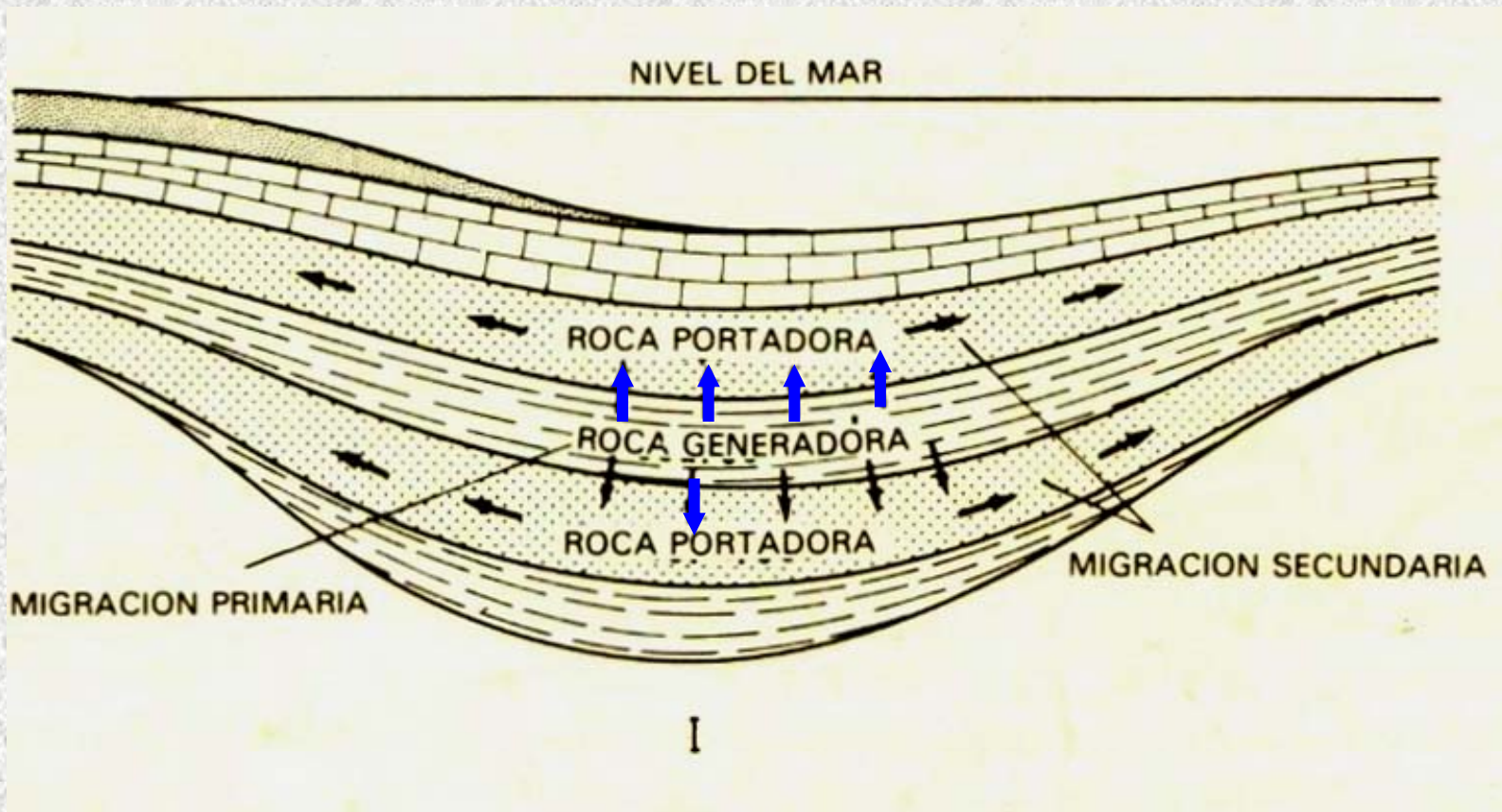


MIGRACIÓN

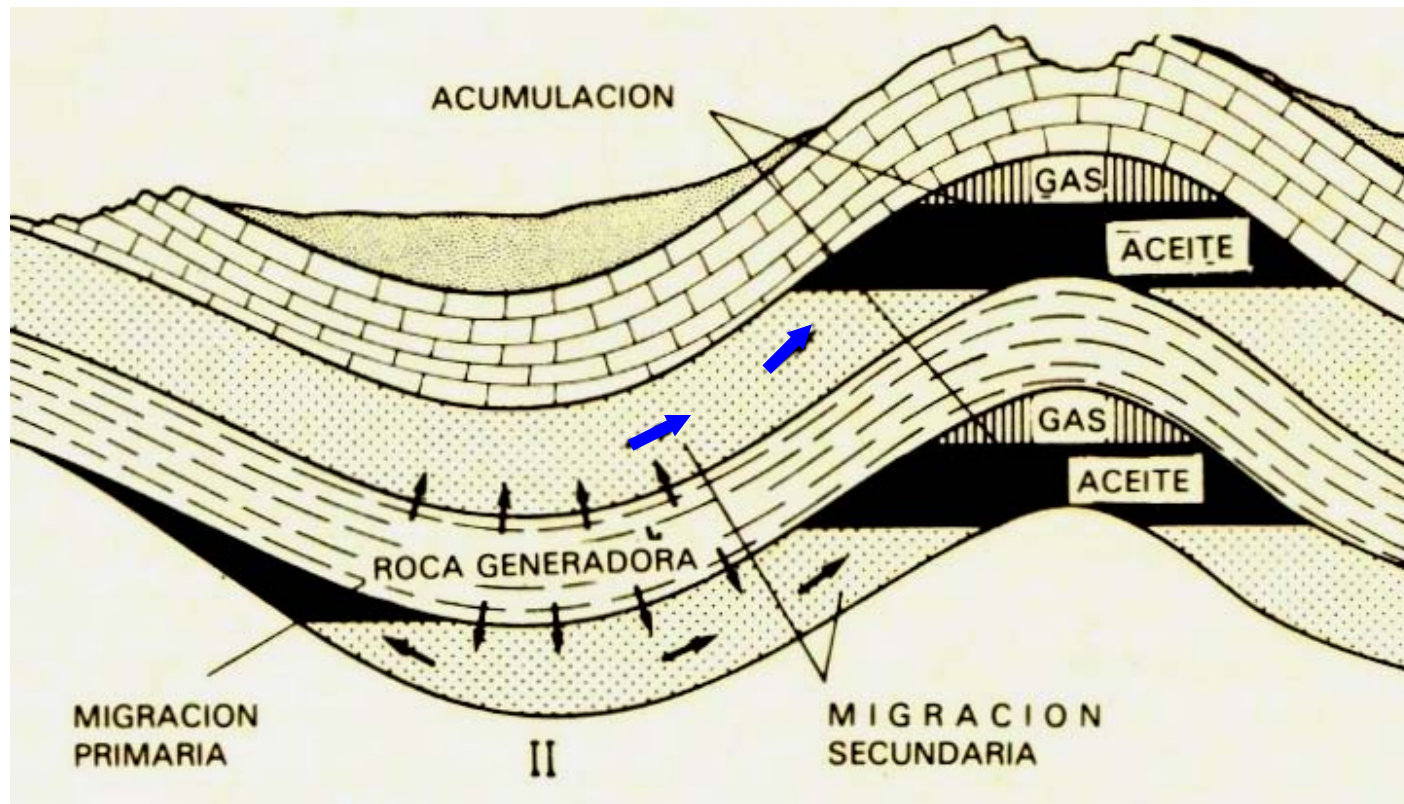
OBJETIVO

Conocer bajo que condiciones, parámetros y en que tipo de rocas ocurre la migración del aceite y gas.

Debido a que el aceite y el gas no se encuentran generalmente en las rocas donde se originan, es necesario considerar **una migración de los hidrocarburos de una roca generadora a una almacenadora.**

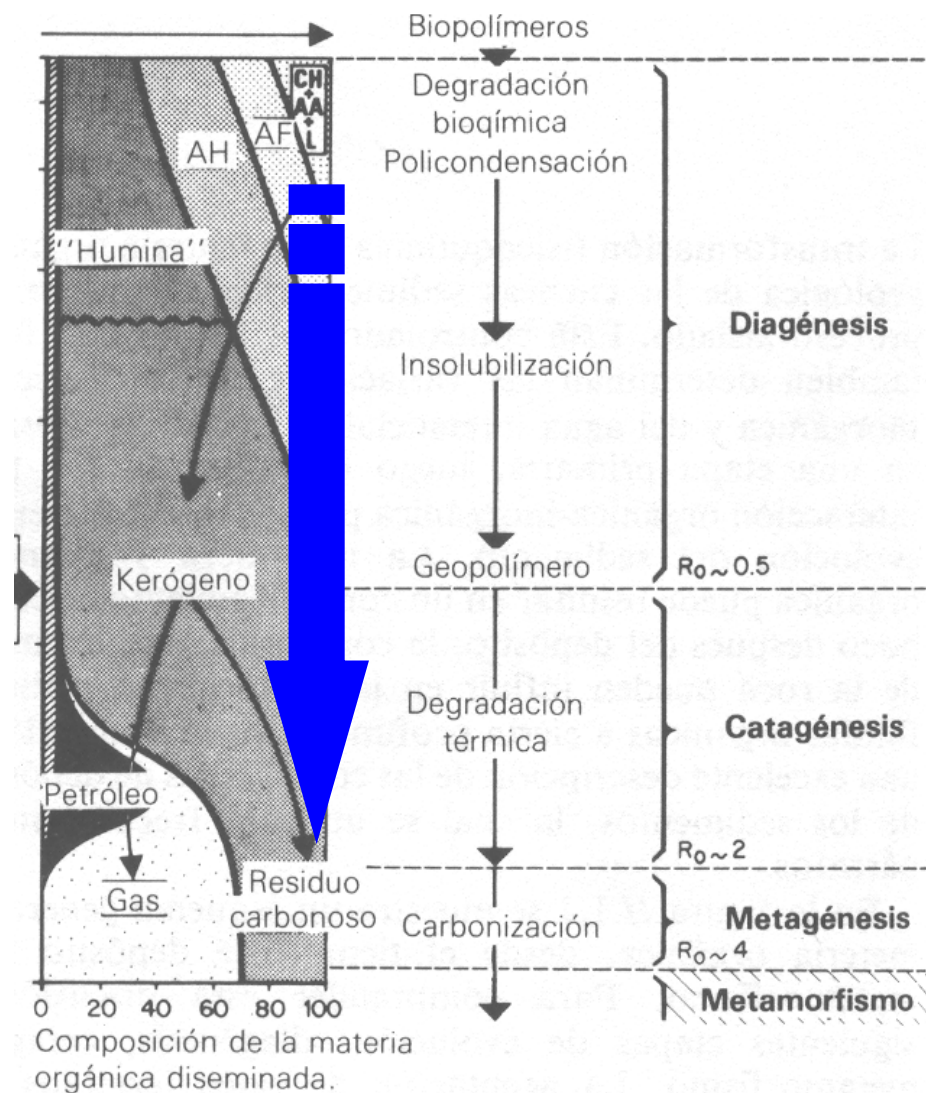


Y además pensar en una migración de los mismos hidrocarburos dentro de la roca almacén, hasta que escapen a la atmósfera o se encuentren con una **trampa natural** donde se acumule el yacimiento.



El estudio de la migración primaria es un tanto difícil de entender. La secuencia de evolución desde el kerógeno hasta el aceite crudo o al gas es compleja.

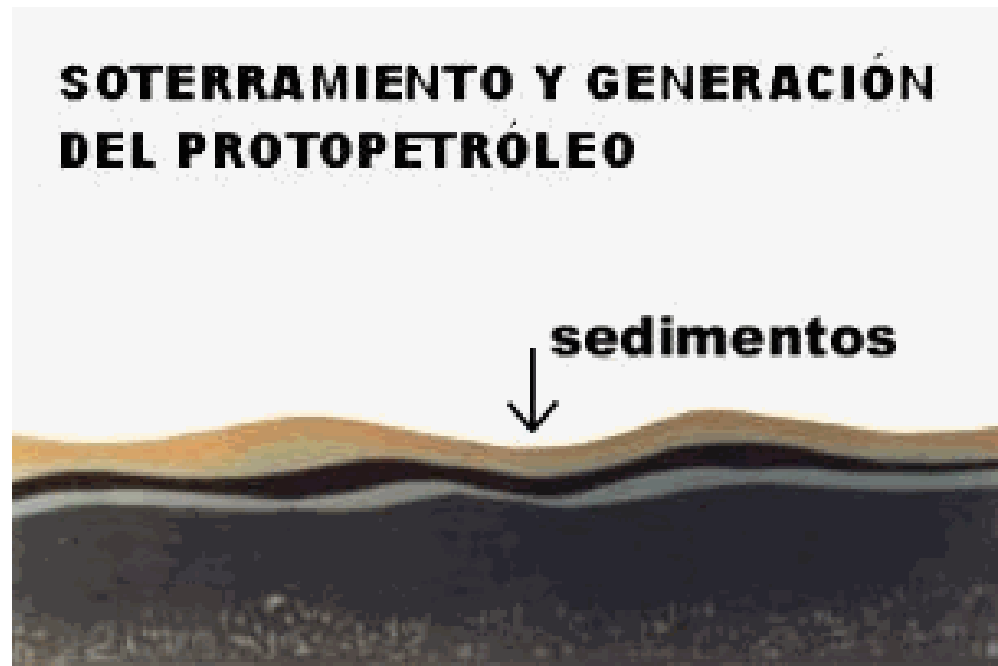
La evaluación de si la transformación fue realizada antes, durante o después de la migración desde la roca generadora es difícil de saber.



Uno de los principales problemas en comprender la migración de los hidrocarburos es su baja solubilidad del agua.

Hunt, sugiere que la migración ocurre antes de que el hidrocarburo sea reconocido como aceite crudo, esto es que mientras que esta en forma de kerógeno, ácido y ésteres, los cuales son solubles en agua. Esta fase de transición es llamada Protopetróleo.

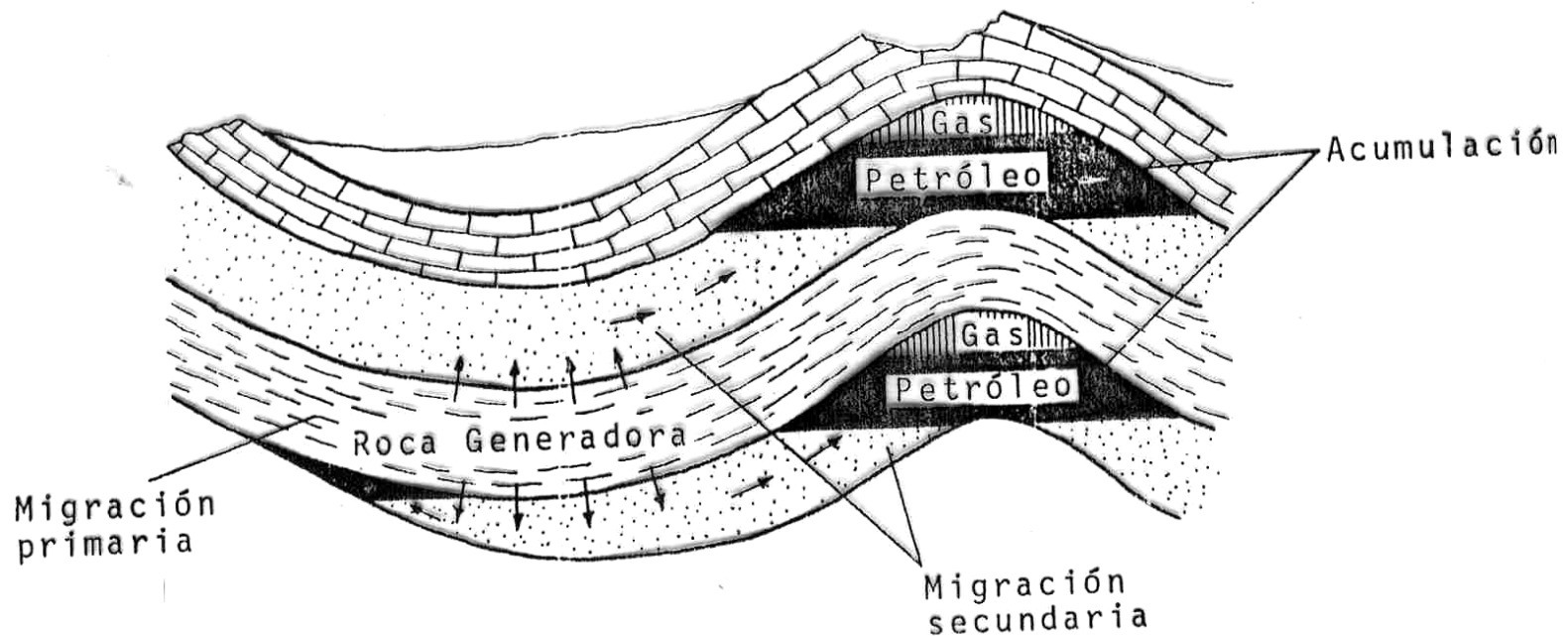
Es difícil ver, como estos componentes pudieron migrar hacia los estratos, una vez que fueron separados.



Los factores de presión, temperatura y procesos químicos y físicos, ayudados por la carencia de oxígeno, posibilitaron la formación de petróleo líquido y del gas.

MIGRACIÓN

Migración: es el movimiento de aceite y/o gas en los poros y/o discontinuidades de las rocas (porosidad primaria y secundaria) en el interior de la corteza terrestre.



MIGRACIÓN

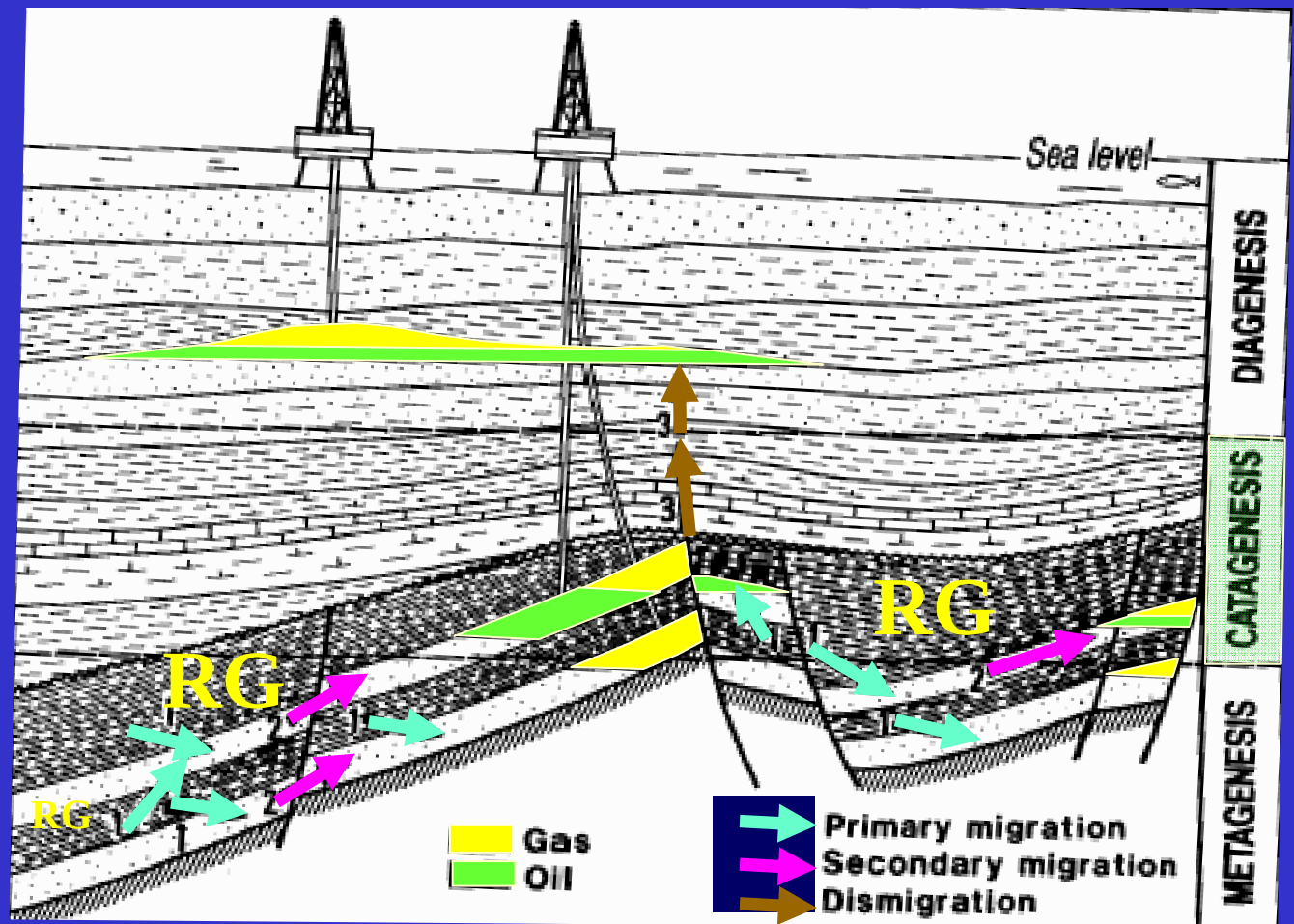
“La migración es el movimiento del petróleo y gas en el subsuelo”

Primaria

Secundaria

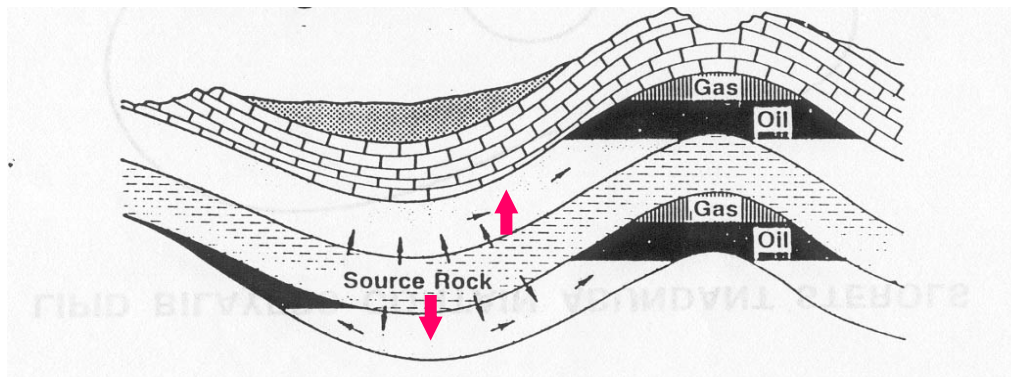
Acumulación

Dismigración



Migración primaria

Es el desprendimiento de los compuestos del aceite y gas de las partículas orgánicas sólidas (kerógeno) en los lechos generadores y su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de la roca generadora de grano fino a la roca porosa y permeable que representa la roca almacenadora.



CORRELACION:
ACEITE - ROCA MADRE
ACEITE - ACEITE

Los compuestos del petróleo pueden **emigrar a través de uno o más lechos portadores**, con permeabilidad y porosidades similares a las rocas generadoras, antes de quedar atrapados por una barrera impermeable o de permeabilidad muy baja.

