



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

FORMACION DE HIDROCRBUROS

OSCAR LEON
CONSULTOR

**GEOLOGIA DEL PETROLEO: CARACTERISTICAS Y
VALORACION DE LOS YACIMIENTOS
HIDROCARBURIFEROS**

25 - ABRIL - 2014

SANTA CRUZ, BOLIVIA



OLADE se crea el 2 de noviembre de 1973 con la suscripción del Convenio de Lima, instrumento constitutivo de la Organización, ratificado por 27 países de América Latina y el Caribe y un País Participante, Argelia.



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

MISIÓN: Contribuir a la integración, al desarrollo sostenible y la seguridad energética de la región, asesorando e impulsando la cooperación y la coordinación entre sus Países Miembros.

VISIÓN: OLADE es la Organización política y de apoyo técnico, mediante la cual sus Estados Miembros realizan esfuerzos comunes, para la integración energética regional y subregional.



ORIGEN DEL PETROLEO

El petróleo proviene de zonas profundas de la tierra o mar, donde se formó hace millones de años. Esta teoría plantea que organismos vivos (peces, y pequeños animales acuáticos y especies vegetales), al morir se acumularon en el fondo del mar y se fueron mezclando y cubriendo con capas cada vez más gruesas de sedimento como lodo, fragmentos de tierra y rocas, formando depósitos sedimentarios llamados rocas generadoras de crudo. La acumulación de otras capas geológicas sobre estos depósitos formó la “roca madre” y generó condiciones de presión y temperatura lo que facilitó la acción de bacterias anaeróbicas para transformar lentamente la materia orgánica en hidrocarburos con pequeñas cantidades de otros elementos.

El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo y para que éste se acumule, deben cumplirse algunas condiciones básicas: Debe existir una roca permeable para que, bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca y debe existir una roca impermeable dispuesta en forma tal, que evite la fuga del petróleo y el gas natural hacia la superficie.

ORIGEN DEL PETROLEO

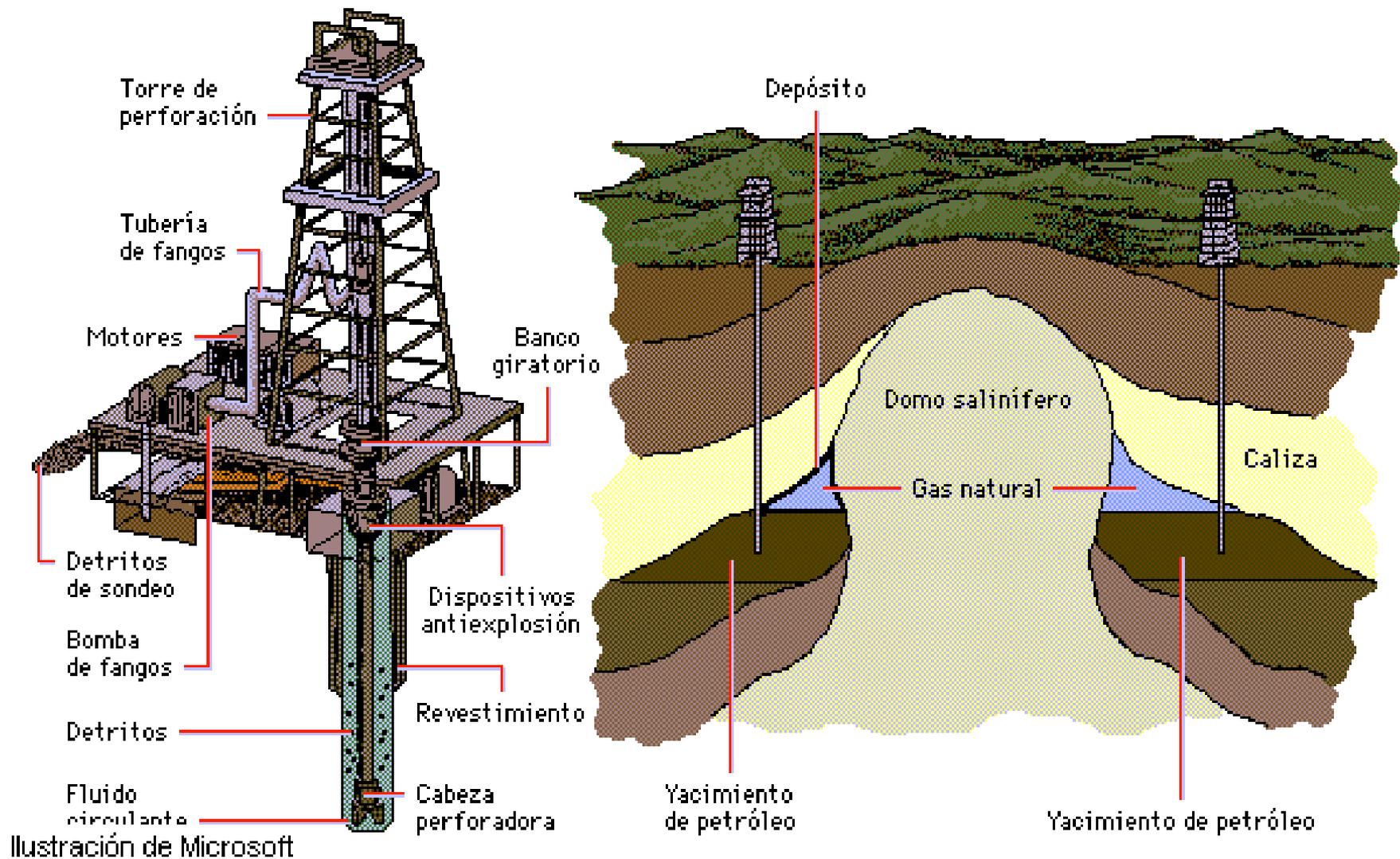


Ilustración de Microsoft

La composición elemental del petróleo normalmente esta comprendida dentro de los siguientes intervalos.

