



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EXPLORACIÓN GEOFÍSICA:
LA QUÍMICA Y SU
IMPORTANCIA EN LA
PROSPECCIÓN PETROLERA**

TESINA

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

ANTONIO DE JESÚS MENDOZA MARTÍNEZ

DIRECTORA DE TESINA

M.C. IZA CANALES GARCÍA



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Agradecimientos.

Resumen.

Este trabajo muestra una visión general de la relación entre la química y la geofísica en la búsqueda de recursos naturales, específicamente este documento aborda el caso de los hidrocarburos. Teniendo en cuenta la importancia de los métodos geofísicos y los registros geofísicos de pozos en las actividades de exploración, es necesario examinar los principios físicos que fundamentan tales herramientas.

Debido a la profundidad de las diferentes estructuras geológicas que se localizan en el subsuelo, las técnicas geológicas no permiten caracterizarlas óptimamente. Sin embargo, la geofísica, haciendo uso de las propiedades físicas y químicas así como de los campos naturales presentes en el sistema, es capaz de adquirir información a considerables profundidades.

Dependiendo de las características de los cuerpos, diferentes métodos y herramientas son empleadas para obtener conjuntos de datos. Concretamente, los métodos geofísicos de exploración son clasificados de la siguiente manera: 1) Métodos potenciales, cuyas propiedades están relacionadas con la densidad y características magnéticas de las rocas; 2) Métodos indirectos, que utilizan campos inducidos, como son las estimulaciones eléctricas o sónicas que están relacionadas con la elasticidad de los materiales y su respuesta.

Además esta tesina describe las técnicas geofísicas relacionadas con la geoquímica más utilizadas en las actividades de exploración de recursos fósiles, sus principales aplicaciones y los resultados que se pueden lograr a través del análisis e interpretación de los datos.

Abstract.

This work shows an overview of the relation between chemistry and geophysics, as well as its application in the prospecting work of natural resources. Specifically, this document addresses the case of hydrocarbons. Having seen the extremely importance of the geophysical methods and geophysics logs in the exploration activities, it is necessary to research their physical principles, which stand at the basis of such tools. Moreover, the historical context will be briefly presented.

Due to the depth of the different objectives which are found in the subsoil, the geological techniques do not allow to optimally characterize them. Nevertheless, the geophysics, by exploiting both their physical and chemical properties and the natural fields in the system, is able to reach the bodies. Depending on the features of such bodies, different tools are used to obtain datasets to analyze them. Concretely, the geophysical methods are classified as follows: 1) potential methods, whose properties are related to the density or to the magnetic features of rocks; 2) indirect methods, which adopt induced fields, such as electric and sonic stimulations which are related to the elasticity of the materials and to their response.

Furthermore, this thesis describes some of the most used geophysical techniques which are employed in the exploration activities of natural resources, their main goals and the results which can be achieved through the analysis of specific datasets.

ÍNDICE

Introducción.....	1
1. Los métodos geofísicos.	3
1.1. Métodos potenciales.....	5
1.1.1. Gravimetría.	5
1.1.2. Magnetometría.	12
1.2. El método sísmico.	18
1.2.1. Leyes de refracción y reflexión: Ley de Snell.....	19
1.2.2. Refracción sísmica.	22
1.2.3. Reflexión sísmica.	23
2. Registros geofísicos de pozos.....	26
2.1. Potencial Natural (SP <i>Spontaneous Potential</i>).	30
2.1.1. Potencial por electro filtración y por electroquímica.	34
2.2. Énfasis en Rayos Gamma y Neutrón.....	35
2.2.1. Registro Rayos Gamma (RG).....	39
2.2.2. Registro de neutrones.	42
3. Estudio de caso.	44
3.1. Exploración geofísica realizada en campo de asignación Amatitlán.....	44
3.1.1. Estado del campo.	45
3.1.2. Datos Generales.	45
3.1.3. Ubicación Geográfica.....	46
3.1.4. Descripción de los campos y yacimientos.....	46
3.1.5. Marco geológico.	47
3.1.6. Aspectos petrofísicos.....	48
3.1.7. Aspectos de yacimientos.	49
3.2. Antecedentes del área asignada.....	50
3.2.1. Información y estudios.	50
3.2.1.1. Pozos.	50
3.2.1.2. Marcadores geológicos.....	51
3.2.2. Exploración y desarrollo.	55

3.2.2.1. Exploración.....	55
3.2.2.2. Desarrollo.....	59
3.2.3. Marco geológico regional.....	60
3.2.3.1. Cuenca.....	60
3.2.3.2. Modelo estructural sísmico.....	60
3.2.3.3. Sistema Petrolero.....	62
3.2.4. Aspectos petrofísicos.....	62
3.2.4.1. Composición y tipo.....	63
3.2.4.2. Porosidad y permeabilidad.....	63
3.2.4.3. Saturación de fluidos.....	65
3.2.4.4. Análisis de registros de pozos y evaluación petrolera.....	66
3.2.4.5. Otros estudios geofísicos.....	66
3.2.5. Aspectos geológicos y geofísicos.....	67
3.2.5.1 Modelo estructural.....	67
3.2.5.2. Mapeo regional.....	69
3.2.5.3. Análisis de discontinuidades naturales.....	69
Conclusiones.....	71
Referencias.....	73

Introducción.

La geofísica es la ciencia que se encarga del estudio de las propiedades físicas de la Tierra. A partir de las propiedades físicas y químicas es posible caracterizar los materiales que constituyen las capas del subsuelo y con ello estudiar el comportamiento del planeta.

La química es la ciencia que se encarga del estudio de las propiedades, composición y la transformación de la materia, por lo cual su relación con la geofísica siempre estará presente. La química está vinculada de forma intrínseca en los métodos empleados para la prospección de recursos naturales. Para realizar un amplio estudio de exploración de recursos, los estudios geofísicos son determinantes, sobre todo, en aquellos objetivos que no puedan ser alcanzados con las técnicas geológicas convencionales debido a la profundidad en que se localizan.

Los estudios geofísicos representan una tarea fundamental en las actividades petroleras, pues antes del desarrollo de un proyecto petrolero se debe contar con los modelos obtenidos a partir de los estudios geológicos y geofísicos. Una vez que se comienza a delimitar, desarrollar y explotar el campo para obtener los energéticos, los estudios geofísicos siguen siendo de suma importancia para obtener las mediciones que sean requeridas en las actividades.

El objetivo del presente documento es explicar y describir las técnicas geofísicas relacionadas con la geoquímica más utilizadas en la industria petrolera, sus principios físicos y los resultados obtenidos al analizar los datos arrojados por los métodos empleados en la exploración y medición de hidrocarburos, con el propósito de ser una fuente de consulta entre los estudiantes inscritos en las carreras de ciencias de la Tierra.

1. Los métodos geofísicos.

Las propiedades fisicoquímicas de las capas de la Tierra y de las rocas presentes en la corteza permiten el estudio de grandes zonas de interés en el subsuelo. El análisis e interpretación de dichas propiedades proveen información que permite conocer modelos estratigráficos, estructuras geológicas y propiedades petrofísicas del medio.

Los materiales que componen las rocas responden a impulsos físicos, como los nucleares, eléctricos y electromagnéticos. Con esto la ingeniería geofísica hace incidir de manera artificial algunas señales sobre la zona, o puede utilizar los campos naturales para llevar a cabo las mediciones, como es el caso de los terremotos. De modo que los métodos geofísicos se clasifican en: métodos potenciales y métodos indirectos. Estos últimos utilizan los campos inducidos artificial o naturalmente asociando la elasticidad de los materiales, su respuesta ante un estímulo y también a través de las propiedades sónicas del sistema. Más adelante serán explicados a mayor detalle los primeros métodos.

Gracias a la exploración realizada con los métodos geofísicos es posible llegar a lugares inaccesibles para el ser humano, pues debajo de nuestros pies se encuentran un sinnúmero de elementos y estructuras, y estos métodos brindan información sin la necesidad de un equipo perforador para alcanzar los objetivos, dependiendo del proyecto y área del conocimiento en que se requieran. Sin embargo, no arrojan muestras físicas, sino datos que deberán ser examinados e interpretados por geocientíficos especialistas. Los métodos geofísicos son muy útiles para traducir de una manera simplificada la complejidad que se encuentra bajo el suelo; gracias a la medición de las propiedades fisicoquímicas, describen las características del medio, funcionando como un revelador de información. Por lo tanto, la geoquímica brindará la información para conocer los materiales, estructuras y localización de cada cuerpo o capa, en las zonas donde se lleven a cabo las actividades de exploración y registros geofísicos.

La Figura 1 muestra los métodos geofísicos, así como los registros geofísicos de pozos, de un área determinada en las actividades de exploración del subsuelo, los estratos que conforman la corteza terrestre y cuerpos de interés en la implementación de los métodos. Al aplicar un método geofísico, el resultado no siempre brinda una información total y provechosa, por lo cual, es necesario aplicar al menos dos métodos para así poder certificar el análisis.

Clasificación general de los métodos geofísicos:

- Métodos potenciales:
 - 1) Método gravimétrico.
 - 2) Método magnetométrico.
- Métodos indirectos:
 - 3) Método sísmico: Refracción y reflexión.
 - 4) Método eléctrico.
 - 5) Método electromagnético.
- 6) Registros geofísicos de pozos.

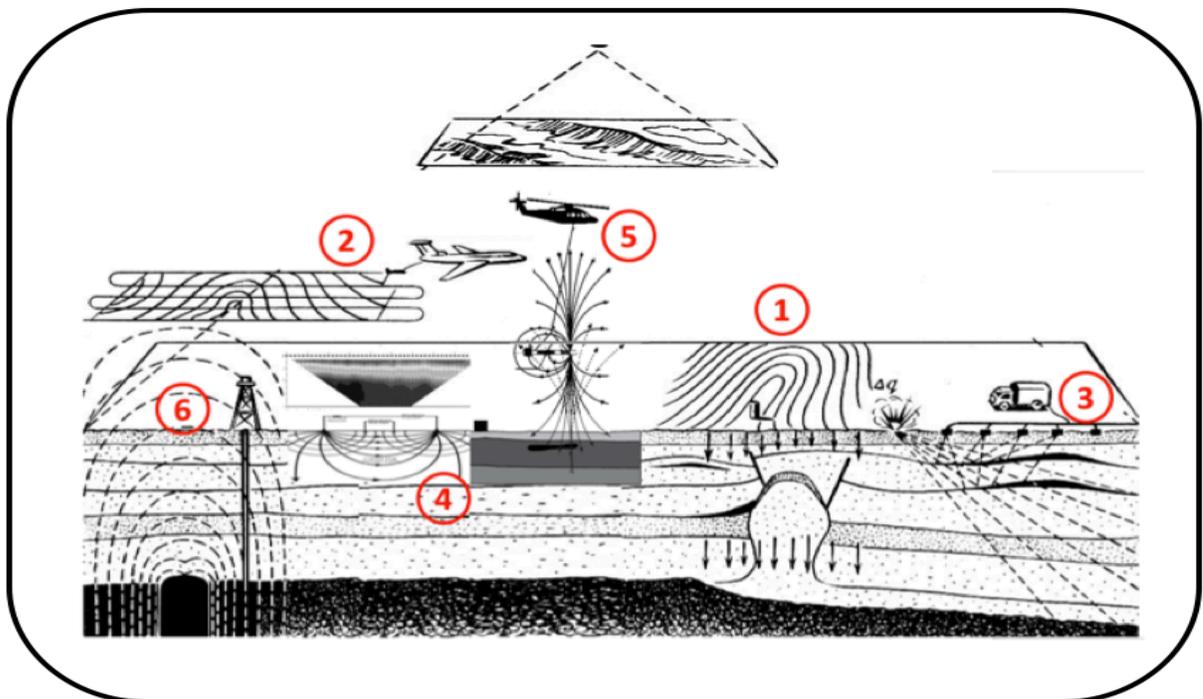


Figura 1. Esquema de los métodos geofísicos de exploración y registros geofísicos de pozos.

(Modificado de <http://12apr.su/books/item/f00/s00/z0000044/st006.shtml>)

1.1. Métodos potenciales.

Los métodos potenciales son aquellos que toman propiedades de las rocas asociadas a su densidad o a sus características magnéticas, haciendo uso de los campos potenciales naturales que posee el planeta Tierra.

1.1.1. Gravimetría.

El método gravimétrico consiste en la medición de los valores de la gravedad terrestre en una determinada zona de estudio, identificando las desviaciones que no sean congruentes con el comportamiento estándar del campo potencial.

La presencia de la gravedad en las actividades de los seres vivos ha dado pie a la investigación por parte de grandes científicos a lo largo de la historia para explicar este fenómeno físico tan íntimamente relacionado con la vida cotidiana y base fundamental del mundo que conocemos.

Siendo pioneros en el estudio los astrónomos Galileo Galilei (1564-1642) y Johannes Kepler (1571-1673), este último quien revolucionó la ciencia radicalmente a través del postulado de las Leyes del Movimiento de los Planetas alrededor del sol. Las cuales llevan su nombre. Sin embargo, fue el físico inglés Sir Isaac Newton (1642-1727) quien logró expresar en su forma matemática las leyes referentes al movimiento de los astros (Ley de la Gravitación Universal), encontrando que la fuerza de atracción es directamente proporcional a la masa de los cuerpos e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellos (Figura 2).

$$F = K \frac{m_1 m_2}{d^2}$$

Ecuación 1.1

Donde:

F= Fuerza Gravitacional [N]

K= Constante = $6.67 \times 10^{11} \left[\frac{Nm^2}{Kg^2} \right]$

m1= Masa de cuerpo 1 [kg]

m2= Masa de cuerpo 2 [kg]

d = distancia [m]

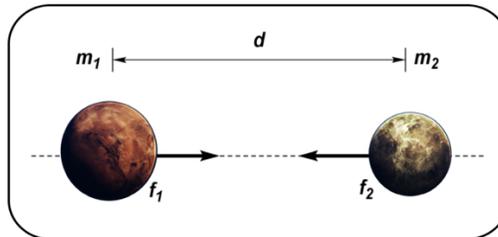


Figura 2. Masas de cuerpos colocadas a una distancia d, ilustrando las fuerzas de atracción entre estas representadas por f_1 y f_2 .

Newton dejó un gran legado para la humanidad, postuló las muy conocidas y estudiadas Leyes de Movimiento de Newton (Figura 3), fundamentales en el estudio de la mecánica clásica.

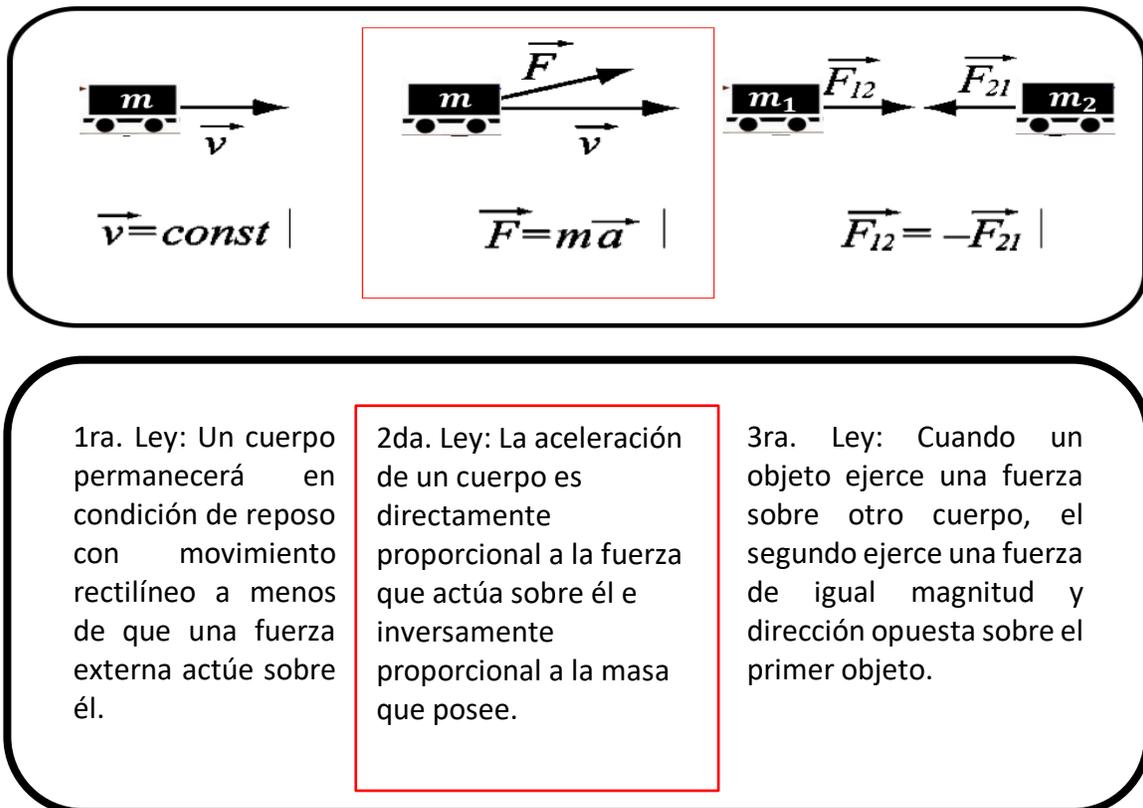


Figura 3. Diagramas, expresiones matemáticas y enunciados de las Leyes de Newton.

En la Segunda Ley de Newton (Ley Fundamental de la Dinámica), la fuerza de gravitación produce una aceleración en los cuerpos en presencia de su campo, teniendo en cuenta que cualquier cuerpo que posea una masa tiene un campo gravitacional que se extenderá teóricamente hasta el infinito. Las masas estarán sometidas a la gravitación de otros cuerpos en los alrededores y viceversa.

La fuerza se representa mediante la siguiente expresión matemática: $F = m \cdot a$. **Ecuación 1.2.** Ésta aceleración no es igual en los dos cuerpos a pesar de que la fuerza de gravitación que actúa en ellos es la misma.

En el planeta Tierra al igual que en otros astros encontramos un caso particular de la gravitación, nombrado: gravedad [g]. Como se dijo al inicio del capítulo, la gravedad es de gran importancia para la vida en el planeta, así como para su estudio. En la Figura 4 se muestra el campo gravitacional del planeta que ejerce sobre los cuerpos en la superficie (la gravedad en la persona y en la manzana provoca una caída libre por efecto del campo, y de igual forma la aceleración que causa en la Luna). Mediante la Ecuación 1.5 deducida a partir de la Ley de Gravitación Universal y la Ley Fundamental de la Dinámica, podemos conocer el valor de la gravedad en los astros de masa y radio conocidos, como ejemplo se muestra el cálculo para el planeta Tierra:

Igualando las ecuaciones 1.1 y 1.2: $m \cdot a = K \frac{m_1 m_2}{d^2}$ **Ecuación 1.3**

$$a = g = K \frac{m}{d^2} \quad \text{Ecuación (general) 1.4}$$

$$g = K \frac{M_T}{d^2} \quad \text{Ecuación (particular de la Tierra) 1.5}$$

Dónde:

g = Gravedad $[\frac{m}{s^2}]$

K= Constante de Gravitación Universal = $6.67 \times 10^{11} [\frac{Nm^2}{Kg^2}]$

M_T = Masa de la Tierra [Kg]

d = Distancia [m]

La aceleración que produce en los cuerpos la masa de la Tierra ($M_T = 5.97 \times 10^{24} [Kg]$) así como el radio de la misma ($r_T = 6371 [Km]$), es conocida como: aceleración de la gravedad, de tal forma que podemos conocer la aceleración debido a la fuerza de la gravedad realizando la sustitución de los datos conocidos: $M_T = 5.97 \times 10^{24} [Kg]$ y $r_T = 6371 [Km]$. Resultando:

$$g = 9.81 \left[\frac{m}{seg^2} \right] = 981 [gales]$$

El valor anterior indica que la gravedad sobre la superficie del planeta es 981 gales, la unidad para los estudios gravimétricos es: miligal [mGal].

