y por su grado de madurez de acuerdo con el llamado índice de alteración térmica, que define tres grandes grupos:

- (a)** *Inmaduras*, donde no existen las condiciones para la transformación de la materia orgánica en petróleo.
- (b)** *Maduras*, donde las condiciones son favorable para la generación del petróleo y que define a lo que se conoce como "ventana de petróleo".
- (c)** *Sobremaduras*, donde las condiciones son favorable para la generación de gas.

De igual forma, es posible con esta información establecer correlaciones entre las características geológicas distintivas registradas en varios pozos, y

a la elaboración de secciones transversales, que son indispensables para tener un mejor conocimiento del yacimiento, hacer la correcta planeación del desarrollo del campo y planear la explotación racional del yacimiento.

2.15. Fósiles y Microfósiles.

Los restos reservados, plantas y animales en las rocas sedimentarias, denominados fósiles, constituyen una buena manera de conocer la edad de dichas rocas; ya que de acuerdo con la teoría de la evolución cada especie vivió en determinada época, se extinguió y fue reemplazada por otra especie. Y por lo tanto, su existencia registra esa época en particular, y en consecuencia, la edad en que se formó la roca que los continentes, esto es, que las rocas más antiguas contendrán fósiles más viejos y las más recientes, aquellos más jóvenes.

Los fósiles se forman por la calcificación de algunas conchas, por la conservación de esqueletos, por el depósito de minerales en los poros de conchas y huesos, o por los restos de plantas en forma de películas de carbón.

Por su parte. Los microfósiles son fósiles de tamaño tan reducido que sólo pueden verse de un microscopio. También son distintivos de cada época y se utilizan en la Bioestratigrafía para identificar la edad de las rocas. Es común nombrar una zona o biozona, con el mismo nombre de los microfósiles ahí encontrados. La presencia de un microfósil en particular.

Algunos de los microfósiles más comunes son:

FORAMINÍFERAS.- Animales unicelulares con concha de carbonato de calcio.

RADIOLARIOS.- Animales unicelulares marinos con concha de bióxido de sílice.

COCCOLITHS.- Placas derivadas de las conchas calcarias de algas marinas.

DIATOMEAS.- Plantas unicelulares con concha de bicarbonato de sílice que flotan en el agua.

ESPORAS Y POLEN.- Provenientes de las plantas.

3. YACIMIENTOS EN ROCAS CARBONATADAS.

La definición de un yacimiento está basada en los conceptos que constituyen el sistema petrolero, que es la siguiente.

“Es una roca con la porosidad y la permeabilidad necesarias y suficientes para almacenar hidrocarburos, con características estructurales y/o estratigráficas para formar un trampa, con una capa sello que impida el escape de dichos hidrocarburos y que su formación sea anterior a la migración de los mismos”.

3.1. Fluidos Contenidos En El Yacimiento.

Generalmente en un yacimiento petrolero, se encuentran contenidos agua, aceite y gas, este último disuelto con el aceite o en forma de casquete, y que por su diferencia de densidades, tienden a acomodarse en tres capas, quedando el gas en la parte superior, el aceite en medio y el agua debajo de éste. Los planos que separan estos fluidos no son estrictamente horizontales ni homogéneos a lo largo de todo el yacimiento.

Por ejemplo, en el contacto agua-aceite, debido a la acción de las fuerzas capilares, existe una zona de transición de alrededor de 5 metros de espesor, donde se tiene tanto aceite como agua; mientras que en el caso del contacto gas-aceite, la saturación de la fase líquida y la gran diferencia entre la densidades entre el gas y el aceite, hacen que no exista una zona de transición tan marcada.

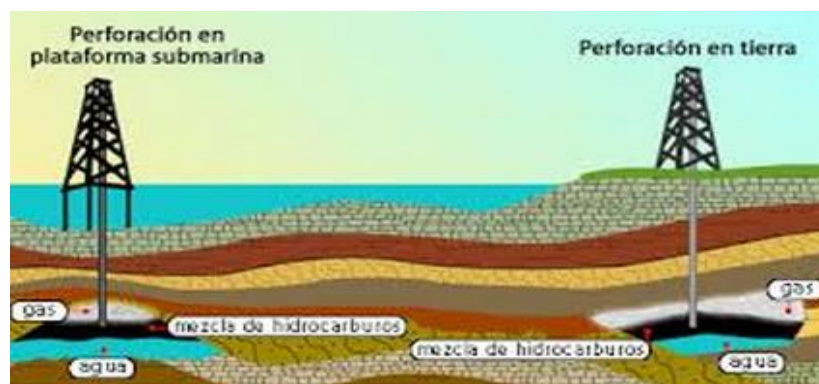


Figura 3.0. Yacimientos petroleros, se puede observar cómo se encuentran separados los fluidos dentro del yacimientos por su diferencia de densidades (tomada de <http://cuentame.inegi.org.mx/impresion/economia/petroleo.asp>).

3.1.1. Agua Congénita.

Como ya se comentó, los yacimientos petroleros han sido descubiertos generalmente en rocas sedimentarias, que por su origen contienen cierto volumen de agua de mar, llamada “agua connota o congénita”. Si el agua congénita se encuentra debajo de la zona de hidrocarburos, se le llama “agua de fondo”, si se rodea al yacimiento se le conoce como “agua marginal”.

Este volumen puede ser determinado mediante las pruebas de laboratorio que se hacen a las muestras de rocas, llamados núcleos, extraídas durante la perforación, o a través de registros geofísicos tomados en los pozos. El valor así obtenido se conoce como saturación de agua (S_w), y representa un porcentaje en relación con el volumen total de poros.

3.1.2. Aceite.

Debido a que frecuentemente los espacios entre los poros son capilares (muy pequeños), las gotas de aceite quedan rodeadas por el agua, que a su vez, forma una película en las paredes de los poros. En otras ocasiones, el aceite desplaza el agua congénita y entonces forma también una película alrededor de los granos de la roca.

Para determinar el volumen de aceite en un yacimiento, se procede en forma similar al cálculo del agua congénita, conociendo el volumen de poros (área x espesor x porosidad), se multiplica por el valor de la saturación de aceite (S_o), que es la diferencia entre el volumen total almacenado menos la saturación del agua ($1-S_w$).

3.1.3. Gas

En menor o mayor porcentaje, el gas natural siempre se encuentra asociado al aceite en el yacimiento, y dependiendo de su relación gas-aceite, los yacimientos serán bajo saturados o saturados, en cuyo caso se tendrá una porción de gas libre formando un casquete.

Como se verá más adelante, el gas constituye una de las fuerzas más importantes que impulsan al aceite hacia la superficie. En la medida en

que se explota el yacimiento, se modifican las condiciones originales de presión y temperatura, el gas se va liberando y la energía disponible se va reduciendo; por lo que es importante tener el conocimiento y control de la relación gas-aceite a fin de establecer el ritmo de explotación que permita aprovechar en forma eficiente dicha energía.

Durante la época en que el gas no tenía ningún valor comercial, en ocasiones se perforaba a través del casquete de gas para alcanzar el aceite que se encontraba debajo, lo cual hizo que se perdiera mucha energía y se quedara mucho aceite sin recuperar. Con las nuevas tecnologías, muchos de estos campos depresionados han vuelto a ser económicamente atractivos y se están explotando nuevamente. También existen yacimientos de gas no asociados, donde solo se encuentra gas y no aceite.

Dependiendo del tipo de fluido que contenga los yacimientos se clasifican como:

- a) aceite negro.
- b) aceite volátil.
- c) gas y condensado.
- d) gas no asociado.

3.2. Fuerzas Impulsoras De Los Fluidos.

Para que se pueda obtener la recuperación de los fluidos contenidos en un yacimiento, es necesario que exista alguna fuerza que los impulse a moverse del yacimiento hacia el pozo y de éste hacia la superficie. Estas fuerzas son:

(a) Gradiente de presión.- Es la diferencia de presión que existe entre dos puntos. Si la presión medida en el pozo es menor que la del yacimiento, las áreas de mayor presión ejercerán una fuerza sobre los fluidos que los hará moverse hacia el pozo.

Si la presión no es suficiente para llevar a los hidrocarburos hasta el pozo, es posible utilizar algún método de recuperación secundaria, como la inyección de agua, a fin de proporcionar al yacimiento la energía requerida para su explotación comercial.

Es muy frecuente que la energía disponible en el yacimiento sólo mueva al aceite hasta cierto nivel dentro del pozo, pero sin alcanzar la superficie, en cuyo caso, es necesario utilizar alguno de los llamados "sistemas artificiales de explotación", para suministrar la energía faltante y bombear el aceite hasta la superficie.

- (b) *Fuerza de gravedad.*- Esta fuerza actúa en aquellos pozos que se perforan en los flancos de las estructuras, dentro de la zona impregnada de aceite, haciendo que los fluidos se muevan de los puntos altos hacia el pozo.
- (c) *Presión capilar.*- Esta fuerza se puede describir mediante el siguiente experimento sencillo: Si se introduce parcialmente un papel absorbente en un recipiente con tinta, se podrá observar que la tinta sube por la parte del papel que se encuentra fuera del recipiente, debido a que la tinta ha sido atraída por los pequeñísimos orificios que existen en la estructura del papel. Este mismo fenómeno se presenta en el yacimiento cuando el aceite y el agua se mueven a través de los pequeños poros de la roca (véase figura 3.1).

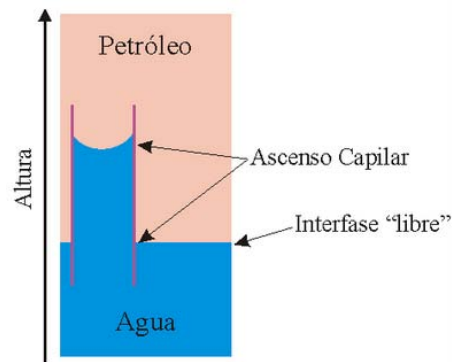


Figura 3.1. Ascenso capilar de la interfase agua – petróleo (tomado de http://www.inlab.com.ar/pc_general.htm).

3.3. Mecanismos De Empuje.

Puesto que un yacimiento está constituido por una formación rocosa permeable rodeada de otras impermeables, es necesario que exista algún mecanismo que actúe junto con las fuerzas ya comentadas, a fin de que los fluidos sean removidos de ese espacio cerrado (véase figura 3.2).

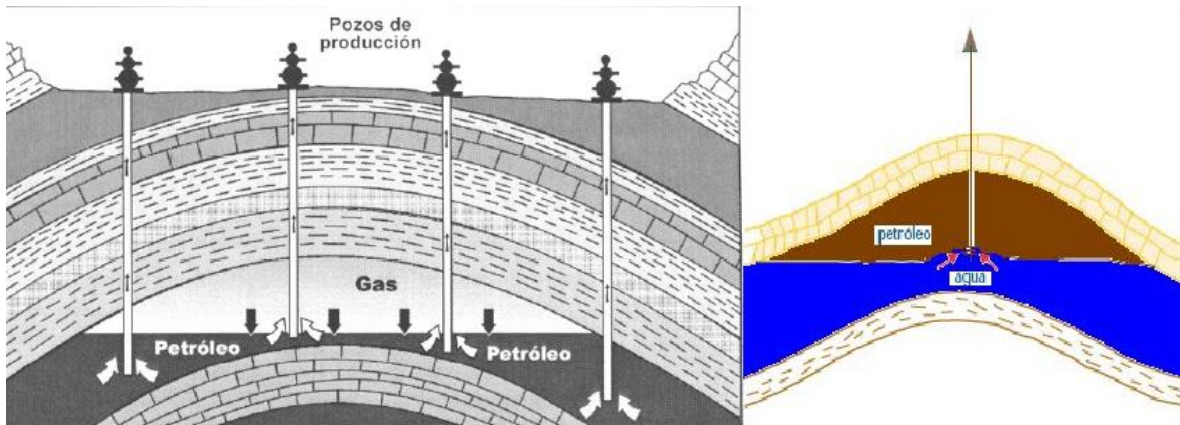


Figura 3.2. Diferentes mecanismos de empuje en yacimientos petroleros, el primero corresponde a empuje por casquete de gas y el segundo empuje hidráulico (tomado de <http://mipetrosite.blogspot.mx/2009/11/mecanismos-de-produccion.html>).

3.4. Categoría De Los Mecanismos De Empuje.

3.4.1. Por Agotamiento.

Que son los que utilizan alguna fuerza propia del yacimiento, misma que se va agotando en la medida en que se usa, tal como:

(a) Gas En solución.

Este mecanismo se presenta en aquellos yacimientos de aceite saturado, cuya presión es tal que no permite la existencia de gas libre; sin embargo, con la extracción del aceite, la presión disminuye y el gas se libera, formando burbujas que al expandirse crean una presión sobre el aceite, impulsándolo hacia el pozo y hacia la superficie. La explotación inicial en un yacimiento con este tipo de empuje requiere normalmente de algún sistema de bombeo, ya que en la medida en que avanza su explotación y la presión declinada, la relación gas-aceite aumenta hasta cierto límite, a partir del cual también declina con rapidez.

(b) Casquete De Gas

Durante la explotación de la zona de aceite, el gas del casquete se expandirá creando una energía que empujará el aceite hacia los pozos y a la superficie. Este tipo de empuje es muy estable y no declina tan

rápidamente con el anterior, por lo que permite una mayor vida fluyente de los pozos y una recuperación final del volumen original, dos veces mayor que la obtenida en un yacimiento con empuje de gas en solución.

3.4.2. Hidráulico.

En este caso la fuerza la proporciona el agua y es externa al yacimiento. A diferencia del empuje por agotamiento donde normalmente no se produce un gran volumen del agua, a menos que se perforen pozos cercanos al contacto agua-aceite, particularmente en los flancos de la estructura; en los yacimientos con empuje hidráulico el agua va llenando los espacios porosos al desplazar al aceite, y es necesario tener un buen control del contacto agua-aceite y de porcentaje de agua en la producción de aceite, ya que se pueden presentar diversos problemas que afectarán tanto la producción diaria como la recuperación final (véase figura 3.3).

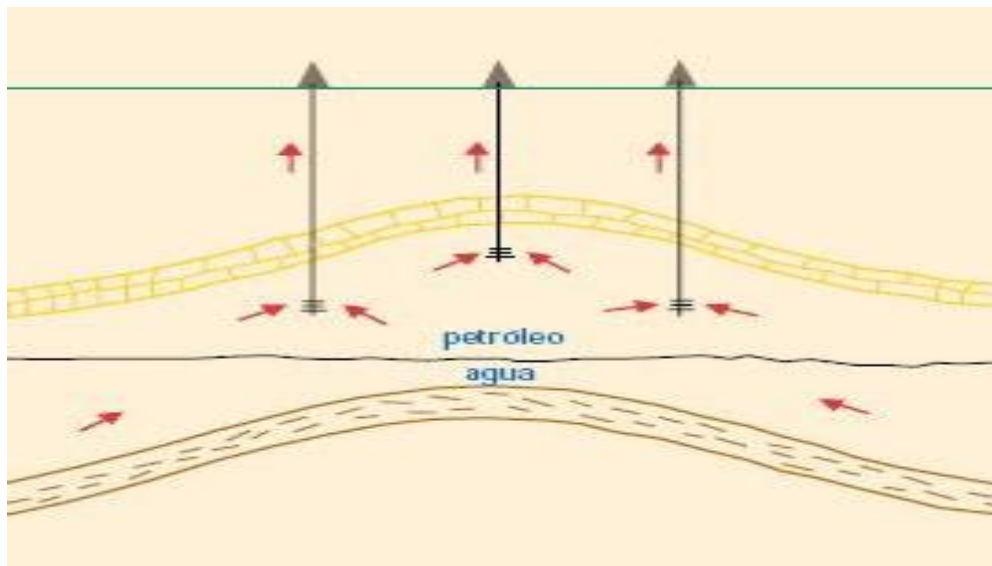


Figura 3.3. Mecanismo de empuje hidráulico (tomada de <http://robertyaci.blogspot.mx/2009/11/mecanismos-de-produccion.html>).

Por ejemplo, si la extracción del aceite es más rápida que la entrada de agua, la presión de agua declinará y el mecanismo de empuje será ineficiente.

En caso contrario, si el ritmo de extracción de aceite es muy alto, se acelerará la entrada de agua al pozo provocando el “efecto de conificación”, creando un cono invertido que impide el flujo de aceite hacia la superficie.

Sin embargo, en términos generales se puede decir que éste es el mecanismo de empuje más eficiente, ya que la presión del yacimiento permanecerá alta en la medida que el volumen de aceite desplazado sea reemplazado por otro igual de agua. Lo que provocará que la relación gas-aceite también permanezca baja, que no habrá gas liberado por caída de presión, y que el pozo continúe fluyendo hasta que se agote la reserva correspondiente a su radio de drene.

Es factible que en los yacimientos se den combinaciones de mecanismos y fuerzas de empuje. Es común tener empuje hidráulico y por agotamiento, junto con fuerzas capilares y de gravedad. Lo importante es identificar estos mecanismos y establecer los programas de extracción que permitan utilizarlos eficientemente y lograr una explotación racional de los yacimientos.

3.5. Modelo ó Caracterización De Un Yacimiento.

En la medida en los yacimientos “fáciles” se fueron descubriendo, aumentó la necesidad de encontrar nuevos yacimientos cada vez más profundos e imposible de alcanzar, obligándonos a conocer cada vez con más detalle sus características, a fin de incrementar de recuperación final y reducir los costos de explotación. Lo que dio lugar al nacimiento de una nueva rama de la ciencia; el estudio formal de la física de la yacimientos, cuya tecnología ha avanzado considerablemente, integrando disciplinas relativas a la geofísica, la geología, la ingeniería petrolera y más recientemente, a la computación aplicada.

En conjunto, estas disciplinas han logrado adquirir y procesar una gran cantidad de información creando modelos físicos y matemáticos, con los que se caracterizan los yacimientos. Se tienen los tipos de caracterización: la estática y la dinámica (véase figura 3.4).

Modelo o caracterización estática.- Donde se obtienen los modelos geológicos regionales y el sedimentológico, se hace el análisis de los núcleos y la evaluación petrofísica.

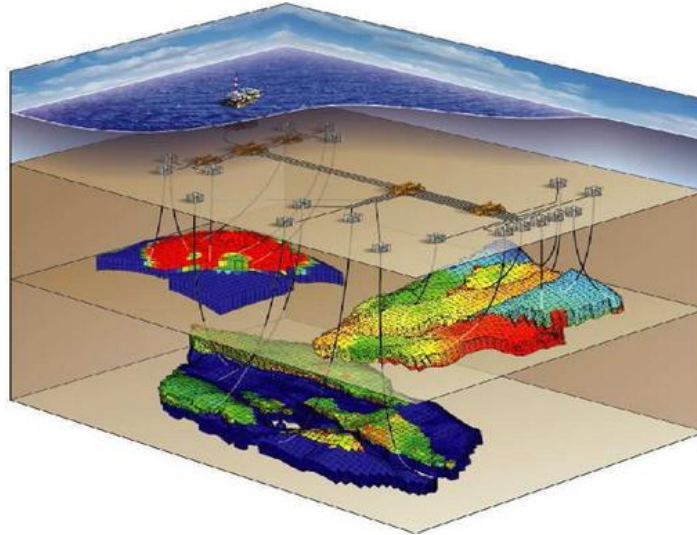


Figura 3.4. Caracterización estática de un yacimiento petrolero (tomado de <https://devblogs.nvidia.com/parallelforall/amgx-v1-0-enabling-reservoir-simulation-with-classical-amg/>).

Modelo de caracterización dinámica.- En la que se incluyen las pruebas de presión, se efectúan análisis nodales, (estudio de gastos y presiones a través de orificios controlados), determinación de espaciamento y número óptimo de pozos a perforar, trayectoria de esos pozos y pruebas de producción, incluyendo el análisis de fluidos producidos (véase figura 3.5).