Elemento	%
Carbón	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 2
Nitrógeno	0.2

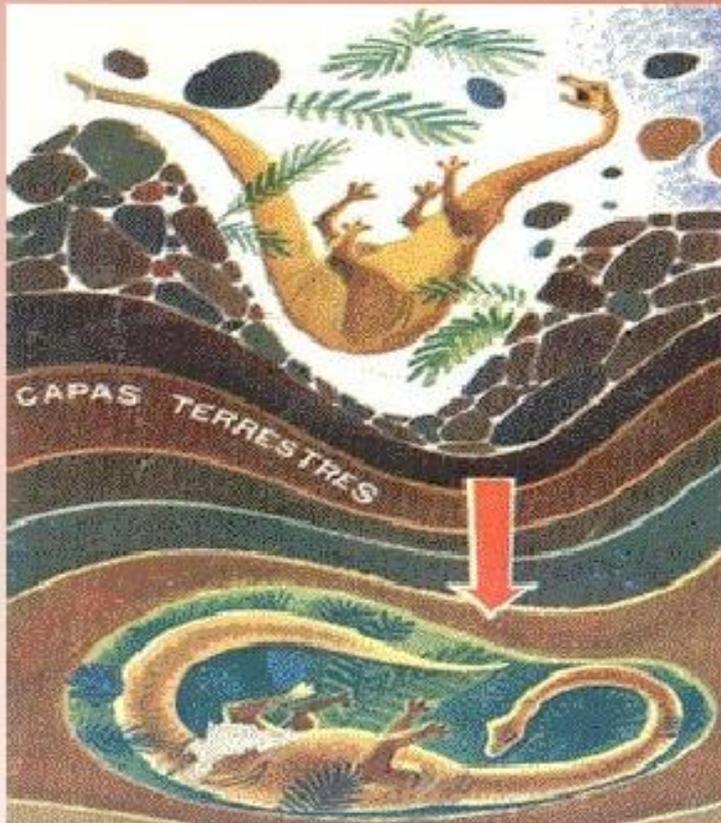
- Según los trabajos de Berthelot (1866), Mendeleiev (1897), Moissan (1902), la formación de los aceites minerales se deberían a la descomposición de carburos metálicos por la acción del agua. Las aguas de infiltración, en contacto con los carburos metálicos contenidos en las profundidades del suelo, darían hidrocarburos acetilénicos de cadena corta, que se transformarían en hidrocarburos saturados, cada vez más complejos, polimerización y condensación.
- Así es como una hipótesis, emitida por Sabatier y Senderens, hace intervenir una reacción catalítica con fijación de hidrógeno, en presencia de metales como el níquel, en estado muy dividido.

- Algunos geólogos han pensado vincular la formación de aceites minerales a fenómenos volcánicos: en efecto, los restos de terrenos eruptivos a menudo contienen hidrocarburos, y el azufre, producto volcánico por excelencia, constituye casi constantemente las tierras petrolíferas. Se comprueba también, en el curso de las erupciones, un desarrollo de hidrocarburos gaseosos que podrían polimerizarse en el curso de los fenómenos posvolcánicos. Pero esta Hipótesis no encara la posibilidad de descomposición de los petróleos a la temperatura de las bocas de erosión es muy elevado, y aunque se ha verificado en algunos yacimientos (Caúcaso, Rumanía, Galitzia), no ha sucedido lo mismo en las regiones petrolíferas del Canadá, Texas y Rusia del Norte.

- Según el naturalista Alemán Hunt, los petróleos se habrían formado en el curso de los siglos por descomposición de plantas y de animales marinos. En apoyo de esta hipótesis se invoca generalmente la presencia de tal gema y restos orgánicos en los sondajes petrolíferos. La destilación bajo presión del aceite de hígado de Bacalao o de cuerpos grasos provenientes de animales marinos mostraría, según el químico Egler, que los petróleos se originan por la acción del calor central, ejercido bajo fuertes presiones, sobre los cadáveres fósiles de esos animales.

- Apoyaría la hipótesis del origen animal de estos aceites el poder rotatorio que posee la mayor parte de ellos, que probablemente se debe a la presencia de colessterina.
- Desgraciadamente, los yacimientos de petróleo se encuentran en terrenos antiguos donde la geología nos enseña que la vida se hallaba muy poco desarrollada.

ORIGENES Y FUENTES



- El petróleo proviene de la descomposición de material orgánico proveniente de dinosaurios y plantas acumulados en depósitos en el fondo del mar, estos depósitos fueron cubiertos por capas de sedimentos y durante muchos años y por temperatura y presión se formaron hidrocarburos lo que dio origen al petróleo.

- Sería muy posible que la génesis de los petróleos derivasen, al menos en parte, de formas animales y vegetales de organización muy primitiva como las algas, diatomeas, los protozoarios (foraminíferas). La descomposición por el agua del plancton marino, y sobre el Faulschlamm, de las profundidades constituido por plantas y animales microscópicos, podría proporcionar petróleo en ciertas condiciones. Lo que parece confirmar esta idea es la coexistencia de antiguas líneas costeras o de formaciones marinas, con ciertos yacimientos.
- En la actualidad se da más crédito a la hipótesis orgánica para explicar la enorme cantidad de sustancias madres necesarias para la producción de miles de millones de petróleo extraídas hasta el presente, a sido menester como en cierta época, un hundimiento o una brusca modificación de las condiciones de vida que provoco la muerte de numerosos animales marinos. Para el químico marino Mrazec, no sería extraña a la transformación de los restos orgánicos, una acción microbiana anaerobia, y el biólogo francés Laigret a demostrado que el bacillus Perfringens puede producir fermentaciones, dando metano y hidrocarburos análogos a los petróleos.

- La composición química del petróleo (con 95 a 99 por ciento de carbono o hidrogeno) no implica forzosamente un origen orgánico. No obstante, generalmente se le considera así por dos razones:
 - El petróleo tiene ciertas propiedades ópticas.
 - El petróleo contiene nitrógeno y ciertos compuestos (porfirinas) que únicamente pueden proceder de materiales orgánicos.
- Por otra parte, el petróleo casi siempre se encuentra en rocas sedimentarias marinas. En efecto el muestreo realizado en algunos del fondo de los mares sobre las plataformas continentales ha revelado que los sedimentados de grano fino que están acumulándose hoy día contienen hasta 7 por ciento de materia orgánica que es potencialmente apta desde el punto de vista químico para transformarse en petróleo. En este hecho vemos una aplicación mas del principio de uniformidad.

- Aunque las etapas de formación del petróleo apenas si se conocen, la teoría que se expone a continuación esta ampliamente difundida y apoyada por superficies hechas como para estar, al menos un tanto cerca de la verdad.
- La materia original consiste en organismos marinos simples, principalmente plantas que viven en abundancia en la superficie y cerca de la misma. Ciertamente no falta tal material: la observación y las medidas practicadas indican que el mar producen cuando menos 400 kilogramos de materia proteica por hectárea cada año y en las aguas más productivas cerca de la orilla crecen hasta 2.5 toneladas por hectárea al año. Esta ultima cifra representa mas de lo que podría cosechar el rancho o la granja más productiva.