Por ejemplo:

El gas bajo presión se puede mover prácticamente en todas las rocas, a menos que sean extremadamente compactas, **por lo que se moverá en la dirección de menor presión** que generalmente es hacia arriba.

El aceite, se mezcla con el gas en una fase homogénea de vapor, **tomando una movilidad de dicho aceite comparable con la del gas natural**. **Por lo que se cree que la migración a largas distancias es posible.**

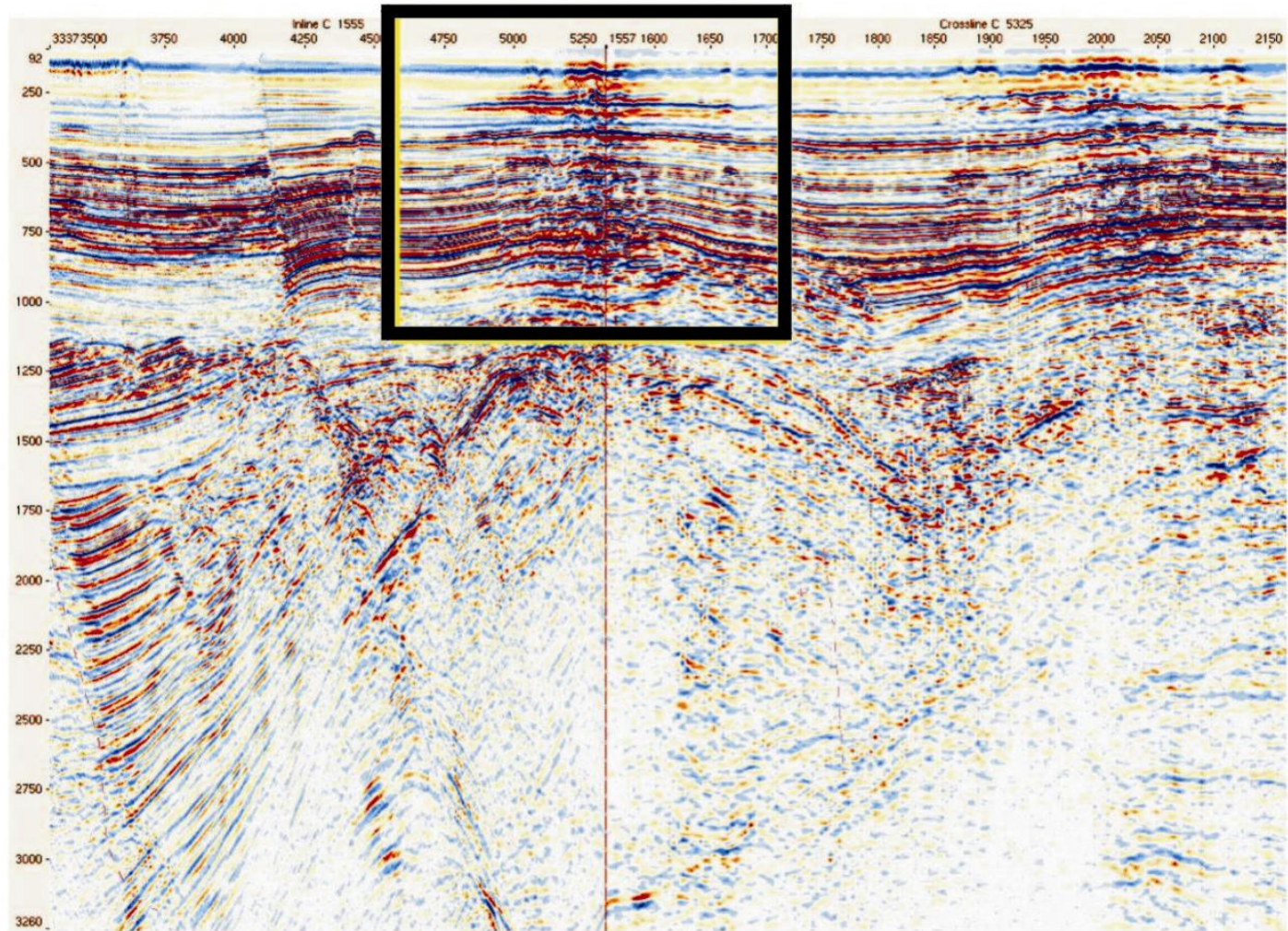
Conceptos importantes

Migración secundaria: el aceite que es expulsado de la roca generadora y que pasa a través de los poros más amplios de las unidades de roca más permeable.

Dismigración: son los desplazamientos de hidrocarburos a la superficie terrestre. La pérdida de hidrocarburos de una trampa.

Lo que provoca la formación de manifestaciones superficiales.

Connigración: son todos los desplazamientos de hidrocarburos que conducen más o menos rápida y directamente a la formación de un yacimiento por acumulación y segregación en una trampa.



MIGRACIÓN

Aspectos físicos-químicos de la migración primaria

- ❖ **Temperatura y presión**
- ❖ **Compactación**
- ❖ **Fluidos**

Temperatura y presión

La mayoría de **las acumulaciones de petróleo** y gas se encuentran en la superficie a una profundidad de **6000 a 7000 m**. Las condiciones fisico-químicas que prevalecen en las rocas generadoras y del yacimiento cambian con la profundidad de sepultamiento. **Por lo que es más notable el aumento de temperatura y presión.**

Se observan diferentes gradientes geotérmicos ($^{\circ}\text{C}/\text{Km}$). Un promedio mundial sería de $25^{\circ}\text{C}/\text{Km}$.

Las variaciones de los gradientes en las cuencas sedimentarias se presentan entre $15^{\circ}\text{C}/\text{km}$ hasta $50^{\circ}\text{C}/\text{Km}$. Sin embargo se han encontrado gradientes desde $5^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ hasta $77^{\circ}\text{C}/\text{Km}$.

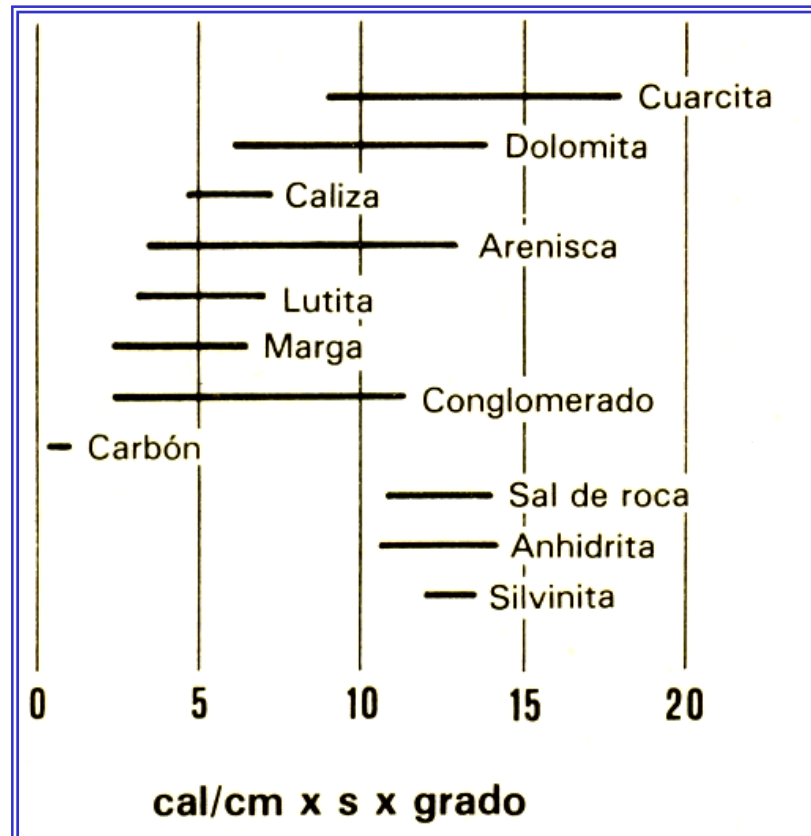
Gradientes bajos de $5^{\circ}\text{C}/\text{km}$ en un pozo a 14 585 ft la Isla de Andros de las Bahamas y gradientes altos de $76.9^{\circ}\text{C}/\text{km}$ en un pozo en el suroeste de Alemania.

Gradientes muy altos hasta $90^{\circ}\text{C}/\text{km}$ en el campo petrolero de Walio, de la cuenca de Salawati en Indonesia)

Los gradientes geotérmicos no siempre son lineales, sino que existen irregularidades originadas por la **conductividad térmica de las distintas litologías**, por la proximidad a la superficie y por el flujo de agua subterránea.

El flujo de calor: es la cantidad de calor (calorías) que fluye a través del área unitaria (cm^2) en cierto tiempo (segundos) ($\text{cal}/\text{cm}\cdot\text{s}$).

La conductividad térmica (λ) define la cantidad de calor que fluye por un medio específico a cierta distancia, durante un incremento de tiempo, cuando existe un gradiente de temperatura.



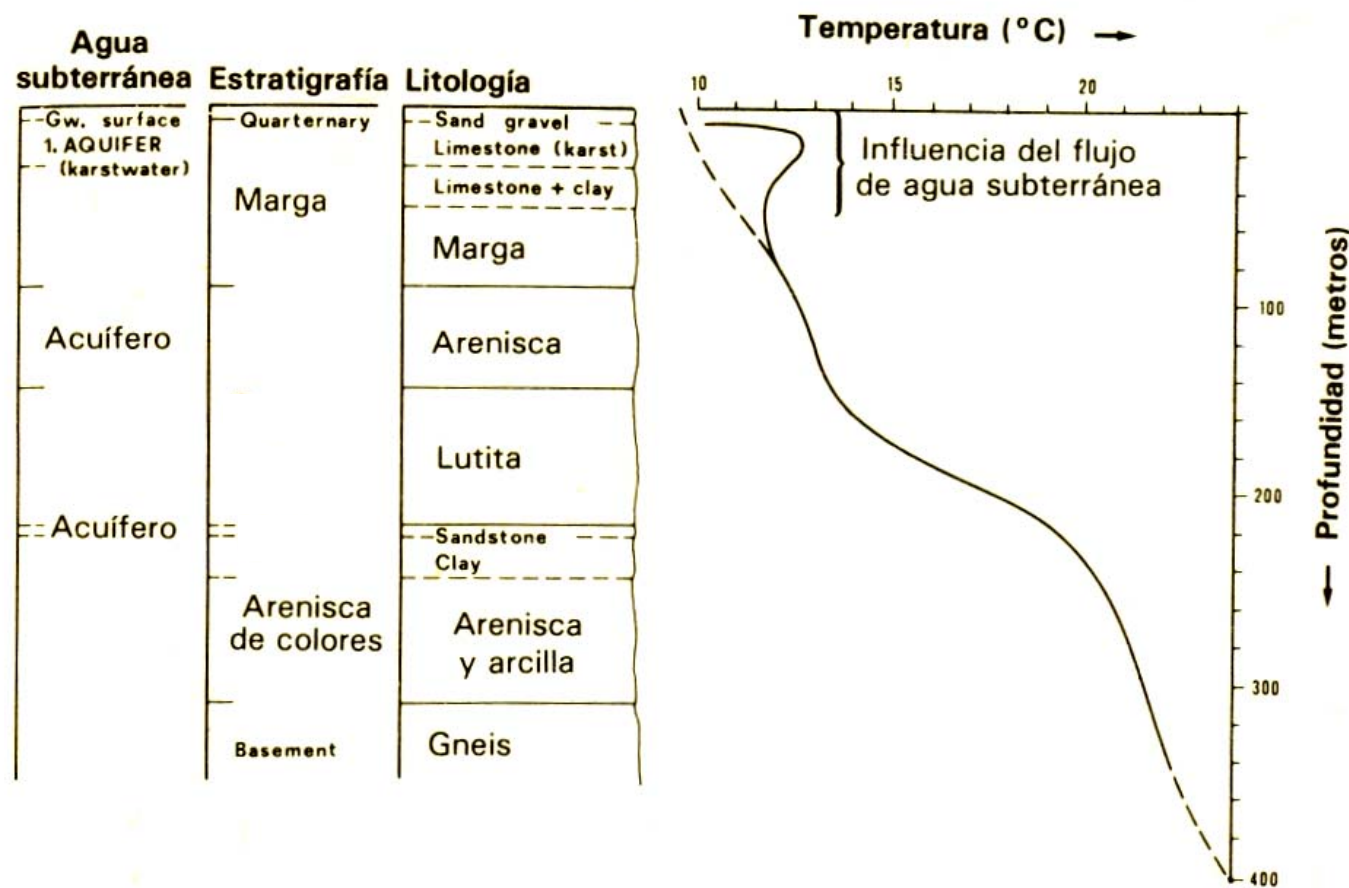


Figura III.2.1. Ejemplo del perfil de temperatura subsuperficial. El flujo de agua subterránea y las diferencias de conductividad térmica de los tipos de roca influyen en la relación temperatura profundidad. (Modificado después de Kappelmeyer,

El aumento de temperatura con la profundidad es mayor para flujos de calor mayores y conductividades térmicas inferiores.

CATAGÉNESIS

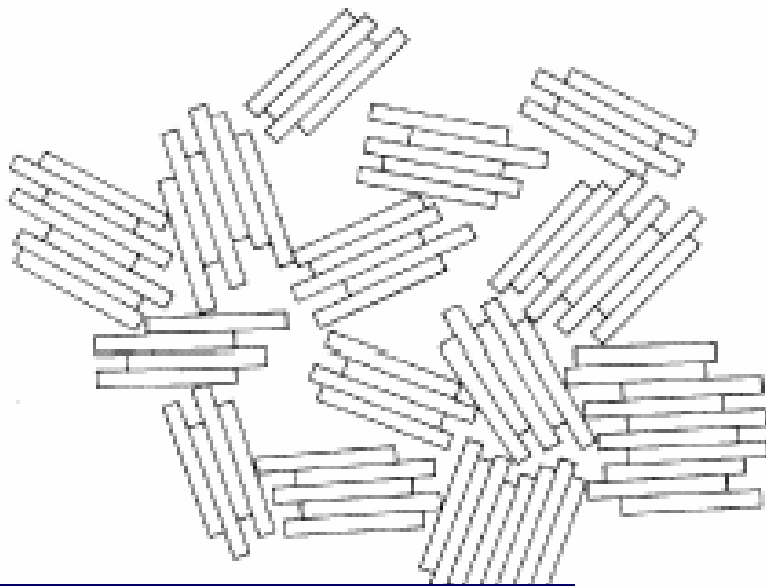
Las temperaturas que se alcanzan en esta etapa son del orden de 50° y hasta 225°C aproximadamente, y la presión varía de **300 a 1500 bares**. Con relación a la temperatura, se produce gas y aceite en los siguientes intervalos:

Aceite: de ± 60 a ± 175 °C

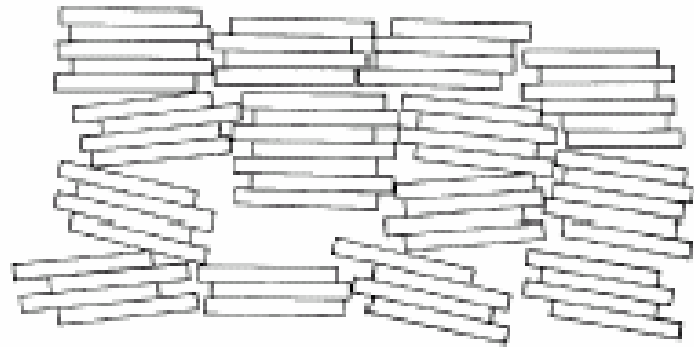
Gas: de ± 50 a ± 225 °C

MIGRACION PRIMARIA:

La causa principal de la expulsión de fluidos de una roca generadora es la **COMPACTACIÓN**



Lutita Masiva

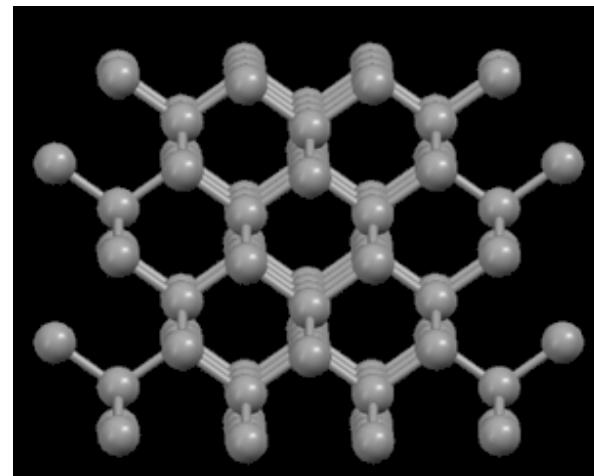


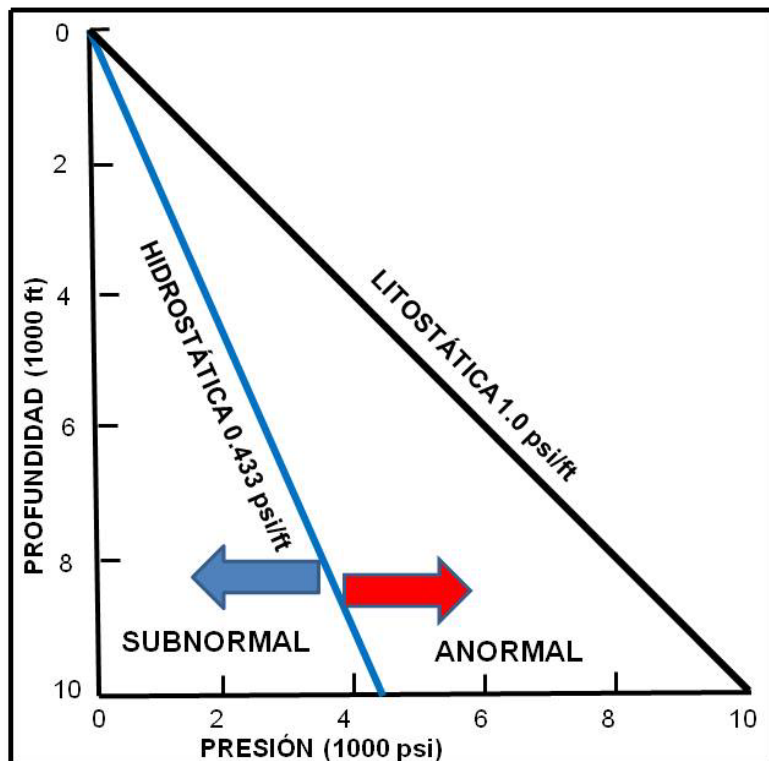
Lutita Físil

La Materia orgánica puede propiciar una estructura físil a las lutitas creándose planos paralelos.

- **La compactación en los sedimentos provoca un aumento de la densidad y pérdida de porosidad, con el aumento de la presión, temperatura y tiempo.**
- **La compactación rápida de las arcillas puede provocar que el agua no se expulse rápidamente y esto provoque la creación de zonas de presiones anormalmente altas puede generar metano y otros hidrocarburos de bajo peso molecular, sin embargo estas presiones son transitorias.**
- **Las presiones anormales permiten que la expulsión pueda darse tanto hacia arriba como hacia abajo.**

El ritmo de la compactación está gobernado, en gran parte por las propiedades del material del sedimento (físicas como químicas)





Los conceptos de Presiones Normales, Anormales o Subnormales son muy frecuentes en la Industria del Petróleo. En esta gráfica representamos lo que significa cada uno de estos términos pues es muy importante entenderlos para poder saber sus aplicaciones.

Presión Normal ó Hidrostática. Estas presiones son las causadas primordialmente por el peso de la columna de agua. El gradiente de las presiones normales decíamos que es 0.433 psi/ft. Este gradiente se muestra en la gráfica como: **Presión Hidrostática.**

El gradiente de presión normal es solamente un gradiente de referencia que se usa con el propósito de comparar. En cualquier area las aguas de la formación van a contener solidos disueltos, por lo tanto la presión va a ser igual al peso de la columna de agua mas el peso de los sólidos disueltos.

En general decimos que las presiones son normales para tal profundidad si caen o están localizadas cerca del gradiente de presión normal o sea que en la práctica decimos que si tienen un gradiente que oscila entre 0.40 y 0.50 psi/ft decimos que la presión es normal.

Presiones Anormales o Geopresiones. Se denominan presiones anormales aquellas que son significativamente altas para la profundidad en consideración. Estas presiones siempre van a caer o estar graficadas a la derecha de lo que se considera presiones normales o hidrostáticas. También las podemos definir como aquellas presiones que se expresan en un gradiente de más de 0.50 psi/ft.

Las presiones anormales ocurren cuando la matriz de la roca se compacta y los fluidos de los poros no pueden escapar o cuando los gases y fluidos dentro de los poros se expanden y la matriz de la roca no lo permite en cualquiera de los casos el resultado que se tiene es que la permeabilidad disminuye y los gases/ fluidos no pueden salir.

Las presiones anormales son supremamente comunes en muchas cuencas sedimentarias alrededor del mundo. Se encuentran u ocurren a diversas profundidades y en formaciones de diferentes edades geológicas. **Podemos decir que se encuentran mayormente asociadas a secuencias clásticas de granos finos o grandes masas de arcilla.** Sin embargo, pueden estar asociadas a otras litologías.

El nivel de compactación de las arcillas tienen una respuesta específica sobre la porosidad, resistividad, densidad y tiempo de tránsito (tiempo que tarda una onda en atravesar un pie de la formación).

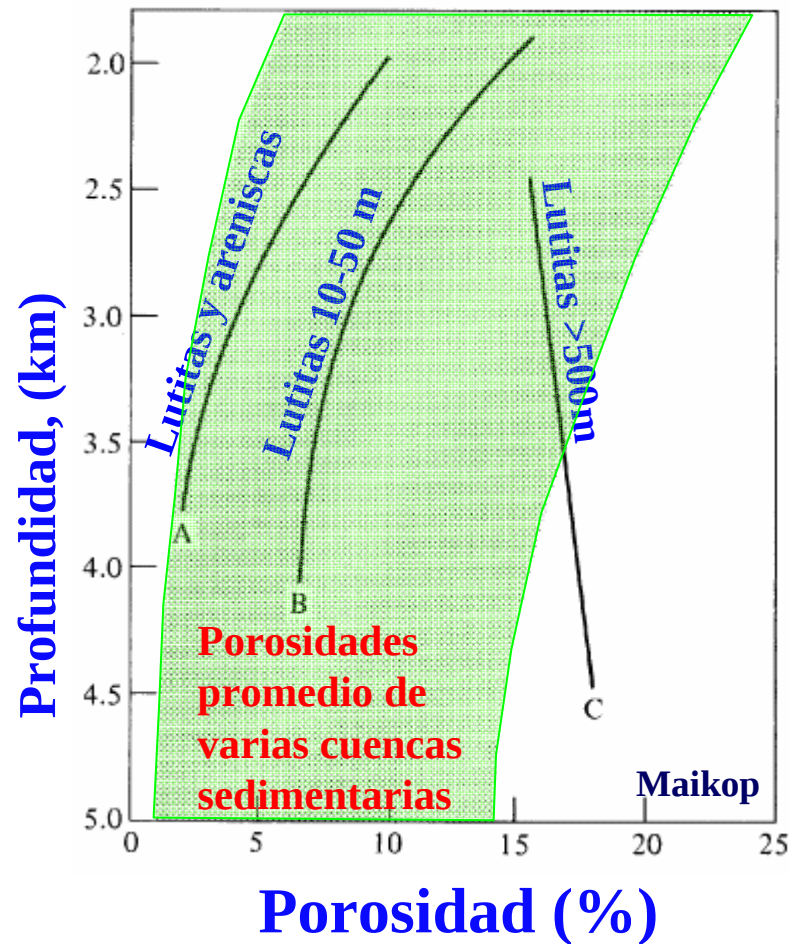
Las formaciones de presión normal generalmente poseen una presión de poro equivalente a la presión hidrostática del agua intersticial.