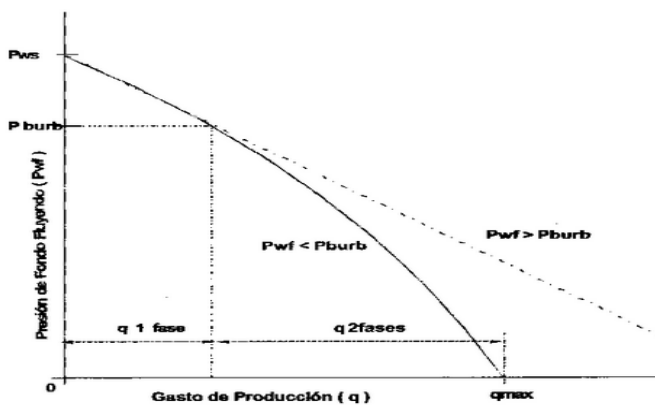


Figura 3.5. Grafica que describe el comportamiento del gasto con respecto a la presión en el yacimiento (tomado de <http://es.slideshare.net/LeonardoK666/analisis-nodal-13728133>).

Como resultado de todo ello, se tiene el mejor conocimiento de las características geológicas, petrofísicas, sedimentarias, de contenido de fluidos, mecanismos de empuje y condiciones óptimas de explotación. Este proceso es continuo, y en la medida que se obtiene una información, los modelos se retroalimentan y se ajustan. Como ejemplo de lo anterior de muestra una secuencia de actividades cíclicas en la avance del conocimiento de un yacimiento (véase figura 3.6).

- Geología superficial
- Sismología
- Modelo geológico preliminar
 - Perforación pozo exploratorio
 - Registros geofísicos
 - Estudios petrofísicos
 - Análisis geoquímicas
 - Pruebas de presión
 - Análisis PVT de los fluidos
 - Reinterpretación de la sismología

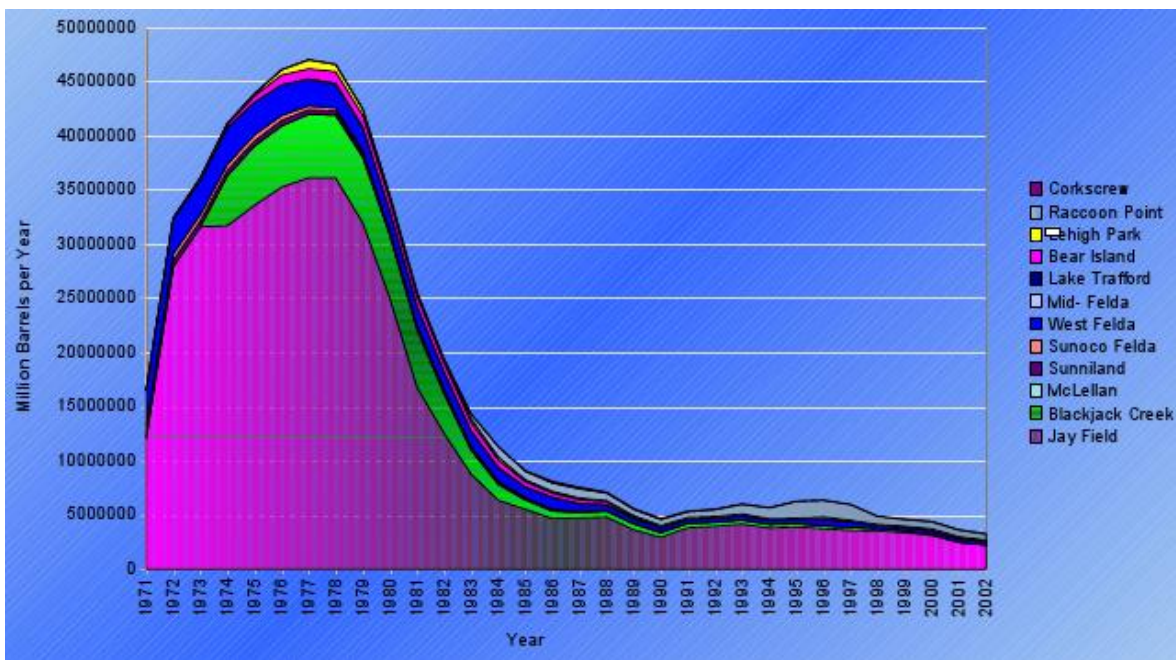


Figura 3.6. Grafica de pronóstico de producción (tomado de <http://www.cenit-del-petroleo.com/saber-mas/>).

3.6. Recursos Y Reservas.

Por definición, los recursos son todos los hidrocarburos que se generaron en el subsuelo, mientras que las reservas son la porción de esos hidrocarburos que pueden ser recuperadas económicamente y con las tecnologías disponibles.

La clasificación de los recursos y de las reservas depende fundamentalmente del grado de conocimiento que se tenga de su existencia. Por lo tanto, dicha clasificación va de lo general a lo particular; del total de recursos existentes, unos ya han sido descubiertos y el resto no. De los descubiertos, unos no pueden ser recuperados, otros ya han sido explotados y el resto constituirá las reservas. De los aún no descubiertos, algunos seguramente no podrán ser recuperados, y el resto tendrá diferentes grados de certidumbre en su recuperación.

Los recursos son conocidos en la ingeniería de yacimientos como el volumen original de hidrocarburos, denominados "aceite in situ, OIP (oil in place) y gas in situ GIP (gas in place).

Para calcular este volumen, es necesario tener información de la geología del yacimiento, su génesis, litología y dimensiones; así como de las características de los fluidos contenidos en el yacimiento y de los mecanismos de empuje.

El primer paso es determinar el espesor bruto o total del intervalo de la formación a explotar, después se debe determinar que porcentaje de este volumen contiene hidrocarburos, y que constituye el espesor neto de la formación.

Posteriormente, se calcula el volumen original que puede contener el yacimiento, mediante el método volumétrico que relaciona el volumen por unidad de área (acre x pie), la porosidad, la saturación de aceite o gas mediante la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w)}{Boi} \dots(3.0)$$

$$G = \frac{43560 * Vb * \varphi * S_{gi}}{B_{gi}} \quad \dots(3.1)$$

Los factores de volumen de aceite y del gas se refieren al efecto de encogimiento de aceite y de la expansión del gas como consecuencia directa de la reducción de presión.

En el caso del aceite saturado, éste va liberando gas en la medida en que se disminuye la presión original del yacimiento, por lo que al llegar a la superficie se volumen se ve reducido de 1.0 a 0.6 veces, dependiendo de la cantidad de gas que se libere; a esta valor se conoce como factor de encogimiento. Al valor inverso de este factor se conoce como factor de volumen del aceite (B_o), que es la relación entre ambos volúmenes y que varía entre 1.0 y 1.7.

Por el contrario, el gas sufre una expansión bajo el efecto de la caída de presión y de las temperaturas originales. Al volumen de gas natural en el yacimiento que se expande a un pie cúbico en la superficie se le conoce como factor de volumen del gas (B_g) (véase figura 3.7).

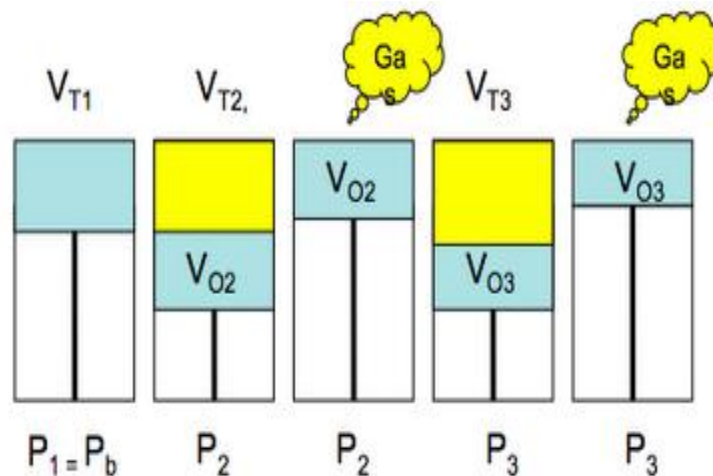


Figura 3.7. Prueba de análisis PVT, la cual consiste en variar la presión y temperatura para observar la expansión o encogimiento del aceite y gas (tomada de <http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/analisis-pvt-liberacion-diferencial-e.html>).

3.7. Factor De Recuperación.

Dependiendo de factores tales como la viscosidad del aceite, de la permeabilidad del yacimiento y los mecanismos de empuje, sólo será posible extraer un porcentaje de los volúmenes originales.

A este valor se le conoce como factor de recuperación, cuyo valor estadístico en una explotación primaria varía de la siguiente manera:

Mecanismo de empuje (aceite)	Factor de recuperación
Gas en solución	5 a 30%
Casquete de gas	20 a 40%
Acuífero activo	35 a 75%
Gravedad	50 a 70%
Mecanismo de empuje (gas)	
Gas en expansión	75 a 85%
Acuífero activo	60%

La aplicación de métodos de recuperación secundaria o mejorada puede incrementar estos porcentajes de recuperación.

3.8. Reservas.

El factor de recuperación aplicado al volumen original de hidrocarburos dará la medida del volumen de reservas. Como todo el estudio del yacimiento, este factor esta sujeto a revisión en la medida de se disponga de más y mejor información. Por lo que las ecuaciones básicas que determinan el volumen de reservas son:

$$\text{Aceite} = \frac{\text{Volumen bruto} * 7758 * \text{porosidad} * \text{saturación de aceite}}{\text{Factor de volumen del aceite}} \dots (3.2)$$

$$\text{Gas} = \frac{\text{Volumen bruto} * 43560 * \text{porosidad} * \text{saturación del aceite}}{\text{Factor de volumen del gas}} \dots (3.3)$$

De igual forma, la certidumbre en cuanto a las reservas las clasifica en originales, probadas, posibles y probables.

- (a) *Reservas originales.*- Volumen original de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables.
- (b) *Reservas probadas.*- Volumen de hidrocarburos estimados a condiciones atmosféricas, que por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima, con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables bajo las condiciones económicas del momento, métodos operaciones y regulaciones gubernamentales. Éstas podrán ser o no desarrolladas.
- (c) *Reservas probable.*- Reservas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son factibles de ser comercialmente recuperables.
- (d) *Reservas posibles.*- Volumen de hidrocarburos donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

En la actualidad las reservas se han clasificado de la siguiente manera.

- (a) Reserva 1P (probadas)
- (b) Reserva 2P (probadas + probables)
- (c) Reserva 3P (probadas + probables + posibles)

En la medida en que se va explotando un yacimiento se debe cuantificar la reserva remanente, lo cual se hace con el método volumétrico ya descrito, o por medio del método de balance de materia, que relaciona la caída de presión del yacimiento con el vaciamiento en el tiempo de los fluidos contenidos originalmente, tomando en consideración la posible entrada de agua y suponiendo que el volumen de poros permanece constante, o que se modifica bajo un esquema predecible.

3.9. Yacimientos Carbonatados Relevantes En México.

Actualmente, en las cuencas petroleras del mundo, los yacimientos carbonatados aportan una gran cantidad de hidrocarburos, alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en yacimientos carbonatados con un enorme potencial de reservas de gas, mayor aun que los yacimientos en rocas clásticas. Los rangos de producción más sustanciales se presentan en yacimientos carbonatados (véase figura 3.8).

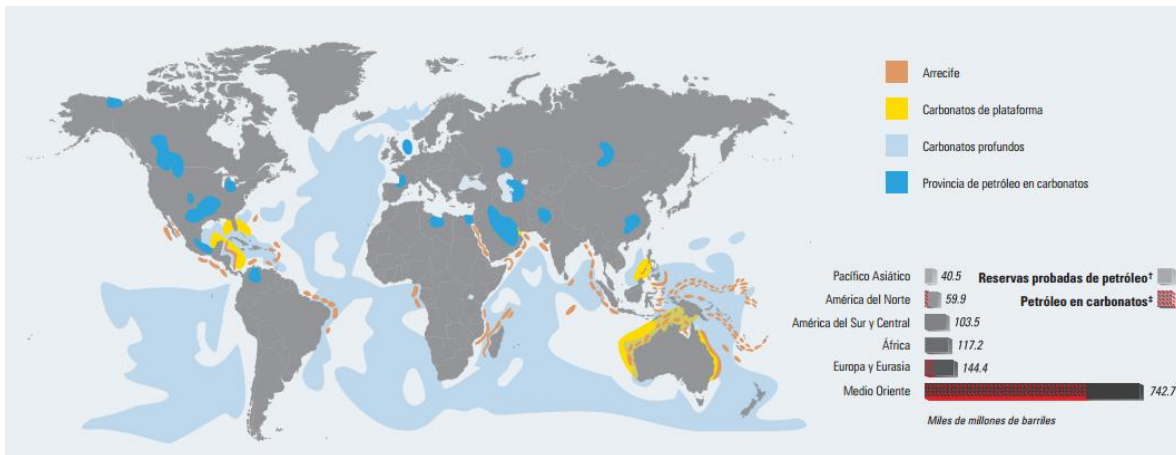


Figura 3.8. Distribución mundial de la reservas en carbonatos (tomada de Schlumberger Market Analysis, 2007).

En México existe una gran cantidad de yacimientos carbonatados, un ejemplo es el complejo Cantarrell, que es el yacimiento más importante en México por sus elevados rangos de producción y por la enorme cantidad de hidrocarburos que contiene y que ha producido.

Los yacimientos carbonatados presentan una imagen de extremos. Los yacimientos pueden ser colosales aunque sus poros pueden ser microscópicos, la permeabilidad de la matriz puede ser muy baja, mientras que los fluidos fluyen como ríos a través de las fracturas. Las técnicas de evaluación que tienen éxito en los yacimientos de areniscas a veces fallan en los yacimientos carbonatados. Estas variaciones complican tanto la evaluación de los yacimientos como la recuperación de hidrocarburos.

Es de suma importancia que el ingeniero petrolero conozca lo más posible acerca de este tipo de yacimientos, ya que la mayor parte de la

producción de hidrocarburos se obtiene y se seguirá obteniendo de yacimientos en rocas carbonatadas.

3.10. Clasificación de Rocas Carbonatadas.

La mayor parte de los carbonatos se desarrollan a partir de los sedimentos biogénicos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino. Otros tipos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas, o como precipitados de las aguas marinas. Normalmente, los fragmentos que componen la mayor parte de los carbonatos han viajado mucho menos que los sedimentos siliciclásticos. Existen cuatro clasificaciones de mayor uso en la actualidad, pero la clasificación de Dunham basada en la textura es la más ampliamente usada.

- Clasificación de Dunham
- Clasificación de Fol.
- Clasificación de Embry y Klovan
- Clasificación por tamaño de grano

Una de las ventajas de la clasificación de Dunham es que teniendo una muestra de roca es fácil identificarla de acuerdo a uno de los siete términos básicos que propone Dunham, y unos pocos que resultaron de modificaciones posteriores a este trabajo (véase figura 3.9).

Mudstone: Este es el término para las rocas que a simple vista se detecta que en su mayoría están formadas por lodo carbonatado, los granos (fósiles, ooides, etc.)

Son menos del 10% de la roca.

Wackestone: En este caso los granos ya son un porcentaje mayor al 10% de la roca, y están soportados por lodo, esto es como si flotaran en una matriz de lodo.

Packestone: Tiene una gran cantidad de granos con lodo entre ellos, pero aquí ya no son soportados por el lodo sino por granos, esto es que ya no parecen flotar sino que están apoyados unos con otros.

Grainstone: La cantidad de granos es superior a la de una packestone, con esparita entre ellos y con muy poco o sin nada del lodo (fango microcristalino).

Boundstone: Los componentes orgánicos originales se consolidan en la roca desde su depositación (como son colonias de corales y estromatolitos).

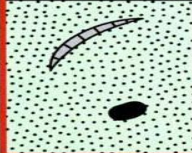
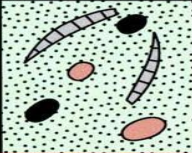
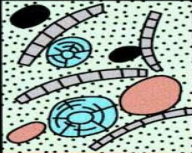

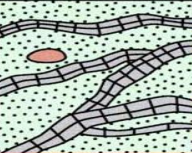
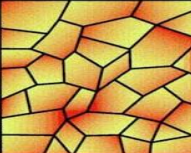
Textura deposicional reconocible				Componentes originales unidos durante el desarrollo de una bioconstrucción	Textura deposicional no reconocible
Componentes originales no unidos durante la sedimentación			Esqueleto clasto-soportado sin barro micrítico		
Con barro micrítico		Esqueleto grano-soportado			
Esqueleto matriz-soportado					
< 10 % granos	> 10 % granos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Cristalina
					

Figura 3.9. Clasificación de Dunham para rocas carbonatadas 1962 (tomada de <http://pendientedemigracion.ucm.es/info/petrosed/rc/cla/>).

Los carbonatos se identifican por factores como la textura deposicional, los tipos de grano o de poro, la composición de la roca, la diagénesis, la capacidad de diferenciar las unidades de flujo actuales de las unidades deposicionales originales en cada vez más importante que diferenciar otros aspectos de la clasificación, el emplazamiento óptimo del pozo depende de cuan bien se comprendan las unidades de flujo actuales.

Una vez depositados, los sedimentos pasan por la diagénesis, es decir, los cambios químicos y físicos posdeposicionales que convierten el sedimento en roca sólida, la diagénesis de los carbonatos puede modificar de manera significativa la permeabilidad y el espacio entre los poros, los carbonatos son altamente susceptibles a la disolución, los granos se pueden disolver para formar un nuevo espacio entre poros y la disolución a lo largo de las fracturas y planos de estratificación puede formar grandes cavidades.

La diagénesis de los carbonatos generalmente implica reemplazar la calcita y la aragonita originales por la dolomía mineral, un proceso denominado dolomitización que puede mejorar las características productoras de hidrocarburos.

Es evidente que en un yacimiento carbonatado pueden coexistir varios tipos de porosidad, desde el nivel microscópico hasta el tamaño de una cavidad, lo que hace la estimación de la permeabilidad y la porosidad así como el cálculo de reservas ser una tarea extremadamente difícil, una característica de los carbonatos es su susceptibilidad a la disolución. En la superficie, a medida que el agua y el dióxido de carbono forman el ácido carbónico, la disolución puede llevara una impresionante topografía cárstica, incluidos los sumideros, cavidades e intrincados patrones de drenaje como las corrientes que desaparecen en los sistemas cársticos activos.

Para la industria del petróleo los sistemas cársticos pueden ser un arma de dos filos: pueden causar un hundimiento de barrena y pérdida de fluidos durante la perforación, pero también pueden originar porosidades y permeabilidades extremadamente altas.

3.11. Yacimientos En Rocas Carbonatadas En México.

México se divide en 4 grandes regiones petroleras mostradas en la figura que son:

- Región Norte
- Región Sur
- Región Marina Noreste
- Región Marina Suroeste



Figura 3.9. Regiones petroleras de México (tomado de Provincias Petroleras de México, Pemex, 2013).

A continuación se presentan algunos yacimientos petroleros en rocas carbonatadas en México, así como su ubicación de acuerdo a la región a la que pertenecen.

3.11.1. Región Marina Noreste.



Figura 3.10. Región Marina Noroeste (tomado de Un siglo de la perforación en México, Schlumberger, 2004).

(a) Campo Cantarell.

El yacimiento es de la edad del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior, es una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada, en donde los procesos diagenéticos han incrementado sus porosidad y permeabilidad. Está constituida por clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. Esta brecha tiene una porosidad promedio entre 8 y 12 %, la saturación del agua varía de 14 a 21%, y su permeabilidad es de 3000 a 5000 mDarcy. La temperatura de yacimiento se encuentra entre 100 y 115 °C, y la salinidad del agua de la formación entre las 85,000 y 90,000 ppm. Se infiere que las formaciones principales del campo fueron originadas por la erosión de la plataforma de Yucatán.