- La materia orgánica se acumula en el fondo, sobre todo en cuencas donde el agua está estancadas y es pobre en oxígeno y en consecuencia los animales necrófagos no devoran la sustancia orgánica ni esta se destruye por oxidación. En cambio sufre el ataque y la descomposición por bacterias, que separan y eliminan el oxígeno, nitrógeno y otros elementos, dejando el carbono y el hidrógeno residuales. Los sedimentos ricos en materia orgánica actualmente en proceso de acumulación, están llenos de bacterias.
- Al sepultarse profundamente bajo sedimentos más finos que se depositan posteriormente, se destruyen las bacterias y se aportan presión, calor y tiempo para que puedan verificarse los cambios químicos posteriores que convierten la sustancia orgánica en gotitas de petróleo líquido y en minúsculas burbujas de gas.

La compactación gradual de los sedimentos que las contienen a consecuencia de su peso cada vez mayor, reduce el espacio entre las partículas de roca y expulsa el petróleo y gas hacia las capas cercanas de arena o arenisca, donde los poros son más grandes.

Ayudados por su menor peso específico que les permite flotar y quizá por la circulación de las aguas subterráneas, el aceite y el gas generalmente se mueven hacia arriba a través de la arena hasta que alcanza la superficie se disipan o bien, hasta que se detiene y acumulan una trampa y forman un yacimiento.

TIPOS DE MIGRACION DE PETROLEO Y GAS

MIGRACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

Migración primaria.

- En soluciones moleculares.
- En soluciones coloidales o miscelas.
- Como líquidos (petróleos) o fases.

Migración secundaria.

Controlada por:

- La ubicación del petróleo y gas en las partes superiores de las rocas de agua.
- Presiones capilares
- Flujos hidrodinámicos.

Acontecimientos tectónicos.

Plegamientos, fallas, levantamientos

Acumulaciones.

Migración terciaria o re-migración

Nuevas acumulaciones

- Se ubica próxima a la generación de hidrocarburos, es el movimiento del hidrocarburo generado en la roca madre a nivel más poroso, ubicado a poca distancia.
- Un aspecto que es importante recordar es el diámetro molecular de los hidrocarburos y el tamaño de los poros de las rocas. Los hidrocarburos que migran van desde el metano con cuatro Angstroms (A) de diámetro molecular (el agua es de 3.2 A) hasta compuestos más sólidos de tipo asfalto con diámetros que van de 50 a 1000 A de diámetro, los que a 2000 metros de profundidad aproximada disminuye a menos de 50 A.
- Por consiguiente, la movilidad de los hidrocarburos, líquidos o gaseosos y otros gases que los acompañan, está controlada por su diámetro molecular, además de sus diferencias de viscosidad, densidad, etc.
- Por otra parte, el transporte se puede considerar ya sea como realizado en forma de flujo homogéneo o bajo forma de difusión a partir de una "solución" concentrada.
- Es necesario además pensar en que las relaciones agua-petróleo se desplazan en medios poroso invadidos por agua.

MECANISMOS DE MIGRACION PRIMARIA

a) Como soluciones moleculares. Las aguas intersticiales o liberadas durante la diagénesis juegan un rol preponderante, especialmente a poca profundidad, puesto que los volúmenes expulsados son bastante grandes. Por esta razón varios autores aceptan la hipótesis de que los hidrocarburos arrastrados por este flujo (proto petróleo) podrían terminar su maduración y transformación en el reservorio. Sin embargo, jamás se ha encontrado este proto petróleo u otro estado intermedio.

Para poder explicar las reservas grandes de una cuenca, considerando la solubilidad de los hidrocarburos en el agua, que es variable (1% el metano, 5 a 100 ppm para crudos, el benceno y tolueno son los más solubles), se requiere de enormes volúmenes de agua expulsada o un incremento excesivo a la solubilidad de los hidrocarburos, e incluso así no se explicaría la contradicción que se observa en la distribución de los distintos hidrocarburos y la solubilidad. Así por ejemplo, los hidrocarburos menos solubles (saturados) son los más abundantes, mientras que los más solubles (benceno, tolueno, etc.) sólo se encuentran como trazas.

Otro ejemplo, es aquel que consta la variación en los reservorios vecinos a una roca madre y su zona de transición. La roca madre se empobrece en solubles y enriquece en asfaltos y resinas; el reservorio se hace más rico en saturados y más pobre en compuestos polares en N,S y O. es decir habría una diferenciación de tipo cromatográfica durante la migración.

Finalmente, algunos autores consideran la existencia de compuestos solubilizadores, que podrían explicar la mayor solubilización de los hidrocarburos en el agua.

- **b) Como soluciones coloidales o miscelas.** Considerando la poca solubilidad de los hidrocarburos en el agua, se podría pensar en su dispersión como soluciones coloidales o miscelas. Sin embargo, las dimensiones de estos serían del mismo orden de tamaño o superiores a los poros de las rocas, con lo cual esta hipótesis queda descartada; a esto se le debe agregar la oposición de cargas eléctricas entre miscelas y la superficie de los minerales arcillosos que hace a un mas difícil este proceso.
- En el transporte bajo la forma de burbujas y gotas intervienen aspectos como el diámetro de la mismas, las variaciones del diámetro de los poros (estrangulamiento) y la presión capilar, ya que el movimiento de los fluidos es posible si el diámetro de las gotas es inferior a los "estrangulamientos" o si existen fuerzas capilares suficientes que permitan la deformación de las gotas para que así puedan pasar, estas fuerzas podrían producirse durante la compactación
- Las miscelas de hidrocarburos utilizan el agua como agente de transporte, en cuyo caso la acción mecánica o físico química pueden ser de trascendental importancia. Sin embargo, el agua es también un agente oxidante y por consiguiente un factor de alteración o de biodegradación de los petróleos, es así que su composición, precisamente en salinidad juega un papel considerable.

