



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.

ING. EDUARDO RODRÍGUEZ SANTANA.

G-601167

A D V E R T E N C I A

Es mi mayor deseo al presentar a los estudiantes de la carrera de Ingeniería Geológica de nuestra querida Facultad de Ingeniería, el que acepten estos apuntes como una aportación en cierta medida, con el propósito de facilitarles un poco el conocimiento de la exploración petrolera que tiene como objetivo encontrar en el subsuelo trampas que contengan acumulaciones de aceite y gas, los que constituyen una de las necesidades energéticas cuya demanda aumenta constantemente en nuestro país.

Sergio de los Santos Vázquez
GEOLOGO

Cd. Universitaria, D. F., Junio de 1971.


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICOFACULTAD DE INGENIERIAAPUNTES DE GEOLOGIA DEL PETROLEOIng. Sergio de los Santos V.Prof. Titular de Geología Estructural y
Geología del Petróleo.GEOLOGIA DEL PETROLEO

La Geología del Petróleo tiene como objetivo el empleo de la Geología en la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

Un yacimiento o receptáculo geológico es una capa porosa y permeable que permite circular los fluidos.

Un yacimiento petrolífero es un complejo de roca permeable que contiene una acumulación de hidrocarburos bajo un conjunto de condiciones geológicas que evitan su escape por las fuerzas de gravedad o capilares. En esta acumulación pueden existir otros fluidos que se separan conforme a su densidad si la circulación a través de la roca permeable es detenida por rocas de baja permeabilidad. Entonces, los fluidos de diferente densidad y viscosidad interconectados, como el agua y los hidrocarburos, adquieren un movimiento influenciado por la fuerza capilar que segrega el petróleo del agua y la fuerza de gravedad específica diferencial que da al petróleo un movimiento ascendente.

Los yacimientos petrolíferos están cubiertos por rocas de baja permeabilidad, presentándose algunos completamente encerrados por este tipo de rocas; pero en general, las acumulaciones están limita



das hacia abajo por agua libre. Ejemplos:

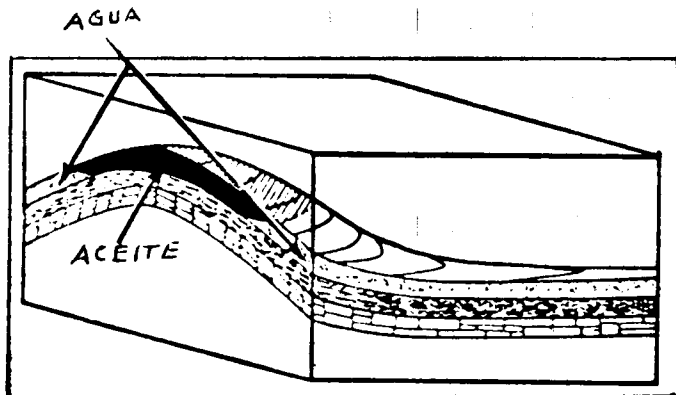


Fig. 1: Este esquema ilustra cómo el aceite se acumula en una estructura dómica.

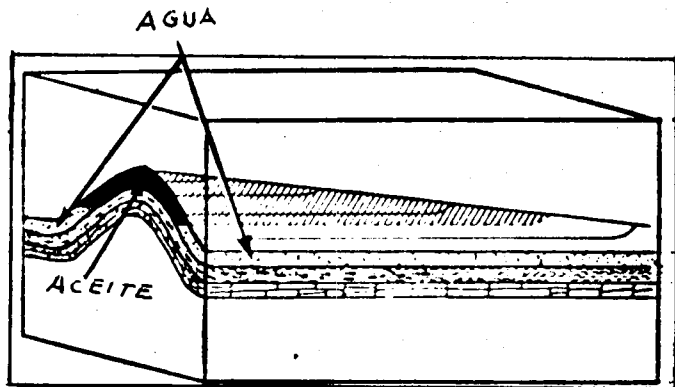


Fig. 2: Este es un tipo anticlinal de estructura plegada.

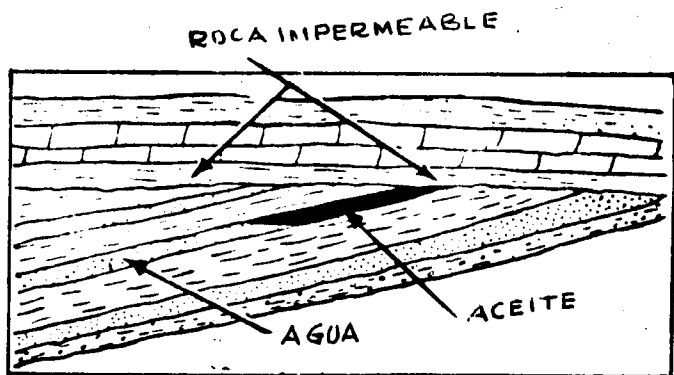
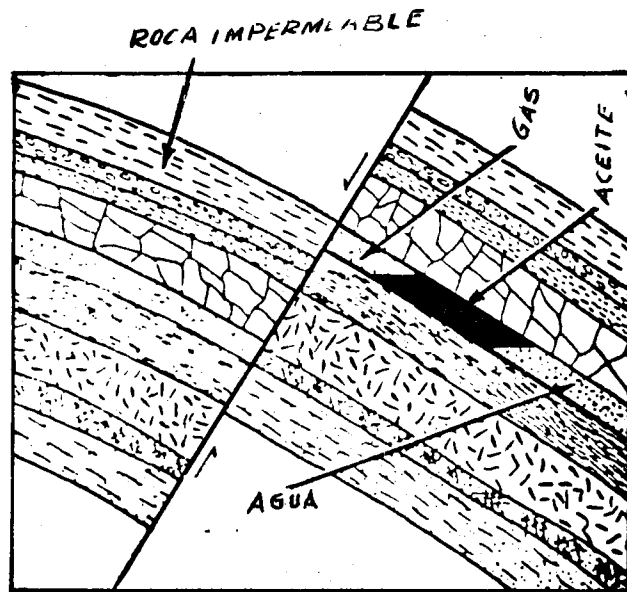


Fig. 4: Aquí el aceite se entrampó bajo una discordancia angular.



3. Este es una trampa que resulta de afallamiento en que el bloque de piso se movió con respecto al bloque de techo.

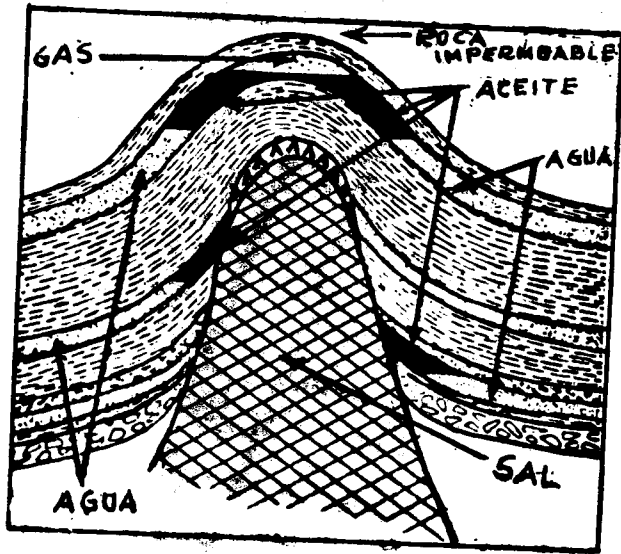


Fig. 5: Aquí se indican trampas establecidas en un domo salino.

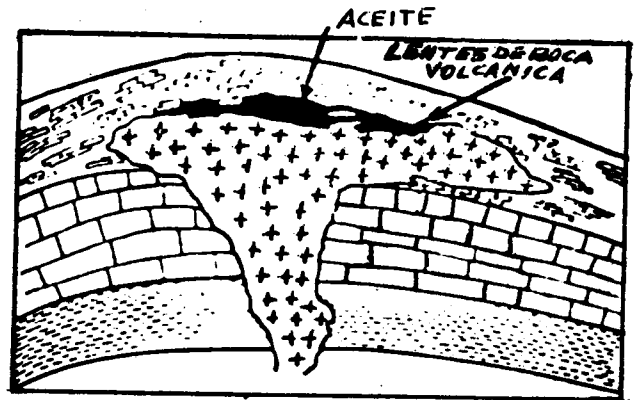


Fig: 6: Acumulación de aceite en trampa consistente de masas de lente formadas de rocas ígneas dentro de sedimentos.

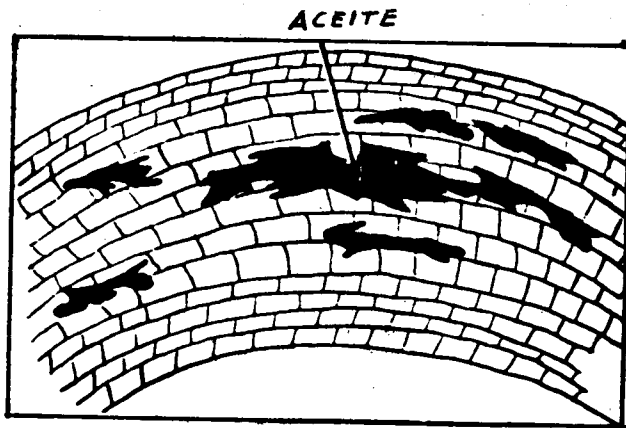


Fig. 8: Formaciones de calizas - que a menudo tienen áreas de alta porosidad que forman trampas.

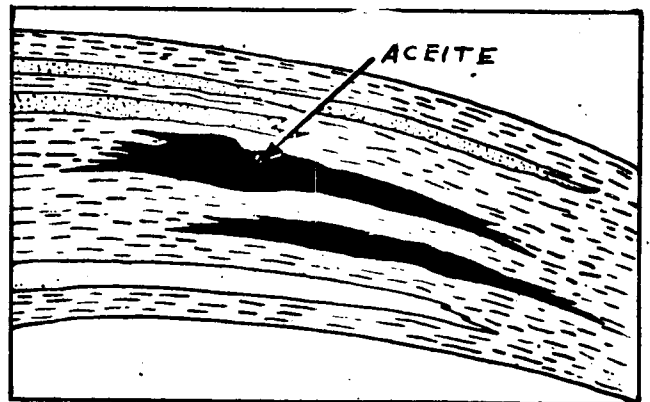


Fig. 7: Cuerpos de arena en una formación impermeable que a menudo forma trampas.

METODOS GEOLOGICOS

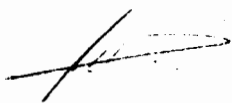
* En general, una exploración geológica consiste en examinar sistemáticamente una región para obtener información geológica con propósitos económicos o meramente académicos. En el caso de la exploración petrolera, cuyo objetivo es económico, la investigación se limita a observar los fenómenos relacionados directamente con la finalidad de la exploración que, entre más amplia es, más precisos y mejores resultados se obtienen, puesto que suministran un criterio mejor para el análisis del problema que se persigue.

En un trabajo geológico superficial se supone:

1. El estudio e interpretación de las rocas, formas topográficas, etc.
2. La determinación de la localización de los puntos o afloramientos observados y el dibujo en un mapa de los mismos y otros datos geológicos.*

Estudio de los Afloramientos.- Se sabe que los mejores lugares para buscar afloramientos son los acantilados, cimas de lomas, laderas de fuerte pendiente, lechos de los ríos, costas, cortes de caminos y ferrocarriles y fosas o excavaciones artificiales.

Al encontrar un afloramiento lo primero que se debe hacer es recorrerlo rápidamente para tener una idea general de las rocas y estructuras expuestas a fin de decidir mejor qué partes debe examinarse con más detalle. Es importante tener mucho cuidado en no con



fundir un afloramiento con un canto rodado o un bloque desprendido semienterrado.

Se debe procurar seguir los contactos formacionales, caminando sobre ellos ya que son de gran importancia en la elaboración de los mapas geológicos que deben fijarse en forma tan precisa como las - circunstancias lo permitan. Los contactos se deben determinar si - son normales, discordantes, si la discordancia es estratigráfica o angular, o si se deben a falla y qué tipo de falla.

Si el contacto se encuentra cubierto se puede seguir examinando los fragmentos derivados de las rocas subyacentes, cuya precisión depende:

- a) De la inclinación del terreno.
- b) Del espesor de la cubierta.
- c) De las condiciones climatéricas.
- d) De la dirección del contacto y
- e) De la regularidad del contacto.

Las rocas sedimentarias donde quiera que afloren deben determinárseles su posición, es decir, determinar su rumbo y echado que son indispensables para fijar sus relaciones estructurales. Se debe procurar establecer la sucesión en que las rocas fueron depositadas y correlacionarlas entre los diferentes afloramientos por medio de:

- a) Su carácter litológico

- b) Su expresión topográfica
- c) La naturaleza de la vegetación que crece de los suelos derivados.
- d) Su secuencia estratigráfica y
- e) Su contenido faunal

Enseguida se destacan algunos procedimientos especiales que el Geólogo Petrolero emplea en sus labores.

Se sabe que las condiciones necesarias para la acumulación de petróleo se reducen a las siguientes:

1. Capas madres, es decir, capas capaces de haber dado origen - al petróleo en la región.
2. Capas almacenadoras con porosidad y permeabilidad suficiente.
3. Capas impermeables que impiden la migración del petróleo.
4. Estructura favorable para que el petróleo se acumule en cantidades comerciales.

En una región que no ha producido petróleo se deben investigar todas las condiciones antes mencionadas. Pero antes es necesario un análisis de la información existente de la región para efectuar una valorización económica de su amplitud y programar los estudios exploratorios, a este respecto, importa hacer notar que dichos estudios deben ser desde el punto de vista regional para conocer la amplitud de las estructuras, su morfología, sus caracteres sedimentarios, estratigráficos y tectónicos que vienen a constituir

el marco tectónico-sedimentario de la región de que se trata explorar.

Si la región presenta manifestaciones superficiales de hidrocarburos se puede suponer la existencia de rocas madres, es decir, rocas generadoras capaces de haber dado origen al petróleo en esa Zona; en esta circunstancia solamente se tratará de identificar las condiciones de rocas almacenadoras con porosidad y permeabilidad suficiente; capas impermeables que impida la migración del petróleo y estructura que favorezca la acumulación del mismo en cantidades comerciales que permita la localización de un pozo exploratorio.

Ahora bien, si la región es conocida como petrolera, se supone la existencia de las 3 primeras condiciones, quedando únicamente la de encontrar estructura que favorezca la acumulación. Para esto, lo primero que hace el geólogo petrolero es determinar el rumbo del echado regional de las capas ya sea mediante recorridos o bien tomar en consideración los trabajos que otros geólogos han efectuado en la región. Enseguida recorrerá la zona asignada buscando de preferencia echados cuyo rumbo sea más o menos opuesto al regional, pues lógicamente para que la estructura que busca sea cerrada esos echados deben existir en su inmediata vecindad ya que los echados regionales como tales, deben manifestarse en toda la región.


Observados varios echados opuestos, principiará en forma sistemática la exploración geológica de la manera bosquejada anteriormente, procurando tomar muestras de las rocas en todos los afloramientos.

tos con el objeto de enviarlas al laboratorio para las determinaciones micropaleontológicas, las cuales ayudan a desentrañar mejor la secuencia estratigráfica y la estructura que desea investigar.

Si se tiene la fortuna de poder identificar una o varias capas que puedan servirle de índices, entonces lo más acertado es llevar a cabo un levantamiento cuidadoso por medio de tránsito o plancheta de todos los puntos en que aflora esta o estas capas índices, y así podrá obtener un mapa estructural que le permita localizar con precisión un pozo de exploración que pruebe la existencia de una acumulación comercial en la estructura.

