

Geología del Carbón y del Petróleo

Índice

Geología del carbón.....	3
Definiciones.–	3
Procesos formadores de carbón.–	4
Factores esenciales en el desarrollo de una turbera.	4
Tipos de turberas.....	5
La carbonificación.	6
Rangos del carbón.	6
Componentes del carbón.	6
Ambientes productores de carbón.–	7
Métodos de extracción del carbón.–	7
Usos del carbón.–	9
Geología del petróleo.....	9
Rocas madre de petróleo (ambientes productores).–	9
Transformación de la materia orgánica a petróleo.–	10
Rocas almacén y migraciones de petróleo.–	11
Migración primaria.	11
Migración secundaria.	12
Trampas de petróleo.	12
Métodos de exploración de petróleo.–	13
Métodos geofísicos de prospección de HCs.	13

Geología del carbón

Definiciones.–

Recursos: son sustancias sólidas, líquidas o gaseosas, susceptibles de ser explotadas por el hombre para su aprovechamiento.

Reservas: parte del recurso cuya explotación es económicamente rentable en el momento socioeconómico y político que rija en la actualidad.

Así pues, una zona de escasa concentración de petróleo, que en condiciones socioeconómicas favorables y en condiciones de paz sería un recurso, en condiciones de conflicto armado o por cuestiones de necesidad apremiante, se convertiría en una reserva.

Sedimento orgánico: roca o sedimento con una cantidad de materia orgánica superior al 50% en peso de los constituyentes de la misma.

Carbón: sedimento orgánico constituido por restos vegetales transformados durante la diagénesis.

- **Carbón húmico:** el constituyente orgánico procede de restos vegetales terrestres.
- **Carbón sapropélico:** el constituyente orgánico procede de restos vegetales subacuáticos.

Turbera: lugar de importante acumulación de restos vegetales terrestres.

Kerógeno: sedimento orgánico constituido por restos de fito- y zoo- plancton.

- **Kerógeno I** procede de transformación de lípidos y de algas y se considera formado en ambientes lacustres. Es muy rico en H y pobre en O.
- **Kerógeno II:** es una mezcla entre KI y KIII, con valores intermedios entre ambos de H y O y que procede de restos de organismos vegetales y animales marinos.
- **Kerógeno III:** procede de transformación de restos vegetales transportados desde el continente a zonas marinas. Es rico en O y el pobre en H.

Petróleo: producto de transformación por diagénesis de kerógeno, constituido por hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos (HCs).

Procesos formadores de carbón.–

Factores esenciales en el desarrollo de una turbera.

Para que se forme carbón necesitamos primero una turbera y para lo cual, que se den unas condiciones favorables, que son las que siguen para los parámetros clima, ambiente tectono-sedimentario y condiciones físico-químicas:

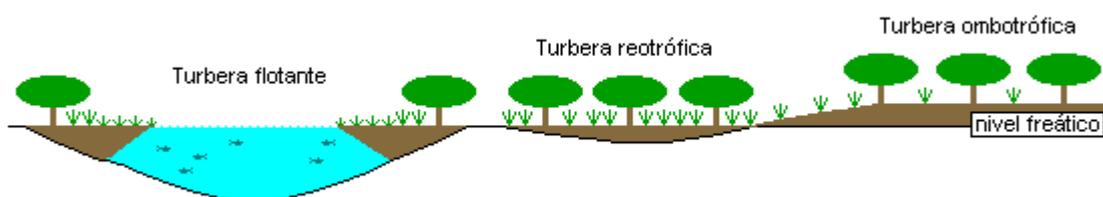
- **Clima:** el clima controla la producción de materia vegetal, que es el constituyente principal del carbón, por lo que en zonas aptas para el desarrollo de abundante flora, que son las áreas climáticas tropicales o subtropicales, habrá mayores posibilidades de formación de carbón.
- **Ambiente tectono-sedimentario:** controla la subsidencia, los aportes de detríticos y la velocidad de enterramiento:
 - **Subsidencia:** para que se pueda acumular el carbón, tenemos que tener un equilibrio entre la producción de materia orgánica y la subsidencia, puesto que si ésta es muy grande, se diluirá la materia orgánica, mientras que si es escasa o nula subsidencia, la materia orgánica estará expuesta durante mayor tiempo a las inclemencias bioclimáticas.
 - **Aporte de detríticos:** si tenemos un gran aporte de materiales detríticos, nos encontraremos con una importante dilución de la materia orgánica y además, será un carbón que tras ser sometido a combustión producirá muchas cenizas y será de mala calidad. Así pues, lo óptimo sería que no tuviéramos aportes de detríticos.
 - **Velocidad de enterramiento:** un enterramiento rápido minimizará los efectos de la degradación bioquímica y favorecerá por tanto la preservación de la materia orgánica.
- **Ambiente físico-químico:** controla la humedad, la acidez y el potencial de oxido-reducción:
 - **Humedad:** es controlada por la altura desde la superficie al nivel freático. Para la formación de carbón, la altura óptima es aquella en la que tenemos el nivel freático sobre la superficie o muy próximo a ella.
 - **Acidez:** la acidez controla la actividad bacteriana, disponibilidad de nutrientes y descomposición química, por lo que no conviene que sean condiciones favorables para el desarrollo de vida, ni muy desfavorables como para degradar el sedimento orgánico.
 - **Potencial de oxido-reducción:** bajo condiciones oxidantes tenemos una fuerte degradación de la materia orgánica y por ello son favorables para la formación del