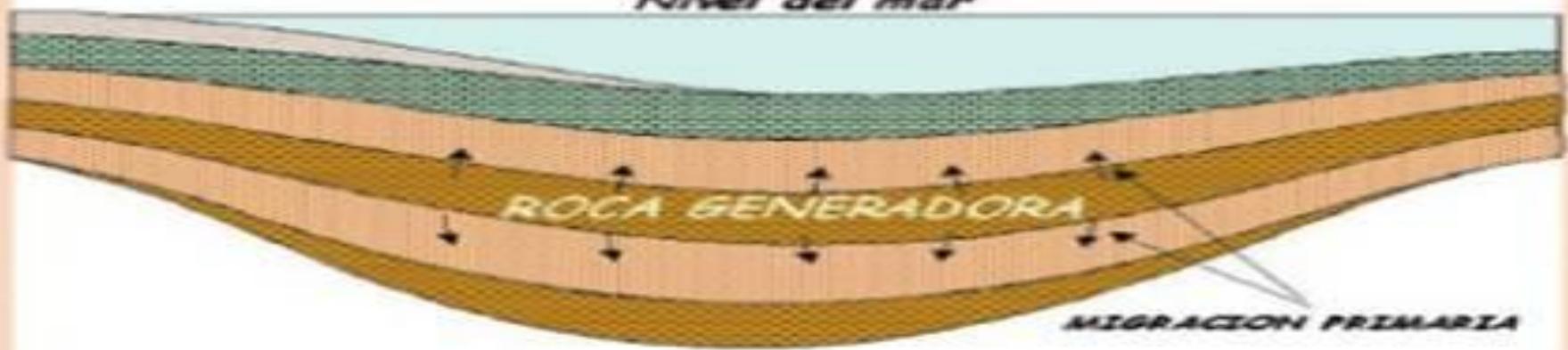
MECANISMOS DE MIGRACION PRIMARIA

- **c) Como fases de hidrocarburos separados o en fase de petróleo y gas individualizados.**
- Sólo después de la transformación del kerógeno en hidrocarburos, lo cual se produce en la ventana del petróleo, se nota una desagregación y deformación de sus micromoléculas, las más móviles van a ser desplazadas hacia zonas de menor compactación, lo que explica la repartición de los productos orgánicos en las rocas y el rendimiento de hidrocarburos en los esquistos bituminosos y en las calizas.
- Cuando hay saturación de petróleo en la roca madre, en estado de madurez, el agua intersticial está fijada en las paredes de los poros, esto permite que el petróleo se desplace bajo la acción de la presión "en fase constituida".
- La observación de rocas maduras en el microscopio de fluorescencia, permite apreciar vena de petróleo del orden de microne, lo cual confirma la hipótesis de liberación de hidrocarburos en forma directa a partir del kerógeno.
- En una segunda etapa, estos hidrocarburos en fisura deberían ser expelidos, ella será producida por el incremento de presión que es favorecido por un aumento de temperatura.
- La permeabilidad relativa del petróleo aumenta con su saturación luego de la expulsión del agua, ello permite o facilita el desplazamiento favorable del mismo. Por consiguiente, la salida de los fluidos en "fase constituida y continua".

- **d) Rocas madre pobres (COT menor a 1%).** En este caso la cantidad de agua en los poros, comparada con la de hidrocarburos es importante. De esa manera grandes fuerzas capilares se oponen al paso de las gotas del petróleo por medio de los poros humedecidos, debido a la tensión de la interfase agua/petróleo. Para explicar la expulsión de las gotas de petróleo se han planteado varias hipótesis tales como:
 - Un microfracturamiento de la roca generadora por presiones en su estructura, debido a la expansión de la materia orgánica.
 - Una expansión térmica del agua presente en los poros.
 - Una absorción de componentes ricos en las superficies de los poros o una retención de los hidrocarburos pesados en la superficie de las arcillas, facilitando el paso de las gotas de petróleo.
 - Las rocas heterogéneas (intercalaciones de capas de limos) y fuerzas tectónicas (fracturamientos) puede facilitar la expulsión de algunos hidrocarburos generados.
- **e) Rocas madre muy ricas (COT mayor a 3%).** La expulsión desde una profundidad dada (2500-3000m), donde los poros de las rocas están completamente saturados de hidrocarburos, se realizan mediante una fase casi continua. Ello puede suceder de dos maneras:
 - Que el kerógeno forme una malla tridimensional con petróleo humedecido, a través de la cual los hidrocarburos pueden migrar.
 - Qué cantidad de petróleo generado sea suficiente para mantener húmedos los poros, ayudando de esa manera la expulsión del petróleo libre.

MIGRACION PRIMARIA

Nivel del mar



ESTE ESQUEMA SOLO PUEDE USARSE PARA ROCAS GENERADORAS DE BUEN POTENCIAL.

MARCO GEOLOGICO DE LA MIGRACION PRIMARIA

- Está establecido que los hidrocarburos se originan en las zonas profundas de las cuencas sedimentarias, luego que gran parte del agua inicial fue expulsada; la génesis de los hidrocarburos líquidos se verifican entre 50-150°C de temperatura, que corresponde a una compactación avanzada, o sea que el agua intersticial ha sido expulsada (88% a 500m de profundidad; 95% a 1500m; 98% a 2500m), una arcilla entre 1500-4500m pierde el 11% de porosidad.

Se ha podido evidenciar que la fase de migración se ubica por debajo del pico de mayor generación. La migración primaria está además influenciada por el flujo osmótico, provocando tanto por la compactación, como por la diferencia de salinidad entre las aguas de las lutitas y arenas. Por otra parte, las micro-fracturas que afectan las arcillas y principalmente las calizas, son en parte formadas por el aumento del volumen de los fluidos por efecto de la temperatura y por génesis de los hidrocarburos.