En las cuencas sedimentarias, el agua intersticial normalmente posee una densidad de $1,073 \text{ kg/m}^3$ [8.95 lbm/galón americano], lo que establece un gradiente de presión normal de 0.465 lpc/pie [10.5 kPa/m].

La desviación significativa con respecto a esta presión hidrostática normal se conoce como presión anormal.

Las presiones superiores o inferiores al gradiente normal pueden ser perjudiciales para el proceso de perforación.

El nivel de compactación de las arcillas tienen una respuesta específica sobre la porosidad, resistividad, densidad y tiempo de tránsito (tiempo que tarda una onda en atravesar un pie de la formación).



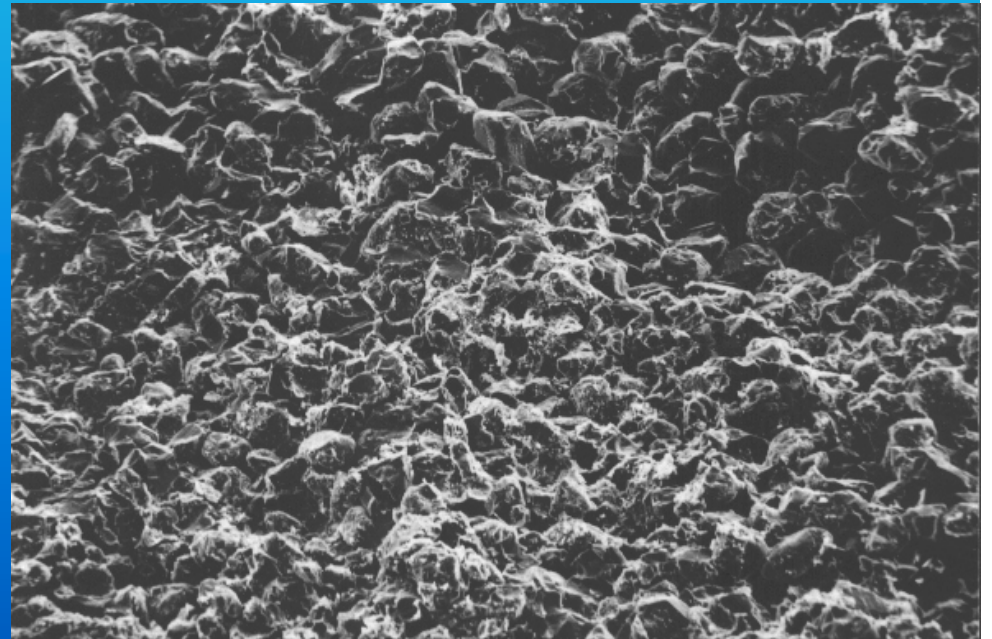
- * Las arcillas se compactan a diferentes ritmos dependiendo del número y espesor de las rocas permeables en una sección.
- * La porosidad de las lutitas **de mayor espesor** tienen mucha **más porosidad y sus presiones son anormales** por encontrarse en condiciones de desequilibrio.

VALORES DE POROSIDAD EN SEDIMENTOS Y ROCAS

- ❖ Arcillas 40 – 55 %
- ❖ Arena 30 – 40 %
- ❖ Grava 30 – 40 %
- ❖ Arena y grava 20 – 35 %
- ❖ Areniscas 10 – 20 %
- ❖ Calizas 1 - 20 %

1. Porosidad: es una medida del volumen de los espacios porosos en la roca.

Vugulos : vacíos o espacios (pueden estar interconectados o aislados)



a) En rocas siliciclásticas tres tipos de porosidades son comunes:

Intergranular

Moldica

Fractura

b) En rocas carbonatadas se clasifican en las siguientes categorías:

Interpartícula

Intercristalina

Vugular

Moldica

Fractura

Clasificación de porosidad de Choquette y Pray

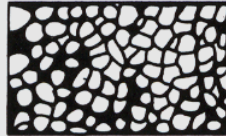
Dependiente de la fábrica de la roca



Interpartícula



Intrapartícula



Intercristalina



Móldica



Fenestral



En zonas protegidas
(Shelter)



En estructuras
de crecimiento
o intergranular

No dependiente de la fábrica de la roca



De fractura



Canales*



Cavidades*



Cavernas*

*El término caverna se aplica a los poros de grandes dimensiones (del tamaño de una persona o mayor), tengan morfología de canales o de cavidades.

Dependiente o no de la fábrica de la roca



Brechoide



Perforaciones



Galerías



De desecación

2. Permeabilidad: es una medida de la capacidad de la roca para transmitir un fluido.

El transporte del fluido en los poros interconectados depende de la permeabilidad, la cual varía de manera notable, aun cuando ninguna roca es totalmente impermeable.

Darcy:

$$Q = - \frac{K}{\mu} \rho A \frac{\delta \phi}{\delta \lambda}$$

en donde,

A = área de la sección transversal de la roca a través de la cual se mide el flujo (cm²),

K = permeabilidad intrínseca (Darcy),

Q = flujo volumétrico por unidad de tiempo (cm³s⁻¹),

μ = viscosidad dinámica del fluido (centipoise),

ρ = densidad de fluido (g cm⁻³),

$\frac{\delta \phi}{\delta \lambda}$ = gradiente hidrodinámico a lo largo de la trayectoria de flujo.

Perm intrínseca:
Propiedad de un medio poroso que permite el movimiento de líquidos y gases a través de él bajo la acción combinada de la gravedad y la presión.

Por conveniencia en el contexto geológico la permeabilidad se expresa en milidarcies (md= 10⁻³ Darcy) o en microdarcies (μd= 10⁻⁶ Darcy).

La Ley de Darcy es válida para el flujo laminar, en donde las fuerzas de inercia se pueden despreciar en comparación con las fuerzas de viscosidad.

VISCOSIDAD (μ) = facilidad de los materiales para fluír,
se mide como la resistencia de una sustancia a
cambiar de forma.
fuerza por unidad de gradiente de velocidad

$$\text{viscosidad } (\mu) = \frac{\tau}{du/dy} \quad \begin{array}{l} \text{esfuerzo (dinas/cm}^2\text{)} \\ \text{gradiente de velocidad} \\ \textbf{du} \text{ velocidad} \\ \textbf{dy} \text{ altura del fluido} \end{array}$$

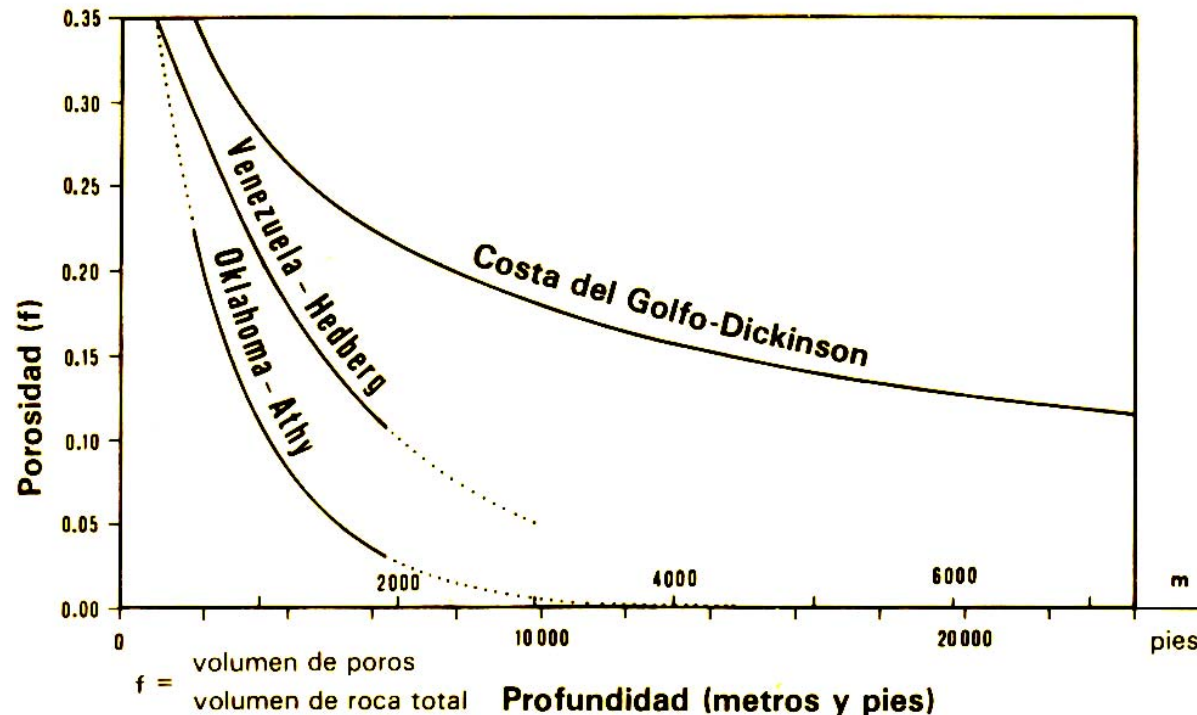
τ (paralela a la superficie de flujo)

Esfuerzo ejercido por el fluido en la base se denomina
Velocidad de esfuerzo.

Viscosidad disminuye con el aumento de la temperatura.

VISCOSIDAD CINEMATICA (ν)= μ/ρ viscosidad/densidad

Para sedimentos clásticos, las graficas de porosidad en función de la profundidad indican una relación exponencial. Al inicio se tiene una perdida rápida de porosidad en poca profundidad, y con el aumento adicional de la presión de sobrecarga, el ritmo de perdida de porosidad disminuye.



Relación profundidad-porosidad, según se ha determinado para muestras de tres cuencas diferentes: sedimentos paleogénos de la Costa del Golfo; sedimentos paleogénos de Venezuela oriental; sedimentos del Paleozoico de Oklahoma.

- **Los hidrocarburos se transportan a través de sedimentos finos con permeabilidades de 10^{-3} a 10^{-11} milidarcys**, por lo que los compuestos moleculares mas pequeños pueden escapar más fácilmente.
- **El tamaño promedio de los poros en las lutitas es de ~3 nm**, (algunos pueden ser de más de 100 nm) por lo que los hidrocarburos cíclicos pueden migrar con cierta facilidad con porosidad de las lutitas de 10% (o menos) a más de 6,000 m de profundidad.
- **Los asfaltenos tienen más dificultades para migrar** (la solubilidad se incrementa cuando decrece el número de carbonos, de los alkanos normales y la serie aromática), pero muchos de ellos se forman en el propio yacimiento.

$$1 \text{ Darcy} = 9,86923 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$$

Diámetro de poros y áreas superficiales internas

Durante la compactación y la reducción también se presenta una disminución notable de los diámetros de poro, especialmente en los sedimentos clásticos de grano fino.

El sistema de poro sedimentario a una escala microscópica, es muy heterogéneo (geometría irregular), parcialmente interconectado y estrechas gargantas de poro que llevan a volúmenes de poro mayores.

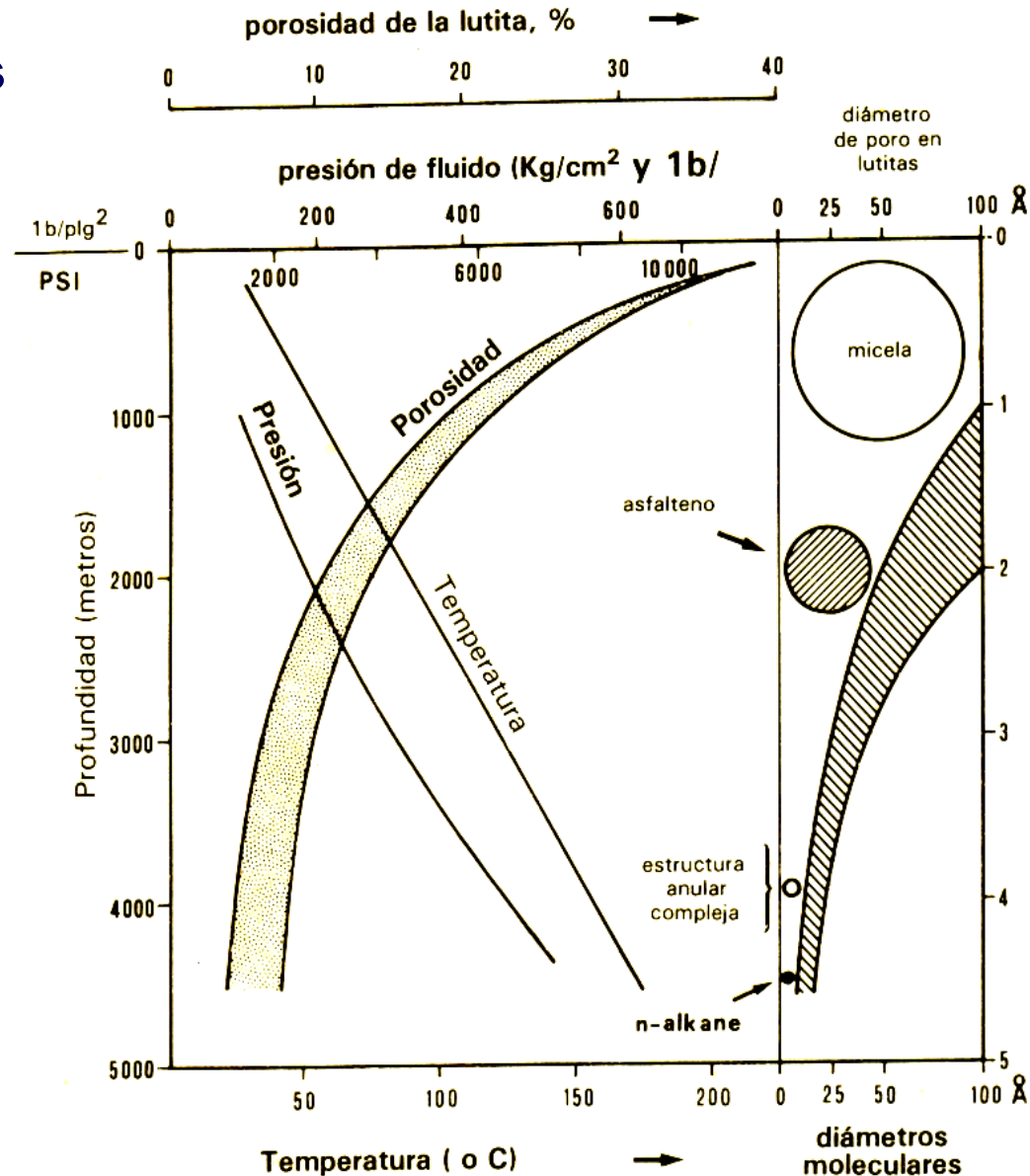
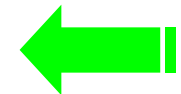


Figura III.2.8. Interrelación de diversos parámetros físicos con el aumento de la profundidad de sepultamiento para sedimentos de tipo lutita.

PSI: libra-fuerza por pulgada cuadrada, (del inglés *pounds per square inch*) es una unidad de presión en el sistema anglosajón de unidades.

Principales mecanismos de la Migración Primaria:

➤ 1. Difusión



➤ 2. Expulsión en fase de aceite



➤ 3. Expulsión en fase gaseosa



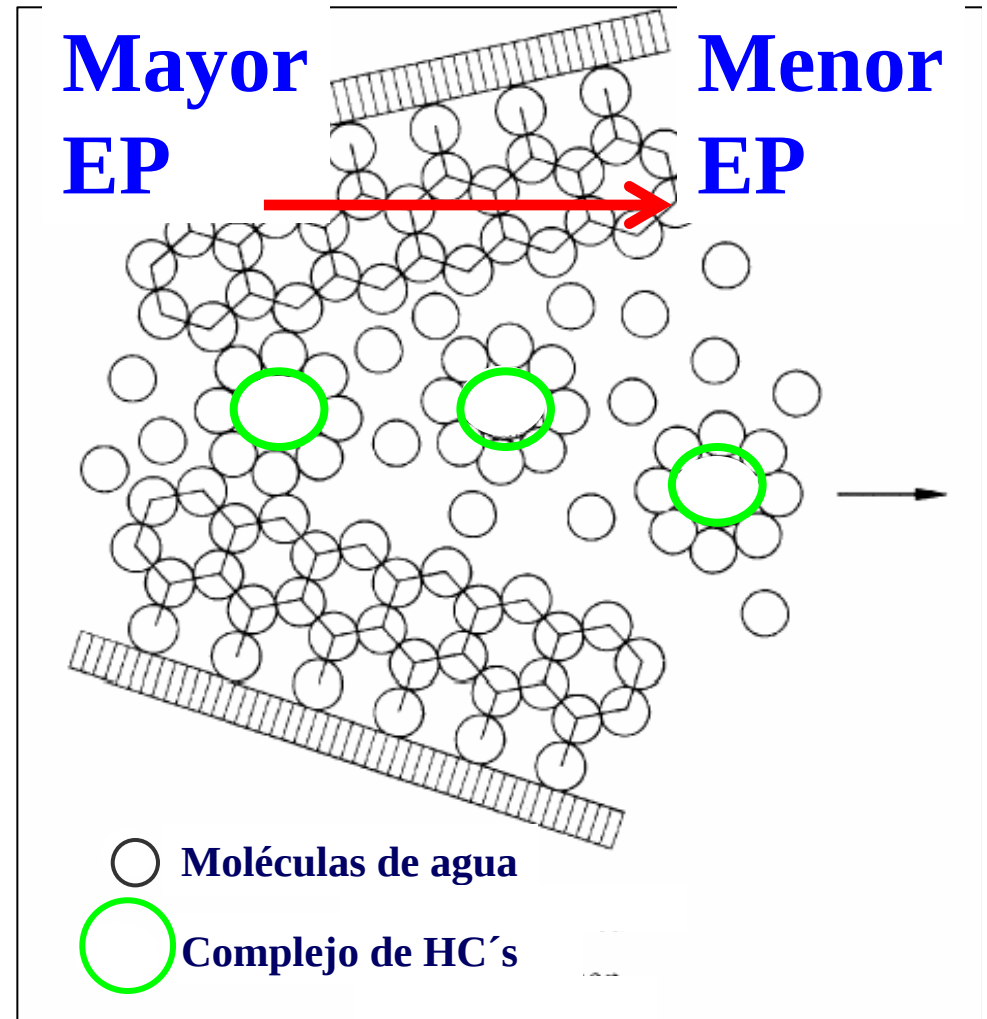
➤ 4. Solución



1. DIFUSIÓN

Las moléculas de hidrocarburos son pequeños agregados moleculares que poseen energía respecto a su posición, capaces de moverse en el subsuelo de las áreas de mayor energía potencial a las de menor Energía Potencial (EP).

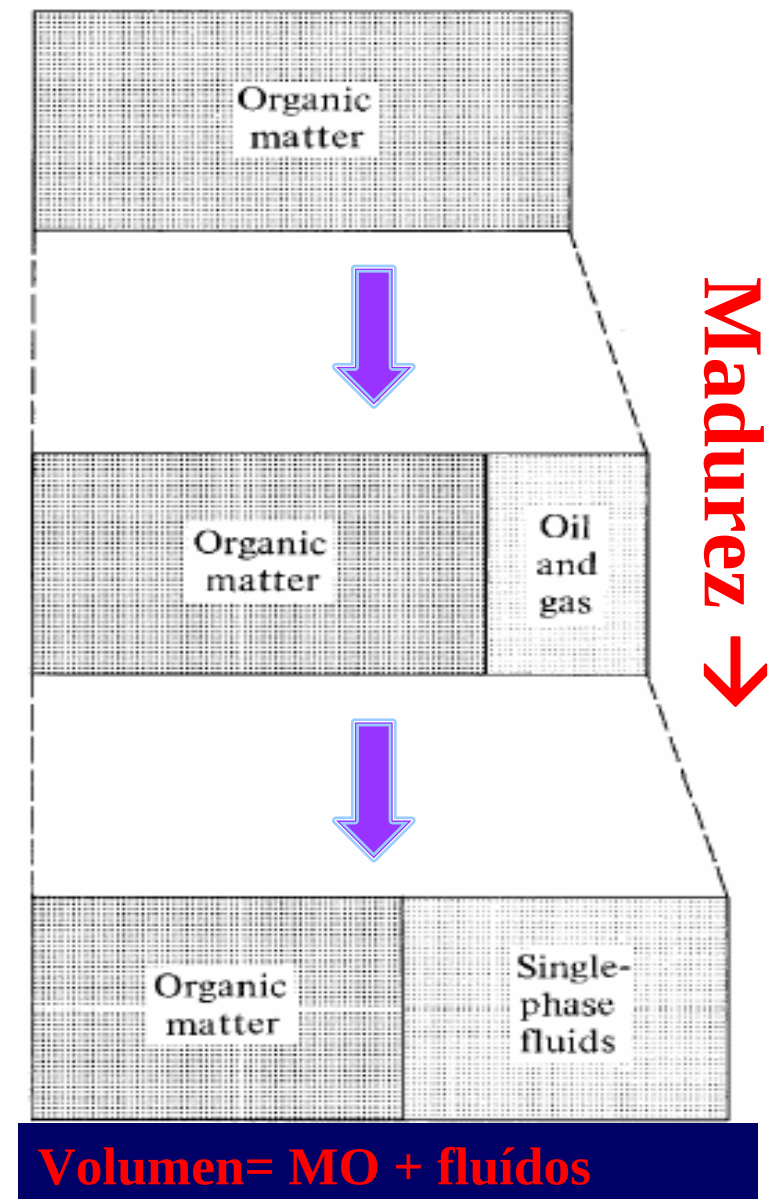
Los HC's son hidrofóbicos:



Difusión: en el que partículas materiales se introducen en un medio que inicialmente estaba ausente,

2. EXPULSIÓN EN FASE DE ACEITE

- Ocurre en **Rocas generadoras** muy **ricas en materia orgánica**, desde el principio de la Generación de hidrocarburos.
- La migración se lleva a cabo cuando los primeros bitúmenes forman una red interna continua que **reemplaza al agua**.
- La transformación de la MO en líquidos y gases permite que el volumen original crezca hasta en un 25%, creándose microfracturas que se cierran y se vuelven a abrir hasta que la generación termina.