En caso de no encontrar una capa índice que circunde la estructura, el geólogo se concreta a consignar con mucho cuidado los diferentes rumbos y echados que pueda observar y si es posible trazará de la manera más precisa los diferentes contactos que le ayudará a interpretar la estructura.

Si los afloramientos son malos o escasos, se recurre a excavar fosas de dos o más metros de profundidad que permitan examinar las rocas cubiertas o bien perforar pozos de sondeo a mayores profundidades y correlacionarlos para tener una idea de la estructura superficial. Estos sondeos deben perforarse en triadas (grupos de tres) a fin de obtener tres puntos sobre la cima de una capa determinada y calcular el echado local en cada grupo y así deducir la estructura. Es necesario poder identificar una o varias capas índices por medio de sus características físicas, pero si las capas son



homogéneas y difíciles de distinguir, se recurre al laboratorio con el objeto de estudiar su contenido microfaunal, o bien el estudio de los granos, sus formas características superficiales, proporciones de granos clásticos, proporciones relativas y clasificación de minerales pesados y la clase y cantidad relativa de residuos insolubles.

Uno o varios o todos estos criterios pueden usarse para la identificación de las capas índices, debiendo procurar escoger una correlacionable cuya identificación puede hacerse en el menor tiempo posible.

¿QUE ES EL PETROLEO?

Químicamente el petróleo bruto es una mezcla de hidrocarburos es decir, un compuesto de hidrógeno y carbono.

Se sabe que el carbono y el hidrógeno cuentan entre los mejores combustibles: 1 Kg. de carbono al transformarse en gas carbónico engendra 7860 calorías; 1 Kg. de hidrógeno, al transformarse en vapor de agua, da 34190 calorías.

Si el hidrógeno es mejor combustible que el carbono, resulta que el petróleo que contiene más hidrógeno es también mejor combustible. Así por ejemplo:

1 Tm. de petróleo equivale a una potencia de 3000 Kw-hora; 1 tonelada de hulla equivale solo a 1500.

Los hidrocarburos del petróleo constituyen series cuyos términos solo difieren entre sí por un átomo de carbono y cierto número de átomos de hidrógeno en más o en menos.

Así por ejemplo en la serie metánica o parafínica:

1 átomo de carbono puede retener solo 4 átomos de hidrógeno. El hidrocarburo resultante es el metano: CH_4 ó $\text{CH}_3\text{-H}$, en esta segunda forma se pone de manifiesto la agrupación CH_3 llamado metilo - que desempeña un papel muy importante en la constitución de los hidrocarburos. La asociación metilo solamente tiene una valencia que puede sustituirse a cualquier átomo de hidrógeno de un hidrocarburo preexistente.

Después del metano $\text{CH}_3\text{-H}$, viene el etano $\text{CH}_3\text{-CH}_3$; luego el propano $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_3$; el butano $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3$; el pentano $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3$ y así sucesivamente. Las formulas de estos hidrocarburos son en cadena lineal. Se escriben también en forma condensada, CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , etc; ó dicho de otro modo, $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ que es la fórmula general de los hidrocarburos de la serie metánica.

Ciertos hidrocarburos brutos, en su mayor parte están integrados por los siguientes hidrocarburos:

Hidrocarburos gaseosos que van de CH_4 a C_4H_{10} ; hidrocarburos líquidos que van de C_5H_{12} a $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$; hidrocarburos sólidos que van de $\text{C}_{18}\text{H}_{38}$ a $\text{C}_{35}\text{H}_{72}$.

PRESENCIA DEL PETROLEO

El petróleo se manifiesta en la superficie a través de chapopoterías , lodos volcánicos, depósitos diseminados, vetas y lutitas - fracturadas.

En el subsuelo se presenta solamente por medio de la perforación.

Su presencia se observa en todos los continentes, aunque algunos son más ricos en petróleo que otros.

Su acumulación es notable en todos los sistemas geológicos, - desde el pre-Cámbrico hasta el Reciente, aunque algunos sistemas son notablemente más prolíficos que otros.

Algunas manifestaciones de petróleo son visibles en afloramientos. Sin embargo, más importante, del punto de vista del geólogo petrolero y la industria, es la presencia del petróleo en el subsuelo, el cual es explotado solamente mediante la perforación.

Los depósitos de petróleo del mundo pueden clasificarse en diferentes categorías, las más usadas son éstas:

1. Forma de presentarse:

- a) Manifestaciones superficiales como chapopoterías, brotes, exudados de betún, lodos volcánicos, depósitos - condensados, bolsas y vetas y varias formas de lutitas aceitíferas.
- b) Manifestaciones en el subsuelo, incluyendo ligeras -- muestras de aceite y gas, yacimientos, campos y provin

cias.

2. Localización geográfica como distribución por países, continentes y otras unidades geográficas.
3. Edad geológica de rocas almacenadoras.

FORMA DE PRESENTARSE

La clasificación más simple de depósitos de petróleo está basada sobre la forma de presentarse y sobre estas bases la principal división está dentro de las manifestaciones superficiales y de subsuelo. Un depósito de uno y otro tipo puede ser de pequeña magnitud y de interés científico solamente, o puede constituir un depósito comercial.

Importancia de las ligeras manifestaciones.- Las manifestaciones ligeras de hidrocarburos en la superficie pueden ser el resultado de descubrimientos petrolíferos, estas manifestaciones pueden presentarse en los afloramientos o bien en excavaciones o fosas cuando éstos están sepultados por sedimentos recientes.

Las pequeñas manifestaciones indican también la presencia de rocas generadoras.

Por supuesto, dichas manifestaciones deberán estar siempre asociadas a sedimentos de origen marino.

Chapopoterías, brotes y exudados de betún. Los hidrocarburos que exudan en la forma de brotes y chapopoterías pueden llegar a la superficie a través de fracturas, juntas, planos de falla, discordan

cias, o planos de estratificación, o a través de cualquiera de los poros comunicados de las rocas.

Algunos de los tipos más comunes de chapopoterías se indican en la figura siguiente:

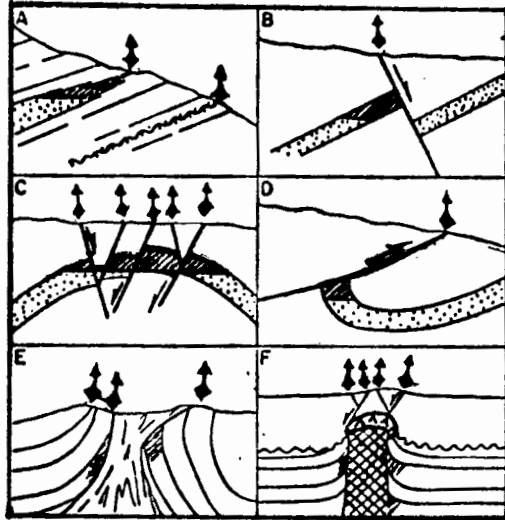


Fig. No. 8

Se trata de secciones que muestran la posición de chapopoterías típicas con relación a la estructura subyacente. Las chapopoterías están marcadas con \blacklozenge y el aceite o gas de los yacimientos está rayado paralelamente. La chapopotería en A está en el afloramiento de la roca almacenadora y en el afloramiento de una discordancia; - en B la chapopotería está a lo largo del afloramiento de una falla normal; en C las chapopoterías yacen en un anticlinal afallado; en D la chapopotería está a lo largo del afloramiento de una falla inversa; en E las chapopoterías están asociadas con plegamiento diapírico; en F las chapopoterías yacen en un levantamiento salino y están asociadas con las fallas que afloran encima de esta intrusión.

METODOS GEOFISICOS

La Geofísica en la Industria Petrolera.

Los primeros equipos geofísicos empleados en México en la Industria Petrolera fueron los sismógrafos mecánicos en 1922, con los que se efectuaron trabajos en la vecindad de Naranjos, Ver., a principios de 1923.

La Compañía "El Aguila" inició sus exploraciones gravimétricas con dos balanzas de torsión también en el área de Naranjos, Ver., en 1922.

En 1936, la compañía Humble efectuó trabajos de exploración en el Noreste de México para la Huasteca, usando el gravímetro.

Desde entonces los métodos geofísicos se han desarrollado para subsanar las dificultades de los métodos de geología superficial y las compañías petroleras han encontrado en ellos un poderoso auxiliar en sus exploraciones.

No hay que olvidar que la Geología sola puede ser más eficaz y económica que la Geofísica en algunas regiones, pero en otras puede resultar lo contrario. Por lo tanto, los métodos se consideran como complementarios uno de otro.

Las diversas técnicas de la prospección geofísica se basan en principios físicos fundamentales como las leyes de la atracción gravitatoria y magnética, las cuales conducen en Optica la refrac-



ción y la reflexión, los elementos de la electricidad y la teoría -
electromagnética.

Todos los métodos geofísicos de exploración petrolera, están
encaminados a localizar estructuras geológicas en el subsuelo, favor
rables para receptáculos de valor económico.

El método más empleado es el de la sismología de reflexión,
les sigue en orden el gravimétrico, el de sismología de refracción
y los magnéticos.

Con la sismología de reflexión se levanta la mejor informa--
ciónestructural del subsuelo.

La sismología de refracción no da tanta información estructu
ral pero proporciona datos de la velocidad en las capas refractan--
tes que permiten al Geólogo identificarlas o bien especificar su li
tología. Por ejemplos: Delimitar las intrusiones sedimentarias o -
ígneas, o bien una capa de referencia de alta velocidad cubierta por
formaciones de baja velocidad.

La gravimetría descubre y mide las variaciones laterales de
la atracción gravitatoria del suelo asociados a cambios de la densii
dad próximos a la superficie. Muchas estructuras geológicas dan -
lugar a deformaciones en la distribución normal de la densidad en -
el interior del suelo, que originan en el campo gravitatorio terrestre
anomalías que pueden servir para relacionar la distribución de los



sedimentos suprayacentes, es decir, que indican mínimos (cuencas) y máximos (levantamientos) gravimétricos.

La magnetometría determina el espesor de la secuencia sedimentaria o bien los rasgos estructurales sobre la superficie del basamento que pueden influenciar la estructura de los sedimentos suprayacentes.

MÉTODOS DE SUBSUELO

La Geología de Subsuelo es el estudio estratigráfico y estructural con datos obtenidos principalmente de los pozos. Sin embargo, dentro de la investigación, la Geología de Subsuelo es una extensión de la Geología Superficial en la que los métodos son diferentes pero los objetivos son los mismos.

Los métodos geofísicos como la sismología, la gravimetría, la magnetometría y otros instrumentos similares son métodos de subsuelo.

Los diferentes registros de los pozos constituyen una fuente básica de información para la elaboración de planos geológicos de subsuelo.

El primer objetivo del Geólogo Petrolero es naturalmente descubrir aceite y gas con la habilidad de su trabajo en geología superficial y probablemente más importante con los de geología de subsuelo.

La producción económica de hidrocarburos demanda el conocimiento de tres factores que influyen en el potencial, la vida y productividad de una reserva.

Estos factores son los siguientes:

1. Características de la roca almacenante.

2. Tipos de fluido en el subsuelo.

3. Mecánica del yacimiento.

El primer factor lo constituyen los análisis de las muestras de canal y de núcleos, los diferentes registros y las pruebas de formación, junto con otros estudios especiales y correlación del área.


El segundo factor lo indican las muestras del fluido bajo condiciones de reserva, presión y temperatura controladas en laboratorio.

El tercer factor lo señalan las historias de presión y producción, las relaciones aceite-gas y otras pruebas de campo.

El análisis de núcleo es quizás el más importante en la determinación de las características de la roca almacenante y es solamente uno de los muchos medios disponibles para la determinación de un pozo.

Los registros geofísicos, el análisis de los núcleos y las pruebas de formación son utensilios de trabajo para la terminación de un pozo.

El análisis de núcleos, además de ser importante, en la terminación de un pozo y el más importante para el conocimiento de las características de la roca almacenante, se presta por sí mismo admirablemente a pruebas especiales y precisas, tal como agua congénita, permeabilidad relativa, solubilidad ácida, zona de inundación; entre otras de qué productividad, recuperación secundaria y tratamiento satisfactorio puede ser deducido.



Entre los registros geofísicos para evaluar un yacimiento petrolífero se tienen los eléctricos, nucleares y acústicos.

La mayor parte de aceite y gas producido en la actualidad proviene de acumulaciones en los espacios porosos de rocas almacenadoras.

La cantidad de aceite o gas contenida en una unidad de volumen del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. La porosidad es el volumen poroso por unidad de volumen de la formación. La saturación de hidrocarburos es la fracción (o porcentaje) del volumen poroso lleno de hidrocarburos.

Además de la porosidad y la saturación de hidrocarburos, es necesario el espesor de la formación que contiene hidrocarburos a fin de determinar si la acumulación puede ser comercial.

Para evaluar la productividad de un yacimiento, es útil conocer cómo el fluido puede pasar fácilmente a través de un sistema poroso. Esta propiedad de la formación, la cual depende de la manera en que los poros están intercomunicados, es su permeabilidad.

Por consiguiente, los principales parámetros físicos necesarios para evaluar un yacimiento petrolífero son porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad, parámetros que pueden ser derivados o inferidos precisamente de los registros eléctricos, nucleares y acústicos.

La determinación del espesor de la capa presenta poca dificultad, en cambio, la porosidad y saturación de agua son motivo de análisis.



sis con los registros, éstos también son usados para obtener información valiosa acerca de la permeabilidad, litología, productividad y distinción entre aceite y gas.

De los parámetros de la formación obtenidos directamente de los registros, la resistividad es de particular importancia e indispensable para determinaciones de saturación.

Los registros Sónico, Densidad de Formación y Neutrón son usados para determinar la porosidad.

Combinaciones de dos o tres de estos registros reditúan mejor conocimiento de la porosidad, litología y geometría del pozo; además, frecuentemente ayudan a diferenciar entre el aceite y el gas.

La permeabilidad en la actualidad puede ser estimada solamente por medio de relaciones empíricas.

En conclusión, los registros corridos en los pozos petroleros tienen por objeto identificar las características físicas de las formaciones atravesadas en el agujero, determinar la porosidad y permeabilidad y establecer el contenido de fluidos de esas formaciones. Las mediciones de los distintos parámetros se grafican en función de la profundidad y la interpretación puede ser cualitativa como cuantitativa.

A continuación se describirán en forma general los registros que se usan a fin de obtener una información cualitativa.

Registro Eléctrico

Es el primer método utilizado para saber las características de

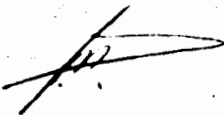


las rocas mediante sus propiedades eléctricas. Mide el potencial natural que se genera entre las rocas que contienen agua en contacto con el lodo de perforación. Este potencial eléctrico se grafica en función de la profundidad del pozo y es la curva que aparece en el carril izquierdo del registro. Mide también la resistividad de las rocas con diferentes electrodos y los valores se grafican en el carril derecho del registro.

Para la interpretación de las propiedades eléctricas de las rocas en el análisis de los distintos tipos de fluidos contenidos en ellas, hay que tomar en cuenta el conocimiento que se tiene de las rocas sedimentarias en cuanto a su porosidad, ya sea de origen primario o secundario que, de existir, los espacios intergranulares o fracturas según el caso, tienen que estar ocupados por algún fluido, ya sea agua, aceite, gas o una combinación de estos.

La característica general es establecer una diferencia inicial entre rocas que contienen diferentes fluidos mediante sus resistividades, combinándose con la medición del potencial natural o espontáneo que es una gráfica de la corriente eléctrica que se genera por un fenómeno electroquímico dentro del pozo, al ponerse en contacto el lodo de perforación con una roca porosa.

