

**OIL FINDER TECHNOLOGY COMO ALTERNATIVA PARA LA EXPLORACIÓN  
SÍSMICA**

**EDSON FABIAN MEJÍA CAMACHO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**OIL FINDER TECHNOLOGY COMO ALTERNATIVA PARA LA EXPLORACIÓN  
SÍSMICA**

**EDSON FABIAN MEJÍA CAMACHO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**OSCAR VANEGAS ANGARITA  
Ingeniero de Petróleos, Esp.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **AGRADECIMIENTOS**

Primero que todo agradezco a Dios, por permitirme llevar a cabo este proyecto y darme la oportunidad de ingresar a esta gran universidad y culminar mi proceso satisfactoriamente

A mis padres por todo el apoyo, confianza y palabras de aliento que han depositado en mí a lo largo de toda mi vida, y por ayudarme a ser quien soy en este momento.

A la Universidad Industrial de Santander, por ayudarme a crecer personal y profesionalmente.

Al ingeniero Oscar Vanegas por su apoyo y asesoría.

Al ingeniero Mario Zamora, gerente general de ESP ENERGY GROUP S.A por su apoyo a lo largo del desarrollo de este trabajo.

Al ingeniero Mario Alejandro Ruiz, de ESP ENERGY GROUP S.A., por todo su apoyo, colaboración y asesoría.

A la geóloga Valeria García de ESP ENERGY GROUP S.A por su disposición y colaboración.

**EDSON FABIAN MEJÍA CAMACHO**

## **DEDICATORIA**

A Dios, por permitirme lograr una de mis metas más importantes y haber ingresado a una universidad con la calidad y prestigio de la Universidad Industrial de Santander

A mis padres, por su apoyo y cariño incondicional, y todas las enseñanzas que me han brindado a lo largo no solo de mi carrera, sino de toda mi vida.

A mis hermanos por su apoyo, confianza y cariño mutuo.

A toda mi familia en general, abuelos, tíos y primos.

# CONTENIDO

	<b>Pág</b>
INTRODUCCIÓN .....	16
1. MARCO TEÓRICO .....	17
1.1. ONDA .....	17
1.1.1. Elementos de una onda.....	17
1.2. CLASIFICACIÓN DE LAS ONDAS.....	18
1.2.1. En función del medio en el que se propagan. ....	18
1.2.2. En función de su dirección. ....	19
1.2.3. En función del movimiento de sus partículas ....	20
1.2.4. En función de su periodicidad. ....	20
1.3. EXPLORACIÓN PETROLERA.....	20
1.3.1. Geofísica .....	21
1.3.2. Prospección geofísica. ....	21
1.3.3. Geoquímica .....	22
1.3.4. Resonancia estocástica:.....	23
1.3.5. Resonancia magnética nuclear: .....	23
1.3.6. Efecto pelicular:.....	23

2. MÉTODOS CONVENCIONALES DE EXPLORACIÓN Y PROSPECCIÓN EN LA INDUSTRIA .....	26
2.1. GEOLOGÍA DE SUPERFICIE .....	26
2.2. MÉTODO GEOQUÍMICO .....	29
2.3. GRAVIMETRÍA.....	31
2.3.1 Historia .....	33
2.3.2 Fundamento teórico .....	33
2.3.3 Aplicación.....	35
2.3.4 Métodos e instrumentos de medición de la gravedad .....	36
2.4. MAGNETOMETRÍA.....	37
2.4.1 Fundamento teórico. ....	38
2.4.2 Aplicación.....	40
2.4.3 Equipos .....	40
2.5. MÉTODOS SÍSMICOS .....	41
2.5.1 Clasificación de los estudios sísmicos.....	42
2.5.2 Técnicas utilizadas. ....	45
2.5.3 Funcionamiento.....	50
2.5.4 Equipos .....	52
2.5.5 Estudios sísmicos según el medio donde se realizan .....	52
2.5.6 Procesamiento de datos sísmicos.....	54
2.5.7 Restricciones en los estudios sísmicos. ....	56

2.5.8	Ventajas de los estudios sísmicos.....	60
2.6.	MÉTODOS ELÉCTRICOS.....	61
2.6.1	Propiedades eléctricas de las rocas.....	61
2.6.2	Clasificación de los métodos eléctricos.....	63
2.6.3	Electrodos más comunes.....	63
3.	OIL AND GAS FINDER TECHNOLOGY .....	66
3.1.	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO .....	68
3.1.1	Análisis de imágenes satelitales.....	68
3.1.2	Reconocimiento del terreno.....	71
3.1.3	Emisión de Campos Eléctricos de Corto Impulso.....	71
3.1.4	Sondeo Vertical por Electro-Resonancia.....	74
3.2.	OBJETIVO.....	76
3.3.	EQUIPO NECESARIO .....	76
3.4.	HISTORIA.....	77
3.5.	CARACTERÍSTICAS .....	78
3.6.	TIPOS DE TRABAJO .....	80
3.7.	REQUERIMIENTOS ESPECIALES.....	80
3.8.	APLICACIONES .....	81
3.9.	RESULTADOS OBTENIDOS .....	82
4.	TECNOLOGÍA OFT VS. SÍSMICA DE REFLEXIÓN .....	90
4.1.	ANÁLISIS TÉCNICO .....	91

4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO .....	94
4.2.1 Costos por unidad de área para cada método exploratorio .....	96
4.3. ANÁLISIS DE IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL .....	99
5. RESULTADOS DE LA TECNOLOGÍA OFT EN COLOMBIA .....	102
5.1. ÁREA OBJETIVO .....	102
5.2. FASE SATELITAL .....	104
5.3. FASE ECECI .....	105
5.4. FASE SVER .....	108
5.5. POSTER DE INTEGRACIÓN .....	111
6. TECNOLOGÍA OFT EN COLOMBIA .....	113
7. CONCLUSIONES.....	115
8. RECOMENDACIONES .....	117
BIBLIOGRAFÍA .....	118

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Efecto pelicular .....	24
Figura 2. Mapas de geología de superficie .....	28
Figura 3. Geología de superficie para el área de México.....	28
Figura 4. Geología de superficie para el área de Colombia .....	29
Figura 5. Desplazamiento de los fluidos en el medio poroso .....	31
Figura 6. Campo magnético terrestre .....	38
Figura 7. Esquema de una adquisición sísmica.....	41
Figura 8. Adquisición sísmica por el método de reflexión .....	42
Figura 9. Esquema del funcionamiento y los resultados de una adquisición sísmica 2D .....	45
Figura 10. Cubo sísmico .....	46
Figura 11. Esquema de un yacimiento en bloques .....	48
Figura 12. Esquema del área de drenaje y cambio en la presión del yacimiento ..	49
Figura 13. Cambio de la saturación de aceite en el yacimiento .....	50
Figura 14. Esquema de sísmica de reflexión .....	50
Figura 15. Esquema de una adquisición sísmica usando un camión vibrador.....	51
Figura 16. Esquema de una adquisición sísmica off shore .....	54
Figura 17. Zona desestabilizada alrededor de un punto fuente .....	57
Figura 18. Peces muertos tras explosión.....	59
Figura 19. Configuración de electrodos de Schlumberger .....	64

Figura 20. Configuración de electrodos de Wenner .....	65
Figura 21. Fases del método Oil and Gas Finder Technology .....	67
Figura 22. Diseño del recorrido a seguir para la adquisición en el método ECECI	74
Figura 23. Resultado del análisis espectrográfico de una imagen satelital .....	83
Figura 24. Mapa refinado con ECECI .....	84
Figura 25. Columna SVER.....	86
Figura 26. Resultados combinados de los métodos ECECI y SVER .....	87
Figura 27. Representación tridimensional final de los resultados .....	89
Figura 28. Cuenca Chocó .....	95
Figura 29. Ubicación del área a evaluar.....	103
Figura 30. Resultados Fase Satelital .....	104
Figura 31. Resultados Fase ECECI .....	106
Figura 32. Resultados Integrados Fases Satelital y ECECI .....	107
Figura 33. Resultados Fase SVER .....	109
Figura 34. Poster de integración .....	111

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Densidad de algunas rocas (DALY, 1966) .....	34
Tabla 2 Susceptibilidad magnética de algunos minerales y rocas (DALY, 1966) ..	39
Tabla 3. Parámetros de adquisición ECECI .....	73
Tabla 4. Costo de algunas actividades exploratorias por km <sup>2</sup> .....	96
Tabla 5. Costos por km <sup>2</sup> Sísmica y OFT .....	97
Tabla 6. Ejemplo de aplicación. ....	98
Tabla 7. Resultados .....	98
Tabla 8. Parámetros de adquisición fase ECECI .....	105

## RESUMEN

**TITULO:** OIL FINDER TECHNOLOGY COMO ALTERNATIVA PARA LA EXPLORACIÓN SÍSMICA\*

**AUTOR:** EDSON FABIAN MEJÍA CAMACHO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Resonancia magnética nuclear, resonancia estocástica, onda.

**DESCRIPCION:** La exploración es un componente importante de la industria de los hidrocarburos, tanto así que un déficit de exploración puede dar lugar a una producción insuficiente y con el paso del tiempo, nula debido al agotamiento de las reservas, por lo que surge la necesidad de evaluar la implementación de una tecnología con un nivel de certeza relativamente alto respecto a sus pares y con un costo de ejecución dentro del margen que se maneja actualmente en la industria.

En primer lugar se hace una revisión bibliográfica de los conceptos más importantes en cuanto a exploración de hidrocarburos y los fenómenos clave que se manifiestan en el proceso, seguido de una descripción de las tecnologías más importantes en el área de exploración y un análisis comparativo posterior entre el método tradicional más importante, los estudios sísmicos, sus fortalezas, beneficios, debilidades y riesgos, contra la tecnología OFT desde los aspectos técnico, económico y socio-ambiental para determinar cuál es la más indicada para el caso colombiano.

Se muestran también los resultados de un proceso exploratorio utilizando Oil and Gas Finder Technology, realizado en el departamento de Chocó por parte de la empresa ESP ENERGY GROUP S. A. bajo la supervisión de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), separados por cada etapa del proceso en fase satelital, fases de campo ECECI y SVER, e integración final de los resultados, y un análisis del estado de la tecnología en Colombia.

El trabajo realizado lleva a pensar en la tecnología Oil and gas Finder Technology no como un sustituto de los métodos actuales, sino como un complemento con el cual se pueden obtener resultados con un buen nivel de confiabilidad.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Oscar Vanegas Angarita

## ABSTRACT

**TITLE:** OIL FINDER TECHNOLOGY COMO ALTERNATIVA PARA LA EXPLORACIÓN SÍSMICA\*

**AUTHOR:** EDSON FABIAN MEJÍA CAMACHO\*\*

**KEY WORDS:** Nuclear magnetic resonance, stochastic resonance, wave.

### DESCRIPTION

Exploration is an important component of the hydrocarbon industry, so much so that a deficit of exploration can lead to insufficient and production over time, void due to depletion of reserves so there is a need to evaluate the implementation of a technology with a relatively high level of certainty about their peers and at a cost of implementation within the range that is currently handled in the industry.

First a literature review of the most important concepts regarding hydrocarbon exploration and key phenomena that occur in the process, followed by a description of the most important technologies in the area of exploration and a subsequent comparative analysis is made between the most important traditional method, seismic surveys, strengths, benefits, weaknesses and risks against the OFT technology from the technical, economic and socio-environmental aspects to determine what is the most appropriate for the Colombian case.

The results of an exploratory process using Finder Oil and Gas Technology are shown, implemented in the department of Chocó by the company ESP ENERGY GROUP SA under the supervision of the National Hydrocarbons Agency (ANH), separately for each stage of the process in satellite phase ECECI phases and SVER field, and final integration of results and analysis of the state of technology in Colombia.

The work brings to mind the Oil and Gas Technology Finder technology not as a substitute for current methods, but as a complement with which results can be achieved with a good level of reliability.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physico-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Oscar Vanegas Angarita

## INTRODUCCIÓN

Desde su origen en el siglo XVII, la industria petrolera ha tomado cada vez más importancia a nivel mundial como fuente primaria de energía. Dado que el petróleo es un recurso renovable, es necesario encontrar cada día más yacimientos que compensen la producción diaria para que se haga sostenible en el tiempo pero, al igual que sucede con otros sectores industriales, los procesos de búsqueda de materias primas se tornan cada vez más complejos.

Los métodos actuales de exploración requieren de una abundante inversión de tiempo, capital económico y humano para la ejecución de sus tareas; a esto se suma que tienen un grado de incertidumbre considerable y no garantizan el objetivo final de una perforación de un pozo, llegar a una zona saturada de aceite que tenga características que la hagan económicamente viable en el mercado actual; además se tienen limitantes de carácter social(interferencia con las actividades rutinarias de la comunidad) y ambiental(zonas de difícil acceso por características geográficas y de orden social, naturaleza del medio en el que se quiere desarrollar la exploración). Estas características en general, hacen que el proceso de desarrollo y puesta en marcha de un proyecto petrolero sea considerado como una inversión de alto riesgo, y surge la necesidad de una herramienta que pueda, a un bajo costo relativo, dar una apreciación con menor grado de incertidumbre, que ahorre tiempo y dinero a las compañías interesadas y reduzca los efectos nocivos de los métodos tradicionales, que actualmente, son uno de los principales obstáculos para el desarrollo y mantenimiento de la industria petrolera en Colombia.

Por este motivo surge la idea de implementar la tecnología líder en otros países con problemas similares a los propios, que ha tenido un buen desempeño históricamente, denominada localmente Oil and Gas Finder Technology.

## 1. MARCO TEÓRICO

### 1.1. ONDA (López, 2007)

Se define como una propagación de una propiedad de un medio, como presión, densidad, campo eléctrico o magnético a través de dicho medio, lo que implica un transporte de energía sin que se dé un transporte de materia.

**1.1.1. Elementos de una onda.** Cresta: punto de máxima elongación o máxima amplitud de onda; es decir, el punto de la onda más separado de su posición de reposo.

Período (T): tiempo que tarda la onda en ir de un punto de máxima amplitud al siguiente.

Amplitud (A): La amplitud es la distancia vertical entre una cresta y el punto medio de la onda. Pueden existir ondas cuya amplitud sea variable, es decir, crezca o decrezca con el paso del tiempo.

Frecuencia (f): Número de veces que es repetida una vibración por unidad de tiempo.

$$T = \frac{1}{f}$$

Valle: Es el punto más bajo de una onda.

Longitud de onda ( $\lambda$ ): distancia que hay entre el mismo punto de dos ondulaciones consecutivas, o la distancia entre dos crestas consecutivas.

Nodo: punto donde la onda cruza la línea de equilibrio.

Elongación (x): es la distancia en forma perpendicular entre un punto de la onda y la línea de equilibrio.

Ciclo: es una oscilación, o viaje completo de ida y vuelta.

Velocidad de propagación (v): es la velocidad a la que se propaga el movimiento ondulatorio. Su valor es el cociente de la longitud de onda y su período.

$$V = \frac{\lambda}{T}$$

## **1.2. CLASIFICACIÓN DE LAS ONDAS (López, 2007)**

Las ondas se clasifican teniendo en cuenta diferentes aspectos:

**1.2.1. En función del medio en el que se propagan.** Ondas mecánicas: necesitan un medio elástico (sólido, líquido o gaseoso) para propagarse. Las partículas del medio oscilan alrededor de un punto fijo, por lo que no existe transporte neto de materia a través del medio. Como en el caso de una alfombra o un látigo cuyo extremo se sacude, la alfombra no se desplaza, sin embargo una onda se propaga a través de ella. La velocidad puede ser afectada por algunas características del medio como: la homogeneidad, la elasticidad, la densidad y la temperatura.

Ondas electromagnéticas: las ondas electromagnéticas se propagan por el espacio sin necesidad de un medio, por lo tanto pueden propagarse en el vacío. Esto es debido a que las ondas electromagnéticas son producidas por las oscilaciones de un campo eléctrico, en relación con un campo magnético asociado. Las ondas electromagnéticas viajan aproximadamente a una velocidad de 300.000.000 km por segundo, de acuerdo a la velocidad puede ser agrupado

en rango de frecuencia. Este ordenamiento es conocido como Espectro Electromagnético, objeto que mide la frecuencia de las ondas.

Para el caso de los métodos exploratorios que utilizan ondas electromagnéticas, debe tenerse en cuenta que la profundidad de investigación se ve limitada por la longitud de la onda que se utiliza. Si se tiene una longitud de onda muy alta se produce una atenuación rápida de la onda por parte del medio, dando lugar a la pérdida de energía a un resultado desfavorable en el proceso de exploración. Por otro lado, a longitudes de onda menores, y por ende periodos más largos y frecuencias más bajas, la onda tiene una profundidad de penetración mayor y alcanza objetivos más profundos, mejorando notablemente los resultados de un proceso exploratorio. Este fenómeno se conoce como Efecto Pelicular.

**1.2.2. En función de su dirección.** Ondas unidimensionales: las ondas unidimensionales son aquellas que se propagan a lo largo de una sola dimensión del espacio, como las ondas en los muelles o en las cuerdas. Si la onda se propaga en una dirección única, sus frentes de onda son planos y paralelos.

Ondas bidimensionales o superficiales: son ondas que se propagan en dos dimensiones. Pueden propagarse, en cualquiera de las direcciones de una superficie, por ello, se denominan también ondas superficiales. Un ejemplo son las ondas que se producen en una superficie líquida en reposo cuando, por ejemplo, se deja caer una piedra en ella.

Ondas tridimensionales o esféricas: son ondas que se propagan en tres dimensiones. Las ondas tridimensionales se conocen también como ondas esféricas, porque sus frentes de ondas son esferas concéntricas que salen de la fuente de perturbación expandiéndose en todas direcciones.. Son ondas tridimensionales las ondas sonoras (mecánicas) y las ondas electromagnéticas.

**1.2.3. En función del movimiento de sus partículas.** Ondas longitudinales: son aquellas que se caracterizan porque las partículas del medio se mueven o vibran paralelamente a la dirección de propagación de la onda. Por ejemplo, un muelle que se comprime da lugar a una onda longitudinal.

Ondas transversales: son aquellas que se caracterizan porque las partículas del medio vibran perpendicularmente a la dirección de propagación de la onda. Por ejemplo, las olas en el agua o las ondulaciones que se propagan por una cuerda.

**1.2.4. En función de su periodicidad.** Ondas periódicas: la perturbación local que las origina se produce en ciclos repetitivos, por ejemplo una onda senoidal.

Ondas no periódicas: la perturbación que las origina se da aisladamente o, en el caso de que se repita, las perturbaciones sucesivas tienen características diferentes. Las ondas aisladas también se denominan pulsos.

### **1.3. EXPLORACIÓN PETROLERA**

Se denomina exploración petrolera al conjunto de técnicas y métodos utilizados por la industria para encontrar yacimientos de hidrocarburos con el fin de explotarlos a nivel comercial y obtener ganancias de los mismos. Estas técnicas se basan en el estudio de la tierra, los fenómenos de formación y migración de los hidrocarburos, las propiedades de las rocas en la zona que se va a explorar y las mismas propiedades del hidrocarburo que se espera encontrar. Su fundamento científico reside tanto en ciencias puras como la geología, matemática y física como en la combinación de las mismas para crear una disciplina aplicada a un objetivo específico, como la geofísica y la geoquímica, que integran las herramientas de cada una para resolver problemas aplicados que bien representan grandes retos en la industria, o pérdidas considerables de dinero, situación que los hace interesantes desde el punto de vista de la viabilidad de un proyecto de desarrollo de tecnología, o mejoramiento de una existente.

**1.3.1. Geofísica.** Es una ciencia aplicada que combina los conocimientos de la física y la geología para estudiar los fenómenos físicos, el electromagnetismo, la propagación de ondas mecánicas en la corteza terrestre y la gravedad, que se dan al interior del planeta, y cómo se ven afectados por las componentes geológicas de una zona en particular por causa de los diferentes componentes de los estratos y/o posibles depósitos de algún material o mineral en específico.

Es precisamente este enfoque el que ha dado gran importancia a la geofísica a nivel de la industria de hidrocarburos en el país y el mundo, utilizando su conocimiento y aplicándolo a la búsqueda de recursos mineros y energéticos de alto valor comercial. Para efectos de este trabajo, se hará especial énfasis en la prospección de recursos hidrocarburos, ya sea petróleo o gas.

Las prospecciones se enfocan en las alteraciones de las propiedades promedio de una zona, como la fuerza de atracción gravitacional, los campos eléctricos, resistencia eléctrica y rapidez de las ondas mecánicas en el medio, que tienen lugar debido a la presencia de minerales en cantidades considerables en los estratos, que afectan cada propiedad de una forma determinada que permite diferenciarlos aun estando en el nivel de exploración del proyecto y determinar con una apreciación de su tamaño si pueden ser viables comercialmente o por el contrario no representan un activo para la empresa que los busca.

**1.3.2. Prospección geofísica.** Envuelve técnicas tanto de la matemática como de la física, y como tal estudia las propiedades del medio poroso y los materiales a su alrededor para detectar alteraciones que puedan deberse a la presencia de una sustancia de interés, ya sea hidrocarburo o un mineral, y crear un mapa con el mayor nivel de detalle posible que contenga los depósitos de interés junto con la información necesaria para la perforación y extracción de los mismos. Dentro de

los estudios geofísicos más comunes utilizados en la prospección de hidrocarburos se encuentran los siguientes:

- Estudios sísmicos: se basan en el análisis de la propagación de ondas mecánicas originadas ya sea por una explosión o una fuente en superficie a través de las capas del subsuelo y el tiempo que se demoran las ondas reflejadas en llegar a los receptores ubicados en la superficie (geófonos), que permite crear un mapa del subsuelo que contiene la estructura de las formaciones, donde se busca identificar las trampas donde posiblemente se encuentre contenido el hidrocarburo.

- Estudios gravimétricos: se fundamentan en la medición de la fuerza gravitatoria con un alto nivel de precisión, donde se pueden detectar zonas con alteraciones gravitatorias que obedecen a cambios en la densidad de los estratos que se encuentran bajo el punto medido, o acumulaciones de materiales o sustancias con densidad diferente a la del medio en el que se encuentran.

- Estudios magnetométricos: buscan medir el campo magnético terrestre en las zonas de interés, e identificar posibles anomalías en la zona que puedan deberse, al igual que el estudio gravimétrico, a la presencia de sustancias que puedan alterarlo, y que pueden ser de interés comercial.

**1.3.3. Geoquímica.** Estudia el origen, distribución y evolución de los elementos de la tierra contenidos en las rocas y productos que se extraen de ellas. Uno de sus principales propósitos es determinar la abundancia de determinados elementos en la naturaleza con el fin de desarrollar hipótesis sobre el origen y estructura del planeta.

**1.3.4. Resonancia estocástica:** Este fenómeno fue descubierto en 1981 por físicos italianos, que llegaron a la conclusión de que el producto final de una señal puede ser mejorado gracias al ruido aleatorio que se encuentra en el ambiente, dado que puede amplificar los contrastes entre los valores que deben ser medidos mejorando notablemente la resolución. Fue objeto de estudios tanto en la biología como en la física y la informática, que abarcaban desde experimentos con peces que se valen de las señales eléctricas para capturar a sus presas hasta la digitalización de una imagen a color para llevarla a una escala de blanco y negro, obteniendo en todos los casos mejores resultados cuando el ruido estaba presente en el medio por el que circulaba la señal. (BENZI & SUTERA, 1981)

**1.3.5. Resonancia magnética nuclear:** método espectrométrico de análisis no destructivo, que se basa en la respuesta de los núcleos de hidrógeno cuando son expuestos a un campo magnético de alta homogeneidad.

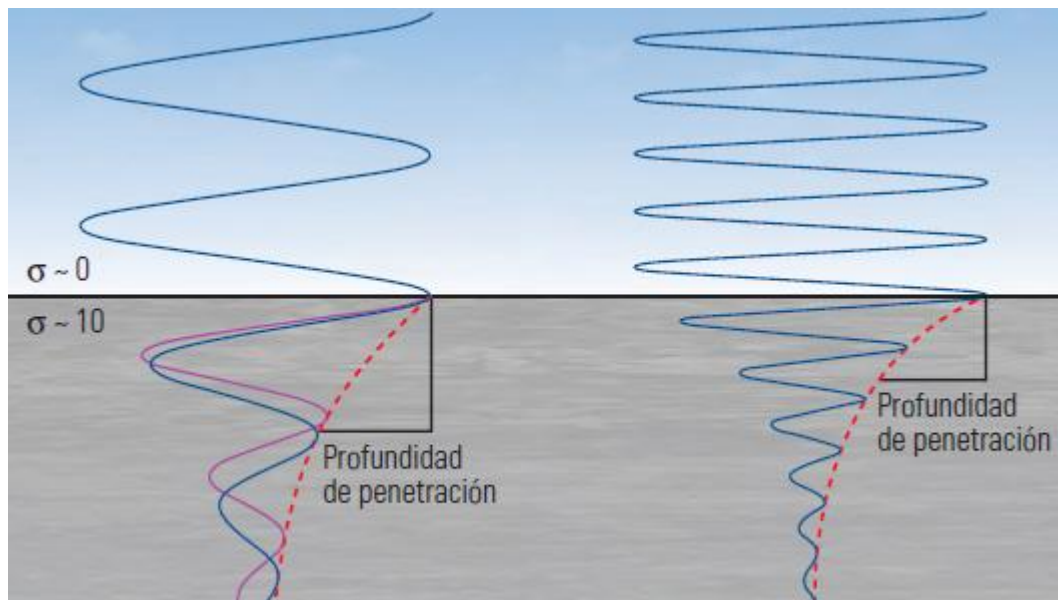
El núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada, cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo. Cuando no existe la influencia de ningún campo magnético, los núcleos están alineados al azar. Los imanes de esta barra interactúan con los campos magnéticos externos y las señales medibles producidas se pueden maximizar si los campos oscilan a la frecuencia de resonancia de un núcleo en particular. Los perfiles basados en la técnica de RMN utilizan esta señal para medir la cantidad y la distribución del hidrógeno. Este elemento tiene un momento magnético relativamente grande y da una indicación directa de los fluidos contenidos en los poros. (VÁSQUEZ, 2009)

**1.3.6. Efecto pelicular:** Se denomina así al fenómeno de atenuación de una onda electromagnética que viaja a través del subsuelo; a pesar de que el fenómeno es similar a la reflexión de las ondas que se da en el método sísmico, tiene algunas diferencias en sus principios:

La onda electromagnética incidente en el subsuelo induce la formación de una corriente parásita en la roca, contraria a la onda misma, que es la que viaja hacia la superficie y es detectada por los receptores. Dado que las ondas son opuestas, se da una transferencia de energía entre ellas que resulta en una atenuación de la onda original. A medida que la onda avanza en profundidad la atenuación aumenta siguiendo un patrón exponencial hasta que la amplitud de la onda se reduce al valor de  $1/e$ . (Bradley, 2009)

Esta atenuación está en función tanto de la frecuencia como de la conductividad de la formación: a altas frecuencias la atenuación de la onda se da más rápidamente que en frecuencias bajas. Así mismo, en formaciones más conductoras se generan corrientes parásitas más grandes que anulan la onda original de manera más rápida, acelerando la atenuación. Ver figura 1.