Las formaciones del Jurásico Superior Kimmeridgiano y los Cretácicos Inferior y Medio, son dolomías fracturadas y alteradas por procesos diagenéticos, con porosidades promedio entre 4 y 8%, con permeabilidades de 800 mDarcy para el Jurásico y de 2, 000 para el Cretácico. La densidad del aceite en este complejo varía de 20 a 22 API.

(b) Campos Ku-Maloob-Zaap

El yacimiento es de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano, está constituido por dolomías que incrementaron su porosidad, permeabilidad por el fracturamiento y los procesos diagenéticos. El espesor promedio del campo de es 100 m., con una porosidad principalmente del tipo intercristalina y algunas fracturas, con rangos del 3 al 5 %. La saturación del agua promedio del campo es del 11 %, contando con el empuje de un acuífero activo.

La brecha del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior se compone, para los tres campos, de una brecha originalmente de calizas, que por procesos diagenéticos ha sido transformada en una dolomía, su espesor promedio es del orden de 300 m. Con porosidad tanto primaria como secundaria producto esta ultima de los procesos de disolución de los carbonatos, sus rangos de porosidad varían de 8 al 10 %. La saturación del agua promedio del campo es del 15 %.

El Eoceno de México está constituido por calcarenitas depositadas es un ambiente de plataforma somero, con porosidad primaria de 20 % y una saturación de agua de aproximadamente 20 %. El aceite producido es estos campos tiene una densidad que varía de 12 a 25° API.

3.11.2. Región Marina Suroeste.



Figura 3.11. Región Marina Suroeste (tomado de Un siglo de la perforación en México, Schlumberger, 2004).

(a) Campos Abkatún-Pol-Chuc

El yacimiento se encuentra alojado en una brecha sedimentaria dolomitizada y naturalmente fracturada en donde los procesos diagenéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad. Su constitución está dada por clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. La brecha se formó como consecuencia de la erosión de la plataforma de Yucatán.

La porosidad es principalmente inter cristalina, pero también se encuentra en fracturas y cavidades de disolución. Varía, en promedio de 6 a 14 %. La saturación de agua del complejo es de 12 a 25 %, su permeabilidad de 800 a 3,000 mDarcy. La temperatura de los campos va de los 134 a los 140°C. La salinidad del agua de la formación varía entre 70,000 y 90,000 ppm. Los campos se encuentran bajo un mecanismo de empuje hidráulico. El aceite producido en estos campos tiene una densidad de 28 a 32 °API.

(b) Campo Caan.

El yacimiento es una brecha sedimentaria dolomitizada, cuya porosidad es intercristalina, por fracturamiento y en cavidades por disolución de tipo yugular que varía entre 4 y 12 %, la permeabilidad promedio es de 1,500 mDarcy. Espesor neto impregnado es de 143 m., con una saturación promedio de agua de 15% °C, a las condiciones actuales cuenta con un casquete de gas. El aceite producido en este campo tiene una densidad de 30-36°API.

(c) Campos Och-Uech-Kax.

El yacimiento de campo Och está constituido por rocas carbonatadas representadas por dolomías intercaladas con dolomías microcristalinas arcilloarenosas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano. La porosidad promedio estimada es del 11 % y la saturación del agua es de 26 %. Su permeabilidad tiene un rango entre 30 y 200 mDarcy.

En el caso de Uech la porosidad promedio es de 5 a 8 % y la saturación del agua de 15 %. La permeabilidad se encuentra en los rangos de 500 a 1,500 mDarcy.

Kax se compone de dolomías, con una porosidad promedio de 8 % y una saturación de agua de 13 % y su permeabilidad se encuentra entre 2.3 a 4 mDarcy.

La salinidad promedio de estos campos se encuentra entre 180,000 y 220,000 ppm, la temperatura entre 140 y 150 °C, la densidad del aceite producido va de 36 a 41°API.

(d) Campo Sinan.

Este campo resultó ser productivo en dos yacimientos. El más somero, Cretácico Medio, se constituye por carbonatos fracturados de mar abierto. Su porosidad promedio es de 5 % con una saturación de agua del 24 % y una salinidad de 70,000-90,000 ppm. La temperatura del campo es de 143 °C, densidad del aceite.

El yacimiento más profundo, del Jurásico Superior Kimmeridgiano, se compone de carbonatos de tipo calcarenítico de ambiente de plataformas someras. La porosidad promedio de este campo es del 15 %, con una saturación de agua de 23 % y salinidad de 170,000 ppm. La densidad de aceite producido en este yacimiento es de 41 °API.

3.11.3. Región Norte.



Figura 3.12. Región Norte (tomado de "Un siglo de la perforación en México, Schlumberger, 2004).

(a) Campo Arenque.

El yacimiento con mayor producción es del Jurásico San Andrés. La facie de grainstone oolítico representa el desarrollo de los bancos calcáreos, y es la principal facie productora. La porosidad promedio estimada a través de registros Geofísicos y núcleos es de 18 % y la permeabilidad varía de 8 a 10

mDarcy. La saturación del agua de formación es de 30 % con una salinidad de 60,000 ppm. La temperatura del campo es de 125 °C y el aceite que se produce tiene una densidad de 3 °API.

El yacimiento del Cretácico Inferior está dividido en dos cuerpos, el A y el B. Mitológicamente se encuentra constituido hacia la base por un mudstone que varía a wackestone y packstone, frecuentemente se encuentra dolomitizado y presenta porosidad secundaria ínter cristalina y fracturas. Hacia la cima está representado por crestas con micro porosidad primaria y fracturamiento. La porosidad promedio varía de 11 a 12 % y la permeabilidad se encuentra entre 0.1 a 10 mDarcy. La saturación del agua de formación es del 26 % con una salinidad de 55,000 ppm. La temperatura del campo es de 125 °C.

La densidad del aceite que se produce en este campo es de 34 °API en el Jurásico, y de 22° API en el Cretácico Inferior.

(b) Campo Mata Pionche

El yacimiento principal es del Cretácico Medio. La porosidad varía del 5 al 11 % con una permeabilidad promedio de 0.3 mDarcy. La saturación del agua de formación es de 46 % con una salinidad que va de 12,000 a 35,000 ppm.

Este yacimiento produce aceite negro y gas asociado con una densidad de líquidos de 32 °API. Además de gas no asociado y condensados con densidades de hasta 42 °API. La temperatura del campo es de 91 °C.

(c) Campo Mecayucan.

El yacimiento principal es la formación Orizaba del Cretácico Medio, la porosidad promedio es de 6 % con permeabilidad promedio de 0.04 mDarcy, saturación de agua de formación de 35 % con salinidad de 35,000 ppm. A este nivel el campo produce aceite negro con densidad de 32 °API. La temperatura del campo es de 96 °C.

En el yacimiento del Cretácico Superior la porosidad promedio es de 10 % con permeabilidad promedio de 5 mDarcy. La densidad de los hidrocarburos es de 48 °API. Con temperatura del campo de 86 °C.

(d) Campo Poza Rica.

La formación Tamara consiste principalmente de una secuencia de turbiditas calcáreas depositadas en el talud medio y distal, producto de la erosión del borde arrecifal y la zona postarrecifal de la plataforma de Tuxpan. La porosidad es de 14 % y se deriva de procesos diagenéticos, habiéndose identificado por lo menos 4 diferentes etapas, además de estar naturalmente fracturado. La permeabilidad alcanza, en promedio, 6.5 mDarcy y la saturación de agua de la formación del 21 % y salinidad de 60,000 ppm. El campo es de aceite negro, saturado, con casquete inicial de gas y entrada parcial de agua. La densidad del aceite varía entre 30 y 32 °API. Con temperatura de campo de 90 °C.

(e) Campo San Andrés.

Los campos de San Andrés Superior e Inferior con bancos carbonatados de grainstone oolítico y de bioclastos e intraclastos, con desarrollos arrecifales dispersos. La porosidad promedio es del 15 % con permeabilidad de 5 mDarcy. Y saturación de agua de la formación de 35 % cuya salinidad es de 100,000 ppm. Los hidrocarburos producidos tienen densidad de 32 °API con temperatura de campo de 119 °C.

Para el yacimiento del Cretácico Inferior Tamaulipas Inferior, los carbonatos son densos, medianamente limpios y fracturados. El campo tiene temperatura de 118 °C. Y produce aceite de 29 °API.

En el yacimiento del Cretácico Medio Tamabra, la litología se compone de wackestone, packestone y grainstone café oscuro de bioclastos, cavernoso, de aspecto cretoso y brechas de talud, presentándose ligeramente fracturado en todos los casos. La saturación de agua de la formación es de 25 % con salinidad de 45,000 ppm. Este campo tiene hidrocarburos de 27 °API. Y la temperatura del campo es de 116 °C.

3.11.4. Región Sur.



Figura 3.13. Región Sur (tomado de Un siglo de la perforación en México, Schlumberger, 2004).

(a) Campo Agave.

El yacimiento presenta varios bloques, la porosidad es principalmente de tipo ínter cristalina con algunas fracturas, con un rango de variación del 3 al 5 %. El promedio de saturación de agua inicial es de 13 % con una salinidad de 170,000 ppm, su permeabilidad promedio es de 20.3 mDarcy. La temperatura del campo es de 132°C, y la densidad del aceite que produce este campo es de 50 °API.

(b) Campo Antonio J. Bermúdez

El yacimiento se encuentra en una serie de bloques que en su mayoría están conectados hidráulicamente, la edad de la roca generadora es Jurásico Superior Oxfordiano, Cretácico Superior, Medio e Inferior, y Paleoceno Inferior.

La porosidad es principalmente intercrystalina y por fracturamiento, en un promedio que oscila entre 6 y 7 % la saturación de agua varía entre 18 y 22 % y la permeabilidad entre 95 y 175 mDarcy. La temperatura del campo

es de aproximadamente 130 °C y la salinidad del agua de formación es de 270,000 ppm. La densidad del aceite se que obtiene en este campo varía entre 29 a 30 °API.

(c) Campo Bellota

En el yacimiento se tienen definidos 3 bloques principales con producción de aceite volátil. El primero al Norte produce en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Medio, mientras que los otros dos bloques, al sur y sureste, producen en Cretácico Medio y Superior.

El campo del Jurásico Superior Kimmeridgiano se caracteriza por estar constituida por dolomías que incrementaron su porosidad y permeabilidad debido al fracturamiento y los procesos diagenéticos a los que han estado sujetas. Posee una porosidad principalmente de tipo ínter cristalina y en fracturas, con rangos que van del 2 al 3.3 % la saturación promedio de agua del campo es del 10 %, la permeabilidad promedio es de 53 mDarcy. La temperatura del campo es de 150 °C y la densidad del aceite es de 42 °API.

Para el Cretácico Medio, las rocas del campo son dolomías que han mejorado su porosidad y permeabilidad debido al fracturamiento. La porosidad es principalmente de tipo ínter cristalina y en menor grado por fracturas con rangos que van del 3 al 3.5 %. La saturación promedio del agua de formación está entre el 11 y 12 % y permeabilidad promedio es de 10 mDarcy, la temperatura del campo es de 150 °C y la densidad del aceite es de 42 °API.

Para el Cretácico Superior, los sedimentos son brechas de dolomías que cambian de facies a calizas dolomitizadas, aumentando su porosidad y permeabilidad por el fracturamiento. Con una porosidad primaria y de fracturas, con rangos que van de 3 al 4 % y una permeabilidad que va de 20 a 60 mDarcy. La saturación del agua de formación es de 11 %, la temperatura del campo es de 149 °C y la densidad de su aceite es de 42 °API.

4. ANALISIS DE NUCLEOS.

La administración apropiada de la explotación de un yacimiento puede incrementar notablemente la recuperación de los hidrocarburos. Para desarrollar las estrategias adecuadas de la administración, se requiere de un conocimiento exacto de las características del medio poroso por el cual fluye el fluido del yacimiento, la calidad y las características de la roca que define este medio poroso. Además, la roca que no se considera parte del yacimiento es importante caracterizarla para ajustar modelos de la cuenca y ayudar en operaciones de perforación de los pozos.

Una de las fuentes de información más valiosa sobre las características litológicas y físicas, así como del contenido de los fluidos de las rocas, es una muestra obtenida directamente de las formaciones con los fluidos que contienen, extracción de núcleos es el término que se refiere a la técnica por medio de la cual se obtienen muestra relativamente grandes (por comparación con los recortes de perforación usuales) del material del yacimiento en su estado natural y de su lugar de origen llevándolas a la superficie para realizarles un amplio examen geológico-petrofísico.

Normalmente la información petrofísica más importante requerida para la técnica de muestro es:

- Porosidad: que es una medida de capacidad de la formación para contener fluidos.
- Permeabilidad: que indica si los fluidos que contiene la formación pueden fluir a velocidades superficiales rápidas para permitir la producción económica de los hidrocarburos.
- Saturación de fluidos (agua e hidrocarburos): que indica la cantidad de fluidos por unidad de espacio poroso.

La información detallada de las formaciones es esencial para la evaluación exitosa de los programas de recuperación primaria y secundaria. Las muestras de rocas pueden revelar información crítica subsuperficial. Con núcleos de calidad, las compañías petroleras pueden entender totalmente las características de la formación y de una manera más eficiente alcanzar objetivos de producción.

Los núcleos de alta calidad son muy valiosos para definir, por ejemplo, aspectos litológicos más precisos, necesarios para construir el modelo geológico del yacimiento. Estos modelos son básicos e imprescindibles para la caracterización petrofísica y evaluación del yacimiento petrolero.

La calidad del núcleo es la llave. La muestra debe ser obtenida sin alterar sus propiedades nativas, originales o in-situ. Con el uso apropiado de técnicas e instrumentos especializados pueden obtenerse muestras de rocas de calidad.

A través de la extracción del núcleo, Ingenieros, Geólogos y Petrofísicos aumentan el acceso a la información del yacimiento que no puede determinarse de ninguna otra manera. Datos sobre la litología de la formación, características del flujo, capacidad de almacenamiento y potencial de producción son apenas algunos de los tipos de información invaluable que se pueden obtener por medio de un programa exitoso de núcleo.

4.1. La Importancia De Nuclear.

Los estudios del yacimiento intentan definir e interpretar parámetros tanto geológicos como de ingeniería (petrofísicos) y dictan el programa de análisis del núcleo. El análisis de núcleo debe integrarse con el campo y datos de producción para descartar las incertidumbres del yacimiento que no pueden ser eliminadas con los registros de pozo, las pruebas de pozo o los datos sísmicos. Estas exigencias definen los objetivos de la extracción de núcleos que, a su vez, controlan el fluido del núcleo, los equipos y su manejo principalmente. En la mayoría de los casos, estos objetivos no pueden ser obtenidos con el núcleo recuperado en un solo pozo.

El corte de núcleos es así una parte importante del proceso del ciclo de vida del yacimiento. Con la selección del pozo nucleado se verifica o proporciona máxima información real geológica y de ingeniería, para establecer un modelo de producción del yacimiento.

La obtención y manejo de las muestras de roca deberán seguir las prácticas establecidas, para obtener la mayor cantidad de información representativa requerida de las muestras y, así, certificar la

representatividad de las propiedades determinadas en las pruebas de laboratorio subsecuentes.

Se ha observado un incremento en la actividad de toma y análisis de núcleos debido a que éstos son muestras reales del yacimiento y la mayor parte de los análisis que se realizan al núcleo en el laboratorio son mediciones directas de propiedades geológicas y petrofísicas.

La disposición y calidad de la información de núcleos son críticas para la evaluación del proyecto mediante reducción de riesgos. Se debe medir la cantidad de roca necesaria para cumplir con todos los objetivos para el estudio de los núcleos contra la inversión requerida para tomar los núcleos y realizar su análisis. Cada proyecto será diferente al respecto, dependiendo del tamaño del proyecto las incertidumbres y riesgos asociados con el proyecto, su impacto en la evaluación del mismo y los costos asociados con la obtención de la información para optimizar su explotación, pero resulta imprudente tomar muchos núcleos debido a una baja ganancia obtenida por el proyecto, justamente por que es un yacimiento complejo, y difícil de explotar. Por el otro lado, a veces los mejores yacimientos tienen roca relativamente simple, ajustan mejor modelos sencillos utilizados para caracterizar el yacimiento por mediciones indirectas y, por ende, requieren pocos núcleos sólo para confirmar la veracidad de las mediciones indirectas.

La extracción de núcleos es necesaria para evaluar el potencial de producción en pozos exploratorios y en pozos de desarrollo. Tales muestras de roca son importantes para determinar el aspecto estructural y las condiciones estratigráficas del subsuelo y ayudan a establecer nuevas localizaciones de perforación, a definir los límites del campo, a la identificación de contactos de los fluidos y a detallar las variaciones petrofísicas a través del yacimiento.

La extracción de núcleos proporciona la única representación válida de la formación, es el único medio de medida directa. Todos los demás métodos, como son los registros de pozos, requieren de interpretación. Aún cuando los registros de pozos juegan una parte importante en la identificación y en la caracterización de los yacimientos, sólo la extracción de núcleos puede asegurar la correlación confiable de aquellos registros a

las condiciones reales subsuperficiales. Y para el análisis más avanzado, sólo las muestras de núcleos pueden proporcionar datos críticos como porosidad, permeabilidades y saturaciones de fluido, entre otros.

4.2. El Propósito De Nuclear.

El propósito que se persigue al perforar un pozo petrolero es localizar una estructura que contenga hidrocarburos y que produzca aceite y/o gas en cantidades suficientes para recuperar el costo de perforación y terminación del pozo y obtener ganancias. Durante el curso de la perforación, por lo tanto, puede ser necesaria mayor información de las características litológicas y contenido de los fluidos de las formaciones antes de tomar una decisión para terminar el pozo y gastar sumas adicionales en la terminación, incluyendo material y servicios.

Dependiendo de las personas que estén dirigiendo el proyecto, los objetivos del programa de núcleo serán diferentes. Deben entenderse que los objetivos del corte de núcleos en ocasiones no son los mismos para los ingenieros de perforación, yacimientos, Geólogos, Petrofísicos y Analistas del núcleo.

La extracción del núcleo y el análisis de muestras de núcleos son esenciales en la exploración, el desarrollo y en las fases de producción en la industria petrolera. Esta información proporciona muy buenos indicios a los ingenieros para mejorar la comprensión del yacimiento y la predicción de su comportamiento. Si se almacenan apropiadamente, las muestras de núcleo pueden ayudar en el desarrollo del yacimiento muchos años después de que el pozo es perforado.

Lo ideal en el muestreo es obtener el 100% de recuperación de la formación nucleada y sacar el núcleo a la superficie sin alterar el contenido de fluidos de la formación. En la práctica, no siempre es posible obtener completamente las metas deseadas. El objetivo que más a menudo se ha sacrificado en la conservación del contenido original de fluidos en los núcleos, sin alterarse.

4.3. Métodos De Núcleo.

(a) Núcleo.

Porción de roca extraída del subsuelo, cortada mediante el uso de una barrera especial, denominada corona. Debido a que la corona es hueca en su parte central, permite recuperar una porción cilíndrica de la roca que va cortando. Los núcleos convencionales o de fondo de agujero son los obtenidos mediante el rote de la roca, cuando al mismo tiempo dicho corte incrementa la longitud perforada del pozo. Los núcleos de pared son los que se obtienen al cortar una porción de la roca de las paredes de un pozo ya perforado y no incrementan la profundidad de la perforación.

(b) Nuclear.

Es la acción de cortar una muestra del material de la formación a través del pozo. Hasta donde sea posible, se toman las muestras de roca en un estado inalterado, físicamente intacto. El material de la formación puede ser roca sólida, roca deleznable, conglomerados, arenas sin consolidar, carbón, lutitas, gumbos (especie de lodo negro gelatinoso), o arcillas. El núcleo puede realizarse con varios métodos y con una variedad de herramientas. Pero en los yacimientos petroleros, la extracción de los núcleos generalmente se lleva a cabo por dos métodos.