La gráfica del potencial natural marca una serie de "picos" o de flexiones hacia la derecha o la izquierda, tiene como base la línea burdamente vertical dada por las lutitas. Las deflexiones hacia la iz-



quiera son negativas y las que tienden a la derecha positivas, ambas son indicativas de porosidad que no siempre puede cuantificarse.

La gráfica de resistividad está constituida por tres curvas llamadas normal corta, normal larga y lateral (Ver Fig. 9 que representa un registro eléctrico y un microregistro).

Microregistro

Es el registro que determina las zonas permeables de las formaciones atravesadas por la barrena. Su empleo se ha extendido para hacer mediciones in situ de la resistividad del lodo y conocer las variaciones del diámetro del agujero.

Consiste de dos curvas de resistividad que aparecen en el carril derecho del registro y de una gráfica en el carril izquierdo que indica el diámetro del agujero.

Las curvas del carril derecho se llaman micro inversa y micro normal e indican resistividades distintas. La diferencia entre estos valores de resistividad se llama "separación", la cual puede ser positiva o negativa.

La interpretación cualitativa del microregistro cuando tiene separación positiva en las curvas, es decir, cuando la micro normal es de mayor resistividad que la micro inversa, indica que se trata de zonas permeables; la curva del calibrador (o sea la curva del carril izquierdo) frente a las zonas permeables manifiesta una disminución del diámetro del agujero debido a que hay enjarre suficiente que confirma la

existencia de la permeabilidad.

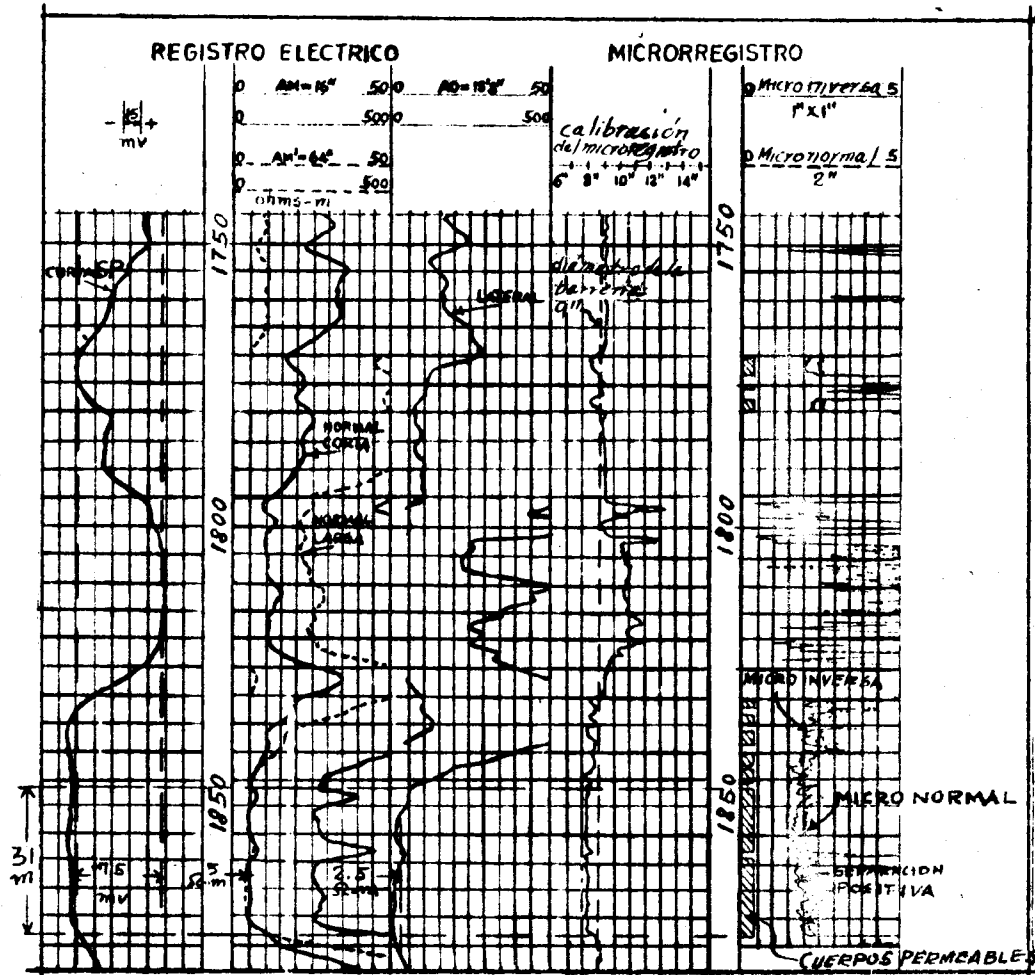


Fig. No. 9

En este ejemplo: El espesor permeable $e=31$ m., la curva SP= -75 mv, lectura promedio de la normal corta= $5 \Omega\text{-m}$, lectura promedio de la lateral= $2.5 \Omega\text{-m}$.

Entre otros, los datos siguientes en el encabezamiento del registro:

Resistividad del lodo= $R_m = \underline{\hspace{2cm}} \Omega\text{-m}$ a $\underline{\hspace{2cm}} ^\circ\text{C}$

temperatura máxima= $T_{\text{máx}} = \underline{\hspace{2cm}} ^\circ\text{C}$ a la profundidad total= PT

NOTA: Al final de estos apuntes se presenta una traducción del suscrito sobre: PRINCIPIO DE INTERPRETACION DE REGISTROS.

Registro de Inducción

Es utilizado en aquellos pozos perforados con lodos a base de agua o a base de aceite.


La intensidad de corriente inducida en la formación es proporcional a su conductividad.

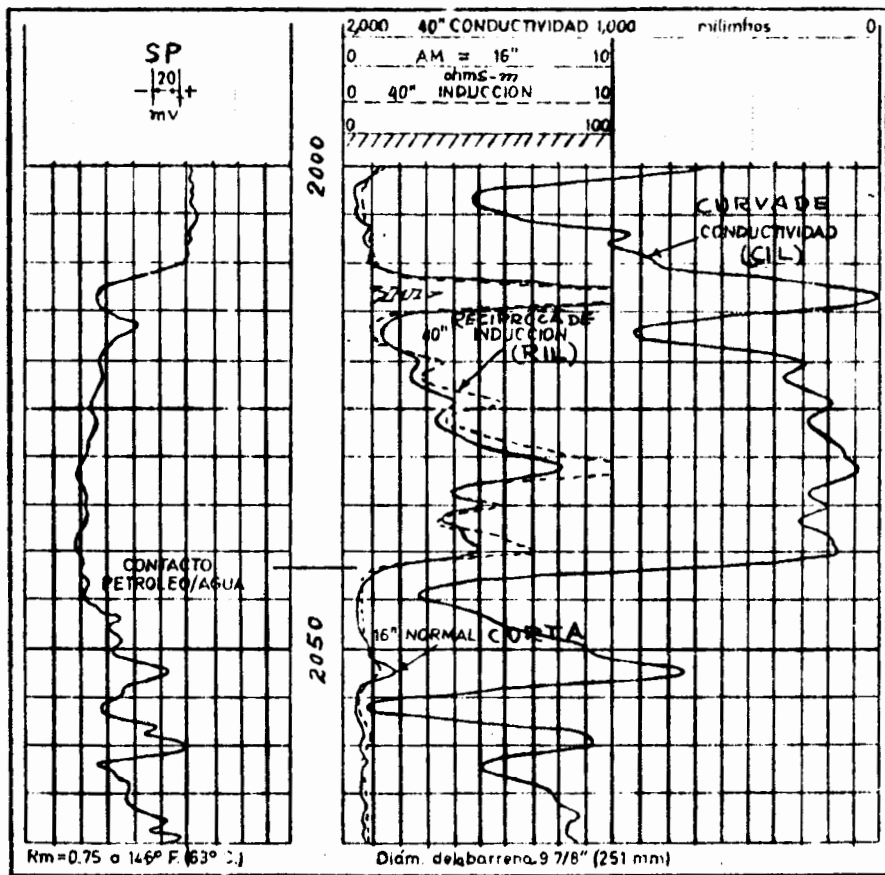
La conductividad es la propiedad inversa de la resistividad, por consiguiente, con el registro de inducción se mide la conductividad de las rocas pudiendo también obtenerse a partir de élla, la resistividad de esas rocas.

Al mismo tiempo que la lectura de los valores de conductividad de las formaciones, el registro incluye la curva del potencial natural (SP) y la normal corta; es decir, el registro de inducción está integrado por una curva de conductividad, dos curvas de resistividad (la normal corta y los valores inversos de la conductividad) y una curva del potencial natural o espontáneo (SP). Fig. 10

Cuando las formaciones permeables contienen agua salada la interpretación cualitativa consiste en que normalmente la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) es mayor que la resistividad del agua de formación (R_w), por lo tanto la resistividad de la zona invadida es mayor que la resistividad verdadera de la formación. Esta condición se refleja en las curvas de resistividad del registro, al indicar mayores valores la normal corta que la curva recíproca de la conductividad.

El registro de inducción tiene la ventaja sobre el eléctrico y





Para pasar de conductividades a resistividades se divide:

$$\frac{1000}{CIL} = RIL \text{ y}$$

$$RIL = R_t$$

Fig. No. 10

microregistro para conocer mejor la resistividad verdadera de las rocas (R_t) sin hacer corrección alguna.

También es recomendable el registro de inducción para correrlo con lodos conductivos o salados ya que las mediciones de la conductividad de la roca, son poco afectadas por estos lodos, en cambio la curva del potencial natural sí es afectada pudiendo sustituirse por una de rayos gamma a fin de identificar los cuerpos, correlacionar, etc.

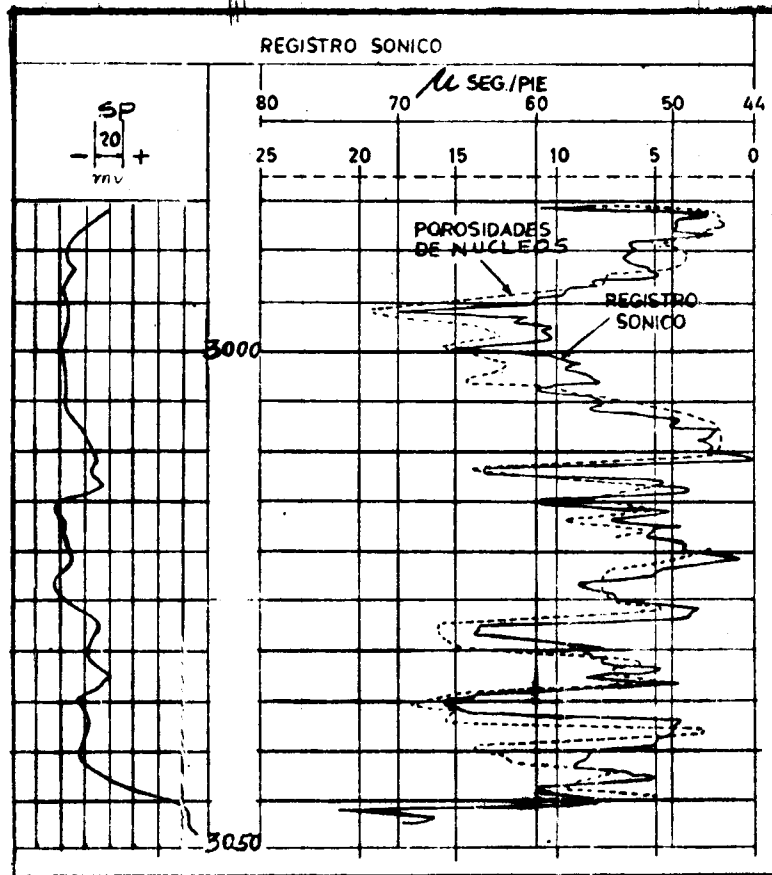
REGISTRO SONICO

Los valores de porosidad pueden ser obtenidos de un Registro Sónico, un Registro de Densidad de Formación o un Registro Neutrón. Además de la porosidad, estos registros son afectados por otros paráme--

tros, tales como la litología, el carácter de los fluidos en el pozo y la arcillosidad.

El dispositivo Sónico mide el tiempo de tránsito del intervalo Δt , o el tiempo en microsegundos por una onda acústica que viaja a través de un pie de formación a lo largo de una trayectoria paralela al agujero (μ seg/pie)

Los tiempos de tránsito son continuamente registrados en relación a profundidades a medida que la sonda sónica es levantada desde el fondo de la perforación y son inversamente proporcionales a la velocidad del sonido en las distintas formaciones.



Los valores son variables según la litología de las formaciones en donde se estén tomando los registros.

Fig. No. 11

La figura 11 representa un Registro Sónico. El carril izquierdo indica la curva del Potencial Natural (SP) de la misma forma como lo indican los Registros Eléctrico e Inducción, en ocasiones también se corre la curva de microcalibración. En el carril derecho se muestran la curva discontinua que indica porosidades a partir del análisis de núcleos y la curva continua el Registro Sónico.

REGISTRO RADIOACTIVO

Está constituido por dos curvas, una, la del carril izquierdo que mide la radioactividad natural de las rocas, llamada curva de Rayos Gama y la otra, en el carril derecho, la curva Newtrón, producida por el bombardeo de Neutrones a la formación, permite identificar el contenido de hidrógeno. Este registro tiene la ventaja de poder efectuarse tanto en agujero descubierto como entubado.

La curva de Rayos Gama en zonas arcillosas o de lutitas, en donde la radioactividad aumenta, se desplaza hacia la derecha, similar a la curva del Potencial Natural (SP), en donde el desplazamiento hacia la derecha indica la presencia de roca arcillosa o lutita que sirve para determinar contactos entre formaciones.

La curva de Rayos Gama tiene la ventaja sobre la curva SP por no afectarse cuando el pozo se perfora con lodo salado.

La unidad de medición de los rayos Gama es el microgramo de Radio equivalente por Tonelada Métrica de formación o $\mu\text{g Ra eq/ton.}$

La curva Newtrón en una sección en estudio puede cualitativamente estimarse a los intervalos con bajo valor en pulsos/seg. o -

unidades API que corresponden a una mayor porosidad, o mayor contenido arcilloso.

Las deflexiones correspondientes a porosidad pueden diferenciarse de aquellas debidas a zonas arcillosas con la ayuda del SP o de la curva de Rayos Gama.

Las lutitas o arcillas contienen gran cantidad de hidrógeno - debido al agua que contienen en sus poros o químicamente combinada en sus moléculas.

En formaciones que no son lutitas la presencia de hidrógeno - se debe a la existencia de agua, aceite o gas, relacionándose con - la porosidad que contienen.

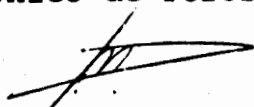
En formaciones arcillosas, la parte del volumen por arcilla, no contribuye a la porosidad efectiva porque la arcilla es impermeable y su contenido de agua produce en la curva Newtrón, una porosidad errática, cuya interpretación no es confiable.

La Figura 12 es un Registro Radioactivo que además presenta - la curva de Inducción.

En la industria petrolera se introducen registros cada vez más perfeccionados que proporcionan mayor información.