**Figura 1. Efecto pelicular**



Tomado de: *Sondeos electromagnéticos para la exploración de petróleo y gas*. J., Bradley, P., Campbell, M. P., Pereira. *Oil Field Review Spring*. 2009.

La onda de la izquierda posee una frecuencia de 2 Hz, mientras que la de la derecha posee una frecuencia de 5 Hz. Las dos ondas electromagnéticas pasan a través del aire, con una conductividad de 0, hacia el subsuelo, con una conductividad de 10. Se puede apreciar la atenuación que sufren las dos ondas durante la misma distancia, y se concluye que la profundidad de penetración es mucho mayor para la primera onda.

## **2. MÉTODOS CONVENCIONALES DE EXPLORACIÓN Y PROSPECCIÓN EN LA INDUSTRIA**

A raíz del agotamiento de los recursos hidrocarburos y la creciente demanda, que ha llevado a aumentar los precios tanto del gas como del petróleo en los últimos años, se hace necesario desarrollar métodos eficaces para la búsqueda de yacimientos petrolíferos que puedan asegurar el suministro de aceite y gas de manera estable. Para tal fin se han desarrollado técnicas y equipos basados en conceptos y fenómenos científicos, especialmente físicos y químicos que puedan, ya sea descartar áreas donde se crea probable la acumulación de hidrocarburos, o bien encontrar las señales producidas por los yacimientos en las propiedades del medio para ubicar acumulaciones de estos recursos que puedan ser potencialmente explotados a nivel comercial. Los métodos más usados se explican a continuación.

### **2.1. GEOLOGÍA DE SUPERFICIE**

Anteriormente se basaba en la búsqueda de afloramientos de hidrocarburos en la superficie, que eran fácilmente identificables debido a sus características que lo diferencian en cualquier ambiente natural, pero a través del desarrollo de la geología y la industria ha evolucionado al análisis de afloramientos de formaciones en superficie para la elaboración de mapas topográficos y estructurales que permitan identificar zonas y formaciones con probabilidades de acumulación de hidrocarburos.

Este trabajo es realizado por personal de campo, geólogos de superficie que examinan minuciosamente las formaciones que afloran a la superficie buscando indicaciones de presencia de petróleo, como presencia de asfaltos, derrames de

petróleo, emanaciones de gas, depósitos naturales de parafinas, componentes anormales en el agua como sales o sulfuros, entre otros.

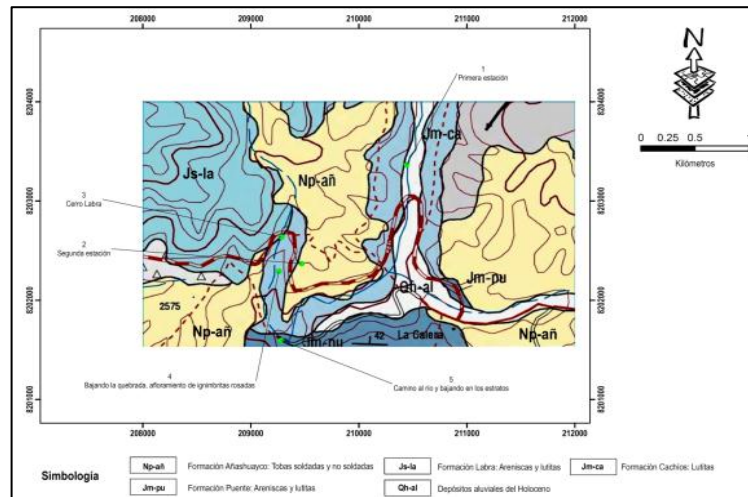
Es el primer paso en toda exploración que busca petróleo, y como tal, en caso de arrojar un resultado favorable, se procede a técnicas más detalladas que se enfocan a las estructuras del subsuelo y sus formaciones.

A un nivel más detallado, el trabajo consiste en la elaboración de un mapa geológico del área en cuestión donde se especifican características tanto geográficas y topográficas como los datos de las formaciones que se aprecian en superficie. Este trabajo debe contener información como la presencia de ríos, el tipo de vegetación predominante en la zona, régimen de lluvias, así como también la presencia de carreteras, vías de acceso y medios de transporte existentes en la región y sus alrededores. Por otra parte, para los estratos se debe contar con información como buzamiento y azimuth, y las características del tipo de roca presente en cada uno, lo que permite realizar correlaciones con información proveniente de otros lugares.

La toma de fotografías aéreas, o aerofotogeología consiste en la toma de fotografías de la zona de interés desde un avión en vuelo. Es usada principalmente como complemento a la geología de superficie, y cuando se tienen áreas de difícil acceso o muy extensas. Puede proporcionar información precisa acerca de datos topográficos y geológicos, así como la vegetación de la zona y su geografía, que puede reflejar, en cierta forma, la geología del lugar.

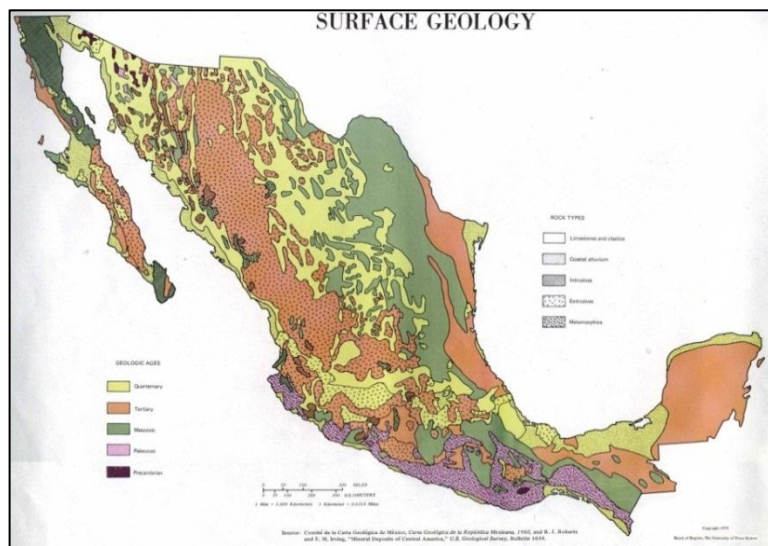
A continuación se muestran algunos ejemplos de los mapas que arroja como resultado los trabajos de geología de superficie, donde se puede apreciar las formaciones de cada área, y en el primer caso, características geográficas como la presencia de ríos y carreteras. Ver figuras 2, 3 y 4.

**Figura 2. Mapas de geología de superficie**



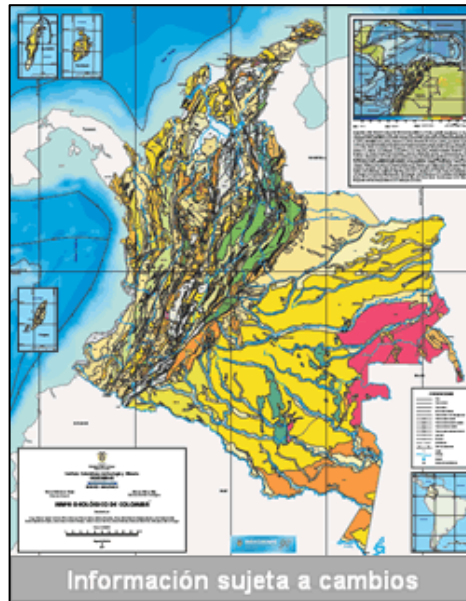
Tomado de INGEMMET. Reconocimiento geológico de Yura, Arequipa – Perú. Disponible en Internet: <https://explorock.wordpress.com/2011/08/23/reconocimiento-geologico-de-yura-arequipa-peru/>

**Figura 3. Geología de superficie para el área de México**



Tomado de Texas Libraries, The University of Texas at Austin. Mapa de la Superficie Geológica de México de 1975. Disponible en Internet: <http://www.veomapas.com/mapa-de-la-superficie-geologica-de-mexico-de-1975-m144.html>

**Figura 4. Geología de superficie para el área de Colombia**



Tomado de ANH. Ronda Colombia 2010. Mapa geológico. Disponible en Internet: <http://svwap.anh.gov.co/rondacolombia2010/imagenes/docs2/1338.gif>

## **2.2. MÉTODO GEOQUÍMICO**

Geoquímica: estudia el origen, distribución y evolución de los elementos de la tierra contenidos en las rocas y productos que se extraen de ellas. Uno de sus principales propósitos es determinar la abundancia de determinados elementos en la naturaleza con el fin de desarrollar hipótesis sobre el origen y estructura del planeta.

La asunción principal de cualquier estudio geoquímico de superficie es que los hidrocarburos se generan en profundidad, en la roca madre y migran hacia la superficie por efecto de la carga litostática y la alta presión a través del medio poroso, en cantidades que varían en cada caso, pero que pueden detectarse, o dejan rastros detectables; sin embargo, si la geología de la zona que se desea explorar es muy compleja, el método tiende a tener menos precisión dado que las

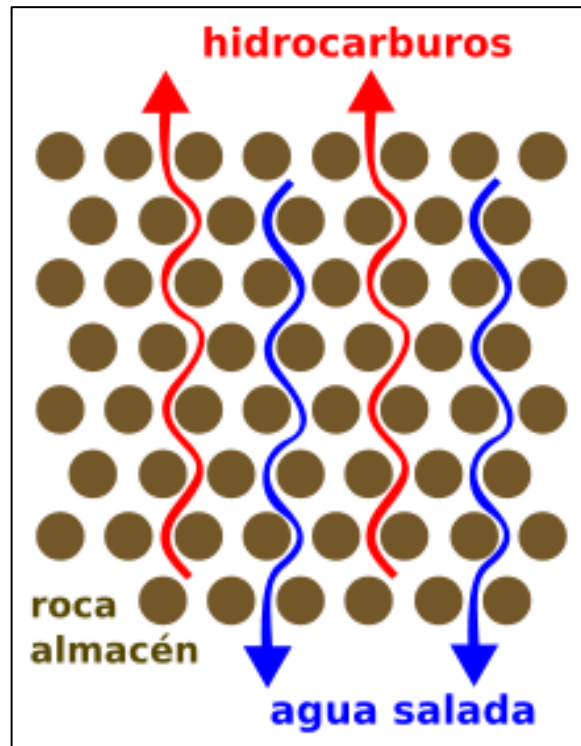
rutas de migración, aunque son predominantemente verticales, pueden cambiar su dirección al encontrar obstáculos que no pueden superar. Ver figura 5.

Los métodos geoquímicos pueden ser muy útiles para determinar si existe petróleo a grandes profundidades, dado que los rastros de los gases hidrocarburos metano y etano pueden detectarse incluso a bajas concentraciones, de hasta 1000 ppm. Por otra parte, si se tienen un sistema de fracturas es posible que los gases emanen de manera directa, o que lo hagan los hidrocarburos líquidos, que pueden alcanzar la superficie y degradarse en el proceso, pero dejan un rastro a su paso. Si el crudo es de base parafínica, pueden formarse depósitos naturales de cera parafínica, o asfalto natural si el crudo es de base nafténica o aromática.

Los estudios geoquímicos requieren analizar muestras de roca del medio poroso por el que se presume que ha transitado el hidrocarburo, por lo que pueden requerir, además de muestras de superficie, la perforación de pozos, cuya profundidad depende de la formación que se quiera analizar, pero en general son poco profundos. Las muestras de formaciones a grandes profundidades por lo general provienen de pozos estratigráficos, de pozos exploratorios o de desarrollo, que no tienen por objetivo final solo la obtención de muestras para el análisis geoquímico, sino que cumplen varios propósitos que justifican el alto costo de una perforación a una profundidad considerable.

A continuación se ilustra el proceso de migración de los hidrocarburos en el interior de un yacimiento, que puede ser similar a la migración a través de diferentes estratos hasta llegar a la superficie, en la cual los hidrocarburos, por tener una densidad menor a la del agua y las rocas que la contienen y debido a la alta presión fluyen hacia zonas de menor presión, es decir, la superficie, dejando rastros que pueden medirse y registrarse en los estudios geoquímicos.

Figura 5. Desplazamiento de los fluidos en el medio poroso



Tomado de SIERRA, Miguel. Trampa petrolífera. Disponible en Internet: [http://es.wikipedia.org/wiki/Trampa\\_petrol%C3%ADfera](http://es.wikipedia.org/wiki/Trampa_petrol%C3%ADfera)

### 2.3. GRAVIMETRÍA

Gravimetría: aplica el principio del campo gravitacional y su correlación con propiedades del medio como la densidad para la detección de acumulaciones de agua, hidrocarburos, cavernas o fallas dentro de las formaciones.

Dado que la gravedad se define como la aceleración, en metros por segundo cuadrado ( $m/s^2$ ) que un objeto experimenta al estar bajo la influencia de otro de masa considerable que lo atrae, se puede deducir que la fuerza gravitacional se ve afectada por la masa de los cuerpos, y también por su densidad; partiendo de esta

hipótesis, las variaciones en la fuerza gravitacional podrían deberse al cambio de las densidades en las capas del subsuelo, o la presencia de acumulaciones de sustancias o minerales con una densidad diferente a la del medio en el que se encuentran (el medio poroso, o los estratos que los albergan).

Este estudio emplea herramientas de alta precisión como gravímetros, balanzas de torsión y péndulos con los que mide las pequeñas variaciones de la fuerza gravitacional en la superficie de la zona que se desee explorar. Su principio de funcionamiento es básicamente el mismo, medir la fuerza con la que un objeto es atraído por la fuerza gravitacional de la tierra, lo que los diferencia es la forma en que logran llegar a esas mediciones. Uno de los métodos más utilizados es un muelle, que como lo enuncia la ley de Hooke, sufre una deformación directamente proporcional a la fuerza a la que se somete, de esta forma se puede relacionar su elongación en una escala de medida graduada en unidades de fuerza, y teniendo la masa del objeto en cuestión, se puede hallar el valor de la aceleración de la gravedad a través un sencillo despeje de la ecuación que define el concepto de fuerza según las leyes de Newton,

$$F = m * a$$

Donde,

$F$  = Fuerza

$m$  = Masa del cuerpo

$a$  = Aceleración experimentada por el cuerpo

Para relacionar los cambios en la gravedad con la densidad de los cuerpos y estratos en el subsuelo se debe, después de tomadas las mediciones del valor de la gravedad en la zona, someter la información a un análisis matemático que permita deducir que tipo de materia se encuentra en los estratos, para construir un esquema de las estructuras geológicas del subsuelo.

Es importante resaltar que el método no busca determinar las componentes de la gravedad que se deben a cada estrato o cuerpo que se encuentre en el subsuelo, sino su magnitud total, y si esta se encuentra acorde a los valores promedio de la zona, o si por el contrario se ve afectada de alguna manera por la posible presencia de alguna sustancia o material que los estratos albergan en cantidad considerable. Además, se debe tener en cuenta también que las mediciones se realizan sobre la gravedad relativa, es decir, haciendo énfasis en las variaciones laterales de la gravedad debido a que hace más sencillo el proceso en comparación a cuando se trabaja determinando la gravedad absoluta en cada medición

**2.3.1 Historia.** El método gravimétrico fue utilizado inicialmente en los Estados Unidos y el golfo de México para localizar domos de sal en el subsuelo que pudieran potencialmente albergar petróleo, posteriormente se enfocó a estructuras anticlinales. Al final del siglo XIX Roland Von Eötvös, húngaro, desarrolló una balanza de torsión que podía medir las variaciones del campo gravitacional causadas por cuerpos de densidades anómalas que se albergaban en el subsuelo, como domos de sal. Posteriormente, a inicios del siglo XX, en los años 1915 y 1916 se usó dicha herramienta en un estudio para el levantamiento de la estructura de un campo petrolero localizado en Egbell, Checoslovaquia.

En 1917, Schweidar logró detectar un domo de sal ya conocido ubicado cerca de Hainigsen, Alemania usando una balanza de torsión. Su trabajo fue confirmado posteriormente por medio de pozos perforados en la zona.

**2.3.2 Fundamento teórico.** Según la ley de la gravedad enunciada por Isaac Newton en el siglo XVII, todos los cuerpos experimentan una interacción entre sí como consecuencia de la masa que poseen, atrayéndose para formar cuerpos más grandes, en el caso de que se encuentren en un entorno ideal, sin la presencia de más fuerzas. Si se pasa al contexto de un experimento a nivel de laboratorio o en condiciones normales, la gravedad se define como la atracción

que ejerce el planeta sobre los objetos que están cerca de él o contenidos dentro, que los mantiene unidos a la tierra; dado que la gravedad depende de la masa de los cuerpos, si se analiza el caso en que uno de los dos cuerpos se mantiene en condiciones estables, es decir, con las mismas características, y se toma otro de volumen constante, la masa en el segundo cuerpo puede cambiar si este tiene una densidad diferente, sea mayor o menor dependiendo de los materiales que lo componen, y se puede de esta manera lograr un cambio en la atracción gravitatoria que el segundo cuerpo, que para efectos de este trabajo va a tomar el lugar de la tierra, ejerce sobre un cuerpo estándar utilizado para realizar las mediciones necesarias.

A continuación se muestran las densidades de algunos tipos de roca que pueden hallarse en el subsuelo. Ver tabla 1.

**Tabla 1. Densidad de algunas rocas (DALY, 1966)**

Tipo de roca	Densidad media en g/cm <sup>3</sup>	Rango de densidad en g/cm <sup>3</sup>
<b>Densidades medias de rocas plutónicas</b>		
Granito	2,667	2,516 - 2,809
Granodiorita	2,716	2,668 - 2,785
Sienita	2,757	2,630 - 2,899
Diorita cuarcífera	2,806	2,680 - 2,960
Diorita	2,839	2,721 - 2,960
Norita	2,984	2,720 - 3,020
Gabro, con gabro de olivino	2,976	2,850 - 3,120
Diabasa	2,965	2,804 - 3,110
Peridotita no alterada	3,234	3,152 - 3,276
Dunita <sup>2</sup>	3,277	3,204 - 3,314
Piroxenita	3,231	3,100 - 3,318
Anortosita	2,734	2,640 - 2,920

Tabla 1. Continuación

Densidades medias de rocas sedimentarias		
Arenisca	2,32	1,61 - 2,76
Pizarra arcillosa (shale)	2,42	1,77 - 2,45
Caliza	2,54	1,93 - 2,90
Dolomia	2,70	2,36 - 2,90
Densidades medias de rocas metamórficas		
Gneis, Chester, Vermont	2,69	2,66 - 2,73
Gneis granítico	2,61	2,59 - 2,63
Gneis, Grenville	2,84	2,70 - 3,06
Gneis con oligoclasa	2,67	
Esquisto de cuarzo y mica	2,82	2,70 - 2,96
Esquisto de muscovita y biotita	2,76	
Esquistos de estaurolita y granate y de biotita y muscovita	2,76	
Esquistos de clorita y sericita	2,82	2,73 - 3,03
Slate	2,81	2,72 - 2,84
Anfibolita	2,99	2,79- 3,14
Granulita con hiperstena	2,93	2,67 - 3,10
Granulita sin hiperstena	2,73	2,63 - 2,85
Eclogita	3,392	3,338 - 3,452

Tomado de DALY (1966), p.650

**2.3.3 Aplicación.** La gravimetría se enfoca principalmente en hallar anticlinales, sinclinales, fallas, cuerpos de sal, arcilla y arrecifes, que pueden actuar como trampas o estructuras que presentan un obstáculo para el flujo natural del

hidrocarburo hacia la superficie, causando una acumulación del mismo en cantidades apreciables.

### 2.3.4 Métodos e instrumentos de medición de la gravedad

#### - Péndulo

La medición de gravedad por medio de un péndulo es un método absoluto. Para el péndulo físico se cumple que:

$$T = 2 * 3,1415927 \left[ \frac{Qc}{m \times g \times h} \right]^{1/2}, \text{ donde}$$

$Qc$  = momento de inercia del eje de rotación  $c$

$m$  = masa total del péndulo

$h$  = distancia desde el centro de gravedad al centro de rotación.

$g$  = aceleración de gravedad.

Con todos los demás parámetros conocidos se puede deducir la aceleración de gravedad.

#### - Experimento de caída

Por el experimento de caída se reciben valores absolutos de la aceleración de gravedad. Para un intervalo de tiempo  $T$  y el intervalo de altura, por el cual pasa un cuerpo durante el intervalo de tiempo

$$T: x = x_0 + u \times T + \frac{1}{2} * g * T^2, \text{ donde}$$

$u$  = velocidad inicial en el nivel  $x_0$

$g$  = aceleración de gravedad

Con configuraciones adecuadas de este experimento de caída se logra determinaciones de los parámetros  $x$ ,  $x_0$ ,  $u$  y  $T$  suficientemente exactas para el cálculo de la aceleración de gravedad.

En la prospección gravimétrica se han utilizado tres tipos de instrumentos:

1. Péndulo
2. La balanza de torsión: mide gradientes y curvaturas en lugar de aceleraciones gravitatorias. Balanzas de distintas configuraciones son:

La balanza de Cavendish

La balanza de torsión estándar de Eötvös

La variante de la balanza de torsión estándar

La balanza de barra inclinada

3. Gravímetro

Gravímetro de Hartley: Constituye de un peso suspendido de un resorte. Por variaciones en la aceleración gravitatoria de un lugar al otro el resorte principal se mueve y puede ser vuelto a su posición de referencia por medio de un movimiento compensatorio de un resorte auxiliar o de regulación manejable por un tornillo micrométrico. El giro del tornillo micrométrico se lee en un dial, que da una medida de la desviación del valor de la gravedad con respecto a su valor de referencia. Por la posición del espejo en el extremo de la barra, su desplazamiento es mayor que el desplazamiento del resorte principal y como el recorrido del haz luminoso es grande, se puede realizar medidas de precisión cercanas al miligal ( $1 \text{ Gal} = 1 \text{ cm/s}^2$ )

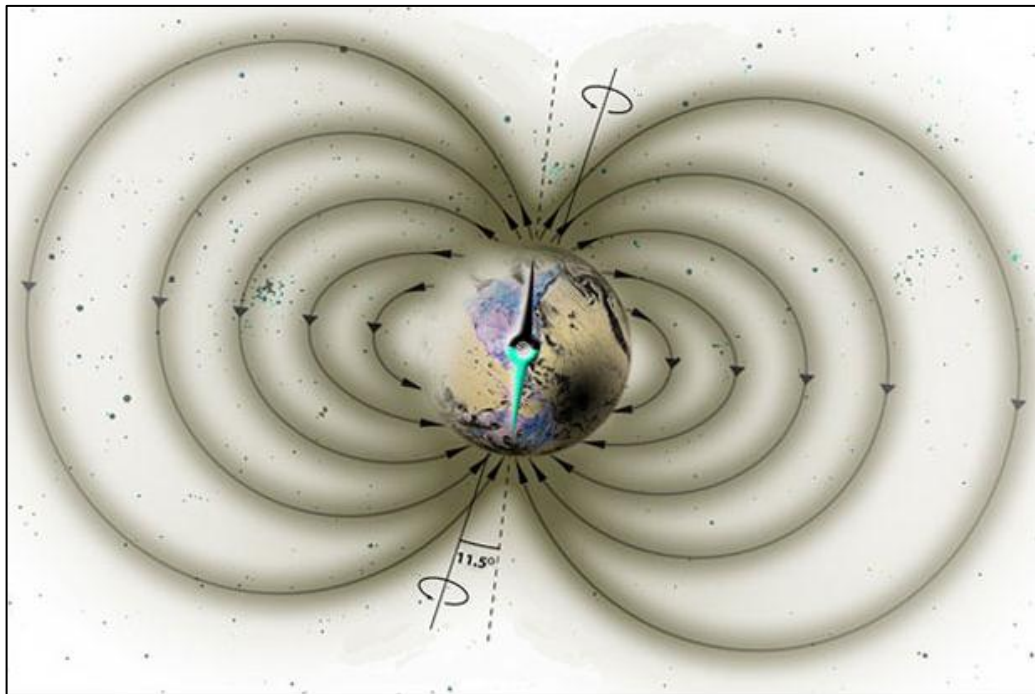
#### **2.4. MAGNETOMETRÍA**

Los métodos magnetométricos de prospección geofísica se basan en la medición de la intensidad y dirección del campo magnético natural de la tierra y sus variaciones locales para inferir posteriormente la distribución de las rocas en el subsuelo gracias a sus propiedades magnéticas que las diferencian unas de otras. Para realizar estas mediciones se utilizan equipos denominados magnetómetros, que se ubican en tierra o desde un avión en vuelo.

**2.4.1 Fundamento teórico.** Gracias al movimiento del núcleo, la tierra genera un campo magnético que la rodea y protege de las tormentas solares, cuya magnitud oscila entre 0,3 a 0,65 G (Gauss), similar a un dipolo situado en el centro de la tierra, y con un eje inclinado ligeramente con respecto al eje de rotación de la tierra. Ver figura 6.

En la siguiente figura se aprecia la representación del campo magnético de la tierra y la relación entre su eje, y el eje de rotación del planeta.

**Figura 6. Campo magnético terrestre**



*Fuente: Tv. Space. Journal of Science. Inversione di polarità magnetica, in meno di un secolo. Available from Internet: <http://www.tvspace.it/journal/?p=7717> [Imagen Modificada por el autor]*

Sin embargo, debido a su naturaleza ciertos materiales en el subsuelo pueden afectar la magnitud del campo magnético natural si se encuentran en cantidades considerables. La magnetometría busca detectar estas anomalías en el campo

magnético en el área de estudio y establecer su posible causa, para crear un esquema de la estructura del subsuelo que pueda servir para la posterior explotación de los recursos que se encuentran allí. A continuación se reúnen los valores de susceptibilidad magnética de algunos minerales presentes en las rocas, que tienden a imantarse cuando están bajo la influencia de un campo magnético externo, y pueden alterar las mediciones de los estudios magnetométricos cuando se presentan en acumulaciones con cantidades altas albergadas en los estratos del subsuelo ya sea como componente de los mismos, o como cuerpos diferenciables. Ver tabla 2.