4.3.1. Extracción De Núcleos De Fondo o Convencionales.

El diámetro del núcleo oscila desde 1¾" hasta 5¼" y es recuperado dentro de un barril muestreo en pozos verticales, desviados y horizontales. Dependiendo del sistema utilizado para la operación de nuclear, el núcleo puede ser recuperado en estado preservado o no preservado y puede ser usado para aplicaciones analíticas muy diversas.

Los núcleos de diámetro completo son tomados con diversas opciones con un barril convencional o adaptado para diferentes técnicas practicadas con sistemas específicos. Se ha hecho costumbre el uso de la funda de aluminio, la cual es apropiada en la mayoría de los casos, pero no siempre se tiene la necesidad de ser utilizada.

Los núcleos convencionales se pueden cortar en una variedad de tamaños y diámetros, variando entre 6 y 27 metros de longitud y 1.25 a 6 pulgadas (3.18 a 15.25 centímetros) de diámetro dependiendo del equipo utilizado. Los diámetros más comunes son de 2.5 pulgadas (6.35 centímetros) hasta 4 pulgadas (10.15 centímetros). Los tamaños mayores han sido utilizados en objetos relativamente someros y con pozos de mayor diámetro; agujeros de 12.25" por ejemplo, perforados así para acomodar gastos altos de producción, bombas sumergibles o pozos perforados para inyección de fluidos.

Los núcleos convencionales se pueden tomar en todo tipo de litología, sólo la técnica de muestreo cambia de acuerdo a algunas variaciones en litología; por ejemplo, diferencias en corte de núcleos en formaciones consolidadas o no consolidadas. El objetivo del estudio puede influir en la técnica de la toma de núcleos o variaciones de equipo utilizado, según la necesidad de tomar núcleos orientados o de preservar fluidos del yacimiento.

Las muestras de diámetro completo son más recomendadas para yacimientos con sistemas de fracturas, con porosidad a gran escala (vulgulos y/o cavernas) y muy heterogéneas. También es lo más recomendable para rocas conglomeráticas y brechas con clastos grandes. La caracterización a nivel de tapones (muestras pequeñas) únicamente proporciona propiedades petrofísicas de la matriz de la roca. Por lo general, en brechas los clastos representan "volúmenes" del yacimiento que no es almacén de hidrocarburos. Si se toma un tapón o núcleo de pared es un clasto, probablemente no será representativo del yacimiento. Por otro lado, si se intenta tomar un tapón en roca fracturada, el tapón se romperá y no se podrá obtener una muestra de la parte del yacimiento que mayor permeabilidad tiene.

4.3.2. Extracción De Núcleo De Pared.

Muestras con forma de tapón, cilíndricas, generalmente de 1" de diámetro, son recuperadas de las paredes del agujero por medio de técnicas de percusión o por extracción con rotaria pequeña. Este muestreo tiene lugar en las primeras pulgadas de la pared del agujero, en regiones que generalmente están invadidas por el filtrado de fluido de perforación. Las

muestras resultantes no están preservadas y frecuentemente se dañan por el procedimiento de la recuperación. Este tipo de muestras es de uso limitado desde un punto de vista analítico.

Aunque son preferidos los núcleos de pared tomados con rotaria pequeña, con las muestras cortadas de la pared del pozo por percusión también se obtienen excelentes resultados para ciertas pruebas. Aunque la textura de la roca es alterada por el disparo de la cápsula, varias pruebas se pueden realizar, independientemente de la textura de la muestra, por ejemplo: análisis mineralógicos, análisis bioestratigráficos, descripción de litología, análisis de las saturaciones de fluidos, y otras. Las limitaciones son para los análisis que requieren una textura o constitución de roca intacta, sin alteración.

Los núcleos de pared tomados por disparo son económicos y su adquisición es rápida, ideal en circunstancias cuando los costos del equipo de perforación y servicio son altos. En poco tiempo se pueden tomar 50 muestras (una sola bajada), y en muchos pozos se toma un promedio de 100 a 300 muestras, dependiendo del alcance de los estudios y los espesores de las formaciones de interés. Se debe variar el tamaño de la carga explosiva según la consolidación y tipo de formación seleccionada para el muestreo. Por lo general, se toma entre dos y tres muestras por metro debido a la pobre recuperación que tendrían algunos intentos. La recuperación de muestras es menor en formaciones con moderada a buena consolidación o en lutitas muy compactas.

Las muestras de pared no son representadas en formaciones con "macro" porosidad, o sea, con grandes fracturas o cavidades de disolución. Tampoco son adecuadas en brechas o areniscas con tamaño de grano medio mayor del promedio (por encima 1000μ). Bajo el mismo concepto, no se pueden tomar núcleos de pared que sean representativos en conglomerados. Tales muestras son apropiadas para areniscas de granos medios a gruesos o tamaños menores, calizas con porosidad intercrystalina o intergranular (mudstones y grainstones, algunos wackestones, mientras no sean fracturas) y lutitas.

Las muestras de pared son cortadas después de tomar los registros geofísicos del pozo, bien sea al término de la perforación del pozo o en

varias etapas intermedia, antes de asentar la tubería de revestimiento. No es obligatorio esperar una etapa de registro para tomar las muestras de pared, aunque esto facilita la ubicación exacta de las muestras que se quieren tomar. Una de las grandes ventajas que tiene el corte de muestras de pared es tener el registro geofísico del pozo a la mano, antes de programar su toma. Con un núcleo convencional o de fondo siempre se corre el riesgo de cortarlo fuera del objetivo, debido a correlaciones inexactas de las cimas de las formaciones.

Se debe tener en cuenta que las paredes de los pozos son susceptibles a la invasión de filtraciones y compuestos de lodo de perforación. Mientras mayor sea el tiempo y sobrealance (presión hidrostática mayor que presión de formación) a que esté expuesta la zona donde se toma el núcleo de pared, mayor daño tendrá, lo cual afectará los resultados de las pruebas realizadas a las muestras. Este efecto también se incrementa cuando la roca es de mayor permeabilidad.

4.4. Análisis De Núcleos En Laboratorio Y Aplicación De Resultados.

Las muestras de roca y diversos análisis que se realizan sobre ellas en el laboratorio proporcionan información fundamental e imprescindible para llevar a cabo múltiples trabajos y estudios que comprenden la exploración y explotación de los yacimientos petroleros.

La amplia gama de pruebas de laboratorio requieren de muestras o núcleos de diferentes tipos, cortados bajo ciertas condiciones, en ocasiones muy especiales, y preservados en forma apropiada para alcanzar los objetos que fundamentaron la toma de los núcleos en el pozo seleccionado.

Es conveniente señalar que si se pone mucha atención en el proceso de recuperación de núcleos en los pozos para llevar al laboratorio muestras representativas de la roca del yacimiento, también se deben efectuar los diversos análisis en la mejor forma posible, reproduciendo las condiciones del yacimiento si así lo requieren las pruebas, con el fin de disponer de buena información para procesarse, igualmente, en forma apropiada en diversos proyectos de la búsqueda y extracción de hidrocarburos.

A continuación, tablas 4.0 a 4.3, presentan resúmenes de las distintas pruebas de laboratorio sobre núcleos y la aplicación de los resultados en áreas técnicas de Ingeniería Geológica, Geofísica y Petrolera.

ANÁLISIS LABORATORIO	EN	APLICACIONES DE RESULTADOS	
		GEOLOGÍA	GEOFÍSICA
<p><u>GEOLOGÍCOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Litológico • Petrográficos • Granulométricos • Paleontológicos • Radioactividad Natural • Paleomagnetismo <p><u>PETROFÍSICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad Absoluta • Velocidad Acústica • Densidad 		<ul style="list-style-type: none"> • DETERMINACIÓN DE LA EDAD DE LAS FORMACIONES. • DEFINICIÓN DE AMBIENTES SEDIMENTARIOS • ESTUDIOS DE DIAGÉNESIS. • DETERMINACIÓN DE ASPECTOS ESTADÍSTICOS Y ESTRUCTURALES DE SUBSUELO. • DEFINICIÓN DE HETEROGENEIDADES GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES DE LOS YACIMIENTOS. • DETERMINACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE FACIES. • PREPARACIÓN DETALLADA DE COLUMNAS GEOLÓGICAS. • DETERMINACIÓN DE TIPO, CANTIDAD Y DISTRIBUCIÓN DE ARCILLAS. • DEFINICIÓN A DETALLE DEL MODELO GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS (COMBINACIÓN DE ASPECTOS SEDIMENTALÓGICOS, ESTRATIGRAFICOS Y ESTRUCTURALES. 	<ul style="list-style-type: none"> • CALIBRACIÓN DE LOS REGISTROS DE VELOCIDAD ACÚSTICA (SÓNICO) Y DE DENSIDAD • INTERPRETACIÓN DE REGISTROS SÍSMICOS A NIVEL DE POZO (VSP). • PREPARACIÓN DE MAPAS DE TIEMPO O DE PROFUNDIDAD DE DATOS SÍSMICOS. • DETERMINACIÓN DE MODELOS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS DE LAS FORMACIONES O DE LOS YACIMIENTOS. • RELACIÓN ENTRE ATRIBUTOS SÍSMICOS Y ASPECTOS GEOLÓGICOS.

Tabla 4.0. Análisis de laboratorio sobre muestras de rocas y aplicación de resultados en áreas técnicas de geología y geofísica.

ANÁLISIS EN LABORATORIO	APLICACIONES DE RESULTADO	
	PERFORACIÓN DE POZOS	TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.
<p><u>GEOLÓGICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Litológicos • Petrográficos • Granulométricos • Mineralógicos • Radioactividad Natural <p><u>PETROFÍSICOS BÁSICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad Absoluta • Velocidad Acústica • Densidad • Daño a la formación <p><u>GEOMECÁNICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Abrasión • Dureza • Compresión • Modulo de Young • Relación de Poisson • Fracturamiento <p><u>QUÍMICO</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Acidificación 	<ul style="list-style-type: none"> • ESTABLECIMIENTOS DE PROGRAMAS GENERALES DE PERFORACIÓN DE POZOS (VERTICALES, DESVIADOS, LATERALES, HORIZONTALES). • DEFINICIÓN DE TÉCNICAS DE PERFORACIÓN (SOBRE O BAJO BALANCE). • PREPARACIÓN DE PROGRAMAS DE BARRENAS Y DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO. • PREPARACIÓN DE PROGRAMAS DE NUCLEO Y DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO. 	<ul style="list-style-type: none"> • INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO. • SELECCIÓN DE LOS INTERVALOS A TERMINAR O REPARAR. • DISEÑO DE LA TERMINACIÓN DE LOS POZOS. • DISEÑO DE LA REPARACIÓN DE LOS POZOS (CAMBIO DE INTERVALO PRODUCTOR) • DISEÑO DE LAS ESTIMULACIONES A LAS FORMACIONES PRODUCTORAS (ACIDIFICACIÓN Y FRACTURAMIENTO)

Tabla 4.1. Análisis en laboratorio sobre muestras de rocas y aplicación de resultados en áreas técnicas de perforación, terminación y reparación de pozos.

ANÁLISIS EN LABORATORIO	APLICACIONES DE RESULTADO	
	CARACTERIZACIÓN DE FORMACIONES Y DE YACIMIENTOS (ESTÁTICA Y DINAMICA)	COMPORTAMIENTO Y SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS
<p><u>GEOLÓGICOS BÁSICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Litológicos • Petrográficos • Granulométricos • Mineralógicos • Radioactividad Natural <p><u>PETROFÍSICOS BÁSICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad Absoluta • Velocidad Acústica • Densidad • Saturación de Fluidos • Propiedades Eléctricas • Presión Capilar • Mojabilidad <p><u>PETROFÍSICOS ESPECIALES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Desplazamiento de Fluidos • Permeabilidad Efectiva • Permeabilidad Relativa • Flujo Fraccional de Fluidos • Compresibilidad • Compatibilidad Roca-Fluidos <p><u>QUÍMICO</u></p> <p>Capacidad de Intercambio catiónico</p>	<ul style="list-style-type: none"> • PROGRAMACIÓN DE TOMA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO. • CALIBRACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS Y SU INTERPRETACIÓN. • DISTRIBUCIONES VERTICALES DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD ABSOLUTA A NIVEL DE POZO. • GRADO DE HETEROGENEIDAD DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS A NIVEL DE YACIMIENTO. • ZONIFICACIONES PETROFÍSICAS. • DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO. • DISTRIBUCIÓN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS. • DETERMINACIÓN DE CONTACTOS GAS/ACEITE E HIDROCARBUROS/AGUA Y DE ZONAS DE TRANSICIÓN. • ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS. • DETERMINACIÓN DE SATURACIONES IRREDUCTIBLES Y RESIDUALES DE FLUIDOS. • INTERPRETACIÓN DE MÚLTIPLES PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS. 	<ul style="list-style-type: none"> • DETERMINACIÓN DE EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO A DIVERSAS ESCALAS. • DETERMINACIÓN DE FACTORES DE RECUPERACIÓN. • ESTIMACIÓN DE VOLUMENES RESIDUALES DE HIDROCARBUROS. • DIVERSOS ESTUDIOS DE COMPORTAMIENTO O PRIMARIO A NIVEL PARCIAL O TOTAL DEL YACIMIENTO. • DIVERSOS ESTUDIOS DE COMPORTAMIENTO O SECUNDARIO A NIVEL PARCIAL O TOTAL DEL YACIMIENTO. • DIVERSOS ESTUDIOS DE SIMULACIÓN A NIVEL PARCIAL O TOTAL DEL YACIMIENTO. • ESTIMACIÓN DE RESERVAS.

Tabla 4.2. Análisis en laboratorio sobre muestras de rocas y aplicación de resultados en áreas técnicas de caracterización, comportamiento y simulación de yacimientos.

ANÁLISIS EN LABORATORIO		APLICACIONES DE RESULTADO
		PRODUCCIÓN
<p><u>GEOLOGICOS BÁSICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Petrográficos • Litológicos • Granulométricos • Mineralógicos <p><u>GEOLOGICOS ESPECIALES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de fracturas naturales <p><u>GEOMECÁNICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Dureza de la formación • Compresión • Módulo de Young • Relación de Poisson 	<p><u>PETROFÍSICOS BÁSICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad Absoluta <p><u>PETROFÍSICOS ESPECIALES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Características de las fracturas. <p><u>QUÍMICOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Solubilidad de las rocas <p><u>ESPECIALES DIVERSOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Fracturamiento hidráulico • Selección de sustentante o apuntalante • Flujo de ácidos sobre núcleos • Restauración de la permeabilidad • Consolidación de la formación • Interacción de fluidos y rocas 	<ul style="list-style-type: none"> • DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE PRODUCCIÓN. • DISEÑO DE ANÁLISIS NODAL. • DISEÑO DE SARTAS DE PRODUCCIÓN. • DISEÑO DE EQUIPO EN SUPERFICIE. • DISEÑO DE ESTIMULACIÓN DE POZOS (ACIDIFICACIÓN O FRACTURAMIENTO). • DISEÑO DE TÉCNICAS PARA RESTAURAR LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS.

Tabla 4.3. Análisis de laboratorio sobre muestras de roca y aplicación de resultados en áreas técnicas de producción.

Diferentes pruebas programadas en diferentes formaciones para obtener resultados representativos dependerán del tipo de núcleo obtenido, su estado físico, la preservación y tipo de litología cortada.

5. Susceptibilidad Magnética.

La susceptibilidad magnética es el grado de magnetización de un material, en respuesta a un campo magnético. Este número se representa con el símbolo χ , y es adimensional.

$$\vec{M} = \chi \vec{H}$$

Donde \vec{M} es la magnetización del material (la intensidad del momento magnético por unidad de volumen) y \vec{H} es la intensidad del campo magnético externo aplicado.

Si χ es positivo, el material se llama paramagnético, y el campo magnético se fortalece por la presencia del material. Si χ es negativa, el material es diamagnético, y el campo magnético se debilita en presencia del material. si $\chi \gg 1$ es un material ferromagnético.

La susceptibilidad magnética y la permeabilidad magnética (μ) están relacionadas por la siguiente fórmula:

$$\mu = \mu_0(1 + \chi)$$

Donde μ_0 es la permeabilidad magnética del vacío.

5.1. Metodología.

El equipo Bartington ms2 es utilizado para la medición de susceptibilidad magnética, el cual comprende de un instrumento de medición portátil y una gran variedad de sensores, los cuales están diseñados para una aplicación específica, y estos son conectados a través de un cable coaxial simple. En la pantalla del Bartington MS2 muestra el valor de susceptibilidad Magnética de los materiales cuando estos son presentados dentro de la influencia del sensor. El Bartington MS2 cuenta con una batería interna recargable, lo cual le permite trabajar en campo y un cable de alimentación eléctrica para mediciones de laboratorio (véase fig. 5.0 y 5.1).



Fig. 5.0. Equipo Bartington MS2.



Fig. 5.1. Muestras de núcleos del pozo Peto, aplicándole el estudio de susceptibilidad magnética, mediante el equipo Bartington.

El equipo de susceptibilidad magnética Bartington MS2 tiene la capacidad de obtener tanto mediciones positivas como negativas (Diamagnéticos). Cuando la muestra es colocada bajo la influencia de un campo magnético alternando una baja frecuencia y una baja intensidad se obtiene un cambio en la frecuencia. Esto se convierte a un valor de susceptibilidad magnética, el equipo Bartington MS2 tiene la opción de entregar el valor de susceptibilidad magnética en unidades de SI o del sistema CGS (Centímetro-Gramo-Segundo).



Fig. 5.1. Núcleos acomodados con respecto a su profundidad para obtener su susceptibilidad magnética con el equipo Bartington MS2.

Tabla 5.0. Especificación del equipo de Susceptibilidad Magnética Bartington MS2.

Especificaciones		
Rango de mediciones	Volumen específico	$1-9999 \times 10^{-5}$ SI (10^{-6} CGS)
	Masa específica	$1-9999 \times 10^{-8}$ SI (10^{-6} CGS)
Resolución	Volumen específico	2×10^{-6} SI (2×10^{-7} CGS) en el rango $\times 0.1$
Temperatura de operación		-10°C a 40°C
Peso		1.2 kg
Dimensiones		260 x 158 x 50 mm

El censor MS2E está diseñado para obtener mediciones de alta resolución de sedimentos poco consolidados (véase tabla 5.1).

Tabla 5.1. Especificaciones del sensor Bartington MS2E.

Especificaciones		
Área de respuesta	3.8 mm x 10.5 mm al final del cilindro de cerámica.	
Profundidad de respuesta	50% a 1 mm, 10% a 3.5 mm	
Periodo de medición	Rango x 1	1.5 s SI (1.2 s CGS)
	Rango x 0.1	15 s SI (12 s CGS)
Frecuencia de operación	2 kHz	
Peso	0.22 kg	
Dimensiones	150 x 50 x 25 mm	

5.2. Registro de Susceptibilidad Magnética en los Pozos Santa Elena UNAM-5, Peto UNAM-6, Tekax UNAM-7.

Se desarrolló un análisis a los Pozos Santa Elena, Peto, Tekax ubicados en el cráter Chixulub de susceptibilidad Magnética, correspondientes a los siguientes intervalos para cada pozo.

Nombre del Pozo	Intervalo [m]
Santa Elena, Unam-5	444.8 - 504.38
Peto, Unam-6	270.3 - 287.87
Tekax, Unam-7	215.25 - 349.88

En los intervalos expuestos en la tabla anterior, se realizaran las mediciones de susceptibilidad magnética las cuales para su estudio se agruparan en dos categorías, la matriz y los clastos o fragmentos de rocas.

Una vez obtenidas las mediciones de matriz y los fragmentos se comparan entre sí para concluir de qué manera afecta la información de los pozos.

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

En este capítulo se presentan los resultados en los 3 pozos que se estudiaron: Santa Elena, Peto, Tekax, los cuales mediante la toma de mediciones de susceptibilidad magnética se analizaron y posteriormente se graficaron, primeramente la profundidad vs la susceptibilidad magnética donde observamos como al tratarse del tipo de fragmento que se localizaba en la matriz variaba la medición y sus semejanzas entre los pozos. De esta forma logramos hacer una comparación petrofísica de los pozos.