Después del Registro Eléctrico han aparecido entre otros los que a continuación se mencionan:

2. Microeléctrico (microlog) o Microregistro.
3. Eléctricos enfocados
4. Inducción
5. Sónico de Porosidad



6. Radioactivos
7. Densidad
8. Registro de Medición de echados
9. Etc.

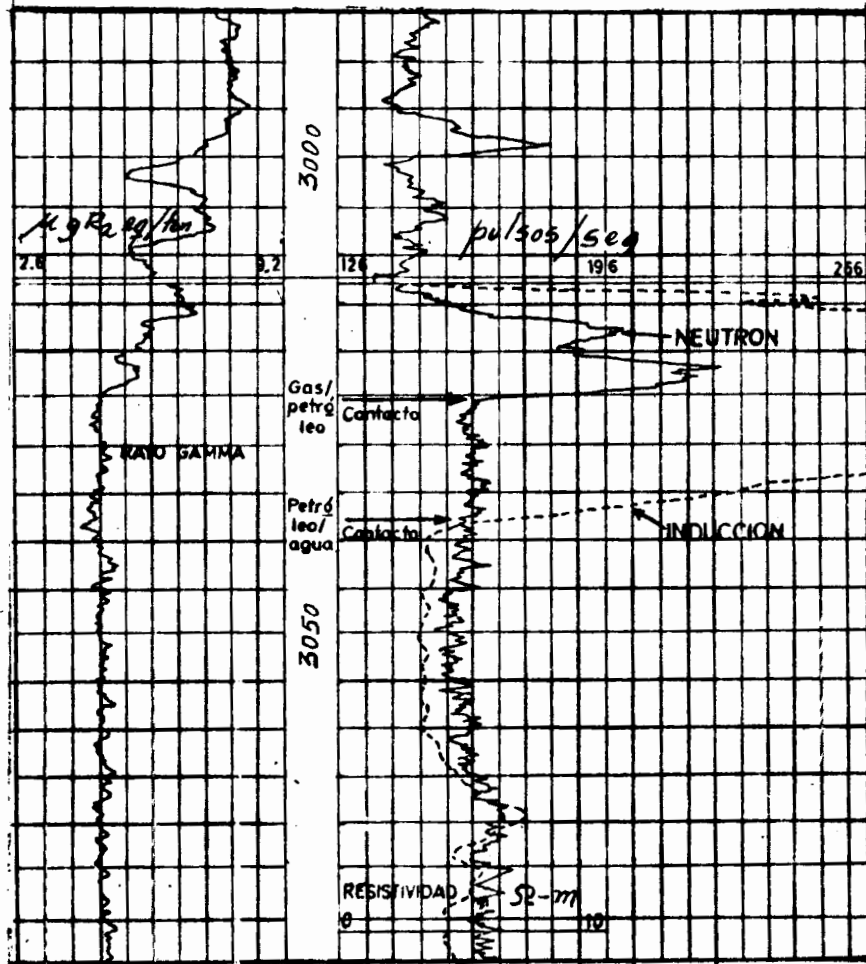


Figura No. 12

La investigación fué iniciada por el sabio francés Conrad -- Schlumberger a fines del siglo pasado.

Ahora se tienen los Registros Computados que la Schlumberger los denomina Sinérgicos, éstos son una representación gráfica de los resultados obtenidos en un análisis continuo de las formaciones que utiliza como datos para su elaboración;

1. La información obtenida de dos o más registros.
2. Las constantes necesarias de conocimiento general en un análisis.
3. Los métodos de análisis convencionales.

Los programas para obtener estos cálculos tienen como desarrollo matemático las mismas ecuaciones y funciones empleadas en la construcción de las gráficas o nomogramas.

ROCAS EN LAS CUALES SE LOCALIZAN LOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS


Los yacimientos petrolíferos se localizan generalmente en rocas porosas y permeables de origen sedimentario, principalmente rocas clásticas (conglomerado, arenisca, lutita fracturada) y rocas no clásticas (caliza, dolomía); las primeras compuestas predominantemente de material detrítico y las segundas constituidas principalmente de material formado por medio de los agentes químicos o biológicos.

Yacimientos en areniscas.

Los sedimentos clásticos arenosos deben su porosidad y permeabilidad a su textura fragmentaria.

La extensión del yacimiento depende de:

- 1) El tamaño de los granos
- 2) Su uniformidad
- 3) Su compactación
- 4) Su contaminación con material de grano fino (arcilla o limo)



depositado en los vacíos entre los granos de arena como - las arenas arcillosas o limosas.

- 5) El grado de cementación de 0 a 100% que afecta la porosidad en razón inversa, como la arenisca calcárea, silizosa o ferruginosa. La arenisca completamente cementada pero fracturada puede ser porosa y permeable, como la arenisca con fisuras.

Gran parte de las arenas de gran extensión están bien estratificadas y la porosidad y permeabilidad se orientan de acuerdo con la estratificación.

Las arenas lenticulares depositadas, en playas y barras alejadas de la costa son clasificadas por la acción de las olas y la porosidad y permeabilidad se orientan paralelamente a las líneas de costas, cuya orientación se refleja en la productividad de los pozos de tales arenas.

Muchos yacimientos de arena manifiestan una variación gradual de porosidad lateral o vertical debido al contenido de lutita o limo o como resultado de la cementación parcial. Estas variaciones - solamente reducen el volumen de la extensión del receptáculo, o pueden ser suficientes para formar verdaderas barreras.

Yacimientos en Calizas.

Los depósitos de rocas carbonatadas (calizas, dolomías) deben su porosidad y permeabilidad a su textura cristalina, los que rela-



cionados con los yacimientos petrolíferos, se forman de varias maneras o procesos:

1. Procesos biológicos.— Acumulación de esqueletos y estructuras protectoras de organismos marinos que vivieron en mares abiertos someros y lagunas:

- a) Por bancos carbonatados constituidos principalmente de colonias de organismos marinos como esponjas, crinoides, braquiópodos, briozoarios, corales, algas calcáreas y ostrácodos.
- b) Por rocas constituidas de coquinas y brechas de conchas que representan agregados de foraminíferos grandes como orbitoides, fusulinoides, numulites, etc. o bien de braquiópodos, pelecípodos o gastrópodos más o menos fragmentarios. Estas rocas se consideran clásticas a pesar de que se han formado de materiales no detríticos pudiendo ser transportados y en ocasiones estratificados por la acción de las olas.

2. Proceso químico o biológico.— Algunas variedades de calizas homogéneas más o menos densas y calizas oolíticas porosas se consideran precipitadas químicamente o por la acción bacteriana en mares someros.

3. Procesos físicos.— Estos procesos dan lugar a sedimentos clásticos calcáreos como calizas detríticas, las cuales se forman mecánicamente, contienen fragmentos orgánicos, fragmentos de rocas -

carbonatadas mas antiguas y oolitas. Estos fragmentos son transportados y más o menos clasificados antes de su depósito. La calcarenita es una caliza clástica bien clasificada que contiene 50% o más de detritos calcáreos del tamaño de la arena. Dentro de estas rocas se presentan también otros minerales clásticos como cuarzo, glauconita, colofanita y minerales arcillosos.

Las oolitas se forman por precipitación de la calcita en -torno de núcleos existentes en aguas poco profundas y fuertemente agitadas. Estos núcleos son granos clásticos de arena, cuerpos esféricos de arcilla, fragmentos de concha o pedazos de carbonatos granulares.


Las oolitas individuales son de estructura simple o compuesta de forma esferoidal o elipsoidal.

Las rocas calcáreas que contienen oolitas en abundancia se -llaman calizas oolíticas, las que tienen estructura uniforme, generalmente de color gris claro o de color ante.

4. Depósito debido a procesos químicos.

a) Por la combinación del magnesio con el calcio en depósitos -antiguos para formar la dolomita cuya roca resultante se llama dolomía o roca dolomítica.

La mayoría de las dolomitas se forman por la alteración postdeposicional de las calizas, o sea, por dolomitización. La dolomitización puede llevarse a cabo en cualquier caliza, especialmente aquélla de grano fino.



- b) Por el cambio químico de la anhidrita residual concentrada - en la cima de las intrusiones salinas someras que forman calizas, azufre libre y compuestos sulfurados debido a la reacción del CO_2 introducido con las aguas superficiales y a la acción de las bacterias.

Texturas primarias formadas en los periodos de depósito y litificación.

Respecto a las texturas de estos sedimentos se reconocen varias formas de porosidad primaria:

- a) Porosidad intercrystalina e intergranular debida a texturas cristalinas masivas formadas por cristales entrelazados. Los granos mas finos de estas texturas son de apariencia amorfa a simple vista y los más gruesos son granulares. La porosidad no está necesariamente interconectada y la permeabilidad es baja en general.

Aún cuando la porosidad sea macroscópica llamada porosidad de cabeza de alfiler y muestre exudación de hidrocarburos, la formación puede no ser capaz de producir.

- b) Algunas calizas que tienden a las dolomías puras tienen una alta porosidad intergranular y suficiente permeabilidad que pueden constituir un buen receptáculo. Son de apariencia sacarosa y consecuentemente su porosidad es llamada sacaroide. Esta porosidad puede deberse a los cambios químicos de caliza a dolomía, o sea a la reducción de volumen que acompaña a la dolomitización.

- c) En calizas clásticas detríticas puede existir buena porosidad, -- pero este tipo de porosidad es más susceptible de estar interconec-
tada que la intergranular de las calizas cristalinas. Sin embargo,
los granos pueden ser agrandados por el depósito secundario de -
calcita, lo cual reduce considerablemente la porosidad y la exten-
sión del receptáculo.
- d) En calizas oolíticas la porosidad y permeabilidad son favorables
para el receptáculo si los intersticios entre las oolitas no es-
tán cementados o solo parcialmente llenos con material cementante.
- e) En calizas con textura de esqueletos o coquinoides, la porosidad
y permeabilidad son favorables para la acumulación si no están ce-
mentadas.

Buen grupo de receptáculos de caliza deben su porosidad y per-
meabilidad favorable a solución secundaria debido a las aguas circu-
lantes que actúan después de la litificación de la roca. El proceso
de solución fué químico y los ácidos orgánicos formados bajo la influen-
cia de las bacterias jugaron probablemente una parte considerable.

Se sabe que en este caso las aguas subterráneas circulan a
una profundidad abajo del nivel freático y los estudios de cuevas su-
gieren que aún las cavernas más grandes pueden formarse por solución
bajo el nivel freático, es decir, de origen freático.

Se han observado varios "rasgos de solución freática" que se
suponen indican patrones de solución incipiente en la historia de las



cavernas:

1. Patrón esponjoso formado por cámaras de solución interconectadas, con relaciones tan complicadas como aquéllas entre los poros de una esponja.
2. Anastomosis de planos de estratificación debido a la solución por el agua que circula en los planos de estratificación y ataca la base del estrato suprayacente; los canales de solución son meám--
dricos y en secciones transversales muestran filas de orificios ca
si iguales a la base de dicho estrato.
3. Anastomosis de planos de juntas debido a la ampliación por solu--
ción de juntas y fracturas que muestran diseños complicados de se
mibolsas de poca profundidad. Este patrón de solución pasa a una
red controlada de juntas y fracturas con pasajes angostos por so
lución a lo largo de los planos de fractura y cámaras de solución
en la intersección de los pasajes.

Algunas muestras de núcleos de caliza indican tipos semejan--
tes característicos de porosidad, descritos como cavernosas, esponjo--
sas, vesiculares, acolmenadas, etc., que indican su posible origen -
freático.


Las más altas porosidades se determinan en yacimientos petro--
líferos que se suponen asociados con calizas arrecifales. Muchas --
muestras de tales formaciones indican que estructuras fósiles comple--
tas fueron removidas por deslave, dejando cavidades. La presencia de



grandes cavernas en estas rocas almacenantes se manifiesta por la caída de herramientas durante las operaciones de perforación.

En algunos lugares las discordancias erosionales o angulares están conectadas con zonas de solución secundaria. Sin embargo, no es necesario, asociar la porosidad por solución con las discordancias. Se sabe que las aguas subterráneas penetran más abajo del nivel freático, el acceso del agua puede estar suministrada por la red de porosidad primaria o por fracturas juntas y planos de estratificación, o a lo largo de estratos arenosos permeables, como lo indican por la alta porosidad en capas de caliza en contacto con arenas interestratificadas. Localmente, la porosidad más alta se observa en la culminación de algunas estructuras anticlinales a lo largo de plegamientos regionales, que probablemente se deba a la concentración de fracturas y juntas a través de estos alineamientos estructurales. La fractura y la fisura solas pueden producir suficiente porosidad y permeabilidad que favorece las condiciones de acumulación, especialmente en calizas silíceas de baja solubilidad.

De lo anterior se infiere que la porosidad y permeabilidad en los receptáculos de caliza presentan problemas difíciles en el subsuelo. Además de estos problemas es notable que varios tipos de porosidad son generalmente involucrados en un mismo yacimiento, por consiguiente, la porosidad de tipo múltiple implica un proceso de producción de fases múltiples.



Conforme a lo dicho anteriormente, a continuación se da una lista de rocas almacenadoras.

Rocas Almacenadoras Comunes:

1. Arena, arena conglomerática y grava en varios estados de consolidación y porosidad debido a texturas fragmentarias.
 - a) Arenas limpias, etc. con espacio poroso entre los granos de arenas no contaminado.
 - b) Arenas arcillosas, etc. con espacio poroso parcialmente lleno con material arcilloso.
 - c) Arenas limosas, etc. con espacio poroso parcialmente lleno con limo.
 - d) Arenas ligníticas, etc. con espacio poroso parcialmente lleno con material lignítico.
 - e) Arenas bentoníticas, con espacio poroso parcialmente lleno con arena volcánica.

Rocas Almacenadoras Frecuentes:

2. Arenisca calcárea y arenisca silizosa porosa, con porosidad debida a cementación incompleta.

Rocas Almacenadoras poco frecuentes:

3. Arenisca y conglomerado fracturados, con porosidad por fracturamiento debido a intenso plegamiento.
4. Arena arcósica feldespática, arcosa, conglomerado arcósico, producto de la desintegración del granito, con porosidad debi



da a textura fragmentaria.

Rocas Almacenadoras comunes:

5. Caliza detrítica calcítica y dolomítica, con porosidad debida a la textura fragmentaria frecuentemente incrementada por solución.
6. Caliza calcítica y dolomítica cristalina, porosa debido principalmente a solución.
7. Caliza calcítica y dolomítica, cristalina, cavernosa, con porosidad debida al efecto de solución intensa.

Rocas Almacenadoras Frecuentes:

8. Caliza calcítica, dolomítica y silizosa, con porosidad debida a fisuras abiertas a lo largo de un sistema de fracturas.

Roca Almacenadora Común:

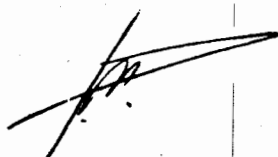
9. Dolomía sacarosa, con porosidad sacaroide debida posiblemente a la reducción de volumen en el proceso de formación de la dolomita de sedimentos calcíticos.

Roca Almacenadora Frecuente:

10. Caliza oolítica, con porosidad debida a la textura oolítica - con intersticios no cementados o parcialmente cementados.

Rocas almacenadoras poco frecuentes:

11. Coquina y brecha de conchas, con porosidad debida a la textura

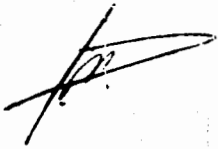


fragmentaria.

12. Caliza crinoidea, variedad de coquina, con porosidad debida a la textura fragmentaria.
13. Cap-rock, casquete o cubierta poroso en domos salinos someros con porosidad debida a solución.
14. Anhidrita acolmenada, con porosidad debida a solución por deslave.

Rocas Almacenadoras raras.