**Tabla 2 Susceptibilidad magnética de algunos minerales y rocas (DALY, 1966)**

Sustancia	Susceptibilidad magnética del material x 10 <sup>6</sup> en unidades cgs	H (intensidad magnética del campo externo) en Oersted
Magnetita	300000 - 800000	0,6
Pirotina	125000	0,5
Ilmenita	135000	1
Franklinita	36000	-
Dolomita	14	0,5
Arenisca	16,8	1
Serpentina	14000	30,5
Granito	28 - 2700	1
Diorita	46,8	1
Gabro	68,1 - 2370	1
Pórfido	47	1
Diabasa	78 - 1050	1
Basalto	680	1
Diabasa de olivino	2000	0,5
Peridotita	12500	0,5 - 1,0

*Tomado de DALY (1966), p.650*

**2.4.2 Aplicación.** El método magnético es uno de los métodos geofísicos más antiguos aplicables a la prospección petrolífera.

La magnetometría se enfoca en hallar cuerpos de naturaleza ígnea, tanto intrusivos como extrusivos, cuerpos de sal o arcilla, fallas regionales y determina además la profundidad del basamento.

**2.4.3 Equipos.** Los magnetómetros se basan en principios mecánicos, y pueden medir las componentes del campo magnético o su magnitud total. Algunos de los más conocidos son:

- La brújula de inclinación

- La súper brújula de Hotchkiss

- El variómetro del tipo Schmidt. Mide variaciones en la intensidad vertical del campo magnético con una exactitud de 1 G

- El variómetro de compensación

A pesar de que el matemático alemán Carl Frederich Gauss desarrolló un método para determinar la intensidad horizontal del campo magnético de la tierra en 1831, el primer magnetómetro útil en la prospección minera fue desarrollado entre los años de 1914 y 1915.

Otros magnetómetros son:

Magnetómetro de puerta de flujo: se basa en el principio de la inducción electromagnética y la saturación. Mide variaciones de la intensidad vertical del campo magnético.

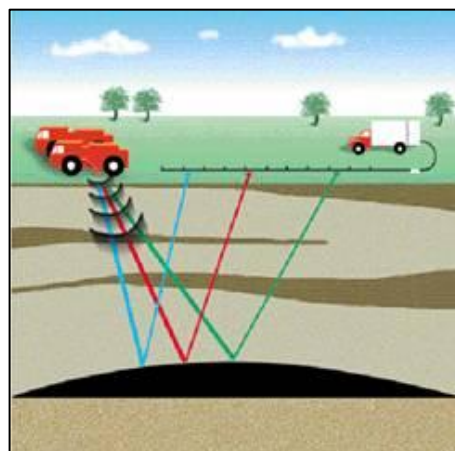
Magnetómetro nuclear: toma en cuenta el fenómeno de resonancia magnética nuclear (RMN), y mide las variaciones de intensidad verticales del campo magnético.

El magnetómetro con célula de absorción se funda en la separación de líneas espectrales (absorción óptica) por la influencia de un campo magnético. Este instrumento mide la intensidad total del campo magnético continuamente, con sensibilidad alta y una exactitud hasta 0.01gamma.

## 2.5. MÉTODOS SÍSMICOS

Los métodos de exploración sísmica ofrecen los resultados más representativos de la estructura interna del subsuelo entre todos los métodos exploratorios. Se basan en la emisión de ondas mecánicas, generadas artificialmente mediante una explosión en superficie o usando camión vibrador, que viajan a través de las capas del subsuelo y, por efecto del cambio de densidad del medio y por ende la velocidad de la onda en el mismo, se refleja parte de la energía, que es detectada por receptores en superficie. Ver figura 7.

**Figura 7. Esquema de una adquisición sísmica**

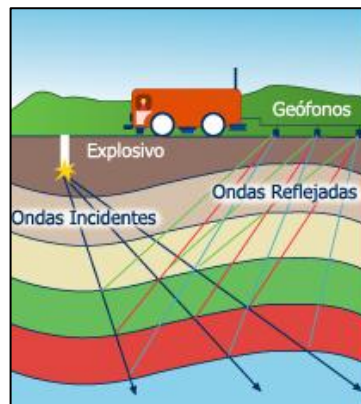


Tomado de ISGRO, María de los Angeles. Informe exploración de hidrocarburos. Disponible en Internet: <http://www.alipso.com/monografias4/informe-exploracion/>

**2.5.1 Clasificación de los estudios sísmicos.** Los métodos sísmicos se dividen, según el modelo que se elija, en:

- Métodos de reflexión: es mucho más utilizado que el método de refracción, y se basa en el principio de que las ondas emitidas retornan en una reflexión, conocida en algunos casos como eco, cuando encuentran cambios en el medio en el que se desplazan. Si el nuevo medio es más denso y compacto que el anterior, la onda aumenta su velocidad, pero si el medio es menos denso o poroso las ondas se vuelven más lentas, dando lugar a tiempos de retorno a la superficie más largos. Ver figura 8.

**Figura 8. Adquisición sísmica por el método de reflexión**



Tomado de PDVSA. Métodos de Exploración. Disponible en Internet: [http://www.pdvsa.com/PESP/Pages\\_pespe/aspectostecnicos/exploracion/metodos\\_exploracion.html](http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespe/aspectostecnicos/exploracion/metodos_exploracion.html)

Las siguientes son algunas características de los métodos sísmicos por reflexión. Fueron tomadas de la página web de la Universidad de Atacama en Chile, del Departamento de Minas, Área de Geología (Atacama, 2015)

- Método más moderno y más común.

- Generalmente los perfiles se constituyen de agrupaciones de geófonos de 300m a 5000m de longitud. La longitud de la agrupación de geófonos determina la longitud del horizonte de reflexión cubierto que es la longitud de la agrupación de geófonos instalada en la superficie. Se alcanza estructuras ubicadas en profundidades hasta 10km. Por recubrimientos múltiples se puede cubrir continuamente el horizonte de reflexión.
  
- Menor distancia entre tiro y geófonos.
  
- Se determina la impedancia, que es el producto de la velocidad y la densidad correspondiente a una capa. Se obtiene información acerca de la geometría de las formaciones geológicas.
  
- Se emplea energía sísmica de frecuencia alrededor de 30Hz. Las frecuencias dominantes están en el rango de 15 a 50Hz.
  
- Se emplea geófonos de frecuencia natural de 6Hz o más, sensibles a vibraciones entre 10 y 150Hz.
  
- La configuración de los geófonos es relativamente compleja.
  
- El procesamiento y la interpretación de los datos son más sencillos en comparación a la sísmica de refracción.
  
- Se las aplica en la sísmica marina, en la prospección petrolífera, en la prospección minera.
  
- Métodos de refracción: toma en cuenta el hecho de que las ondas sonoras viajan más rápido en formaciones compactas, como rocas ígneas o calizas, y disminuyen su velocidad en medios como rocas sedimentarias del tipo arenisca,

que son más blandas y poco consolidadas. Este fenómeno hace posible que se mida el tiempo de regreso de la onda acústica generada para posteriormente calcular su velocidad y deducir el tipo de medio por el que ha viajado, además de las profundidades en los cambios de capas, para formar un esquema representativo de los estratos en el subsuelo, tanto en estructura como en litología.

La Sísmica de refracción tiene las siguientes características. Fueron tomadas de la página web de la Universidad de Atacama en Chile, del Departamento de Minas, Área de Geología (Atacama, 2015):

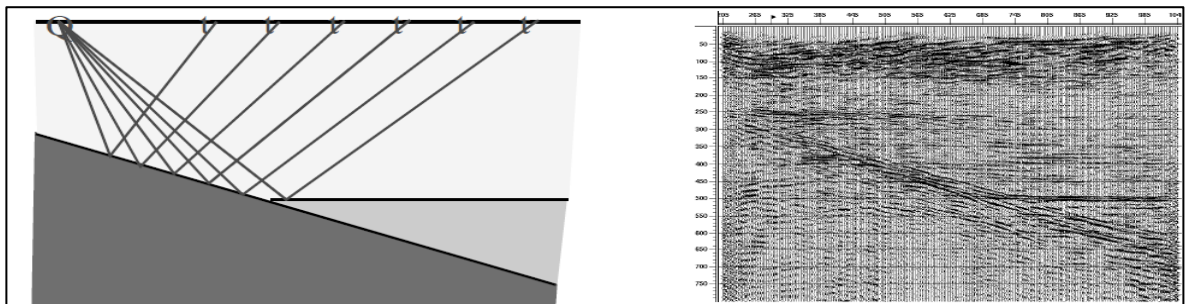
- Método más antiguo.
- Perfiles de 100km de longitud y más.
- Mayor distancia entre la fuente de onda y los geófonos
- El parámetro relevante es la velocidad de las ondas correspondiente a una capa litológica. Es decir una interface caracterizada por una variación en la densidad de las rocas, donde la velocidad de las ondas no cambia, no se detecta aplicando la sísmica de refracción.
- Se emplea energía de frecuencia baja entre aproximadamente 1 a 25Hz. Las frecuencias dominantes están entre 5 y 20Hz.
- Se emplea geófonos de frecuencia natural normalmente menor a 5 Hz, sensibles a vibraciones de 5 a 100Hz.
- La configuración de los geófonos es relativamente sencilla.
- El procesamiento de los datos y su interpretación es difícil.

- Se la aplica en la detección de capas profundas, en el estudio de la estructura interna de la Tierra, en los principios de la prospección petrolífera antes de 1930.

**2.5.2 Técnicas utilizadas.** Por medio de estudios sísmicos se pueden obtener diferentes resultados, dependiendo de las necesidades y la calidad de los datos que se requieran para cada caso en particular, y del presupuesto que se tenga para el proyecto de exploración sísmica. Se distinguen tres tipos de estudio sísmico, que además de diferir en el resultado final del trabajo, difieren notablemente en la logística y los arreglos utilizados para la adquisición de datos en campo:

- Sísmica 2D: se trata de cortes verticales que representan la estructura del subsuelo a través de los principios anteriormente expuestos. Se realiza un tendido en el que se ubica la fuente de ondas en el centro de una línea, y a lado y lado se ubica igual número de geófonos equidistantes que registran la respuesta del subsuelo. Son los estudios más económicos entre los tres, por la relativamente poca logística que requieren y la cantidad de instrumentos. Se obtiene una imagen de los estratos y su estructura similar a la que se muestra a continuación. Ver figura 9.

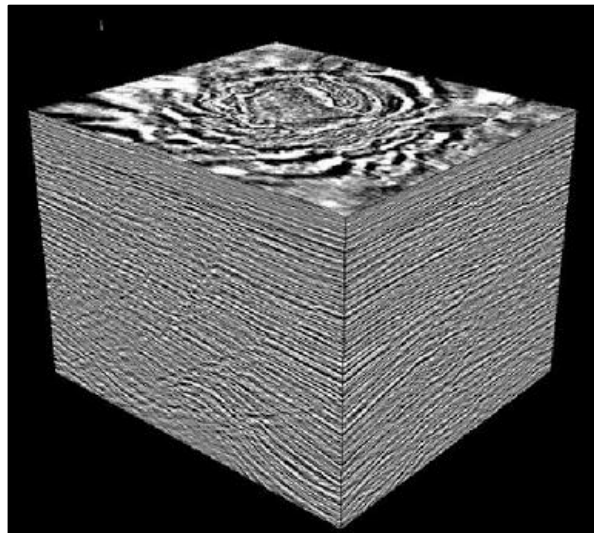
**Figura 9. Esquema del funcionamiento y los resultados de una adquisición sísmica 2D**



Tomado de Dobrin, M.B. and Savit, C.H. (1988). *Introduction to geophysical prospecting (4.ed)*. McGraw-Hill Book Comany, Ney York

- Sísmica 3D: este tipo de estudios son más costosos que los estudios de sísmica 2D por requerir una mayor cantidad de receptores y logística, pero sus resultados simbolizan de una forma mucho más representativa la estructura interna del subsuelo como anticlinales, fallas, cuerpos salinos e ígneos, dado que se obtiene un esquema tridimensional en el que se aprecian de manera clara los estratos y su disposición en profundidad. La representación final de los datos es similar a la figura que se presenta a continuación. Ver figura 10.

**Figura 10. Cubo sísmico**



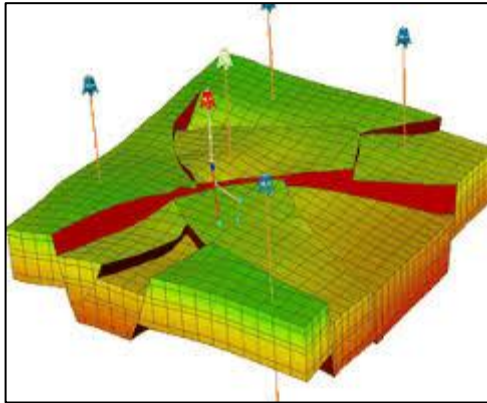
*Tomado de TRUJILLO, Mauricio. ¿Que es la exploración sísmica? Disponible en internet: <http://exploracionsismica.blogspot.com/>*

Estos datos sísmicos se pueden integrar posteriormente con los software de simulación de yacimientos para la construcción del modelo estático del yacimiento, es especialmente útil para definir la forma del yacimiento, su extensión y límites, y también para apreciar los cambios en la columna litológica, tomando en cuenta que el método sísmico en general no busca el reconocimiento de la litología y que en la mayoría de los casos esta información se debe obtener de estudios de geología de superficie y toma de muestras durante la perforación de pozos.

- Sísmica 4D: se trata de dos estudios sísmicos 3D realizados en la misma zona, con un intervalo de tiempo entre los dos de aproximadamente un año, o más, en el que se busca observar el cambio a lo largo del tiempo de las propiedades del yacimiento, como saturación de fluidos y presión actual del yacimiento para trazar las curvas de vida útil del activo (yacimiento de hidrocarburos) y evaluar si hubo algún cambio a nivel estructural, que normalmente no se da. Uno de los más importantes usos que tiene esta técnica se evidencia en la perforación in fill, que es una estrategia de manejo de yacimientos de aceite (no puede ser denominado como método de recobro) en la que se busca perforar más pozos en el yacimiento, ubicados en las zonas que aún cuentan con una alta saturación de hidrocarburos y que no han sido adecuadamente drenadas, posiblemente por estar fuera del radio de drenaje de los pozos productores actuales o por discontinuidades de la formación productora que pueden restringir el área de drenaje de los pozos perforados. Partiendo de los estudios sísmicos 3D, la metodología consiste en superponer los dos modelos obtenidos, y en base a un algoritmo matemático calcular y resaltar las zonas en donde se evidencia cambio en las propiedades, por ejemplo las velocidades de las ondas sísmicas, que pueden ser relacionadas con los fluidos que se encuentran en el medio poroso, para determinar las áreas del yacimiento que se han drenado, y tomar medidas sobre las áreas que aún se mantienen con un alto contenido de hidrocarburos. Ver figura 11.

A continuación se aprecia un modelo de un yacimiento que está dividido en bloques debido a fallas que atraviesan la formación productora. Si se trabaja bajo el supuesto de que no hay flujo entre bloques, se puede deducir que para lograr el drenaje adecuado en la formación se debe perforar al menos un pozo en cada bloque, y para los bloques de tamaño considerable se pueden perforar dos o más pozos, dependiendo de las estrategias de explotación del yacimiento.

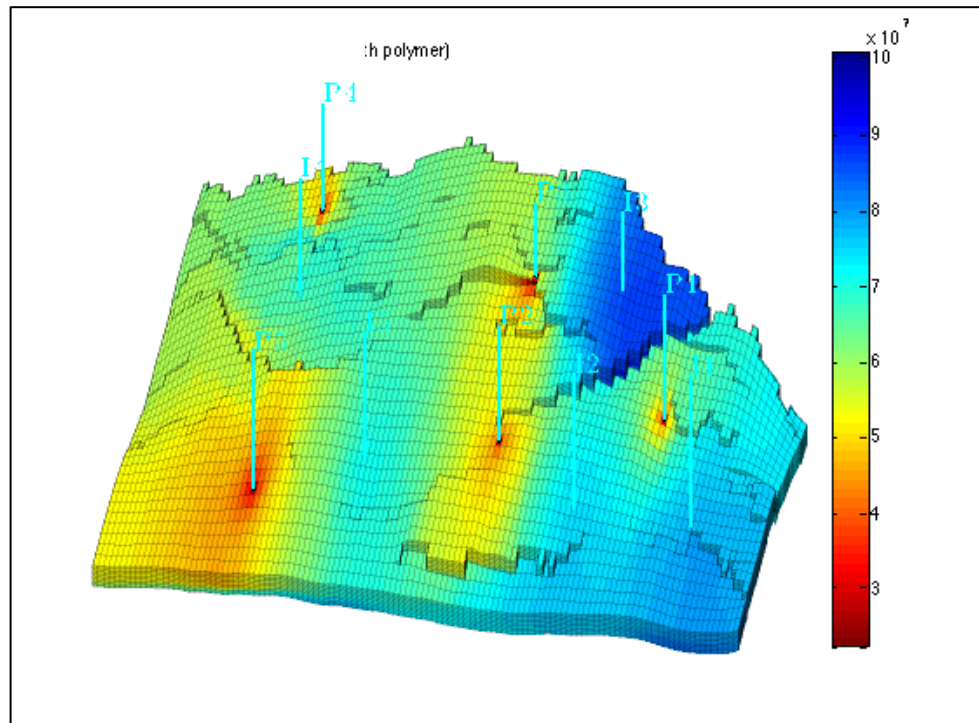
**Figura 11. Esquema de un yacimiento en bloques**



*Tomado de: La comunidad petrolera. SENSOR: "El simulador más rápido y más robusto del mundo" Disponible en internet: <http://modelos-de-simulacion.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/sensor-el-simulador-ms-rpido-y-ms.html>*

- En la figura 11 se aprecia un esquema de distribución de la presión adquirida por medio de simulación de yacimientos donde se aprecia la distribución de presión tiempo después de haber iniciado la explotación del yacimiento. Se puede apreciar que existen zonas donde la presión no se ha visto afectada, lo cual puede significar que los pozos perforados aun no las han alcanzado, y que se podrían perforar pozos ahí para acelerar la producción del yacimiento y mejorar su drenaje. Ver figura 12.

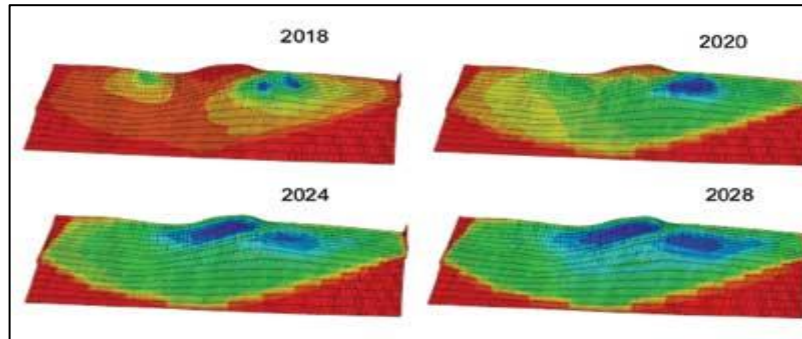
**Figura 12. Esquema del área de drenaje y cambio en la presión del yacimiento**



*Taked from: Open Porus Media. Studying polymer injection with opm-polymer. Available in internet: <http://www.opm-project.org/tutorialdata/polytutorial-html/>*

En la figura 12 se observa el comportamiento de la saturación de aceite en un yacimiento a lo largo de un periodo de explotación superior a 10 años. Se observa que existen zonas de alta saturación de hidrocarburos (color rojo) al finalizar el tiempo de producción del pozo que no fueron drenadas, y permanecen con hidrocarburos. Son estas las zonas candidatas a una estrategia de perforación in fill. Ver figura 13.

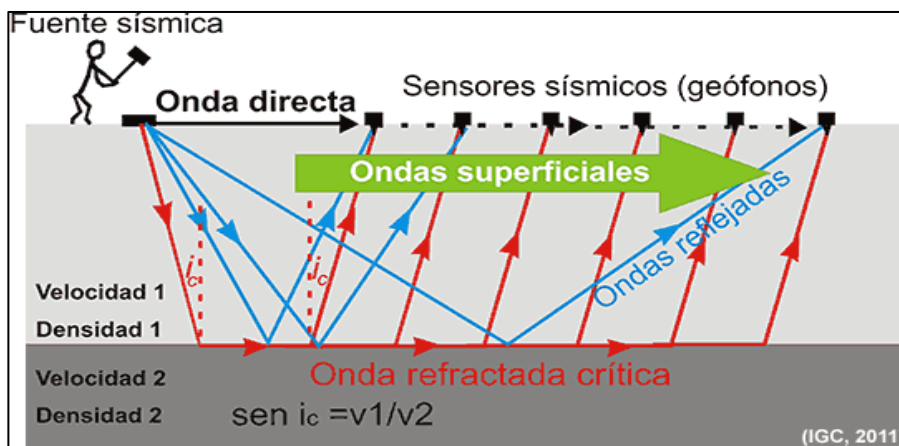
**Figura 13. Cambio de la saturación de aceite en el yacimiento**



Taked from: *Offshore. Realistic simulation drills deeper into reservoir sustainability.* Available in internet: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-72/issue-9/productions-operations/realistic-simulation-drills-deeper-into-reservoir-sustainability.html>

**2.5.3 Funcionamiento.** La técnica de estudios sísmicos se basa en la emisión de ondas mecánicas, bien sea ondas de choque producto de una explosión generada a nivel de superficie o a profundidades muy someras, o bien generadas con otras fuentes, como camiones vibradores que las transmiten al suelo, como se aprecia en la siguiente figura. Ver figuras 14 y 15.

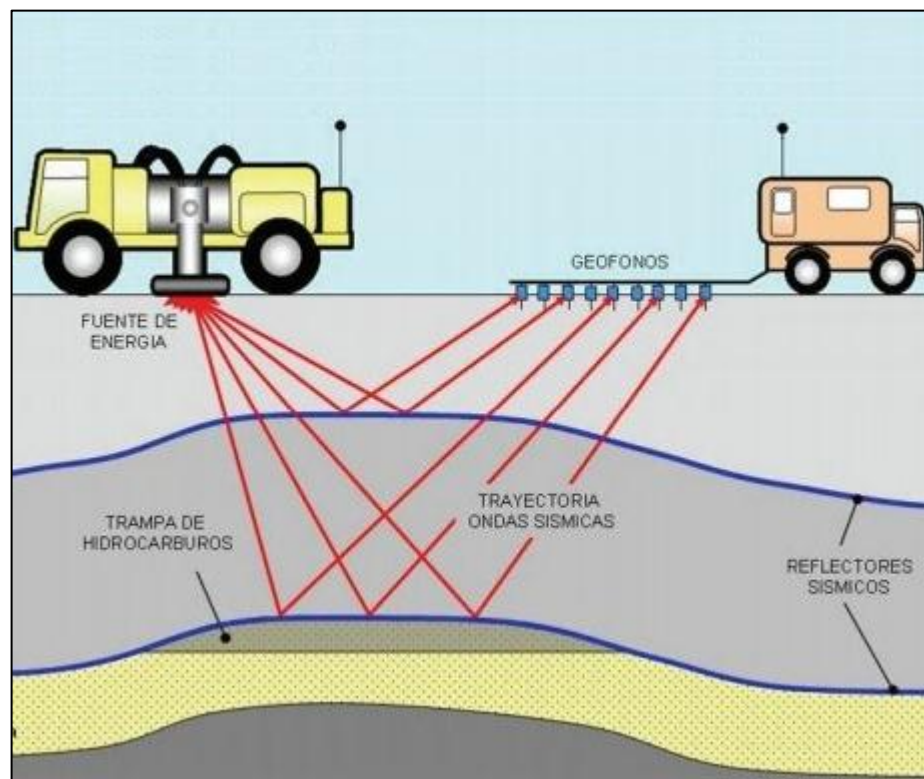
**Figura 14. Esquema de sismica de reflexión**



Tomado de Instituto Geológico y cartográfico de Cataluña. *Sísmica activada.* Disponible en internet. [http://www.igc.cat/web/es/geofisica\\_tec\\_sismicaactiva.html](http://www.igc.cat/web/es/geofisica_tec_sismicaactiva.html)

Las ondas transmitidas al subsuelo se propagan hacia su interior y se reflejan cada vez que el medio experimenta un cambio de densidad, lo que da lugar a un cambio en la velocidad de la onda y devuelve parte de la energía que la explosión genera, que se registra en los receptores de superficie para su posterior procesamiento. Esto da lugar a un “mapa” de la estructura del subsuelo, en el que cada perturbación registrada en el geófono corresponde a una interfase entre dos estratos, que representa tanto el ordenamiento de los estratos y los cuerpos subterráneos como posibles fallas y agentes que puedan contribuir al almacenamiento de hidrocarburos en las rocas porosas o fracturadas

**Figura 15. Esquema de una adquisición sísmica usando un camión vibrador**



Tomado de Sismicidad. Sismicidad: Generalidades <https://sismicidad.wikispaces.com/Sismicidad+generalidades?responseToken=4c8c1b8f2514edc731c493e79703b77e>

**2.5.4 Equipos.** Los equipos más importantes para llevar a cabo un proceso de adquisición sísmica se enuncian a continuación

Fuente de ondas: puede ser un explosivo como dinamita o sismigel, o camión vibrador. Es de resaltar que las ondas pueden ser generadas manualmente mediante el impacto con un martillo de gran tamaño a un cuerpo metálico incrustado en el subsuelo, pero su alcance es bajo. Entre más energía tengan las ondas producidas, mayor será la profundidad de investigación que se alcance en el estudio. Ver figura 15.

Geófonos: son receptores que detectan las vibraciones en la tierra y las registran para posteriormente almacenarlas y salvarlas en un computador para su procesamiento.

Cableado: une los geófonos y sirve para transferir los datos desde los receptores hasta la memoria en que se van a salvar.

Equipos de procesamiento: se requieren de software especiales para realizar el procesamiento de los datos sísmicos adquiridos en campo, ordenarlos y obtener una representación adecuada de la estructura del subsuelo. Dependiendo de la cantidad de datos puede hacerse necesario contar con equipos de gran capacidad de cómputo que reduzcan el tiempo de procesamiento. Entre los software más usados para el procesamiento de datos sísmicos se encuentra Seismic Unix (SU), que funciona bajo el sistema operativo de Linux y, a pesar de que su interfaz se basa en códigos bajo el lenguaje C y C++, permite obtener muy buenas representaciones gráficas de la información adquirida por los geófonos.