Se considera a la aceleración de la gravedad un vector en el espacio como lo ilustra la Figura 4, mostrando la flecha debajo de la manzana sostenida por la persona en un sistema de coordenadas (x,y,z).

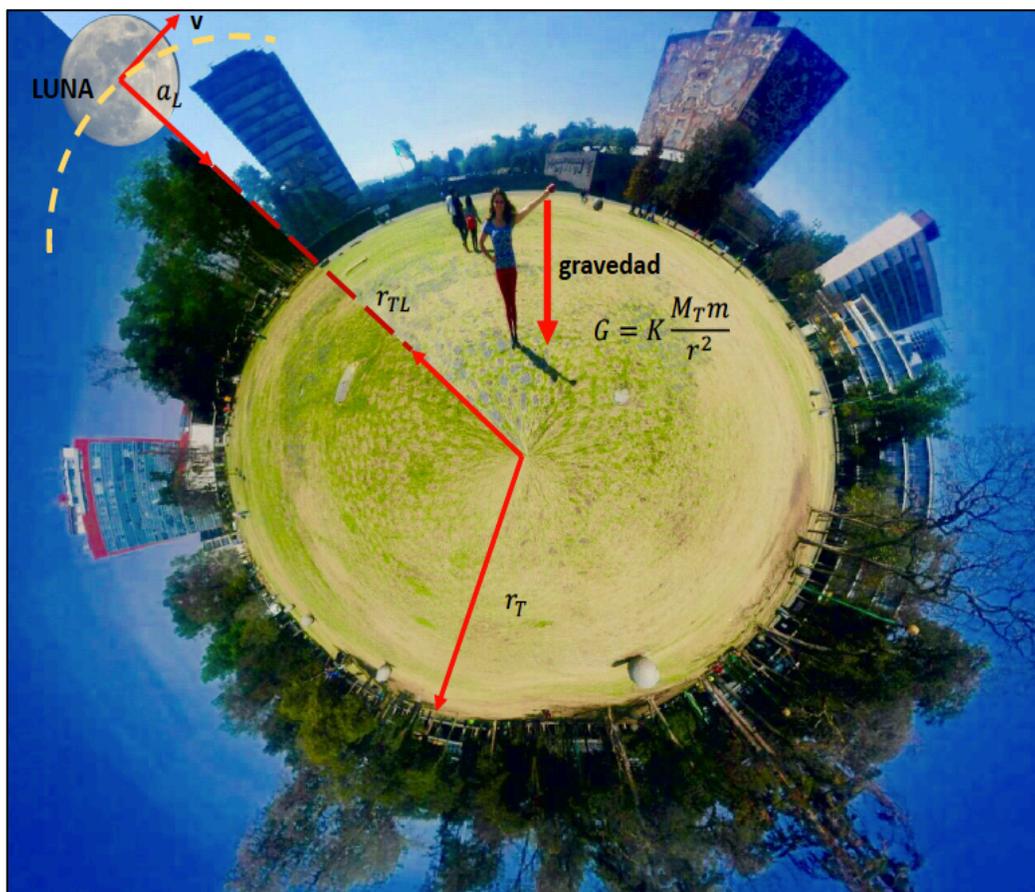


Figura 4. Aceleración de los cuerpos causados por el campo gravitacional que genera la masa del planeta en los alrededores.

El campo gravitacional es aquel que genera cualquier cuerpo por el solo hecho de poseer masa y que es capaz de atraer a otros cuerpos cuando estos están en presencia de su campo como se describió anteriormente.

Las premisas anteriores dieron lugar al desarrollo de instrumentos para la prospección de recursos naturales. El gravímetro (Figura 5) es el instrumento utilizado para realizar las mediciones en campo, basándose en el principio de dinamómetro. Los componentes son una masa suspendida de un resorte. La fuerza resultante de la masa por la gravedad deforma el resorte. En condiciones de equilibrio dinámico el resorte oscila alrededor de la posición del equilibrio estático. El diseño de gravímetros en la actualidad permite contar con diferentes arreglos desde los más simples hasta los más sofisticados tanto en algoritmos como en componentes.

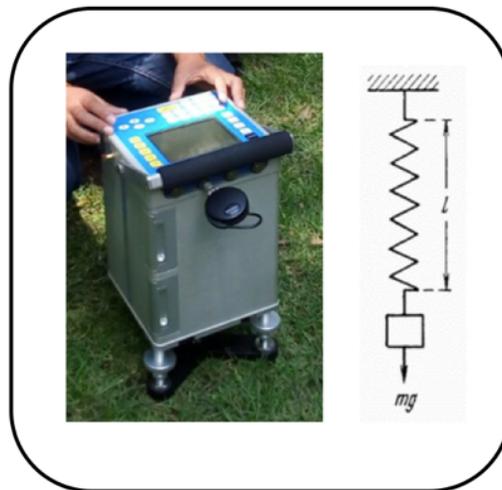


Figura 5. Gravímetro Modelo CG-5 AUTOGRAV marca Scintrex y esquema del principio de dinamómetro.

La gravimetría utiliza el campo potencial natural de la Tierra, es un método geofísico de gran importancia en los trabajos de exploración de depósitos minerales y detección de estructuras de interés petrolero pues arroja datos e información sobre la profundidad de los cuerpos ubicados en el subsuelo hasta donde su penetración sea adecuada.

En la exploración gravimétrica se deben de cumplir etapas. En el proceso se realiza el muestreo en campo, se preparan los datos, se corrigen, después se realiza una

interpretación preliminar para finalmente integrar, interpretar y evaluar los resultados arrojados durante la actividad.

Un gravímetro puede medir diferencias muy finas en la gravedad, y es en este punto donde los cuerpos mineralizados aumentan la gravitación en las regiones donde se encuentran, o disminuyen la gravitación debido a la falta de masa en el medio, como sucede con las cavidades. Las propiedades fisicoquímicas de las rocas, hacen posible las diferencias respecto al campo gravitacional normal. Detectando así una anomalía, como son los cambios de densidad en función de la estructura química de los diferentes cuerpos en el entorno de la zona estudiada (Figura 6).

La densidad es una propiedad física que relaciona la masa entre el volumen de un cuerpo, y el cuerpo al estar constituido de materia que en su composición química es diferente a otras, resultará en un medio heterogéneo donde es posible diferenciar los cuerpos unos de otros con la ayuda del método. Por ejemplo, la detección de domos salinos, fallas, sills, diques, depósitos minerales y carboníferos.

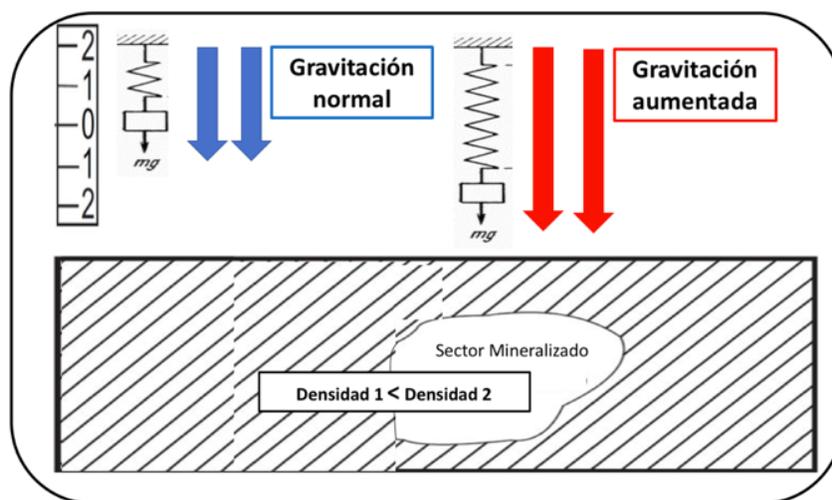


Figura 6. Cambio de gravedad debido a un cuerpo mineralizado en el subsuelo detectado mediante el principio de dinamómetro.

Las anomalías (Figura 7) de la gravedad son las variaciones de los valores medidos respecto a la gravedad normal, como campo potencial natural del planeta Tierra.

Los estudios gravimétricos analizan la componente z del campo, debido a que la componente de la aceleración de la gravedad se da en tal dirección como una cantidad vectorial.

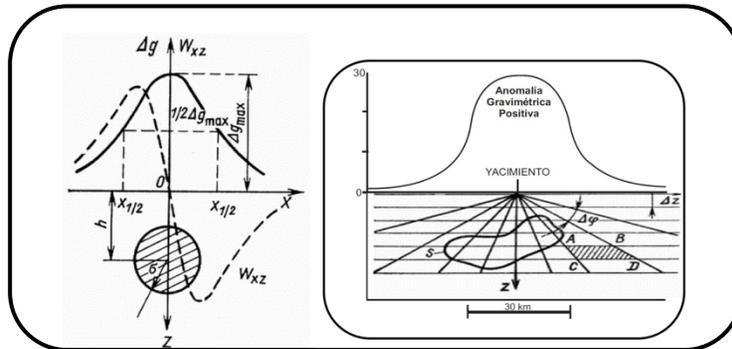


Figura 7. Anomalía gravimétrica. Diagrama teórico y ejemplificado típico de una anomalía en que se muestra el efecto que causa correspondiente a la componente Z.

(Modificado de Khmelevskoi, 1999).

La energía potencial por unidad de masa, mejor conocida como potencial gravitacional, es el trabajo negativo realizado por la unidad de masa en la dirección de una componente sobre una superficie.

La gravimetría es un método práctico que se implementa en cualquier zona, esto da lugar a que sea utilizada amplia y satisfactoriamente en la prospección petrolera, así como en otras áreas (especialmente en geotecnia y minería).

Una vez obtenidos los datos en campo se deben realizar correcciones, por ejemplo, la corrección por la instrumentación empleada, debido a que el instrumento detecta los cambios del campo con respecto a los astros que ejercen su fuerza sobre el planeta, modificándolo. Estas varían dependiendo de la dinámica del sistema o el tiempo en que se

presenten las modificaciones, por ejemplo, unas cuantas horas (como el efecto que produce en la Luna en la marea).

Correcciones del método:

Corrección por aire libre: aquí se lleva la lectura a nivel del mar, para así nulificar los efectos producidos por la altura a la que se realiza la medición.

Corrección de Bouguer simple: una vez eliminada la distancia entre el nivel del mar y la altura a la cual se realizó la medición en campo, es necesario remover el efecto de la corteza terrestre que se encuentra entre la superficie y la profundidad del cuerpo geológico.

Corrección de Bouguer total: para tener mayor precisión se debe eliminar el efecto producido por la topografía, esto es más allá que simplemente eliminar la altura respecto a nivel del mar, pues sobre la superficie terrestre encontramos todo tipo de estructuras, como valles u orogenias que modifican la atracción gravitacional del lugar.

1.1.2. Magnetometría.

La magnetometría también hace uso de un campo potencial natural de la Tierra: el campo magnético. El campo magnético se ejemplifica con el modelo teórico de una barra con propiedades magnéticas colocada en el interior del planeta Tierra a 11° de inclinación como se muestra en la Figura 8. Aquello que genera el campo potencial del planeta son los elementos que se encuentran en las capas interiores cercanas al núcleo principalmente el oxígeno, silicio y magnesio. La química toma un papel importante en este proceso, pues a través de los elementos que conforman los sistemas, es posible detectar la presencia de los cuerpos y analizar los fenómenos fisicoquímicos, así como la aplicación del método para realizar los estudios.

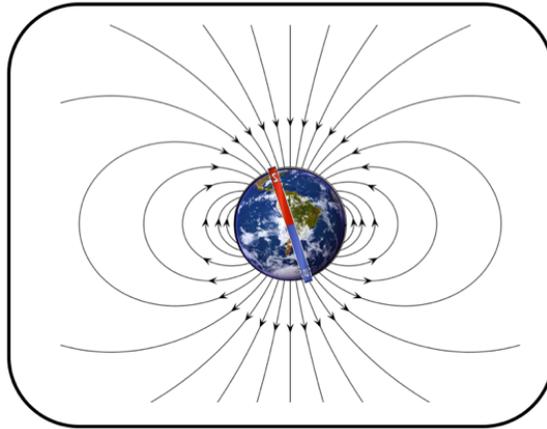


Figura 8. Representación práctica del campo magnético de la Tierra.

El método consiste en la medición de las variaciones del campo magnético del planeta, mediante la detección de materiales magnéticos en el subsuelo. Debido a esto, los depósitos generan un campo magnético inducido secundario, como se ilustra en la interpretación de la Figura 9.

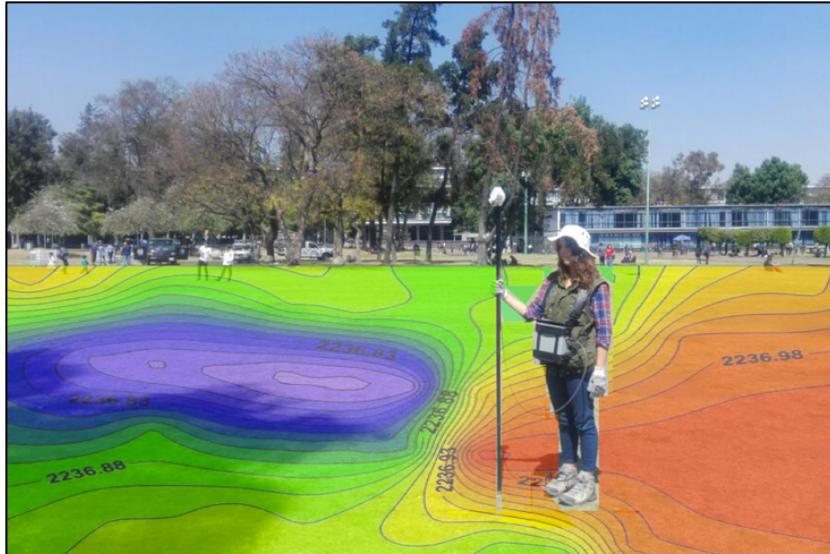


Figura 9. Representación de la exploración magnetométrica. Se ilustra el operador y equipo necesario para la obtención de datos.

El levantamiento en el área de estudio se realiza midiendo las variaciones del campo sobre la superficie con la ayuda de un magnetómetro (Figura 10a). Existen diferentes dispositivos, así como diferentes métodos de medición, algunos se basan en principios mecánicos como

el magnetómetro de Schmidt, el magnetómetro de torsión o la brújula de inclinación y brújula de Hotchkiss. Este instrumento mide las anomalías magnéticas a lo largo de un arreglo de mallas o bien a lo largo de un tendido unidimensional llamado perfil, que deberán tener distancias constantes de un punto a otro (Figura 10b).

El geocientista encargado del levantamiento deberá cuidar que el clima solar sea adecuado, esto es, que no se presente ninguna tormenta magnética, aislar la zona de elementos metálicos, así como asegurarse que ninguna de las personas encargadas de realizar el levantamiento porte objetos metálicos, como lo son anillos, collares o monedas que interfieran con la operación (Figura 10c), pues pueden generar “ruido” en los datos arrojados.

El ruido es aquel o aquellos datos que no son congruentes con la tendencia medida del área de estudio.

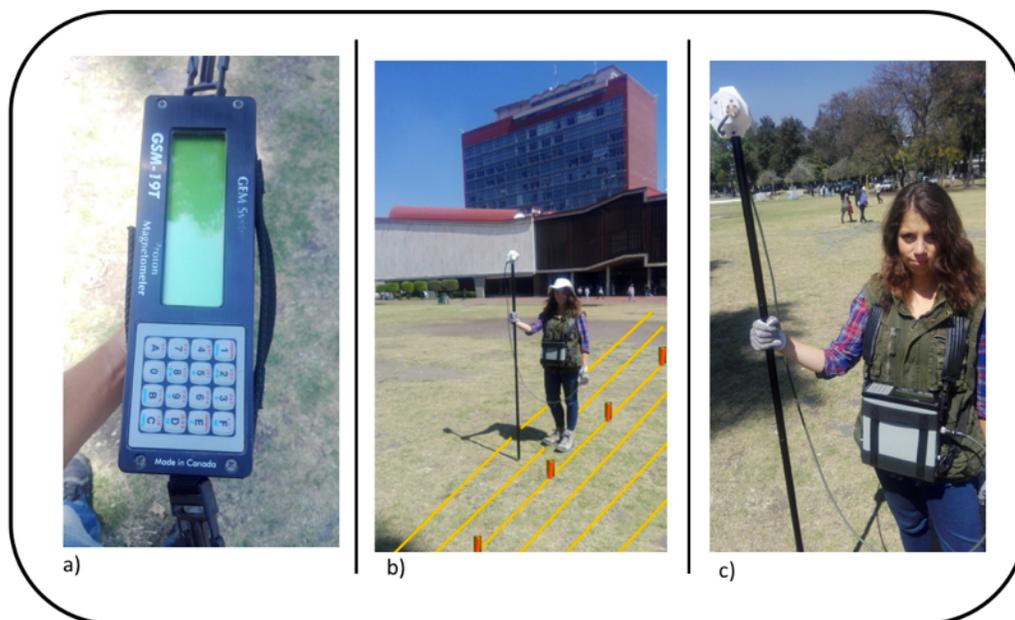


Figura 10. a) Unidad magnetométrica, b) Perfil magnetométrico, c) Operador, equipo y accesorios necesarios para la medición.

La fuerza entre dos polos magnéticos (Figura 11) se expresa mediante la Ley de Coulomb:

$$F = K \frac{PP'}{\mu L^2} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

Donde:

F= Fuerza eléctrica [N]

P y P' = Cargas puntuales [C]

K= Constante de proporcionalidad= $9 \times 10^9 \left[\frac{Nm^2}{C^2} \right]$

μ = Permeabilidad magnética $\left[\frac{Wb}{mA} \right]$

L= Distancia entre las cargas [m]

Si las cargas son de polaridad contraria, la fuerza es de atracción y si las cargas son de la misma polaridad, la fuerza es de repulsión.

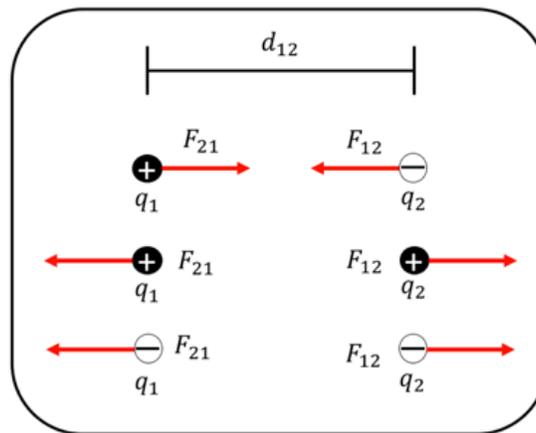


Figura 11. Representación gráfica de la Ley de Coulomb.

El campo magnético es el espacio alrededor del dipolo (planeta Tierra). Con la ayuda de un imán es posible detectar la presencia de un campo magnético, en el cual se ejerce su fuerza, la potencia de un campo magnético es un punto medido en dinas que actúa sobre la unidad de polo magnético colocada en ese punto.