15. Lutita fracturada, con porosidad por el fracturamiento de la lutita silizosa quebradiza debido al plegamiento intenso.
16. Silice fracturado con porosidad por fracturamiento debido al plegamiento intenso.
17. Brecha tectónica porosa, formada a lo largo de zonas de fallas normales de empuje, la porosidad debida principalmente a la cementación incompleta o solución subsecuente.
18. Lutita con metamorfismo de contacto, con porosidad debida a la reducción de volumen al cocerse.
19. Roca Ignea porosa con porosidad primaria como en tobas o secundaria debida al fracturamiento, como en basalto, o debida a descomposición.



FACULTA
DE
INGENIERI

DIVISION
PROFESIONA
BIBLIOTECA

CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS

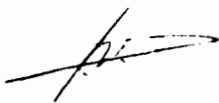
Los yacimientos petrolíferos se clasifican generalmente de acuerdo con los factores estructurales y estratigráficos conectados con la acumulación. Muchos tipos de yacimientos se deben a varios de tales factores y a sus combinaciones.

El sistema expuesto por ahora se basa en el concepto de que las trampas se forman por la combinación de dos o más factores geológicos, tales como:

1. Medio estructural
2. Convexidad de la capa receptáculo debido a plegamiento, espesor diferencial, porosidad diferencial o a la combinación de estos factores.
3. Pérdida de porosidad y permeabilidad de la capa receptáculo en dirección lateral, incluyendo la interrupción de porosidad y permeabilidad por cambios litológicos, por ejemplo de arena a lutita.
4. Acuñamiento estratigráfico de la capa receptáculo.
5. Interrupción estructural de la capa receptáculo ya sea por fallas o por intrusión ígnea o sedimentaria.

El factor geológico 1 se presenta naturalmente en todos los casos puesto que expresa la posición de los estratos en la estructura, sin referirse a la capa receptáculo en sí.

Los demás factores por el contrario, se refieren a la situación de la capa receptáculo y a las diferentes condiciones que interceptan



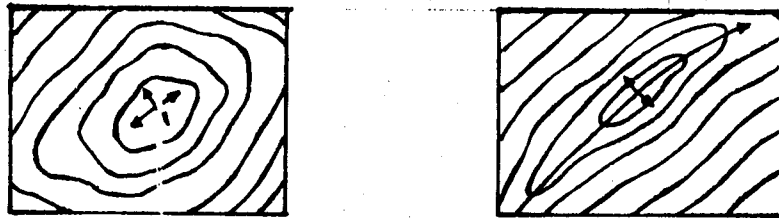
el movimiento de los fluidos y que son responsables de los diferentes tipos de trampas.

En seguida se hace una descripción de los indicadores de medio estructural y de trampa de acuerdo con estos factores:

Indicadores de Medio estructural.

Los tipos más importantes de levantamientos en las estructuras petrolíferas se presentan con los anticlinales y domos.

Las figuras 13 y 14 representan los planos estructurales de un domo y un anticlinal respectivamente.



Figs: 13 y 14

La figura 15 es el plano de un domo salino del tipo de intrusión.

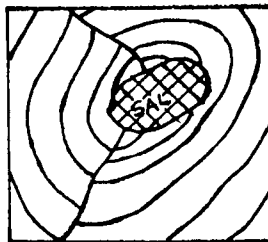


Fig. 15

La figura No. 16 es el plano de un diapiro con la presencia de un núcleo de lutita diapírica.



Fig. 16

La figura 17 representa el plano de una saliente estructural: nariz, arco, promontorio.

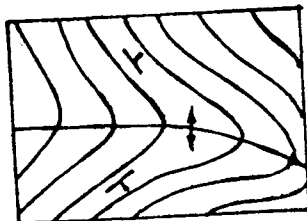


Fig. 17

La figura 18 es el plano de una terraza o plataforma estructural.

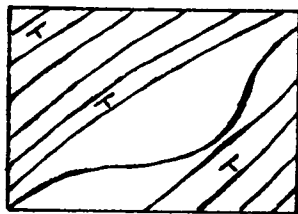


Figura No. 18

La figura 19 es el plano de un monoclinal: homoclinal, flexión.

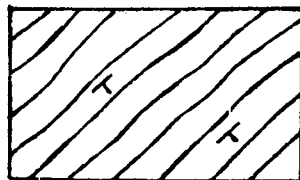


Figura No. 19

La figura 20 es el plano de un sinclinal buzante.

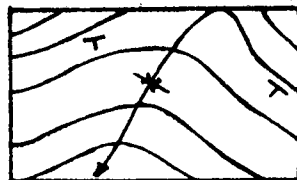
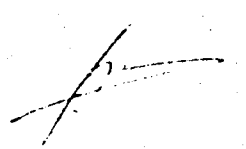
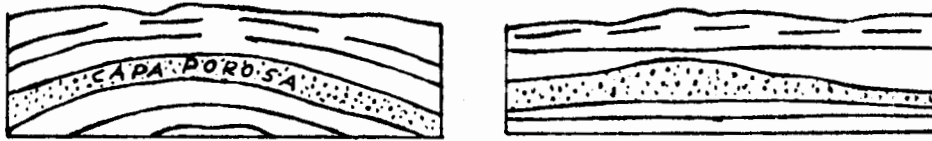


Figura No. 20

Indicadores de trampa

Las figuras 21 y 22 representan secciones de trampas simples convexas por plegamiento y por espesor diferencial respectivamente: La superficie convexa es una zona porosa ininterrumpida.





Figs. 21 y 22

La figura 23 es una sección de una trampa de permeabilidad: Desaparición lateral de porosidad y permeabilidad de una capa porosa.

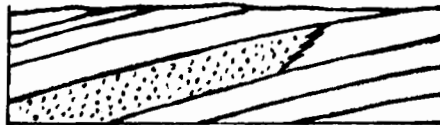


Fig. 23

La figura 24 es una sección de una trampa de acuñaamiento: Acuñaamiento estratigráfico de una capa porosa.

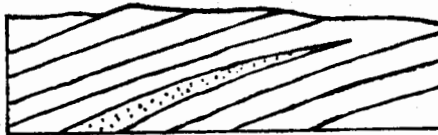


Fig. 24

La figura 25 es una sección de una trampa de falla: Interrupción por afallamiento de una capa porosa.

A handwritten signature or mark, possibly 'A. J.', located at the bottom left of the page.

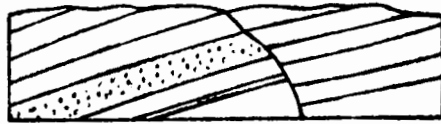


Fig. 25

La figura 26 es una sección de una trampa de intrusión; Interrupción de una capa porosa por intrusión tectónica.

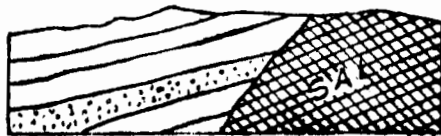


Fig. 26

Combinaciones de indicadores de medio estructural y de trampa definen y clasifican los tipos de receptáculos.

Los grupos de receptáculos y sus características distintivas con la periferia son los siguientes:

A. Receptáculos de trampas convexas rodeados completamente de agua periférica, la porosidad se extiende en todas direcciones más allá del área productiva. La periferia del receptáculo está definida por el límite ininterrumpido del agua marginal. La trampa se debe solamente a la convexidad.

B. Receptáculos de trampas de porosidad con la periferia parcialmente definida por el agua marginal y parcialmente por la barrera

que resulta de la pérdida de permeabilidad en la capa receptáculo. En caso extremo el yacimiento se encuentra rodeado de dicha barrera.

C.- Receptáculos de trampas de cuña con la periferia parcialmente - definida por el agua marginal y parcialmente por el límite debido al acuñamiento de la capa receptáculo.

D.- Receptáculos de trampa de falla con la periferia parcialmente - definida por el agua marginal y parcialmente por el límite debido a la falla.

E.- Receptáculos de trampa de intrusión con la periferia parcialmente definida por el agua marginal y parcialmente por el contacto de la intrusión.

La descripción completa de los yacimientos petrolíferos y su clasificación requiere considerar los indicadores de medio estructural y de trampa que intervienen dentro de sus límites.

Así, la figura 27 es un receptáculo de una falla en una nariz estructural. La trampa está formada por una falla que corta transversalmente al eje de la nariz. Los dos indicadores son esenciales para este receptáculo.



Fig. 27

La figura 28 es un receptáculo de trampa de falla restringido por una barrera debida a la pérdida de permeabilidad en la capa receptácu
lo.



Fig. 28

La figura 29 es un receptáculo de trampa doble en una nariz estructural donde dos indicadores de trampa y el indicador de medio estructural son necesarios para definir la trampa.

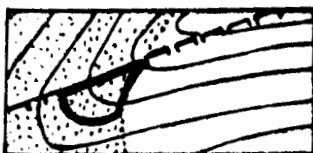


Fig. 29

La figura 30 es un receptáculo de trampa triple en un monoclinal con tres indicadores de trampa, siendo todos esenciales.



Fig. 30

[Handwritten signature]

La figura 31 es un receptáculo de trampa de permeabilidad len ticular en un lente permeable aislado, localizado en una nariz es-- tructural. El receptáculo está completamente rodeado por formación impermeable.

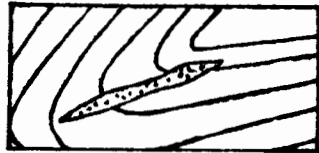


Fig. 31

La figura 32 es un receptáculo de trampa de porosidad en posición - monoclinal en el flanco de una nariz estructural. Dentro del área restringida del receptáculo, la posición estructural es monoclinal.



Fig. 32

La figura 33 es un receptáculo de trampa de permeabilidad en el eje buzante de un anticlinal. Dentro del área del receptáculo la posición estructural es idéntica a la de una nariz.



Las figuras 34 representan una trampa convexa compuesta, esparcida a través de varios bloques de la culminación afallada de un domo. En este caso, el contacto agua-aceite es común e indica que se trata de un solo receptáculo. El afallamiento tan marcado, evidentemente no es un factor necesario de trampas.



Figura 34

La figura 35 es un receptáculo compuesto, localizado en un anticlinal, se trata de un receptáculo de trampa convexa simple comunicado con un receptáculo de trampa de permeabilidad. Ejemplo: Caliza con arena.

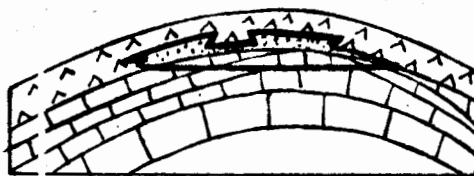


Figura 35

La figura 36 es un receptáculo complejo de trampa convexa que representa un intervalo productivo compuesto de unidades individuales de receptáculos de trampa convexa simples, cada uno con su agua mar-

ginal individual. El receptáculo se presenta en formaciones que consisten de capas alternantes de cuerpos porosos con horizontes impermeables, tales como arena y lutita. El receptáculo es considerado como uno solo desde el punto de vista geológico, sin embargo, tratándose de unidades separadas, muestran un comportamiento individual de producción, hasta el grado que algunas unidades productivas pueden tener un régimen hidráulico y otras un régimen capilar.

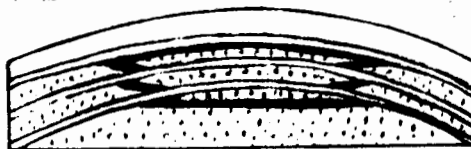


Fig. 36

La figura 37 es un receptáculo complejo de trampa de permeabilidad compuesto de acumulaciones separadas en miembros porosos lenticulares con sus contactos de agua-aceite para cada miembro. Algunos de los lentes porosos pueden estar completamente saturados y no contener agua. Las unidades separadas son receptáculos de trampa de porosidad. Aquí también el receptáculo es considerado como un todo desde el punto de vista geológico, sin embargo muestra un comportamiento de acumulaciones diversas con producción individual y diferentes niveles de agua-aceite.



Fig. 37

DISCUSION GEOLOGICA DE LOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS

A. Los receptáculos de trampa convexa se caracterizan por la presencia del agua marginal ininterrumpida que rodea completamente al receptáculo, debido a que la porosidad no está restringida y se extiende en todas direcciones más allá del área del receptáculo.

Los receptáculos simples de trampa convexa muestran una superficie convexa simple que puede deberse a la deformación estructural o por la combinación de la deformación estructural y espesor diferencial bajo condiciones de porosidad o porosidad diferencial solamente.

La porosidad diferencial puede deberse a la irregularidad en el espesor del depósito de la capa porosa; al paso lateral gradual de las zonas permeables a impermeables, tales como, arena a limo o lutita; a la cementación diferencial o a solución diferencial como en receptáculos de caliza.

Las figuras 38 (planos y secciones) presentan un receptáculo de tipo estructural 100%, restringido a la culminación de anticlinal o domo.



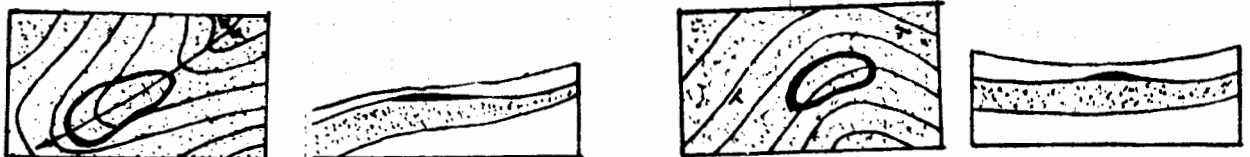
Figura 38

En las figuras 39, en contraste con las anteriores, la convexidad en la superficie del receptáculo, de tipo estratigráfico 100%, es el resultado del espesor diferencial. Por lo tanto el receptáculo puede presentarse en un área que no indica deformación alguna.



Figura 39

Las figuras 40 y 41, representan tipos estructurales intermedios en que el control estratigráfico y estructural son recíprocos.



Figuras 40 y 41

Las figuras 40 y 42, son una nariz y una terraza estructural-
les respectivamente en que la cima de los receptáculos se eleva
en dirección del descenso estructural que junto con el plega-
- miento existente provee la superficie convexa del receptáculo.



Figura 42

Las figuras 43, es un monoclinal en que la influencia es-
- tructural se reduce al echado y la porosidad debe constituir el
receptáculo en la dirección del rumbo y echado.



Figura 43

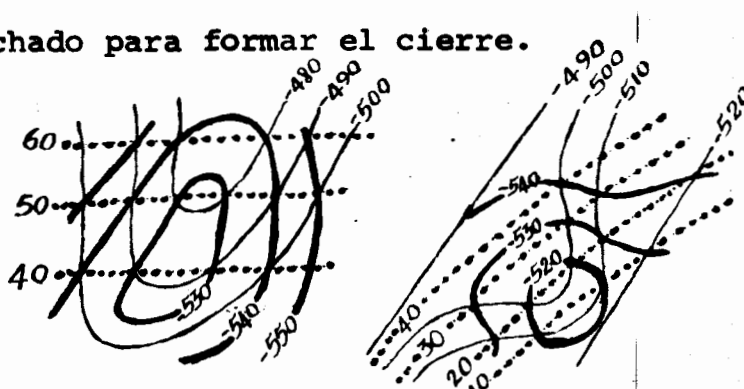
En las figuras 41, que trata de un sinclinal buzante, la in-
fluencia estructural es más reducida y la superficie convexa del
receptáculo se debe a la elevación estratigráfica de la porosi-
- dad en casi todas las direcciones.