Primeramente observaremos el comportamiento en la gráfica de susceptibilidad magnética de la matriz contra la profundidad de la muestra, después se graficara la susceptibilidad magnética de los clastos o fragmentos de igual forma contra su profundidad, y compararemos y veremos cómo varía las mediciones, dependiendo del tipo de material del que esté compuesto.

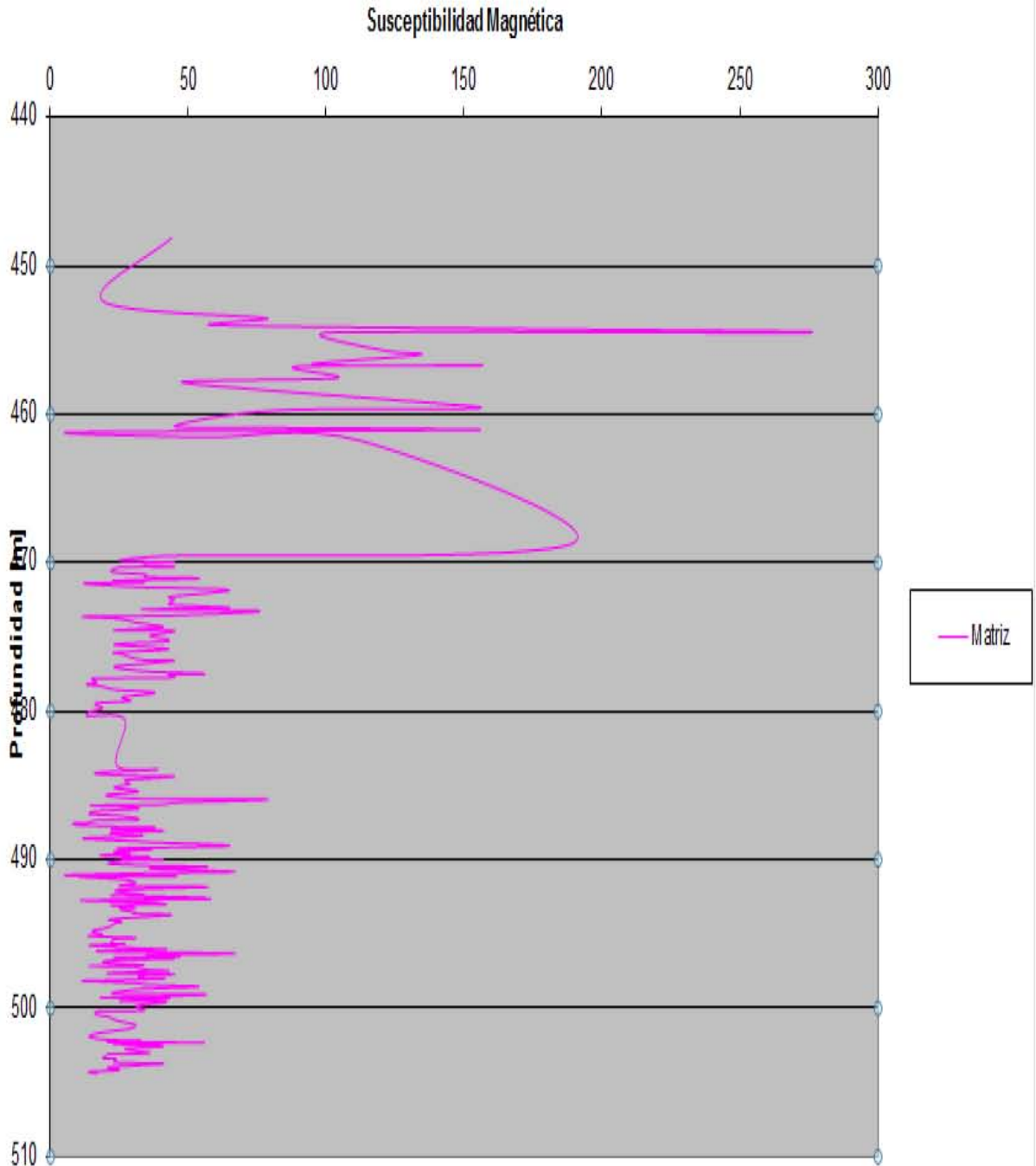
En la tabla 6.0 hace referencia del valor de susceptibilidad magnética de algunos tipos de materiales y muestras de roca, guiándonos con estos valores, nos damos una primera idea de qué tipo de material es el que se encuentra a una determinada profundidad.

Aire	0
Cuarzo	0.01
Rock Sal	0.01
Calcita	0.001-0.01
Esfalerita	0.4
Pirita	0.05-5
Hematita	0.5-35
Ilmenita	300-3,500
Magnetita	1,200-19,200
Calizas	0-5
Piedras Areniscas	0-20
Esquitos	0.05
Esquito	0.3-3
Gneis	0.1-25
Pizarra	0-35
Granito	0-50
Gabro	.1 – 90
Basalto	0.2-175
Peridotita	90-200

Tabla 6.0. Muestra la susceptibilidad magnética de algunos materiales y rocas.

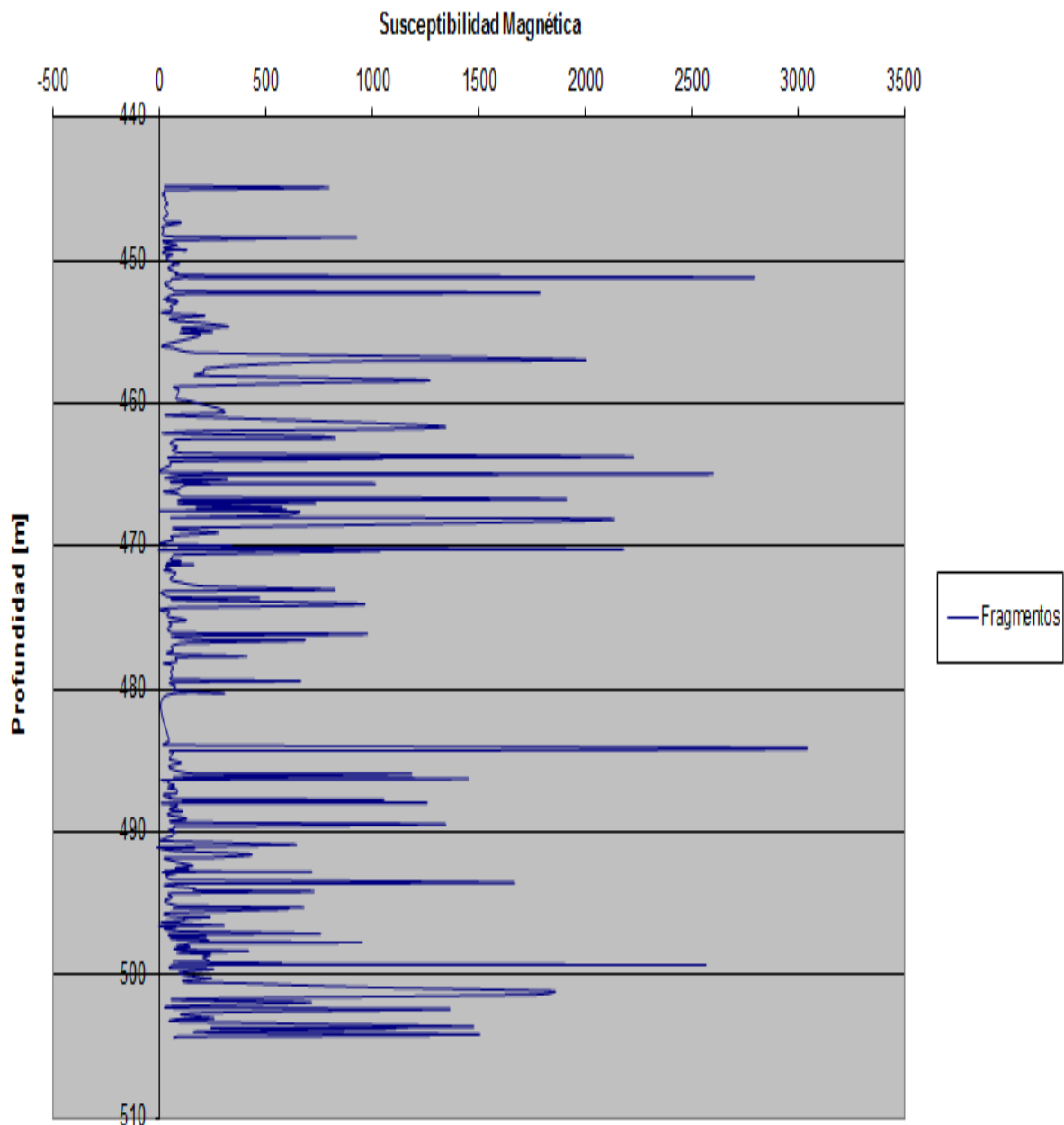
6.1. POZO SANTA ELENA, UNAM-5.

A continuación se mostrara en la gráfica 6.0, el comportamiento de la matriz con respecto a su profundidad del pozo Santa Elena.



Gráfica 6.0. Susceptibilidad magnética de la matriz vs profundidad.

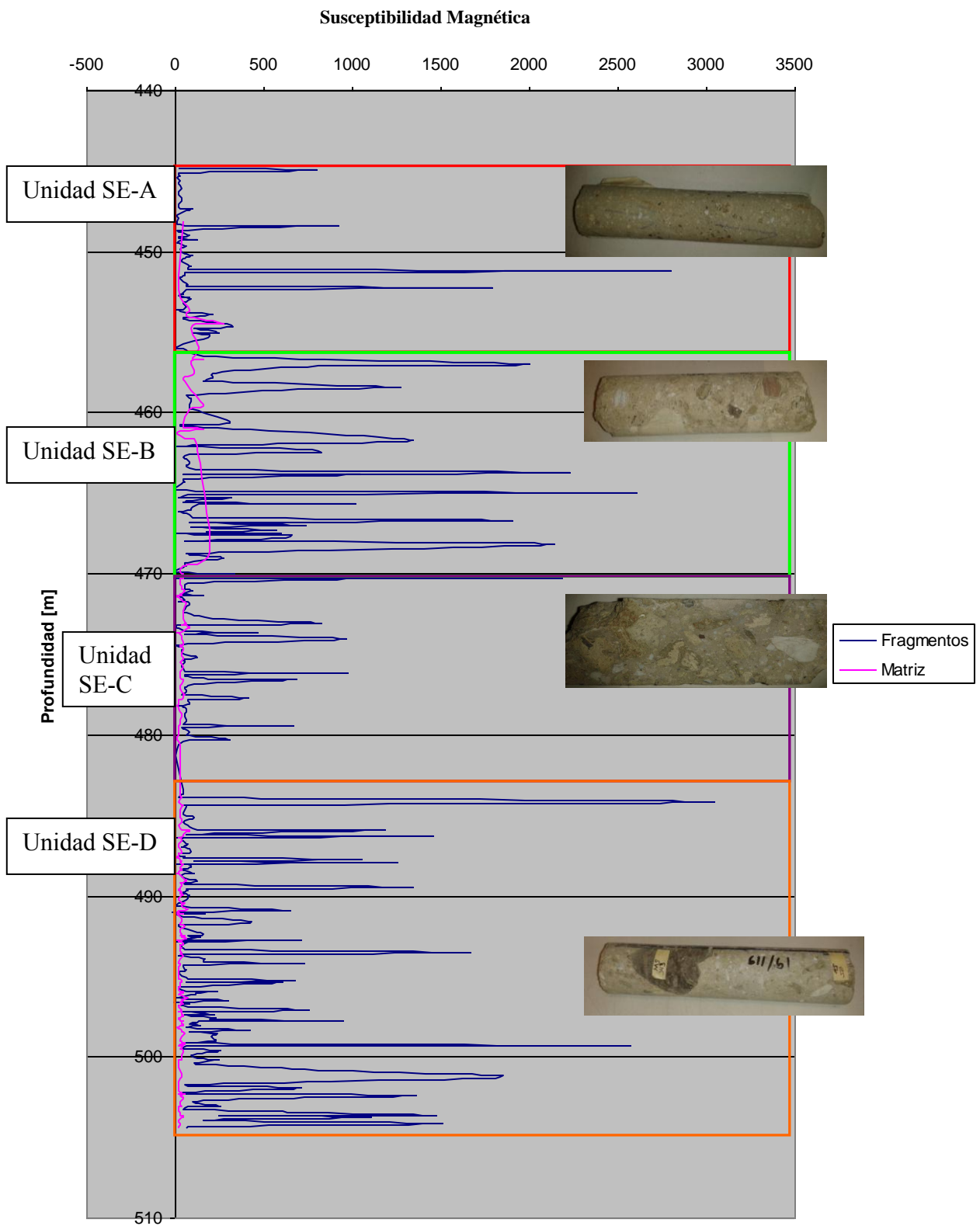
En la siguiente gráfica se mostrará el comportamiento de la susceptibilidad magnética en los clastos o fragmentos.



Gráfica 6.1. Susceptibilidad magnética de clastos vs profundidad.

Ahora combinaremos las dos gráficas con la finalidad de observar mejor las diferencias y las semejanzas de matriz con clastos, cada una a la profundidad correspondiente.

Gráfica 6.2. Matriz y Clastos vs Profundidad.



Conocido como pozo Santa Elena, tiene una profundidad de 504 metros, la sección de los núcleos en estudio correspondiente van del intervalo 454-504 m.

Unidad SE-D.

A esta unidad le corresponde al intervalo 504 a 483 m. Los valores de SM de la matriz se siguen manteniendo bajos con valores que van de 15 hasta 127. Se observa que aumenta el tamaño de clastos con gran abundancia de estos, sus valores varían desde 1 hasta 3044 (véase fig. 6.0).



Figura 6.0. Núcleo correspondiente al intervalo 483 a 504 m.

Unidad SE-C

En esta unidad le corresponde al intervalo 483 a 470 m., los valores sm de la matriz varían de 35 a 66, Se observa que disminuye la matriz y aumento el tamaño de clastos, hay abundancia en el tipo de material de los clastos por lo cual los valores de SM varían de 2 a 1039, se observa material de color rojo, verdoso y blanco (véase fig. 6.1).



Figura 6.1. Núcleo correspondiente al intervalo 470 a 483 m.

Unidad SE-B

La unidad SE-B corresponde al intervalo 470 a 456 m. Los valores de SM de la matriz van de 5 hasta 239. Existe un aumento en el número de clastos de

gran tamaño, presentando una sm considerablemente alta que varían de 2 a 2601 (véase fig. 6.2).



Figura 6.2. Núcleo correspondiente al intervalo 456 a 470 m.

Unidad SE-A

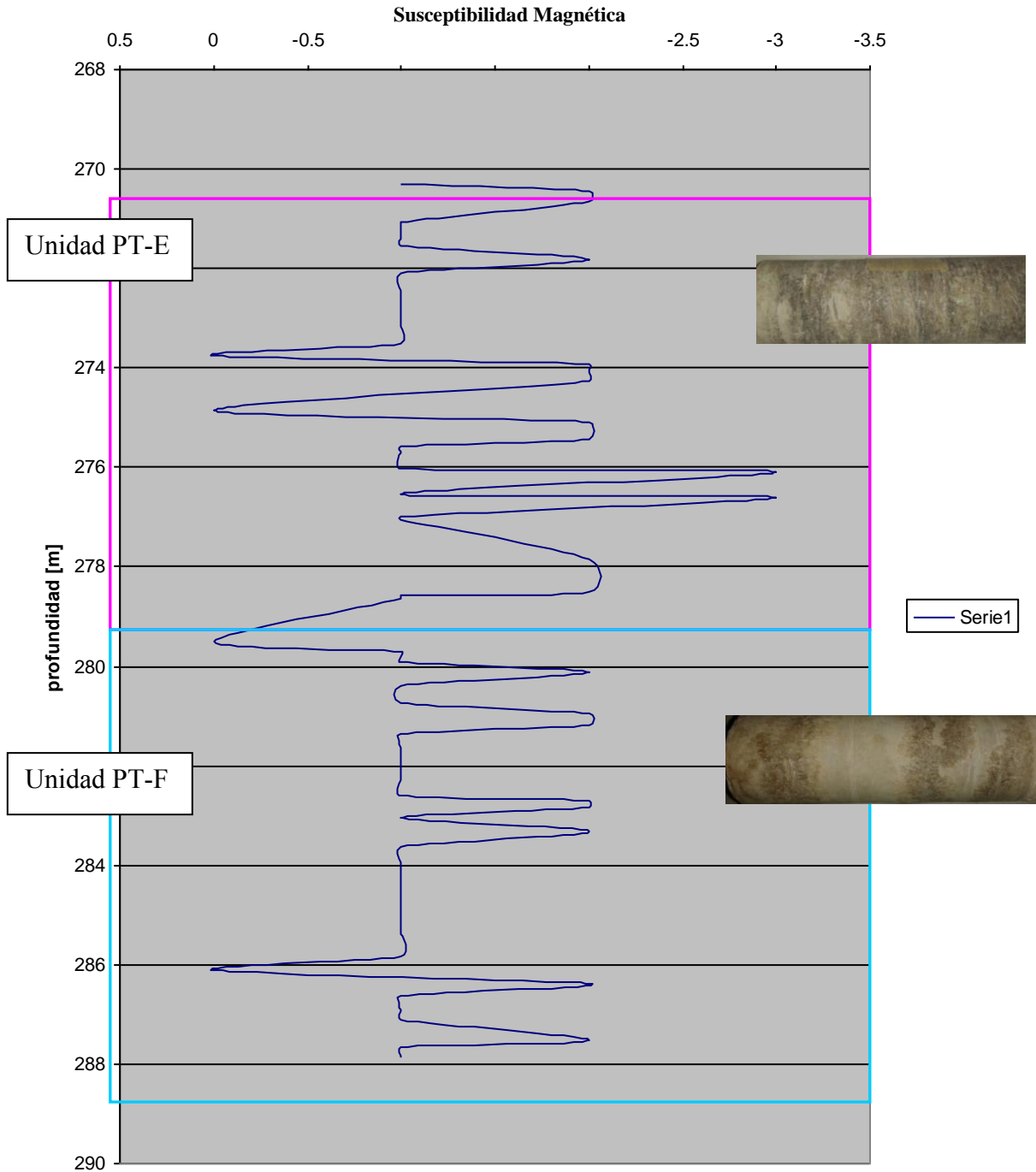
El intervalo corresponde al estrato que va de 456 a 444.8 m. Los valores de sm de la matriz varían de 17 hasta 127, se observa que domina la matriz sobre los clastos, el clasto es de tamaño pequeño y algo distante uno del otro. Los valores de los clastos varían de 9 a 2795 (véase fig. 6.3).



Figura 6.3. Figura correspondiente al intervalo 444.8 a 456 m.

6.2. POZO PETO, UNAM-6

Gráfica 6.3. Pozo Peto, UNAM-6



El pozo Peto tiene una profundidad de 700 metros, la sección de los núcleos en estudio correspondiente van del intervalo de 270-287.87 m, en el intervalo en estudio del pozo peto los rangos de valores de sm varías de 0 a -3.

Unidad PT-F

La Unidad PT-F correspondiente al intervalo 288 a 278.5 m., en este intervalo se observa ausencia de clastos y el material que se observa aquí tiene un color café y blanco, donde principalmente predominan las calas de color blanco, con valores de sm de 0 a -3 (véase fig. 6.4).



Figura 6.4. Núcleo correspondiente al intervalo 278.5 a 288 m.