La intensidad de campo (H) es el Oersted que en el Sistema Internacional es $\left[\frac{\text{Ampere}}{m}\right]$:

$$H = \frac{P}{\mu L^2} \quad \text{Ecuación 1.7}$$

Donde:

H= Intensidad de campo [Oe]

P = Carga [C]

μ = Permeabilidad magnética $\left[\frac{Wb}{mA}\right]$

L= Distancia [m]

Dicho campo es comúnmente representado por líneas imaginarias que indican su intensidad y dirección. En presencia de un medio permeable μ , una intensidad de campo de 1 Oersted, representado por μ líneas por cm^2 . Al número total de líneas en el medio se conoce como flujo magnético.

El número de líneas que pasan perpendicularmente a través de la superficie es conocido como inducción magnética o densidad de flujo, medido en Maxwells, cuya equivalencia en el Sistema Internacional es el Weber. Si un campo magnetizable es puesto en un campo magnético adquiere magnetización proporcional al campo, esto es conocido como susceptibilidad magnética (I).

$$I = kH \quad \text{Ecuación 1.8}$$

La imantación inducida depende de la susceptibilidad magnética de una roca o mineral del campo externo, mientras que la imantación remanente de una roca se refiere al magnetismo residual de la roca sin un campo externo.

Las rocas poseen propiedades magnéticas, algunos materiales se oponen al flujo magnético, teniendo una orientación perpendicular a las líneas de flujo, son conocidos como materiales

diamagnéticos; mientras que los materiales que atraen las líneas de flujo y se orientan en el mismo sentido se denominan paramagnéticos. Los materiales ferromagnéticos atraen los campos magnéticos con mucha intensidad, el hierro y el níquel, son ejemplos de estos materiales.

La susceptibilidad magnética en las rocas depende del contenido de magnetita. Los diferentes tipos de roca tienen un comportamiento en función de su origen, teniendo la siguiente relación:

Rocas ígneas	– ferromagnéticas	–	mayor a 15%
Rocas metamórficas	– paramagnéticas	–	menor a 10%
Rocas sedimentarias	– diamagnéticas	–	pequeñas cantidades menores al 5 %

Al realizar las mediciones en campo se debe medir la distancia entre las estaciones y líneas de observación, la distancia entre las líneas de observación dependerá de la extensión y forma de la anomalía que presenten los objetivos explorados. Los estudios pueden ser terrestres, aéreos o marinos. El método se puede aplicar en la búsqueda de depósitos minerales y en la prospección de hidrocarburos, así como en la arqueología y los acuíferos.

En la industria petrolera el método brinda información sobre la profundidad de las rocas en el basamento, caracterizando las cuencas para posteriormente realizar los estudios correspondientes en la búsqueda de yacimientos petroleros.

Correcciones a los datos obtenidos:

Corrección diurna: En la variable tiempo, el campo magnético siempre cambiará de intensidad debido al calentamiento del sol en la atmósfera, por lo cual es necesario llevar un monitoreo en el área de prospección. Obteniendo los datos de este monitoreo en

relación con el tiempo, se realiza una regresión lineal para conocer el valor que será deducido a los valores observados en la estación.

Modelo de campo global: Las diversas capas del planeta contienen distintos elementos presentes en los diferentes estados de la materia, su composición afectará el campo magnético detectado por el equipo dependiendo de cuál sea este, por ejemplo, el campo registrado por el núcleo es mucho más masivo que el generado por la corteza debido a los elementos que conforman las capas. Es necesario depurar los efectos físicos producidos por el núcleo. Al eliminar sus valores, la información sustraída permite aproximarse a los valores que solo genera la corteza terrestre.

Reducción al polo: Matemáticamente el procedimiento transforma una anomalía medida en cualquier componente del campo en una que sería calculada en condiciones de un campo vertical, pues las anomalías magnetométricas no se presentan como comúnmente lo hacen las anomalías gravimétricas, justo por encima del material del cuerpo que se explora.

1.2. El método sísmico.

La sismología estudia el origen, la propagación y el registro de los movimientos ondulatorios en la corteza terrestre. Cuando se produce un sismo, las rocas de la corteza como medio continuo, son perturbadas, propagando las ondas sin que exista una transferencia de masa, en todas las direcciones desde el punto conocido como foco. Estas perturbaciones se propagan a diferentes velocidades dependiendo de las propiedades elásticas de la materia que afecten.

Las ondas precursoras viajan por el interior de la tierra, mientras que las ondas largas se propagan por la superficie. Las llamadas ondas P (ondas de compresión) viajan desde el foco hasta un punto determinado en la superficie más rápido y por lo tanto son las primeras en

ser registradas, posteriormente las ondas S (ondas de corte), su frente de onda se propaga en una dirección perpendicular a la propagación de las ondas primarias.

Los desplazamientos de las ondas P y S son representadas por dos direcciones: la dirección en la que la onda se propaga y la dirección donde el campo propagado permuta.

Una onda compresional es una onda longitudinal, ya que el campo en el cual se propaga permuta en la dirección de su propagación, mientras que una onda de corte es una onda transversal debido a que el campo donde se propaga varía en ángulos rectos a la dirección de desplazamiento (Figura 12).

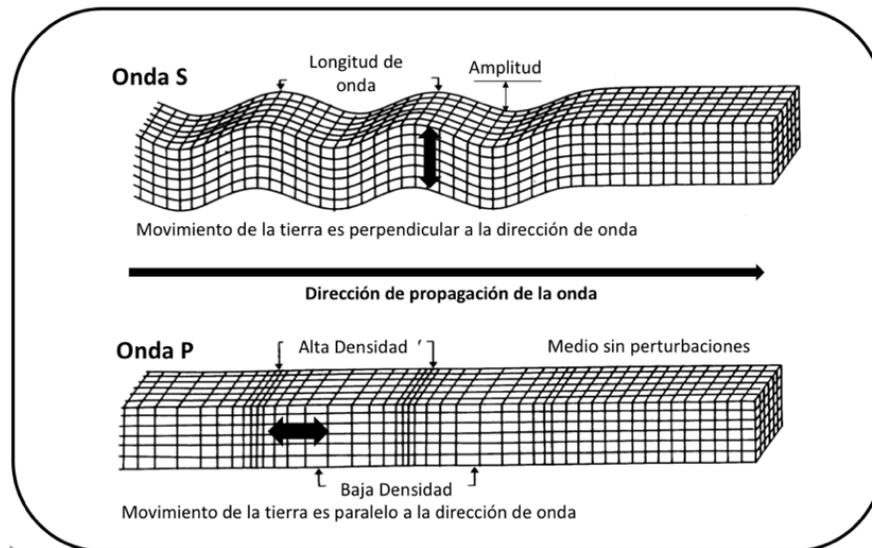


Figura 12. Modelo de la propagación de ondas a través de un medio sin transferencia de masa.

(Modificado de Sokolov, 2015)

1.2.1. Leyes de refracción y reflexión: Ley de Snell.

Para estudiar la física de las ondas sísmicas, es necesario remitirse al principio relacionado con la luz como fenómeno ondulatorio al igual que el sonido, establecido por el físico Christian Huygens (1629-1695). El principio permite inferir el comportamiento de la onda cuando las características de su movimiento son conocidas, al encontrar un plano (cambio

de litología), cada medio con diferentes propiedades elásticas, en la frontera, el frente de onda será emisor de ondas secundarias (ondas reflejadas y refractadas), propagándose con la misma velocidad y frecuencia que la onda fuente, propagándose en todas las direcciones del lugar geométrico esférico que comprende el frente.

En sismología, la Primera Ley de Snell (Figura 13) es empleada para el estudio de las ondas, Willebrord Snel van Royen (1580-1626) estableció que el parámetro del rayo incidente tiene que ser de igual magnitud para todos los rayos refractados y reflejados, mediante la Ley de Snell se puede determinar la conducta de la onda refractada, esto es, su velocidad de transmisión, ubicación y tiempo de llegada a los detectores.

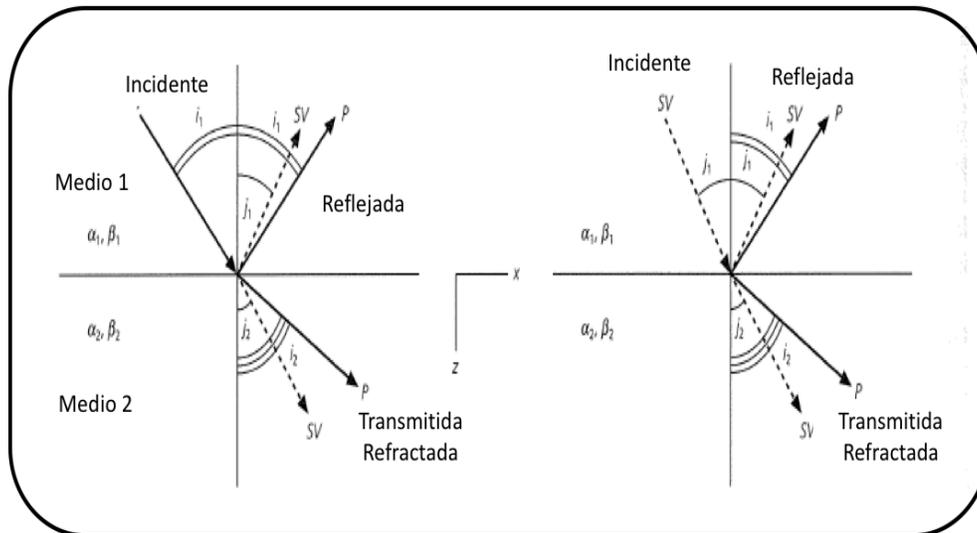


Figura 13. La ley de Snell para un plano de onda propagándose a una velocidad.

Izquierda: Una onda P generada, transmitida que incide y se refleja en ondas P y S. La onda P reflejada tiene el mismo ángulo incidente, i_1 , como la onda P, porque en cada medio la velocidad de la onda P excede la velocidad de la onda S, $j_1 < i_1$, y $j_2 < i_2$.

Derecha: La misma situación para una onda S entrante. Los ángulos de incidencia de las ondas S reflejadas, j_1 , son iguales. La relación entre los otros ángulos de incidencia son idénticos como para la onda P incidente.

(Modificado de Stein, 2003).

El método sísmico de la geofísica aplicada es un método con gran potencial de investigación, debido a sus aplicaciones en capas someras y muy profundas, se segmenta en las técnicas de refracción y reflexión sísmica. En estos métodos se mide el tiempo de propagación de las ondas elásticas, transcurrido entre el foco y la llegada de las ondas a diferentes puntos de detección y observación. El arreglo de estos sensores es un tendido sísmico o línea de refracción o reflexión sísmica según el estudio que se realice.

El equipo asignado para los estudios consiste en: los geófonos, detectores de las señales; la unidad de adquisición, donde se atesoran los movimientos del terreno detectados por cada sensor; los cables de conexión entre los sensores y la unidad de adquisición; el cable del trigger, que se encarga de puntuar el momento de inicio de registro en la unidad de adquisición. Los sismogramas son el registro de cada sensor del movimiento de la tierra en función del tiempo.

La Figura 14 esquematiza la prospección sísmica, los equipos utilizados, los planos y las ondas generadas mediante el método, así como su interacción con las diferentes litologías del medio a explorar.

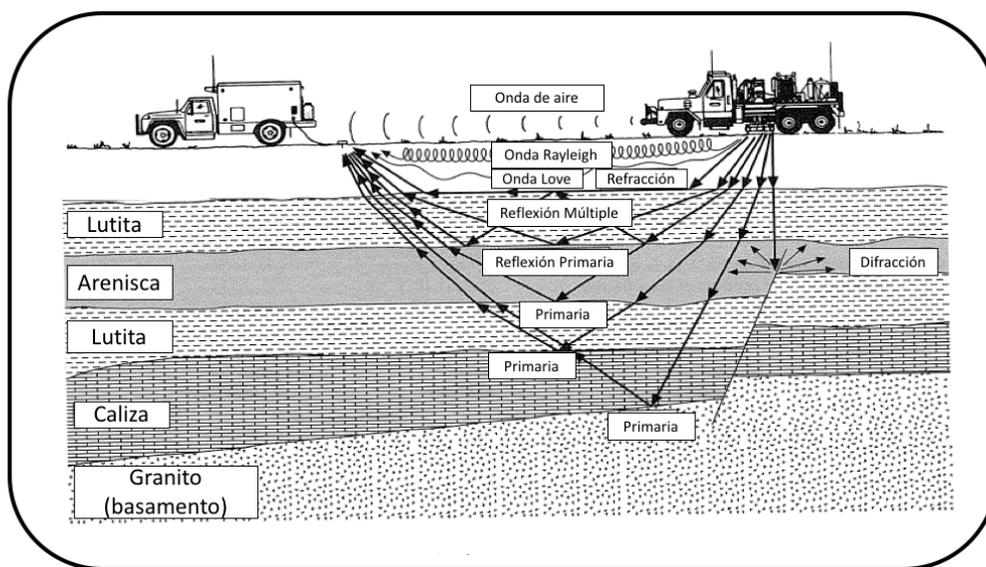


Figura 14. Aplicación del método sísmico. Se muestran los equipos que realizan la prospección, las ondas generadas así como los estratos del subsuelo en que las ondas son refractadas y reflejadas.

(Modificado de Stein, 2003).

1.2.2. Refracción sísmica.

El método de refracción sísmica se emplea en la prospección de capas poco profundas, esto es menos de 1000 metros. A una distancia conocida del extremo del tendido, en el punto de disparo, se generan ondas sísmicas, las cuales inducen vibraciones en el terreno que son detectadas por cada uno de los sensores de la línea de refracción. El tiempo transcurrido desde el foco hasta la llegada al sensor se relaciona con la distancia existente entre este y la profundidad de la superficie con la que hace contacto, lo cual cambia la velocidad. Para poder ser detectada se requiere necesariamente una distancia crítica a partir del acontecimiento de la refracción, pues las ondas no son detectadas a distancias cortas respecto de la fuente (Figura 15).

Con la ayuda de un gráfico (distancia v. tiempo), se diagnostica en el medio la velocidad de propagación de las ondas sísmicas. Con lo cual especifica la profundidad, espesor y litología de los estratos analizados en el estudio. Los factores principales en el método son: la velocidad, la distancia y el tiempo.

Las ondas refractadas regresan a la superficie cuando ocurre una refracción total, en caso de que el ángulo incidente sea menor al ángulo crítico, la onda refractada se propaga hacia medios más profundos, como dicta la ley de Snell.

Registrando los tiempos de llegada, se conocerá la velocidad del medio, por lo cual es de suma importancia tener conocimiento de las velocidades en las capas más alejadas en función de los elementos que las conformen (impedancia acústica).

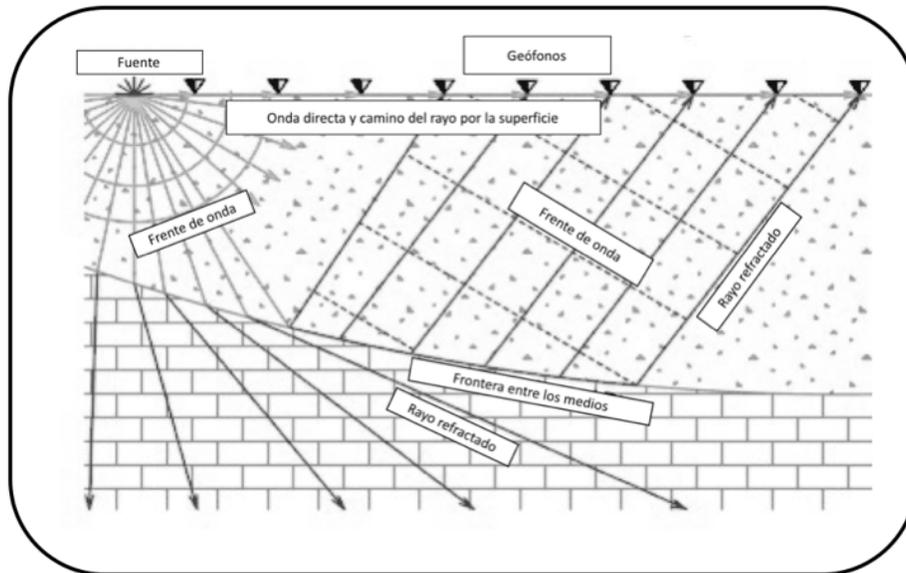


Figura 15. Método de refracción sísmica. Se ilustran las ondas incidentes y generadas en los diferentes tipos de litologías emitidas desde una fuente para ser registrados mediante los geófonos.

(Modificado de www.enviroscan.com/home/seismic-refraction-versus-reflection)

1.2.3. Reflexión sísmica.

En la aplicación del método sísmico por reflexión se debe generar la energía que se propagará por el medio, este método alcanza profundidades mucho más grandes y debido a esto es ampliamente utilizado en la exploración de recursos petrolíferos. La prospección sísmológica por reflexión también consta en provocar un sismo artificial –más potente– mediante dispositivos que controlan la energía. Para generar la energía es necesario producir un impacto en el suelo mediante sistemas de explosivos como dinamita, cargas dirigidas, cordones explosivos accionados mediante procesos térmicos o de presión, así como también es posible con un sistema mecánico como son la caída de pesas, explosiones de gases confinados, cañones neumáticos y vibradores.

En la Figura 16 se muestra esquemáticamente el método de reflexión sísmica, ilustrando las litologías en el subsuelo, las cuales funcionan como reflectores gracias a los contrastes en la composición del medio heterogéneo presente. En la frontera entre dos capas geológicas yuxtapuestas, las ondas responden a estos cambios en la densidad de los medios,

traduciendo posteriormente a la recepción de las señales detectadas por los geófonos, revelando los cuerpos geológicos del subsuelo una vez que la imagen sísmica es procesada, filtrada e interpretada.

Las trazas sísmicas obtenidas y agrupadas, son analizadas y procesadas superponiéndolas obteniendo así el modelo conocido como: sección sísmica, el cual no es más que una imagen de la zona a la cual después de una interpretación por parte de un especialista se asignarán las estructuras geológicas.

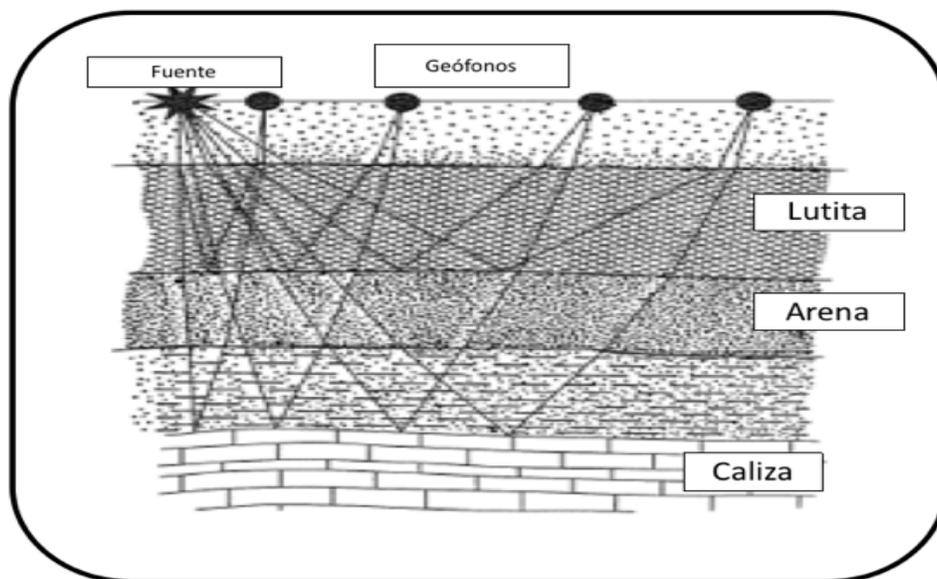


Figura 16. Método de reflexión sísmica. Se ilustra las ondas incidentes en las diferentes litologías

(Modificado de Stein, 2003).