carbón las condiciones reductoras, que propician la conservación de la materia orgánica.

Tipos de turberas.

1. Según la altura del nivel freático:

- **Bajas** (o reotróficas): el nivel freático está sobre la superficie de la turbera.
- **De transición** (o flotantes): la turbera está formada por vegetación flotante unida a la orilla del lago o charca.



- **Elevadas** (u ombotróficas): el nivel freático está sobre la superficie de la turbera.

2. Según la vegetación dominante:

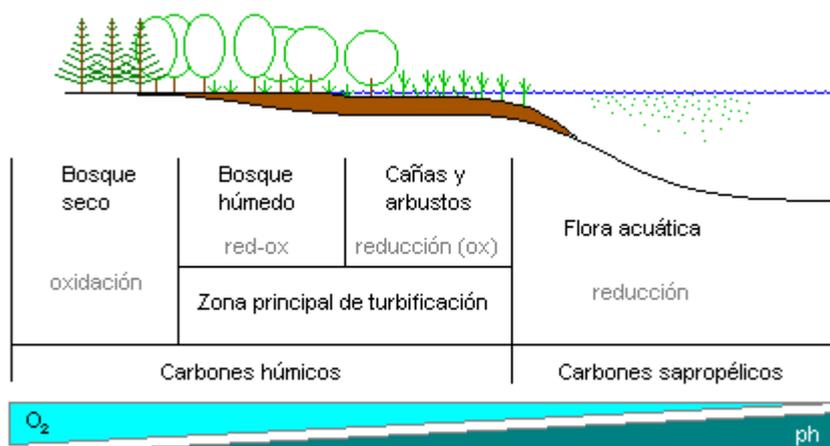
- **Arbóreas** (en pantanos)
- **Herbáceas**

3. Según la localización geográfica:

- **Parlática**: en zonas costeras, litorales.
- **Límnica**: en zonas lacustres.
- **Telmática**: en zonas terrestres.

4. Según el aporte de nutrientes:

- **Eutróficas**: con abundantes nutrientes.
- **Mesotróficas**: con nutrientes escasos.
- **Oligotróficas**: con nutrientes muy escasos.



La carbonificación.

Por carbonificación se comprenden los procesos que transforman los restos vegetales en carbón, que cuanto mayor sea esta transformación, mayor será el grado de carbonificación o *rango* del mismo.

- Carbonificación bioquímica: se comprenden aquí todas las transformaciones como consecuencia de la acción de hongos y bacterias aeróbicas en una primera etapa y en una segunda etapa, bacterias anaeróbicas. El resultado es el paso de turba a lignito.
- Carbonificación geoquímica: consiste en los procesos físico-químicos de transformación sufridos durante el enterramiento de la materia orgánica, donde los principales agentes transformadores son la presión (litostática y tectónica favorecen, hidrostática desfavorece), la temperatura (a mayor temperatura más rango) y el tiempo (a igualdad de otros factores pero más tiempo, más rango). El resultado es el aumento en el poder calorífico y concentración de C, así como la pérdida de O, H, H₂O y materias volátiles, aumento de la compactación, dureza, densidad y reflectancia ↗ aumenta el rango del carbón de lignito ↗ hulla ↗ antracita ↗ metantracita ↗ grafito.