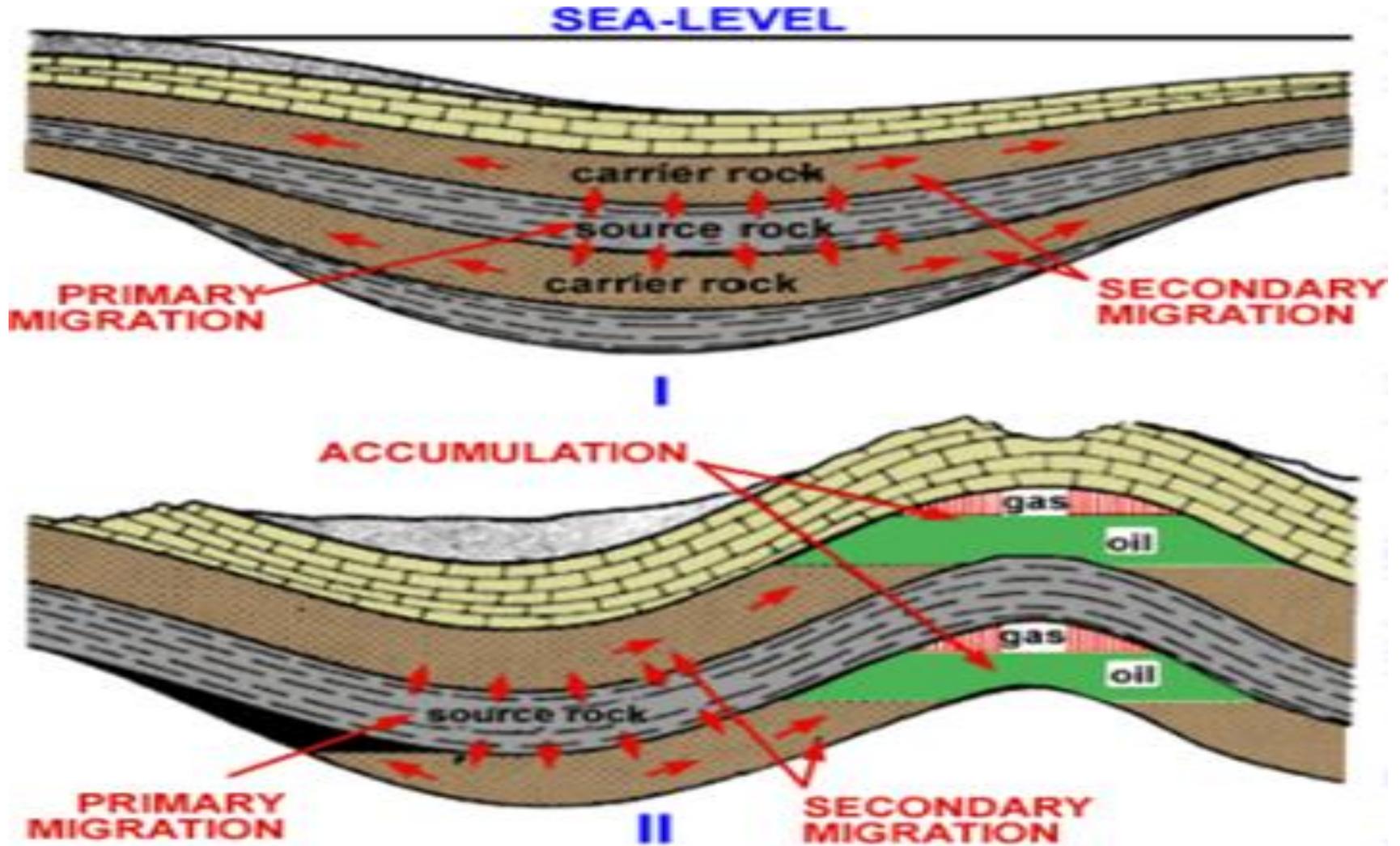
La migración sería, por consiguiente, en distancias cortas del orden del metro hasta decenas de metros. Variables lógicamente en función de las características petrofísicas de las rocas. Los flujos de expulsión de los hidrocarburos se realizan de una manera discontinua en el curso de la historia geológica de la cuenca, es así que en la base a la curva geo histórica ubican el valor 650 como el momento de expulsión.

Rol del agua catagénica. El agua de catagénesis es expulsada en forma continua y está relacionada a la evacuación de las aguas de cristalización de arcillas, como es el caso de la montmorillonita que pasa a interestratificados, liberando el agua en una proporción del orden del 50% de su volumen.

Migración del gas. La migración del gas obedece a reglas diferentes que el petróleo, en este caso el paso en solución dentro del agua tendría un rol importante. La solubilidad del metano por Ej., aumenta rápidamente con la presión, pero disminuye con la salinidad del agua. A grandes profundidades los hidrocarburos gaseosos disueltos en un acuífero pueden alcanzar valores muy elevados del orden de 5% peso.

La migración del gas también se produce por difusión; es decir, los hidrocarburos migran con moléculas más pequeñas.

MIGRACION PRIMARIA Y SECUNDARIA



MIGRACION SECUNDARIA

Se le define como el movimiento posterior de los hidrocarburos a través de rocas favorables y capas portadoras porosas y permeables, a diferencia de la migración primaria que es a través de rocas mas densas.

Existen tres parámetros de control en este tipo de migración y la subsiguiente formación de acumulaciones, ellos son:

- La flotación del petróleo y gas en las rocas porosas saturadas de agua.
- Las presiones capilares que determinan flujos multifases.
- El flujo hidrodinámico de los fluidos, con su influencia modificadora importante.

Es la concentración y acumulación del petróleo y el gas en el yacimiento. También se conoce como Separación Gravitacional.

Existe una serie de mecanismos que contribuyen al proceso de migración secundaria, como lo son la diferencia de densidad (flotabilidad) de los fluidos presentes en el yacimiento y las fuerzas hidrodinámicas que arrastran partículas de petróleo. El régimen y la dirección del movimiento de agua varían debido a modificaciones continuas de presión de sobrecarga, erosión, deformaciones y geoquímica. El movimiento de fluido probablemente seguirá cualquier vía permeable disponible.

Las partículas microscópicas y submicroscópicas de hidrocarburos arrastradas por el agua en movimiento viajaron con ella hasta que la estructura o la naturaleza de las rocas les obstruyeron el paso o hasta que se separaron por cambios de presión, de temperatura y de volumen de mezcla, momento en el cual se presume que las partículas se unieron entre sí y se acumularon en partículas de mayor tamaño hasta que se flotabilidad fuese efectiva.

MIGRACION SECUNDARIA

La presión capilar es una de las fuerzas a considerar en el proceso de migración secundaria, la magnitud de dichas fuerzas puede ser cuantificada mediante valores de tensión superficial, tamaño de poros y la mojabilidad de la roca. El requisito básico para que se produzca la migración de pequeñas acumulaciones de petróleo en un yacimiento hidrófilo, es que la presión capilar de la interfase petróleo/agua exceda la presión de desplazamiento de los poros de mayor tamaño.

La distribución de equilibrio de gas, petróleo y agua en un yacimiento son el resultado de su flotabilidad. Si en el yacimiento se logra una acumulación de petróleo y gas suficiente para formar una fase continua y desarrollar flotabilidad, esta fuerza superará la resistencia capilar en los poros saturados de agua, el petróleo y el gas se moverán hacia arriba a lo largo de la red de poros interconectados de mayor tamaño recogiendo partículas dispersas de hidrocarburos en su camino, aumentando su flotabilidad hasta llegar al punto mas alto del yacimiento.