Unidad PT-E

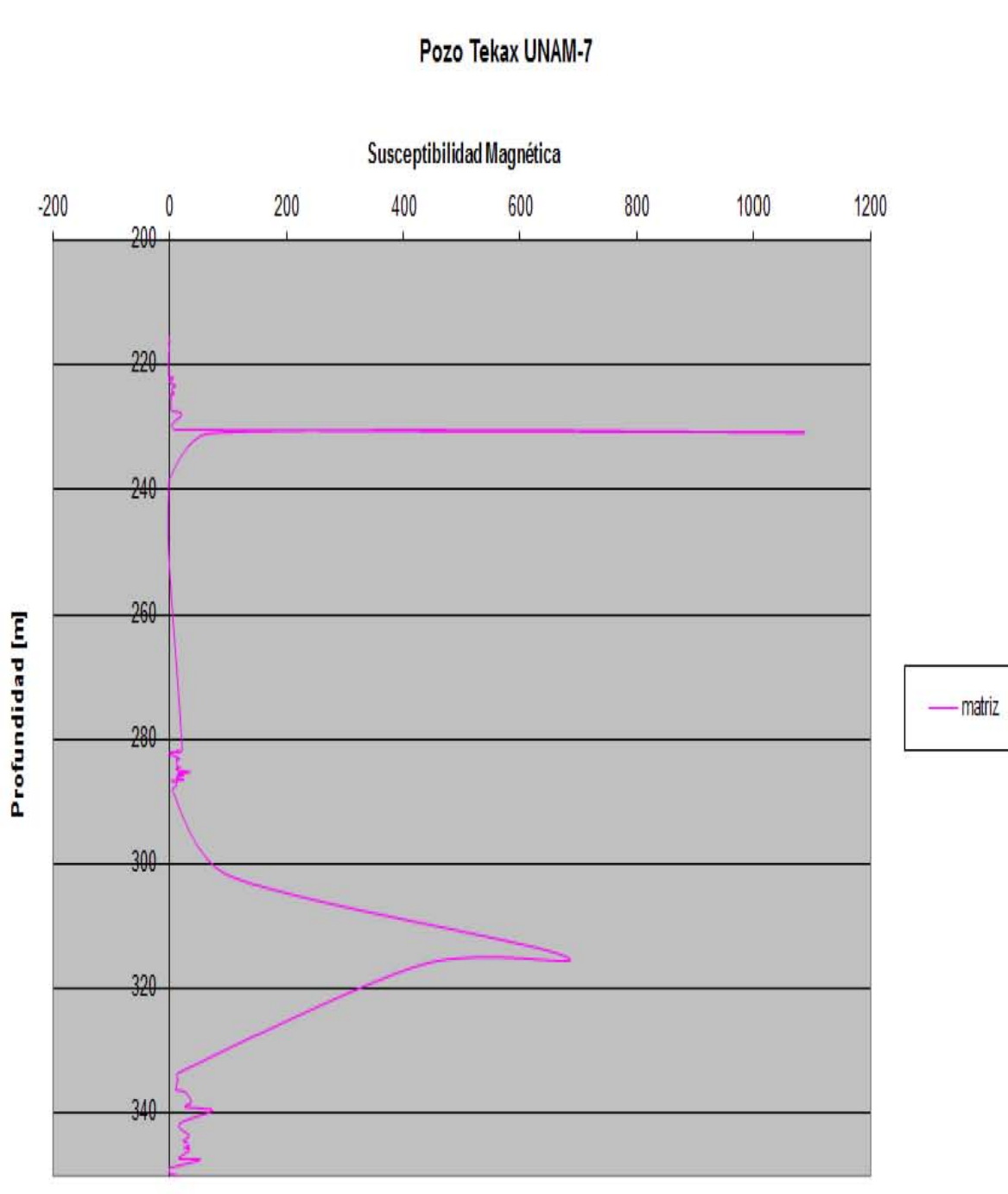
La Unidad PT-E corresponde al intervalo 278.5 a 270 m., Se observa que hay ausencia de clastos, el material que se observa principalmente tiene colores cafés, gris y blanco donde el material de color gris café y gris son los que principalmente predominan, con valores de m de 0 a -2 (véase fig. 6.5).



Figura 6.5. Correspondiente al intervalo 270 a 278.5 m.

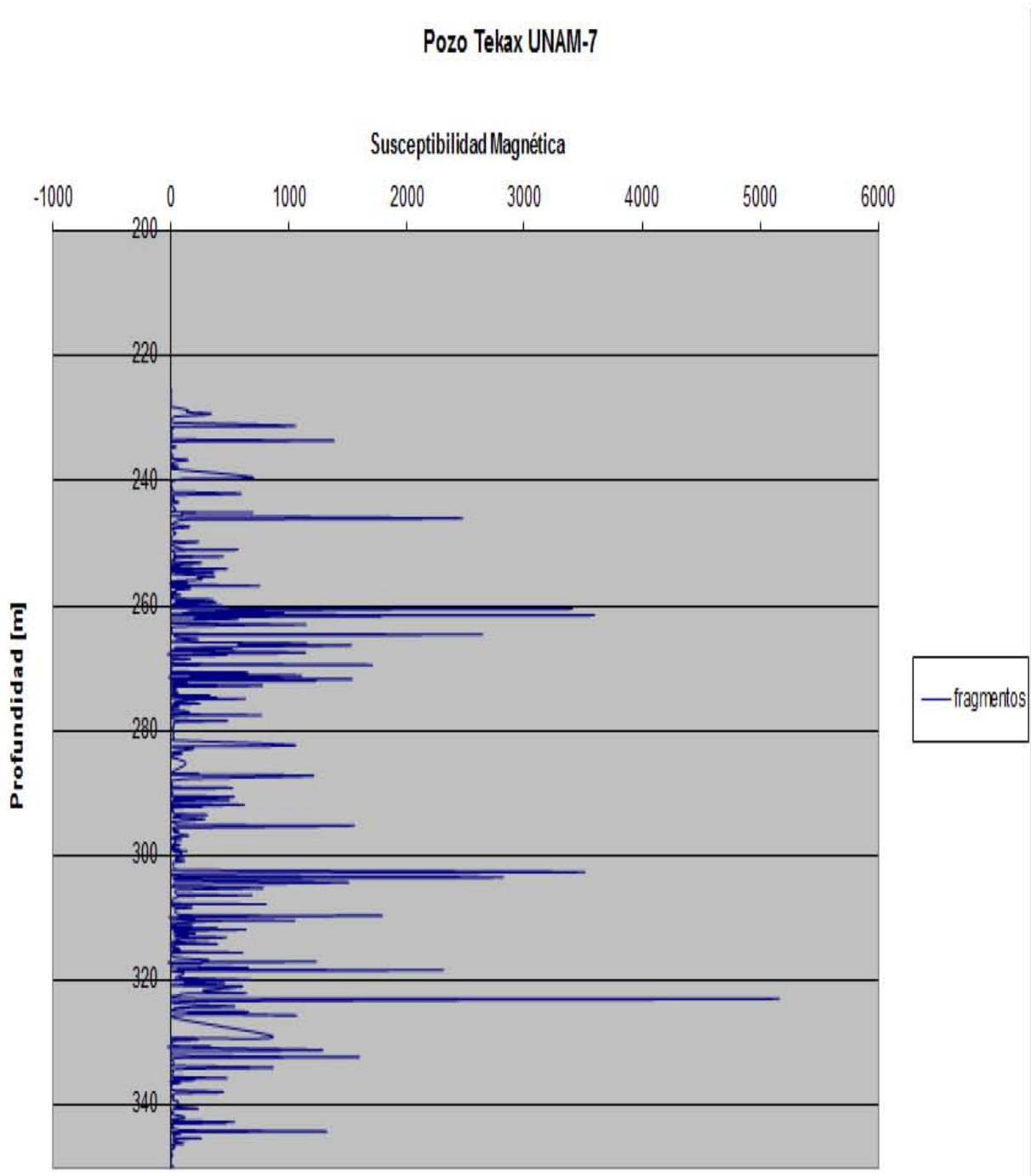
6.3. Pozo TEKAX, UNAM-7.

En la gráfica 6.4 se mostrara, el comportamiento de la matriz con respecto a su profundidad del pozo Tekax.



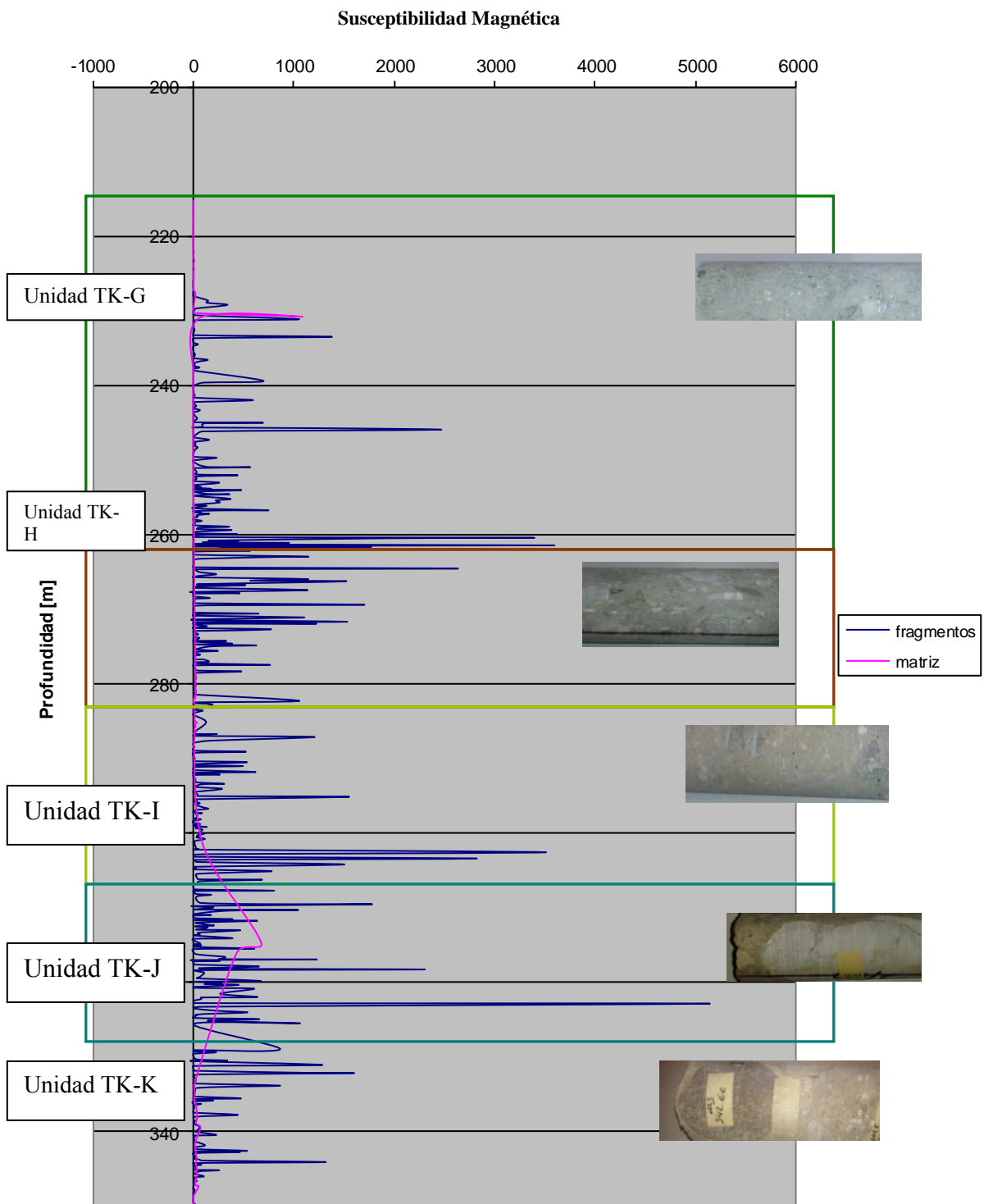
Gráfica 6.4. Susceptibilidad magnética de la matriz vs profundidad.

En la siguiente gráfica mostraremos el comportamiento de la susceptibilidad magnética con la presencia de clastos o fragmentos.



Gráfica 6.5. Susceptibilidad magnética de clastos vs profundidad.

Grafica 6.6. Pozo Tekax, UNAM -7



El pozo Tekax UNAM-7, tiene una profundidad de 702.4 m, la sección del núcleo correspondiente al intervalo es de 226.1 a 349.56 m, los valores de sm varían considerablemente de -11 a 5145.

Unidad TK-K

El intervalo k corresponde a la profundidad de 349.56 a 230 m., los valores de sm varían de -11 a 1561, los clastos son de mayor tamaño y de color rojizo principalmente, aunque seguimos presentando clastos blancos de tamaño más chicos comparación de los otros intervalos (véase fig. 6.6).



Figura 6.6. Núcleo correspondiente al intervalo 230 a 349.56 m.

Unidad TK-J

El intervalo J corresponde a la profundidad de 230 a 220.3 m. los valores de sm varían de -2 a 5145, se observa a simple vista que hay una gran variedad de clastos de diferente tamaño y colores los cuales provocan que las mediciones de sm sean variadas, de muy bajas hasta negativas a valores demasiado altos (véase 6.7).



Figura 6.7. Núcleo correspondiente al intervalo 230 a 220.3 m.

Unidad TK-I

La unidad TK-I corresponde a la profundidad de 220.3 a 278.38 m. En este intervalo se observa que los clastos son de diferente tamaño y color, pero a mayor distancia uno del otro, los que provoca que los valores de sm sean variados de -3 a 2307 y con un color de matriz gris claro (véase fig. 6.8).



Figura 6.8. Núcleo correspondiente al intervalo 220.3 a 278.38 m.

Unidad TK-H.

La Unidad TK-H corresponde a la profundidad de 278.38 a 258 m. Las mediciones de sm fueron de -3 a 3598. Los clastos de tamaño mediano a chico y de abundante color crema a blancos principalmente, la matriz se observa de un color gris claro (véase fig. 6.9).



Figura 6.9. Núcleo correspondiente al intervalo 278.38 a 258 m.

Unidad TK-G.

La Unidad TK-G corresponde a la profundidad de 258 a 226.1 m. Los valores de sm varían de -2 a 2445, Se observa que el material que predomina es la matriz y los clastos son de tamaño pequeño (véase fig. 6.10).

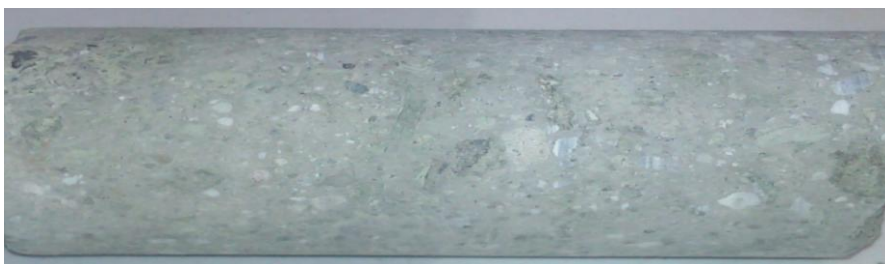


Figura 6.10. Núcleo correspondiente al intervalo 258 a 226.1 m.

6.4. HISTOGRAMAS.

Un histograma es una representación gráfica de una variable en forma de barras, donde observamos como la superficie de cada barra es proporcional a la frecuencia con la cual se repite los valores representados, como podría ser de forma diferencial o acumulada. Y de esta manera podemos tener una primera vista general o panorama, de la distribución de la población en estudio, respecto a una cierta característica.

Gráficamente colocamos en el eje vertical la frecuencia, donde ubicamos el valor con las características de interés, y en el eje horizontal se graficará la clase, que es simplemente la amplitud del intervalo dividido entre el número de población a observar.

Se utilizara el histograma para representar la frecuencia de las mediciones de susceptibilidad magnética y esta a su vez nos arrojará el número de poblaciones donde podremos valorar el rango en el cual son más altos o más bajos estos mismos en relación a su valor en susceptibilidad magnética, y de esta manera podremos analizar el tipo de composición estructural de cada nucleó en relación al intervalo de interés para cada pozo.

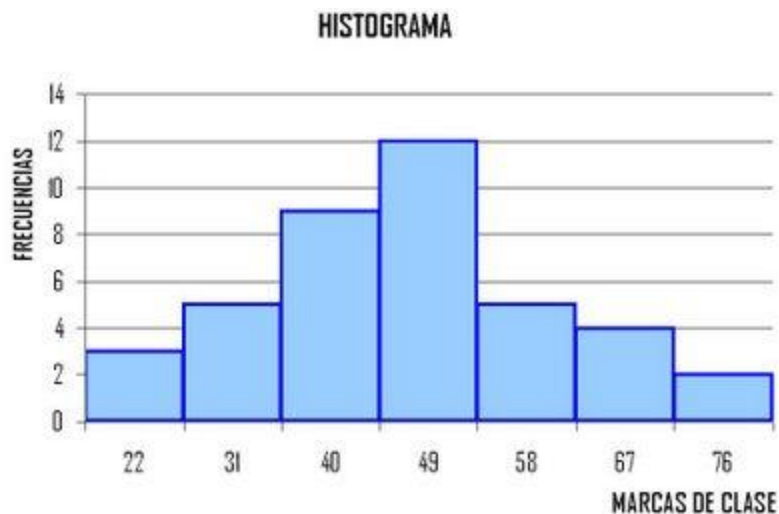
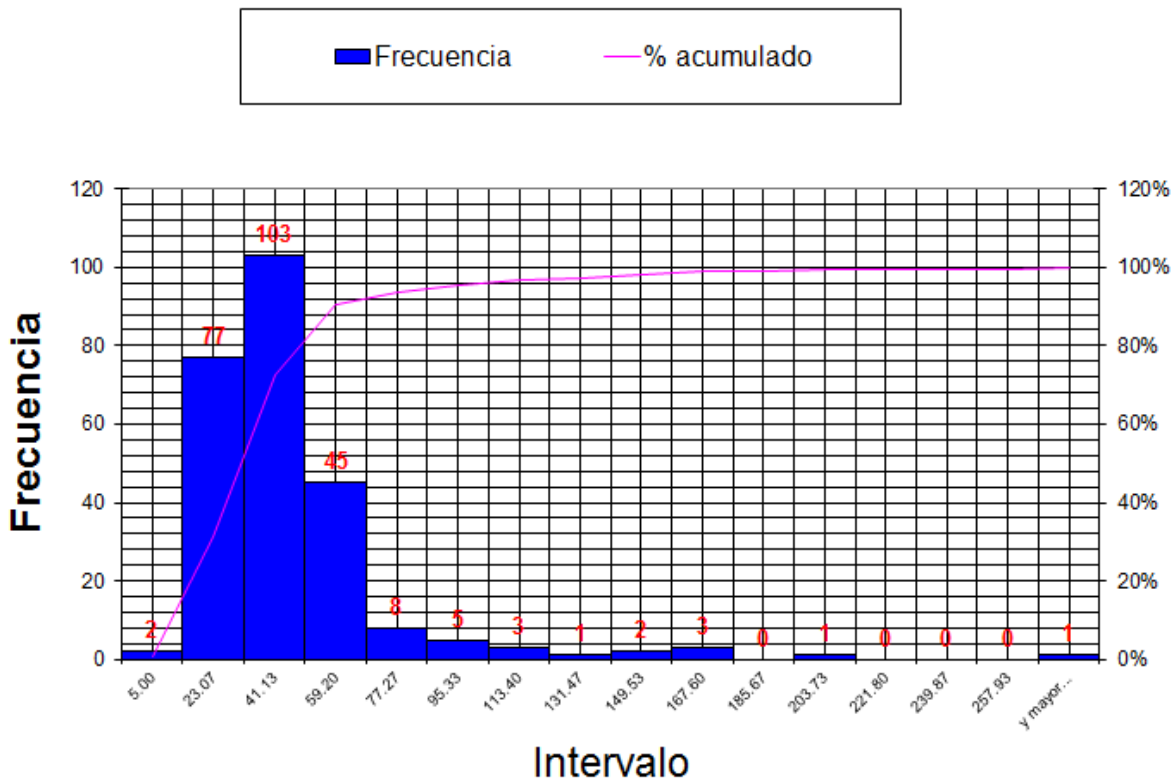


Figura 6.11. Representación gráfica de un histograma.