En las actividades de exploración petrolera las áreas de búsqueda son muy extensas, por lo cual no basta con una simple aplicación ideal del método, es necesario una mayor generación de ondas desde la fuente conocido como trenes de ondas, así como sensibilizar la detección colocando un número mayor de geófonos, incluso realizar modelos en dos o tres dimensiones para conformar un cubo sísmico.

Las operaciones en campo identifican en el terreno la posición de los impactos y la detección de los movimientos que regresan a la superficie después de su propagación en el suelo por medio de ondas reflejadas. Dependiendo del objetivo que se deba alcanzar en la exploración, se debe diseñar para cada caso dependiendo de las características particulares donde se requiera. La Figura 17 ejemplifica las operaciones de exploración sísmica en conjunto con otras actividades petroleras.

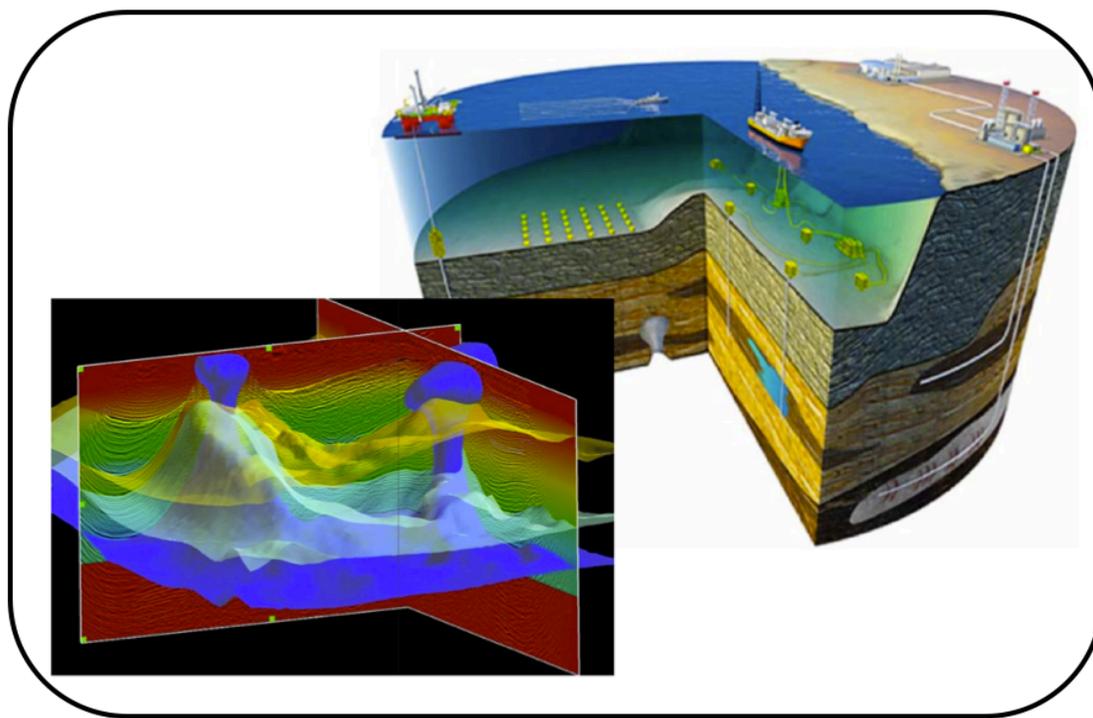


Figura 17. Ejemplificación de la actividad de prospección sísmica en conjunto con otras actividades de la industria petrolera.

(Modificado de www.pdgm.com/решения/временная-и-глубинная-обработка-сейсмических-данных/, 2018)

Por ejemplo, en el caso de necesitar conocer la resistividad eléctrica de los materiales en la vecindad del pozo se empleará un registro de resistividad, el cual brindará información petrofísica de la litología, así como en los fluidos otorgará la información sobre la resistividad de los éstos en el sistema.

Los registros geofísicos de pozo se clasifican bajo diferentes puntos de referencia, por ejemplo, al ser empleados en agujero descubierto o no, por su principio de medición o la características que debe medir, el avance tecnológico una vez más se hace notar con las diferencias en la medición de las propiedades, antes de la aparición de los registros y en aquellos comienzos de los mismos, hasta la actualidad, donde existe un gran mercado de herramientas disponibles así como los estudios que se centran en el desarrollo para poder continuar innovando en materia de algoritmos, materiales o arreglos físicos de las herramientas permitiendo medir con una exactitud más precisa las propiedades químicas del medio de interés.

Puede decirse que para cada parámetro que se desee registrar existe una herramienta, muchas veces en un solo dispositivo se colocan todos los sensores necesarios para convertir esa herramienta en un dispositivo convergente de medición, esto ayuda de manera significativa, ahorra en tiempo y en los costos de operaciones de campo.

Clasificación general de los registros geofísicos de pozos

Registros de Correlación	<ul style="list-style-type: none"> • Rayos Gamma • Espectroscopía de Rayos Gamma • Potencial Natural
Registros de Porosidad	<ul style="list-style-type: none"> • Registros de Neutrón • Registros Sónicos • Resonancia Magnética Nuclear • Registros de Densidad Compensada
Registros de Resistividad	<p>Registros Eléctricos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Macro dispositivos <ul style="list-style-type: none"> ▪ Eléctrico Enfocado ▪ Doble Eléctrico Enfocado ▪ Inducción ▪ Esférico enfocado ▪ Eléctrico enfocado ▪ Doble eléctrico enfocado • Micro dispositivos <ul style="list-style-type: none"> ▪ Micro eléctrico ▪ Microenfocado ▪ Microproximidad ▪ Micro esférico enfocado <p>Registros de Inducción</p>
Registros Mecánicos	<ul style="list-style-type: none"> • Caliper • Calibración • Desviaciones
Registros en Pozo Ademado	<ul style="list-style-type: none"> • Radiactivo y coples • Trazadores Radiactivos • Sónicos de Cementación • Densidad Variable • Temperatura • Producción
Registros de Imagen	<ul style="list-style-type: none"> • Micro resistivas de pozo • Fondo de pozo • Resistividad Azimutal • Ultrasónicas de fondo
Registros Acústicos	<ul style="list-style-type: none"> • Registros Sónicos Compensados • Registros de Cementación

Tabla 1. Clasificación general de los registros geofísicos.

Las aplicaciones de los registros geofísicos permiten conocer:

- La correlación y los límites existentes entre las capas.
- Diferenciar la plasticidad de las rocas.
- Determinación de las rocas permeables, acuíferos y zonas impregnadas de hidrocarburos conociendo el contacto entre ambos.
- Conocer la saturación de fluidos en el medio.
- En la producción es posible conocer la productividad y el pronóstico de los fluidos que serán explotados.
- Conocer el estado mecánico del pozo como son las condiciones de las tuberías y la localización de los coples de las lingadas.

Un registro geofísico ayuda al geocientista a conocer todas las propiedades necesarias para trabajar de forma adecuada los proyectos, la herramienta es llevada hasta el pozo a las profundidades deseadas, sin embargo, una vez en su ubicación, nada es posible sin una fuente que emita estímulos que penetran en el medio poroso a diferentes radios, según el alcance de los mismos para registrar la mayor cantidad de información provechosa para ser almacenada y estudiada por los especialistas. El medio en el cual los registros geofísicos se desempeñan es un medio poroso, permeable y saturado de fluidos congénitos o completamente ajenos a las formaciones rocosas atravesadas, como son los trazadores, lodos de perforación y cementos diseñados para las operaciones. La respuesta de estos fluidos ayuda a obtener los datos, observando el comportamiento de las curvas que se registren en las herramientas, como son la salinidad del agua de formación o la del lodo de perforación empleado. Su comportamiento también dará información sobre la litología presente como se verá más adelante.

La Figura 19 ilustra las zonas de interés resistivo en la vecindad del pozo, así como la resistividad de los fluidos que saturan el medio.

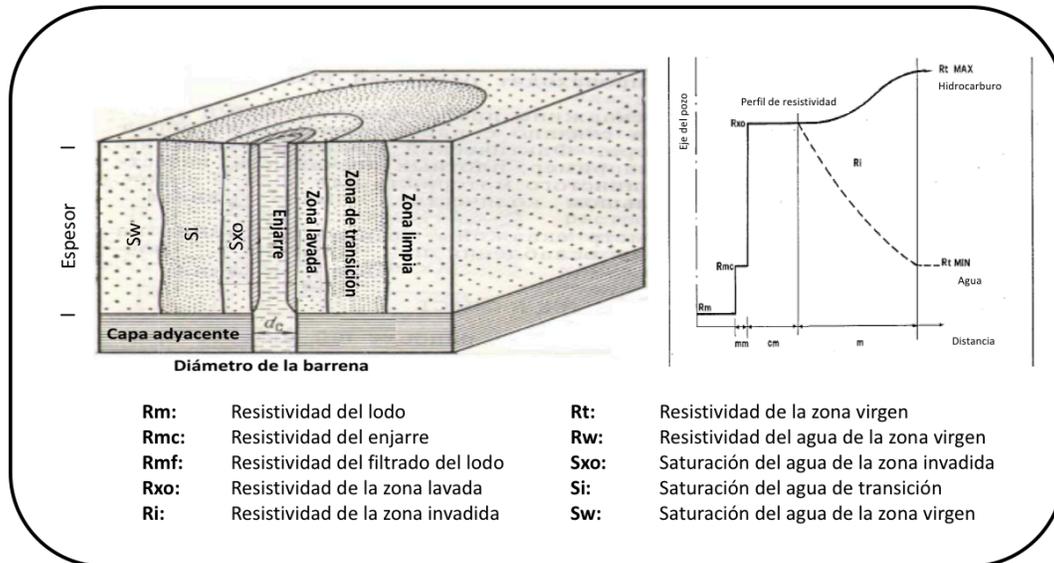


Figura 19. Resistividades de las zonas y los fluidos en la vecindad del pozo.

(Modificado de Balabanov, 2016. Mazzei, 2001).

2.1. Potencial Natural (SP Spontaneous Potential).

Dentro de un pozo existen potenciales de forma natural. La curva de SP es un registro de la diferencia de potencial percibida por un arreglo de dos electrodos, en el cual uno permanece fijo en la superficie y el otro cambia su ubicación moviéndose a lo largo del pozo, el cual contiene lodo de perforación.

Este fenómeno físico se debe a la diferencia de salinidad entre el agua local y el fluido ajeno a la formación, de esto dependerá el comportamiento de la curva. Discrimina las zonas de lutita (responde como una línea sin variaciones llamada línea base de las lutitas) de las zonas porosas y permeables (la tendencia muestra variaciones alejándose de la línea base de las lutitas hacia la línea base de las arenas). La unidad en que se registran es el: milivolt [mV].

El origen del SP reside en las fuerzas electromotrices de fenómenos electroquímicos y de electro filtración, que se generan con el contacto entre el filtrado del lodo de perforación que circula en el pozo y el agua congénita de la formación. En la curva del registro SP, las diferencias de potencial medidas se consideran positivas de la izquierda hacia la derecha, frecuentemente, es posible distinguir la línea base de las lutitas conectando las máximas deflexiones hacia la derecha y la línea de las arenas u otras rocas permeables conectando las máximas deflexiones hacia la izquierda. Los valores negativos corresponden a los estratos porosos y permeables que contienen agua salada.

Se presentan casos en que las formaciones porosas son caracterizadas por deflexiones de la curva SP hacia la derecha; este fenómeno de inversión corresponde cuando tales formaciones son saturadas de agua dulce, en los casos en los cuales la salinidad del agua del estrato fuera similar a la del lodo de perforación, la curva de SP presentaría una tendencia aproximadamente rectilínea con valores del orden característico de las lutitas.

Es importante resaltar que el valor del SP es directamente proporcional al espesor de los estratos; una capa de arcilla de menor tamaño entre estratos arenosos masivos no conseguirá nunca alcanzar su línea base, del mismo modo la curva SP en correspondencia de un estrato poroso de espesor muy reducido respecto a lo de los estratos impermeables en los cuales está intercalado, nunca se presentará en su máximo desarrollo (Figura 20).

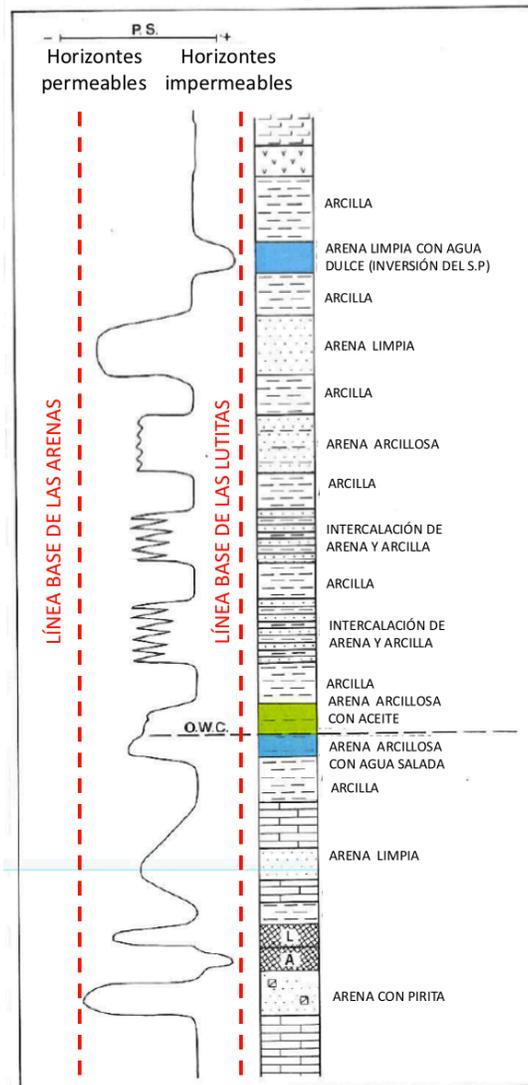


Figura 20. Representación típica de la curva SP.

(Modificado de Mazzei, 2001).

Referente a las rocas, la resistividad cambia sensiblemente de pocos [ohm – m] a varias milésimas de unidad. Las arcillas tienen resistividades bajas y se aprecian relativamente constantes. Más que la estructura de las rocas, las formaciones porosas presentan resistividades variables al estar en función de los fluidos que contienen. La resistividad de las formaciones es un parámetro íntimamente relacionado con la resistividad del agua

congénita (R_w) y con el porcentaje de saturación (S_w) presente en el medio, así como con las características petrofísicas de las mismas formaciones (factor de formación).

La resistividad del agua congénita es a su vez función de la salinidad y de la temperatura, la cual aumenta con la profundidad, frecuentemente encontramos que las aguas congénitas superficiales son dulces y su resistividad es relativamente alta, generalmente observamos que el agua se hace más salada y como resultado, menos resistiva. Además, con el aumento de la profundidad aunado al aumento de la temperatura, con la misma salinidad, la resistividad del agua disminuye, dado que la resistividad de un electrolito disminuye con el aumento de la temperatura. La resistividad total de una formación no es proporcional a la resistividad de la solución que satura la roca (R_w).

El factor de formación es una medida adimensional. Se define como un cociente que resulta de la división de la resistividad de la zona saturada completamente por agua salada entre la resistividad del agua congénita. El factor de formación es una función inversa de la porosidad.

$$F = \frac{1}{\phi^m}; F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

R_o : Resistividad de la formación completamente saturada de agua salada [ohm-m]

R_w : Resistividad del agua salada saturante [ohm-m]

m : Exponente de cementación de la roca

Valores de resistividad de las rocas de las formaciones asociadas a los yacimientos

Lutitas	de 1 a 10 ohms - m
Arenas con agua salada	menos de 0.5 a 10 ohms - m
Arenas con hidrocarburos	de 1 a 100 ohms - m
Calizas	de 10 a 500 ohms - m

Tabla 2. Intervalos de resistividades de las rocas.

El registro SP permite a los geocientistas correlacionar los estratos, cambios de litología discriminando los medios porosos y permeables de los estratos impermeables, así como acotar los límites entre las capas adyacentes, identificar el agua *in situ* del medio mediante la resistividad de esta. Sin embargo, por la naturaleza de su medición, el registro debe realizarse en agujeros descubiertos.

2.1.1. Potencial por electro filtración y por electroquímica.

El potencial espontáneo por electro filtración es conocido comúnmente como electro cinético o potencial de corriente. El fenómeno de electro filtración que se manifiesta al hacer pasar un electrolito por una membrana permeable. Generar una diferencia de potencial entre ambos lados de la frontera. En las operaciones de campo se presentan cuando se perforan pozos con lodos muy densos, el enjarre actúa como la membrana y el filtrado como el electrolito. Obteniendo la caída de presión que es proporcional a la diferencia de potencial generada respecto al ritmo de filtración.

$$E_f = 0.37 P \sqrt{R_{mc} T_{mc} Q_f} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

E_f : Electro filtración

R_{mc} : Resistividad del enjarre [ohms-m]

T_{mc} : Espesor del enjarre [cm]

Q_f : Filtrado [$\frac{cm^3}{30 min}$] por cada 700 [kPa]

P : Presión diferencial [centenas de [kPa]

El fenómeno electroquímico se manifiesta cuando en la frontera de disoluciones de diferente concentración se observa una diferencia de potencial. En las operaciones de campo se presenta en los pozos petroleros debido a que todas las formaciones contienen agua congénita más salada que el agua filtrada por el lodo de perforación.

En el fenómeno físico se puede presentar un contacto directo al tener como frontera una membrana permeable entre las disoluciones: potencial de difusión. O bien una lutita que separa las soluciones: potencial de membrana.

El potencial electroquímico total se esquematiza mediante la ayuda de un circuito con arreglo en serie de dos elementos voltaicos, en este caso, el fenómeno electroquímico y electrofiltración. Resultando la fuerza electromotriz como la suma de los dos potenciales (difusión y membrana).

2.2. Énfasis en Rayos Gamma y Neutrón.

Los registros radiactivos efectúan mediciones de radioactividad natural de sedimentos, o después de una radioactividad inducida, permitiendo determinar la porosidad y las características litológicas de las formaciones a través del estudio de la propagación de rayos gamma o de neutrones en las mismas, emitidos por fuentes radiactivas.

Tienen su fundamento en la medición radioactiva de las rocas o formaciones que atraviesa un pozo. Las rocas de estos estratos contienen en su composición mineralógica los elementos: torio (Th), potasio (K) y uranio (U). En la Figura 21 se observa una herramienta radiactiva y las curvas típicas en los registros.

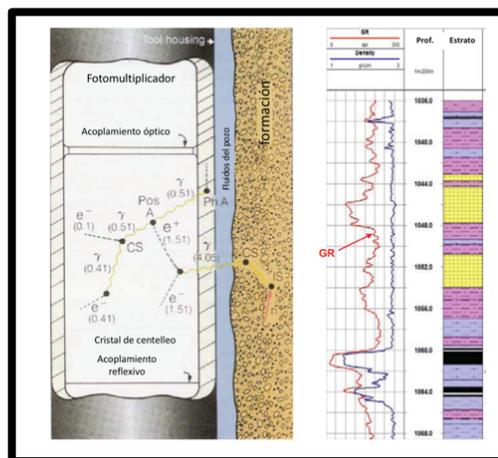


Figura 21. Principio de medición de las herramientas radiactivas y curvas típicas de las respuestas en una columna estratigráfica.