Las figuras siguientes indican la relación entre la estructura

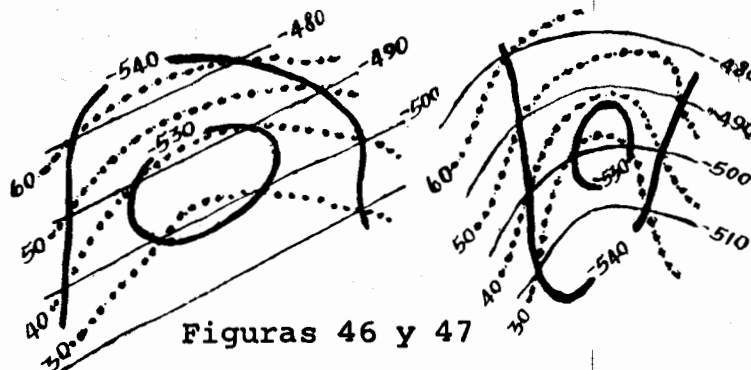
###

A handwritten signature or mark consisting of several overlapping, sweeping lines, possibly initials or a name, located at the bottom left of the page.

y la cima de la capa receptáculo necesaria para producir la superficie convexa de los receptáculos representados en los planos 44, 45, 46 y 47, donde las curvas delgadas muestran el medio estructural y las curvas gruesas la cima de la capa receptáculo. Las curvas punteadas son isopacas del intervalo comprendido entre las curvas del medio estructural y la cima de la capa receptáculo. Nótese que las isopacas disminuyen en dirección del echado para formar el cierre.



Figuras 44 y 45



Figuras 46 y 47

Este es un método para determinar la posición de los receptáculos con relación a la estructura del área y predecir sus límites durante el desarrollo.

El receptáculo de la figura 38 es el clásico tipo anticlinal. Los receptáculos de las figuras 40, 41, 42 y 43, son típicos

###

de areas de suave plegamiento donde los echados de poca intensidad hacen que puedan ser superados por el cambio del espesor diferencial en las capas receptáculos.

Los receptáculos de las figuras 39, 41 y 42, tienen poca - - atención en la exploración petrolera debido a la falta de métodos adecuados para localizarlos. No obstante, en areas donde el espesor irregular de los estratos es típico, por ejemplo en secuencias originadas por depósitos costeros, las probabilidades de encontrar receptáculos de trampas convexas simples en monoclinales y sinclinales de bajo relieve deben ser bastante regulares.

En la actualidad solamente la mejor coordinación de todos los criterios regionales, estratigráficos y ambientales pueden llevar al descubrimiento de tales receptáculos.

Muchos receptáculos de caliza, incluyendo tipos con porosidad de solución pertenecen a los receptáculos de trampas convexas por plegamiento (figura 21). De hecho, la porosidad secundaria en zonas homogéneas de caliza y en areas de suave relieve estructural tiende a producir cualquier receptáculo del tipo de trampa simple convexa por plegamiento o por espesor diferencial, (figura 22). Para identificarlos, la zona de porosidad debe extenderse en todas direcciones más allá de los límites del receptáculo para que permita un límite continuo de aguas marginales.

Arrecifes de caliza cavernosa cuyo origen no está necesaria--



###

mente conectado a la estructura, manifiestan muchos yacimientos petrolíferos espectaculares del tipo de la figura 39 en la cima del arrecife de barrera.

Existen también, receptáculos en el ápice de las cubiertas - cavernosas de los domos salinos someros del tipo de intrusión - que están en el grupo de los receptáculos de trampa simple convexa por plegamiento o por espesor diferencial.

Los receptáculos compuestos de trampa convexa se constituyen mediante varias unidades estructurales de acuerdo con lo dicho en la discusión de las variedades morfológicas de los receptáculos representados en las figuras 34 y 35.

Los receptáculos complejos de trampa convexa representados - en las figuras 36 y 37 están constituidos de intervalos productivos compuestos de unidades separados que pueden tener un régimen hidráulico o capilar.

B.- Los receptáculos de trampa de porosidad o permeabilidad difieren de los receptáculos de trampa convexa en que el límite de agua marginal se interrumpe echado arriba del área receptáculo reemplazado por una barrera impermeable que resulta de la desaparición lateral de permeabilidad en la capa almacenante.

En las culminaciones de los anticlinales y domos, donde el cierre estructural no requiere ningún factor adicional que - - -



###

atrape, las barreras de permeabilidad son incidentales, modificando los receptáculos de trampa convexa simples, puesto que la gradación lateral es un fenómeno común, de tal manera que los receptáculos representados en la figura 48 son frecuentes.

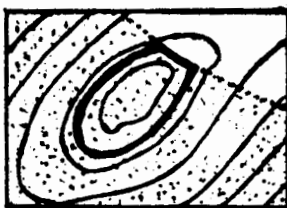
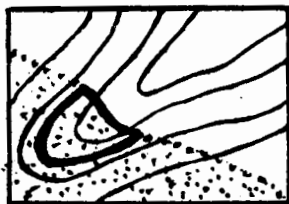


Figura 48

Para formar receptáculos de trampa de permeabilidad típicos, el límite echado arriba de la porosidad efectiva debe cruzar el eje del anticlinal o de la nariz estructural o pasar diagonalmente a través de la terraza, figuras 49, 50 y 51 respectivamente.

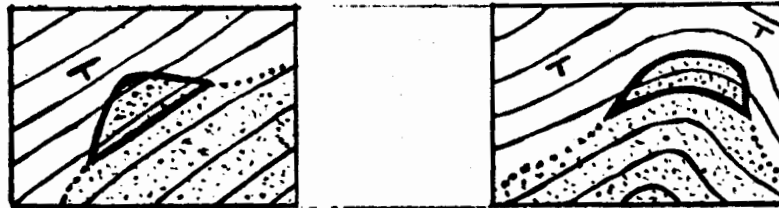


Figuras 49, 50 y 51

En el receptáculo monoclinal el límite de la porosidad forma una saliente que apunta echado arriba, figura 52.

En un sinclinal buzante, la permeabilidad desaparece en todas direcciones echado arriba para producir un receptáculo sinclinal, figura 53.

Una firma manuscrita que parece ser "J.M." o similar, ubicada en la parte inferior izquierda de la página.

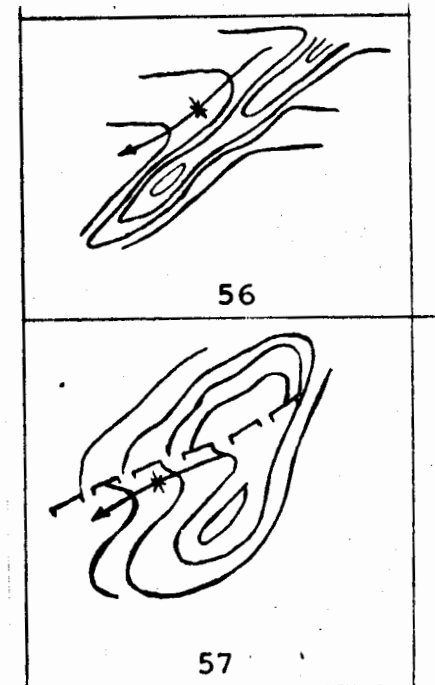
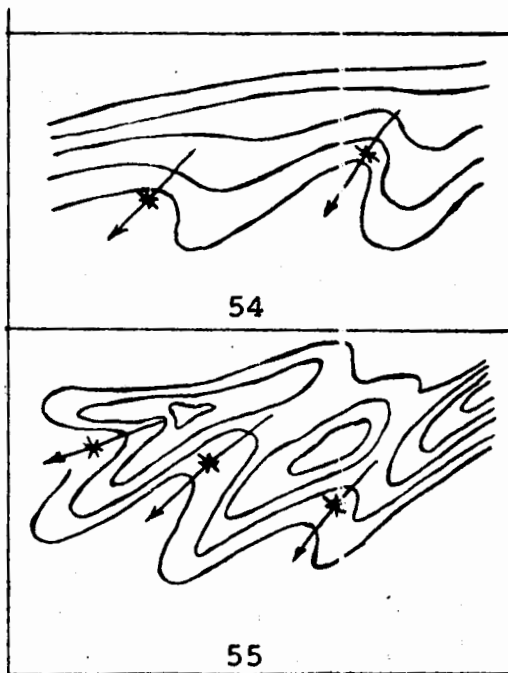


Figuras 52 y 53

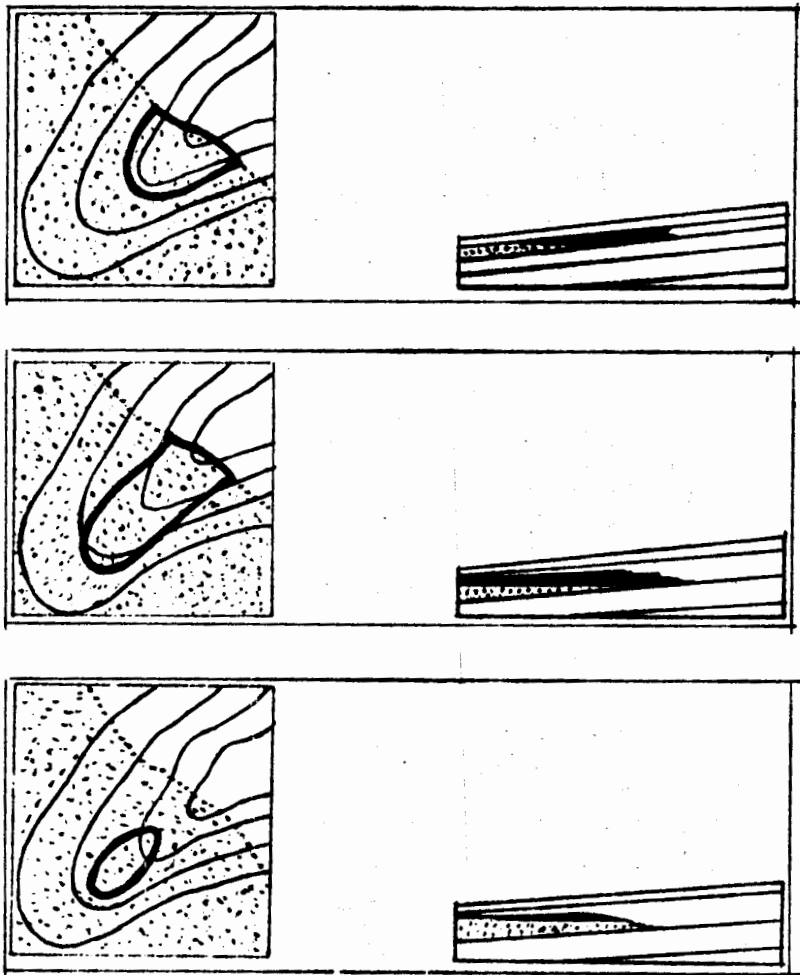
Los receptáculos de las figuras 50, 51 y 52, o sea, nariz o saliente estructural, terraza estructural y monoclinal respectivamente son comunes.

También el tipo sinclinal de la figura 53 debe considerarse ya que los medios estructurales de sinclinal buzante son abundantes y están conectados con muchos tipos de sistemas estructurales. Estos medios se manifiestan en los flancos y entre salientes estructurales, figura 54, en anticlinales bifurcados y entre pliegues escalonados (en echelon), figura 55; en flanco o pliegue que cruza un monoclinal regional, figura 56; y a lo largo de fallas de charnela, figura 57.

Figuras



Muchas trampas de permeabilidad indican espesor diferencial en porosidad sobre todo el área receptáculo, manifestando afinidades con las trampas convexas simples. Los receptáculos controlados por tales trampas son tipos modificados como lo muestran las figuras 58, 59 y 60. Al comparar el receptáculo de la figura 58 con el de la 59, se observa que aquel indica una barrera abrupta de permeabilidad y una cima de receptáculo y límite de agua marginal que son paralelos a las curvas estructurales; y en éste el espesor de la capa receptáculo aumenta gradualmente a través del área receptáculo, y por lo tanto el límite del agua marginal no concuerda con las curvas estructurales.



Figuras

58

59

60

El receptáculo de la figura 60 se presenta idéntica al de la figura 58, pero debido al tamaño pequeño de la acumulación, el receptáculo de la figura 60 no se desarrolla hasta la trampa de permeabilidad y está confinada a la trampa convexa más pequeña. Lo anterior significa que bajo ciertas condiciones la falta de indicaciones de un receptáculo de trampa de permeabilidad no descarta completamente la presencia de un receptáculo de trampa convexa simple en la misma capa receptáculo y en el mismo medio estructural.

Las trampas de permeabilidad mas numerosas se deben al cambio de textura o clasificación, o al cambio litológico o a la influencia de la cementación o solución. Estos efectos no se separan con precisión y a veces son complementarios. Sin embargo, siempre presentan un cambio lateral más o menos abrupto de porosidad.

En ocasiones, los receptáculos de trampa de permeabilidad están limitados en todas direcciones por la desaparición de la permeabilidad y se adaptan a áreas lenticulares aisladas de permeabilidad. Estas condiciones pueden deberse a lentes porosos normalmente estratificados, a inclusiones erráticas de roca porosa o a lenticularidad en las condiciones de permeabilidad. Estas últimas a su vez pueden deberse a variación en textura, variación en cementación, restricción de continuidad debido a estratificación cruzada, o en conexión con solución secundaria como en calizas. Los receptáculos localizados en tales zonas lenticulares de permeabilidad aisladas se

denominan Receptáculos lenticulares.

Se forman otras trampas de permeabilidad debido a la impregnación de la capa receptáculo con asfalto o hidrocarburos sólidos que sellan la porosidad o por fractura o formación de brechas en rocas impermeables o excepcionalmente por metamorfosis de las capas en los contactos de intrusiones volcánicas donde puede resultar porosidad local de la reducción de volumen.

Receptáculos lenticulares

Incluye los receptáculos en lentes porosos que están completamente rodeados de una formación impermeable. En general están caracterizados por la ausencia de agua libre o por una acumulación insignificante de agua en las partes bajas de los lentes porosos. Con respecto al comportamiento de producción, son por supuesto del tipo de control capilar. No se requiere ningún control estructural, sino mas bien su control es un factor incidental.

Los tipos más notables son los receptáculos llamados de arenas de agujetas de zapatos que se presentan sin relieve estructural. Estos receptáculos se localizan en arenas que se interpretan de playas, barras costeras y rellenos de canal. Los límites reales del receptáculo están formados por lutitas o por gradación de la clasificación de las arenas. Figura 61.