Pozo Santa Elena UNAM-5.

Histograma de Matriz del pozo Santa Elena.

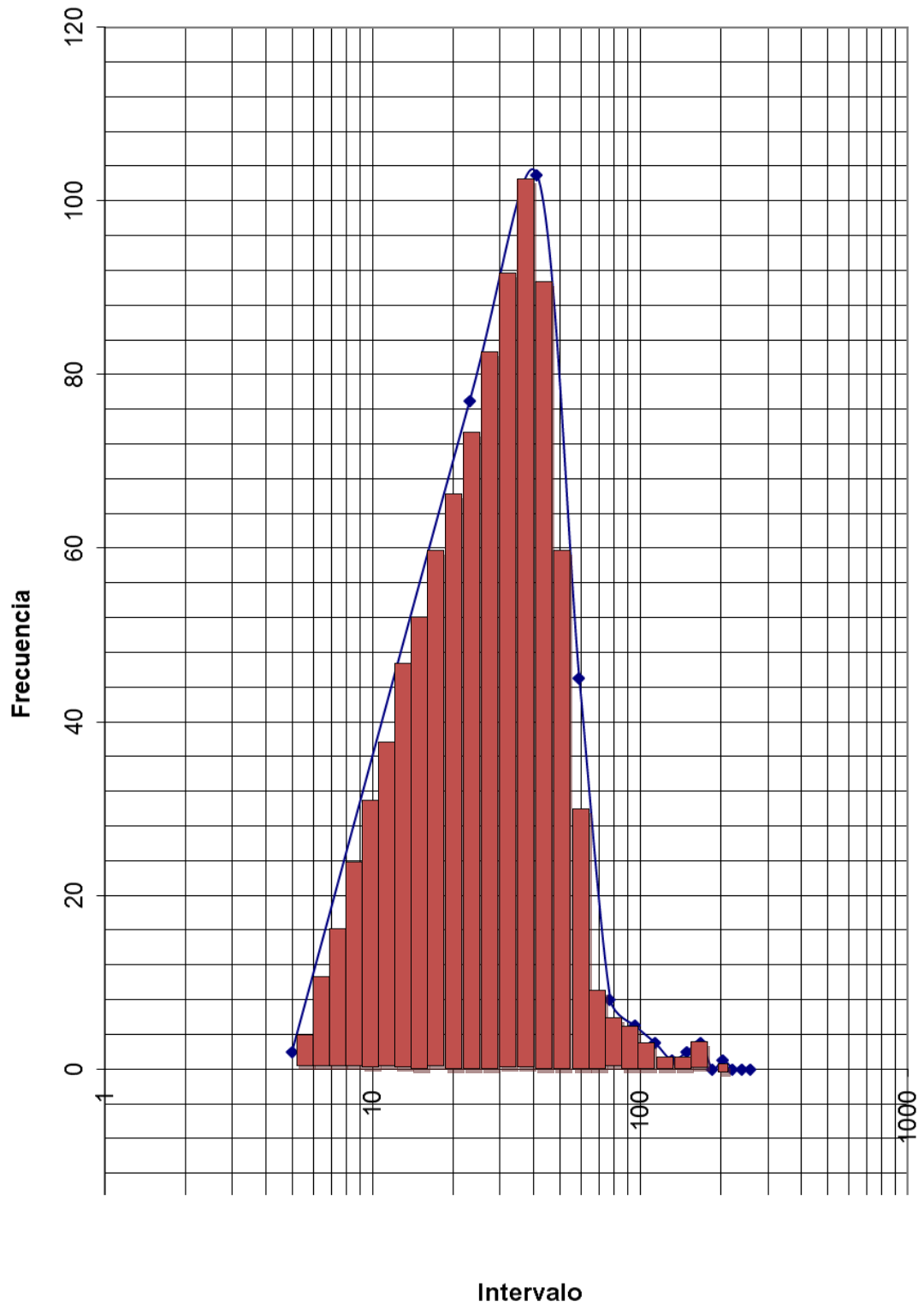


Gráfica 6.7. Histograma de matriz del pozo Santa Elena.

En esta gráfica se muestra una población en la cual su máximo valor alcanza 103, tiene una media de 15.6875 y donde la moda de esta grafica tiene el valor cero.

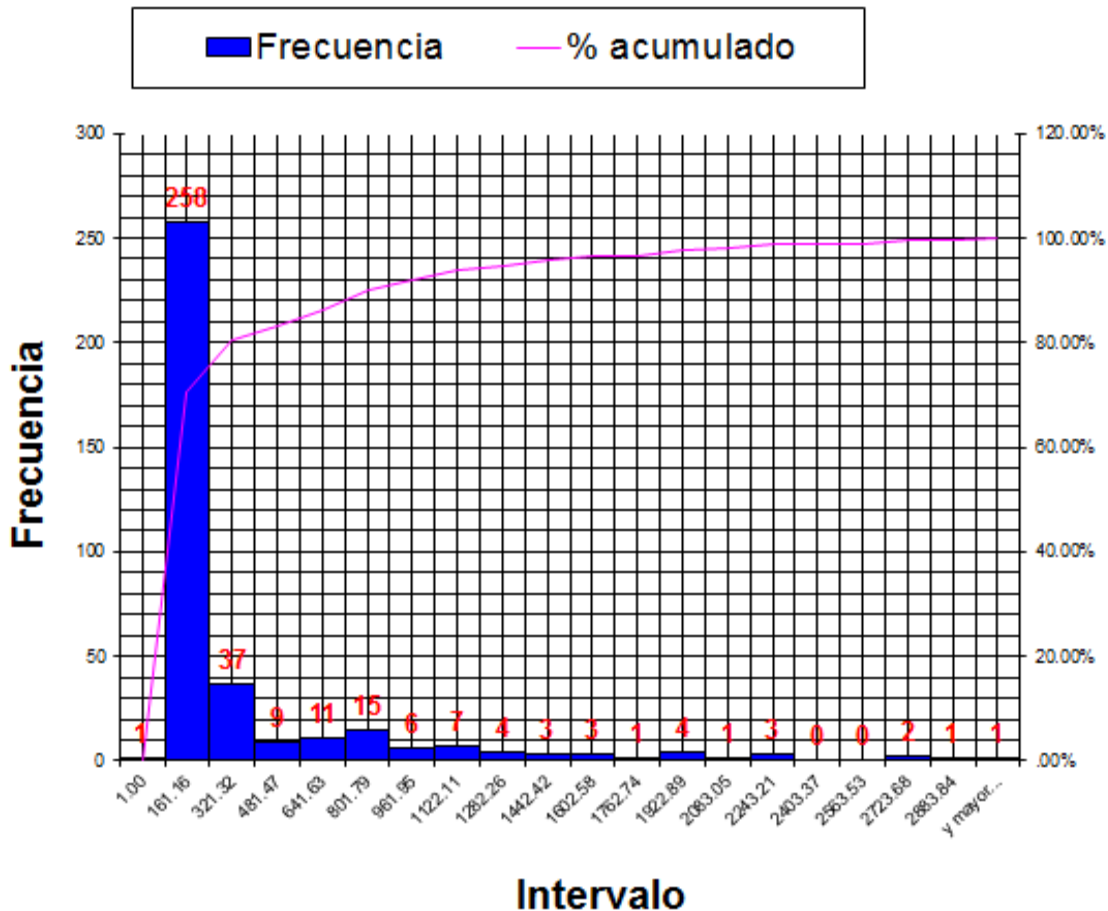
Esto nos indica que en el rango de 23 a 60 la medición de susceptibilidad magnética fue más repetitiva y en general en casi todo el intervalo del pozo en estudio no cambio demasiado su composición estructural, por lo tanto podemos determinar que el material contenido en la matriz fue casi idéntico para casi todo el intervalo en estudio del pozo Santa Elena.

Otra manera de observar la población de un histograma es graficando esta misma en semi-log, como se puede observar a continuación, en esta grafica podemos ver más claramente como la población de la cual ya se había hablado anteriormente sobresale y es evidente como los valores de susceptibilidad magnética se concentran en el rango de 23 a 60.



Gráfica 6.8. Histograma de matriz del pozo Santa Elena en simi-log.

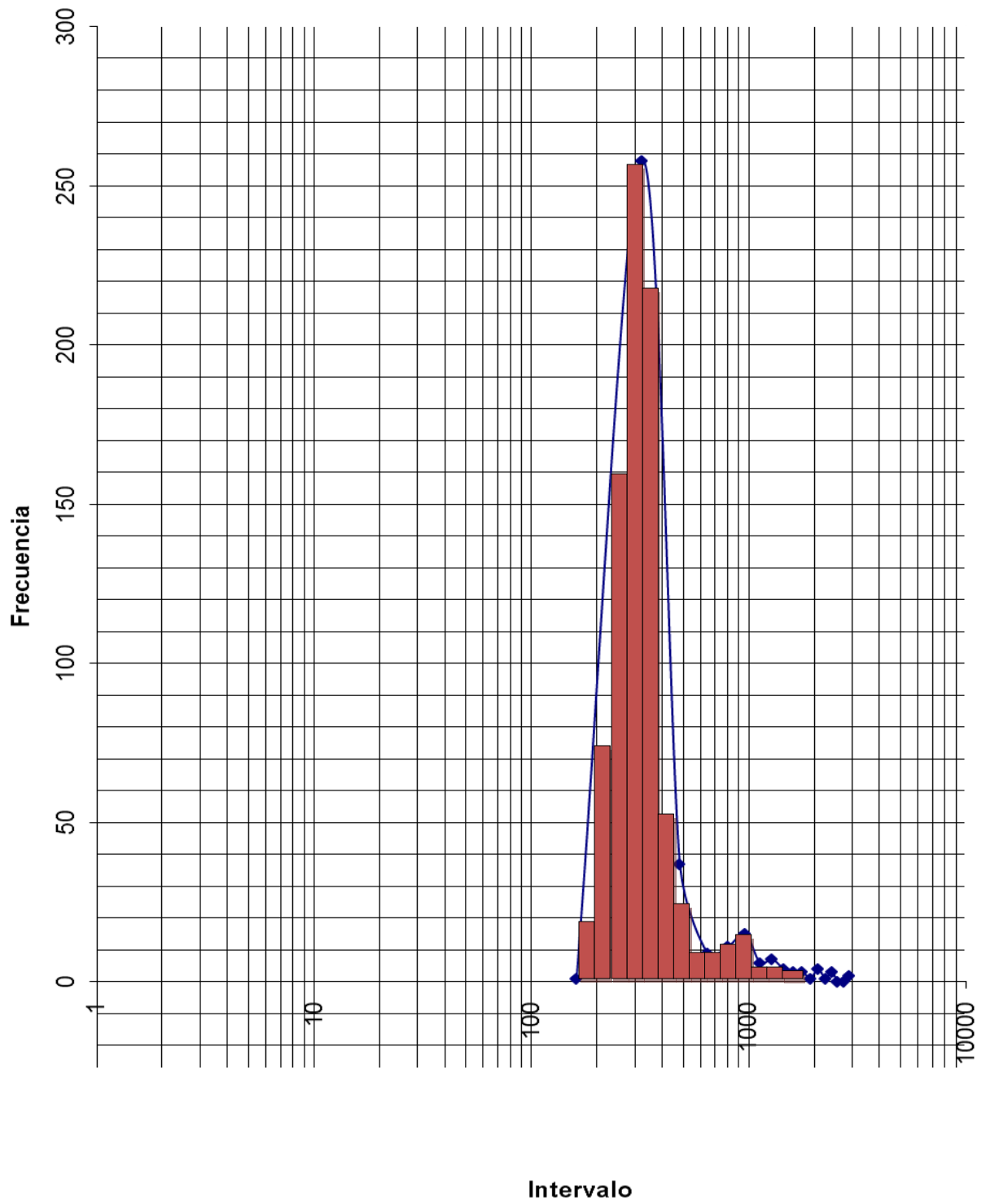
Histograma de clastos del pozo Santa Elena.



Gráfica 6.9. Histograma de clastos del pozo Santa Elena.

En el histograma de clastos del pozo Santa Elena podemos observar cómo se encuentra ubicada una familia para el intervalo de 161 a 321 el valor de susceptibilidad magnética llega ser muy repetitivo por lo cual de la misma manera que en la gráfica de histograma de matriz, determinamos que para el pozo Santa Elena el material contenido en los fragmentos de los núcleos son casi similares para todo el pozo. El valor de la media para esta gráfica es de 18.35 y con una moda igual a uno.

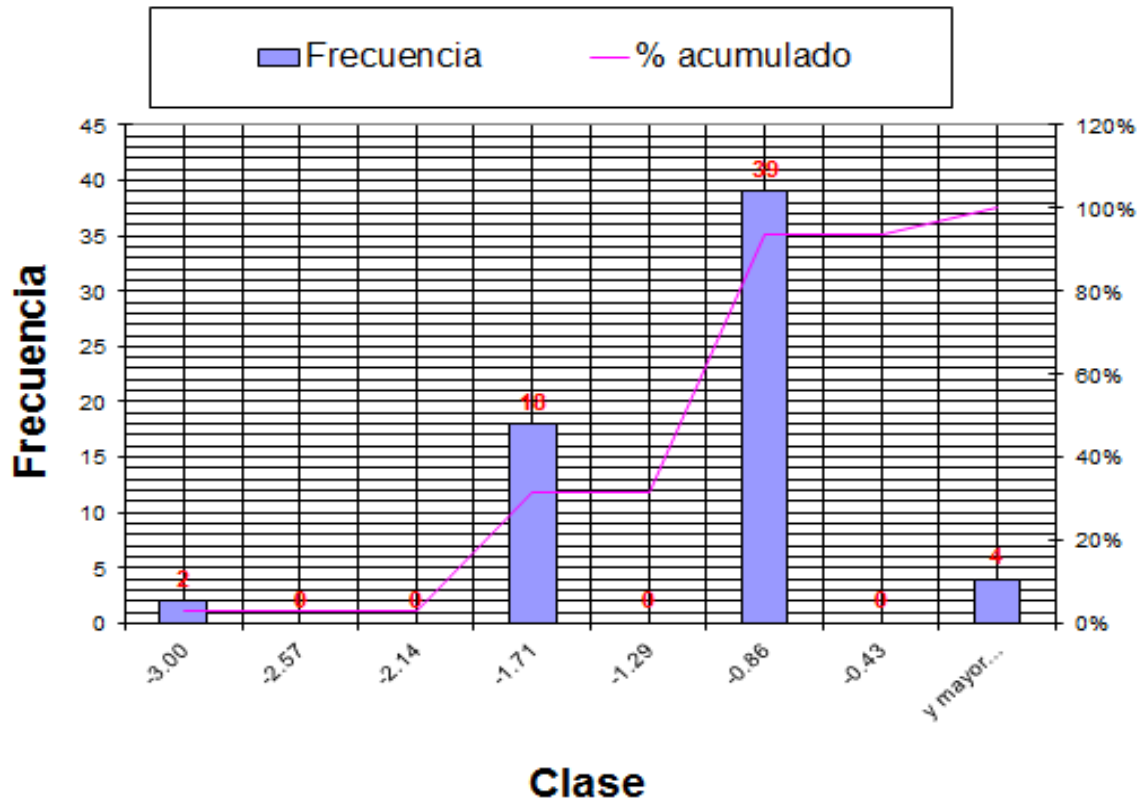
Nuevamente graficamos el historial de los fragmentos del pozo Santa Elena en semi-log, donde analizamos la población que se observaba anteriormente en la gráfica 6.5, aparece nuevamente en esta gráfica, rectificando que esta población es donde se manifiesta los valores de susceptibilidad magnética y por lo tanto concluimos que los clastos medidos es casi el mismo en todo el intervalo del pozo en estudio.



Gráfica 6.10. Histograma de clastos del pozo Santa Elena en Semi-log.

Pozo Peto UNAM-6.

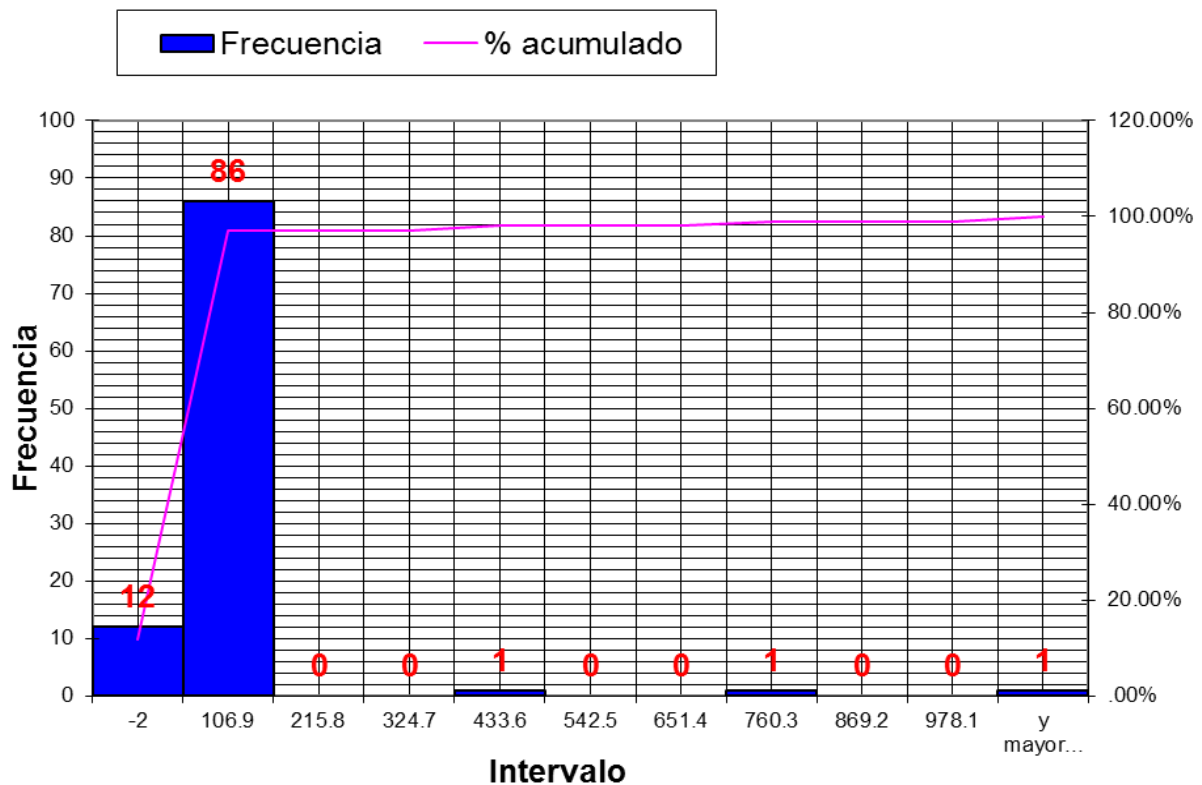
Histograma de Matriz del Pozo Peto.



Gráfica 6.11. Histograma de matriz del pozo Peto.

En la histograma de matriz del pozo Peto tenemos una media igual a 7.875 con una moda igual a cero, logrando observar a diferencia del histograma de matriz del pozo Santa Elena que se observan dos grupos de población que sobresale de la gráfica ubicado en el intervalo de -1.714 y -.857, y esto nos da a entender que en el material del intervalo del pozo Peto en estudio se encuentran 2 tipos de materiales predominantes en la matriz de la roca.