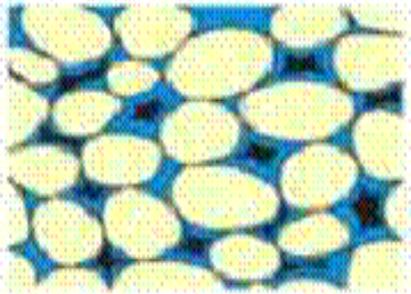
Cuando las partículas de petróleo y gas arrastrados por el agua llegan a una zona anticlinal, las fuerzas gravitacionales tienden a impedir la continuación del movimiento del agua al alcanzar la cresta del anticlinal. Este proceso conlleva a que el petróleo y el gas son retenidos en la zona más alta de la estructura. Al llegar los fluidos a la trampa se produce un nuevo movimiento de separación del gas/petróleo/agua.

La situación es algo diferente en el caso de una trampa estratigráfica, en el cual la permeabilidad decrece buzamiento arriba. el petróleo y el gas migran buzamiento arriba por el fuerza de su flotabilidad hasta el punto donde dicha fuerza o la presión capilar ya no pueden superar la presión de desplazamiento de las rocas de granos m{as fino. Si el agua buzamiento abajo aumenta el efecto de la barrera.

Sin embargo si el agua fluye buzamiento arriba, la combinación de las fuerzas hidrodinámica y la flotabilidad del petróleo y el gas es suficiente para que estos entren en los poros pequeños y, en muchos caos migren a través de la zona de barrera; en este caso solo resulta un yacimiento pequeño.

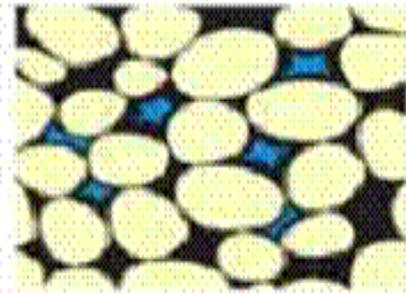
MIGRACION SECUNDARIA

Mayor presión de desplazamiento



Water-wett.

Menor presión de desplazamiento



Oil-wett.



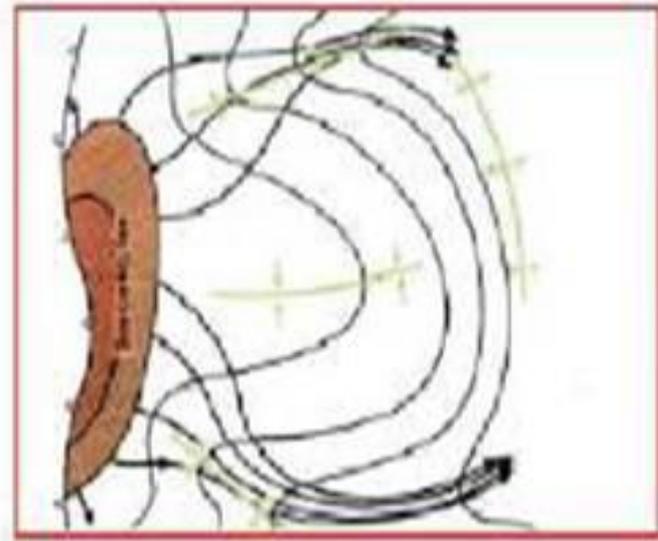
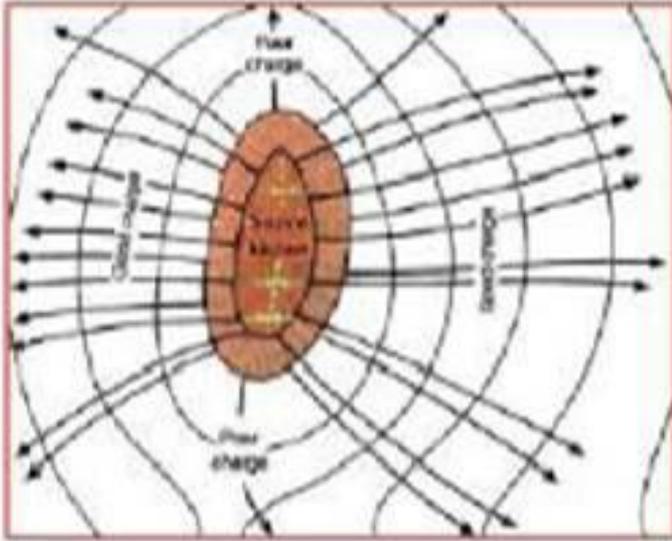
Fallas y fracturas

Las zonas de falla pueden actuar como conductos o como barreras para la migración secundaria (especialmente la migración lateral, al interrumpirse la continuidad lateral del carrier bed, ya que los espejos de falla son frecuentemente impermeables). Las diaclasas, si permanecen abiertas, pueden ser vías efectivas de la migración.