Rangos del carbón.

		Humedad %	% materia volátil	Potencial calorífico	% de carbón	Reflectancia de la Vitrinita
Turba		> 75	75 - 55	5000 - 3000	40 - 26	0,2
Lignito pardo		30	55	6000 - 4000	70	0,4
Lignito negro		5	40	7000 - 6000	80	0,6
Hulla	AV	3	30	>7000	85	1
	MV	1	20		90	1,5
	BV	1	15		91	2
Antracita		2	2	8600	95	4

Componentes del carbón.

Macerales: son restos vegetales macerados pero aún reconocibles, que conforman la parte orgánica del carbón.

Grupos macerales: son conjuntos de macerales con propiedades similares que se pueden diferenciar en muestra de mano (*litotipos*) o al microscopio (*microlitotipos*). Hay 3 grupos macerales:

- Huminita (o vitrinita si se trata de hullas): es el principal grupo en la mayoría de carbones y procede de tejidos leñosos de las plantas. Presenta una densidad, reflectancia y contenido en C e H intermedios entre los demás grupos macerales.

- Liptinita: aparece en menor proporción que el grupo anterior y procede de partes resinosas y céreas de las plantas. Es un grupo rico en H y materias volátiles y pobre en C. Presenta una densidad y una reflectancia muy bajas.
- Inertinita: es el componente más escaso en los carbones y es prácticamente inerte a lo largo de los procesos de carbonización. Posee un escaso contenido en H, muy rico en C y máxima reflectividad y densidad.

Cenizas: son los componentes inorgánicos no combustibles que presentan los carbones. Esta materia mineral puede ser:

- Interna (o intrínseca): procede de los tejidos vegetales.
- Externa (o extrínseca): si no formó parte de la materia vegetal de la turbera. Ésta a su vez puede ser de dos tipos:
 - o Primaria: procedente de detritos o minerales autigénicos.
 - o Secundaria: de transformación de los minerales primarios o de precipitación posterior a la diagénesis (a modo de relleno en cavidades).

Ambientes productores de carbón.-

En medios continentales y litorales podemos encontrar carbón, pero nunca en medios marinos ni en medios lacustres profundos.