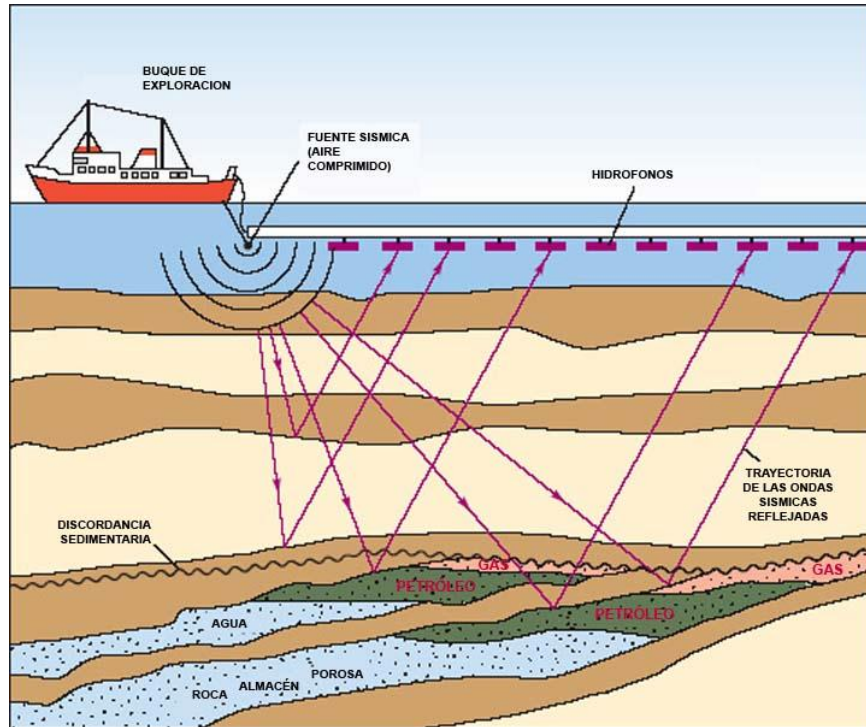
**2.5.5 Estudios sísmicos según el medio donde se realizan.** Sísmica onshore: hace referencia al estudio sísmico convencional, realizado en tierra firme con una fuente explosiva y una configuración de tendido con geófonos a los dos lados de la fuente trazando una línea recta. Es la operación más común en los estudios

sísmicos, pero se ha visto notablemente afectada en la actualidad por problemas sociales y algunos efectos ambientales que se han relacionado a la explosión producida para generar las ondas necesarias para la adquisición.

Sísmica offshore: se refiere a los estudios sísmicos realizados en el mar para buscar yacimientos de petróleo costa afuera. Se lleva a cabo usando barcos en movimiento, en donde la fuente es un cañón de aire que comprime el gas y lo libera para causar la onda expansiva unos metros bajo la superficie del agua, que posteriormente se transmite al subsuelo y se propaga a través de éste. Ver figura 16. Además del medio de transporte y el cañón, otra diferencia importante es que la configuración del tendido ahora se realiza solo en una dirección, es decir la fuente se encuentra en un extremo del tendido y los hidrófonos (que para este caso reemplazan a los geófonos) se ubican en una línea recta después la misma. En cuanto a la imagen obtenida, es necesario mencionar que se obtiene un perfil de la topografía submarina, junto con la respectiva representación de la capa de agua del océano que no debe ser confundida con un proceso de sedimentación o cuerpo geológico, aunque por lo general se diferencia de manera notable dado que la velocidad de las ondas generadas en el agua es mucho menor que en la roca sólida. Tiene también leves diferencias en el procesamiento de los datos, originadas por la diferencia en la configuración del tendido que deben tenerse en cuenta para asegurar la calidad del procesamiento, referentes al número de receptores utilizados durante la adquisición, que generalmente se calcula cómo lo expresa la siguiente ecuación:

$$\# \text{ de geófonos} = \frac{\textit{longitud del tendido}}{\textit{espacio entre geófonos}}$$

**Figura 16. Esquema de una adquisición sísmica off shore**



Tomado de: Agencia de Protección Ambiental, Gobierno de los EEUU. Exploración del subsuelo marino mediante sismología de reflexión. Disponible en internet: <http://temas.publico.es/aceite-de-roca/2014/07/15/buscando-oro-negro/>

**2.5.6 Procesamiento de datos sísmicos.** Aunque puede variar según el software utilizado y el personal que realice el trabajo, un procesamiento básico de datos sísmicos sigue la secuencia que se muestra a continuación:

- Adición de cabecera CMP al dato, o línea sísmica. Identifica al dato a partir de la distancia media a la fuente de ondas del estudio sísmico
- Ordenado de datos por familias CMP: Una familia CMP es el conjunto de líneas sísmicas, o registro de geófonos que comparten la misma distancia media entre el receptor, en este caso el geófono, y la fuente de ondas sísmicas.

- Cálculo del fold: zona que se va a cubrir en la representación gráfica del estudio sísmico. Se toman solo los datos con valores más altos de cabecera CMP, para garantizar que se tiene la misma cantidad de datos en todos los puntos.
  
- Análisis de velocidades: se toma en cuenta la semblanza para seleccionar el perfil de velocidades del subsuelo, en el cual debe ir aumentando la velocidad a medida que se alcanzan mayores profundidades partiendo del principio de que por el mayor peso de la columna litostática se da una mayor compactación, lo que ocasiona que las partículas del medio estén más juntas y las vibraciones se transmitan más rápido, y por ende se incrementa la velocidad de las ondas sísmicas.
  
- Correlación Normal Move Out: dado que la onda reflejada por un mismo estrato llega desfasada a cada geófono por la distancia horizontal que hay entre ellos, se debe realizar una corrección con el fin de que el mismo reflector no se represente en varios valores de profundidad.
  
- Apilado de datos y realizar la migración en profundidad: dado que los datos que recolectan los geófonos son unidimensionales, es decir solo registran los valores del tiempo en los que perciben las señales reflejadas de las ondas emitidas, y se debe obtener un esquema bidimensional en distancia, se hace necesario tomar los datos de cada geófono y darles una coordenada en el eje X, que se toma como la distancia a la fuente, o a un punto de referencia elegido. Posteriormente se deben pasar las medidas de tiempo del geófono a una escala de distancia también, utilizando las velocidades promedio de las ondas en cada capa que se tenga.
  
- Interpretación estratigráfica, estructural: está a cargo de un profesional altamente entrenado en interpretación sísmica, y es quien define, junto con su equipo, los lugares en los que hay más posibilidades de encontrar hidrocarburos,

para posteriormente proceder a la planeación y perforación de pozos exploratorios.

**2.5.7 Restricciones en los estudios sísmicos.** Debido a sus principios físicos, los métodos de prospección sísmica cuentan con algunas limitaciones tanto en el ambiente que se ejecuta como posibles objetos que encuentran en el subsuelo o los recursos que deben estar disponibles para su ejecución:

Domos de sal: dado que en la sal las velocidades del sonido son más altas que para las rocas en general, y por la naturaleza de la sal desde el punto de vista de un material, se hace difícil representar de manera eficaz las estructuras por debajo de un domo salino, dado que modifica considerablemente el comportamiento de las ondas cuando estas lo atraviesan.

Profundidad: está directamente relacionada con la potencia de la fuente que se utilice para producir las ondas sísmicas. Si se usa un camión vibrador, o vibroseis, el alcance es limitado y fijo, por el contrario con explosivos detonados a profundidades someras (de 5 a 10 metros) la magnitud de la explosión y por ende, la energía liberada es directamente proporcional a la cantidad de explosivos en cada punto fuente, lo que podría aumentar notablemente el alcance en profundidad de la adquisición sísmica sin hacer necesaria una modificación mayor en la operación, pero se debe tener en cuenta que si la cantidad de energía liberada en la explosión es muy grande, se puede afectar negativamente el entorno en el que se realiza la operación dando lugar a posibles derrumbes o creación de cárcavas, que se explican cómo la desestabilización del suelo alrededor del punto fuente donde tuvo lugar la explosión, quitándole firmeza y rigidez, ocasionando que se dé un fenómeno similar a las arenas movedizas, que generalmente no es permanente, pero puede representar un riesgo notable para la población de la zona, bien sean seres humanos, fauna silvestre o animales de

pastoreo que pueden quedar enterrados total o parcialmente, y morir en la zona, si no se recibe ayuda rápidamente. Ver figura 17.

**Figura 17. Zona desestabilizada alrededor de un punto fuente**



*Tomado de CASTAÑO, Gonzalo. Impacto ambiental de la Industria Petrolera. Censat.org. HARMAN, Felipe. s.f.*

Estabilidad del terreno: dado que las ondas generadas en un estudio sísmico pueden ocasionar desestabilización del área en donde se detona, se debe tener en cuenta que la zona a explorar mediante este método geofísico cuente con un terreno lo suficientemente fuerte como para soportar la propagación de energía tanto en el subsuelo como en la superficie. Si la superficie tiene poca estabilidad, es muy pendiente o demasiado húmeda, normalmente se presentan derrumbes en las áreas con mayor pendiente cercanas a los puntos fuente, pero si es el subsuelo el que posee una resistencia limitada o muy baja, se puede dar el caso en que se fracture la roca o se conecten fracturas que anteriormente estaban aisladas que pueden crear canales de flujo de agua más permeables que los originales, ocasionando que el movimiento del agua hacia la superficie cambie, lo que conlleva a que, en la mayoría de los casos, cambie también el punto en el que el fluido alcanza la superficie. Este fenómeno se traduce en la desaparición o traslado de manaderos naturales de agua, aljibes, a otros puntos que pueden incluso estar fuera del alcance de los consumidores principales que se ven

afectados gravemente si no pueden encontrar otra fuente de agua constante que tenga la capacidad de abastecer sus necesidades.

Áreas ecológicamente sensibles: algunos animales son sensibles a la cantidad de ruido que se presenta en el ambiente que habitan. Al llevar a cabo un estudio sísmico puede darse el caso que las especies nativas del área se vean forzadas a desplazarse a otros terrenos cambiando, tanto su ecosistema original como el ecosistema al que llegan como invasores a competir por recursos con las especies que pueblan la zona. Además se debe tener en cuenta que la tala de árboles necesaria para la ejecución del estudio no se ve remediada de manera inmediata, dando lugar a una discontinuidad en el medio que, dependiendo de factores como el clima y la zona, puede dar lugar a la erosión del terreno, con todas las consecuencias que esto implica.

Distancias mínimas recomendadas para puntos de disparo: con el fin de asegurar tanto la estabilidad del terreno en superficie como la integridad de las construcciones e instalaciones que se encuentran sobre ella, es necesario que los puntos de disparo, o puntos fuente de ondas del estudio sísmico, guarden cierta distancia con las construcciones e instalaciones, así como con zonas naturales como lagos y ríos que pueden verse notablemente afectadas si se llega a dar la detonación a una distancia reducida, que puede ocasionar el colapso de las estructuras con todo lo contenido en su interior, deslizamientos de tierra en las orillas de los ríos que pueden terminar en avalanchas, entre otros fenómenos, cuya gravedad depende de las características del elemento afectado y la población cercana a este.

Detonación y registro: para esta etapa del estudio sísmico se recomienda el uso de pistolas de aire comprimido cuando se tenga que trabajar en zonas de lagos, lagunas y ríos, ya que los explosivos no son permitidos en cuerpos de agua, así como tampoco en exploración costa afuera, debido a que la onda expansiva que genera la explosión afecta considerablemente a los peces hasta el punto de

matarlos, lo cual se traduce en un grave daño a la fauna de la región. A continuación se puede observar el estado de los peces posterior a una explosión causada durante la pesca con dinamita, que genera un efecto muy similar a una explosión como fuente de ondas sísmicas en un medio marino. Ver figura 18.

**Figura 18. Peces muertos tras explosión**



Tomado de: Elbibliote. El fondo del mar. Disponible en internet:  
<http://elbibliote.com/resources/Temas/html/1099.php>

Alcance del estudio: como se mencionó anteriormente, el alcance de la energía liberada depende directamente de la magnitud de la explosión, por lo que, si se quiere aumentar la profundidad de investigación, basta con aumentar la cantidad de explosivo, pero a pesar de que se logra una mayor profundidad se debe tener en cuenta los efectos que le ocasiona una explosión de tal magnitud a las estructuras del subsuelo, así como también al suelo de la zona y las formaciones que se encuentran por debajo para asegurar el mínimo impacto en el área.

**2.5.8 Ventajas de los estudios sísmicos.** Como se mencionó anteriormente, la exploración por métodos sísmicos permite identificar la disposición de los estratos en el subsuelo, brindando información valiosa con respecto a posibles obstáculos que pueden afectar gravemente el proceso de perforación y completamiento de un pozo y también su posterior rendimiento como pozo productor; es el único método del que se puede adquirir esta clase de información, ya que gracias a su principio físico y funcionamiento recoge información de todas las capas que alcanza la onda, información que es transportada a superficie por la onda reflejada que se registra en los geófonos.

Por otra parte, brinda una gran cantidad de información del yacimiento y sus alrededores, que es especialmente útil para la búsqueda de nuevos yacimientos y el entendimiento del proceso de formación y migración de los hidrocarburos, así como los procesos tectónicos que dieron lugar a la formación de la cuenca, y toda la cadena de eventos geológicos que sucedió en el proceso; esta información es útil no solo para la industria de los hidrocarburos, sino también a nivel científico para la investigación del comportamiento del subsuelo y para fines pedagógicos.

A pesar de estar ubicado entre los métodos más costosos, el método sísmico se convierte en uno de los más económicos si se desea adquirir gran cantidad de información, debido a que los demás métodos están orientados hacia objetivos particulares, como cuerpos de una densidad mayor, con propiedades eléctricas específicas o una composición determinada, mientras que la sísmica se enfoca en el subsuelo en general, y a partir de la información adquirida se ubican aquellos puntos en donde es más probable la acumulación de hidrocarburos, y son estas localizaciones en particular las que se recomiendan como los puntos candidatos a la perforación de un pozo exploratorio.

Además de esto, es una tecnología madura que ha sido desarrollada y perfeccionada a lo largo de un periodo de tiempo considerable, lo cual la hace merecedora de confiabilidad y facilita su ejecución gracias a la presencia a nivel nacional de personal capacitado para llevar a cabo el estudio, que consecuentemente acarrea ventajas logísticas y económicas.

## **2.6. MÉTODOS ELÉCTRICOS**

Se fundamentan en las propiedades eléctricas de las rocas, como resistividad, conductividad, la actividad electroquímica causada por los electrolitos que circulan en el subsuelo y la constante dieléctrica, que modifican los campos eléctricos que se presentan en la superficie o que se generan de forma artificial para poder detectar estas anomalías relacionadas a la presencia de hidrocarburos o minerales.

**2.6.1 Propiedades eléctricas de las rocas.** En los estudios eléctricos de prospección de hidrocarburos, juega un papel fundamental las siguientes propiedades:

Resistividad: se da en  $\Omega/m$ , Ohmios por metro. Define la cantidad de ohmios que un material disipa, o pierde, cuando se hace pasar una corriente eléctrica a través de un cilindro de longitud y área transversal unitarias. Se define como el inverso de la conductividad, que es la facilidad con la que un material transmite una corriente eléctrica que pasa a través de él.

$$R = \frac{r * S}{l}$$

Donde,

$R$  = Resistencia del material ( $\Omega$ )

$r$  = Resistividad del material ( $\Omega/m$ )

$S$  = Área transversal al flujo de corriente ( $m^2$ )

$l$  = Longitud evaluada del material (m)

La diferencia entre Resistividad y resistencia es que la primera es una propiedad intrínseca del material, es decir no depende de sus dimensiones, siempre es constante, mientras que la resistencia, como se puede ver, depende tanto de la longitud como del área del material que se está estudiando.

Parámetros que afectan la resistividad:

- Tipo de material
- El porcentaje de humedad
- La compactación del material
- La temperatura
- Estratificación.
- La mezcla de diferentes tipos de materiales
- Composición química y concentración de las sales disueltas.

Se sabe que los metales tienden a conducir mucho más fácilmente la corriente eléctrica, por lo tanto tienen menor resistividad. Por otra parte, aunque el agua es un conductor eléctrico en la naturaleza, presenta alta resistividad si se encuentra en estado puro, sin iones disueltos, dado que lo que le da su particularidad conductiva es la capacidad de disolver iones, que aumentan considerablemente la facilidad con la que la corriente se conduce a través de ella.

La composición química, estratificación y compactación del material son propiedades inherentes de su formación geológica en un sitio determinado; aunque no permanecen constantes su variación depende de cambios a largo plazo. Por otra parte el porcentaje de humedad, la temperatura, la composición química de las sales disueltas y su concentración son factores más variables. En la medida que el porcentaje de humedad por peso se incrementa, la resistividad del material disminuye hasta un cierto punto a partir del cual se hace casi independiente del grado de humedad.

Las medidas de resistividad normalmente son realizadas inyectando corriente en la tierra a través de dos electrodos de corrientes y midiendo la diferencia de voltaje resultante entre dos electrodos potenciales. A partir del valor de corriente y voltaje se puede calcular un valor de resistividad:

$$\rho = (\Delta V * K)/(I)$$

Donde,

$\rho$  = Resistividad

$\Delta V$  =Cambio de voltaje

$I$  = Corriente

$K$  = Constante de proporcionalidad geométrica del arreglo

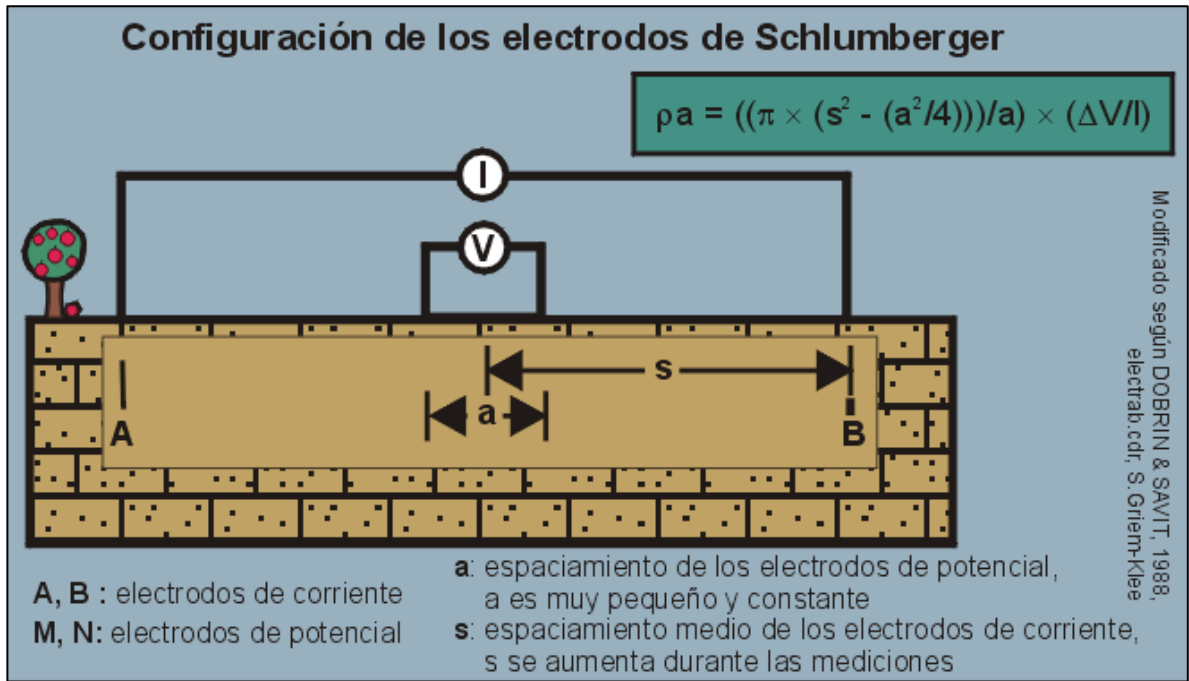
**2.6.2 Clasificación de los métodos eléctricos.** Los métodos eléctricos se pueden dividir en:

- Sondeo: implica el estudio del corte geológico en profundidad en un punto determinado. El punto del centro de la serie del electrodo permanece fijo, pero el espacio entre los electrodos es aumentado para obtener más información sobre las secciones más profundas del subsuelo.
- Perfilaje: la distancia entre los electrodos permanece constante, pero el dispositivo completo se traslada de un punto de medición a otro en línea recta. Esto brinda más información sobre los cambios laterales de la resistividad del subsuelo, pero no puede descubrir cambios verticales.

**2.6.3 Electrodo más comunes.** La configuración de Schlumberger se emplea para mediciones de la resistividad aparente. En la configuración de Schlumberger el operador expande el espaciamiento de los electrodos aumentando la distancia entre los electrodos corrientes durante el transcurso de las mediciones. El aumento del espaciamiento se realiza típicamente a escala logarítmica. Se asume un espaciamiento infinitesimal para los electrodos de potencial. Los valores

observados del potencial pueden ser ajustados equivalentemente / correspondientemente. Ver figura 19.

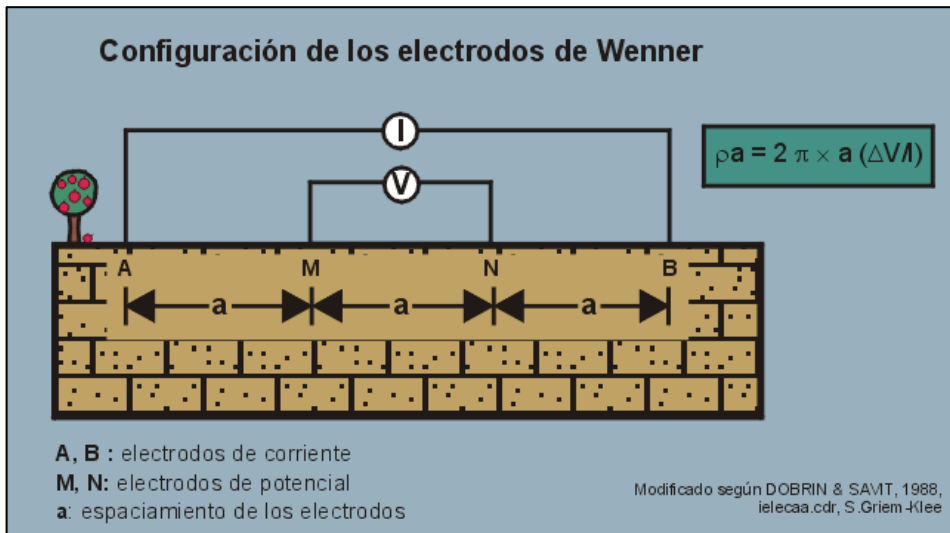
**Figura 19. Configuración de electrodos de Schlumberger**



Tomado de RODRIGUEZ, R. Los métodos eléctricos.  
<http://www.unalmed.edu.co/rrodriguez/geologia/electricos.htm>

La configuración de Wenner es un caso especial de la configuración de Schlumberger. La configuración de Wenner (véase figura) es una configuración común para las mediciones de la resistividad. Cada electrodo de potencial está separada del electrodo de corriente adyacente una distancia a igual a un tercio del espaciamento de los electrodos de corriente. Ver figura 20.

Figura 20. Configuración de electrodos de Wenner



Tomado de RODRIGUEZ, R. Los métodos eléctricos.  
<http://www.unalmed.edu.co/rrodriguez/geologia/electricos.htm>

### 3. OIL AND GAS FINDER TECHNOLOGY

Es una tecnología de origen ruso que integra tres métodos de prospección de hidrocarburos:

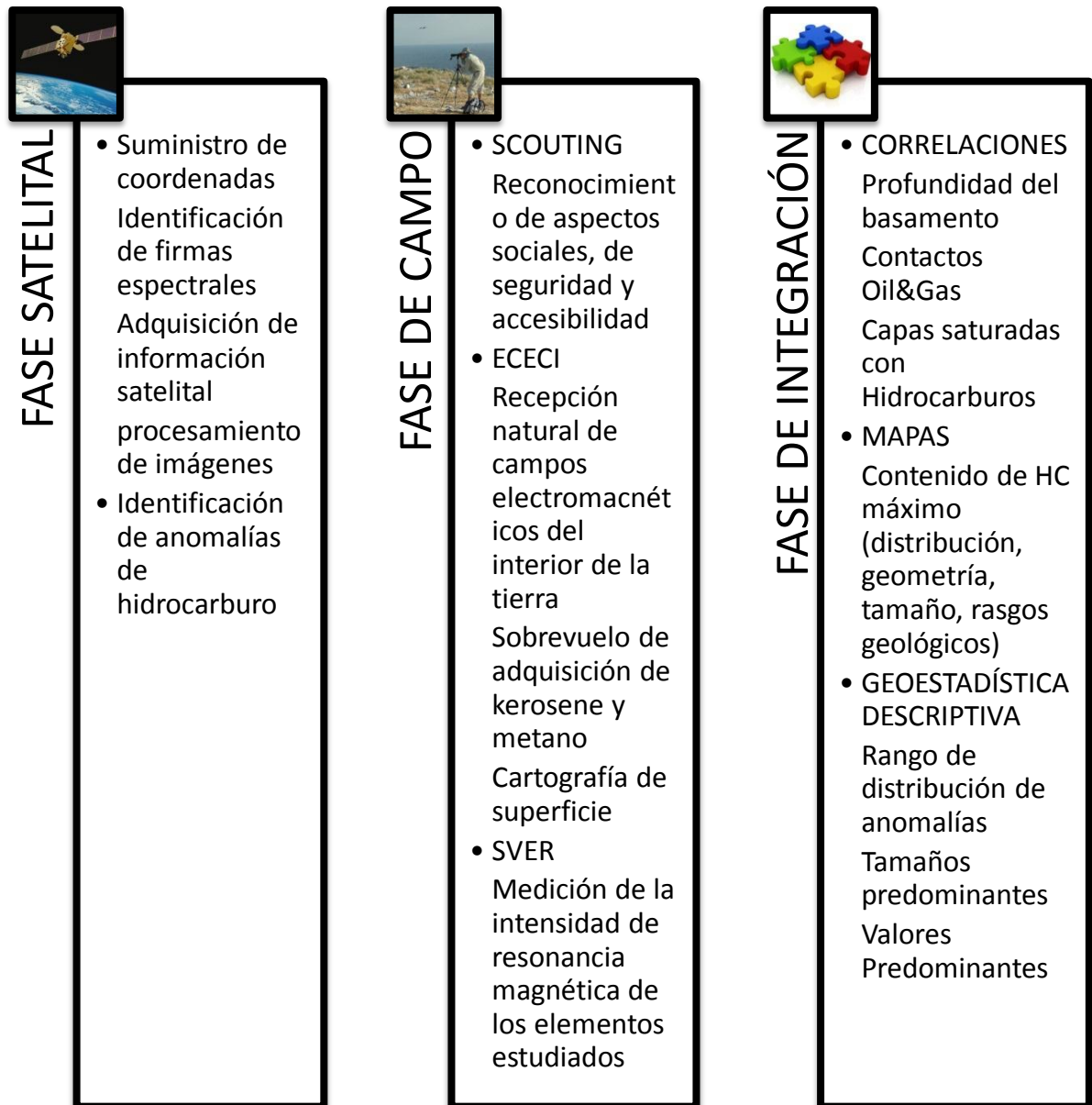
- Procesamiento de imágenes satelitales
- Emisión de campos electromagnéticos de corto impulso (ECECI)
- Sondeo vertical por electro-resonancia (SVER)

Dado que combina tres métodos de exploración, tiene una alta precisión y baja incertidumbre comparada con cualquier otro método de prospección de hidrocarburos por sí solo, y cuenta además con ventajas como rapidez tanto en la toma de datos en campo como en su procesamiento posterior, capacidad de cubrir grandes extensiones, un bajo impacto ambiental, entre otras características.