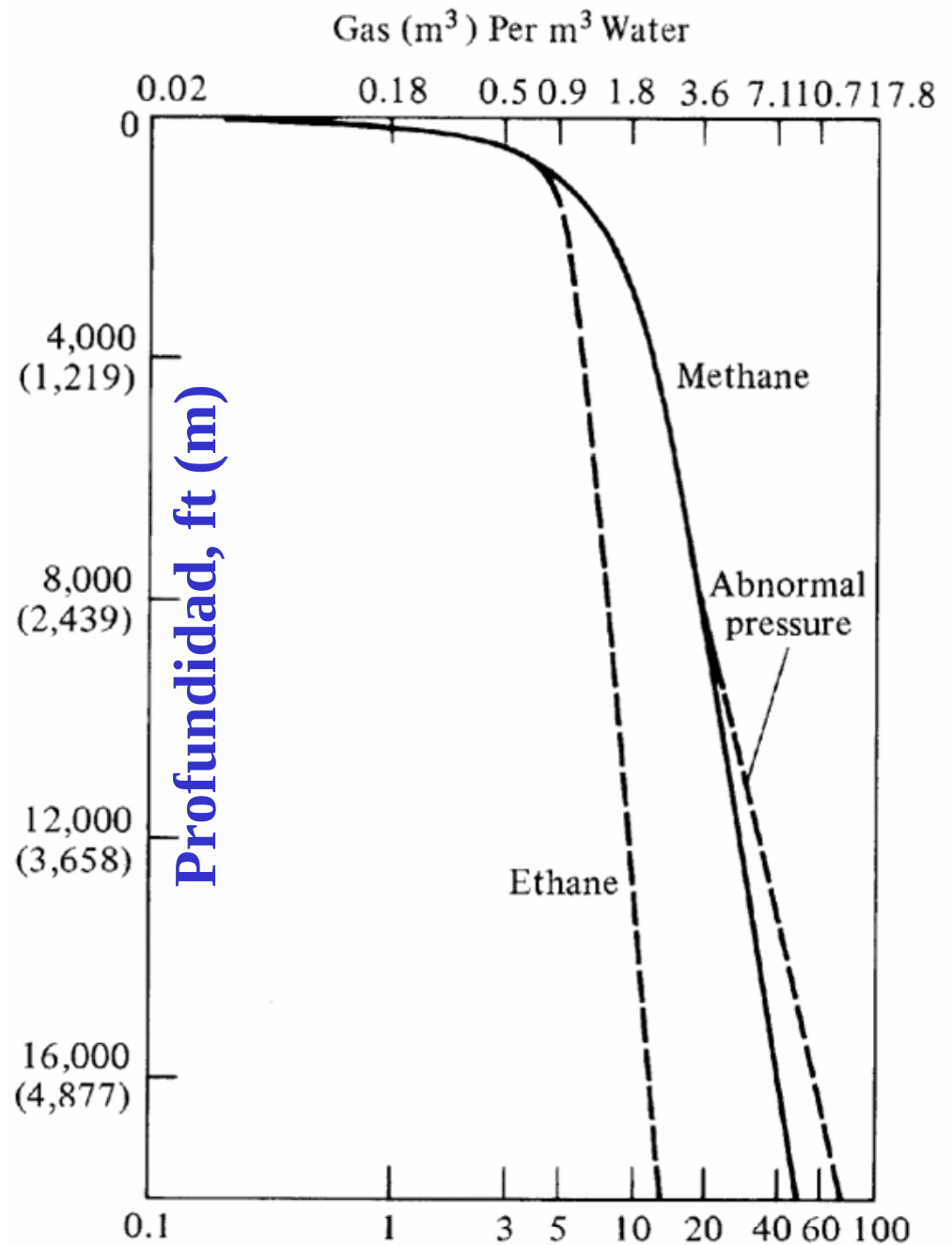


3. EXPULSIÓN EN FASE GASEOSA

- El gas comprimido puede disolver grandes cantidades de hidrocarburos líquidos pesados cuando la T° y la P aumentan.
- Los gases migran a través de microfracturas disolviendo los bitúmenes de poros adyacentes.
- Eventualmente, los gases alcanzan condiciones de menor T y P, produciéndose la condensación de una fase de aceite.
- La migración en fase gaseosa no es importante para la creación de grandes acumulaciones de aceite (p. ej. Cantarell) a menos que se considere que se han perdido grandes volúmenes de gas.
- Tampoco es importante en condiciones de madurez incipiente (Cantarell).

4. SOLUCIÓN (solubilidad)

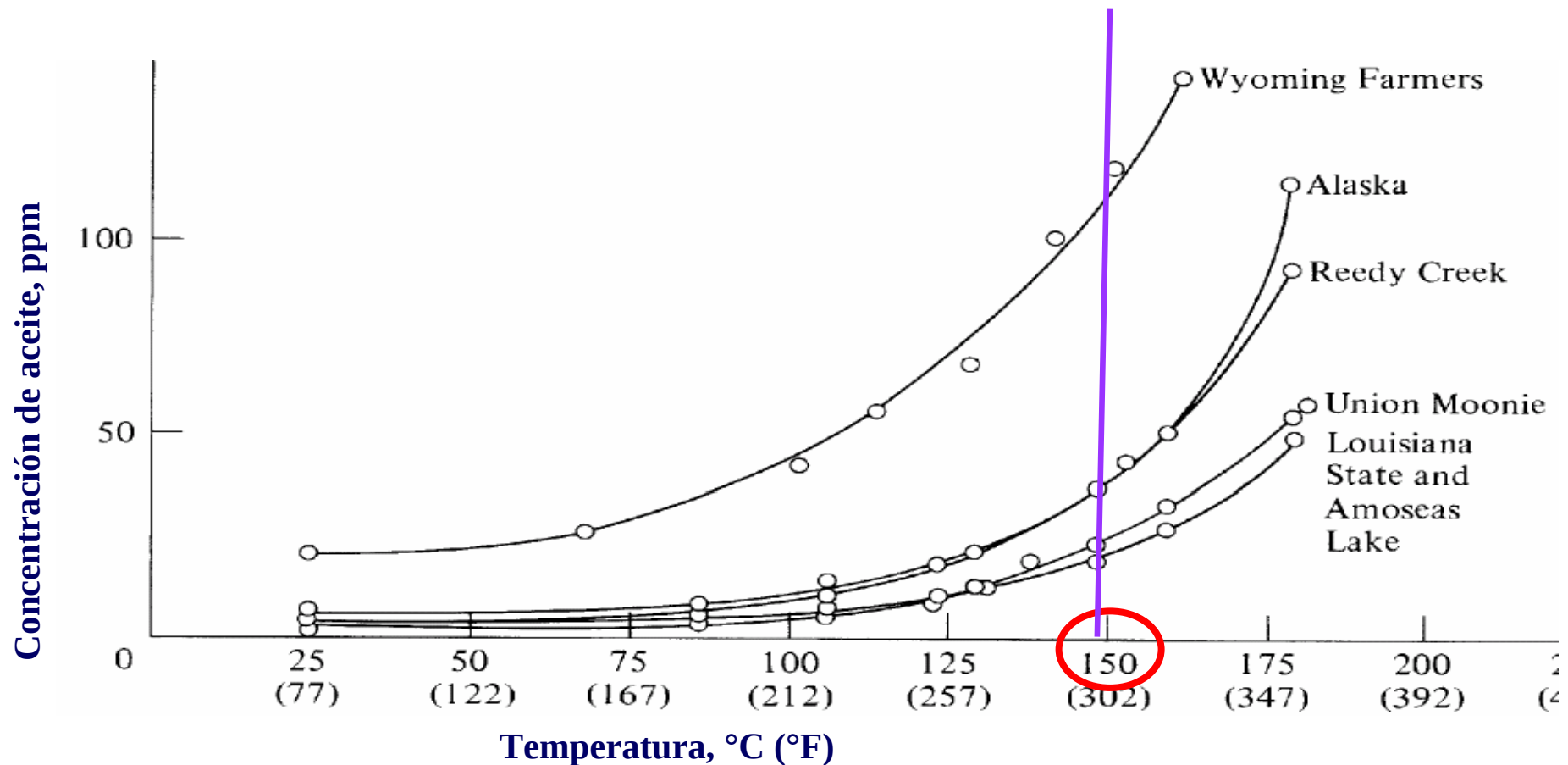
- La solución molecular es un mecanismo que puede ser válido para el metano e hidrocarburos ligeros en los sedimentos.
- En el metano y etano su solubilidad aumenta rápidamente con la presión y temperatura.



Solubilidad del metano en H₂O

SOLUCIÓN

- La solubilidad del petróleo se incrementa con la Temperatura.
- La solubilidad no es apreciable antes de los 150°C, donde arriba de los 150°C ya es significativa.



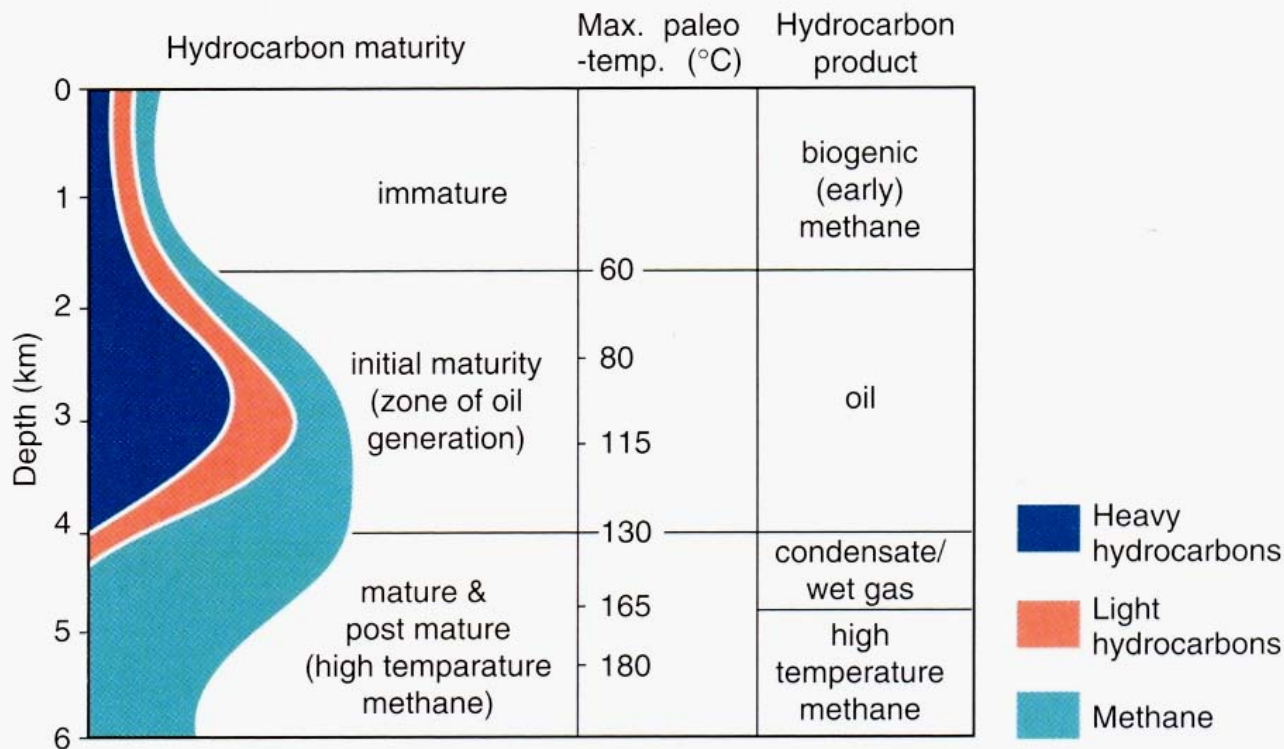


Figure 3.4 Hydrocarbon maturation.

Recordando que los análisis de paleotemperaturas muestran que la generación óptima del aceite ocurre cerca de los 120°C, en datos experimentales sugieren la solubilidad se da de 10 a 20 ppm.

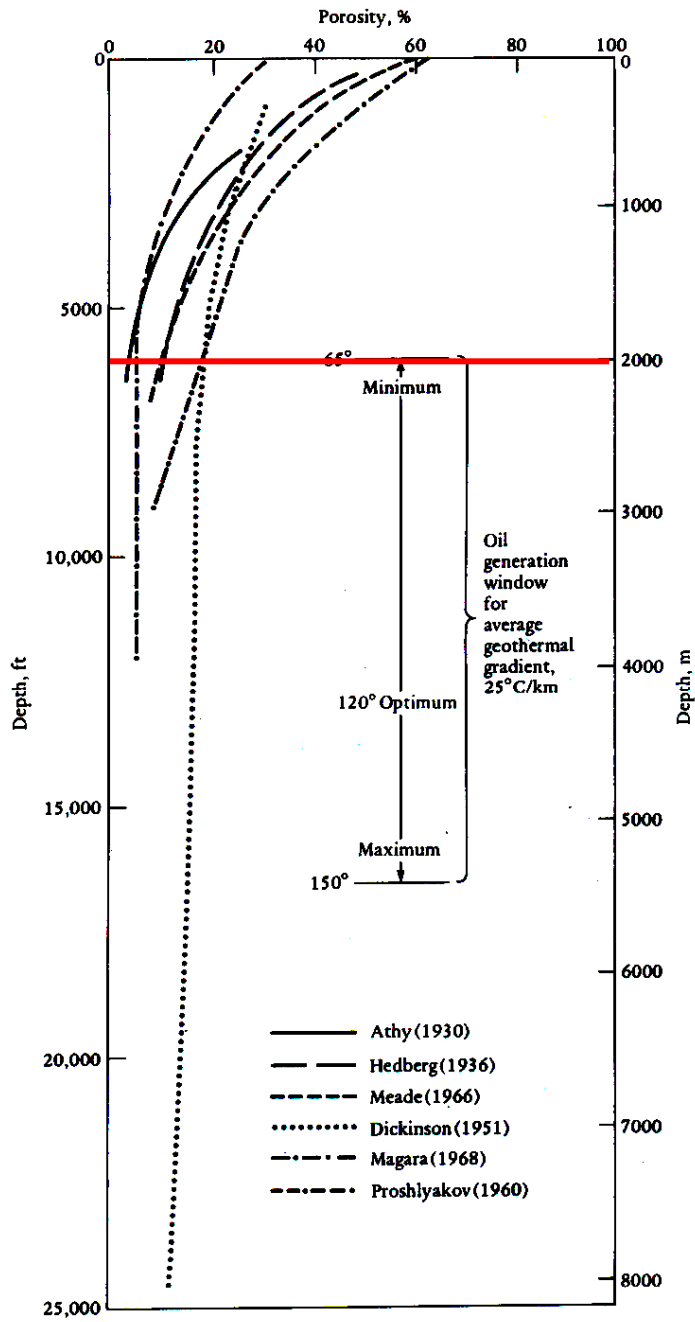


FIGURE 5.20 Shale compaction curves from various sources. Note that there is minimal water loss through compaction over the depth range of the oil window.

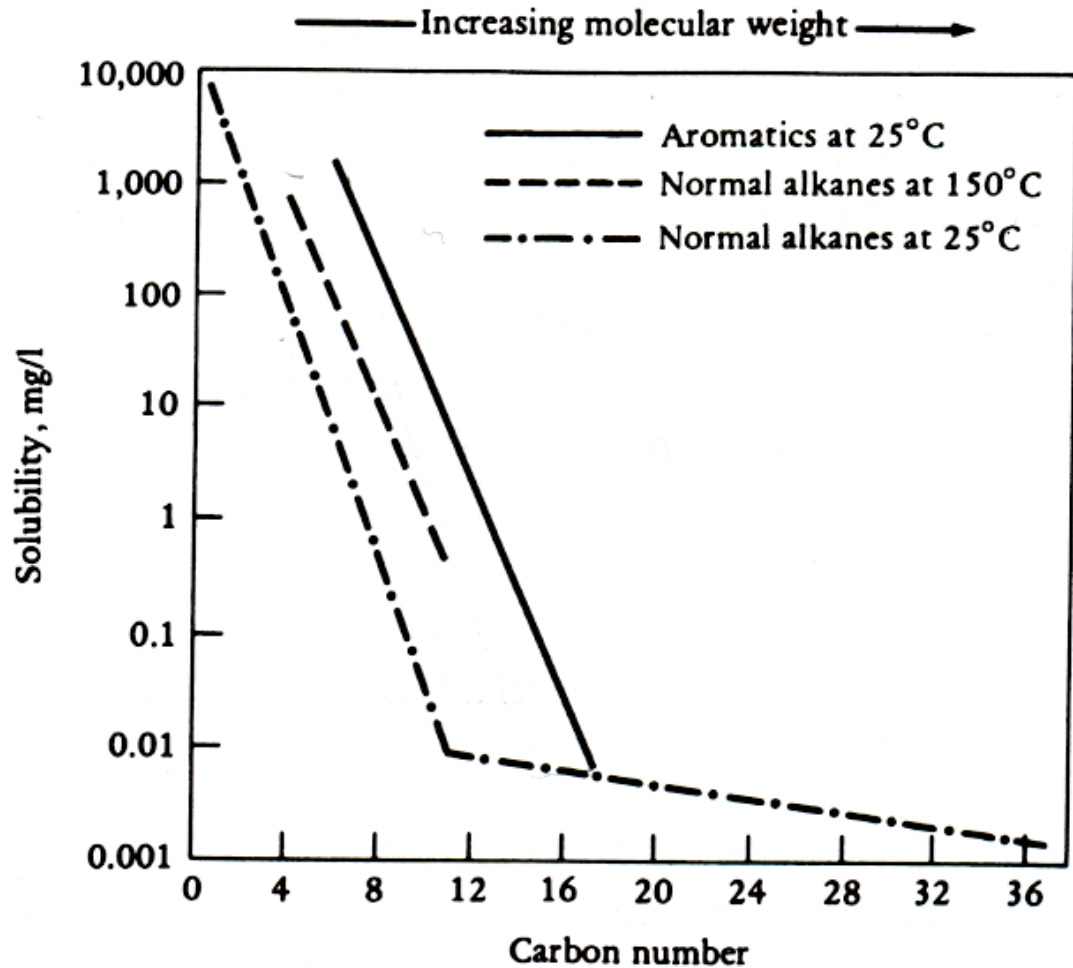
Otras curvas de correlación con la generación de hidrocarburos y los procesos de migración primaria.

Curvas de compactación de sedimentos arcillosos, donde se muestra la expulsión del agua por compactación a una profundidad de 2 km de sepultamiento. El agua de poro expulsada es mínima mayor a esta profundidad.

En promedio para un gradiente geotérmico de 25°C/km la generación de aceite comienza por encima de la profundidad en la cual la compactación inicio.

Solubilidad de hidrocarburos de acuerdo al número de carbonos.

La solubilidad disminuye cuando se incrementa el número de carbonos, sobre todo en alcanos normales (parafinas) y series de aromáticos



La migración primaria por solución es un mecanismo poco importante porque requiere de enormes volúmenes de agua.

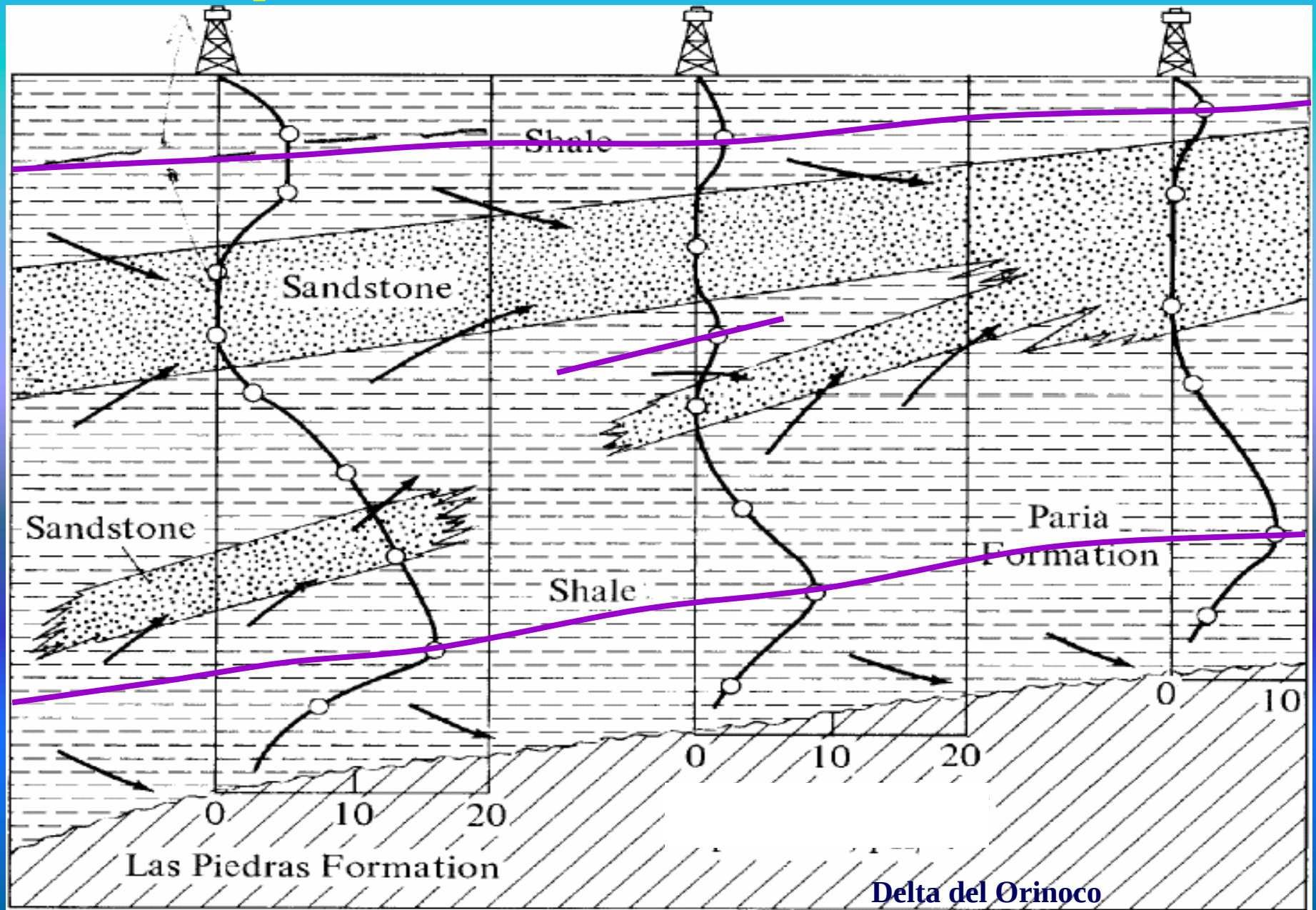
DISTANCIAS DE MIGRACIÓN PRIMARIA

- **Las distancias cubiertas por los hidrocarburos durante la migración primaria son cortas.**
“Pueden variar entre unos centímetros hasta 100 metros o más, pero no kilómetros”.
- **La migración primaria termina en cuanto se alcanza un conducto permeable (roca almacenadora, transportadora ó acarreadora ó yacimiento) para la migración secundaria.**
- **Debido a que la roca generadora se sobre-presuriza la migración primaria puede darse lateralmente, hacia arriba o hacia abajo.**