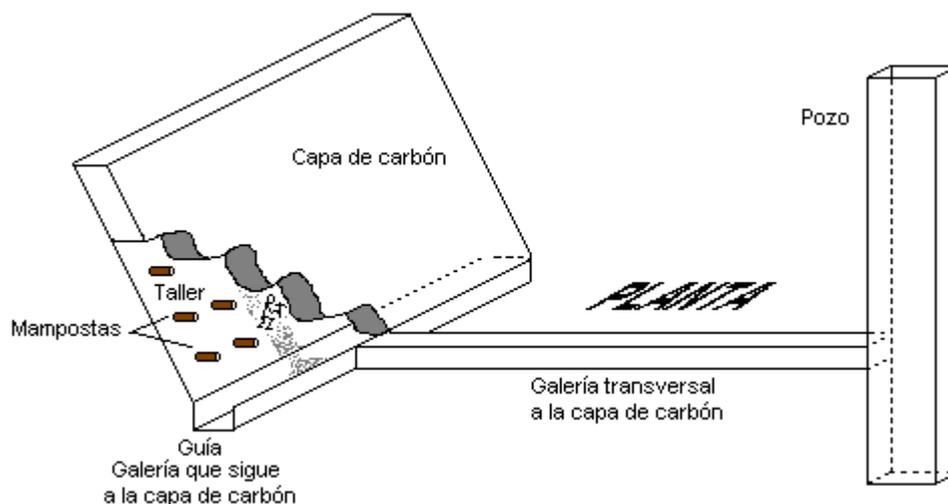
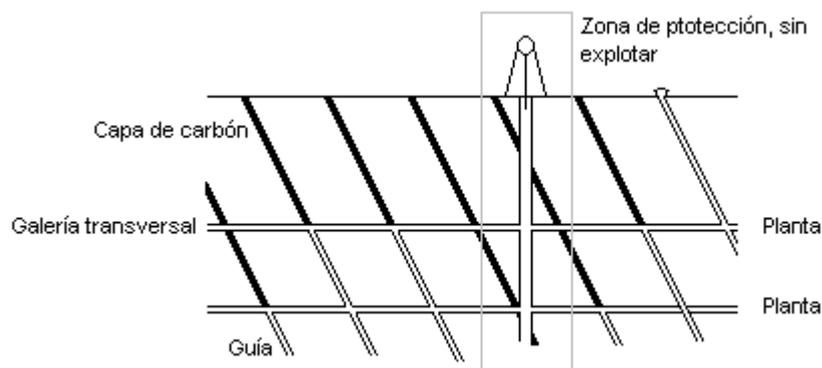
- En zonas lacustres, en los márgenes, en áreas subsidentes o bien en charcas o lagos de muy poca profundidad (medios palustres). Suelen ser carbones de alta calidad, es decir, con pocos detríticos y algunas sales. Su extensión y espesor son variables.
- Sobre abanicos aluviales abandonados o en la zona más reductora (la más distal). Son carbones con abundantes detritos inorgánicos, de poca extensión lateral.
- En sistemas fluviales de todo tipo y sobre todo en las llanuras de inundación de canales meandriformes. No contienen sales pero sí abundantes detritos. Presentan morfologías canalizadas e interdigitadas, frecuentemente seccionados por canales. Su extensión lateral es muy escasa, pero pueden alcanzar grandes potencias.
- En ambientes parálicos: deltas y zonas protegidas por islas barrera así como en zonas distales de fan deltas. Pueden alcanzar grandes potencias, pero suelen contener gran cantidad de sales.

Métodos de extracción del carbón.-

Existen esencialmente tres tipos de minas:

- A cielo abierto, que provocan grandes daños ambientales, en las cuales se modifica muchísimo el paisaje.

- De montaña: suelen ser minas piratas por su escasa rentabilidad económica para grandes explotaciones. Se constituyen principalmente por galerías horizontales en zonas de difícil acceso.
- Minas de pozo: éstas pueden llegar hasta profundidades de más de 1.000m. Conlleva problemas de subsidencia y medioambientales.



En las minas de pozo, la explotación puede ser mecánica, por medio de rozadoras, o bien por medio de picadores, donde el peligro de desprendimientos (*tirabes*) y respiración de polvo de roca ocasiona graves daños.

Para toda explotación, es necesario *ubicar*, es decir, calcular el volumen de carbón explotable, lo cual se hace en base a tres variables:

- Calidad del carbón: (rango, cenizas, detritos...)
- Geometría del yacimiento (potencia, cantidad de estéril, buzamiento de las capas, acñamientos, actividad tectónica....)

- Dificultades técnicas (grisú – CO_x –, calidad de las capas de muro y techo (*astiales*) existencia de núcleos de población, aguas subterráneas...)

Así pues se cubica la zona y se obtiene un tonelaje teórico que se va a explotar, que si fuera sencillamente una capa de carbón, bastaría multiplicar la potencia, por la extensión areal de la capa y por la densidad del carbón, pero hay que aplicar unos coeficientes correctores:

- a) coeficiente de alternancia (corrige los errores por variaciones de espesor y acuñamientos de las capas de carbón)
- b) coeficiente de pérdida por fallas y esterilidades
- c) coeficiente de pérdida de explotación (no todo se puede extraer!)

De esta manera, el tonelaje recuperable es el tonelaje teórico menos los coeficientes correctores.