Vías de drenaje de la migración

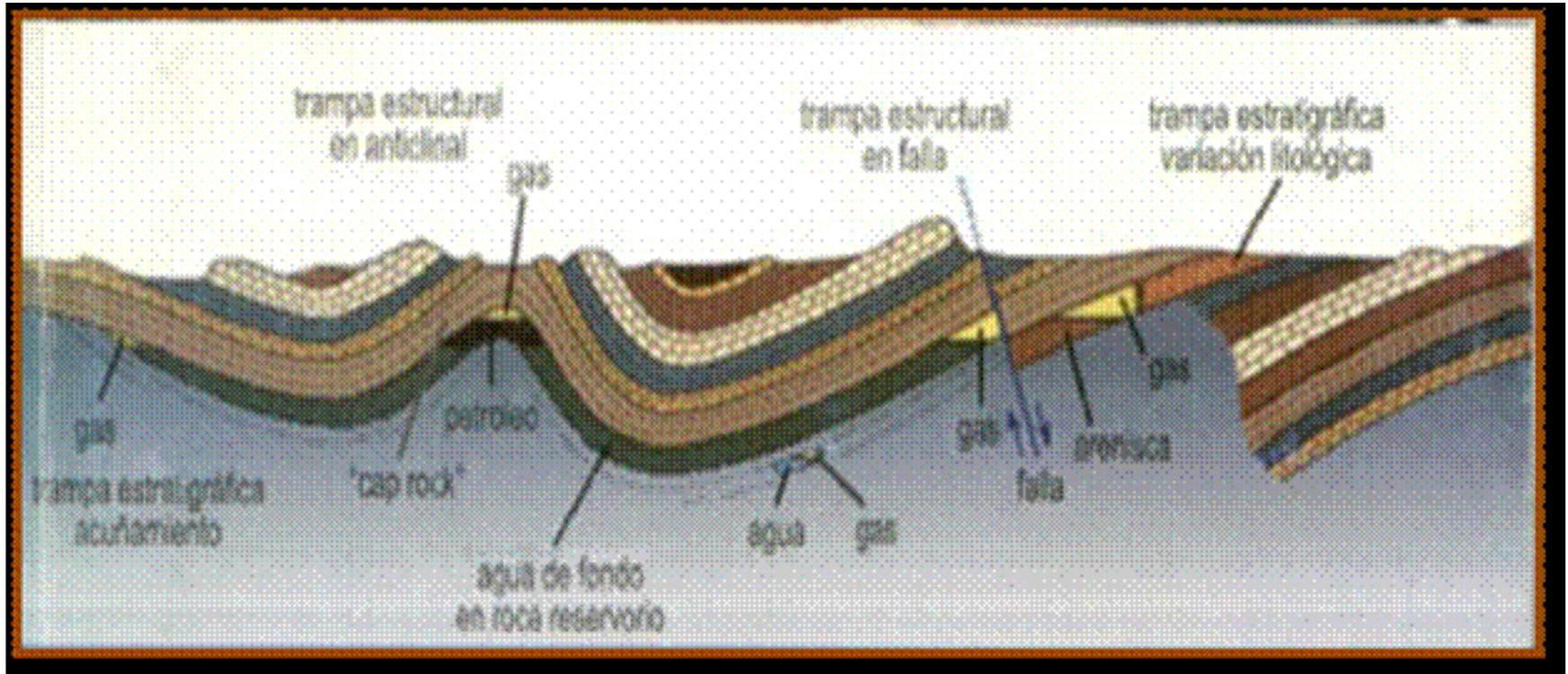
En ausencia de procesos hidrodinámicos, la fuerza conductora de la migración, es la flotabilidad; En esas condiciones, el petróleo tiende a moverse en la dirección de máxima pendiente, es decir, de forma perpendicular a los contornos estructurales (en la dirección de buzamiento). Las líneas de migración dibujan ángulos rectos con los contornos estructurales del techo del carrier bed (**ortocontornos**). En general, cuando el flujo de petróleo encuentra una zona deprimida, tiende a dispersarse, mientras que si se trata de una zona elevada, tiende a concentrarse.

ACUMULACION DE PETROLEO



Las acumulaciones de petróleo y gas generalmente aparecen en estructuras altas que son trampas eficaces, donde el movimiento es retardado por una disminución de las capas permeables de la roca, en la cuales se reducen los tamaños de los poros capilares impidiendo la continuación de dos o más fases.

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, acuñaientos, arrecifes, cambios laterales de facies...)
- b. Secundarias: relacionadas con procesos postsedimentarios (cambios diagenéticos–caliza dolomía–, porosidades por disolución, discordancias...)

2. Trampa estructural:

Relacionadas con procesos tectónicos o diastrofismo (fallas, cabalgamientos, antiformas...)

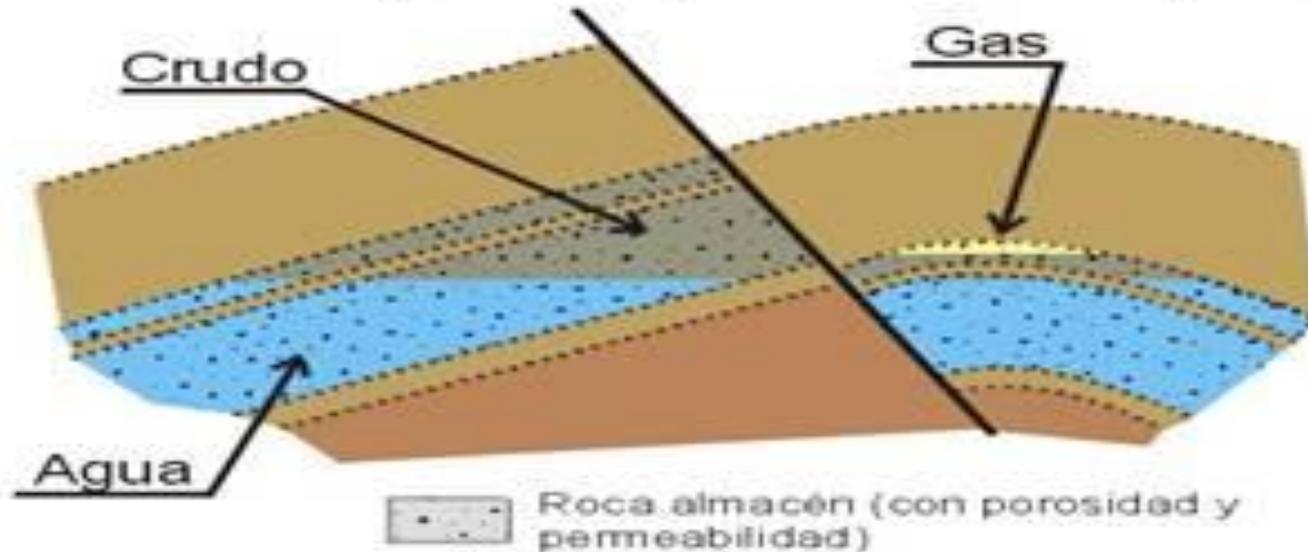
3. Trampas mixtas:

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 antiforme, 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.