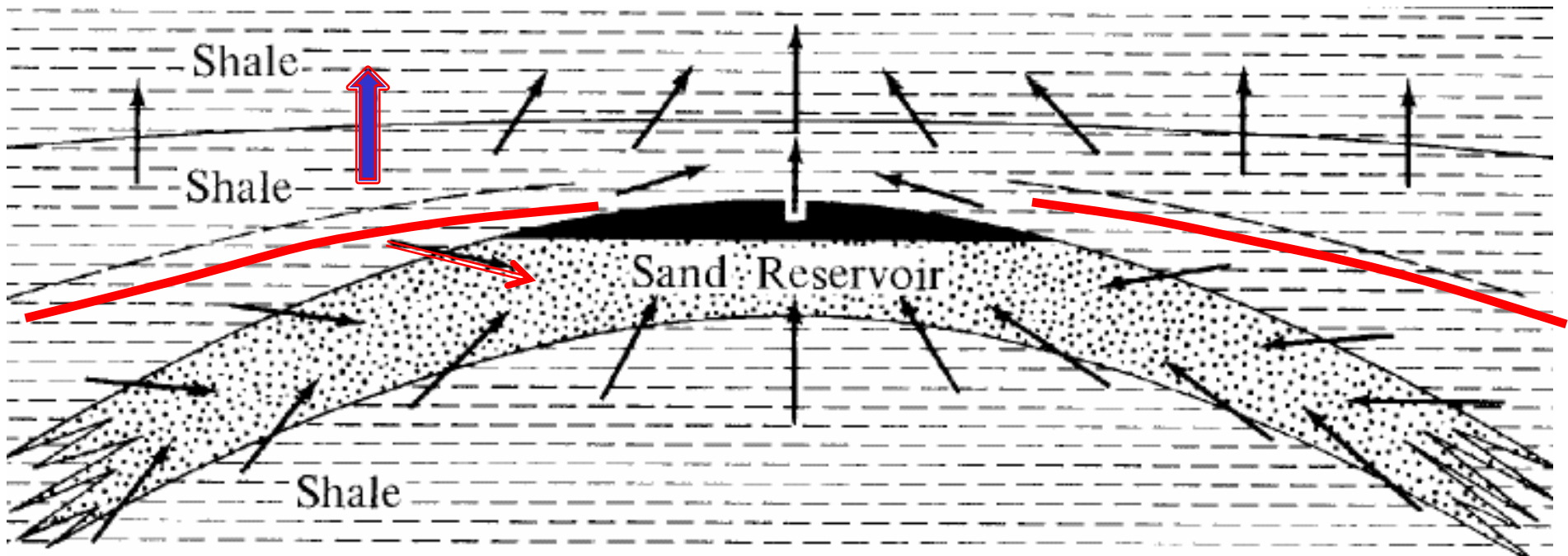
VIAS DE MIGRACIÓN PRIMARIA

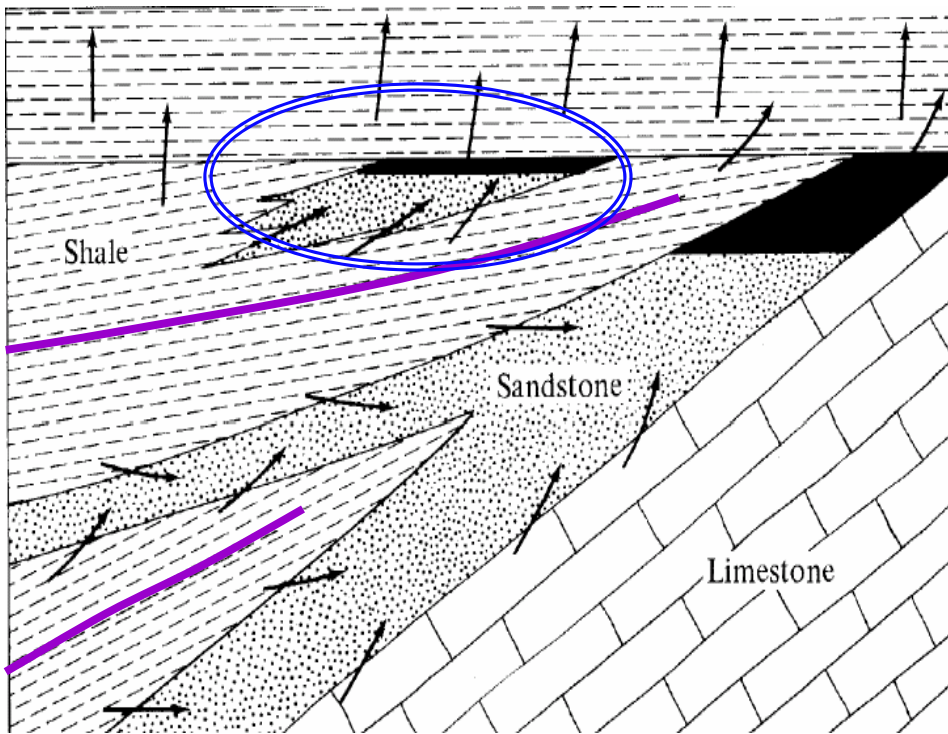
- **Los fluidos siempre se mueven hacia las zonas de menor energía (Potencial ó Presión).**
- **En las arcillas o lutitas pueden crearse barreras de presión.**
- **Una barrera de presión puede formarse por subsidencia muy rápida y/o por espesores muy grandes de lutitas**

Barreras de presión



- La migración se da hacia arriba sobre las barreras de presión y hacia abajo por debajo de ellas.
- En el centro las lutitas son delgadas, se rompe la barrera y los fluidos pueden migrar verticalmente hacia arriba.
- Por tratarse de un lente, el área de drenaje es reducido y el yacimiento será pequeño o puede desaparecer.
- Hacia los flancos las lutitas son más potentes y se crean presiones anormales.

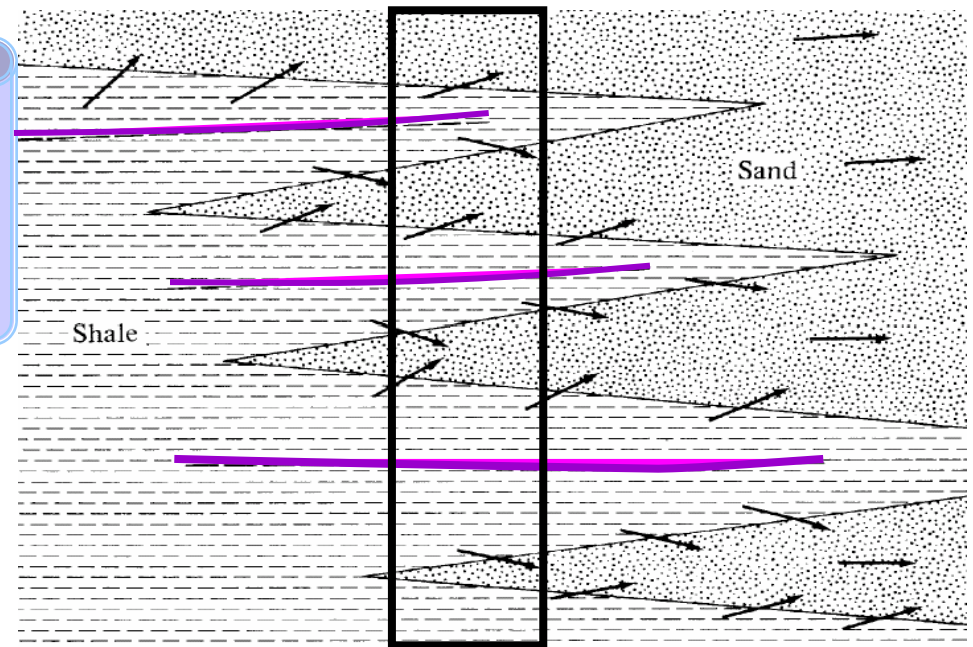


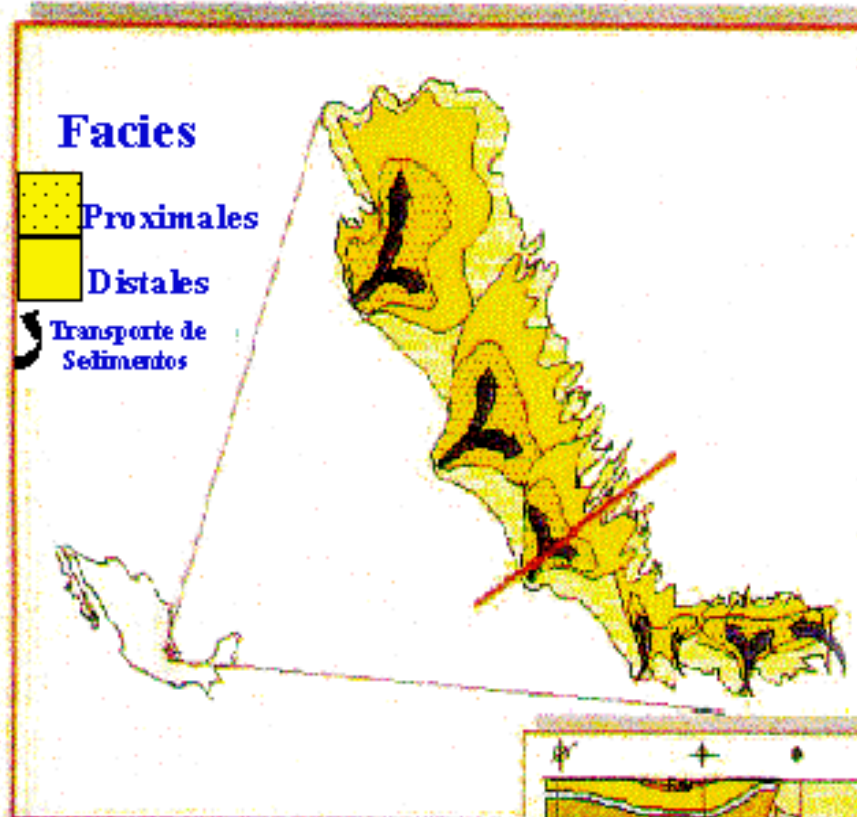


El área de drenaje del lente Izquierdo es reducida y el yacimiento será más pequeño.

La trampa estratigráfica de la derecha se alimenta de un área mayor y de petróleo **que migran hacia arriba y hacia abajo de las lutitas a la izquierda** por lo que puede contener un yacimiento mayor.

La alternancia de lutitas y areniscas es la situación óptima para drenar los fluidos de una roca generadora.

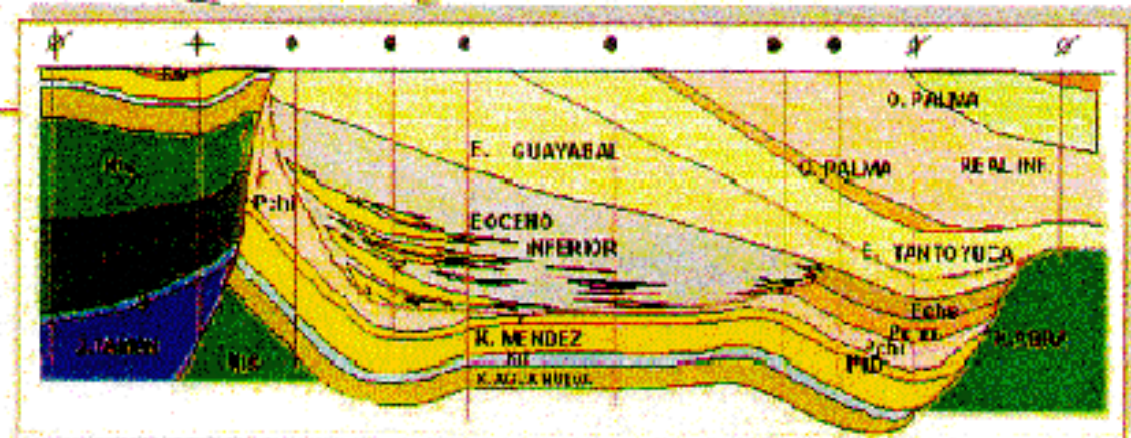




SISTEMA CHICONTEPEC

- Antefosa del Paleoceno-Eoceno temprano
- Turbiditas siliciclásticas
- Aceite original *in situ* 139,000 mmb
- Gas original *in situ* 49 mm mmpc
- Reservas:
 - 12,324 mmb de aceite
 - 1,839 mmb de líquidos de planta
 - 26.5 mm mmpc de gas seco
- Producción acumulada: 141 mmbpce
- Aceite ligero en parte norte

MIGRACIÓN SISTEMA CHICONTEPEC



MIGRACIÓN SECUNDARIA

Una segunda migración se lleva acabo a lo largo de la roca **almacenadora**, hasta que el aceite llega a una trampa que impide su movimiento, o escapa a la superficie.

Esta migración puede no existir cuando la trampa la constituye una lente arenosa aislada.

MIGRACIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA

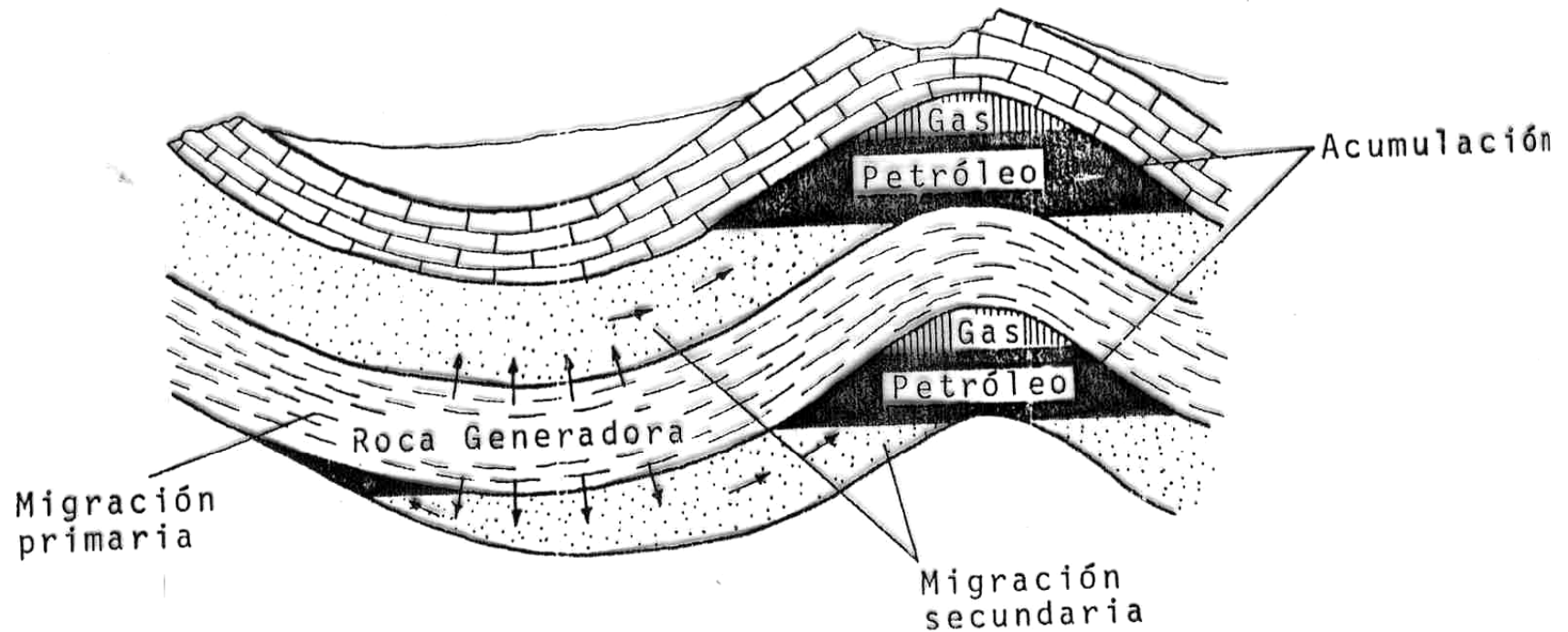


Figura 1

Migración primaria, migración secundaria y
entrenamiento

MIGRACIÓN SECUNDARIA

I. La Flotación (Empuje). “Es la primera causa de movimiento del aceite”.

Se requieren de dos condiciones para que exista la flotabilidad:

a) Líquidos inmiscibles

b) Fluidos de diferentes densidades

Por lo que siempre que se encuentran:

agua y aceite

agua y gas

aceite y gas

se produce una estratificación por densidad

Debido a que los receptáculos están siempre llenos de agua en una trampa, siempre se encuentra el aceite y el gas en las partes más altas de ellas.

Para llegar a la zona de estratificación, el aceite y el gas deben migrar a través de los poros de las rocas.

II. Inclinación de las rocas.

Para que el aceite se mueva también es necesario que exista una inclinación.

La magnitud de esa inclinación dependerá de:

La viscosidad del aceite, el volumen del aceite y del agua del receptáculo, etc.

Se conocen acumulaciones donde el echado probablemente nunca excedió 13 a 16 metros por 1.6 km y hasta 3 metros por 1.6 km.

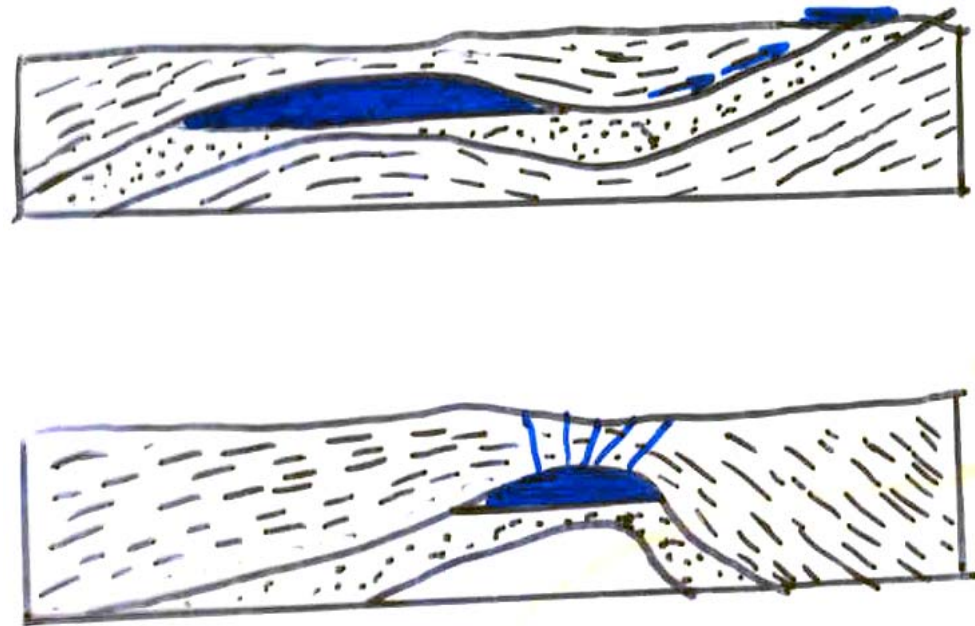
La movilidad del aceite se da por:

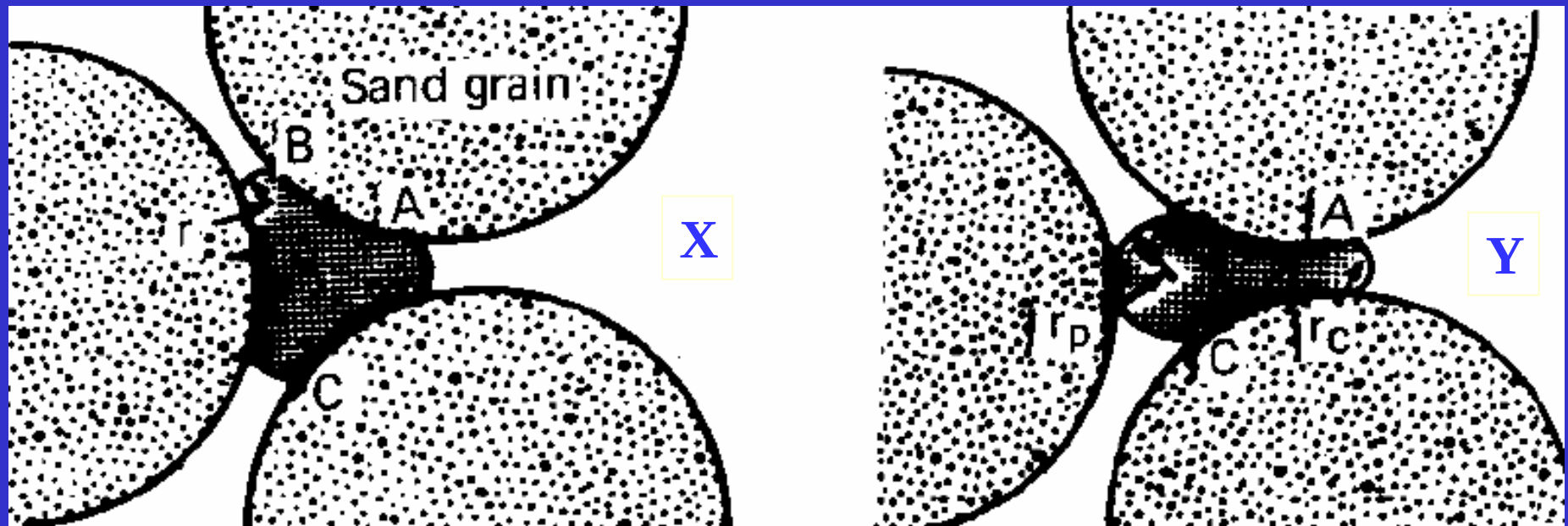
1. Aumento del echado por plegamiento
2. Disminución de la viscosidad del aceite por aumento de la temperatura por enterramiento
3. Combinación de ambos.

- Los hidrocarburos son más ligeros que el agua y por ende son capaces de desplazar el agua hacia abajo y moverse hacia arriba.
- La magnitud de la flotación es proporcional a la diferencia de densidades entre el agua y la fase de hidrocarburos
- **Contraria a la flotación, es la Presión Capilar de Entrada o resistencia a que los hidrocarburos pasen a través de una garganta de poro.**

Acción capilar.-

La capilaridad es la propiedad de los sólidos de atraer a los líquidos que los mojan y repelen a los que no los mojan.