Usos del carbón.–

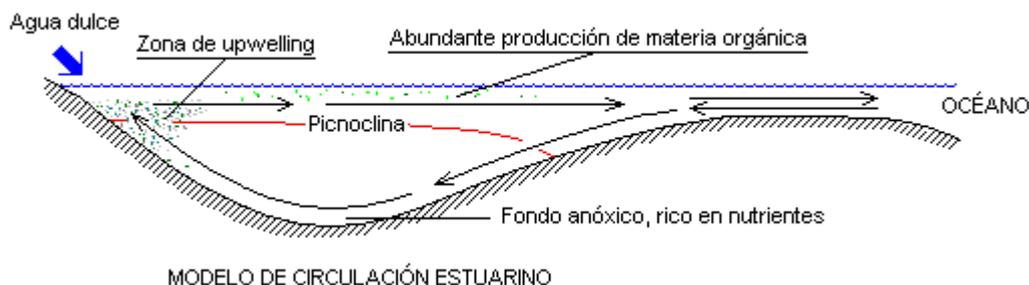
Los principales usos del carbón son la industria siderúrgica y el uso doméstico. Para este uso, el carbón ha de ser hulla MV y tener pocos estériles. También se utiliza para la producción de gas (gas natural y gas ciudad son lo mismo) y para la producción de HCs líquidos y alquitranes de usos diversos como colorantes, en medicamentos, en explosivos, en plásticos....

Geología del petróleo

Rocas madre de petróleo (ambientes productores).–

Por roca madre entendemos una unidad sedimentaria que ha generado y expulsado suficiente petróleo o gas como para que sea acumulable y explotable de forma económicamente rentable. Las localizaciones donde se produce el petróleo son aquellas donde tengamos una abundante masa de agua y abundantes aportes orgánicos a un subambiente reductor. Éstas zonas pueden ser:

- Lagos: normalmente en un contexto tectónico activo y en zonas ecuatoriales, donde la estratificación de las aguas (por salinidad o densidad) impida la mezcla de las aguas superficiales y profundas.
- Deltas: la roca madre son las lutitas del prodelta, con materia orgánica procedente de vegetales transportados por los ríos y materia orgánica de fito- y zooplancton.
- Cuencas marinas semicerradas con un balance positivo (mayor entrada de agua dulce que de agua salada), y con un modelo de circulación estuarino.



- Cuencas marinas abiertas, en zonas de upwelling, donde se produce una zona de mínimo oxígeno.
- En plataformas y cuencas profundas en periodos de máxima trasgresión.

Transformación de la materia orgánica a petróleo.–

Partimos de la existencia de un sedimento orgánico llamado kerógeno, que se acumula en una roca madre que por procesos geológicos sufre las consecuencias de la presión, la temperatura y el tiempo, dando lugar según el cuadro que sigue a las siguientes transformaciones:

Profundidad	Tª máxima			
1km	90°C	Diagénesis (etapa submadura)	KERÓGENO + GAS BIOGÉNICO (SIN GENERACIÓN DE HCS)	
			Inicio de la generación de petróleo	
4km	175°C	Catagénesis (etapa madura)	PETRÓLEO	
			Límite de la preservación del petróleo	
			GAS HÚMEDO	
5km	220°C	Metagénesis (etapa supermadura)	Límite de la preservación del gas húmedo	
			GAS SECO	
6km	315°C		Límite de la preservación del gas seco	

Rocas almacén y migraciones de petróleo.–

Por *roca almacén* entendemos una roca lo suficientemente porosa y permeable como para que pueda almacenar petróleo en cantidad explotable de forma económicamente rentable. Esta roca además ha de ser cerrada y tener alguna relación física con la roca madre, ya sea por una fractura que permita el paso de los HCs o bien por contacto directo.

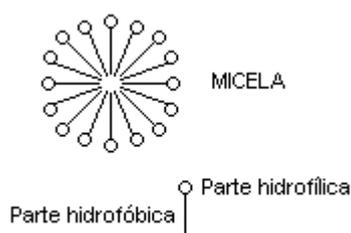
Migración primaria.

El paso del petróleo desde la roca madre hasta la roca almacén se conoce como *migración primaria*, lo cual sucede por los siguientes procesos:

- **Compactación:** se pierde porosidad por disminución del volumen de sedimento y por las cementaciones asociadas, así como las recristalizaciones. Todo ello consigue que aumente la presión de fluidos y por tanto se produce un gradiente de presión y de temperatura, generando el desplazamiento de los fluidos hacia zonas más “confortables” (de menor p y T).
- **Deshidratación de arcillas hinchables:** esto consigue liberar agua a los poros, con lo que aumenta de nuevo la presión intersticial.
- **Cambios químicos de la materia orgánica:** pasamos de kerógeno a petróleo y a gas, aumentando la entropía del sistema, además disminuye el peso molecular de los HCs (y por tanto el tamaño de la cadena) con lo que la movilidad es mayor y puede incluso aumentar tanto la presión intersticial que cause abundante microfracturación para liberar la presión de los poros.