TRAMPAS DE PETROLEO

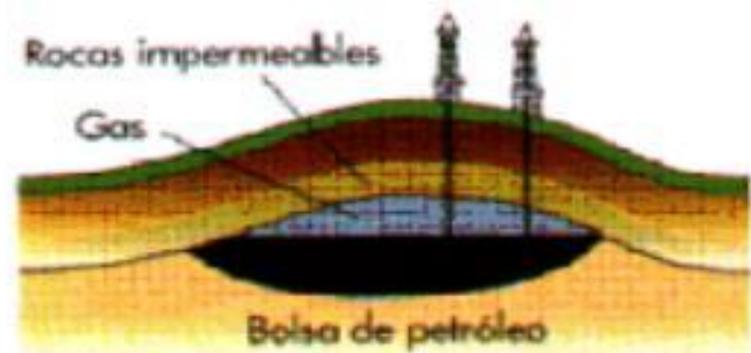
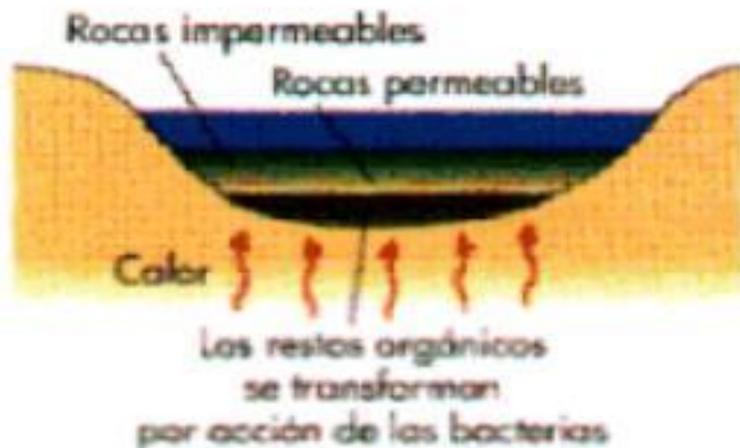
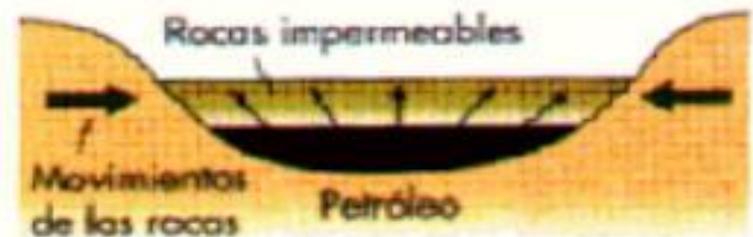
TRAMPA ESTRUCTURAL MIXTA, CON UN ANTICLINAL (derecha) Y UNA FALLA (izda)



De esta manera la continuación o finalización de la migración secundaria, está determinada por la relación entre la fuerza que origina el movimiento de las gotas de hidrocarburos y las presiones capilares que resisten a ese movimiento.

Las distancias que pueden recorrer los líquidos y gases en una migración secundaria están en el rango de 10 a 100 km y ocasionalmente hasta más.

TRAMPAS DE PETROLEO



Migración terciaria o Re-migración.

Los eventos tectónicos tales como plegamientos, fallas o levantamientos pueden causar una redistribución de los hidrocarburos acumulados, de esa manera se inicia una fase adicional a la migración secundaria, si de ella resulta una nueva acumulación se le denomina como re-migración o migración terciaria.

La búsqueda de petróleo y gas natural requiere conocimientos de geografía, geología y geofísica. El petróleo suele encontrarse en ciertos tipos de estructuras geológicas, como anticlinales, trampas por falla y domos salinos, que se hallan bajo algunos terrenos y en muy distintos climas. Tras seleccionar una zona de interés, se llevan a cabo numerosos tipos diferentes de prospecciones geofísicas y se realizan mediciones a fin de obtener una evaluación precisa de las formaciones del subsuelo, a saber:

Prospecciones magnetométricas. Las variaciones del campo magnético terrestre se miden con magnetómetros suspendidos de un aeroplano, a fin de localizar formaciones de rocas sedimentarias cuyas propiedades magnéticas son generalmente débiles en comparación con las de otras rocas.

Prospecciones fotogramétricas aéreas. Las fotografías tomadas con cámaras especiales desde aeroplanos proporcionan vistas tridimensionales de la tierra, que se utilizan para determinar formaciones geológicas en las que puede haber yacimientos de petróleo y gas natural.

Prospecciones gravimétricas. Como las grandes masas de roca densa aumentan la atracción de la gravedad, se utilizan gravímetros para obtener información sobre formaciones subyacentes midiendo pequeñísimas diferencias de gravedad.

Prospecciones sísmicas. Las prospecciones sísmicas proporcionan información sobre las características generales de la estructura del subsuelo. Las medidas se obtienen a partir de ondas de choque generadas por detonación de cargas explosivas en agujeros de pequeño diámetro; mediante dispositivos vibrantes o de percusión tanto en tierra como en el agua, y mediante descargas explosivas subacuáticas de aire comprimido.

El tiempo transcurrido entre el comienzo de la onda de choque y el retorno del eco se utiliza para determinar la profundidad de los sustratos reflectores. Gracias al uso reciente de superordenadores para generar imágenes tridimensionales, la evaluación de los resultados de las pruebas sísmicas ha mejorado notablemente.

•**Prospecciones radiográficas.** La radiografía consiste en el uso de ondas de radio para obtener información similar a la que proporcionan las prospecciones sísmicas.

•**Prospecciones estratigráficas.** El muestreo estratigráfico es el análisis de testigos extraídos de estratos rocosos del subsuelo para ver si contienen trazas de gas y petróleo. Se corta con una barrena hueca un trozo cilíndrico de roca, denominado testigo, y se empuja hacia arriba por un tubo (sacatestigos) unido a la barrena. El tubo sacatestigos se sube a la superficie y se extrae el testigo para su análisis.

Cuando las prospecciones y mediciones indican la presencia de formaciones de estratos que pueden contener petróleo, se perforan pozos de exploración para determinar si existe o no petróleo o gas y, en caso de que exista, si es accesible y puede obtenerse en cantidades comercialmente viables.

MODELADO DE CUENCA

Construcción del modelo

Geometría y estratigrafía:
Mapas de profundidad o espesor, y geometrías y secuencia cronológica de fallas, obtenidas a partir de datos sísmicos, de teledetección, electromagnéticos, gravimétricos, de afloramientos y de registros de pozos

Secuencia cronológica de los procesos de depositación, erosión, discontinuidades estratigráficas (hiatos), eventos tectónicos, compactación:
Paleontología, métodos de datación radiométrica, mecanismos de inversión magnética, propiedades de las rocas y los fluidos

Datos geoquímicos:
Temperatura, tipo de kerógeno, riqueza en contenido orgánico (carbono orgánico total, índice de hidrógeno), madurez térmica, componentes cinéticos

Condiciones de borde:
Historia de flujo termal, temperatura de superficie, paleo-profundidad del agua

Modelado directo

Depositación:
Sedimentación, erosión, formación de domos salinos, asignación de eventos geológicos

Cálculo de presión y compactación

Análisis de flujo termal y componentes cinéticos de los parámetros de calibración térmica

Generación, adsorción y expulsión del petróleo

Análisis de fluidos y composiciones de fases

Migración del petróleo:
Flujo darciano, difusión, percolación por invasión, análisis de trayectos de flujo

Componentes volumétricos de los yacimientos

Calibración:
Temperatura de pozo, presión, reflectancia de la vitrinita, análisis de fluidos, volumen de yacimiento conocido

Resultado y evaluación de riesgos:
Relación de transformación, distribución de temperatura, localizaciones y volúmenes de acumulaciones, composición del fluido