Ha sido desarrollada y probada en varios países del mundo, principalmente en Rusia, su lugar de origen, y otros países como Afganistán, India e incluso en la Antártida, partiendo desde la identificación y mapeo de estructuras conocidas previamente como la exploración en zonas con poca información disponible donde ha identificado los yacimientos con éxito dando coordenadas en superficie de los puntos recomendables para perforar un pozo para la producción de hidrocarburos. A diferencia de la sísmica, la tecnología se basa en el principio de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), que utiliza ondas electromagnéticas con una variedad de frecuencias dependiendo de los objetivos del proceso de exploración.

La siguiente figura representa un esquema de las fases y operaciones que se llevan a cabo en un procedimiento de toma y procesamiento de datos para el método de exploración Oil and gas Finder technology. Ver figura 21.

Figura 21. Fases del método Oil and Gas Finder Technology



Tomado de: OIL AND GAS FINDER TECHNOLOGY. ESP ENERGY GROUP S.A.

### **3.1. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO**

La tecnología se basa en dos enunciados:

- Todos los materiales al interior de la tierra generan anomalías electromagnéticas con frecuencias únicas de radiación.
- Estas frecuencias pueden ser identificadas y cuantificadas mediante el fenómeno de Resonancia estocástica

Como se mencionó anteriormente, la tecnología OFT está compuesta por tres métodos de prospección que se combinan en un orden específico para aumentar la precisión del estudio y optimizar los recursos necesarios para el estudio de prospección. Tales métodos son:

**3.1.1 Análisis de imágenes satelitales.** Para el análisis de las imágenes satelitales es importante tener en cuenta que se pueden cubrir amplias áreas, siendo este el método más eficiente en tal aspecto. La imagen se toma en el espectro ultravioleta y, de acuerdo a los datos recogidos en ella, se identifican zonas con anomalías electromagnéticas producidas por la presencia de yacimientos en el subsuelo. Es importante mencionar que, debido a la magnitud del área que cubre una imagen satelital, la resolución de la misma es limitada, y no debe tomarse como única herramienta para la planeación del plan de perforación de pozos durante el desarrollo de un campo. Las imágenes no son afectadas por la vegetación que pueda estar presente en la zona. El propósito de esta fase de la tecnología es detectar las zonas que presentan anomalías en el campo eléctrico cuasi-estacionario de la tierra donde se pueden hacer posteriormente las dos fases siguientes de la tecnología OFT para aumentar la resolución de las mediciones y los mapas obtenidos y obtener información adicional mediante ECECI y SVER, reduciendo notablemente el área y disminuyendo los costos de exploración y el tiempo de entrega de resultados.

Dado que la imagen satelital tiene un carácter exploratorio y es usada como mapa, debe tener una escala adecuada para tal fin, que en el caso de Colombia varía desde 1:20.000, donde cada centímetro del mapa representa una distancia equivalente de 200 metros, hasta 1:50.000, donde cada centímetro en el mapa representa una distancia equivalente de 500 metros, lo cual significa que serán visibles yacimientos que tengan dimensiones mayores a 200 y 500 metros de longitud respectivamente. Esta característica puede actuar como un filtro comercial, en el que solo se hacen visibles yacimientos lo suficientemente grandes como para ser desarrollados comercialmente obteniendo un margen determinado de ganancia económica mínima, y se omiten aquellas acumulaciones de hidrocarburos que no contienen un volumen que justifique la planeación y desarrollo del campo con todas las operaciones que esto incluye, como perforación y completamiento de pozos y construcción, puesta en marcha y mantenimiento de las facilidades de superficie necesarias para la correcta operación del campo.

El funcionamiento de esta fase de la tecnología está subdividido en tres pasos:

Paso 1. Las películas analógicas en principio son nano partículas metálicas suspendidas en un medio traslucido que al ser expuestas a ondas electromagnéticas reaccionan en función de la frecuencia e intensidad de las mismas provocando como consecuencia la generación de subproductos y cambios en los átomos metálicos (efecto fotoeléctrico), estas películas pueden ser expuestas a las radiaciones provenientes de la tierra ya sea usando un avión o un satélite dependiendo de la resolución espacial que se desee obtener y pueden contener uno o más elementos metálicos sensibles a diferentes rangos del espectro electromagnético (Imagen Multiespectral).

Paso 2. Una imagen multiespectral contiene información electromagnética del área de estudio en donde cada punto es una paquete de información referente a un

punto geográfico compuesto por las reacciones generadas por las ondas electromagnéticas irradiadas de forma natural y ondas reflejadas provenientes de agentes externos (Sol, Radio, etc.) las cuales al impactar la superficie de la película generan reacciones fotoeléctricas características para cada frecuencia y longitud de onda las cuales pueden ser identificadas mediante un “revelado electromagnético” usando un reactor nuclear que irradia las películas durante periodos de tiempo predeterminados a frecuencias preestablecidas.

La irradiación provoca que átomos específicos respondan a la frecuencia usada por el reactor a lo que se le conoce como “frecuencia de resonancia” llevándolos a un estado de excitación que disminuye progresivamente una vez se suspende el estímulo externo (relajación), siendo esta pérdida de energía el factor que permite asociar diferentes tiempos de relajación a la cambios característicos en los metales presentes en las películas analógicas y a su vez relacionarlos con la presencia o no de un material de interés.

Paso 3. La digitalización es posible gracias a bobinas de frecuencia modulable que registran en un punto específico de la película las señales electromagnéticas provenientes de las partículas excitadas en ese punto y después de un procesamiento matemático y estadístico se establecen dominios de frecuencias asociadas a una intensidad calculada.

En la imagen satelital se observarán zonas resaltadas que evidencian los efectos de los hidrocarburos en la superficie que reciben el nombre de Depósitos de Anomalías Tipificadas, dado que se puede caracterizar el tipo de crudo o gas que se encuentra en el depósito.

Dentro del software utilizado para realizar el análisis espectral de imágenes se encuentran Suite Spectral Workstation y ENVI. En cuanto a la visualización, donde se pueden apreciar de los resultados de la espectrografía satelital se tienen

software como ArcGis 10.1, Surfer 12 y Geosoft - Target for Arcgis, que se enfoca en la gestión de datos Geo científicos

**3.1.2 Reconocimiento del terreno.** Esta fase contempla un recorrido por la zona a explorar previo a la ejecución de la fase de campo, que contempla los procedimientos de ECECI y SVER, con el fin de identificar posibles inconvenientes que puedan tener lugar en estas fases y realizar los ajustes pertinentes a la planeación del programa de trabajo. Está enfocado al reconocimiento de los factores sociales y ambientales que pudieran afectar el proyecto y el planteamiento de alternativas a los problemas que se detecten.

**3.1.3 Emisión de Campos Eléctricos de Corto Impulso.** En cuanto al método ECECI (Emisión de Campos Electromagnéticos de Corto Impulso), es un trabajo que se desarrolla en campo con un equipo muy compacto y de peso reducido (aproximadamente 80 kg), lo que le permite el desplazamiento en zonas de difícil acceso o remotas, e incluso facilita el uso de medios de transporte propios de la región, como desplazamientos a caballo, aunque por cuestiones logísticas se prefiere el desplazamiento en camionetas siempre que sea posible. El método ECECI puede incluso ejecutarse usando medios de transporte aéreos como avionetas, pero se debe tener en cuenta que debido a la velocidad que puede ser desarrollada por estos es relativamente alta, los resultados obtenidos pueden no tener la resolución esperada al aumentar los intervalos entre las mediciones. Adicionalmente, puede darse el caso en que se requiera la ejecución del método ECECI en zonas por donde solo es posible el tránsito a pie, que se ve favorecido por las características de los equipos anteriormente mencionadas, lo cual le da una notable ventaja en cuanto a logística en relación a otras tecnologías de exploración que requieren de equipos de grandes dimensiones.

El método ECECI se basa en el concepto de polarización de las rocas cercanas a un yacimiento enunciado por Schlumberger en los años 30, lo que produce una

alteración en el campo eléctrico de la tierra, que para fines prácticos se puede tomar como estacionario siempre que los estudios que lo suponen así no tengan una duración muy prolongada. Esta anomalía es el objetivo de la segunda fase de la tecnología OFT, donde el método ECECI busca excitar las anomalías producidas por la presencia de hidrocarburos, que son muy débiles para ser medidas en superficie, generando campos electromagnéticos durante una duración muy corta para luego registrar los datos con el fin de formar un mapa de la zona de interés y aumentar la resolución del análisis de la imagen satelital previamente realizado.

El campo electromagnético es generado por una antena de ferrita calibrada a una determinada frecuencia. El campo electromagnético es emitido para excitar la anomalía y posteriormente se lee el tiempo de atenuación de la onda y su intensidad. La intensidad registrada es directamente proporcional al espesor de los estratos que albergan el hidrocarburo en el subsuelo, lo que da lugar a un mayor volumen de petróleo o gas, según sea el caso.

El registro de las ondas emitidas por el material de interés es posible gracias al efecto de la resonancia estocástica, pues una señal débil es amplificada por el ruido electromagnético local y de este modo puede ser percibida por los sensores. Esta información es procesada usando software y modelos matemáticos específicos que filtran la señal de origen permitiendo identificar la presencia del hidrocarburo.

Es importante resaltar que las mediciones en esta fase del proyecto de exploración se realizan aproximadamente cada 15 a 20 metros, lo cual brinda gran resolución en los mapas que se muestran como resultados finales y precisión en los datos.

En el proceso de diseño y adquisición de la fase dos, el método ECECI, deben ser tomados en cuenta parámetros como las características del medio de transporte que va a ser usado para la adquisición y el diseño de la adquisición como tal. La tabla 3 muestra un ejemplo de una adquisición ejecutada desde un avión en movimiento.

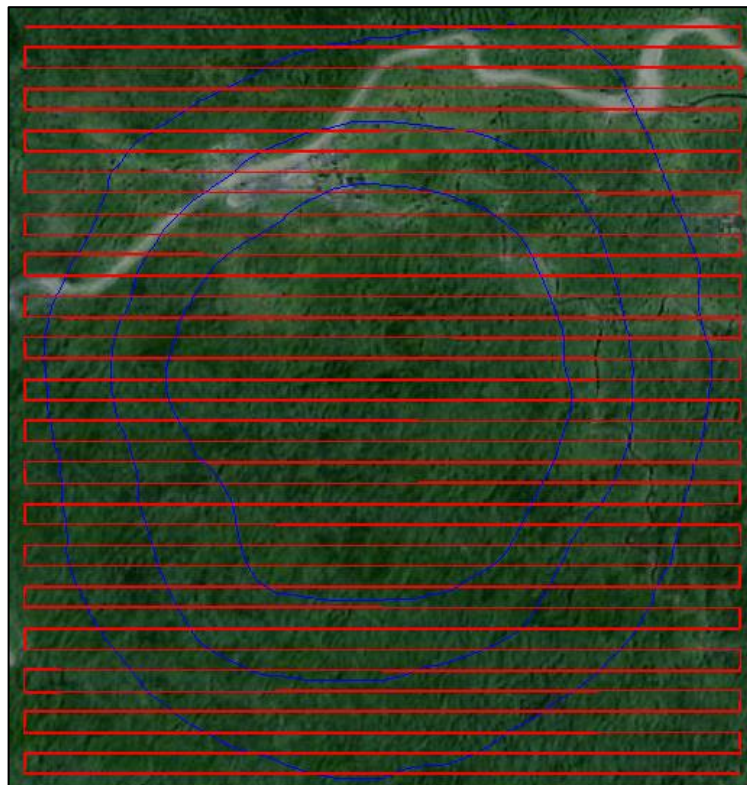
**Tabla 3. Parámetros de adquisición ECECI**

CÁLCULO DETALLADO DE TIEMPOS	
Datos Entrada	
Autonomía de Vuelo [h]	3
Velocidad de Adquisición [km/h]	80
Longitud Adquisición [km]	250
Cantidad Líneas	37
Espaciamiento entre líneas [m]	200
Espaciamiento entre puntos [m]	30
Altura de Vuelo [m]	100
Area del Polígono [Km <sup>2</sup> ]	50

*Fuente: VR-ESP-TECNOLOGÍA OIL & GAS FINDER TECHNOLOGY- BROCHEURE COMERCIAL*

Se puede apreciar que los parámetros que rigen la adquisición son los espaciamientos tanto entre líneas como entre puntos, y la cantidad de líneas que van a ser registradas en la adquisición de datos. La siguiente figura ilustra el recorrido del medio de transporte, un avión en este caso, que será empleada para recorrer la totalidad del terreno en una sola adquisición. Ver figura 22.

**Figura 22. Diseño del recorrido a seguir para la adquisición en el método ECECI**



*Fuente: VR-ESP-TECNOLOGÍA OIL & GAS FINDER TECHNOLOGY- BROCHEURE COMERCIAL*

**3.1.4 Sondeo Vertical por Electro-Resonancia.** El objetivo del SVER es determinar la profundidad de los depósitos de hidrocarburos que han sido previamente detectados con el procesamiento de la imagen satelital y demarcados por el método ECECI.

Los resultados para esta fase de la tecnología son las columnas SVER, que son una representación totalmente vertical de lo que se encuentra bajo el punto de medición, donde se pueden integrar los datos obtenidos en la fase dos por el método ECECI. La columna permite ver el corte un corte transversal donde se identifica la columna de fluidos (agua, aceite y gas) y se determina la profundidad de cada capa, hasta una profundidad de 10 km, o 32.800 ft

Para identificar los perfiles de SVER que se van a correr, se parte del mapa refinado posterior a la ejecución del ECECI para determinar cuál sería el perfil más adecuado que permita obtener la mayor cantidad de información para facilitar la planeación del programa de perforación y el desarrollo del campo. De manera similar a un estudio sísmico, se hacen varias mediciones a lo largo de una línea recta y se representan posteriormente todos los resultados en conjunto para formar un perfil de los fluidos en el subsuelo, donde se puede ver tanto la profundidad de la capa que alberga fluido como su espesor.

Para realizar la adquisición de datos en campo, se debe primero calibrar el sensor a las frecuencias correspondientes al hidrocarburo, posteriormente se da inicio a la recepción y procesamiento de señales electromagnéticas y se finaliza con la identificación de las capas saturadas por hidrocarburo según los registros SVER y la magnitud de las mediciones realizadas.

Como tal, el método se basa en la diferencia de potencial que se da entre la superficie y los estratos en el subsuelo, alterando la frecuencia del equipo para determinar la profundidad de los fluidos, que se evidencia mediante una señal en el equipo cuando se llega a la frecuencia que corresponde al crudo o al gas. La fase SVER permite realizar la exploración en profundidad hasta alcanzar el basamento cristalino si se hace necesario.

Esta fase de la tecnología permite también evaluar las columnas de fluidos por debajo de domos salinos, lo cual representa un reto para métodos como la sísmica de reflexión

Los parámetros medidos durante esta fase del proyecto son:

- Concentración de materiales (%)
- Densidad de las rocas (Ton/m<sup>3</sup>)

- Contenido de minerales y fluidos
- Estimación de los recursos en el volumen de la roca.

### **3.2. OBJETIVO**

Debido a que sus principios están basados en las alteraciones que genera la presencia de hidrocarburo sea gaseoso o líquido, en las propiedades promedio de la tierra que se miden en la zona lo cual genera anomalías que pueden ser susceptibles de medirse o en el caso contrario, pueden excitarse mediante estímulos artificiales para que se manifiesten en lecturas en la superficie, esta tecnología se enfoca a buscar y detectar los fluidos (o minerales en el caso de que sea su aplicación a la prospección mineral) de interés para la compañía operadora que requiere ejecutarla.

Si bien el esquema de fluidos que arroja como resultado podría en algunos casos ser usado como un esquema de la geometría del estrato poroso que contiene dichos fluidos, la tecnología no produce un esquema estructural donde se evidencie el ordenamiento y geometría de los estratos. Por otra parte, la tecnología no identifica la columna litológica del área donde se corre, pero puede identificar los estratos, que pueden posteriormente asociarse con información existente de estudios sísmicos, geología de superficie o registros provenientes de pozos de correlación.

### **3.3. EQUIPO NECESARIO**

Para ejecutar un estudio de prospección de hidrocarburos, los equipos necesarios que se deben llevar a campo son:

Computadores: encargados de recibir y procesar los datos recolectados por las antenas para generar los resultados gráficos (mapas 2D y 3D) que se utilizan para determinar las zonas más viables para la perforación.

Antenas de ferrita: cumplen la función de generar los campos eléctricos de corto impulso que excitan las anomalías eléctricas para aumentar su magnitud y hacer posible su medición en la superficie.

Sistema GPS: principal componente del sistema de localización usado para llegar a las áreas en donde se detectó previamente la presencia de anomalías generadas por acumulaciones subterráneas de crudo y ejecutar la segunda fase de la tecnología para delimitar las anomalías mediante el método ECECI.

Generador de impulsos electromagnéticos: produce las señales que se emiten en la fase tres de la tecnología, el Sondeo Vertical por Electro-Resonancia, que se emiten hacia el subsuelo desde la superficie y generan señales que dan cuenta de la profundidad de los y el tipo de hidrocarburos presente.

Acumuladores eléctricos: almacenan la energía necesaria para emitir el impulso eléctrico que excita la anomalía para hacerla medible.

### **3.4. HISTORIA**

Tecnología de origen militar, empleada durante la guerra fría, enfocada en buscar cuerpos de interés enterrados, como tanques de combustible, o medios de transporte que llevaran combustible como trenes o barcos que abastecían al ejército enemigo. Estos objetivos eran posteriormente víctimas de ataques y bombardeos con el fin de eliminar los recursos de las demás partes involucradas en la guerra y lograr la retirada de las tropas o su destrucción.

Dado su origen y el alto nivel de confidencialidad que se maneja en las organizaciones militares todo el personal involucrado en este tipo de proyectos era constantemente monitoreado y vigilado para garantizar la seguridad de la información. Al terminar la guerra fría y desintegrarse la unión soviética, gracias a contactos internacionales y científicos que salieron del país, la tecnología tomó un

enfoque diferente hacia la exploración de hidrocarburos donde se desarrolló y ha dado muy buenos resultados tanto en los países que fueron miembros de la unión soviética en su época, como otros países como Sudáfrica, India, Vietnam, el medio oriente y américa.

### **3.5. CARACTERÍSTICAS**

Ideal para hidrocarburos no convencionales, yacimientos que se encuentran ubicados bajo domos de sal y para aplicación en mar abierto.

Determina las coordenadas más favorables de los pozos a perforar desde el punto de vista de volumen de hidrocarburos. Estas coordenadas están sujetas a cambios por aspectos que puedan afectar la operación de perforación como condiciones geomecánicas desfavorables o complejidad estructural. Así mismo estila la profundidad y el espesor de las zonas que contienen hidrocarburos

Es una herramienta eficiente para delimitar el área del trazado de adquisición sísmica tanto 2D como 3D.

No se ve afectada por la electricidad estática generada por instalaciones distribuidoras de energía u otros agentes que pueden estar presentes en el área de estudio debido a que la tecnología se trabaja a una alta frecuencia.

Las anomalías que esta tecnología detecta están regidas tanto por el volumen del yacimiento como por la presión del mismo de tal forma que mientras mayores sean las dos características anteriores, la anomalía va a presentar mayor intensidad, es decir son directamente proporcionales. El valor que se escoge como filtro para seleccionar los yacimientos económicamente viables que se presentan en los resultados finales corresponde a una presión comercial por encima de 6 MPa, que corresponden aproximadamente a 870 PSI. Da un estimado de presión

de los yacimientos ubicados hasta a 6.560 ft de profundidad (2000 m aproximadamente)

Gracias a su bajo impacto la tecnología puede detectar yacimientos debajo de poblaciones, incluso sin que estas se percaten de que se está llevando a cabo un proceso de exploración en el área de hidrocarburos, gracias a su equipo reducido y compacto y a la baja (o casi nula) perturbación que producen sus operaciones. Debido a que solo se emplean señales eléctricas de corta duración no hay efectos perjudiciales en el ambiente ni en la fauna o flora de la región que se explora, ni en las poblaciones que puedan estar cercanas o incluso dentro de la zona. Por esta razón, la tecnología OFT cuenta con un impacto ambiental nulo.

Posee una certidumbre de éxito de 80% en los puntos que cuentan con la máxima magnitud dentro de la anomalía dado que se utilizan tres métodos de prospección geofísica, que combinados entre sí delimitan el área de manera muy efectiva. Sin embargo, no se alcanza el valor de 100% por posibles errores en el proceso de perforación y completamiento del pozo, o restricciones con las que cuenta la operación.

Otras características con las que se identifica la tecnología OFT son:

Gracias a la fase tres, delimita los yacimientos en profundidad con precisión de aproximadamente 1 m.

Ubica los contactos gas-aceite y aceite-agua.

Bajo consumo de recursos en cuanto a logística y ejecución de la operación.

Tiene una gran profundidad de aplicación, de hasta 32.000 ft

Es un método no invasivo.

### **3.6. TIPOS DE TRABAJO**

Durante la ejecución de un estudio de prospección petrolífera utilizando la tecnología OFT se distinguen dos tipos de trabajos:

Trabajos exploratorios: se denomina así al proceso de exploración que se lleva a cabo en una zona que la que no se cuenta con información acerca del subsuelo, es decir una zona que no ha sido explorada previamente. Para estos casos en particular, la tecnología tiene un margen de error de 6%.

Trabajos de detalle: se da en los casos en los que se cuenta con estudios exploratorios previos a la ejecución de la tecnología, como campos ya descubiertos y en etapa de producción o posiblemente declinación que pueden tener zonas con alta saturación de hidrocarburos por problemas de drenaje en los pozos o por poseer algunas zonas aisladas, en los que se puede contar con estudios sísmicos y posiblemente información de perforación que pueda ser correlacionada con los resultados de la tecnología para asegurar aun precisión mayor.

### **3.7. REQUERIMIENTOS ESPECIALES**

Debido que la tecnología es relativamente nueva a nivel nacional y los procesos requeridos para su ejecución son poco comunes en el país, se requiere de personal extranjero para la operación de los equipos y recepción de los datos.

En cuanto a los requerimientos climatológicos y ambientales, la capa vegetal que pueda cubrir la zona de interés no afecta los resultados de la tecnología, así como tampoco lo hace el clima de la región. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las alteraciones eléctricas que se dan durante las tormentas que incluyen rayos pueden hacer que las mediciones varíen considerablemente y por lo tanto afectar la calidad de los resultados.

### **3.8. APLICACIONES**

Dentro de los usos más comunes de esta tecnología, además de la prospección de hidrocarburos también se encuentra la prospección minera, que solo requiere de pequeñas variaciones en la calibración de los equipos y las frecuencias de operación, y que cuenta igualmente con muy buena precisión en los resultados.

Bajo el enfoque de la prospección de hidrocarburos es posible detectar elementos que pueden jugar un papel importante en el desarrollo de un campo petrolero y su viabilidad tanto técnica como económica. Estos elementos son:

- Fallas tectónicas: pueden tener cierta saturación de sal en su interior, lo que hace que los métodos geofísicos que componen la tecnología la detecten, y se interprete posteriormente por el personal experto encargado por su forma, tamaño y geometría.
- Saturación cualitativa: las frecuencias de operación de la tecnología permiten que se especifique si un estrato está saturado por agua o por hidrocarburo, bien sea petróleo o gas. Debe tenerse en cuenta que aunque estas frecuencias pueden depender del valor de saturación de la roca almacén en cuestión, la tecnología no busca establecer los valores de saturaciones iniciales o actuales del yacimiento.
- Tipo de fluido: en base al principio anterior se puede establecer el tipo de fluido que predomina en el yacimiento, nuevamente tomando en cuenta que no se obtiene una clasificación rigurosa del tipo de hidrocarburo, sino que por el contrario se define si la formación se encuentra saturada por gas, petróleo o agua.
- Lagos, Ríos y otros cuerpos de agua: se puede ejecutar la tecnología en áreas que incluyan cuerpos de agua de cualquier magnitud, sea que estos representen un obstáculo para otros métodos de prospección o no, como por ejemplo un lago o río de proporciones considerables que se encuentre situado en

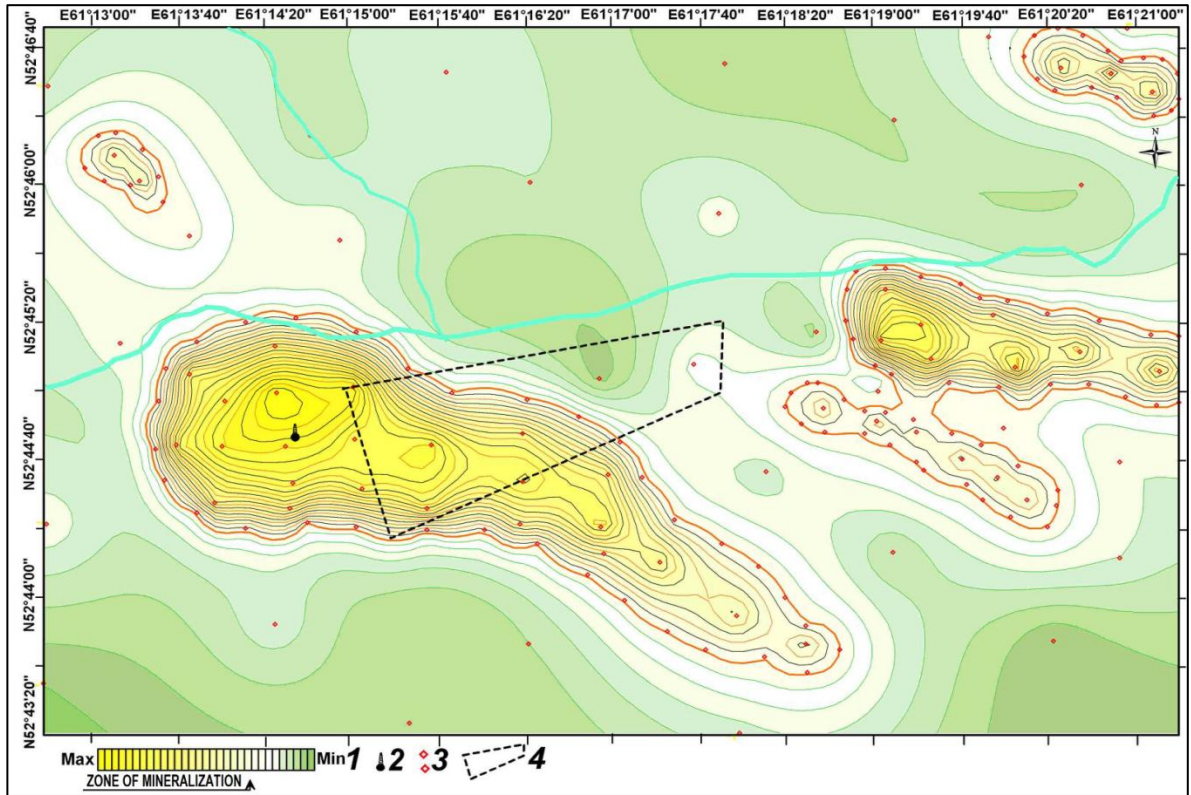
la zona de interés ya que las mediciones tanto de ECECI como de SVER en las fases dos y tres de la tecnología OFT respectivamente, pueden hacerse desde los equipos que se usan para el desplazamiento del personal, como una camioneta o una lancha dependiendo el caso, o bien un caballo en movimiento si no se puede recurrir a medios de transporte más efectivos.