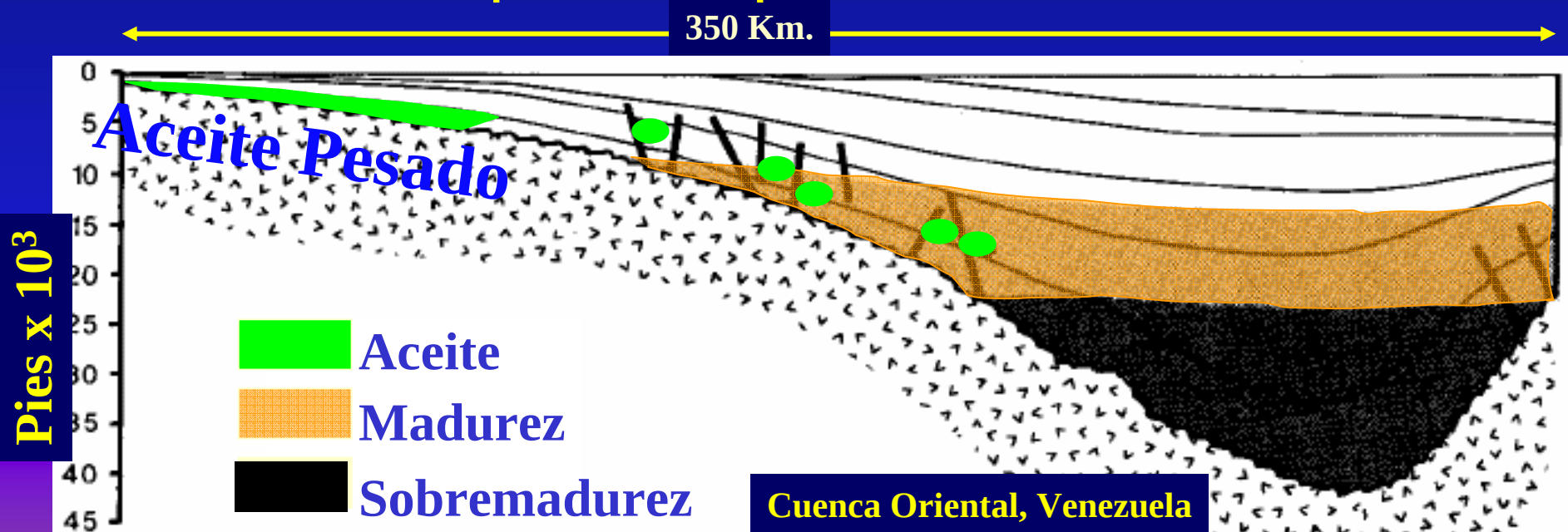


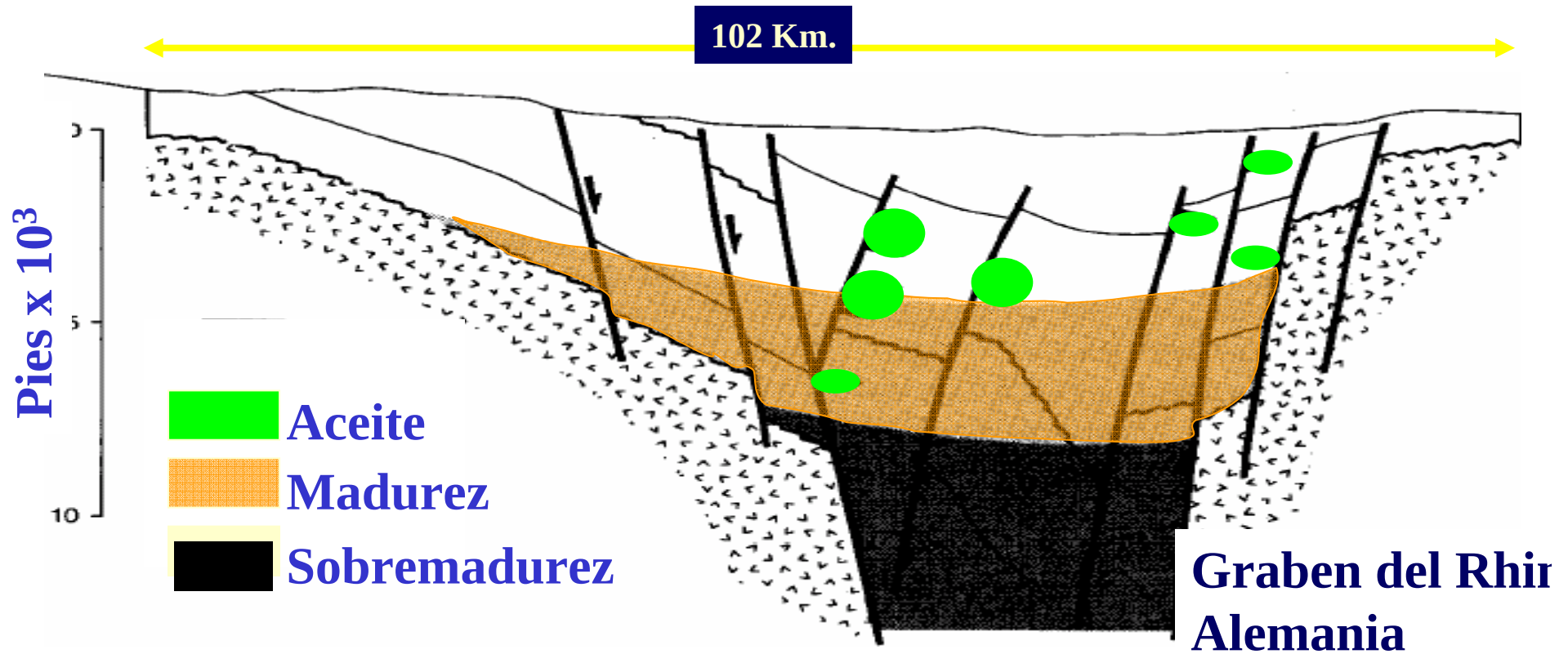
- Si un glóbulo de hidrocarburo encuentra una garganta de poro, el glóbulo deberá “escurrirse” para poder pasar a través de ella. Entre menor sea la garganta mayor deberá ser la deformación.
- Solo si la fuerza de flotación es suficientemente grande, el glóbulo podrá seguir su movimiento hacia arriba.
- Si la garganta es muy pequeña y la presión de flotación es insuficiente, entonces el glóbulo se atora y podemos decir que se inicia la acumulación.

- La mayoría de las partículas de hidrocarburos que pasaron a través de pequeños poros en las rocas generadoras, se mueven libremente en las rocas almacenadoras. Solo cuando se encuentran con partículas más grandes su capacidad de migrar se limita.
- La tasa de hidrocarburos migrados durante la compactación son bajas, pero suficientes para acarrear aceite disperso a largas distancias en un tiempo geológico razonable (6 m/100 años ó 60 km/ma).

➤ DISTANCIAS DE MIGRACIÓN SECUNDARIA

- Se considera que los hidrocarburos pueden migrar decenas, e incluso centenas de kilómetros.
- Esos casos son raros, requieren de condiciones tectónicas extremadamente estables y rocas acarreadoras continuas o yuxtapuestas y sin barreras estratigráficas.
- La migración lateral generalmente es obstaculizada por fallas y cambios de facies provocados por la misma tectónica.

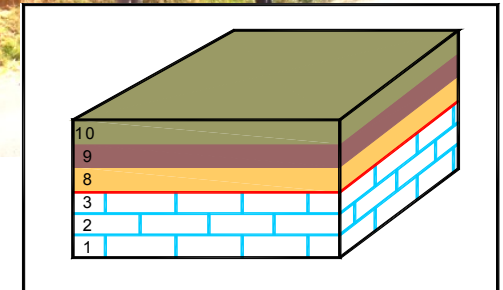
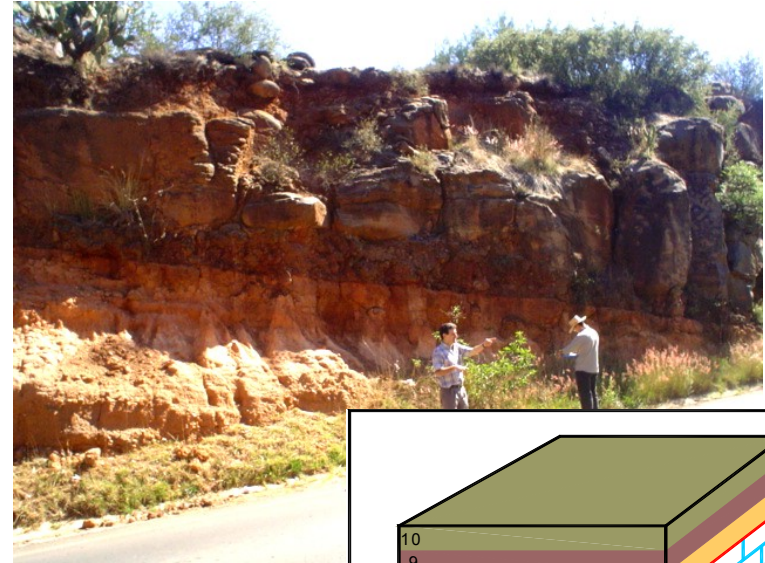




- La mayoría de las cuencas están tectonizadas y las rocas acarreadoras tienen poca continuidad.
- El área de drenaje define el tamaño de los yacimientos. A mayor área mayor posible volumen captado.
- La migración en las cuencas de México es principalmente vertical (sub-vertical).

Dirección de la migración

- ❖ La migración secundaria se da primero **verticalmente** hasta que una falla o cambio de facies fuerza el movimiento en una dirección oblicua.
- ❖ Las intercalaciones de **areniscas** pueden servir **como vías de migración vertical** aunque de manera tortuosa.
- ❖ **Las discordancias** yuxtaponen **conductos de migración** que pueden ser muy efectivos.
- ❖ Las fallas yuxtaponen diversos conductos y cuando son activas o con zonas **brechadas**, son de alta permeabilidad.



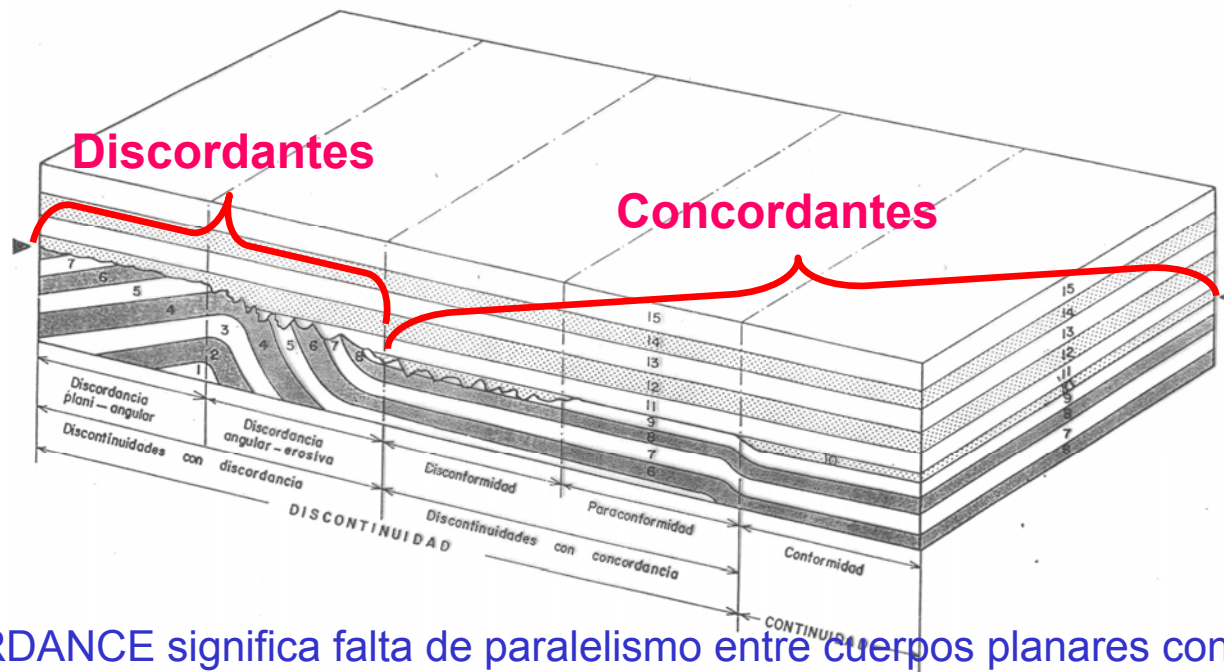
Paraconformidad que indica paralelismo entre las unidades viejas y jóvenes pero existe discontinuidad entre las unidades 3 y 8.

RELACIONES VERTICALES DE LOS CUERPOS DE ROCA O FORMACIONES GEOLÓGICAS

Las relaciones entre dos estratos o dos formaciones pueden interpretarse de dos formas:

- ♦ **Concordantes.**
- ♦ **Discordantes.**

Es recomendable usar los términos concordancia y discordancia en sentido geométrico descriptivo, como **paralelismo y no-paralelismo** entre conjuntos de capas directamente superpuestos.

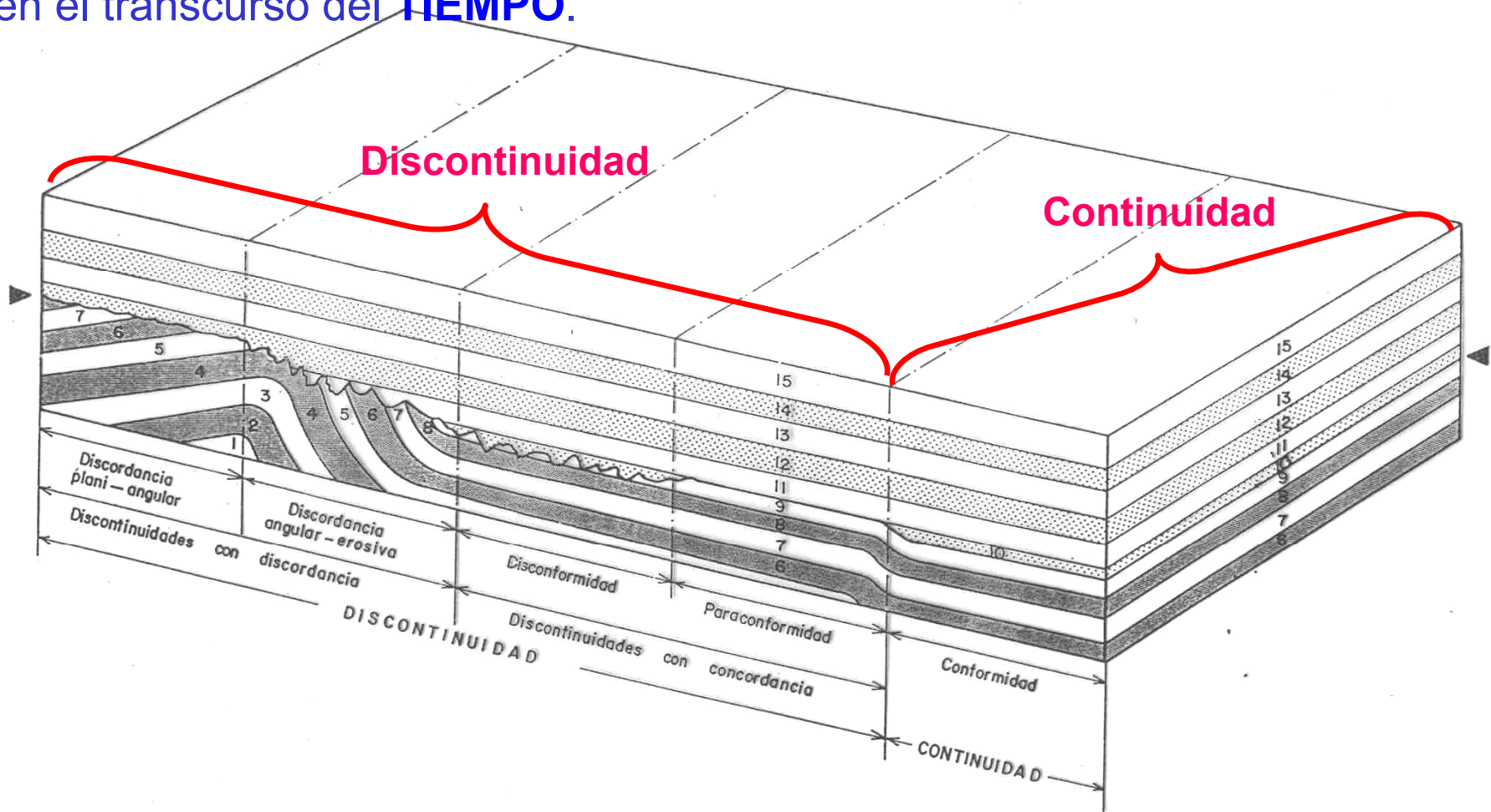


En inglés, DISCORDANCE significa falta de paralelismo entre cuerpos planares contiguos.

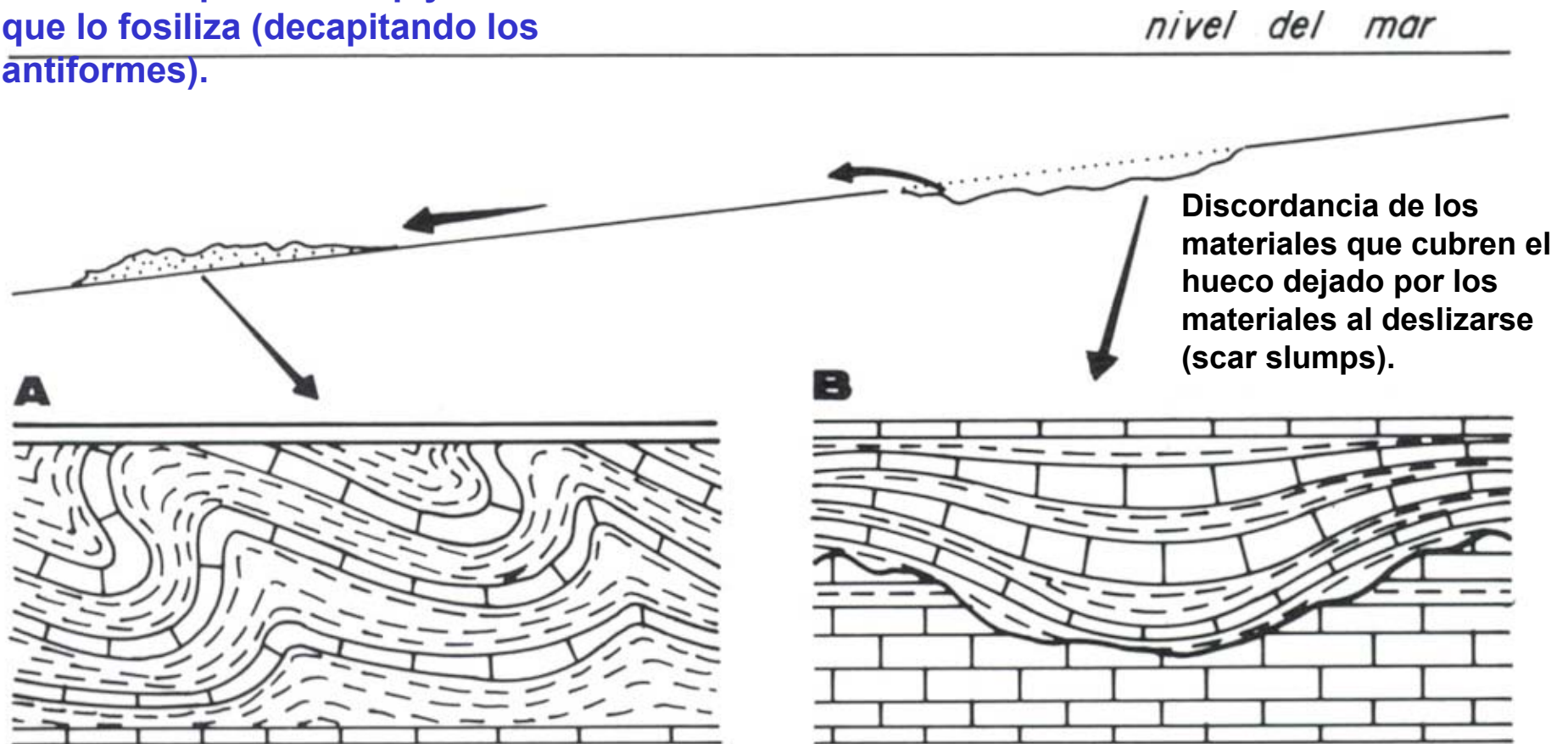
Se involucran los términos de:

- Continuidad
- Discontinuidad estratigráfica

Se usan en el sentido de que haya ocurrido o no, interrupción del depósito en el transcurso del **TIEMPO**.



Discordancia entre un cuerpo deformado por el slump y el material que lo fosiliza (decapitando los antiformes).

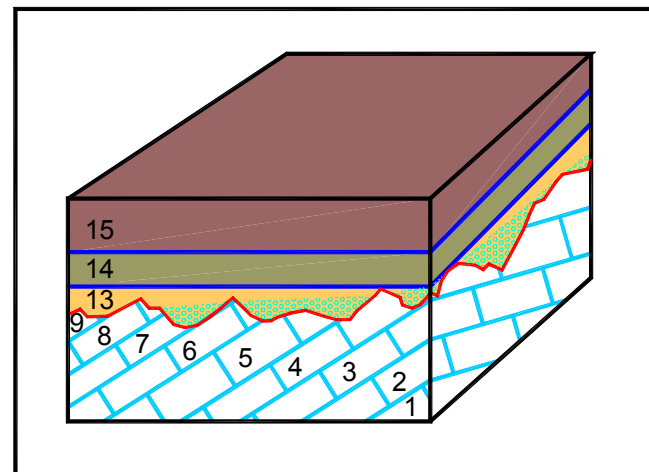


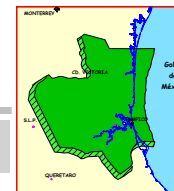
Discordancias con continuidad que se dan en relación con deslizamientos submarinos (slumps).



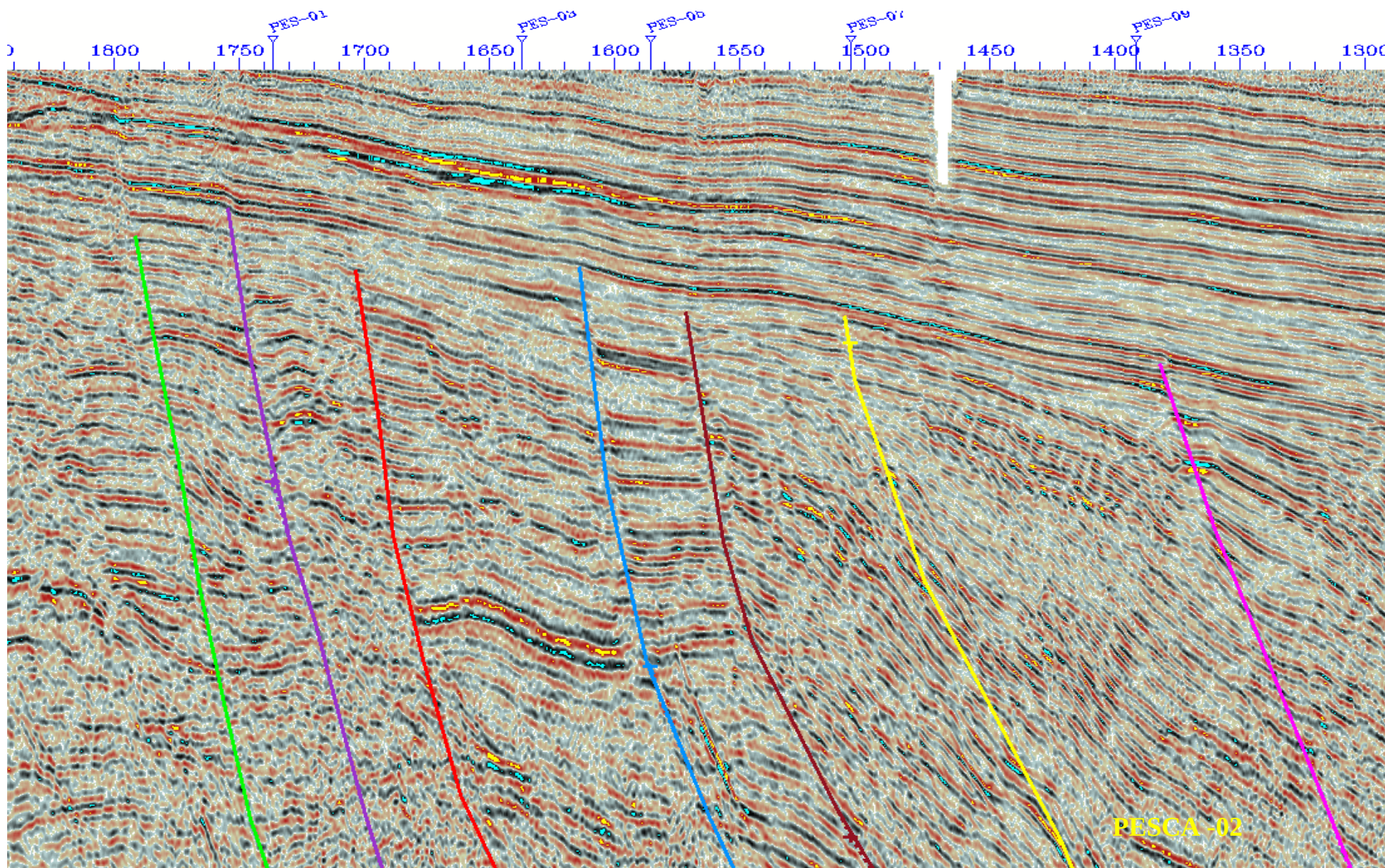
Discordancia angular erosiva

Es aquella en la que la superficie de separación entre las dos unidades litoestratigráficas es marcadamente irregular y erosiva.