Algunos receptáculos de gas en franjas de arenas meándricas, se clasifican como receptáculos lenticulares. En esta re

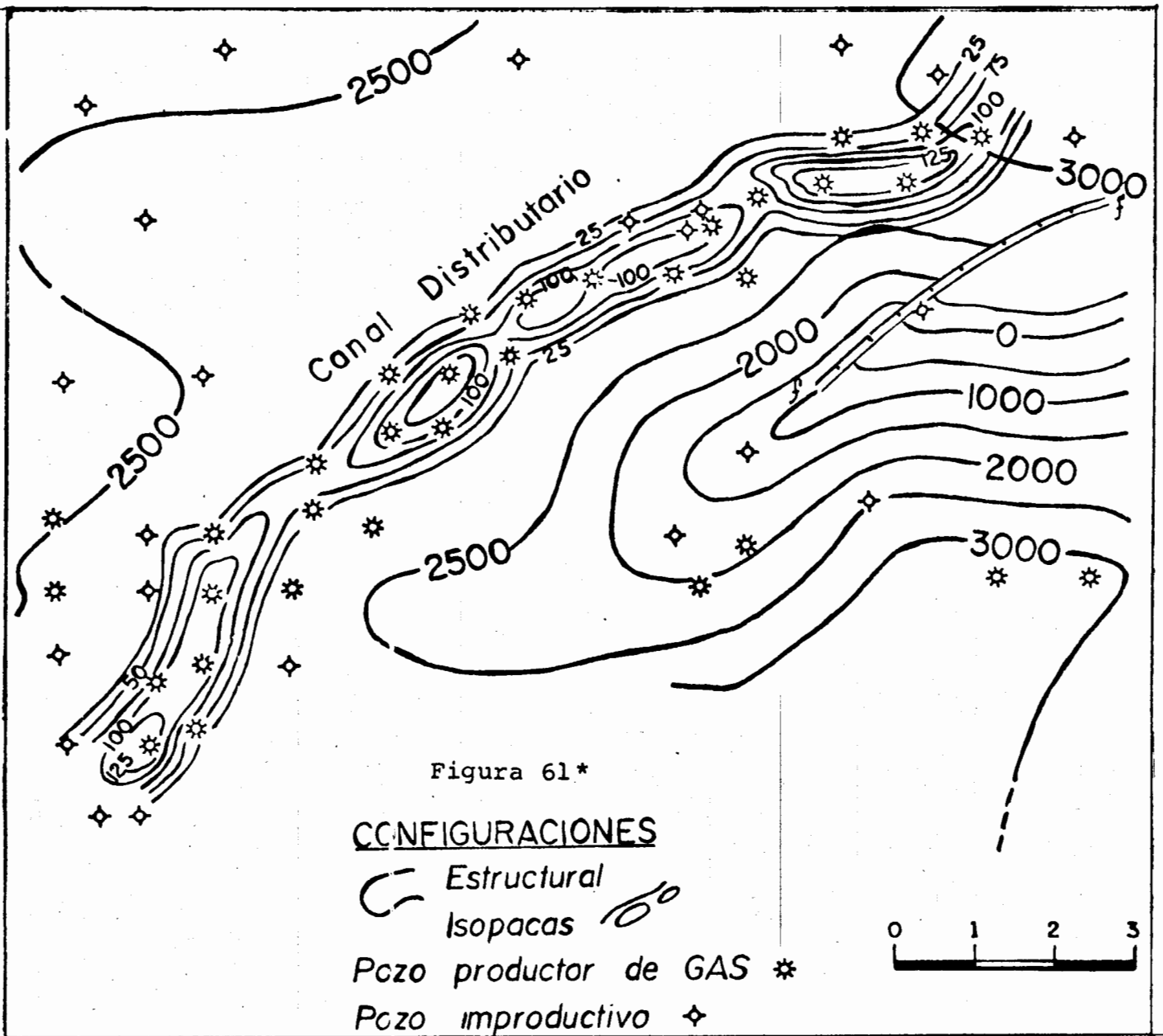


Figura 61*

CONFIGURACIONES

Estructural
Isopacas

Pozo productor de GAS *

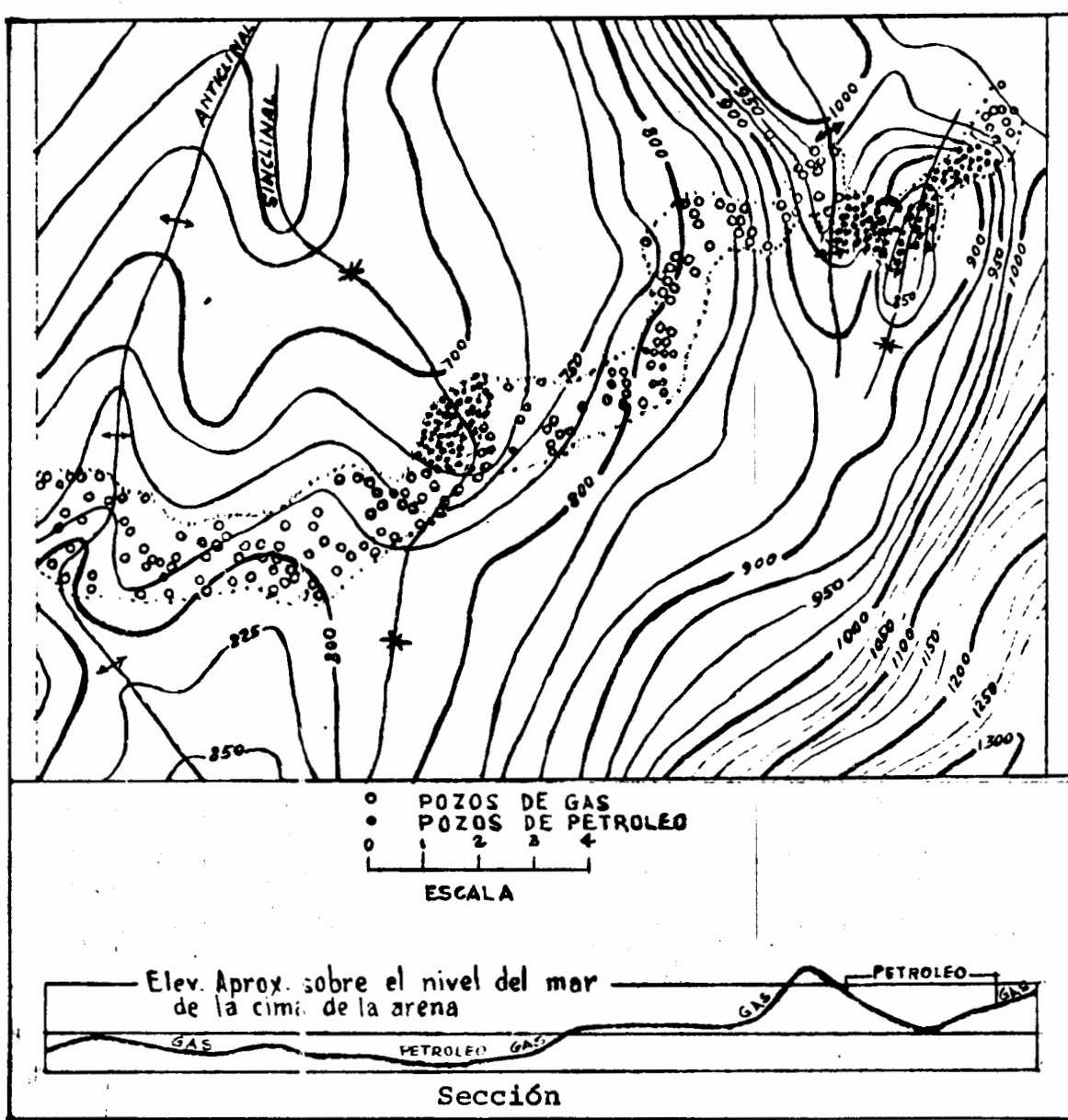
Pozo improductivo ◆

*Mapa estructural y de isopacas de una arena productora cuya relación define un canal orientado NE-SE, dentro del cual se encuentra la producción

El aspecto estructural es secundario en cuanto a lo económico ya que los pozos perforados en la culminación cerrada contra falla resultaron improductivos. En cambio el desarrollo del campo se localiza sobre el eje del canal principal donde se incrementó la porosidad y permeabilidad.

gión las acumulaciones de aceite quedan atrapadas bajo la capa de gas en lugares estructuralmente bajos donde la franja de arena cruza las depresiones sinclinales. Los campos pertenecen a los yacimientos típicos en sinclinales, figuras 62 (Plano y Sección)

P L A N O



Figuras 62.

Otros complejos porosos restringidos proporcionan condiciones de receptáculos lenticulares cuando se encuentran localizados favorablemente con respecto a las capas generadoras o a canales de migración, como por ejemplo remanentes de erosión, bolsas de erosión o material detrítico en discordancias.

Receptáculos erráticos en rocas ígneas se encuentran en provincias petroleras en derrames volcánicos o mantos con porosidad que puede ser primaria o debido a fracturas o descomposición. Acumulaciones de petróleo en tales rocas ígneas se clasifican como receptáculos lenticulares si solo se presenta una cantidad pequeña de agua libre.

Por último, si un yacimiento petrolífero se presenta en una brecha tectónica porosa en un plano de falla de empuje, es probable de que tal receptáculo esté completamente sellado por formación impermeable y que pertenezca por lo tanto a los receptáculos lenticulares de control estructural como factor incidental o bien en monoclinal, figura 52.

Receptáculos en zonas de fractura.

En caliza dura, arenisca, pedernal o lutita silicosa, el fracturamiento puede abrir una red de fisuras y producir porosidad y permeabilidad constituyéndose en receptáculos.

Si el fracturamiento es general y extenso, por ejemplo en caliza plegada, la roca receptáculo resultante, se considera entre --



los receptáculos de trampa convexa simple de tipo estructural 100%, figura 38; o bien receptáculos de trampa convexa compuesta compleja figura 34.

Las lutitas silíceas o pedernales como receptáculos en anticlinales intensamente plegados se presentan excepcionalmente.

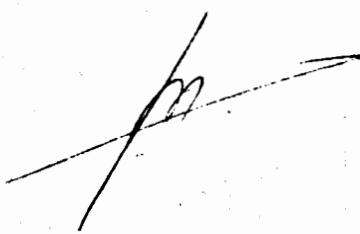
Por otra parte, cuando el fisuramiento que acompaña la permeabilidad es restringido a zonas o sistemas de fracturas, los límites de estas zonas forman trampas de permeabilidad.

La localización de un sistema de pozos productivos y las observaciones del subsuelo, indican que el petróleo se encontró a lo largo de zonas definidas por fracturamiento o afallamiento. La permeabilidad está confinada a estas zonas y por consiguiente confinada por los límites entre la caliza fracturada y la no perturbada. La acción de la solución a la porosidad no se sabe qué tanto contribuye; pero este receptáculo se clasifica separadamente debido a la clara relación entre la productividad y el sistema de fracturas.

Receptáculos con sellos asiálticos.

Existen acumulaciones de aceite pesado de menor importancia atrapadas por impregnaciones de asfalto residual cerca o en los afloramientos de capas receptáculos estructuralmente abiertos. Placas de asfalto depositado por petróleo exudado hasta la superficie o impregnaciones de asfalto en la capa receptáculo abajo del afloramiento han atrapado el petróleo que les seguía.

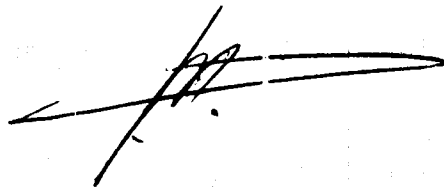
Estos receptáculos se presentan particularmente en capas inclinadas fuertemente en los núcleos erosionados de levantamientos anticlinales en los flancos.



C.- Los receptáculos de trampa de cuña se distinguen de los receptáculos de trampa convexa por el acuñamiento de la capa almacenadora en el margen echado arriba del area receptáculo, por lo tanto - el límite de agua marginal es parcialmente reemplazado por el límite formado por el acuñamiento. La distinción con los receptáculos de trampa de permeabilidad se hace restringiendo los receptáculos de trampa de cuña a tipos localizados en intervalos estratigráficos o zonas que efectivamente se acuñan. Esto se decide de la correlación geológica de subsuelo con la indicación de discordancia angular o convergencia de las capas con la misma rapidez conque la capa almacenadora disminuye de espesor, de manera que no halla duda que la capa se ha terminado realmente.

Es claro que la consideración del subsuelo más importante con relación a los receptáculos de trampa de cuña es establecer la secuencia estratigráfica completa del area en cuestión. Esta información es importante para determinar en cualquier localidad si un pozo ha penetrado una sección normal o la omisión de ciertas unidades estratigráficas sugiere la posibilidad de una trampa de cuña echado abajo. Por ejemplo, hay pocas arenas o ningunas donde tales consideraciones no son necesarias.

En los tipos de las figuras 63, 65 y 66, el margen de la cuña cruza el eje de los rasgos estructurales respectivos. En los tipos monoclinales, figura 67, el margen tiene que formar una saliente - apuntando echado arriba y en el tipo sinclinal, figura 68, la capa receptáculo se acuña en todas direcciones echado arriba. La figura 64, es un receptáculo de trampa de cuña en posición monoclinal en el flanco de un anticlinal donde el margen de la cuña no cruza el eje.



Figuras



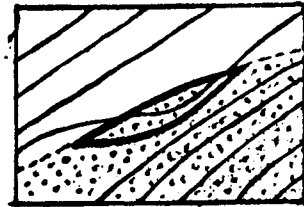
63



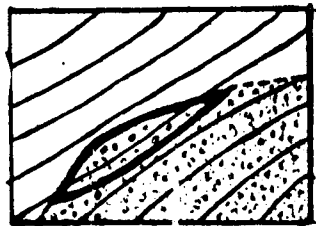
64



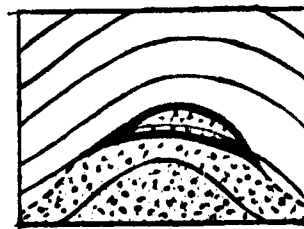
65



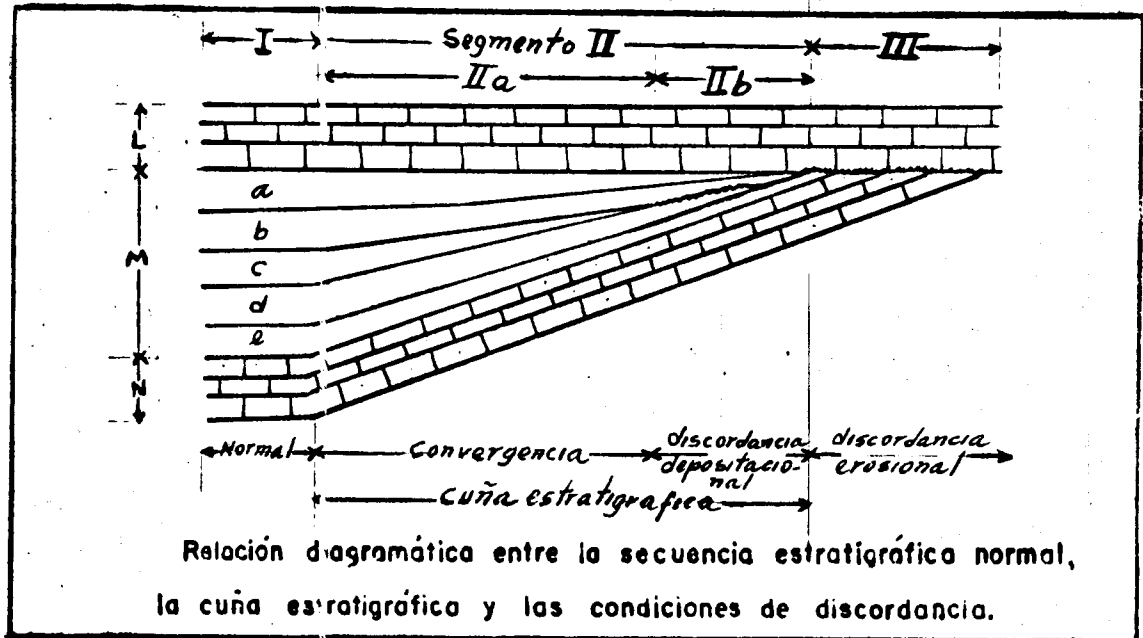
66



67



68



69

[Handwritten signature]

Las características de cuña están relacionadas bajo condiciones de depósito y rasgos erosionales. Estos receptáculos se dividen en 3 familias importantes:

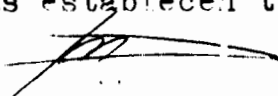
- 1.- Receptáculos de cuña de depósito en cuñas estratigráficas.
- 2.- Receptáculos de cuña truncados en lechos truncados por discordancia erosional típica.
- 3.- Receptáculos cuña de transgresión en conglomerados basales y en zonas detríticas asociadas con planos de discordancia.