(Modificado de Advanced Logic Technology, 2017)

Todos los registros radiactivos, contrariamente a los registros eléctricos, pueden ser utilizados tanto en agujero descubierto como en agujero entubado, pues resultan especialmente útiles en el caso de pozos que no cuenten con información fiable para complementar y correlacionarse con el registro SP, y registrando las propiedades actuales o en el control de la variación de contactos entre los fluidos durante la vida productiva del yacimiento, así como cuando hay lodos resistivos, no salados o aceitosos.

En los registros geofísicos que miden la radiactividad natural, es necesario comprender la estructura atómica de los elementos de interés.

La estructura atómica consta de protones y neutrones que conforman el núcleo, y electrones cuyas características se especifican por los cuatro números cuánticos típicos en niveles de energía que orbitan alrededor del núcleo.

El número atómico está definido por el número de protones que conforman el núcleo que definirán sus propiedades químicas. Los neutrones que coexisten en el núcleo con los protones determinan el número de masa del elemento, lo cual es el peso resultado de la suma de ambos. Sin embargo, existen combinaciones entre ellos dentro de un mismo elemento, lo cual es conocido como: isótopo.

El número cuántico principal precisa el espacio de energía donde se halla el electrón, así como el número azimutal establece el espacio geométrico de las subdivisiones de energía. El número cuántico magnético advierte la orientación en el espacio de los subniveles de energía relativos al campo magnético. Por su parte, el número de spin, pormenoriza la orientación axial del electrón. El estado cuántico será descrito por estos números observando que los primeros tres son números enteros, siendo únicamente el número de spin el que tomará valores de $-1/2$ y $+1/2$, debido a que cada electrón en la órbita gira sobre sí mismo.

Ilustrando lo anterior, en el primer nivel de energía (K), se tienen únicamente dos electrones, en el posterior subnivel (L) se encuentran ocho electrones, el subnivel (M) contienen dieciséis y el (N) un total de treinta y dos electrones.

Una onda electromagnética será emitida cuando de un nivel de energía determinado un electrón se mueve a un nivel más bajo, causando una diferencia de energía entre ambos estados.

La radiactividad es la emisión de radiación a partir de la desintegración de los átomos del elemento. Los elementos caracterizados por tener un número de masa elevado, son inestables, transformándose de manera espontánea a isótopos con mayor estabilidad, dado por la masa que poseen, la transmutación estimula la manumisión de energía radiactiva de partículas alfa, beta, gamma y neutrones.

La liberación de energía radiactiva de partículas gamma es radiación electromagnética emitida por el núcleo excitado, la cual tiene energía capaz de penetrar en la materia como múltiples tuberías de revestimiento y otros materiales, a diferencia de las partículas alfa, las cuales tienen mayor energía, pero poca penetración en los materiales.

En la liberación de neutrones, son partículas pesadas sin carga. Al no poseer carga permiten una penetración profunda en la materia, limitados por las características nucleares del material.

La unidad empleada en los registros geofísicos es el megaelectrón-volt [MeV]. La energía transmitida a un electrón cuando es impulsado por una diferencia de potencial de un volt es llamada electrón-volt [eV]. Las actividades en campo se realizan con normatividades API.

Dependiendo de la energía del rayo y el número atómico del material, dependerá el mecanismo (Figura 22) con el cual los rayos son absorbidos:

Efecto fotoeléctrico: Consiste en despedir un electrón de un átomo por un rayo gamma, esto cuando se tienen niveles bajos de energía (<100 keV) en el rayo gamma, causando una aceleración en el electrón que es igual a la energía del rayo gamma menos la energía conexa a su entorno; una vez en estas condiciones se nombra fotoelectrón, cuya energía es menor a la energía del rayo gamma. El efecto fotoeléctrico es mayor mientras mayor sea el número atómico de los materiales absorbentes.

Efecto Compton: Se efectúa en niveles de energía intermedios (100 a 2 MeV), produciendo electrones rayos gamma y electrones adicionales de menor energía que los rayos gamma incidentes. Son absorbidos a una distancia conocida.

Producción de pares: En niveles altos de energía (>2 MeV) se produce este proceso de absorción. Se manifiesta cuando un fotón penetra con gran alcance el material antes de colisionar, una vez pasando este evento se generan tanto un negatrón como un positrón de alta energía con aproximadamente la misma masa entre ellos, diferenciándose en la penetración y duración corta del positrón.

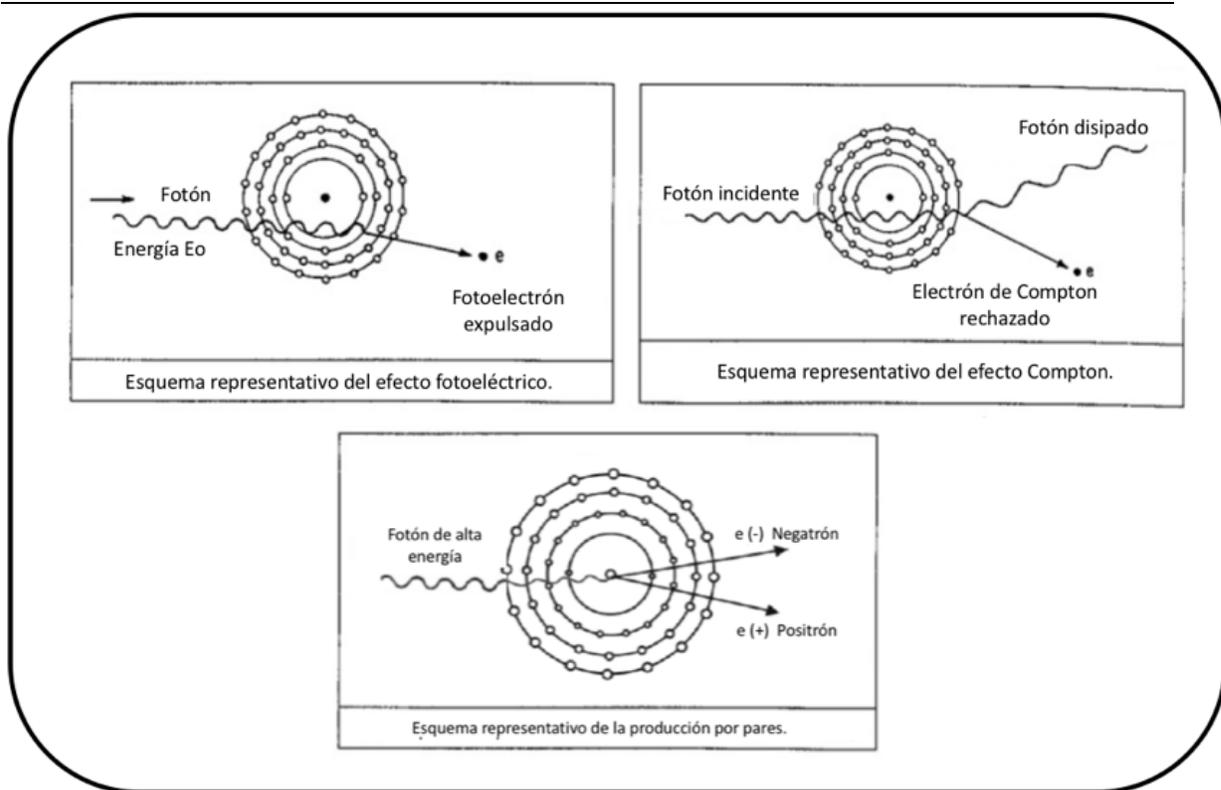


Figura 22. Esquemas de los mecanismos de absorción de rayos gamma.

(Modificado de Bassiouni, 1994).

2.2.1. Registro Rayos Gamma (RG)

El registro de Rayos Gamma (RG) es un registro geofísico constituido por un contador de centelleo que es capaz de detectar y medir en las formaciones de rocas, su radiactividad natural, lo cual depende principalmente de la presencia de potasio (K), torio (Th) y uranio (U).

Los Rayos Gamma son fotones, radiaciones electromagnéticas emitidas durante el decaimiento de isótopos radiactivos. Dado que el potasio y el torio están presentes principalmente en minerales arcillosos, el registro RG (Figura 23) permite determinar la litología de las formaciones perforadas, siendo capaz de distinguir claramente las arenas y los carbonatos de las arcillas, por el contrario, no muestra una buena resolución en

presencia de arenas inmaduras, dado que contienen un porcentaje elevado de potasio (feldespatos y micas) y de torio (micas y otros minerales).

La tendencia de la curva generada por el registro RG es muy similar a la curva SP: Las deflexiones hacia la derecha indican un aumento de radioactividad o detección de arcillas, mientras las deflexiones hacia la izquierda indican la presencia de estratos arenosos o carbonatados.

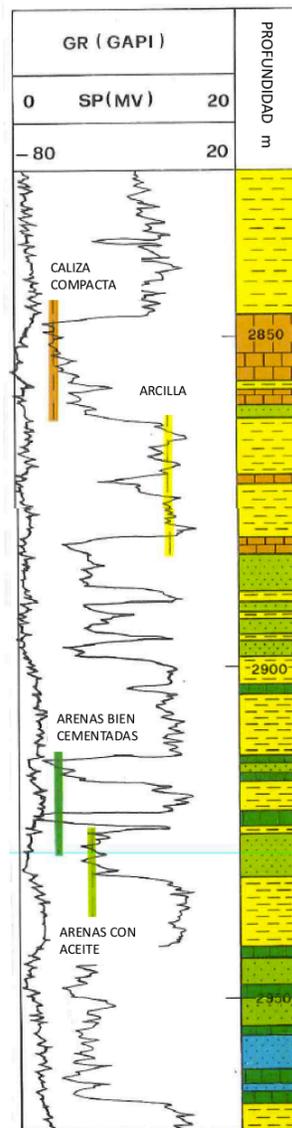


Figura 23. Curva típica del registro RG.

(Obtenido de Mazzei, 2001).

Aplicaciones del registro:

- Determinación de la litología de los estratos.
- Correlación de pozos.
- Volumen de arcilla en las formaciones atravesadas.
- Detección de granulometría.
- Discontinuidades en los estratos.
- Determinación de los procesos de transgresión y regresión.

También es capaz de detectar las conexiones de la tubería de revestimiento, es usado en la posición de la pistola en el frente del intervalo de disparos, a veces en sustitución de RG es posible usar un registro de neutrones (Figura 24).

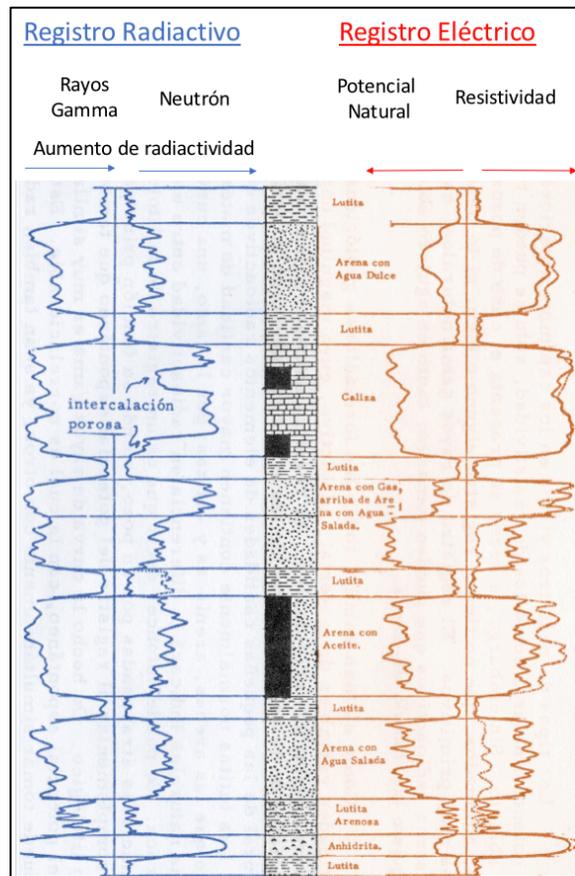


Figura 24. Registros radiactivos en comparación con registros eléctricos.

(Modificado de Gómez, 1975)

2.2.2. Registro de neutrones.

Es un registro geofísico radioactivo (Figura 25) que emplea el principio físico de colisión de un neutrón introducido en la formación. Una vez que ocurre el evento anterior, los fenómenos básicos que se presentan son la dispersión inelástica, la dispersión elástica y el absorbitamiento. Los neutrones son desacelerados primeramente por la dispersión inelástica (en un alto nivel energético) y posteriormente por la dispersión elástica. Los neutrones finalmente son desviados y desacelerados, perdiendo energía hasta un nivel donde coexisten con la formación de núcleos en equilibrio térmico. En este estado son llamados, neutrones térmicos, los cuales poseen una energía de aproximadamente 0.025 [eV]. Cada neutrón térmico es capturado o absorbido por uno de los núcleos. El núcleo instantáneamente emite rayos gamma de absorción, los cuales son medidos por el sensor colocado en la sonda. Los neutrones que se atenuaron casi hasta el nivel de energía térmico, siguen siendo bastante energéticos para evitar la captura por los núcleos y son conocidos como neutrones epitermales.

La atenuación de los electrones depende de la masa de los núcleos con los cuales entran en contacto: si los neutrones colisionan con núcleos de masa superior, éstos tienden a rebotar, perdiendo sólo una parte de su energía. En cambio, si los neutrones chocan con núcleos de masa equivalente, estos pierden una porción relevante de energía.

Diferentes instrumentos están diseñados por estos fenómenos. El registro de porosidad neutrón está fundamentado en la dispersión elástica de neutrones, pues estos colisionan con los núcleos de los materiales de la formación. Cada neutrón dispersa un núcleo con menor energía, la conservación de la energía y del momentum en las colisiones elásticas dicta que la presencia de hidrógeno en la formación domina el proceso, teniendo una importancia predominante la razón de esto, es que la masa del núcleo de hidrógeno es aproximadamente igual a la masa del neutrón incidente.

Es posible apreciar como los valores medidos por el registro se ven influidos por la concentración de iones-hidrógeno y en consecuencia por el tipo y porcentaje de fluidos contenidos en el medio. El contenido de hidrógeno en los niveles de medios porosos es directamente proporcional a la porosidad (si esta está completamente saturada de agua), que es, el parámetro que está indicado en el registro.

Dado que las concentraciones de ion-hidrogeno por unidad de volumen son aproximadamente las mismas para el agua y para los aceites pesados, mientras que es más baja para los gases, ya que los valores de porosidad registrados por el neutrón son inferiores con respecto a los reales para los estratos con gas, se compara para los estratos que contiene agua y aceite. A causa del elevado porcentaje de agua en las formaciones arcillosas, la porosidad neutrón resulta bastante satisfactoria.

Gracias a sus características, el neutrón es un buen registro de porosidad y una eficaz herramienta para detectar la presencia de gas y para controlar el nivel de contacto gas-agua en pozos adermados.

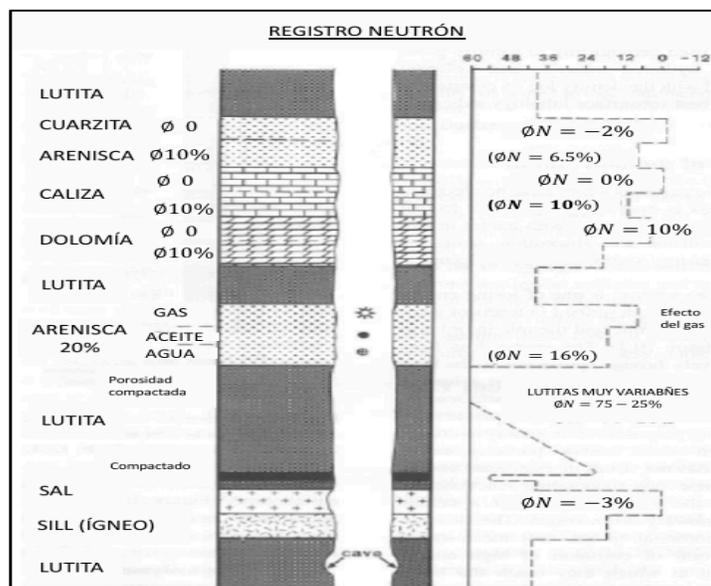


Figura 25. Curva típica de la curva de neutrón en diferentes litologías.

(Modificada de Petrophysics MSc)

3. Estudio de caso.

Se muestra el trabajo realizado en la industria petrolera de los métodos geofísicos de exploración, así como los registros geofísicos que sirven de sustento en las actividades a lo largo de la vida de un campo petrolero, lo cual contempla, desde que se inician las actividades de evaluación (previo a la localización), hasta llegar a un abandono del campo determinado mediante el límite económico.

Se discrimina del estudio de caso a todas las actividades petroleras referentes a la perforación, producción y comercialización de los hidrocarburos, con el objetivo de revisar los trabajos que debe realizar la geociencia, esto es, actividades prospectivas. También la identificación de las aplicaciones de algunos registros geofísicos que fueron empleados durante las tareas en los pozos para la medición de parámetros ejemplificando la teoría descrita anteriormente.

3.1. Exploración geofísica realizada en campo de asignación Amatitlán.

Derivado de la “controvertida” reforma energética llevada a cabo por el gobierno mexicano, hoy en día se encuentran compañías petroleras transnacionales y nacionales que compiten con Petróleos Mexicanos, bajo el marco legal se deben licitar los campos petroleros en el territorio nacional que no hayan sido reclamados y dados a PEMEX bajo un análisis determinado en la denominada ronda cero. Una vez que una compañía o grupo de estas, entre las cuales, puede estar presente Petroleros Mexicanos, se le ha otorgado la licitación, deberá de cumplir con objetivos previstos en el contrato. Sin embargo, la empresa nacional mexicana realizó múltiples estudios en los campos petroleros anterior a la actual legislación, cuya información es brindada a una nueva operadora con el fin de explotar los hidrocarburos, que será complementada con los posteriores estudios que se realicen en las áreas. Como ejemplo se muestra el área contractual Amatitlán localizada en una zona de

alto interés petrolero, conocido como el paleocanal de Chicontepec, el cual ofrece una geología altamente compleja, la cual requiere una gran implementación de métodos para lograr caracterizar de manera adecuada las estructuras y así poder contar con una oportunidad de extraer los hidrocarburos con las mejores prácticas de la industria.

3.1.1. Estado del campo.

El bloque Amatitlán se encuentra operando bajo un Contrato Integral de Explotación y Producción, realizando servicios técnicos de extracción de hidrocarburos.

3.1.2. Datos Generales.

Concepto	Comentarios
Nombre	Amatitlán
Estado y municipios	Veracruz, Chicontepec y Temapache
Área de Asignación	252 km ²
Vigencia	25 años
Tipo de Asignación	Extracción
Profundidad para extracción en metros o por edad geológica	Formación Chicontepec, Paleoceno-Eoceno
Profundidad para exploración en metros o por edad geológica	Jurásico Superior
Yacimientos y/o campos	Campos: Amatitlán, Ahuatepec, Cacahuatengo, Coyal, Sitio. Yacimiento: Chicontepec
Otras características	N/A

Tabla 3. Datos generales de la asignación petrolera.