### **3.9. RESULTADOS OBTENIDOS**

Como etapa final del estudio de prospección de hidrocarburos utilizando la tecnología OFT se encuentra la etapa de entrega de resultados que son generados en las fases mencionadas por los métodos de análisis de imágenes satelitales, emisión de campos eléctricos de corto impulso y sondeo vertical por electro resonancia. Por ende los productos obtenidos se especifican según la fase de la tecnología:

Análisis satelital de imágenes: se obtiene un mapa del área, una imagen tomada bajo el espectro ultravioleta que revela la presencia de anomalías pero que cuenta con poca resolución por el hecho de ser una imagen satelital. La figura que se muestra a continuación es una imagen satelital que se obtendría normalmente del área de investigación. Ver figura 23.

**Figura 23. Resultado del análisis espectrográfico de una imagen satelital**

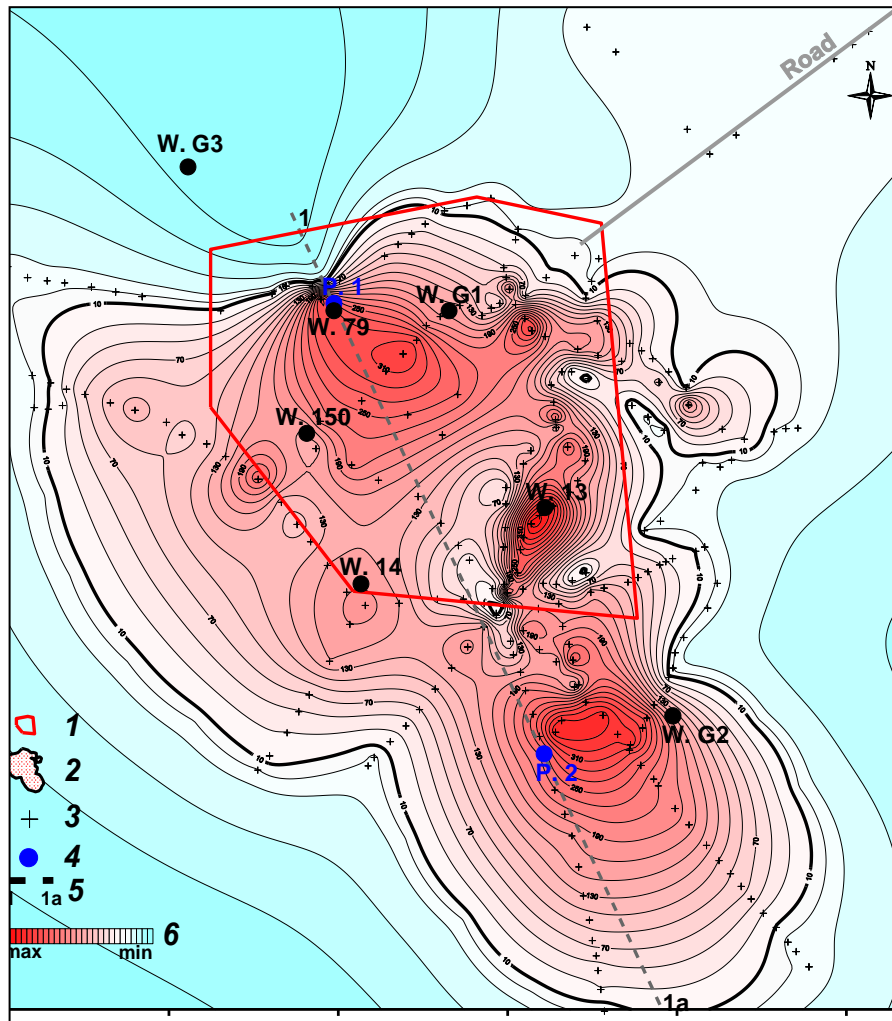


Tomado de: ESP ENERGY GROUP S.A. Tecnología para la exploración y prospección directa de reservas de gas, petróleo y minerales "Oil & Gas Finder Technology: OFT". ACIPET. 2014

En la imagen resultante del análisis espectrográfico se aprecia un mapa de la zona que cuenta con las coordenadas necesarias para su localización, y además una escala de la intensidad de la anomalía detectada en la zona. También se delimitan el área correspondiente a la anomalía en este caso por medio de una línea roja continua, y el bloque que está bajo el cargo de la compañía operadora, por una línea negra discontinua.

Emisión de Campos Eléctricos de Corto Impulso: el resultado es el mismo mapa obtenido del análisis espectrográfico de la imagen satelital, pero con las anomalías delimitadas y una mayor resolución. La figura a continuación muestra un ejemplo de esta fase de la tecnología. Ver figura 24.

Figura 24. Mapa refinado con ECECI



Tomado de: ESP ENERGY GROUP S.A. Tecnología para la exploración y prospección directa de reservas de gas, petróleo y minerales "Oil & Gas Finder Technology: OFT". ACIPET. 2014

Los componentes del Mapa de ECECI se enuncian a continuación:

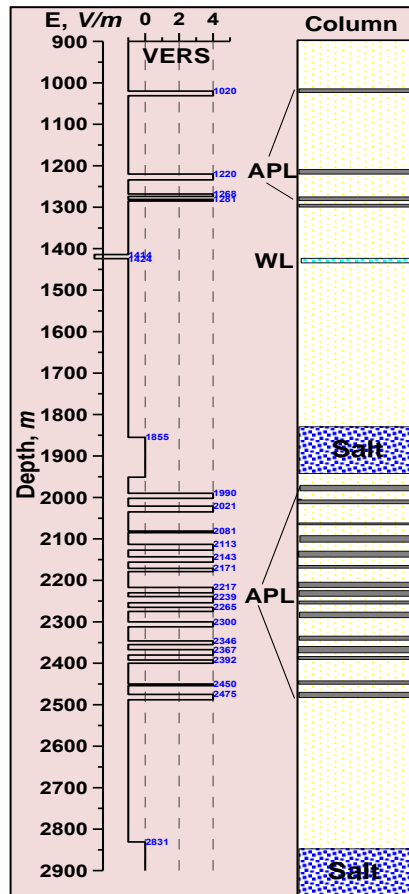
1. Límites del área del yacimiento de petróleo
2. Líneas generales de depósito con las trampas estructurales
3. Puntos de entrada y salida

4. Puntos para sondeo vertical
5. Línea de corte transversal
6. Escala de intensidad

Con el mapa ECECI obtenido, se procede a definir el número de cortes transversales requeridos para la obtención de resultados representativos del yacimiento, así como la orientación de los mismos tomando en cuenta la optimización de recursos y las áreas que cuentan con anomalías de mayor intensidad, para continuar con la tercera fase, la ejecución del método SVER.

Sondeo Vertical por Electro Resonancia: debido a que con este método se busca definir la profundidad del yacimiento, se acostumbra a hacer en las zonas que presentan anomalías de mayor intensidad. Se obtiene una columna en la que se muestra el tipo de fluido que predomina en cada estrato, así como su espesor. A continuación se muestra una columna SVER típica. Ver figura 25.

Figura 25. Columna SVR

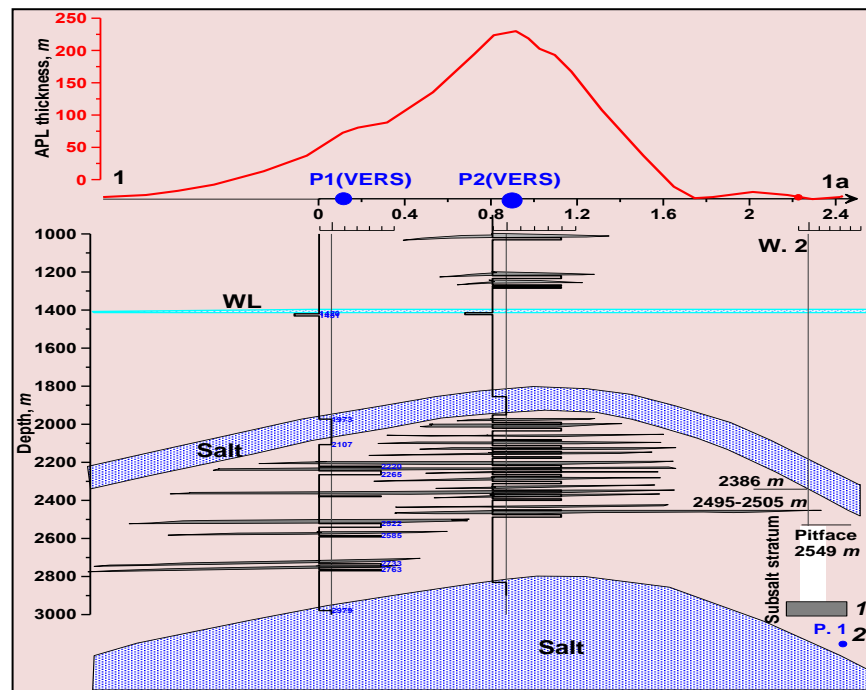


Tomado de: ESP ENERGY GROUP S.A. Tecnología para la exploración y prospección directa de reservas de gas, petróleo y minerales "Oil & Gas Finder Technology: OFT". ACIPET. 2014

Se puede apreciar que la imagen cuenta tanto con una escala de profundidad como de la magnitud de la respuesta del método SVR, donde se puede inferir si la formación presenta una capa de sal o si se trata de una capa polarizada anómalamente (APL, por sus siglas en inglés) que pueda contener hidrocarburos. En la parte derecha de la gráfica se aprecia una representación esquemática de la columna de fluido presente bajo el punto de medición. Es de resaltar que la litología no se toma en cuenta en este proceso, y solo podría deducirse que las capas definidas como APL, debido a la presencia de fluidos en su interior, presentan algún valor de porosidad.

Adicionalmente, en algunos casos se cuantifican no solo la cantidad de hidrocarburos presentes, sino también otros elementos como sílice, carbonatos, aluminosilicatos, entre otros, con los que puede inferirse la composición de los estratos en el subsuelo, y así obtener una estimación de la columna litológica. Si se combinan los resultados de los métodos ECECI y SVER se pueden obtener cortes transversales del área de estudio como el que se muestra en seguida.

**Figura 26. Resultados combinados de los métodos ECECI y SVER**



*Tomado de: ESP ENERGY GROUP S.A. Tecnología para la exploración y prospección directa de reservas de gas, petróleo y minerales "Oil & Gas Finder Technology: OFT". ACIPET. 2014*

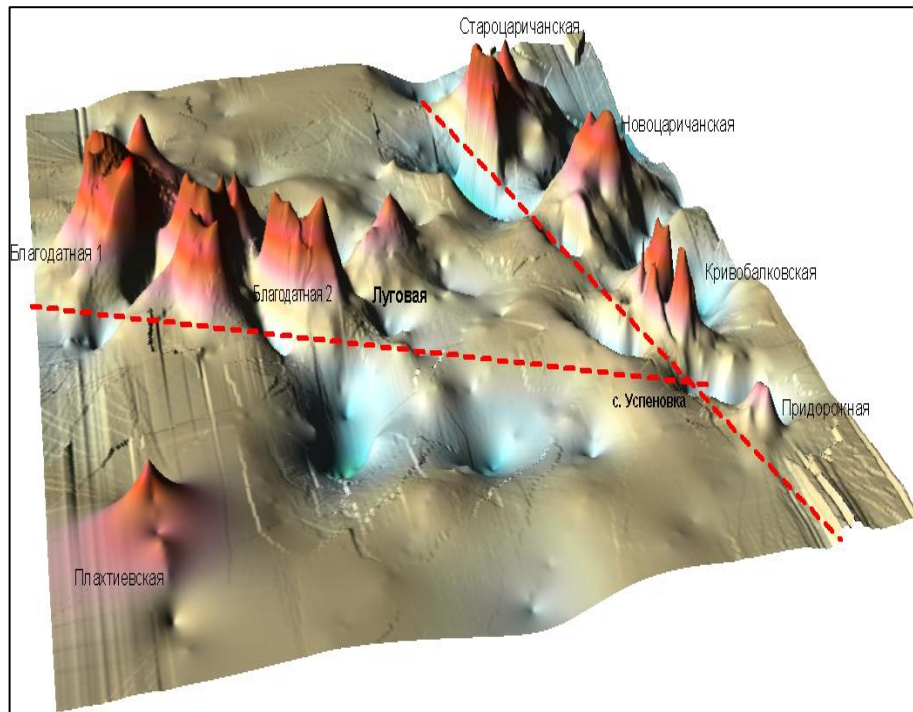
En la parte superior de la figura se muestra el perfil ECECI medido para esa zona, representado por la línea de color rojo, que indica la intensidad de la anomalía, directamente proporcional a la cantidad de hidrocarburo presente bajo ese punto. En las zonas donde la intensidad de la anomalía (línea roja) toma un valor muy bajo, cero o negativo se evidencia que no hay presencia de hidrocarburos, y por

tanto esos puntos no son de interés en el programa de perforación y desarrollo del campo. Se puede observar que se presenta un pico, y sigue de una manera no tan evidente el comportamiento de un anticlinal, que puede asociarse a la estructura interna del subsuelo. El esquema cuenta también con los puntos seleccionados con para la ejecución del método SVER en los puntos con anomalías de mayor intensidad. Ver figura 26.

En la parte inferior de la figura se observa el registro de mediciones de la fase SVER, que se ve notablemente alterado en presencia de hidrocarburos, agua o sal, y de la misma forma que en una adquisición sísmica, se puede trazar un perfil representativo si se tiene suficientes puntos sobre los que se hayan tomado datos. Combinando la información proveniente de los dos métodos se puede trazar un esquema de la estructura de los estratos de mayor interés para la operación, las capas APL por su posibilidad de contener hidrocarburo, y la sal por el problema potencial que representa y las complicaciones a las que da lugar de no manejarse adecuadamente.

También es posible realizar una representación tridimensional de los resultados en la que se resaltan los puntos más apropiados para una perforación, las fallas que se encuentran en la zona y los puntos con anomalías de mayor densidad. A continuación se tiene un ejemplo de un estudio de prospección realizado en Ucrania con la tecnología OFT para prospección de hidrocarburos. Ver figura 27.

**Figura 27. Representación tridimensional final de los resultados**



*Tomado de: ESP ENERGY GROUP S.A. Tecnología para la exploración y prospección directa de reservas de gas, petróleo y minerales "Oil & Gas Finder Technology: OFT". ACIPET. 2014*

Mientras que un estudio sísmico puede tomar varios meses para su ejecución completa, el tiempo de entrega de resultados de la tecnología OFT es de 60 días como máximo, desde la toma de datos hasta la fase de entrega de resultados finales.

Trabajos de campo tienen una duración que puede variar de 15 a 30 días dependiendo de factores propios de la zona, como la logística disponible, medios de transporte, accesibilidad y la facilidad para la ejecución de los trabajos desde el punto de vista de seguridad y de características como el clima de la región.

#### **4. TECNOLOGÍA OFT VS. SÍSMICA DE REFLEXIÓN**

A pesar de que las dos tecnologías son usadas en prospección de hidrocarburos, tienen métodos y principios físicos diferentes que las hacen tener diferentes objetivos. Mientras que los métodos sísmicos se enfocan en la identificación de las estructuras geológicas y la geometría de los estratos del subsuelo para identificar zonas que pueden potencialmente actuar como rocas reservorio y dar origen a un yacimiento, apoyado por conocimiento acerca de las formaciones donde se originó el hidrocarburo y los fenómenos de migración a través del subsuelo, la tecnología de prospección de hidrocarburos OFT se basa en la identificación de acumulaciones de fluidos atrapadas en el subsuelo, la diferenciación y la estimación de la distribución de los materiales en el subsuelo utilizando el fenómeno de resonancia estocástica, y excitando las anomalías que la presencia de yacimientos puede generar en superficie para hacer posible su medición y localización.

Partiendo de lo anterior, se puede decir que la tecnología OFT no reemplaza a los estudios de prospección sísmica, dado que para perforar un pozo y posteriormente desarrollar un campo petrolífero o de gas se hace necesario conocer con el mayor detalle posible la distribución de los estratos del subsuelo para fines de drenaje del yacimiento y distribución de los pozos productores, y posibles estrategias de producción que puedan tener lugar en el futuro.

Sin embargo, la tecnología OFT es una excelente alternativa para elegir adecuadamente las zonas candidatas a ser objeto de estudios sísmicos, dado que posee la característica de cubrir áreas de gran extensión y ubicar las zonas en donde se encuentran almacenados los hidrocarburos, que son las zonas de interés donde se necesita conocer la estructura y geometría del subsuelo.

Para un análisis más específico se eligieron tres aspectos a comparar entre las dos técnicas de prospección de hidrocarburos:

#### 4.1. ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis técnico se dividió en dos etapas, la primera involucra la logística, equipos, personal y requerimientos que se hacen necesarios para llevar a cabo cada técnica, y la segunda etapa se refiere a los resultados que se entregan, tomando en cuenta aspectos cómo el tiempo de entrega y la calidad de los mismos:

Etapa	Ítem comparativo	Método sísmico	OFT
Logística	Transporte	Requiere disponibilidad de camionetas y camiones para el transporte de los equipos y personal que se requiere para ejecutar el estudio	Puede ejecutarse incluso a pie.
	Personal	Requiere de obreros para realizar la limpieza y adecuación del terreno, operarios para instalar y manejar los equipos. La cantidad varía	La cuadrilla está compuesta generalmente por 5 personas. Se debe emplear personal extranjero por la falta de personal nacional.

		según la dimensión del trabajo	
	Equipo	Requiere de taladros, fuentes de ondas y geófonos, además del cableado y los equipos necesarios para la adecuación del terreno.	Equipos compactos y livianos
	Insumos	Generalmente requiere explosivos para la generación de las ondas sísmicas	No requiere insumos adicionales
	Requerimientos adicionales	Según el caso, puede ser necesaria la construcción de vías, que conllevan a la obligación de tramitar la licencia ambiental. Requiere de permisos de los dueños del terreno y trámites para su autorización.	Debido a su bajo impacto no requiere licencia ambiental ni permisos oficiales.
Resultados	Procesamiento	Los datos deben	Gran parte del

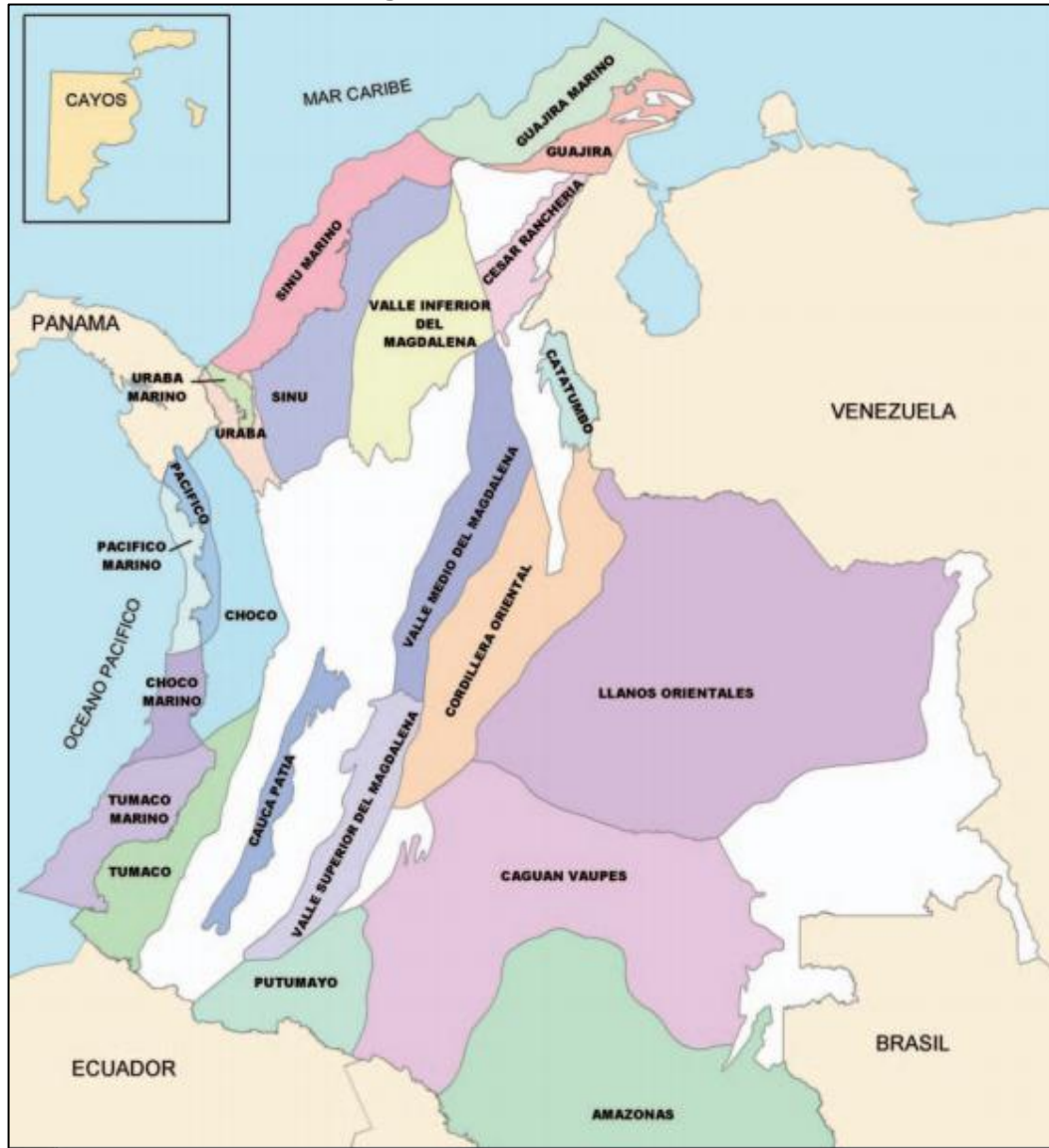
		ser ordenados, seleccionados y procesados para eliminar el ruido proveniente del ambiente.	procesamiento puede hacerse en campo a medida que los datos se adquieren.
	Tiempo de entrega	Dependiendo de la magnitud y el tipo de estudio, puede tomar desde varias semanas a varios meses.	Los tiempos de entrega son de máximo 60 días (dos meses).
	Calidad	Puede verse notablemente afectada por el ambiente o alguna fuente de ondas adicional que se tenga en el área. Los resultados por debajo de estructuras salinas son de menor calidad. La información tiene buen detalle vertical	Se obtiene un esquema representativo de la distribución de fluidos en el subsuelo sin que su calidad se vea afectada por el ambiente o el mismo subsuelo.
	Cantidad de información	Brinda un gran volumen de	Se tiene acceso solo a la

		información detallada de la zona en la que se ejecuta	información preestablecida en la configuración de las adquisiciones
--	--	--	---

#### **4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO**

Debido a que el costo de cualquier proyecto exploratorio está notablemente influenciado por las características del terreno objeto de estudio, para este trabajo se tomó el caso de la cuenca de Chocó, ubicada en el occidente del país. Ver figura 28.

Figura 28. Cuenca Chocó



Tomado de: ANH. Cuencas. Colombian Sedimentary Basins.2013

Para efectos de la comparación presupuestal de las dos tecnologías el principal parámetro que se tomó es el costo por unidad de área que cubre el estudio, en este caso  $\text{km}^2$ , que se evidencia en la siguiente tabla. Ver tabla 4.

**Tabla 4. Costo de algunas actividades exploratorias por km<sup>2</sup>**

Actividad exploratoria	U\$/km <sup>2</sup>
Pozo exploratorio:	16.000.000
Pozo estratigráfico:	17.000.000
Geoquímica de superficie:	1.500
Sísmica 2D:	52.150
Sísmica 3D:	72.730

*Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos*

**4.2.1 Costos por unidad de área para cada método exploratorio.** Según cifras oficiales de la Agencia Nacional de hidrocarburos, el costo por km<sup>2</sup> de una adquisición sísmica 3D en tierra firme se encuentra en el orden de U\$ 62.000 a U\$ 72.000 aproximadamente. En la industria se manejan cifras que pueden variar dependiendo de las características del terreno y particularidades de la región en donde se vaya a llevar a cabo el estudio que van desde los U\$ 65.000 hasta los U\$ 90.000. Se debe tener en cuenta que este valor no contempla las posibles indemnizaciones a que haya lugar en caso de algún daño en áreas privadas ni los trámites y permisos necesarios para ejecutar el estudio. Para este caso se tomará un valor promedio de 72.730 dólares, valor asignado por km<sup>2</sup> para las cuencas de Tumaco y Chocó, que van a servir como base para el análisis financiero de las dos técnicas exploratorias.