Los mecanismos por los que se supone que migran los HCs son los siguientes:

- **Movimiento en disolución:** parte del petróleo es soluble en agua y por lo tanto podría viajar en disolución con ésta. El problema es que en zonas someras la solubilidad es muy baja y en zonas profundas el tamaño del poro se reduce tanto que dificultaría los procesos de solubilidad.
- **Formación de burbujas de HCs:** estas burbujas viajarían en inmiscibilidad líquida con el agua.



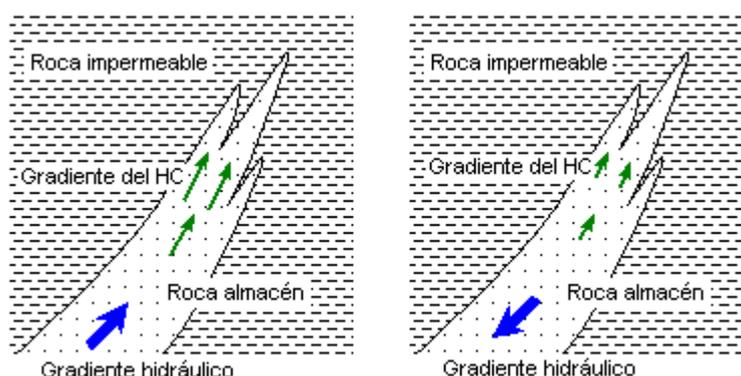
- **Formación de coloides y micelas de HCs:** se produce una orientación de las moléculas de los HCs de tal modo que la parte hidrofóbica quede protegida por la parte hidrofílica en contacto con el agua.
- **Difusión como una fase continua:** el HC se mueve aprovechando fracturas, contactos entre

formaciones rocosas...

Migración secundaria.

Son las migraciones que sufren los HC dentro de la propia roca almacén, donde los procesos que se dan son los siguientes:

- **Flotabilidad:** el petróleo menos denso que el agua, tiende a ponerse sobre ésta y dentro del petróleo, la parte gaseosa sobre la líquida.
- **Presión capilar:** en ocasiones impide el movimiento, pero por ósmosis se puede producir la migración.
- **Gradientes hidrodinámicos:** según el gradiente vaya en un sentido o en otro, se puede favorecer la migración o dificultarla.

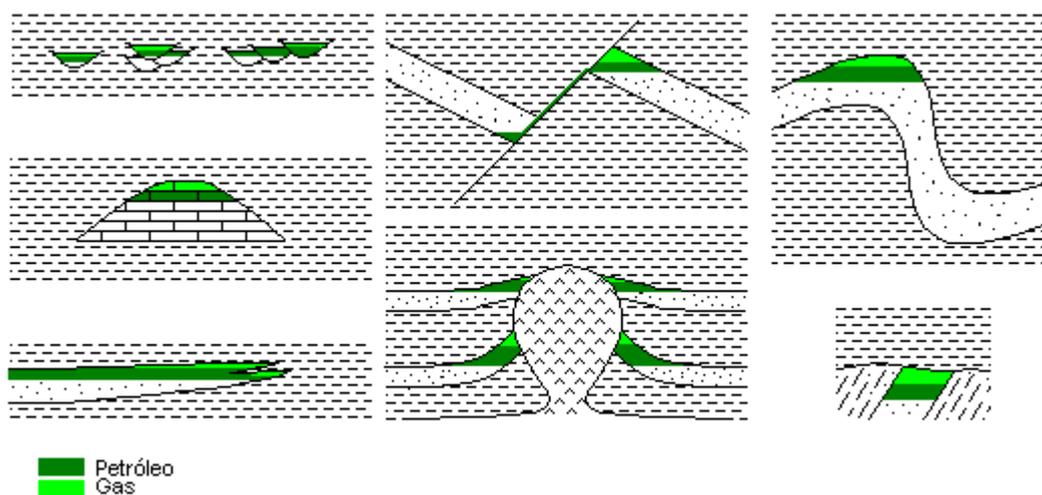


Trampas de petróleo.