(Obtenido de <http://contratos.pemex.com/antiores/chicontepec/areas/amatitlan/Paginas/default.aspx>. 2018)

3.1.3. Ubicación Geográfica.

El bloque asignado está ubicado a 65 km. NW de la ciudad de Poza Rica, Veracruz. Delimitada por un polígono irregular con una superficie de 252 km. Geológicamente se encuentra en la porción sur de la cuenca Tampico-Misantla.

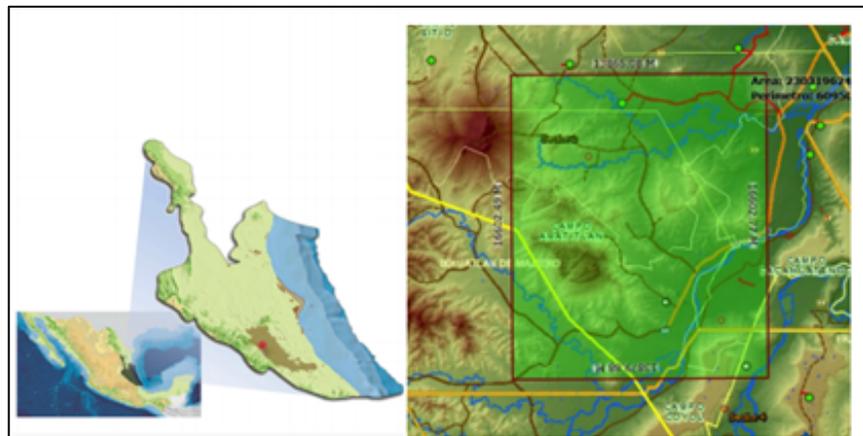


Figura 26. Ubicación geográfica del área de asignación Amatitlán.
(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014).

3.1.4. Descripción de los campos y yacimientos.

Los yacimientos petroleros que conforman los diferentes campos del paleocanal o antefosa de Chicontepec fueron descubiertos a partir de 1931, los registros obtenidos a partir de las actividades de exploración arrojaron grandes volúmenes originales de aceite y gas cuyos datos se han corroborado por empresas certificadoras en diferentes periodos, donde coinciden en la gran cantidad de recursos confinados en esta zona. Sin embargo, en la actualidad se encuentra en un trecho, donde debe reiniciarse la producción para lograr su potencial productivo.

Dentro del área asignada Amatitlán, se encuentran porciones de los campos Ahuatepec, Cacahuatengo, Coyol y Sitio. Estos campos son parte del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (ATG).

Los estudios realizados por la empresa mexicana durante el tiempo que explotó el campo arrojaron la información de un aceite ligero con densidad API desde los 34 hasta los 44 grados, la más reciente medición de la presión de fondo es de 115.6 [kg/cm^2], registrada en el pozo Cacahuatengo-716 con una profundidad de 1300 [m]. Los sistemas de producción en el área son bombeo mecánico y con energía propia del yacimiento. Entre los 1200 y 2100 [m] se encuentra la profundidad promedio de los yacimientos.

Se tiene diagnosticado el gran recurso oculto por las complejas características de la geología, albergando un volumen muy importante de hidrocarburos, pero debido a las difíciles estructuras geológicas que se presentan generalmente en forma de lentes de arena, las cuales presentan bajas permeabilidades. La rentabilidad de los proyectos está comprometida por los retos técnicos que ello implica y por los altos costos de operación, así como de la gran cantidad de gas disuelto que dificultan el flujo de aceite hacia los pozos productores, que en última instancia se ve reflejado en los bajos gastos de producción. Por lo cual, una aplicación óptima de las herramientas geofísicas ayudaría a percibir mejor las complejidades del área.

3.1.5. Marco geológico.

La geología petrolera del territorio mexicano es compleja, especialmente en la zona donde se ubica el campo Amatitlán pues el área está ubicada en la Cuenca Tampico-Misantla, específicamente en la llamada Antefosa de Chicontepec, entre la Sierra Madre Oriental, la paleo-plataforma de Tuxpan y el macizo de Teziutlán.

Los análisis geológicos realizados en la superficie como el estudio de afloramientos y la toma de muestras de roca en campo para obtener datos geológicos representa una importante etapa en los trabajos de exploración, aunado a la gran labor de los geólogos mexicanos que han recorrido el territorio para lograr describirlo desde ya hace muchas décadas, se ha logrado la creación de un mapa geológico muy complejo del territorio nacional que da a conocer los diferentes tipos de rocas que conforman el subsuelo, traduciendo los elementos químicos que a su vez las conforman, pero que parecen estar desapercibidos en una percepción superficial, definiendo los rasgos estructurales y geomórficos más representativos a niveles regionales, sin embargo en el área de indagación de un proyecto, como en este caso, un proyecto petrolero en que se estudia la geología local se debe contar con una exhaustiva y detallada información sobre las estructuras de mayor impacto en la zona, con el preámbulo geológico se realizan estudios geofísicos que delaten en gran medida las estructuras presentes en el área de estudio, y como se hace en los pozos, analizando muestras de rocas extraídas durante el proceso de perforación para que por medio de una columna estratigráfica se conozcan y corroboren con los registros las diferentes características físicas y químicas de la materia que conforman los cuerpos.

El principal rasgo estructural regional se asocia al plegamiento compresivo de orientación NW-SE que afecta rocas desde el Jurásico Superior hasta el Eoceno Medio (Orogénesis Laramide) que permitió la acumulación de depósitos siliciclásticos frente al protorógeno constituidos por depósitos turbidíticos acumulados en un contexto de inestabilidad tectónica. En estos ambientes deposicionales las discontinuidades estratigráficas, flujos de transporte en masa y amalgamación de lóbulos son frecuentes.

3.1.6. Aspectos petrofísicos.

El conocimiento de los elementos presentes en la zona crece conforme se obtenga mayor y mejor calidad de información proveniente de las mediciones en la toma de registros geofísicos, así como el análisis e interpretación de imágenes producidas por estos, cortes de núcleos en el pozo, muestras de los fluidos presentes y los diferentes estudios de

laboratorio que permitan conocer las propiedades de las rocas y del sistema roca-fluidos que conforman la geología local. Por lo tanto al llevar a cabo todas estas actividades tiene una estrecha relación con la química, que es la que provee las estructuras de la materia en el mundo que percibimos.

Implementando los registros geofísicos, en el bloque Amatitlán se ejemplifica su aplicación en la exploración teniendo como fin medir las propiedades petrofísicas de las rocas. El modelo geológico que presenta el campo Amatitlán consiste de una serie de volúmenes de las propiedades petrofísicas de la porosidad efectiva, saturación de agua y volumen de arcilla.

El modelo se construyó a partir de los datos arrojados por las mediciones de las sondas en las operaciones realizadas en los pozos del campo con el fin de recaudar información actual que permita la identificación, caracterización y corroboración de las estructuras geológicas, además de conocer el material presente en los estratos litológicos.

3.1.7. Aspectos de yacimientos.

Los registros geofísicos de pozos son indispensables no sólo en cuanto a la exploración y caracterización de un yacimiento petrolero, sino que lo siguen siendo aún en la producción de los hidrocarburos, pues es necesario realizar mediciones en los pozos petroleros para obtener información actualizada que permita continuar cumpliendo con los objetivos de extracción.

Las pruebas de presión y los registros de producción son de suma importancia para la evaluación de las condiciones en que se encuentran los yacimientos. Con ello se puede conocer la presión del sistema, la altura de la columna de fluidos dentro del pozo o el tipo de fluido y su comportamiento en el mismo, para tomar las mejores decisiones en las operaciones que llevan a cabo otros especialistas de la industria del petróleo y el gas. Con la información colectada de los yacimientos de la asignación se concluyó:

-
- El área de Amatitlán se encuentra en una zona de baja presión de Yacimiento por lo que es necesario implementar sistemas artificiales desde el inicio de su explotación.
 - Debido a la poca información de presiones de fondo, no se pudo realizar algún gráfico de tendencias en el comportamiento de esta propiedad.
 - Se realizaron pronósticos de producción para pozos verticales, direccionales y horizontales.

3.2. Antecedentes del área asignada.

Las condiciones en que se encuentra el campo antes de la licitación o la documentación existente para que la/las compañías ganadoras del proceso de licitación continúen ejerciendo las técnicas que más convengan para garantizar el cumplimiento del contrato de producción firmado entre todas las partes involucradas

3.2.1. Información y estudios.

3.2.1.1. Pozos.

Dentro del área de Asignación Amatitlán se localizan 23 pozos, los cuales se presentan en el siguiente listado:

Pozos	Número de pozos
Productores	3
Inyectores	0
Cerrados	16
Taponados	4
Temporales	0
Letrina	0
total	23

Tabla 4. Inventario de pozos.

(Obtenido de <http://contratos.pemex.com/antiores/chicontepec/areas/amatitlan/Paginas/default.aspx>).

3.2.1.2. Marcadores geológicos.

Los principales marcadores estratigráficos definidos a partir de la información de registros de pozos son las areniscas, denominadas: SIM_50A, SIM_50B, SIM_70A, SIM_70B, SIM_90A, SIM_90B y las discordancias A (DISC_A), B (DISC_B) y C (DISC_C); como se muestran en la Figura 27. Esto se logra implementando las diferentes sondas que arrojan curvas al realizar la medición de las propiedades petrofísicas de las rocas, como son los registros básicos y siempre muy útiles de SP y RG. Observando el comportamiento que presentan las curvas se realiza una interpretación adecuada con las bases teóricas fundamentadas en los principios físicos en que operan las herramientas, donde también se establezcan los límites entre estratos de diferente litología, es decir, el cambio de un material a otro. Este comportamiento en las curvas también revela las discordancias presentes y ayudan a establecer marcadores geológicos de gran ayuda en las actividades de la geociencia además de, correlacionar los pozos, determinar la de granulometría, discontinuidades en los estratos, así como detectar los procesos de transgresión y regresión y calcular el volumen de arcilla en las formaciones atravesadas.

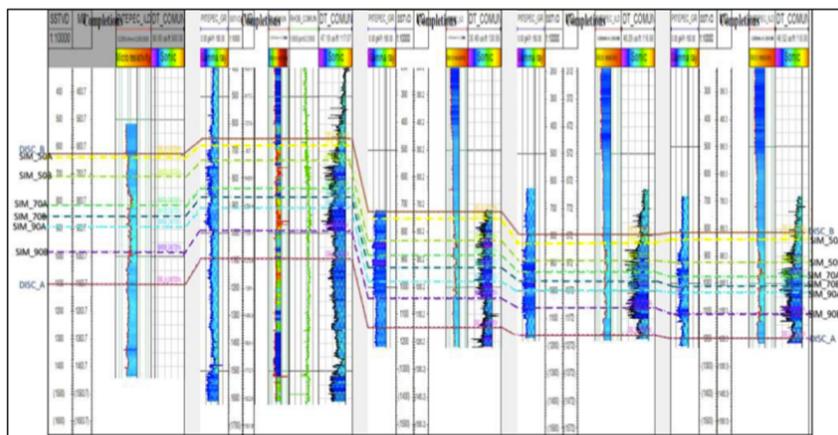


Figura 27. Correlación de marcadores identificados a partir de los Registros de Pozos.

Las propiedades litológicas de las formaciones atravesadas se miden con ayuda del pozo perforado, pues es el medio de comunicación entre el especialista en la superficie y su objetivo en el subsuelo, las sondas son introducidas registrando las propiedades en función de la profundidad, mediante los registros actuales se corroboran los datos medidos en el pasado, en caso de que no sea la primera vez en que se implemente la herramienta, para como también poder realizar nuevos estudios que permitan un actual y mejor conocimiento como es el uso de registros que permitan conocer las condiciones presentes en radios más lejanos, tal es el uso de los registros de neutrones que por su naturaleza física logran registrar mediciones más profundas en la roca, para de esta manera, obtener detalles más ambiciosos de las zonas vecinas al pozo.

Es así como podemos comenzar a conocer los materiales que conforman el subsuelo, para lograr caracterizar sus propiedades fisicoquímicas o bien como es el caso, tener conocimiento de la situación en que se encuentran los pozos y las condiciones en que deben programarse los trabajos petroleros.

Determinar la permeabilidad es de vital importancia en las actividades del campo Amatitlán, pues como se sabe es una de las principales propiedades de los yacimientos petroleros que se deben medir, en el caso Amatitlán se debe recordar la complejidad geológica de los yacimientos que presentan formas de lentes, por lo cual, es también muy importante conocer sus dimensiones. La altura de los espesores con potencial petrolero es de una importancia trascendental pues a partir de este dato se toman decisiones respecto a la perforación y terminación de pozos como se verá más adelante, haciendo que puedan otorgar la producción estimada.

En la tabla 5 se muestra la descripción de las areniscas definidas con base a los marcadores geológicos, sus valores petrofísicos promedio, es decir, la permeabilidad y espesor.

Descripción de las areniscas

UNIDAD	DESCRIPCIÓN GENERAL	Permeabilidad (K)	Espesor (h)
SIM_50A	Arenisca café claro y gris de grano fino a medio de cuarzo. Matriz arcillo-calcárea y pirita diseminada, impregnación de aceite, intercalada con lutita gris claro, ligeramente arenosa y calcárea.	0.267 mD	75m
SIM_50B	Arenisca café claro y gris de grano fino y matriz calcárea, semidura y lutita arenosa de color café claro, escasos fragmentos de bentonita blanca y verde claro.	0.274 mD	76m
SIM_70A	Arenisca gris claro y café de granos finos a medios de cuarzo. Presenta micas de color negro y café oscuro.	0.218 mD	49m
SIM_70B	Arenisca gris claro y café de granos finos a medios de cuarzo. Presenta micas de color negro y café oscuro.	0.228 mD	32m
SIM_90A	Areniscas grises claro constituidas por granos medios a gruesos de cuarzo. Matriz arcillo-calcárea. Además de lutita color gris verdoso, ligeramente arenosa y calcárea.	0.097 mD	60m
SIM_90B	Arenisca gris claro constituida por granos medios a gruesos de cuarzo. Matriz arcillo-calcárea, con impregnación de aceite en porosidad primaria intergranular. Además de lutita gris verdosa. Porosidad primaria intergranular.	0.142 mD	35m

Tabla 5. Descripción general de los cuerpos de areniscas interpretados estáticamente con propiedades petrofísicas y sus espesores promedio.

(Obtenido de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014)

Además, en un área detectada geológicamente como potencial productora de hidrocarburos, es necesario realizar los estudios correspondientes a los métodos geofísicos de exploración, como en este caso es la sísmica. Sin embargo, los métodos gravimétrico y magnetométrico son empleados en considerables ocasiones, pues con ellos se logra cubrir volúmenes considerables de roca en el medio, sin la necesidad de perforar el subsuelo. Es aquí donde los afloramientos no son la única fuente de información en la superficie que nos permiten conocer las estructuras geológicas que se revelan en la aplicación de estos métodos.

La calibración de los registros geofísicos es realizada en los pozos a pocos centímetros de la formación, mientras que los métodos de prospección se realizan desde la superficie con la ayuda de los principios físicos de cada uno. Con ello se obtiene una imagen que es

interpretada y ajustada por los especialistas, acoplando toda la información disponible en un geomodelo.

En la Figura 28 se presenta el mapa con la ubicación del bloque Amatitlán dentro de los estudios sísmicos de Amatitlán y Coahuila. El área cuenta con una cobertura sísmica.

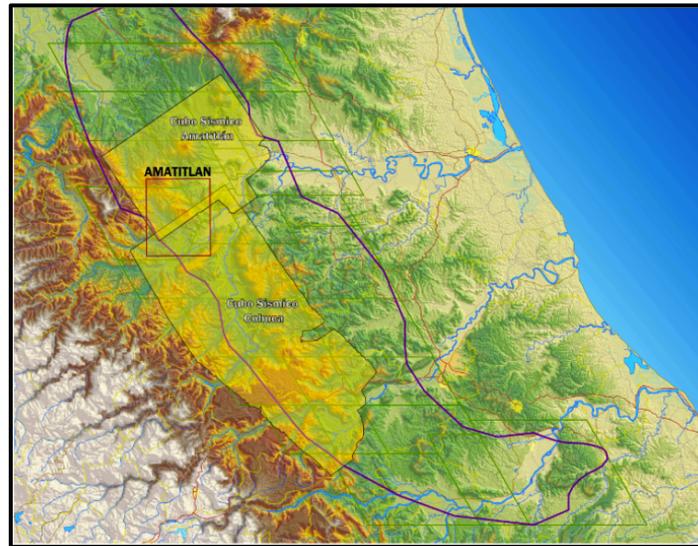


Figura 28. El área de la Asignación Amatitlán, cuenta con un cubrimiento del 96.95% de Información sísmica 3D del Prospecto Amatitlán

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014).

Muchos campos no cuentan con información referente a la prospección, por lo tanto, no se conocen las estructuras internas, de tal manera que es necesario realizar la exploración sísmica para revelar absolutamente todos los detalles del lugar asignado, en conjunto como se ha dicho con al menos un método más. Lo cual lleva una gran inversión económica y de tiempo que será fructífera a corto plazo, pues se pueden realizar en sincronía con otras actividades petroleras, siendo un gran cimiento que ayuda a tomar mejores decisiones en las operaciones futuras.

Al realizar tendidos de mallas (perfiles sísmicos) sobre la región y aplicar por el método de reflexión para llegar a las profundidades que requiere la ingeniería petrolera, pues los

yacimientos son cada vez más complejos y localizados a profundidades más distantes de la corteza, se logra obtener imágenes del subsuelo explorado, como se muestra en la Figura 29, la cual ilustra la sección sísmica interpretada y ajustada con los marcadores geológicos determinados por los registros empleados en los pozos que comprenden la zona evaluada.

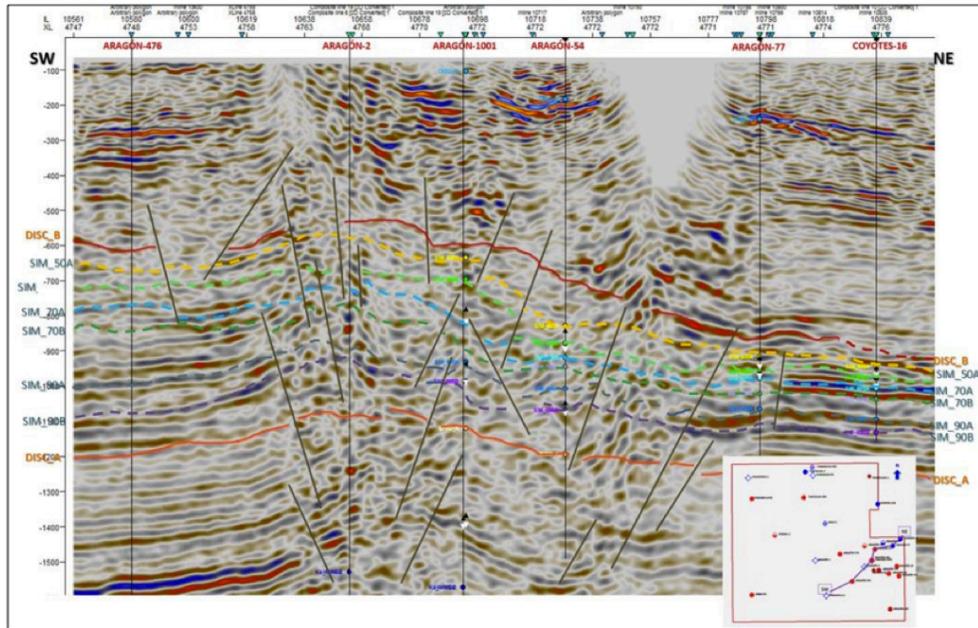


Figura 29. Interpretación de sección sísmica con marcadores geológicos obtenidos de registros geofísicos dentro del área de asignación Amatitlán.