En cuanto al método Oil and Gas Finder Technology, es necesario aclarar que, dado que la tecnología está compuesta por varias técnicas de prospección y que no todo el proceso se aplica en la totalidad del área, el costo puede ser un factor que varíe a lo largo del desarrollo del proyecto. Sin embargo, se manejan cifras de U\$ 8.800 para la primera etapa, la adquisición satelital que se realiza en toda el área objeto del estudio. Para las etapas de adquisición de datos en campo se manejan cifras de alrededor de U\$ 45.000, pero estas etapas de campo se corren

hasta en el 30% del área de estudio<sup>1</sup>, lo cual reduce notablemente el costo de la tecnología aplicando las fases de detalle solo en las zonas de interés, donde se encontraron indicios de anomalías en la fase satelital que se quieren delimitar con un nivel de detalle superior.

La siguiente tabla muestra un resumen de los costos de las tecnologías por unidad de área para la cuenca de chocó tanto para un estudio sísmico 3D como para la tecnología OFT, y además el costo de geoquímica de superficie. Ver tabla 5.

**Tabla 5. Costos por km<sup>2</sup> Sísmica y OFT**

Método exploratorio	U\$/km <sup>2</sup>	% del área donde se aplica	Total
Sísmica 3D	72.730	100%	72.730
OFT			
- Fase satelital	8.000	100%	8.000
- Fase de campo	44.500	30%	13.500

*Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos*

De la tabla anterior se puede deducir que, aun en un caso extremo donde se detecte una gran cantidad de anomalías en la zona de estudio, el valor de la tecnología por km<sup>2</sup> resulta menor que el método exploratorio más cercano en términos de resultados entregados, alcanzando un valor de U\$ 23.500.

En caso de que se requiera ejecutar un estudio sísmico para adquirir información adicional en la etapa de evaluación o en una etapa posterior del desarrollo del

<sup>1</sup> Este valor se toma como máximo en un estudio exploratorio con la tecnología OFT. Sin embargo, en la realidad puede ser mucho menor, en el caso particular un estudio realizado para la ANH, se tomó el 2% del área total para la fase de campo.

campo, el área objeto del estudio sísmico sería la misma que fue estudio de la fase de campo desarrollada en el proceso de Oil and Gas Finder Technology, con lo cual según los datos mostrados en la tabla 5 se ejecutaría en el 30% del área inicial, por consiguiente el costo total para las dos tecnologías, tanto estudio sísmico como Oil and Gas Finder Technology se elevaría hasta el valor de U\$ 45.320 por km<sup>2</sup> aproximadamente, un costo menor que un estudio sísmico para toda el área.

Tomando como caso base un área de 500 km<sup>2</sup>, se tendrían los valores mostrados en la tabla 6.

**Tabla 6. Ejemplo de aplicación.**

Método exploratorio	U\$/km <sup>2</sup>	% área	Subtotal (U\$)	Total (U\$)
Sísmica 3D	72.730	100%	36.365.000	36.365.000
OFT				
- Fase satelital	8.000	100%	4.000.000	10.675.000
- Fase de campo	44.500	30%	6.675.000	

Para este caso, los correspondientes ahorros al usar el método Oil and Gas Finder Technology se evidencian en la tabla 7.

**Tabla 7. Resultados**

Metodología	Costo total	% Ahorro*
Sísmica 3D	36.365.000	0%
OFT	10.675.000	70.6%
Sísmica 3D y OFT	21.584.500	40.6%

\* Se calcula en base a la metodología más costosa, un estudio sísmico 3D en la totalidad de área.

En este caso, y para una aplicación en general se evidencia que el método Oil and Gas Finder Technology provee un ahorro significativo incluso cuando se quiere aplicar junto con un estudio sísmico a las zonas de interés de 40%. Sin embargo, se debe aclarar que el valor de 30% tomado para la fase de campo del método Oil and Gas Finder Technology es uno de los más altos, y en general se presentan valores mucho más bajos en proyectos exploratorios en zonas vírgenes, o no exploradas, que pueden llegar hasta el 2%, logrando una disminución de costos aún mayor.

Se debe recordar que un proyecto de exploración sísmica es mucho más susceptible desde el punto de vista financiero a posibles retrasos por cualquier circunstancia (ambiental, social, de seguridad, logística, etc.) dado que requiere mayor cantidad de personal para su ejecución.

#### 4.3. ANÁLISIS DE IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL

Aspecto	Ítem comparativo	Método sísmico	OFT
Impacto ambiental	Fauna	Puede ocasionar la migración de especies por la generación de ruido	No se han documentado efectos sobre la fauna
	Flora	Requiere la remoción de la capa vegetal que se encuentra en el área de la línea sísmica	No requiere tala de árboles ni afecta la flora del área de estudio
	Fuentes de agua	Puede causar la	No afecta las fuentes

		desaparición o traslado de aljibes	de agua
	Terreno	Causa desestabilización del terreno en áreas poco consolidadas o de pendiente considerable	Es un método no invasivo. No causa efectos perjudiciales al terreno donde se aplica
	Otros aspectos	Puede causar la reactivación de fallas y modificar el hidrodinamismo	No afecta el hidrodinamismo ni las zonas con geología compleja
Problemas de orden social	Grupos armados	La toma de datos puede verse afectada por grupos al margen de la ley, lo que podrían dar lugar a extorsiones y secuestros	La toma de datos puede verse afectada por grupos al margen de la ley, lo que podrían dar lugar a extorsiones y secuestros
	Bloqueos de la comunidad	La toma de datos puede verse afectada por manifestaciones de la comunidad	Debido al bajo impacto que genera, las negociaciones con la comunidad pueden facilitarse
Impacto social	Expectativas de la comunidad	Genera expectativas de empleo en la zona	No genera expectativas en la comunidad dado que el personal de operación es en su

			mayoría extranjero.
	Cambios en la calidad de vida de la región	Aumenta el costo de vida	No afecta la calidad de vida de la comunidad
	Efectos en los sistemas de la sociedad	Puede deteriorar el sistema de vías terrestres existente por el tránsito de maquinaria pesada	No se han reportado efectos sobre la sociedad en general

## 5. RESULTADOS DE LA TECNOLOGÍA OFT EN COLOMBIA

La tecnología Oil and Gas Finder Technology ha sido aplicada en varios campos a nivel nacional. Para este trabajo se considera un trabajo de exploración realizado en el departamento de Chocó, en la cuenca Chocó, en el marco del contrato ANH No. 189 de 2014 LP 09, celebrado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y ESP ENERGY GROUP S. A.

### 5.1. ÁREA OBJETIVO

Según contrato de exploración anteriormente mencionado, se contemplan 5 áreas de interés, enunciadas a continuación:

Área 1 “Animas”: 162 Km<sup>2</sup>

Área 2 “Istmina”: 344 Km<sup>2</sup>

Área 3 “Timbiqui”: 158 Km<sup>2</sup>

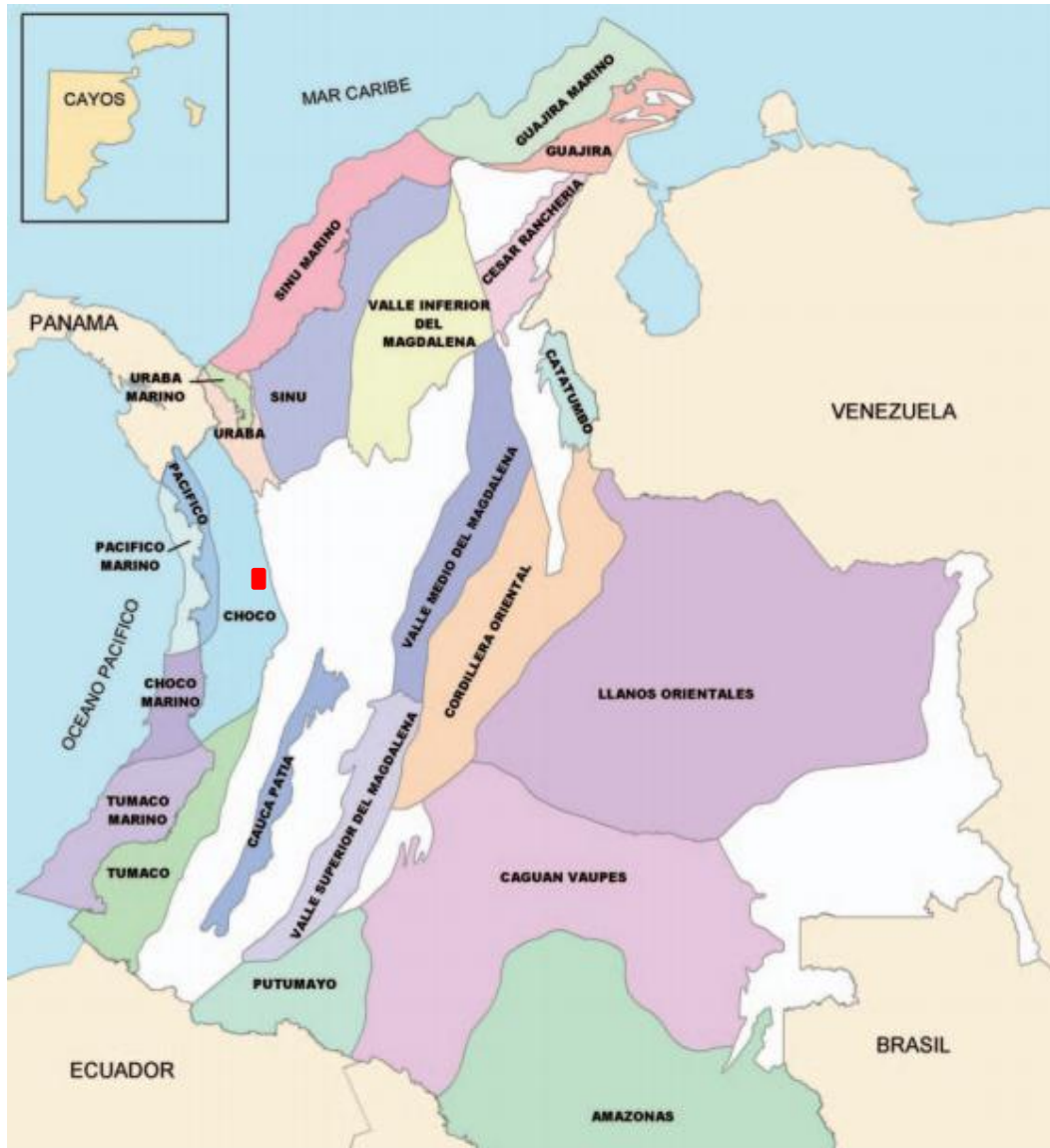
Área 4 “Remolino”: 200 Km<sup>2</sup>

Área 5 “Guayacana”: 217 Km<sup>2</sup>

Para un área total de 1081 km<sup>2</sup> a evaluar en la fase Satelital, de donde se tomaron los resultados para estimar las zonas que debían ser evaluadas bajo los métodos ECECI y SVER aquellas zonas donde se detectaron anomalías correspondientes a algún tipo de hidrocarburo, con el fin de delimitar las zonas, realizar el procesamiento Geoestadístico y establecer la profundidad y la composición general de la acumulación de hidrocarburos.

La figura 29 representa la ubicación de la zona explorada contemplada en este trabajo, junto con el resultado final de la fase ECECI, donde se aprecia la forma y tamaño de la anomalía, junto con la concentración de la mayor cantidad de hidrocarburos hacia el centro de la misma.

Figura 29. Ubicación del área a evaluar.

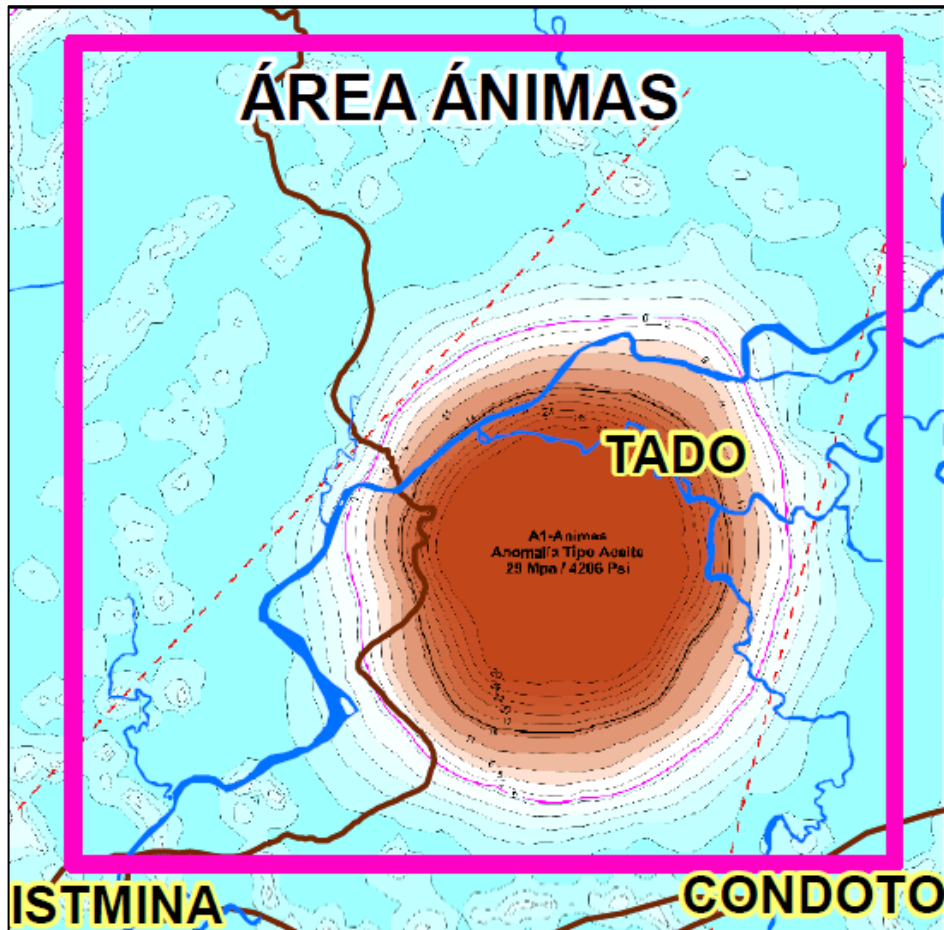


Tomado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato para la aplicación de métodos remotos mediante la tecnología OIL and GAS FINDER TECHNOLOGY en áreas disponibles de la ANH. ANH No. 189 de 2014 LP 09. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014.

## 5.2. FASE SATELITAL

La fase satelital se realiza en la totalidad del área de interés, y como se ha enunciado en la sección OIL AND GAS FINDER TECHNOLOGY del presente trabajo, tiene como objetivo la ubicación de anomalías producto de la acumulación de hidrocarburos en la zona a evaluar, para definir las áreas que van a ser evaluadas bajo los métodos ECECI y SVER en las fases posteriores. Para el área Ánimas se obtuvo el siguiente resultado. Ver figura 30.

**Figura 30. Resultados Fase Satelital**



*Tomado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato para la aplicación de métodos remotos mediante la tecnología OIL and GAS FINDER TECHNOLOGY en áreas*

disponibles de la ANH. ANH No. 189 de 2014 LP 09. Bogota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014.

En la imagen se puede apreciar la forma de la anomalía y la distribución general del hidrocarburo a través de la misma. Para este caso, se tiene una forma circular que tiene la mayor concentración de hidrocarburo hacia el centro de la anomalía, en una distribución concéntrica en la que disminuye la concentración a medida que se aleja del centro de la anomalía.

### 5.3. FASE ECECI

En esta fase se ejecuta la delimitación de las anomalías mediante trabajos de campo para resaltar únicamente las zonas con mayor probabilidad de acumulación de hidrocarburos.

Para este caso se definió junto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos un área correspondiente a 50 km<sup>2</sup> en el área 1 (Animas) y 10 Km<sup>2</sup> en el área 2 (Istmina) para realizar la delimitación real de las anomalías y determinar los puntos donde las mismas presentan mayor intensidad. Ver figura 31.

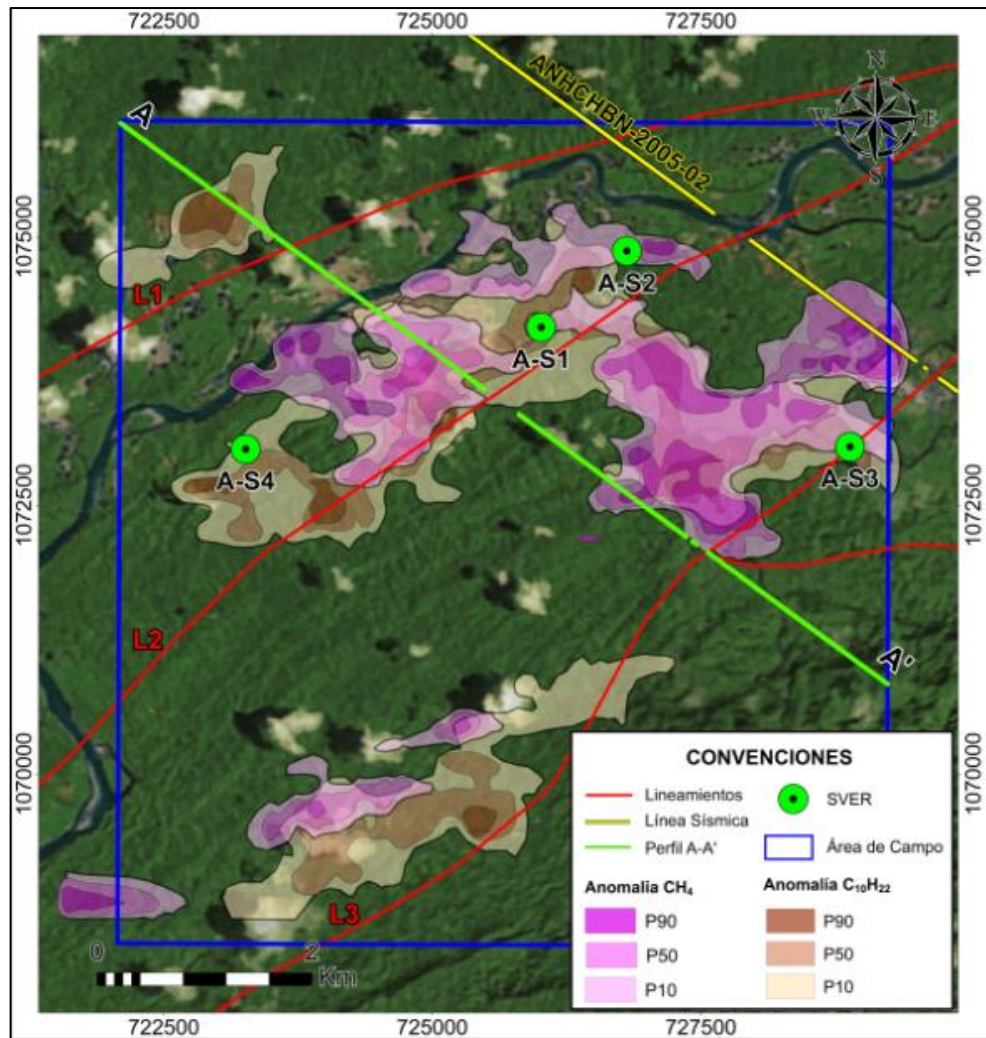
Los parámetros de adquisición para esta fase se muestran en la tabla 8.

**Tabla 8. Parámetros de adquisición fase ECECI**

Espaciamiento		Material Objetivo	Tipo de transporte
Líneas de adquisición (m)	Puntos de adquisición (m)		
200	20	CH <sub>4</sub> , C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	Aéreo
Velocidad de la adquisición (km/h)	Altura de vuelo (m)	Tipo de muestreo (segundos/dato)	Geometría del polígono
100	100	2,5	Rectangular

Tomado de: Contrato ANH No. 189 de 2014 LP 09. ANH

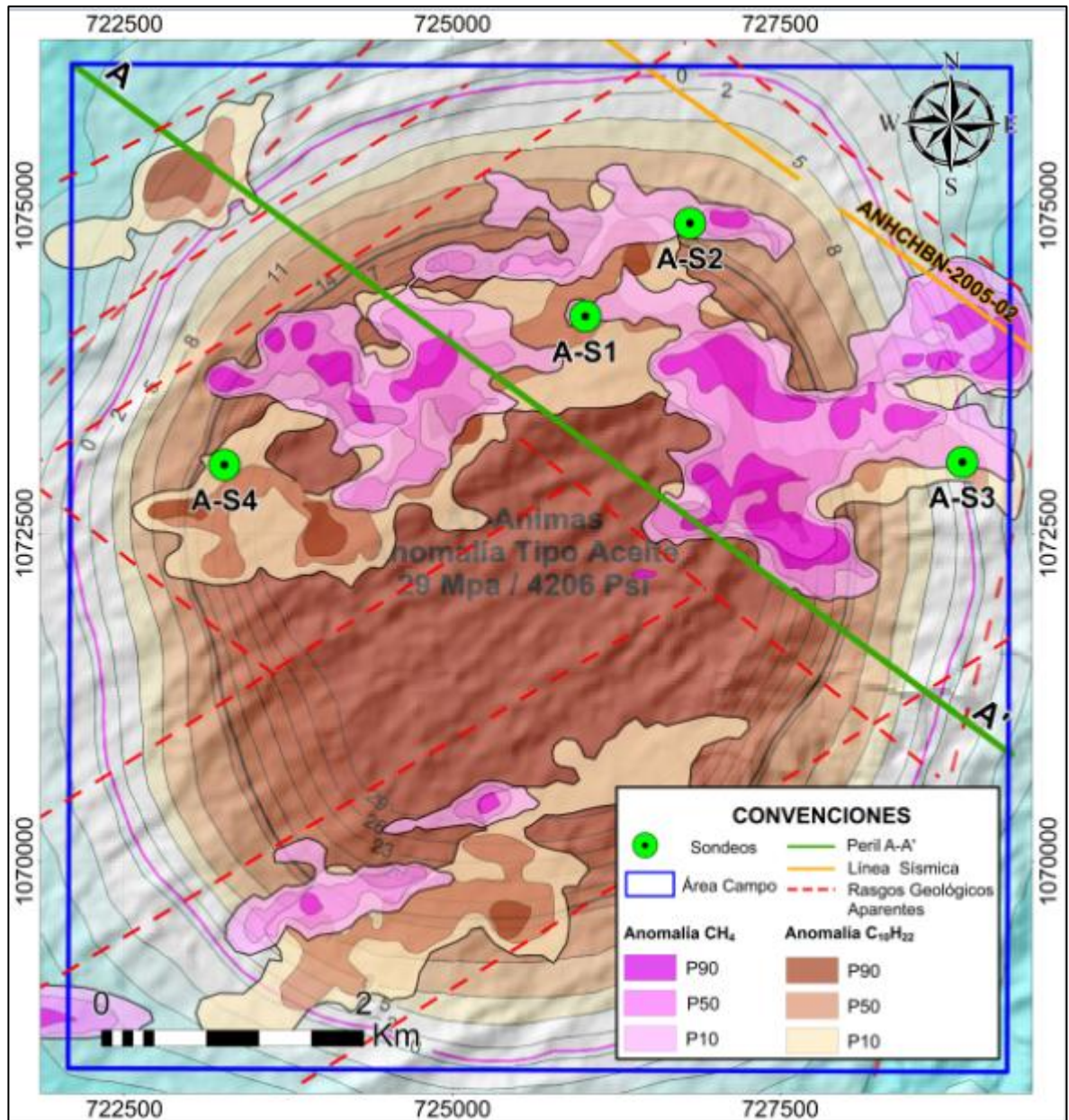
Figura 31. Resultados Fase ECECI



Tomado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato para la aplicación de métodos remotos mediante la tecnología OIL and GAS FINDER TECHNOLOGY en áreas disponibles de la ANH. ANH No. 189 de 2014 LP 09. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014.

Se realizó también un Match entre los resultados de la fase satelital y la fase ECECI, en donde se obtuvieron los siguientes resultados. Ver figura 32.

Figura 32. Resultados Integrados Fases Satelital y ECECI



Tomado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato para la aplicación de métodos remotos mediante la tecnología OIL and GAS FINDER TECHNOLOGY en áreas disponibles de la ANH. ANH No. 189 de 2014 LP 09. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014.

Se puede apreciar la importancia de la fase de campo ECECI, dado que la fase satelital detecta resultados de manera general y con una resolución buena, pero que puede ser mejorada notablemente mediante los trabajos de la fase ECECI para obtener una mayor certeza y confiabilidad en los resultados.