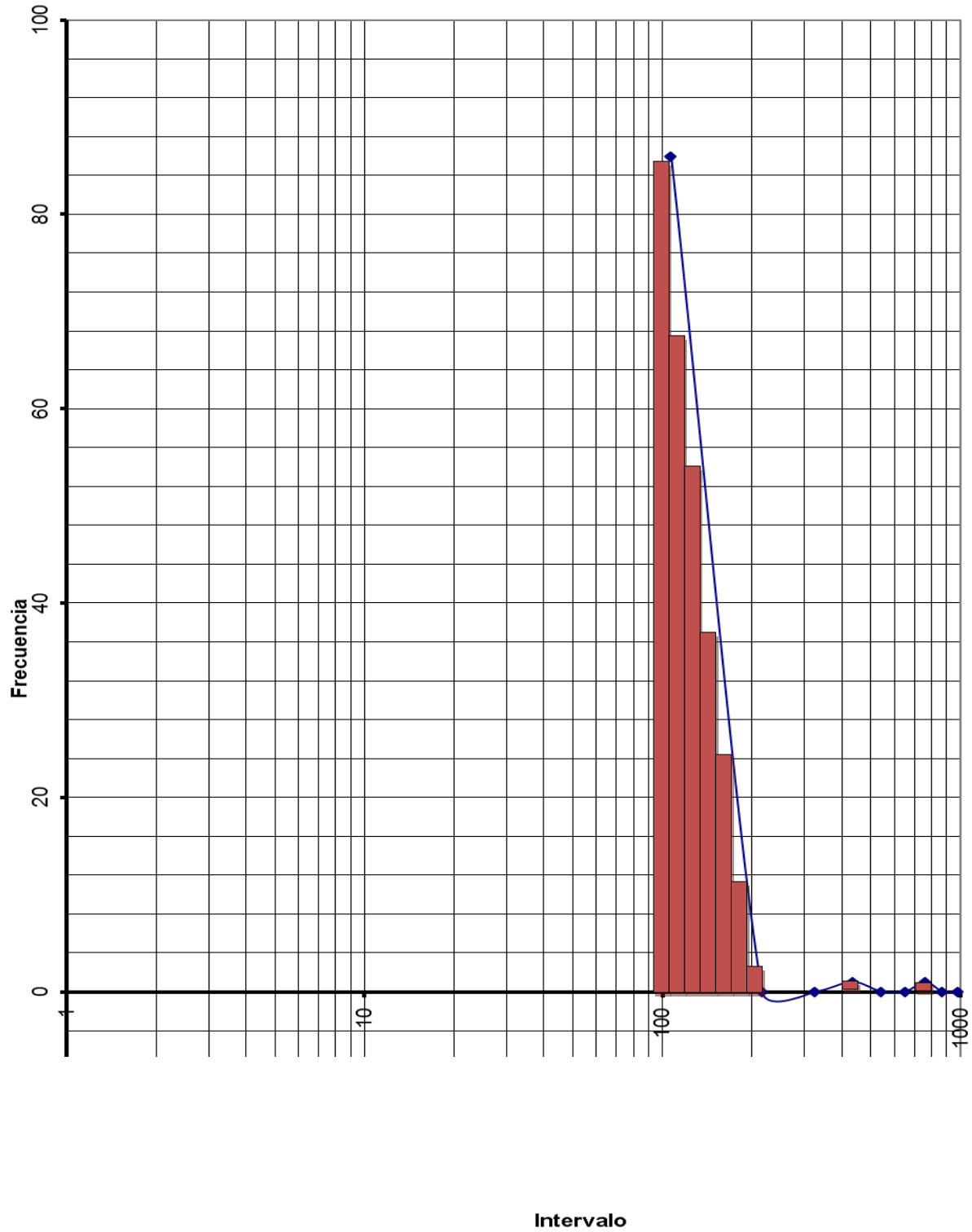
Pozo Tekax UNAM-7
 Histograma de Matriz del Pozo Tekax.



Gráfica 6.12. Histograma de matriz del pozo Tekax.

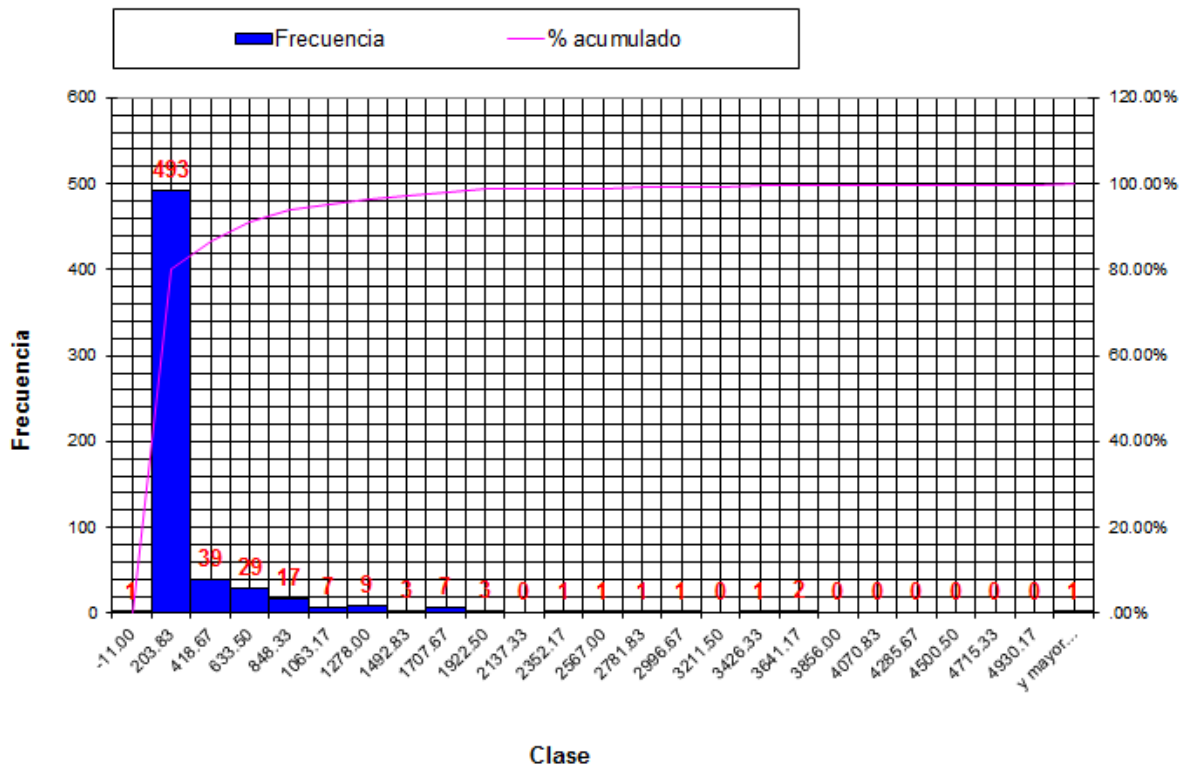
El histograma de matriz del pozo Tekax se tiene una media igual a 9.1818 y su moda es cero, en el intervalo -2 a 106.9 se encuentra una población dominante con una máxima frecuencia de 86, al seguir observando podemos concluir que no se encuentran más poblaciones de interés para el intervalo en estudio, por lo tanto podemos notar que el material examinado con la susceptibilidad magnética posiblemente contenga las mismas propiedades para el pozo.

Se analizará de igual manera la gráfica de histograma de clastos de la matriz en semi-log donde se logra apreciar la misma población ya mencionada, pero sin el intervalo -2 debido a que en la gráfica de semi-log no se pueden obtener un resultado para valores igual o menores a cero, las mediciones de susceptibilidad magnética logran comprender mejor que el material aquí medido es similar para todo el intervalo del pozo en estudio.



Gráfica 6.13. Histograma de matriz del pozo Tekax en semi-log.

Histograma de Clastos del Pozo Tekax.

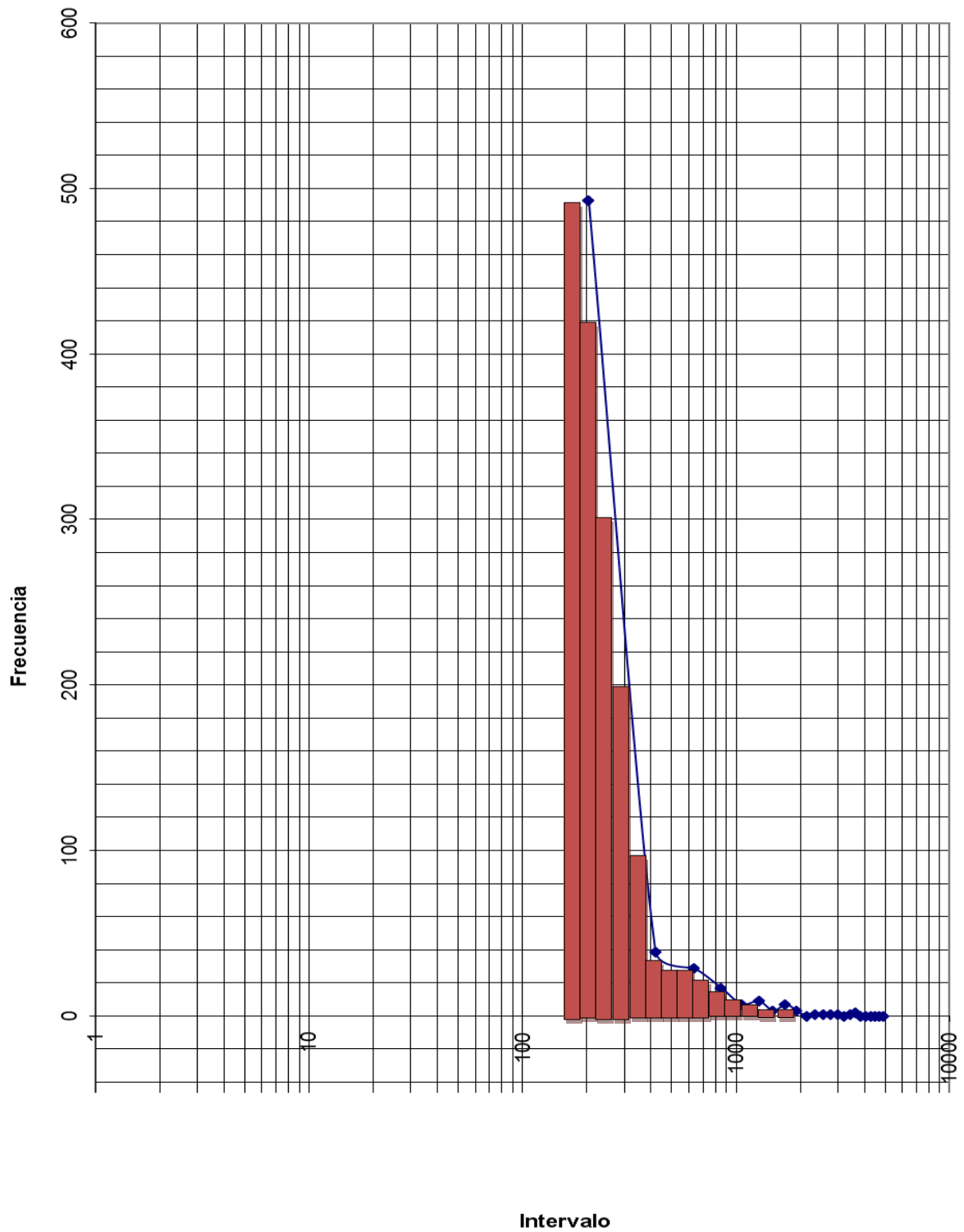


Grafica 6.14. Histograma de clastos del pozo Tekax.

En la gráfica de histograma de clastos tenemos una media igual a 24.64 y su moda igual a cero, aquí logramos observar que para el intervalo de 203.833 a 848.333 los valores de la frecuencia se encuentran mas altos, con un max de 493 lo que nos indica que las mediciones de susceptibilidad magnética nos reflejan que el material contenido en los clastos del pozo son identicos para todo el intervalo en estudio.

Para una mejor observacion se integrara la grafica de histograma de clasto en semi-log, aquí nuevamente podemos observar como los valores mas altos se encuentran en el intervalo ya mencionado y muestran la poblacion de interes para rectificar que las mediciones de susceptibilidad magnética reflejan un mismo material en casi todo los nucleos.

Se hace la observacion que se tubo que omitir el primer valor del intervalo debido a que no se puede obtener el valor de log de numeros igual o menores a cero.



Gráfica 6.15. Histograma de clastos del pozo Tekax en semi-log.

7. CONCLUSIONES.

Pozo Santa Elena, UNAM-5.

Para el intervalo en estudio del pozo Santa Elena podemos concluir analizando las gráficas 6.0, 6.1 y 6.2, como el comportamiento de la matriz con respecto a la profundidad, hay valores bajos de sm a partir de los 470 hasta llegar a los 505 m. Mientras que en la gráfica de 6.1 las mediciones de sm aumenta a partir de 445 m hasta los 470 m., así que para la matriz y los clastos se encontraron 2 grupos de poblaciones con una alta medida de sm, y lo comprobamos con las gráficas 6.7, 6.8, 6.9 y 6.10, lo cual nos indica que tanto en la matriz como en los clastos, se encuentran minerales paramagnéticos, lo cual hace referencia de que se tratan de arcillas y esto es un indicador de que en este intervalo podemos obtener una alta permeabilidad, y por lo tanto tenemos una mayor posibilidad de encontrar hidrocarburos.

Pozo Peto, UNAM-6.

Para el intervalo en estudio del pozo Peto, observamos en la gráfica 6.3 que los valores de susceptibilidad magnética, están en un rango de 0 a -3 en la matriz, en los núcleos no se analizaron clastos, por lo cual, solo se graficó el histograma de matriz, las mediciones y en la interpretación de la población, sus valores de sm son negativos, esto indica que específicamente en este intervalo de pozo, su estructura esta compuesta de cuarzo y calcita, también hace referencia que la permeabilidad es nula, por lo tanto, no habría probabilidad de encontrar hidrocarburos, y de encontrarlos hidrocarburos, estos no podrían fluir de manera natural.

Pozo Tekax, UNAM-7.

Para el intervalo en estudio del pozo Tekax observamos como los valores más altos de susceptibilidad magnética se encuentran en las mediciones de los clastos y se encuentran localizadas en las unidades TK-H, TK-J y TK-K, mientras que los valores de susceptibilidad magnética para la matriz se mantiene constante en el intervalo de estudio.

En el histograma observamos como la población que va del intervalo -2 a 106.9 es una dominante en la matriz, mientras que en la población encontrada en los clastos se estudia los valores de intervalo 203.83 a 633.5 m, esto nos indica que el material predominante son las arcillas, lo cual significa que el pozo 7 y 5 los podremos considerar con una mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos.

Al analizar las gráficas y los datos obtenidos de ellas, podemos darnos cuenta que tanto la composición estructural del pozo Santa Elena y el pozo Tekax es parecida, esto nos hace referir a que se trata del mismo estrato, por tal razón nos hace referencia que la toma de mediciones de susceptibilidad magnética es un método seguro, económico y de muy rápidos resultados.

BIBLIOGRAFÍA.

- M. en I. Fernando González Carrillo, junio de 2006. "La Industria Petrolera. Historia y conceptos básicos". Segunda edición. México D.F.
- Facultad de Ingeniería, UNAM. "Apuntes de Ingeniería de Yacimientos".
- García Avendaño Alberto, 2010 "Estudio de Núcleos de Roca del Activo Integral Cantarell de la Sonda de Campeche". Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Guerrero Hernández Cirilo Joaquín, 2001 "Rocas Calizas: Formación, Ciclo del Carbonato, Propiedades". Temas de Ciencia y Tecnología, Vol. 5, Número 14. P. 3-14.
- Instituto de Geografía Atlas Nacional de México: Tomos I-III: México, DF., UNAM.
- López Ramos Ernesto, 1953, "Distribución de la Porosidad, en las Calizas del Cretácico Medio de la Región de Tampico-Poza Rica". Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, p.31-56.
- López-Ramos, E, 1973, "Estudio geológico de la Península de Yucatán: Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros", Boletín, v. 25, p. 23-76.
- Hugo Aviles Gómez, abril 2007. "Propiedades de los Hidrocarburos e Identificación de Zonas con Fluidos en el Yacimiento Utilizando Registros Geofísicos en Pozos". Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Aparicio Morales Jose Pilar, 2010. "Estimulación ácidas de yacimientos carbonatados en pozos horizontales ". Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.
- José Carlos Reyes Hernández, Everardo Hernández del Ángel, 2012. "Yacimientos Petroleros en Calizas de Plataforma". Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Jorge Pedro Cruz Andrade, 2009, "Preparación de Datos Petrofísicos, geológicos y de producción para la caracterización de Chicontepec". Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Nadia Mónica López Garcés, 2009, "Obtención de Muestras Representativas de la Rocas de los yacimientos Petroleros". Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Akbar Mahmood, Vissapragada Badarinadh, Primavera de 2001."Evaluación de Yacimientos Carbonatados".OilfieldRev2001.P 20-40.
- Arroyo Carrasco Francisco,1985 "Apuntes de Registros Geofísicos de Pozos". División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra Departamento de Geofísica. p 52-104.

- Bassols, B.A. 1982. "Recursos Naturales de México". Ed. Nuestro Tiempo México.
- Beddows Patricia, Blanchon Paul, Escobar Elva, Torres - Talamante Olmo, 2000 "Los Cenotes de la Península de Yucatán". Lagos y Presas de México, p.32-35.
- Contreras, A Enrique , y García M Pablo."Importancia de las actividades de planificación, corte, manejo y análisis de los núcleos de perforación de pozos petroleros". Boletín IIE , julio-septiembre del 2007P 75-85.
- D.Roy Eccles and Ed Murphy, March 2005 "Comparison of Field-Portable X-Ray Fluorescence Analyzer and Conventional Geochemical Analysis". EUB/AGS Geo-Note.
- De la Fuente, Gaelo; Ceballos, J.A.; Terán, Benito. "Principios de Ingeniería de Yacimientos" .I.M.P.
- Ellington and Associates Ing. "Well Logging and Chemostratigraphy From Cuttings and Cores". Wellbore Mineralogy.
- Escobar-Sanchez .J.E., Urrutia- Fucugauchi Jaime, 2010 " Chicxulub crater post-impact hydrothermal activity-evidence from Paleocene carbonates in the Santa Elena borehole". Geofísica Internacional 49(2). p 97-106.
- Michael M.Herron, 1986. "Mineralogy From Geochemical Well Logging". Schlumberger-Doll Research, Old Quarry Road, Ridgefield, Connecticut 06877.
- Ortiz Alemán Carlos, Urrutia Fucugauchi Jaime, Rebolledo Viera Mario, 2002"Investigaciones geofísicas sobre cráteres de impacto y el cráter de Chicxulub". Cuadernos del instituto de geofísica, p.7-11.
- Peña Vázquez Alonso, 2009 "Análisis de la Perforación del Pozo Yaxcopoil-1, Plataforma Carbonatada de Yucatán". Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Perry, E., Marin, L., McClain J., and Velázquez, G., 1995, "Ring of cenotes (sinkholes) northwestc Yucatan, Mexico: Its hydrologic characteristics and possible association with the Chicxulub impact crater: Geology", v. 23, p. 17-20.
- Rebolledo-Vieyra, M., J.Urrutia-Fucugauchi, L.E. Marín, A.Trejo-García.,2000, "UNAM Scientific Shallow-Drilling Program of the Chicxulub Impact Crater". International Geology Review. Vol 42, p. 928-940.
- Urrutia Fucugauchi Jaime and Chavez Aguirre José María, 1 November 2008. "Impact Ejecta and Carbonate Sequence in the Eastern Sector of the Chicxulub Crater". Science Direct.
- Urrutia Fucugauchi Jaime, Morgan Joanna, Stöffler Dieter and Claeys Philippe, 2004 "The Chicxulub Scientific Drilling Project". Meteoritics y Planetary Science 39, Nr 6. P 787-790.

- Urrutia Fucugauchi Jaime, Trejo García Alberto, 1996 “ Initial results of the UNAM scientific drilling program on the Chicxulub impact structure: rock magnetic properties of UNAM-7 Tekax borehole”. *Geofísica Internacional*. Vol.35, Num 2, p.125-133.
- Vazquez Castro Gabriel, 2010 "Algunas características geoquímicas y litológicas de fragmentos basales de la brecha del Cráter Chicxulub". Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.