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014)

Una imagen sísmica debe de contar con la calidad necesaria para ser interpretada por los especialistas, debe presentar una buena resolución vertical donde se muestre en el mejor detalle las formaciones y estructuras geológicas.

3.2.2. Exploración y desarrollo.

3.2.2.1. Exploración.

El campo principal del área es Amatitlán, descubierto en mayo de 1952, donde se observaron los primeros indicios de petróleo y gas en las rocas carbonatadas de la Formación Tamaulipas Superior en el pozo Amatitlán-1, el cual manifestó en la primera

prueba de producción 138 [bls/día] con un flujo fraccional de agua de 0% y una RGA de 140 [m^3/m^3]. En septiembre de 1963 se perforó el pozo Amatitlán-2, el cual encontró aceite en la Formación Agua Nueva con un gasto inicial de 372 [bls/día], un flujo fraccional de agua de 4% y una RGA de 427 [m^3/m^3]. Finalmente, en abril de 1969 el pozo Amatitlán-3, que confirmó producción en la Formación Tamaulipas Inferior con un gasto inicial de 127 [bls/día], flujo fraccional de agua de 2% y RGA de 436 [m^3/m^3].

Cuando se tiene conocimiento de una zona con potencial petrolero y los estudios geológicos y geofísicos han dado viabilidad al proyecto se comienza con la perforación de pozos exploratorios, establecer el contacto desde la superficie con los cuerpos inferidos para certificar la presencia de hidrocarburos así como obtener las primeras muestras físicas de los estratos mediante la recuperación de los recortes de roca, muestreo de núcleos en la pared y fondo del pozo, también hace uso de los registros geofísicos con el fin de obtener la mayor cantidad de información verás en un periodo de tiempo corto.

En esta Área Contractual se ubican los pozos exploratorios, Amatitlán-1, 2, 3, Dorado-1, 1D, Profeta-1 y Vinazco-1, en los cuales se presentaron de regulares a buenas impregnaciones de aceite en las muestras de canal y atractivas manifestaciones de gas.

En el pozo Amatitlan-1, se observó en las muestras recuperadas de las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior, varios intervalos con impregnación de aceite. Se cortaron dos núcleos en la Formación Tamaulipas Inferior, observándose impregnación de aceite en matriz y en fractura. Se realizaron cinco pruebas de producción en la Formación Tamaulipas Inferior, en los intervalos 2580-2598, 3050-3070 y 3095-3120 [m], fluyo aceite, gas y agua con gastos estimados de 132, 138 y 128 [bpd] respectivamente, en los tres casos dejo de fluir, por tal razón se determinó como productor no comercial de aceite y gas.

En el pozo Amatitlan-2, se observaron altas manifestaciones de gas, durante la perforación en las Formaciones Agua Nueva, Tamaulipas Superior e Inferior. Se realizaron cuatro pruebas

de producción en la Formación Tamaulipas Inferior, tres en Tamaulipas Superior y dos en la Formación Agua Nueva. En las pruebas realizadas en las Formaciones Tamaulipas, resultaron con agua manchada de aceite y en prueba realizada en la Formación Agua Nueva, se reportó un gasto de 372 [bpd] con una RGA de 427 [m^3/m^3] y 0% de agua, se obtura intervalo y define el pozo como productor incosteable.

En el pozo Amatitlan-3, se presentaron fuertes manifestaciones de gas, durante la perforación de las Formaciones: Tamaulipas Superior, Tamaulipas Inferior y Pimienta. Se efectuó una prueba de producción en el intervalo 2788-2796 [m] de la Formación Tamaulipas Inferior, fluyendo gas y aceite con baja presión, se sondeó y se recuperó aceite estimándole un gasto de 127 [bpd], el pozo resultó productor no rentable.

Como es el caso de los tres pozos exploratorios en el campo analizados, se encontraron buenas manifestaciones de aceite y gas sin embargo una vez realizando las pruebas y estudios se diagnosticaron como pozos que no ofrecen una rentabilidad al proyecto petrolero, por lo tanto no es necesario realizar más prospecciones geofísicas en el área porque se invertiría en un proyecto que no es económicamente viable al comprobar que no existen las condiciones financieras necesarias para comercializar los recursos fósiles.

En otra área del bloque, con los registros geofísicos de pozo se elaboraron secciones estructurales de correlación y también con la información sísmica se correlacionaron los eventos sísmicos distintivos de las formaciones mesozoicas. La Figura 30, representa una sección de correlación con una orientación de NW a SE, observándose la correlación estructural entre los pozos Postectitla-1, Amatitlán-3, Dorado-1, Profeta-1 y Cacahuatengo-3, donde se percibe el buen desarrollo de las arenas productoras de la Formación Chicontepec y que los pozos Postectitla-1, Amatitlán-3, Dorado-1 y Profeta-1, llegaron a las formaciones del Jurásico Superior, en donde se encuentran las rocas generadoras de hidrocarburos, actualmente consideradas como yacimientos no convencionales.

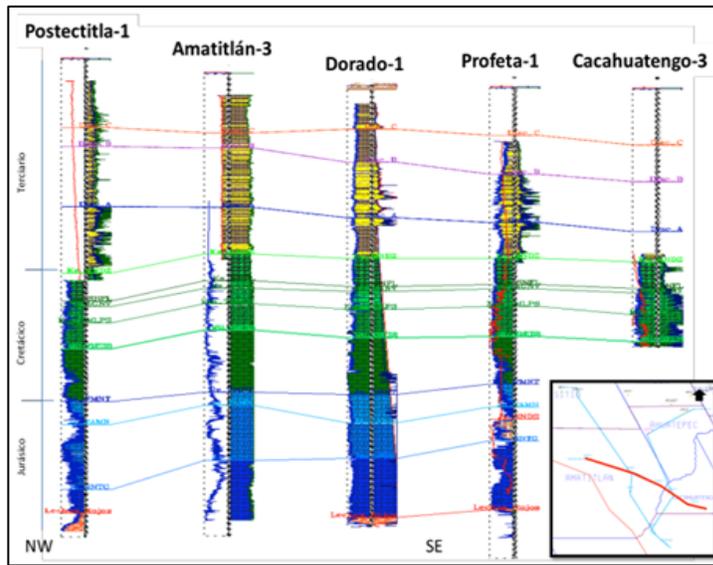


Figura 30. Sección estructural NW-SE con registros de pozos, presencia de rocas jurásicas en el subsuelo del área en estudio.

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014)

En la Figura 31 se muestra la imagen de mismo perfil sísmico, donde se aprecia la buena resolución de la imagen mostrando espesores de las rocas y las formaciones del Jurásico perfectamente desarrolladas.

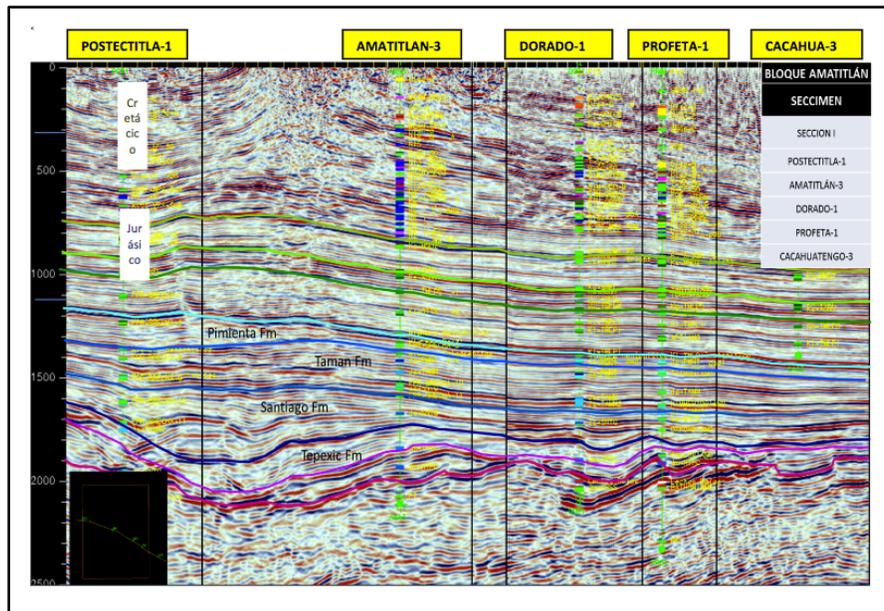


Figura 31. Perfil sísmico de la sección estructural NW-SE con registros de pozos, se observa buena resolución en los espesores de las formaciones

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014)

3.2.2.2. Desarrollo.

Después del descubrimiento, el campo fue desarrollado alcanzando una máxima producción de 654 [bpd], con ocho pozos activos en 2004. Para el año 2010, se reiniciaron las actividades de operación y mantenimiento, reactivando pozos con reparaciones menores.

Como se dijo anteriormente, el campo se encuentra en una fase de reinicio de producción. La actividad de perforación se reinició en los años 2011 y 2012, y se perforaron tres pozos horizontales, de los cuales se han terminado dos, Coyotes 423D (Figura 32) y Coyotes 276D. Ambos se terminaron con multifracturas (cinco) y el gasto inicial del primero de estos, fue de 400 [bpd] de aceite neto de 37 [API] y 0.471 [mmmpcd] con un corte agua de 30%, el cual disminuyo a 15%. El gasto inicial del segundo pozo fue de 318 [bpd] de aceite de 28 [API] y 0.093 [mmmpcd] de gas, y un corte de agua de 35% que continua en limpieza, por lo cual se considera que el corte de agua disminuirá, como se observó en el primer pozo, cabe recordar que para realizar las operaciones de mantenimiento es necesario introducir registros geofísicos que permitan conocer el estado mecánico de los pozos, para actualizar el estado de las tuberías, las cementaciones y la vecindad del pozo en los intervalos de la zona de disparos.

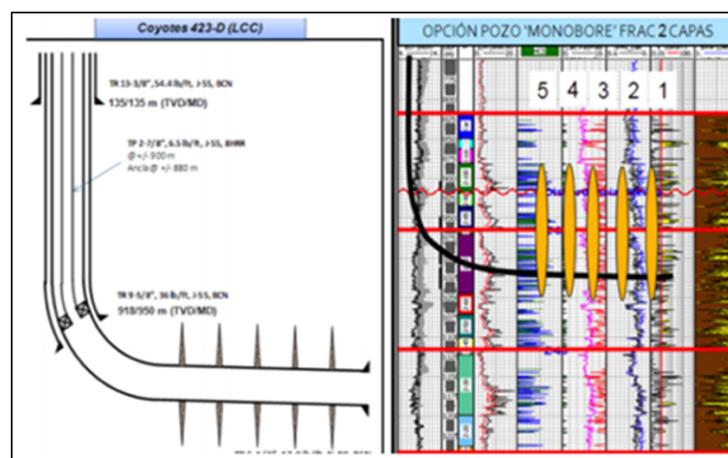


Figura 32. Estado mecánico del pozo Coyotes 423D y registros geofísicos empleados la terminación y mantenimiento de pozos, con el intervalo navegado en el cual se efectuaron cinco fracturas.

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014)

3.2.3. Marco geológico regional.

3.2.3.1. Cuenca.

El Bloque Amatitlán está se ubicado en la Cuenca Tampico-Misantla, en la parte oriental de la República Mexicana comprendiendo el territorio que va desde Tamaulipas hasta la parte central del estado de Veracruz junto con una pequeña parte del este de los estados de San Luis Potosí, Hidalgo y el norte de Puebla. (Figura 33).

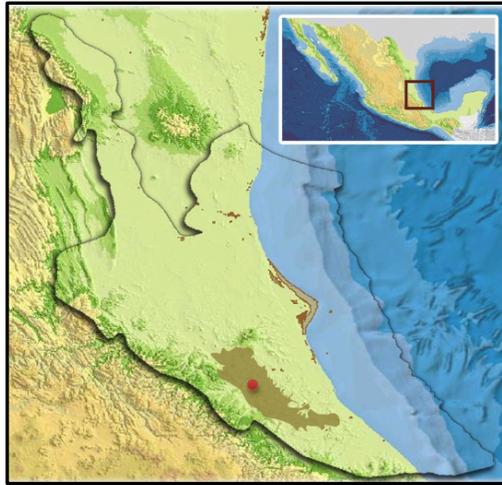


Figura 33. Ubicación de la asignación dentro de la Cuenca Tampico Misantla.

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014)

3.2.3.2. Modelo estructural sísmico.

La Cuenca Tampico-Misantla (CTM) incluye los terrenos ubicados al frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental (SMO), en sus sectores denominados Villa Juárez y Huayacocotla como límite occidental, la Plataforma Cretácica de Tuxpan al Oriente y el Cinturón Volcánico Mexicano al Sur.

En general, la Cuenca del Paleocanal de Chicontepec presenta poca deformación estructural, caracterizándose por contener grandes espesores de unidades silisiclásticas de ambiente marino (depósitos de abanico submarino) rellenando la antefosa que se formó durante la orogenia laramídica entre la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan. En la Figura 34 se muestran los principales aspectos estructurales.

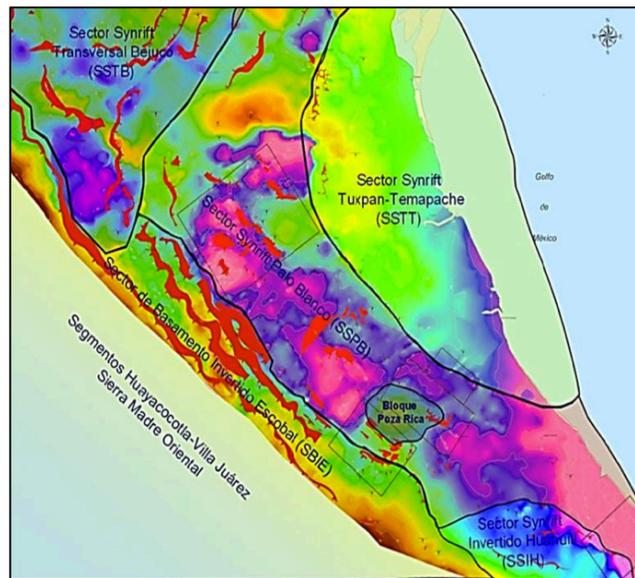


Figura 34. Sectores estructurales de la cuenca Tampico-Misantla.

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014).

La Cuenca Tampico-Misantla en su porción sur está conformada principalmente por siete elementos tectónicos de norte a sur: Paleo-cañón Bejuco-La Laja, La Sierra de Tantima, El Paleocanal de Chicontepec y el Cinturón Volcánico Mexicano; y de Este a Oeste: la Plataforma de Tuxpan y la Sierra Madre Oriental (Figura 35).

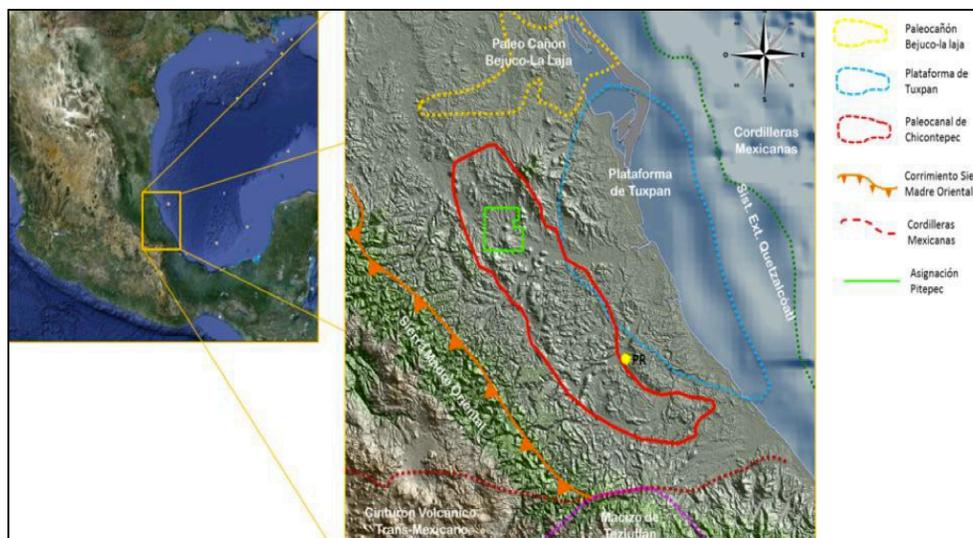


Figura 35. Elementos tectónicos de la cuenca Tampico Misantla.

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. Pemex 2014)

3.3.3.3. Sistema Petrolero.

En la Cuenca Tampico-Misantla los estudios geoquímicos realizados han permitido identificar rocas generadoras del Jurásico Inferior-Medio y Jurásico Superior Tithoniano. Para la definición de los Sistemas Petroleros.

3.2.4. Aspectos petrofísicos.

Una vez empleadas las herramientas en campo, se deben reunir todos los datos arrojados para comenzar a formar un modelo petrofísico del área de interés, así como determinar la composición química del tipo de roca y fluidos presentes en los yacimientos, aplicando modelos que sean congruentes con estos factores. En la práctica, la aplicación de todos los estudios necesarios que la ingeniería de yacimientos requiere es portentoso, dado a que en muchos de los proyectos petroleros se tiene un déficit significativo de estudios, por lo cual no siempre es posible contar con toda la información deseada, lo que lleva a integrar los estudios con que se cuente y trabajar optimizando los recursos al máximo.

3.2.4.1. Composición y tipo.

La metodología empleada en la estimación de la composición mineralógica incluye el análisis en núcleos. De los 14 pozos en los que se cortaron núcleos no se llegó a tener el análisis de composición mineralógica de la roca, contando sólo con fotografías de garganta de poro y tipo de porosidad. Estos análisis apoyaron la correlación entre núcleos y registros geofísicos dentro de la Asignación.

Otra manera de poder identificar la posible composición mineralógica y tipo de arcillas presentes es mediante la interpretación de registros geofísicos principalmente la curva RG.

Las estimaciones previas de indicadores de arcillosidad obtenidos a partir de la curva RG y Resistividad se usaron para calcular un volumen de arcilla el cual se utiliza para estimar un valor de porosidad efectiva.

3.2.4.2. Porosidad y permeabilidad.

El cálculo de porosidad se realiza mediante la combinación de las curvas NPHI (neutrón) y RHOB (densidad). Además se llevan a cabo las estimaciones previas de indicadores de arcillosidad obtenidos a partir de la Curva RG y Resistividad para calcular un volumen de arcilla (Vcl) el cual se utiliza para estimar un valor de porosidad efectiva.

Los modelos utilizados para la porosidad se definen con base a los registros de densidad, sónico de porosidad y neutrón compensado.