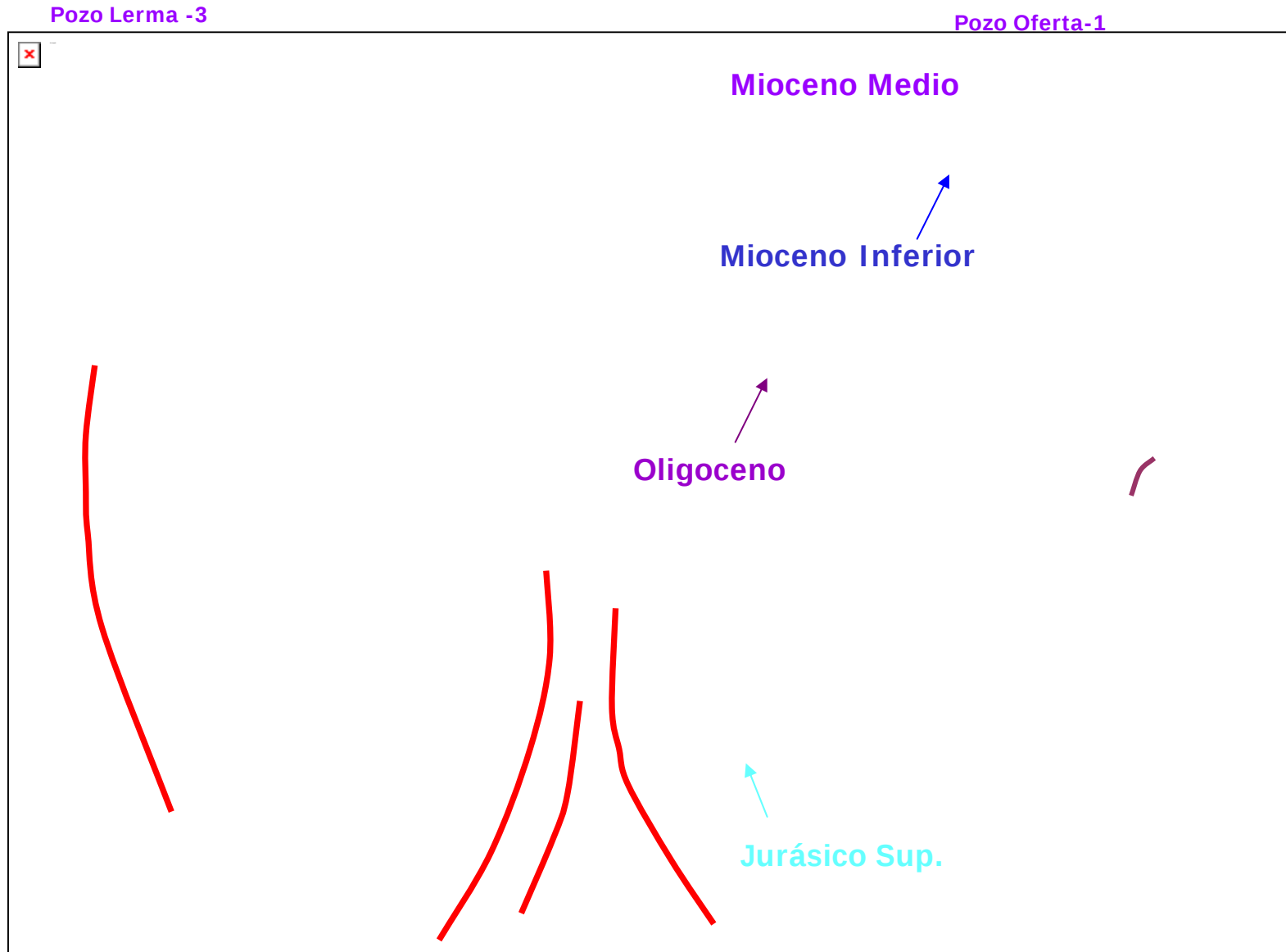


Sección sísmica de la Cuenca de Burgos



Discordancia angular?

Sección sísmica de la Cuenca de Burgos



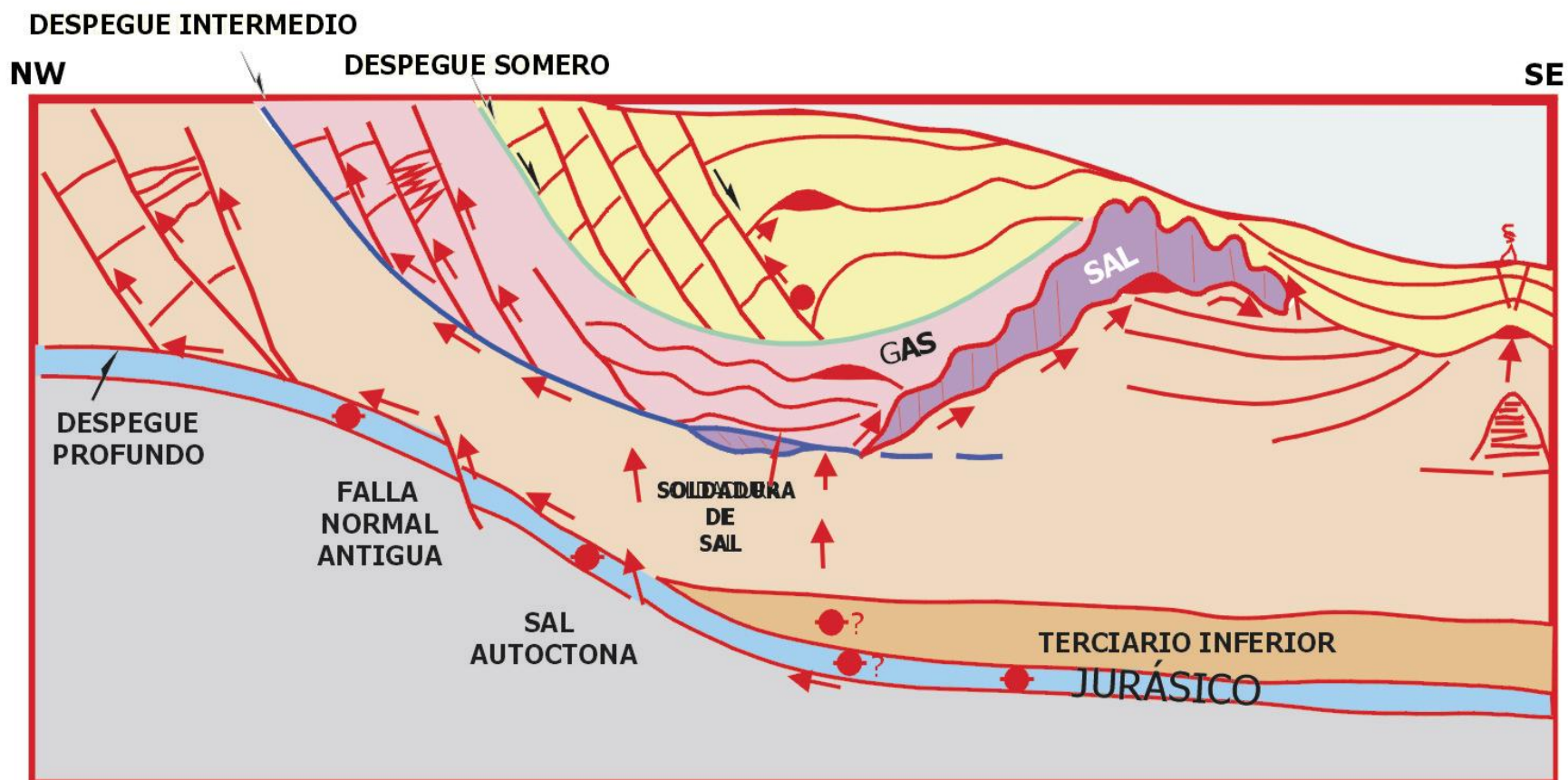
MIGRACIÓN LATERAL Y VERTICAL

Migración Lateral (Paralela): son los desplazamientos de hidrocarburos en el interior de una formación de la misma edad, sea cual sea la distancia y el desnivel recorridos.

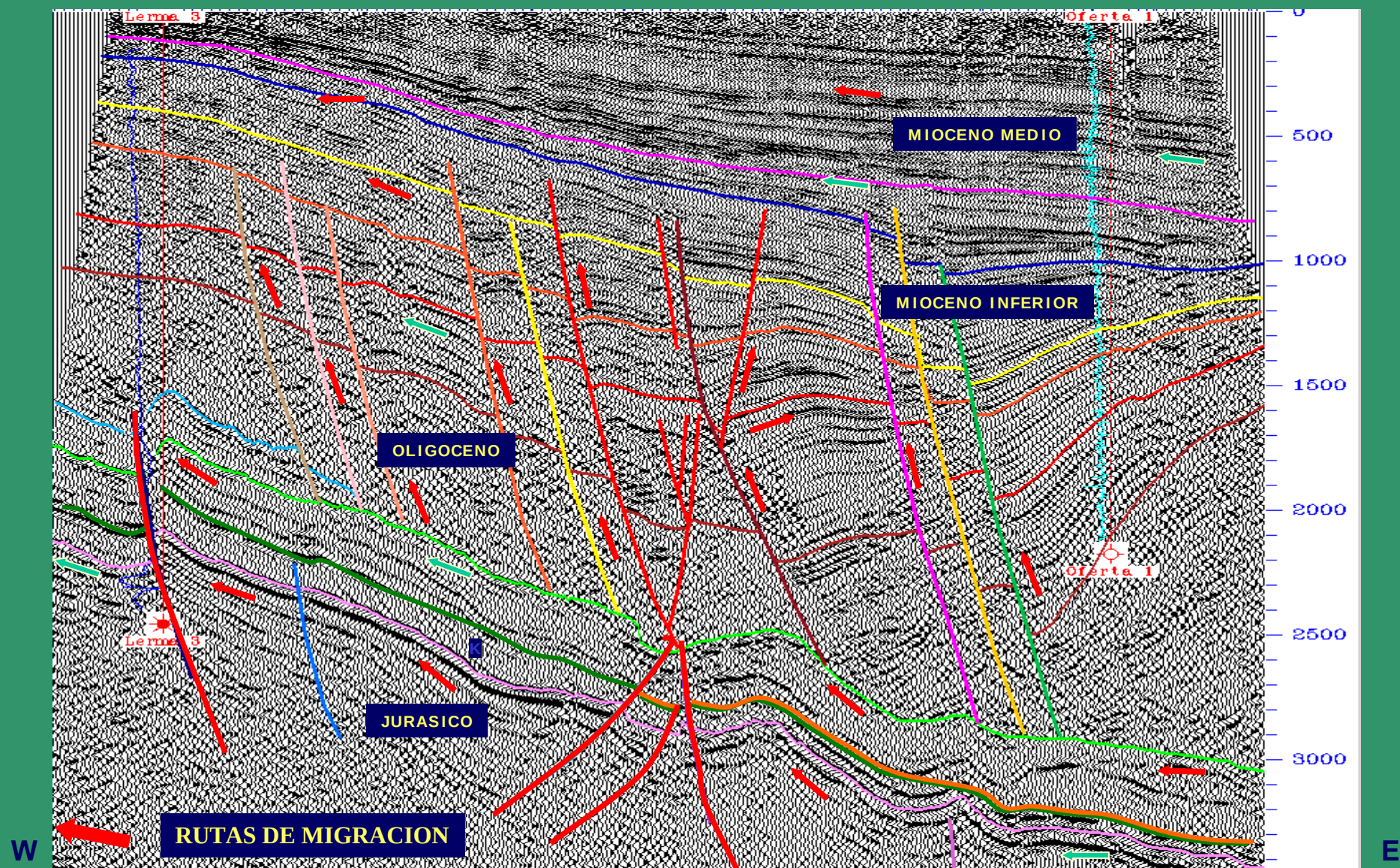
Migración Vertical (Transversal): se refiere a movimientos de hidrocarburos de forma perpendicular a los límites cronoestratigráficos y que ocasiona que fluidos de una formación determinada circulen a otra formación de edad diferente. Existen dos casos.

- a) ***“Per ascensum”:*** si el paso de hidrocarburos se realiza de una formación antigua a otra estratigráficamente más joven.
- b) ***“Per descensum”:*** si el paso de hidrocarburos se realiza de una unidad estratigráfica joven a otra más antigua.

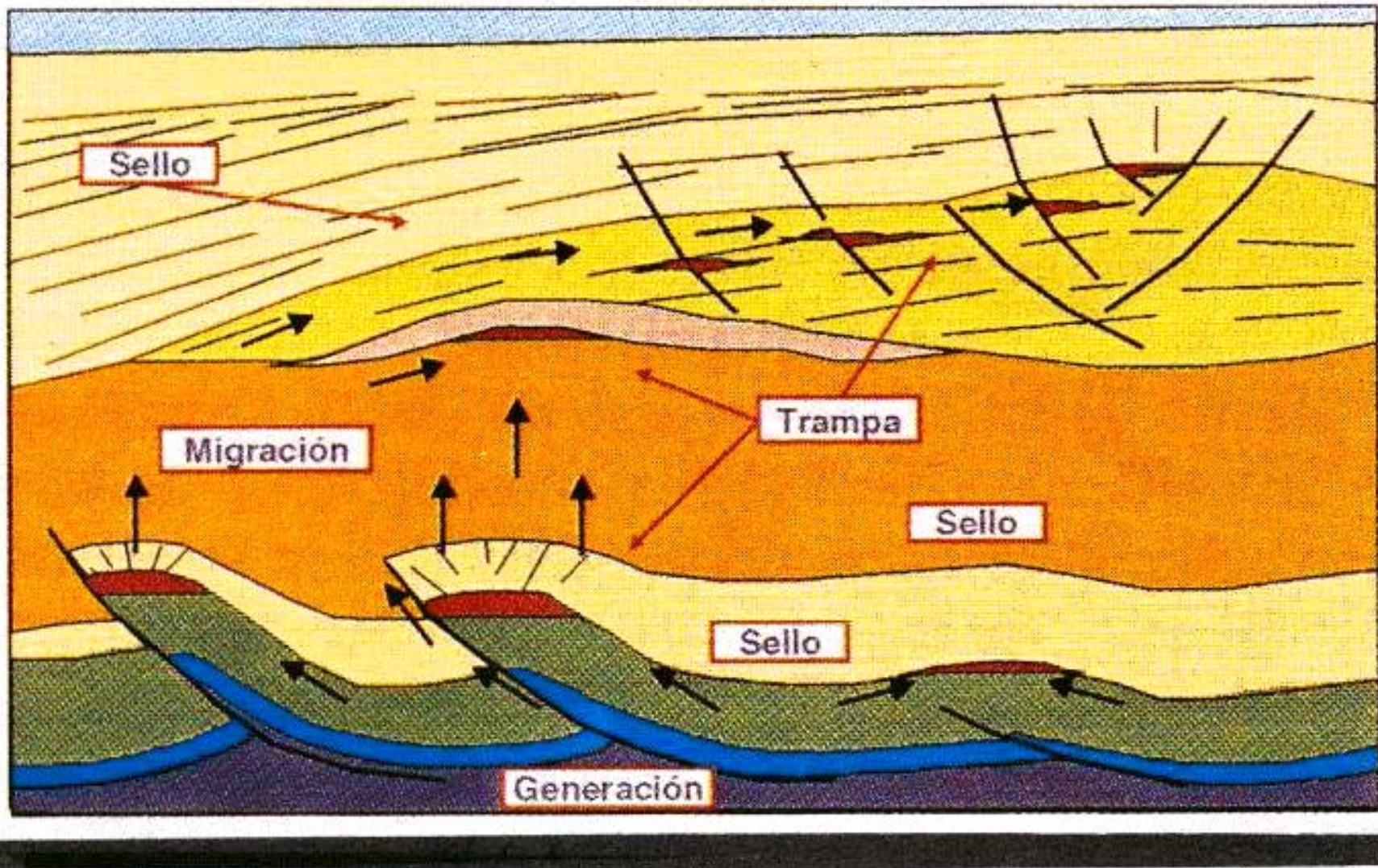
MODELO DE MIGRACION DE HIDROCARBUROS



MODELO DE MIGRACION (LINEA PES-16)



MIGRACIÓN



El Sistema Petrolero.

EVIDENCIAS DE LA MIGRACIÓN

- Presencia de chapopoterias.
- Presencia de escapes de gas.
- Acumulaciones de hidrocarburos en rocas sin contenido de materia orgánica.
- Correlación entre aceites del receptáculo y aceites residuales encontrados en las rocas generadoras.
- Aceites químicamente semejantes en una serie de receptáculos sobrepuestos.
- Ajustes estructurales (acomodo y distribución) de los hidrocarburos en el yacimiento.
- Consideraciones volumétricas cuantitativas, ya que existen yacimientos con volúmenes muy grandes.
- Explotación de hidrocarburos sin bombeo.
- Presencia de bacterias que se alimentan de hidrocarburos en sitios donde no hay derrames producidos por el hombre.

FUERZAS QUE CAUSAN LA MIGRACIÓN DEL PETRÓLEO

1. Fuerzas debidas a la acción de la gravedad:

La presión ejercida por las capas de rocas,

La presión del agua

El peso específico diferencial.

2. Fuerzas moleculares:

Absorción.- Ocurre cuando las rocas atraen las moléculas de aceite o gas y las retiene entre sus poros.

Adhesión.- es la mutua atracción entre las moléculas desiguales; la adhesión controla la dirección de la acción capilar.

La acción capilar y la tensión superficial.- La capilaridad es la propiedad de los sólidos de atraer a los líquidos que los mojan y repelen a los que no los mojan.

3. Fuerzas debidas a la acción química:

La **cementación gradual** o sea el relleno de los intersticios entre los granos de las rocas, desplazan a los hidrocarburos.

Esta cementación puede eventualmente **causar la acumulación del petróleo** en pequeñas bolsas porosas completamente rodeadas por el creciente anillo de cementación.

4. Fuerzas debidas a movimientos tectónicos y a la profundidad de sepultamiento:

Estas fuerzas comprenden la **formación de pliegues y fallas, los terremotos, el gradiente de temperatura.**

5. Fuerzas debidas a la acción bacterial:

Una de las más importantes **funciones de las bacterias es la de liberar el petróleo de los sedimentos.**

Se efectúa por la disolución de las calizas, las dolomías y de otras rocas calcáreas por el ataque de **ácido carbónico y otros ácidos orgánicos producidos por las bacterias.**

FUERZAS QUE CAUSAN LA MIGRACIÓN DEL PETRÓLEO

Se pueden clasificar en cinco tipos:

1. Fuerzas debidas a la acción de la gravedad:

La presión ejercida por las capas de rocas,

La presión del agua

El peso específico diferencial.

La presión de las rocas causan la migración del petróleo hacia arriba que es debida a las presiones diferenciales a diferentes profundidades. La presión hidrostática ayuda a la presión ejercida por las rocas; el agua tiende a moverse y al fluir en dirección de la presión mínima, este movimiento generalmente es horizontal. El peso específico diferencial del petróleo y del agua y su inmiscibilidad provocan en estos líquidos un movimiento relativo en que el petróleo tiende a situarse sobre el agua.

2. Fuerzas moleculares:

Absorción.- Ocurre cuando las rocas atraen las moléculas de aceite o gas y las retiene entre sus poros.

Adhesión.- es la mutua atracción entre las moléculas desiguales; la adhesión controla la dirección de la acción capilar.

La acción capilar y la tensión superficial.- La capilaridad es la propiedad de los sólidos de atraer a los líquidos que los mojan y repelen a los que no los mojan.

El efecto de las fuerzas moleculares es el de segregar el petróleo y el agua en cuerpos donde pueda actuar el peso específico diferencial.

3. Fuerzas debidas a la acción química:

La **cementación gradual** o sea el relleno de los intersticios entre los granos de las rocas, desplazan a los hidrocarburos.

Esta cementación puede eventualmente **causar la acumulación del petróleo** en pequeñas bolsas porosas completamente rodeadas por el creciente anillo de cementación.

Los cementantes más comúnmente son la calcita, el sílice y el óxido de hierro.

4. Fuerzas debidas a movimientos tectónicos y a la profundidad de sepultamiento:

Estas fuerzas comprenden la formación de pliegues y fallas, los terremotos, el gradiente de temperatura.

Los pliegues y la fallas estimulan la migración del petróleo y tienden a controlar su dirección, por la forma que tienen y por el reacomodo que sufren sus capas.

Los temblores producen movimientos migratorios que agitan los cuerpos de petróleo y agua dando lugar a que actúe la gravedad específica diferencial.

5. Fuerzas debidas a la acción bacterial:

Una de las más importantes funciones de las bacterias es la de liberar el petróleo de los sedimentos.

Se efectúa por la disolución de las calizas, las dolomías y de otras rocas calcáreas por el ataque de ácido carbónico y otros ácidos orgánicos producidos por las bacterias.

FACTORES QUE GOBIERNAN LA MIGRACIÓN DEL PETRÓLEO

- 1.- Porosidad efectiva de las rocas.**
- 2.- Grado de saturación de las rocas.**
- 3.- Peso específico, viscosidad y cantidad de gas.**
- 4.- La migración es favorecida por fuertes pendientes en los estratos, por las discordancias angulares y por el fracturamiento.**
- 5.- La composición y cantidad de las aguas asociadas con el petróleo afectan su migración.**
- 6.- Tamaño de la garganta del poro.**

DISTANCIA DE LA MIGRACION

La distancia a través de la cual puede migrar el petróleo, o ha emigrado en el pasado geológico, **es función del tiempo**. Si se supone una continuidad en la permeabilidad y en el gradiente.