Una *trampa de petróleo* es una estructura que presenta la roca almacén que favorece la acumulación del petróleo y puede ser de tres tipos principalmente:

1. Trampa estratigráfica:
 - a. Primarias: relacionadas con la morfología del depósito y con procesos acaecidos durante la sedimentación (interdigitaciones, acuñamientos, arrecifes, cambios laterales de facies...)
 - b. Secundarias: relacionadas con procesos postsedimentarios (cambios diagenéticos –caliza \rightleftharpoons dolomía–, porosidades por disolución, discordancias...)
2. Trampa estructural: relacionadas con procesos tectónicos o diastrofismo (fallas, cabalgamientos, antiformalas...)
3. Trampas mixtas: se superponen causas estratigráficas y estructurales (como serían las intrusiones diapíricas)

Más del 60% de las bolsas de petróleo que se están explotando en la actualidad corresponden a trampas estructurales de tipo antiformal, y otra estructura importante son las bolsas asociadas a procesos de diapirismo, pues a la hora de hacer campañas de exploración, las masas diapíricas poco densas, son fácilmente localizables por métodos geofísicos.



Un conjunto de trampas de petróleo localizadas en un área concreta, recibe el nombre de *campo de petróleo* y varios campos de petróleo asociados constituyen *provincias petrolíferas*.

Métodos de exploración de petróleo.-

Existen dos métodos básicos de exploración en busca de HCs:

- Métodos indirectos: por medio de la geofísica.
- Métodos directos: mediante sondeos con recuperación de testigo.

Normalmente, no se suelen hacer campañas de exploración exhaustivas mediante sondeos y recuperación de testigo, por lo que son los métodos indirectos los que ganan relevancia a la hora de hacer campañas de prospección.

Métodos geofísicos de prospección de HCs.

De los métodos indirectos, los más usados son:

- Métodos sísmicos de prospección: aún no están muy depurados, pero con las nuevas tecnologías se pueden llegar a delimitar bolsas de petróleo de diámetros de tan sólo 10m y es un método cada vez más utilizado.
- Métodos gravimétricos: la gravimetría se utilizó para encontrar grandes cuerpos diapíricos a los cuales podrían estar asociadas estructuras mixtas, pero el método no resultó muy eficaz.
- Diagrafías: son gráficas de datos que nos indican de forma indirecta, alguna propiedad de los materiales. Para poder obtener estas gráficas continuas, se requiere la existencia de un sondeo y de una sonda que pueda introducirse por el sondeo. Esta sonda puede estar equipada para hacer diagrafías de las siguientes naturalezas:

- Microgravedad: es empleada para determinar la densidad de los cuerpos atravesados por el sondeo.
- Radiometría: según la naturaleza de la litología, ésta presentará una curva u otra de actividad radiológica (método de rayos γ), o bien, se puede medir la densidad de la roca al someter a ésta a una fuente de radiactividad (normalmente de Cs), absorbiendo una parte y reflejando otra (método β - γ). La ventaja de éste método frente a los demás tipos de diagrfías, consiste en que el sondeo puede perfectamente estar entubado, mientras que para las demás mediciones, la entubación interfiere con la medición.
- Electricidad: de las propiedades eléctricas de las rocas, dos son las más usuales a la hora de hacer geofísica:
 - ✍ Medida del potencial instantáneo.
 - ✍ Medida de la resistividad de la roca (*permeabilidad eléctrica*).
- Sonido: mediante el cálculo de la velocidad de propagación de ondas sónicas, lo cual es indicador de la densidad total de la roca y de la consistencia de ésta.
- Contenido en H o método del neutrón: nos da la porosidad de la roca.
- Buzamientos.
-

La ventaja de los métodos geofísicos de prospección mediante sondeos (diagrfías o *well-logs*) estriba en su bajo coste, rapidez con que se obtienen los datos, que son continuos a lo largo del registro estratigráfico y que además permite establecer correlaciones de forma bastante sencilla.