#### **5.4. FASE SVER**

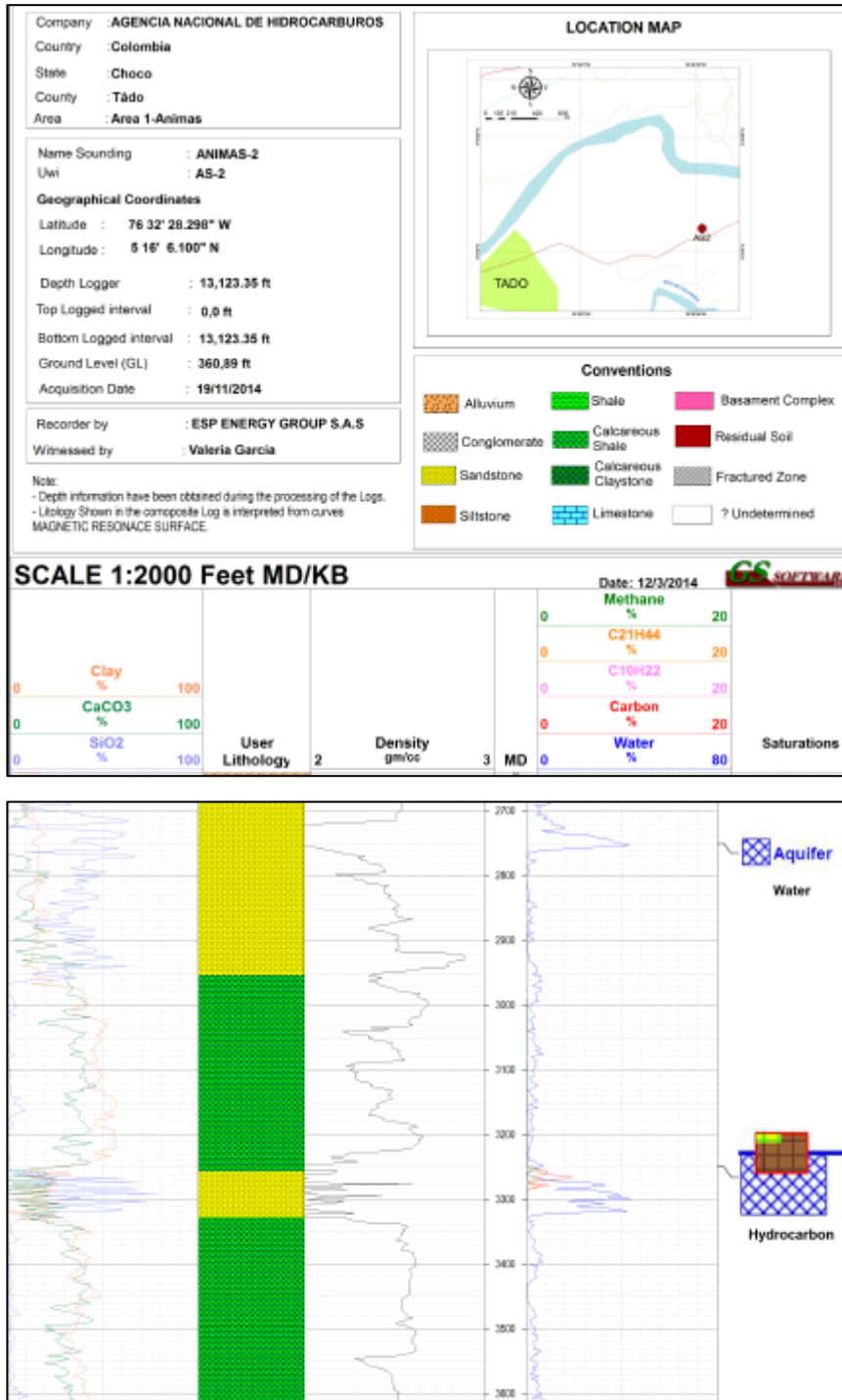
El objetivo de la fase SVER es determinar la profundidad de las acumulaciones de hidrocarburo que se han detectado gracias a las anomalías que generan, en las fases Satelital y ECECI. Su ubicación se determina a partir de los resultados de las fases anteriores, ubicándose en puntos específicos acordados entre los interesados (Cliente y Contratista), que coinciden generalmente con puntos en donde se han detectado las anomalías de mayor magnitud, o puntos en donde el cliente desee descartar la presencia de hidrocarburo.

Se definieron cuatro puntos en el área uno, Ánimas, y dos puntos en el área dos, Istmina, para realizar el Sondeo Vertical por Electro Resonancia, ubicados como lo muestra la figura 32 en el área uno, Ánimas.

Con los sondeos se caracterizaron 9 compuestos entre los cuales se encuentran sílice, carbonatos, aluminosilicatos, albita, anortita, metano, querosene, parafinas y agua a partir de los cuales se interpretó una columna litológica en el punto sondeado, los seis sondeos alcanzaron una profundidad final de 4000 m, con resolución vertical de 1 m, para un total de 36000 medidas por sondeo.

Debido a la dimensión de los resultados de la fase SVER, se mostrará solo el encabezado del registro y una sección de la columna obtenida. La figura 33 representa una fracción de los resultados obtenidos en el Sondeo Vertical por Electro Resonancia en el punto A-S2.

**Figura 33. Resultados Fase SVER**

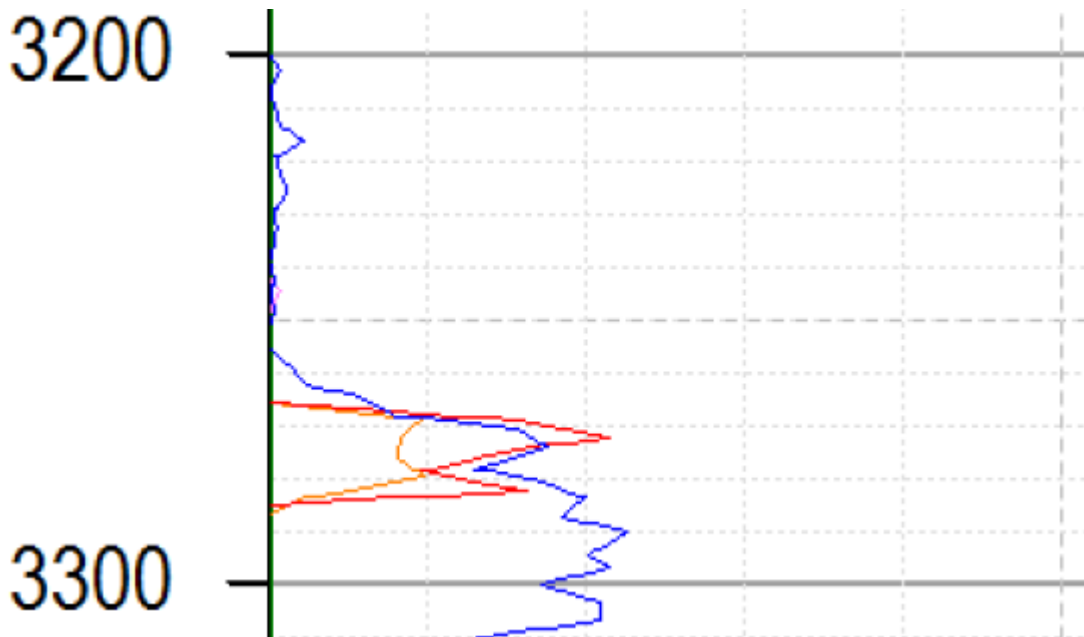


Tomado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato para la aplicación de métodos remotos mediante la tecnología OIL and GAS FINDER TECHNOLOGY en áreas

disponibles de la ANH. ANH No. 189 de 2014 LP 09. Bogota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014.

En figura 34 se muestra una ampliación de la sección de interés que evidencia contenido de hidrocarburos a una profundidad de entre 3260 y 3290 pies, donde se evidencia la acumulación de agua hasta alcanzar saturaciones de menos de 20% junto con saturación de carbón e hidrocarburos líquidos inferiores al 5%. Debe recordarse que las escalas de saturación para el agua y los hidrocarburos son diferentes.

**Figura 34. Ampliación registro SVR**

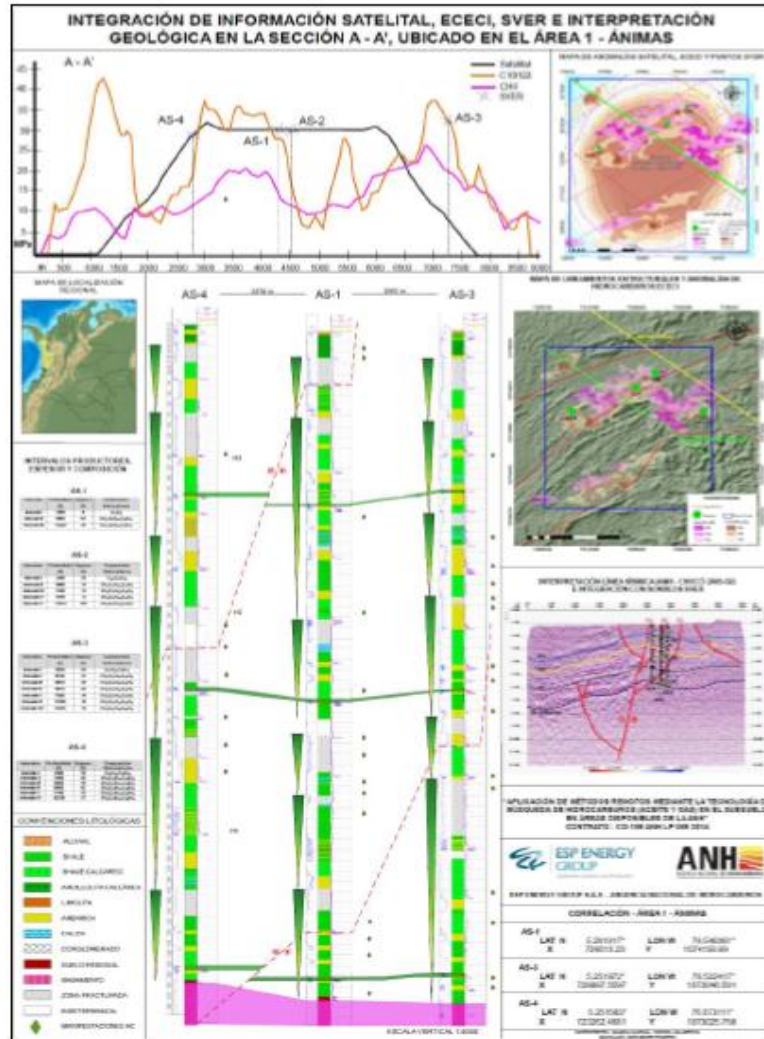


Tomado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato para la aplicación de métodos remotos mediante la tecnología OIL and GAS FINDER TECHNOLOGY en áreas disponibles de la ANH. ANH No. 189 de 2014 LP 09. Bogota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014.

## 5.5. POSTER DE INTEGRACIÓN

Como resultado final del proceso, se obtuvo el siguiente poster en donde se ilustran los resultados obtenidos para el área uno, Ánimas. Ver figura 34.

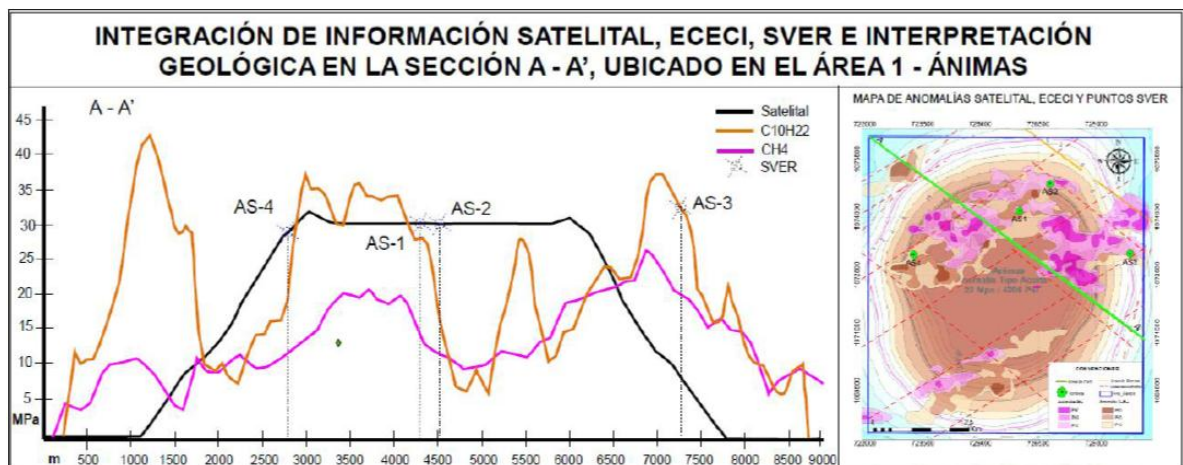
Figura 35. Poster de integración



Tomado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato para la aplicación de métodos remotos mediante la tecnología OIL and GAS FINDER TECHNOLOGY en áreas disponibles de la ANH. ANH No. 189 de 2014 LP 09. Bogota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014.

En la figura 36 se aprecia la integración geológica de las tres técnicas ejecutadas en la adquisición en una sección específica. Puede observarse que la fase satelital evidencia un valor homogéneo en los datos adquiridos, mientras que las fases de campo diferencian con mejor precisión las áreas en donde están localizadas las acumulaciones de hidrocarburos. Este es el principal motivo por el que la fase satelital no debe ser usada como única herramienta para establecer la localización de hidrocarburos dentro de una zona de interés.

**Figura 36. Ampliación Poster de integración**



Tomado de: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato para la aplicación de métodos remotos mediante la tecnología OIL and GAS FINDER TECHNOLOGY en áreas disponibles de la ANH. ANH No. 189 de 2014 LP 09. Bogota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014.

## 6. TECNOLOGÍA OFT EN COLOMBIA

Colombia es un país que cuenta actualmente con una gran variedad en cuanto a relieve, clima y formaciones geológicas, lo que hace que los estudios que son factibles en una zona puedan no serlo del todo en otra con características diferentes debido a factores como el orden social o la inestabilidad del terreno producto del relieve, el clima, entre otras. Esta situación conlleva a que los métodos de exploración se desarrollen de la manera más versátil posible, y se adapten a cambios en las condiciones del área objetivo.

La tecnología Oil and Gas Finder Technology representa una excelente alternativa en cuanto a los proyectos exploratorios de zonas inexploradas y de desarrollo de campos maduros para mejorar la calidad de la información que se posee acerca del yacimiento. Cuenta además con muy buenas características a nivel ambiental y social que le dan una ventaja competitiva en el entorno actual del país en un momento en que las manifestaciones sociales han detenido parcialmente los procesos exploratorios en algunas partes del territorio nacional y gracias a su bajo impacto no requiere licencia ambiental, con lo que los trámites referentes a su obtención pueden pasarse por alto logrando una reducción en el tiempo de ejecución del proyecto.

En Colombia se han evaluado un total 5223 km<sup>2</sup> con la Tecnología “Oil and Gas Finder Technology”, con excelentes resultados en cuanto a detección de hidrocarburos, tanto gas como petróleo, en proyectos exploratorios y en campos en desarrollo, dentro de los que se encuentran campo Corrales, Campo llanos 76, Putumayo 10, Putumayo 1 y el Campo colorado, que validan sus resultados y propiedades, dando lugar a cambios en el programa de perforación en cuanto a localización de pozos y consecuentemente, resultados exitosos en cuanto a pozos productores gracias a su reubicación de las zonas que no presentan anomalías a

las zonas en donde las anomalías se evidencian más notablemente y que aseguran la presencia de hidrocarburos.

## 7. CONCLUSIONES

- A lo largo de la historia de la industria petrolera se han desarrollado métodos y técnicas para la búsqueda de recursos hidrocarburos fundamentados en diferentes ciencias puras y combinaciones de ellas para dar lugar a ciencias aplicadas, que han facilitado el desarrollo de tecnología e instrumentos capaces de brindar una alta precisión y confiabilidad en los datos que toman y analizan.
- La tecnología OFT es un conjunto de técnicas que ofrecen alta precisión y confiabilidad en los resultados (determinación y delimitación de zonas que contienen hidrocarburos), compuesto de tres etapas: la fase satelital, la fase de campo ECECI y la fase de campo SVER.
- La tecnología OFT no busca reemplazar a los estudios sísmicos convencionales; por el contrario, se presenta como una herramienta complementaria que puede ser usada en conjunto con la sísmica para reducir el riesgo de inversión y aumentar las probabilidades de éxito en un proyecto de exploración y/o explotación de un campo petrolero.
- La tecnología OFT y los estudios sísmicos proveen información diferente debido a la naturaleza de las técnicas que emplean. La sísmica está orientada a identificar estructuras que puedan albergar hidrocarburos,

mientras que la tecnología OFT busca identificar las zonas con acumulaciones apreciables de hidrocarburos que pueden ser explotadas comercialmente.

- El principal uso de la tecnología OFT es delimitar las zonas con contenido de hidrocarburos para reducir el área que va a ser objeto de los estudios sísmicos, lo cual implica una disminución de costos importante en la adquisición sísmica.

## **8. RECOMENDACIONES**

Es importante tomar en cuenta la totalidad de los factores que pueden afectar un proceso de carácter exploratorio en el sector hidrocarburo. En el caso particular de Colombia, los aspectos de seguridad, manejo de comunidades y orden social se han tornado bastante importantes hasta el punto de detener varios proyectos de exploración, y pueden traer graves consecuencias en la producción de los campos.

Otro aspecto a resaltar es que, si bien el mismo parámetro puede afectar de la misma manera dos técnicas de exploración diferentes, la magnitud en la que lo hace puede diferir notablemente dependiendo del caso y en particular del personal necesario para llevar a cabo el estudio. La componente financiera es la más afectada en esta cuestión.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL, Gobierno de los EEUU. Exploración del subsuelo marino mediante sismología de reflexión. [En línea] Público.com. [Cataluña, España] Noviembre 2012 Citado [Julio 15-2014] Disponible en internet: <http://temas.publico.es/aceite-de-roca/2014/07/15/buscando-oro-negro/>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato para la aplicación de métodos remotos mediante la tecnología OIL and GAS FINDER TECHNOLOGY en áreas disponibles de la ANH. ANH No. 189 de 2014 LP 09. Bogota: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre. [En línea] ANH. [Bogotá, Colombia] Agencia Nacional de Hidrocarburos. Noviembre 2012 Citado [Noviembre 18-2014] Disponible en internet. <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Documents/Manual%20Tecnicas%20Sismica%20Terrestre.pdf>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa geológico. [En línea] ANH. [Bogotá, Colombia] Agencia Nacional de Hidrocarburos. Noviembre 2012 Citado [Julio 11-2015] Disponible en internet. <http://svwap.anh.gov.co/rondacolombia2010/contenido.php?d2=133&lang=>

ANH. RONDA COLOMBIA 2010. Mapa geológico. [En línea] ANH. [Bogotá, Colombia] Agencia Nacional de Hidrocarburos. Noviembre 2012 Citado [Julio 11-2015] Disponible en Internet: <http://svwap.anh.gov.co/rondacolombia2010/imagenes/docs2/1338.gif>

ÁVILA, D. Determinación de propiedades petrofísicas aplicando resonancia magnética nuclear a muestras de núcleo de las Formaciones gasíferas san juan y san antonio del Campo santa rosa. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Carácas, Venezuela. Universidad Central de Venezuela (2002).

BENZI, Roberto. SUTERA, Alfonso. The mechanism of stochastic resonance. Great Britain. Istituto di Fisica dell'Atmosfera, CNR, Roma, Italy. 1981 [online] [Cited: 15 marzo 2015] Available from : <http://www.math.pitt.edu/~troy/stochastic/benzpaper1.pdf>

BRADEY, J. CAMPBELL, T. Sondeos electromagnéticos para la exploración de petróleo y gas. Oil Fiel Review. Schlumberger. Vol. 21. 2009

CASTAÑO, Gonzalo. Impacto ambiental de la Industria Petrolera. Censat.org.  
HARMAN, Felipe. s.f.

*CONSORCIO DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA*. OFT (Oil Finder Technology). [En línea] CTAC. [Bogotá: Colombia] *Consortio de Tecnologías Avanzadas de Colombia*, s.f. [Citado: Noviembre 25, 2014] Disponible en Internet: <http://www.ctac.com.co/index.php/productos-y-servicios/oft-oil-finder-technology>  
DALY, R. A. *Handbook of Hysical Constants. Geological Society of America*. 1966.

Dobrin, M.B. and Savit, C.H. (1988). Introduction to geophysical prospecting (4.ed). McGraw-Hill Book Company, Ney York

INGEMMET. Reconocimiento geológico de Yura, Arequipa – Perú. [Lima, Perú] Explorock Geoblog, Agosto 23, 2011 [Citado: Junio 23, 2014] Disponible en Internet: <https://explorock.wordpress.com/2011/08/23/reconocimiento-geologico-de-yura-arequipa-peru/>

INSTITUTO GEOLÓGICO Y CARTOGRÁFICO DE CATALUÑA. Sísmica activada. [En línea] ICGC. [Cataluña: España] Instituto Geológico y cartográfico de Cataluña. Sísmica activada, s.f. [Citado: Noviembre 15, 2014] Disponible en internet. [http://www.igc.cat/web/es/geofisica\\_tec\\_sismicaactiva.html](http://www.igc.cat/web/es/geofisica_tec_sismicaactiva.html)

ISGRO, María de los Angeles. Informe exploración de hidrocarburos. Disponible en Internet: <http://www.alipso.com/monografias4/informe-exploracion/>

LA COMUNIDAD PETROLERA. SENSOR: "El simulador más rápido y más robusto del mundo" [En línea] La comunidad petrolera. [Caracas, Venezuela], Febrero 4 de 2008 [Citado: Noviembre 15, 2014] Disponible en internet: <http://modelos-de-simulacion.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/sensor-el-simulador-ms-rpido-y-ms.html>

LÓPEZ, Hector. Física de las ondas., Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia. Junio 2007.

MONTAÑO, Felix, VEGA, Pedro. Aplicación de métodos eléctricos de prospección geofísica. III Congreso CIER de la Energía - CONCIER 2007. Medellín, Colombia. 2007. Citado [Noviembre 30 - 2014] Disponible en internet. [http://sg.cier.org.uy/Publicaciones/revista.nsf/0a293b20eacdf8a903257133003ea67d/2f6610e1ca627d25832576ef004fbe02/\\$FILE/09\\_AplicacionProspGeofisica.pdf](http://sg.cier.org.uy/Publicaciones/revista.nsf/0a293b20eacdf8a903257133003ea67d/2f6610e1ca627d25832576ef004fbe02/$FILE/09_AplicacionProspGeofisica.pdf)

MANNING Lynn. Offshore. Realistic simulation drills deeper into reservoir sustainability. [On line] offshore-mag. [Providence, Rhode Island], January 9 de 2012 [Cited: Juny 15, 2014] Available in internet: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-72/issue-9/productions-operations/realistic-simulation-drills-deeper-into-reservoir-sustainability.html>

Open Porus Media. Studying polymer injection with opm-polymer. [Providence, Rhode Island], February 19 de 2013 [Cited: July 5, 2014] Available in internet: <http://www.opm-project.org/tutorialdata/polytutorial-html/>

PDVSA. Métodos de Exploración. Petróleos de Venezuela S. A. Caracas, Venezuela. 2007. Citado [Octubre 30 - 2014] Disponible en Internet: [http://www.pdvsa.com/PESP/Pages\\_pespectostecnicos/exploracion/metodos\\_exploracion.html](http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespectostecnicos/exploracion/metodos_exploracion.html)

PERMANYER, A. La geoquímica orgánica en exploración y producción de petróleo: Perspectivas y ejemplos de aplicación. s.f. Citado [Noviembre 28 - 2014] Disponible en internet. <http://ingenierosdeminas.org/documentos/07-Geoquimica%20organica.pdf>

ROSALES, Cristina. Sobre el comportamiento sísmico de los depósitos de suelos del área de Cañaveralejo, Cali, Colombia. Tesis de grado. Ingeniería Civil. Cali, Colombia. Universidad del Valle. 2001

RODRIGUEZ, R. Los métodos eléctricos. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia. 2010. Citado [septiembre 3 - 2014] Disponible en internet: <http://www.unalmed.edu.co/rrodriguez/geologia/electricos.htm>. s.f.

SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. Qué es la geoquímica. [En línea] S.G.M. [Pachuca: México] Servicio Geológico Mexicano, Octubre 11-2005. [Citado: Febrero 12, 2015] Disponible en Internet: [http://www.sgm.gob.mx/index.php?option=com\\_content&task=view&id=83&Itemid=84](http://www.sgm.gob.mx/index.php?option=com_content&task=view&id=83&Itemid=84)

SIERRA, Miguel. Trampa petrolífera. 2010. Citado [septiembre 20 - 2014] Disponible en Internet: [http://es.wikipedia.org/wiki/Trampa\\_petrol%C3%ADfera](http://es.wikipedia.org/wiki/Trampa_petrol%C3%ADfera)

ROJAS, Brenda. Sismicidad. Sismicidad: Generalidades. Sismoclub 2012-1. Neiva, Colombia. 2012. Citado [Marzo 30 - 2015] Disponible en internet: <https://sismicidad.wikispaces.com/Sismicidad+generalidades?responseToken=4c8c1b8f2514edc731c493e79703b77e>

TEXAS LIBRARIES, The University of Texas at Austin. Mapa de la Superficie Geológica de México de 1975. Disponible en Internet: <http://www.veomapas.com/mapa-de-la-superficie-geologica-de-mexico-de-1975-m144.html>

TRUJILLO, Mauricio. ¿Que es la exploración sísmica? Colombia. Diciembre 2012. Citado [Mayo 30 - 2015] Disponible en internet: <http://exploracionsismica.blogspot.com/>

Tv. Space. Journal of Science. Inversione di polarità magnetica, in meno di un secolo. Available from Internet: <http://www.tvspace.it/journal/?p=7717> [Imagen Modificada por el autor]

TRX CONSULTING. Método Gravimetría. TRX CONSULTING. Julio 2012. Citado [Noviembre 5 - 2014] Disponible en internet.

Universidad de Atacama. Métodos sísmicos. [En línea] UDA. [Copiapó, Chile] Universidad de Atacama. Citado [Julio 18-2015] Disponible en internet. <http://www.geovirtual2.cl/EXPLORAC/TEXT/04004Comp.htm#Características>

Universidad Nacional, Biblioteca digital. Exploración en busca de petróleo. [En línea] UNAL. [Bogotá, Colombia] Universidad de Nacional. Citado [Diciembre 10-2014] Disponible en internet. [http://www.bdigital.unal.edu.co/1477/6/189\\_-\\_5\\_Capi\\_4.pdf](http://www.bdigital.unal.edu.co/1477/6/189_-_5_Capi_4.pdf)

YAKYMCHUK, Mykola, LEVASHOV, S. Application of geoelectric and remote sensing methods for oil and and gas prospecting and exploration in Siberian Region. Society of Exploration Geophysicists. [online] 2012 SEG-2012-0117. [Cited: 10 Febrero 2015] Available from : OnePetro: Vía Universidad Industrial de Santander.

YAKYMCHUK, Mykola, LEVASHOV, S. The hydrocarbon accumulations mapping in crystalline rocks by geoelectric methods. Society of Exploration Geophysicists. [online] 2010 SEG-2010-0795. [Cited: 8 Febrero 2015] Available from : OnePetro: Vía Universidad Industrial de Santander.

YAKYMCHUK, Mykola. Express-technology for direct searching and prospecting of hydrocarbon accumulation by geoelectric methods. International Petroleum Technology Conference. [online] 2008 IPTC 12116. [Cited: 3 Febrero 2015] Available from : OnePetro: Vía Universidad Industrial de Santander.

ZAMORA, Mario. Tecnología para la exploración y prospección directa de reservas de gas, petróleo y minerales oil & gas Finder Technology: OFT En : ACIPET Bogotá. (Enero 15 de 2015) Memorias, Bogotá D. C. Acipet. 2014