Registro de Densidad:

$$PHID = \frac{(RHOM - RHOB)}{(RHOM - RHOF)} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Registro Sónico de Porosidad:

$$PHIS = \frac{(Dt - Dt_{ma})}{(Dt_{fld} - Dt_{ma})} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Registro de Neutrón:

$$PHIN = 45 - 42 \left(\frac{\log \left[\frac{Neut}{Neut.min} \right]}{\log \left[\frac{Neut.max}{Neut.min} \right]} \right) \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Para la Porosidad Total Promedio: $PHIA = \frac{PHID + PHIN + PHIS}{3}$ Ecuación 3.4

Y para la Porosidad Efectiva se realiza la corrección del volumen de arcilla con la siguiente ecuación:

$$PHIE = PHIA(1 - Vshl) \quad \text{Ecuación 3.5}$$

La estimación del valor de permeabilidad es obtenida de acuerdo con la ecuación de Tixier:

$$k = \left(C \cdot \frac{\phi_e^3}{S_{wi}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 3.6}$$

Dónde:

k = Permeabilidad.

C = valor de 50 para Chicontepec

S_{wi} = Saturación de agua inicial

ϕ_e = Porosidad efectiva

La cual es calculada a partir de la porosidad efectiva (PHIE) y la saturación de Agua (S_w), y ajustada con la información de los núcleos cortados en el pozo Coyotes 16, ya que este pozo es el más cercano en donde se pudo realizar determinación del contenido de fluidos y pruebas especiales en núcleos como:

- Porosidad y contenido de fluidos.
- Permeabilidad a un líquido no reactivo.
- Pruebas de Presión capilar con mercurio.
- Factor de formación e índice de resistividad.
- Pruebas de desplazamiento sistema agua-aceite.

3.2.4.3. Saturación de fluidos.

Para el cálculo de la Saturación de Agua (S_w) se aplicó por ser la más adecuada para este tipo de yacimientos la ecuación de Doble Agua:

$$S_{wt}^2 - S_{wt} * S_b \left(1 - \frac{R_w}{R_b}\right) = \frac{R_w}{(R_t * \Phi_t^2)} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Dónde:

S_{wt} = Saturación de agua total corregida por arcillosidad

S_b = Saturación de agua asociada a las arcillas de la arena

R_w = Resistividad del agua de formación

R_b = Resistividad del agua asociada a las arcillas de una lutita cercana

R_t = Resistividad verdadera

Φ_t = Porosidad total de la arena arcillosa

Φ_{tsh} = Porosidad total de la fracción de arcilla en la arena

La resistividad del agua de formación (R_w) se calculó a partir de la determinación de salinidad del agua de formación en el pozo Coyotes 16 de 35,000 ppm, tomada a partir de muestra en superficie en aforo de pozo a temperatura de los yacimientos.

Derivado de la poca información de análisis de porosidad y permeabilidad, la calibración del modelo petrofísico fue elaborado a partir de los datos de producción de los diferentes intervalos en explotación de los pozos. Este método certificó una buena relación entre las zonas productivas y la producción obtenida.

3.2.4.4. Análisis de registros de pozos y evaluación petrolera.

Los pozos del Bloque Amatitlán fueron evaluados utilizando la información de los registros geofísicos disponibles para cada pozo (RG rayos gamma, Neutrón, ILD de inducción, FDC registro de densidad compensado, CNL registro neutrónico compensado y BHC registro sísmico compensado por efecto de pozo). La delimitación de las propiedades petrofísicas correspondientes a las areniscas de la Formación Chicontepec, fueron basadas en las características de arcillosidad (V_{sh}), porosidad efectiva ($Phie$) y saturación de agua (S_w), asociadas al comportamiento de las pruebas de producción de cada una de ellas, de tal manera que no se excluyera volumen de roca.

3.2.4.5. Otros estudios geofísicos.

No se cuenta con otros estudios petrofísicos a partir de muestras físicas de roca dentro de la Asignación. En la tabla 6 se muestran algunas características del yacimiento a partir del análisis petrofísico de pozos y mineralógicos.

CARACTERÍSTICAS	Yacimiento	
	Tipo	Valor (%)
Porosidad	Intergranular, intercrystalina.	6.10 %
Permeabilidad	Absoluta	0.01 – 0.05 mD
Saturación	Agua congénita	55 - 65 %
Salinidad del agua de formación	Campo Coyotes	35,000 ppm
Resistividad del agua de formación (R_w)	No aplica	0.13 – 0.15 ohm
Espesor neto y bruto promedio	Arenisca	10.6 m , 48 m

Valores de corte	Porosidad Sw, Vcl	Mayor o igual a 5% menos o igual a 65%, menor o igual a 50%
-------------------------	-----------------------------	-------------------------------------------------------------------

Tabla 6. Características del Yacimiento.

(Obtenido de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014)

3.2.5. Aspectos geológicos y geofísicos.

3.2.5.1 Modelo estructural.

Cuando se tienen los trenes sísmicos es necesario descomponer el cubo en secciones y analizar individualmente para lograr una interpretación de cada perfil en caso de que no se cuente con un software especializado, por lo cual la programación de cada algoritmo dependerá del especialista, o también si en el proyecto se tienen los recursos financieros para contratar a otros expertos que realicen los sismogramas por separado empleando sus herramientas. Finalmente se acopla la información en un modelo base.

Para la generación del modelo, se integraron:

- Cubo sísmico (Amatitlán 3D)
- Información de pozos dentro de la Asignación.
- Marcadores de pozos.
- TZ del pozo Aragón-487.
- Registros geofísicos de pozos.

Por ejemplo para la generación de los sismogramas realizados dentro del proyecto, proveniente del pozo Aragón-487, se seleccionan las curvas y parámetros necesarios (registro sísmico y de densidad), así como las velocidades a partir del sísmico, las cuales revelan el material de cada cuerpo de roca por la impedancia acústica propia de cada material que constituye el medio rocoso. Además, se ha considerado la información complementaria para la construcción del sismograma, como cimas de formaciones,

registros de pozos e información sísmica de amplitud. Posteriormente se realiza la correlación del dato sísmico y el sismograma sintético (Figura 36).

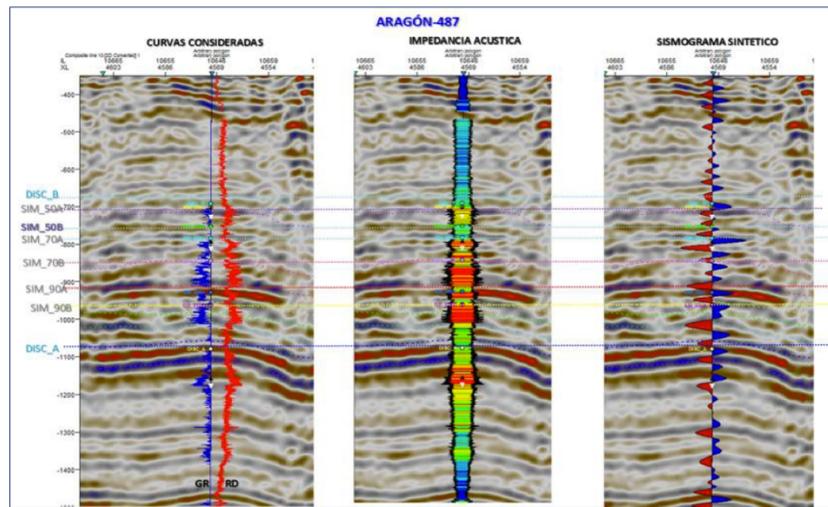


Figura 36. Sismograma del pozo Aragón-487.

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014)

Otro ejemplo se observa en la Figura 37 donde se muestra una sección sísmica con dirección N-S en la que se correlacionan los pozos Aragón-93, Aragón-54, Aragón-1001, Aragón-68, Aragón-84 y Aragón-487, a partir de los cuales, se calibraron los sismogramas con los reflectores sísmicos de las areniscas de interés.

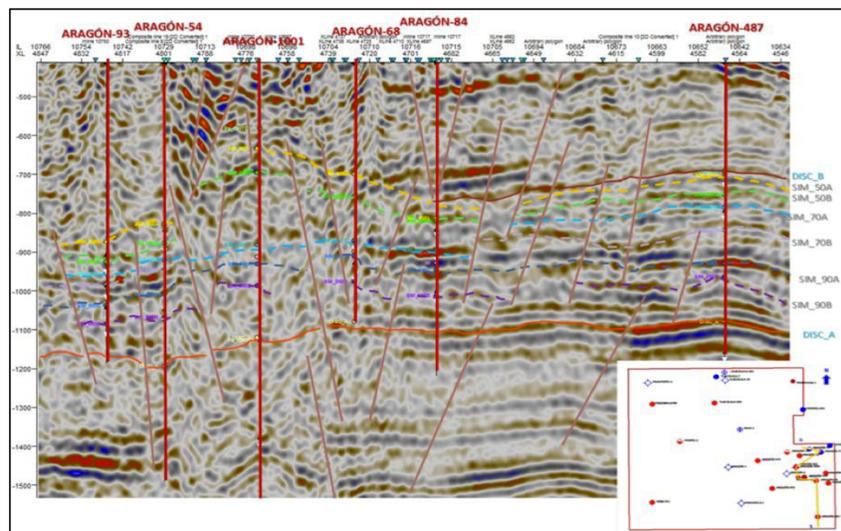


Figura 37. Sección sísmica.

(Modificado de Pemex Amatitlán, Resumen ejecutivo. 2014)

3.2.5.2. Mapeo regional.

Después de que se establece el marco estratigráfico a partir de los datos sísmicos y de registros de pozo, se pueden construir los mapas de litofacies que definen los sistemas depositacionales y sus patrones de sedimentos dispersos. Estos patrones de sedimentos dispersos permiten un entendimiento de los procesos físicos que depositaron los sedimentos, proporciona guías potentes para predecir la geometría y distribución de las areniscas de estructura, y cualquier cambio de facies laterales relacionado con áreas de exploración en donde hay muy pocos pozos perforados.

Una vez definidos los sistemas depositacionales, el mapa de las areniscas proporciona el marco dentro del cual se han definido las propiedades de la roca a partir del análisis petrofísico, y se pueden proyectar con el fin de predecir la distribución de la calidad del yacimiento.

3.2.5.3. Análisis de discontinuidades naturales.

En el Área de Asignación Amatitlán se identificaron fallas regionales, analizándose conforme las siguientes consideraciones (Figura 38): Distribución, geometría y orientación.



Figura 38 . Consideraciones principales para detectar fallas y fracturas.

Los esfuerzos presentados en la cuenca, ocasionaron deformaciones que puede han hecho que se comporte como un esfuerzo aplicado, ocasionando fallamiento o plegamiento. También está relacionado a la reducción de esfuerzos, ocasionando fracturas de dilatación después de la erosión y levantamiento.

Dentro de los métodos de detección empleados, se trabajaron sobre los siguientes:

- Registros (litología, porosidad).
- Análisis de Núcleos (porosidad vs. Permeabilidad). Verificar fracturas.
- Perforación (presión, pérdida de circulación).
- Pruebas de pozo.
- Sísmica (curvaturas de pliegues, fallas).

En la parte de sísmica para la detección de fallas y fracturas, se emplearon atributos de semblanza y coherencia, además de aplicar amplitudes para resaltar las fallas. En la Figura 39 se muestra el método de detección de fallas mediante información sísmica.

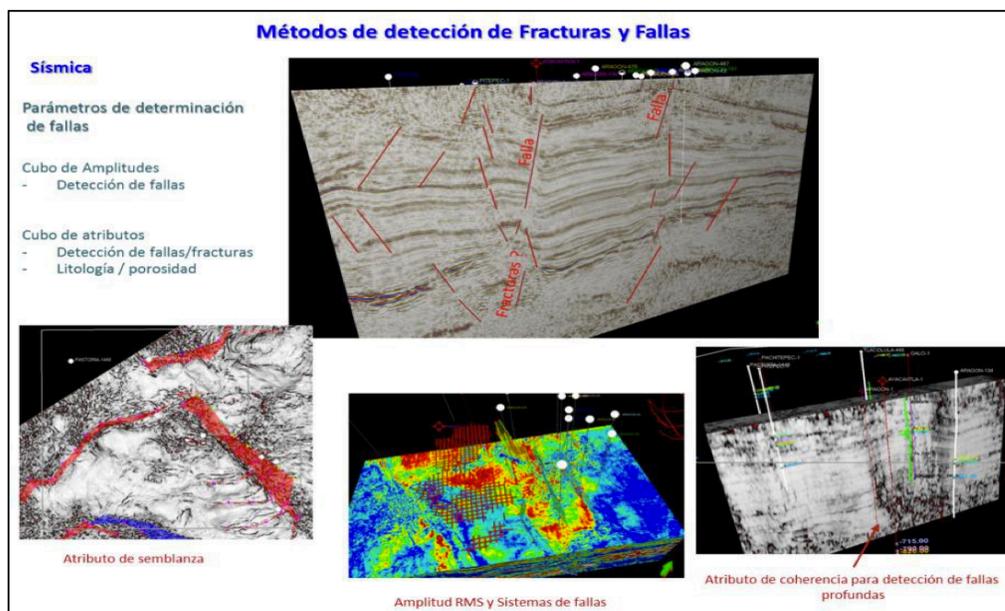


Figura 39. Método de detección de fallas mediante sísmica.

Conclusiones.

Se ha mostrado la estrecha relación entre las disciplinas involucradas en la prospección de recursos naturales, teniendo a la química como ciencia fundamental para las actividades de exploración, pues gracias a ella es posible estudiar la constitución, propiedades y transformación de la materia, también, es posible indagar e inferir el comportamiento del subsuelo que contiene los recursos de interés petrolero.

Se concluye que la química está presente en cada detalle de las actividades petroleras, desde la estructura de la materia que poseen los materiales que confinan los recursos, en los fluidos del yacimiento, en las herramientas y los principios utilizados para registrar las propiedades, así como en la infraestructura necesaria para la explotación de los recursos que consideran la manifestación de los fenómenos fisicoquímicos en la naturaleza, en las actividades y estudios petroleros tanto en campo como en laboratorio.

La prospección sísmica brinda los mejores resultados debido a las grandes extensiones de campo y profundidades que permite explorar.

Los registros geofísicos son de suma importancia pues permiten mantener datos actualizados, así como una implementación en cualquier momento, sin interferir por grandes periodos de tiempo con otras actividades petroleras.

Se demostró que conocer y caracterizar de forma óptima las propiedades químicas y físicas de los materiales que componen los sistemas de interés petrolero y conforme mayor y mejor sea la calidad de la información recaudada, mejor será el análisis de los estudios viéndose reflejado en la evaluación de las reservas petroleras de los campos explorados, por lo cual estas actividades son fundamentales para otorgar las mejores condiciones de operación.

El avance tecnológico en la actualidad y la necesidad de responder y explicar los problemas que se presentan, cada vez más complejos, han favorecido el estudio de la geofísica, pues cada día se tiene mayor número de herramientas que realizan las mediciones de una forma más eficiente, obteniendo datos que son de suma importancia al momento de realizar los estudios para lograr la mejor caracterización de los yacimientos para posteriormente aplicar un adecuado plan de explotación de los recursos, así como todo tipo de infraestructura necesaria para cumplir con los objetivos de la ingeniería.

Referencias.

- Arroyo, A. (2007). "Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM. Ciudad de México, México. 527 pp.
- Balabanov, Y.P., Zinatyllina, I.P. (2016). "Geofizicheskiye metody izucheniia geologopromyslovyykh karakteristik produktivnykh plastov. Kazanskii Federalnii Universitet, Institut Geologii i Neftegazovyykh Tekhnologii. Kazan, Rosiia. 47 pp.
- Bartel, T.N. (2015). "Geofizicheskiye metody issledovaniia skvazhin. Kurs lektsii dlia studentov zaochnogo otdeleniia specialnosti 21.02.11(130103) "Geofizicheskiye metody poiskov i razvedki mestorozhdeniy poleznykh iskopaiemiy". Starooskolskiy filial federalnogo gosudarstvennogo biudzhethnogo obrazovatel'nogo uchrezhdeniia vsshego professional'nogo obrazovaniia "Rossiiskii gosudarstvennyi geologorazvedochnyi universitet imeni Sergo Ordzhonikidze". Starii Oskol, Rossiia.
- Bassiouni, Z. (1994). "Theory, measurement, and interpretation of well logs". SPE textbook series Vol.4. Richardson, TX, USA.
- Burcev, M.I. (2006). "Poiski i razvedka mestorozhdeniy nefti i gaza". Izdatel'stvo Rossiyskogo universiteta druzhby narodov. Moskva, Rossiia.
- CNH (2014). "Contrato para Producción de Hidrocarburos, en el Área Contractual Amatitlán No. 424104804". México. 74pp
- Gayá, M. (2005). "Procesado de sísmica de reflexión superficial en la cuenca de Ainsa, Huesca (España)". Proyecto de grado para optar al título de ingeniero geofísico. Unniversidad Simón Bolívar. Sartenejas, Venezuela. 113 pp.
- Gómez, O. (1975). "Registros de pozos, parte 1. Teoría e interpretación". México D.F. 437 pp.
- Kalinnikova, M.V., Golovin, B.A., Golovin, K.B.(2005). "Uchebnoie posobie po geofizicheskim issledovaniyam skvazhin". Saratovskiy Gosudarstvenniy Universitet imeni N.G. Chernishevskogo, Saratov, Rossiia.
- Kazin, P.E. (2011). "Metody issledovaniia magnitnykh svoistv materialov". Moskovskii gosudarstvenniy universitet imeni M.V. Lomonosova fakul'tet nauk o materialakh, Moskva, Rossiia.

-
- Kearey, P., Brooks, M., Hill, I. (2002). "An introduction to geophysical exploration". Blackwell Publishing. 3rd Ed. 184 pp.
 - Khmelevskoi, V.K. (1999), "Geofizicheskiie metody issledovaniia zemnoi kory". Mezhdunarodnii Universitet Prirody, Obshestva y Cheloveka "Dubna". Dubna, Rossiia. 203 pp.
 - Khmelevskoi, V.K. (1999). "Geofizicheskiie metody issledovaniia zemnoi kory. Kniga 2. Regionalnaia, razvedochnaia, ingenernaia i ekologicheskaiia geofizica. Uchebnoie posobiie" Vol 2. Mezhdunarodnii Universitet Prirody, Obshestva y Cheloveka "Dubna". Dubna, Rossiia. 184 pp.
 - Martell, B. (2013). "Petrofísica y registros de pozos". Facultad de Ingeniería, UNAM. Ciudad de México, México. 163 pp.
 - Mazzei, R. (2001). "Elementi di geologia e di ingegneria dei giacimenti petroliferi". 97 pp.
 - Pemex (2014). "Amatitlán, resumen ejecutivo". Contratos integrales EP 2013. Chicoantepec.
 - Ricco, G. (2012). "Principios de medición de los registros geofísicos". Tesis para obtener el título de ingeniero geólogo. Facultad de Ingeniería, UNAM, Ciudad de México, México. 370 pp.
 - Robinson, E., Treitel, S. (2008). "Digital imaging and deconvolution: The ABCs of seismic exploration and processing. Society of Exploration Geophysicists, Geophysical References Series No. 15. Tulsa, Oklahoma, USA. 424 PP.
 - Sokolov, A.G. (2015). "Geofizicheskiie método poiskov i razvedki mestorozhdenii poleznyh iskopaiemyh". Chernyh, Federalnoie gosudarstvennoie biudzhethnoie obrazovatelnoie uchrezhdeniie vysshego professionalnogo obrazovaniia "Orenburgckii Gosudarstvennyi Universitet". Orenburg, Rossiia. 144 pp.
 - Stein, S., Wysession, M. (2003). "An introduction to seismology, earthquakes and earth structure". Blackwell Publishing. 498 pp.
 - Tago, J. (2017). "Física de las ondas". Facultad de Ingeniería, UNAM, México. 109 pp.