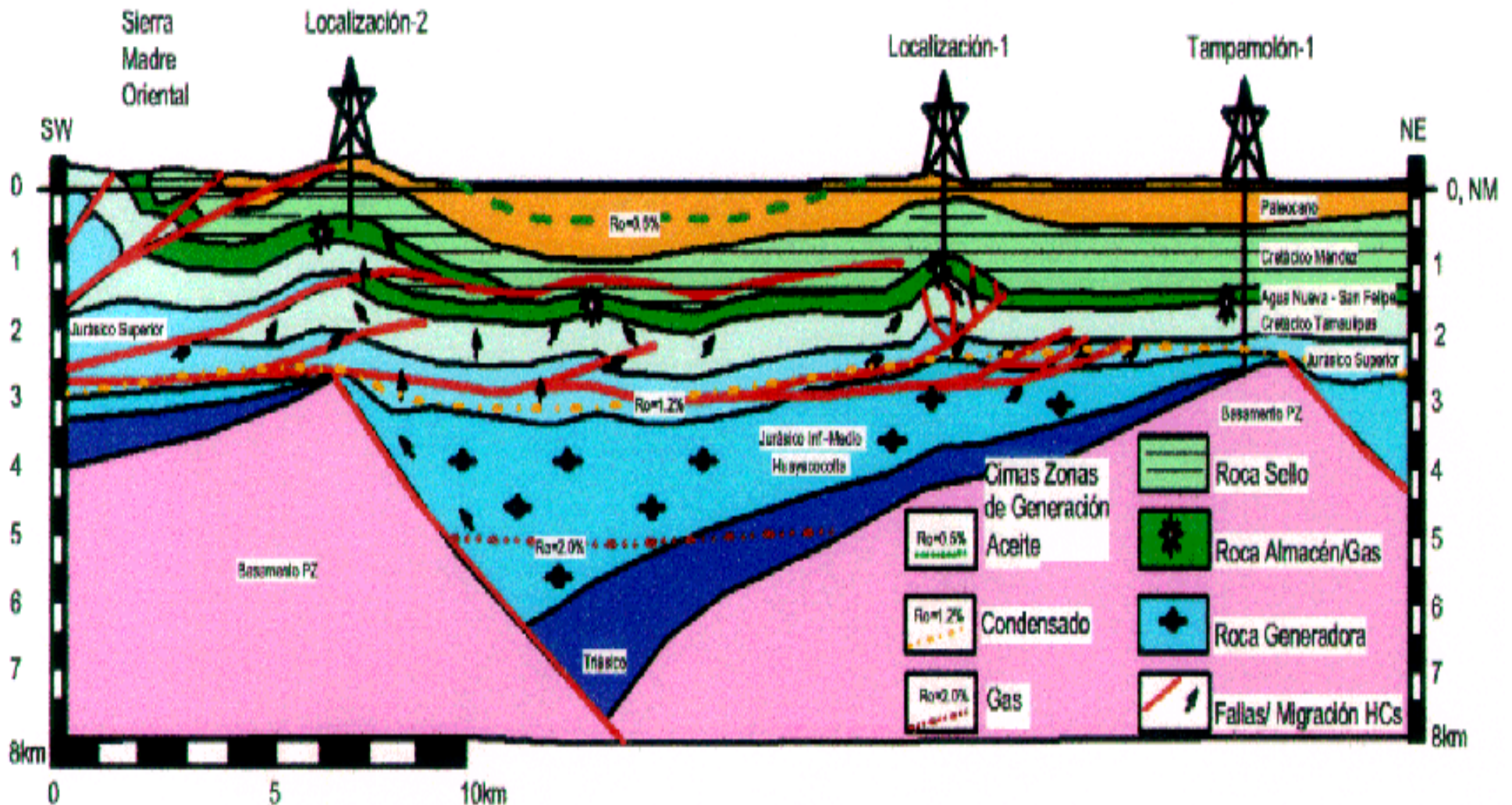
Rocas sepultadas a profundidad altamente porosas y permeables son el conducto por el cual el petróleo puede migrar; estas capas se llaman **capas conductoras**, ascendiendo y descendiendo los hidrocarburos a través de estas rocas por los poros y discontinuidades (porosidad primaria y secundaria). Llegan a las rocas almacén.

Rocas generadoras principales

TABLA DE CORRELACIÓN COAHUILA-VERACRUZ

LOCALIDAD				COAHUILA (GOLFO DE SABINAS)	TAMAULIPAS		VERACRUZ
				FORMACION	FORMACION	FORMACION	FORMACION
ERA	PERIODO	SISTEMA	EPOCA (SERIE)	EDAD (PISO)			
CENOZOICA	CUATERNARIO	RECIENTE			ALUVION	ALUVION Y CONTINENTAL INDIFERENCIADO	ALUVION
		PLEISTOCENO			CONGLOMERADO SABINAS	CONGLOMERADO REYNOSA	SEDIMENTOS CONTINENTALES
							SEDIMENTOS CONTINENTALES
		PLIOCENO		ASTIANO			
				PLAISANCIANO			
		MIOCENO	SUP.	SAHELIANO		OACKVILLE •	
			MED.	WINDOBONIANO			
			INF.	BURDIGALIANO		CATAHOULA •	TUXPAN
	OLIGOCENO	SUP.		CHATTIANO		CONGLOMERADO NORMA ANAHUAC •	MESON
				RUPELIANO		FRIO NO MARINO •	PALMA REAL SUP ALAZAN
				TONGRIANO		FRIO MARINO •	PALMA REAL INFERIOR •
		MED.		LUTECIANO		VICKSBURG •	HORCONES
				CUISYANO		JACKSON •	TANTOYUCA • CHAPOPOTE
				YPRESIANO		VEGUA •	GUAYABAL •
		INF.		MAESTRICHTIANO		COOK MOUNTAIN	ARAGON
				CAMPANIANO		MOUNT SELMAN •	CHICONTEPEC SUPERIOR
				SANTONIANO		QUEEN CITY •	CHICONTEPEC MED. • V. MED.
				CONIACIANO		RECKLAW	CHICONTEPEC INF. • V. INF.
MESOZOICA	ALOCENO	SUPERIOR		TURONIANO		CARRIZO	VELASCO SUPERIOR
				CENOMANIANO		WILCOX •	VELASCO MEDIO
				ALBIANO		MIDWAY •	VELASCO INFERIOR
		MEDIO		APTIANO		MELENDEZ	
				BARREMIANO		SAN FELIPE	
				HAUTERIVIANO			
		INFERIOR		VALANGINIANO		AGUA - NUEVA	
				BERRIASIANO		AGUA NUEVA	
				TITONIANO		AGUA NUEVA •	
				KIMMERIDGIANO			
	CRETACICO	SUPERIOR		OXFORDIANO			
				CALLOVIANO			
				BATHONIANO			
		MEDIO		BAJOCIANO			
				LIASICO			
		INFERIOR					
PALEOZOICA	PERMIANO						
	DEVONIANO						
	SILURIANO						
	ORDOVICIANO						
PRECAMBRIOS							

MIGRACIÓN JURÁSICO SUPERIOR (CUENCA DE TAMPICO-MISANTLA)



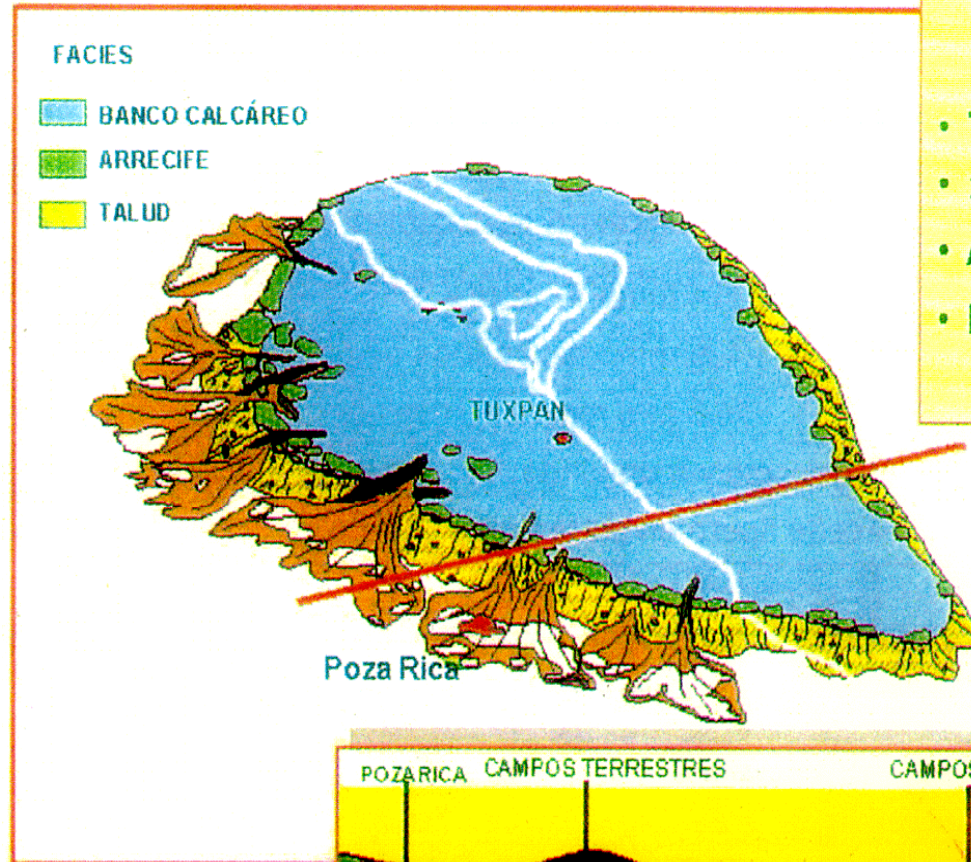
Se consideran 3 provincias productoras de aceite: Faja de Oro (calizas arrecifales y prearrecifales Cretácicas), la Cuenca (calcarenitas Juras Superior.) y el Paleocanal de Chicontepec (terrígenos arenosos Paleogenas).

ROCAS GENERADORAS Y MIGRACIÓN

TABLA ESTRATIGRAFICA - ACTIVO MISANTLA GOLFO DE MEXICO

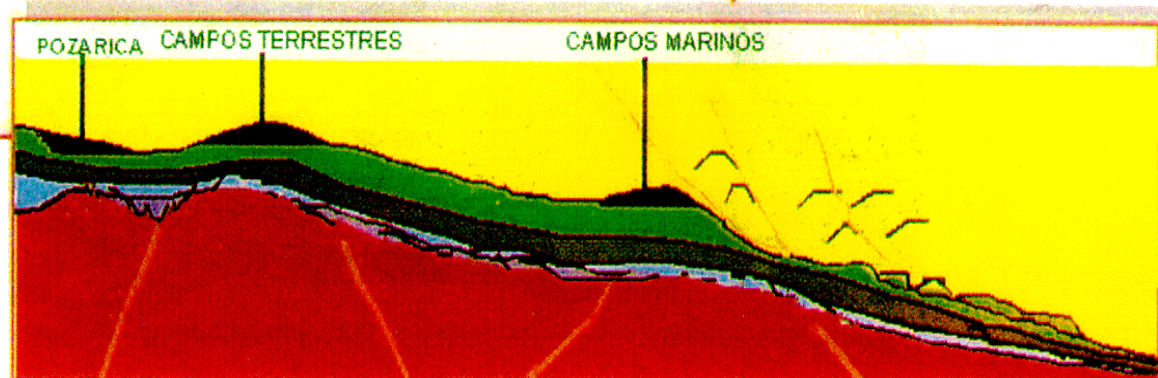
[illegible]

MIGRACIÓN PLATAFORMA TUXPAN (FAJA DE ORO)

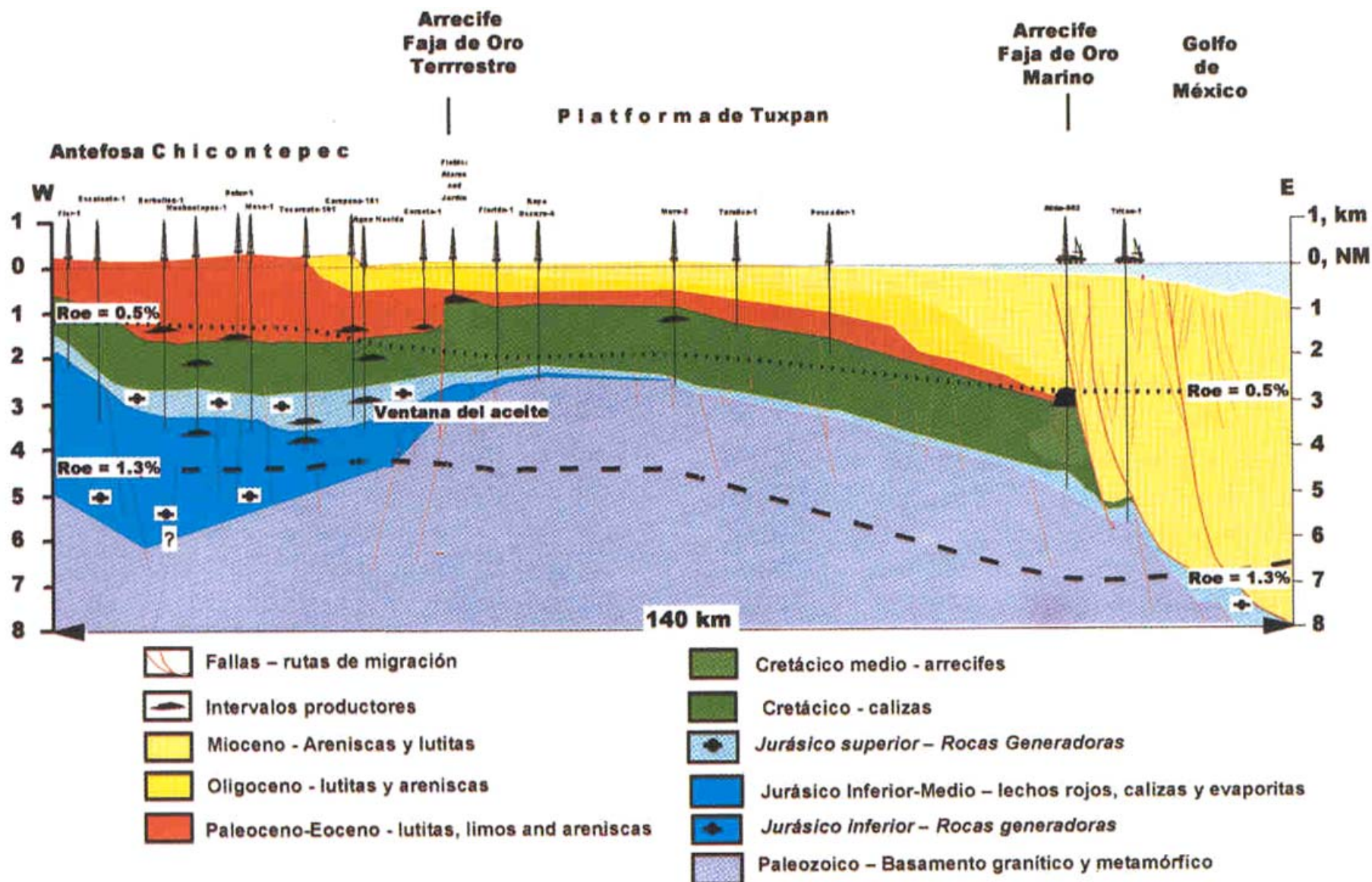


ATOLÓN DE LA FAJA DE ORO (Plataforma de Tuxpan)

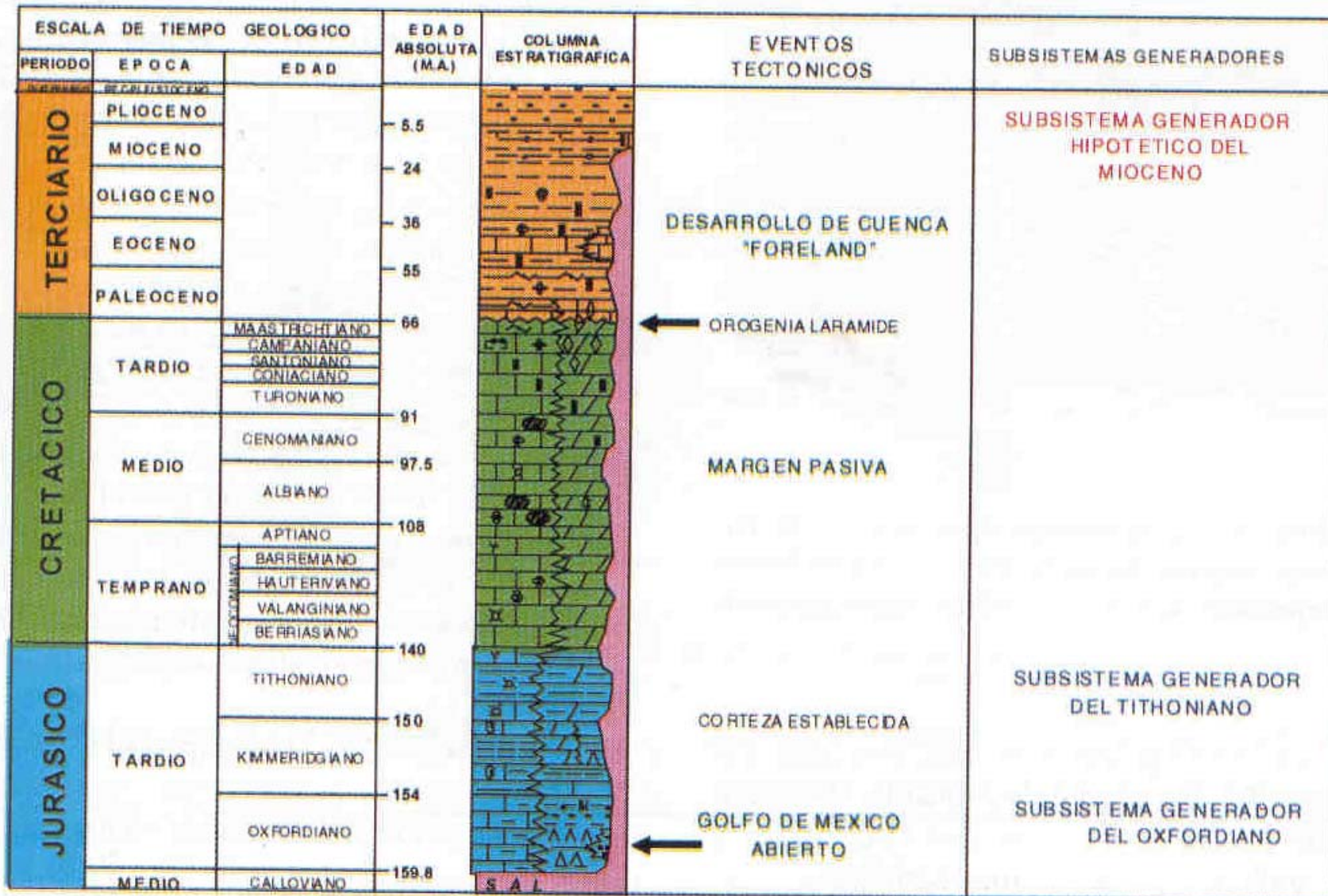
- Trampas estratigráficas del Cretácico medio
- > 1,500 mmbpce producidos en el arrecife
- Aceite pesado en tierra, ligero costa afuera
- Play talud:
 - ✓ Poza Rica ha producido 1,731 mmbpce



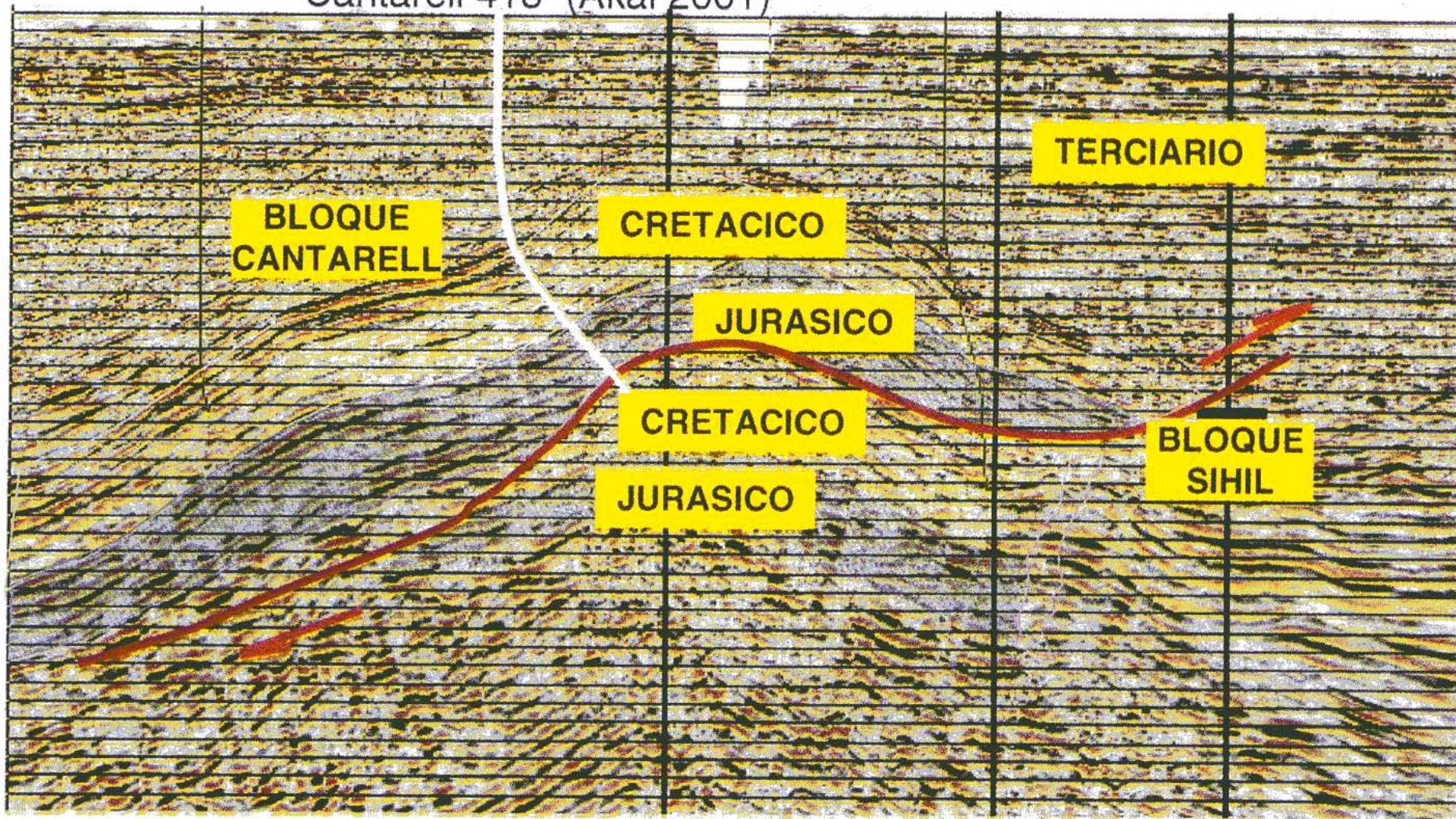
GENERACION EN TAMPICO - MISANTLA



COLUMNA GEOLÓGICA DE LA SONDA DE CAMPECHE



Cantarell 418 (Akal 2001)



Estructura Cantarell Bloque Cabalgado.

VISCOSIDAD (μ) = facilidad de los materiales para fluír,
se mide como la resistencia de una sustancia a
cambiar de forma.
fuerza por unidad de gradiente de velocidad

$$\text{viscosidad } (\mu) = \frac{\tau}{du/dy} \cdot \begin{array}{l} \text{esfuerzo (dinas/cm}^2\text{)} \\ \text{gradiente de velocidad} \\ \text{du velocidad} \\ \text{dy altura del fluido} \end{array}$$

τ (paralela a la superficie de flujo)

Esfuerzo ejercido por el fluido en la base se denomina
Velocidad de esfuerzo.

Viscosidad disminuye con el aumento de la temperatura.

VISCOSIDAD CINEMATICA (ν) = μ/ρ viscosidad/densidad