Las dos primeras familias se discuten juntas:

Las trampas de cuña de depósito se presentan en cuñas estratigráficas en zonas que indican convergencia por el adelgazamiento gradual de sus miembros y por la desaparición sucesiva de los miembros en orden periódico o irregular, dando lugar a varias interrupciones discordantes. Esto contrasta con zonas estratigráficas cortadas abruptamente por discordancias angulares que continen trampas de cuña truncadas selladas por capas relativamente impermeables arriba de la discordancia.

Los yacimientos petrolíferos asociados con ambas condiciones, resultan de mucha importancia; sin embargo, existen ciertas dificultades en la interpretación de los problemas de discordancia y consecuentemente en la diferenciación entre receptáculos de cuña de depósito y de cuña truncados que provienen del uso de dos acepciones del término discordancia como una superficie ya sea de erosión o de hiato que separan dos grupos de estratos. Por lo tanto, a continuación se intenta dar una explicación de las relaciones lógicas entre condiciones de cuña estratigráfica y discordancia y la posición de los respectivos receptáculos.

La figura 69 representa una sección en que las formaciones indicadas establecen tres grupos:



- 1.- Grupo superior L de espesor constante y continuo.
- 2.- Grupo medio M convergente y acuña.
- 3.- Grupo inferior N de espesor constante y truncado por erosión.

Horizontalmente la sección se divide en tres segmentos:

Segmento I de secuencia normal estratigráfica.

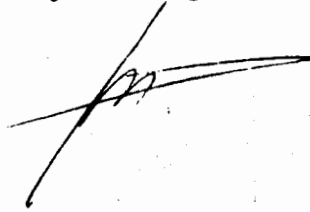
Segmento II, cuña estratigráfica del grupo M y lugar de recepción de la cuña de depósito.

Segmento III, donde los grupos L y N se unen en una discordancia erosional y localización de receptáculos de cuña truncados.

En el subsegmento IIa es notable que el grupo M indica adelgazamiento por convergencia de las subzonas y todos los horizontes - índices pueden ser reconocidos; en tanto que en el subsegmento IIb los miembros individuales del grupo M desaparecen gradualmente en una discordancia hasta que todo el grupo se acuña desapareciendo completamente. La posibilidad de diferenciar entre los subsegmentos IIa y IIb depende de la calidad y densidad de los horizontes - índices correlacionables.

En el segmento III, el grupo N no desaparece por adelgazamiento natural y el salto entre los grupos L y N se debe definitivamente a un plano de erosión, es decir, a una discordancia angular.

El segmento II representa la etapa lógica intermedia entre la sucesión estratigráfica regional normal en el segmento I y las condiciones derivadas del levantamiento y erosión en el segmento III. Bajo condiciones marinas de depósito sumergidas, según se presentan en conexión con depósitos de hidrocarburos, la estructura del segmento III resulta del equilibrio entre la rapidez de cementación y la rapidez del levantamiento. En el caso indicado en la fi-

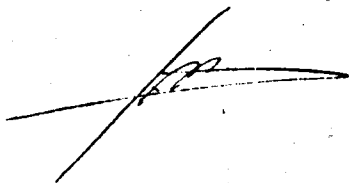


gura 69, la rapidez del levantamiento fue mayor durante el depósito de los miembros estratigráficos Md y Mc, dando lugar a una regresión en la sedimentación y menor durante el depósito de los miembros Mb y Ma, dando lugar a una transgresión.

Si los movimientos tectónicos y de depósito estuvieron en perfecto equilibrio, la interrupción en la secuencia estratigráfica en el segmento IIb se debería solamente a la falta de depositación. Sin embargo, debido a su exposición entre las fases de regresión y transgresión, la erosión local pudo haber afectado esta discordancia de depósito en un grado variable, siendo generalmente difícil de decidir con los datos del subsuelo si el margen echado arriba de una capa que se acuña hasta desaparecer en una zona de convergencia es el margen original o si ha sido cortado por erosión. La ausencia de conglomerados basales o zonas detríticas basales serían características de discordancias desarrolladas bajo tales condiciones, puesto que los fragmentos de roca retirados por la acción erosiva en el subsegmento IIb se encontrarían más bien esparcidos en los intervalos estratigráficos del segmento colindante IIa donde el depósito fué ininterrumpido. Bajo tales circunstancias, estos materiales podrían encontrarse en el miembro Mc del segmento IIa.

La presencia de trampas bajo las condiciones antes mencionadas depende de la posición relativa de las capas permeables e impermeables.

Respecto al avalúo de las posibilidades de receptáculos cuña de depósito localizados en el segmento II, debe considerarse lo siguiente:

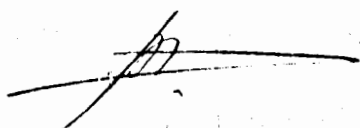


El miembro Ma debe ser impermeable para sellar la cuña en una dirección echado arriba y suministrar posibilidades favorables para trampas en los miembros permeables inferiores. Si el miembro Ma es permeable y Mb impermeable, solamente Mc y Md están adecuadamente protegidos para constituir una trampa si son permeables por supuesto. Si Mc es el primer miembro impermeable, en la cuña no se encontrarán condiciones favorables en el grupo M a pesar de su estructura de cuña, a menos que el sello se forme por la formación impermeable en la base del grupo L. Esta última condición también se requiere para producir trampas de receptáculos de cuña truncados en el segmento III.

Las condiciones descritas anteriormente pueden presentarse a escala regional o en estructuras locales.

La figura 70 es un ejemplo de trampa de cuña regional descrito como receptáculos cuña truncados en posición monoclinal en el flanco de un gran levantamiento, donde los receptáculos típicos 1 y 2, se presentan en estructuras sepultadas como remanentes de levantamientos de ciertas épocas, más o menos nivelados por la erosión y enseguida sepultados bajo una nueva serie de sedimentos.

En las estructuras de domos salinos someros del tipo de intrusión, figura 71, el sistema completo de condiciones estratigráficas representadas por los segmentos I, II y III de la figura 69, puede desarrollarse dentro de una distancia corta radial en los flancos. Los receptáculos están situados en miembros de arenas sellados y acuñados en el segmento II como el receptáculo cuña de depósito 1 de la figura 71; así como arenas truncadas por discordancia erosional en el segmento III como el receptáculo cuña truncado 2 de la misma figura.



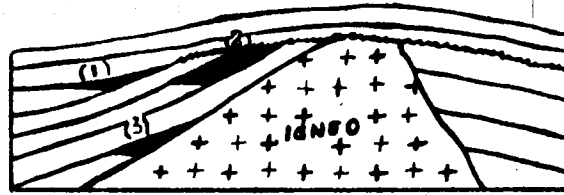


figura 70

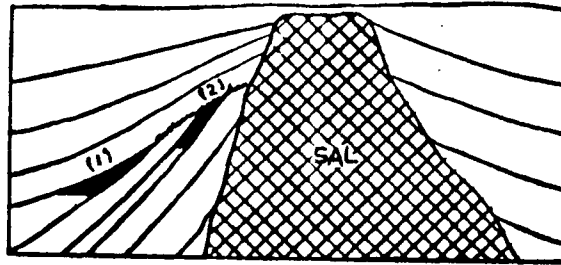
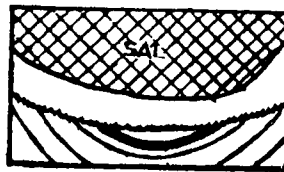


figura 71



Plano del tipo de receptáculo 1.

Planos

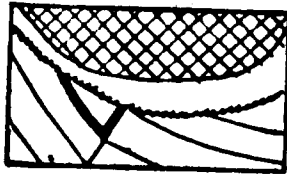


figura 72

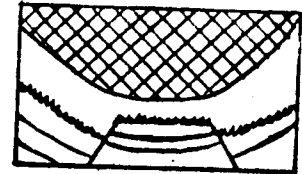


figura 73

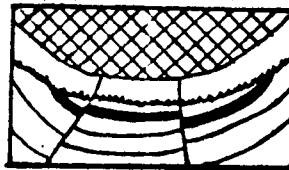
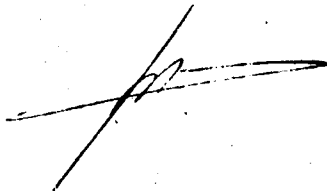


figura 74



Además, los estratos que flanquean a las intrusiones salinas, generalmente están cortados por fallas radiales y muchas trampas - de cuña en domos salinos de tipo de intrusión resultan combinadas con trampas de falla, dando lugar a receptáculos de trampas dobles, trampas triples y trampas compuestas, figuras 72, 73 y 74 respectivamente; o receptáculos correspondientes a 2 de las figuras 70 y 71

La tercera familia, es decir, los receptáculos cuña de transgresión se encuentran en material conglomerático poroso en discordancias regionales o en la base de transgresiones marinas sobre el complejo basal, como 3 de la figura 70.

D.- Los receptáculos de trampa de falla normalmente están sellados en los planos de falla por estratos impermeables colocados frente - a la capa receptáculo por efecto de la falla. Sin embargo, planos de falla enjarrados con los más delgados barnices de arcilla plástica o ganga pulverizada de baja permeabilidad de falla pueden separar yacimientos petrolíferos de arenas porosas saturadas de agua que yacen en yuxtaposición. Esto es notable particularmente, en receptáculos someros de baja presión y aceite pesado. Por otra parte, la arena fina de baja permeabilidad se ha observado que proporciona sello en la fase resultante grueso-fino. Tal barrera puede romperse - cuando la presión del receptáculo baja con la producción permitiendo que el agua invada el receptáculo a través del plano de falla.

Es evidente que las presiones del receptáculo y la viscosidad -



del aceite juegan un papel importante en los problemas de trampa de falla y aparentemente el contacto arena-arena en un plano de falla no condensa necesariamente las probabilidades de trampa, ya que puede haber un sello efectivo bajo las condiciones mencionadas.

La mayor parte de los receptáculos de trampa de falla puede subdividirse en:

Receptáculos de segmento de falla.- Una sola falla actúa como barrera junto con un cierre estructural contra el plano de falla (trampa sencilla), figura 75.

Receptáculos de bloque de fallas.- Un par de fallas más o menos paralelas actúan como barrera (trampa doble), figura 76.

Receptáculos de cuña de falla.- Un par de fallas que se interceptan actúan como barreras (trampa doble, figura 77).

Esta subdivisión es independiente de la naturaleza de las fallas, las cuales pueden ser normales o inversas.



figura 75

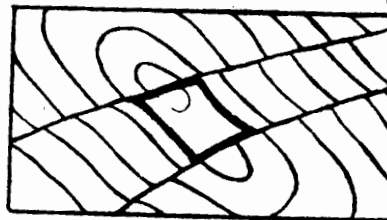


figura 76

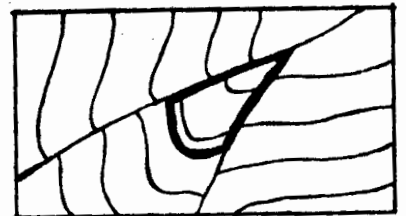
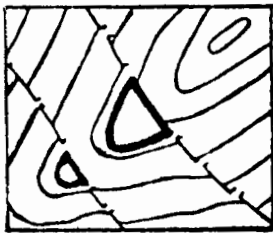


figura 77

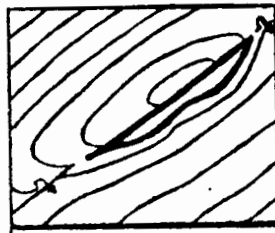
Los receptáculos de segmento de falla más comunes se presentan en los ejes o en los flancos de anticlinales afallados, figuras 78 y 79; en narices estructurales afalladas, figura 80 y a lo largo -

de zonas de fallas en escalera (en echelon) en monoclinales regionales figura 81. Los anticlinales intensamente plegados están generalmente perturbados por fallas inversas, las cuales son en su mayoría longitudinales y dan lugar a receptáculos típicos en los flancos del bajo de la falla, figura 79. Las fallas son generalmente agentes incidentales de trampa en las culminaciones estructurales de anticlinales y domos. Las áreas de receptáculo están ya sea cortadas por fallas, figura 82, o el receptáculo se extiende a través de varios bloques de falla de la cima y representa un receptáculo compuesto de trampa convexa con un nivel -- hidrostático común, figura 78. En este último caso, las fallas no han actuado como barreras en el proceso de ajuste de la acumulación. Sin embargo, durante el período de explotación, puede o no aparecer un comportamiento de drene separado en los diferentes bloques.

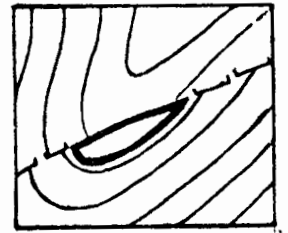
Figuras



78



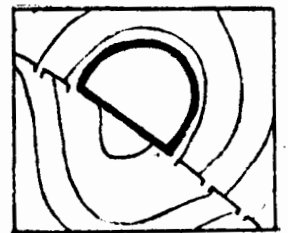
79



80



81

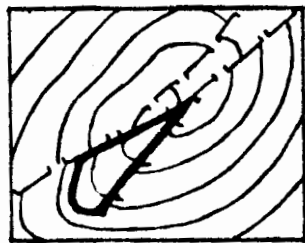


82

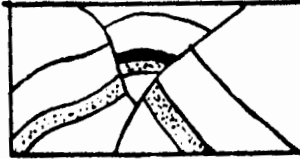
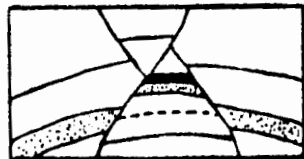
Receptáculos de bloque de fallas.- Receptáculos individuales - en trampas formadas entre un par de fallas más o menos paralelas se presentan principalmente en regiones de estructura de bloques de falla. Las unidades estructurales limitadas por tales fallas son: Horsts (pilares), grabens (fosas de hundimiento) y escalones de falla.

Receptáculos de cuña de fallas.- Estos receptáculos de doble - trampa se presentan en culminaciones de anticlinales y domos, figuras 83 y 84 y en zonas de falla en regiones monoclinales, figura 85.

Figuras

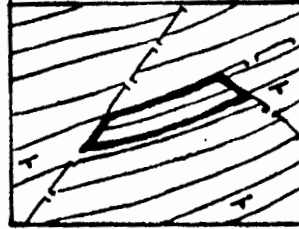
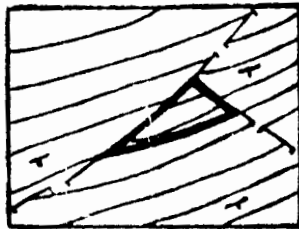


planos
y
secciones



83

84



85

86

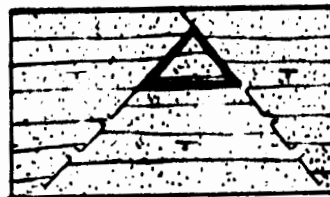
Las trampas están formadas por las fallas que pueden ser normales e inversas. En domos salinos profundos y semiprofundos, las cuñas de falla son comunes en sistemas de fallas que se interceptan y

pueden constituir receptáculos que son ya sea separados, figuras - 83 y 84, o partes de receptáculos compuestos de trampas convexas, figuras 34. En otros pliegues, las cuñas de falla pueden formarse por fallas inversas interceptantes, figura 84.

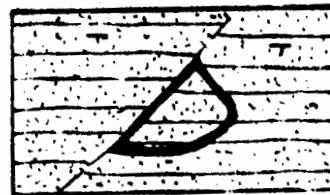
Otros receptáculos de trampa dobles y triples.

Una serie significativa de receptáculos de trampas de falla - puede derivarse si el papel de una de las fallas es reemplazado por otro de los factores formadores de trampa, como espesor diferencial, figura 88; cambio de permeabilidad, figura 89; acuñamiento, figura - 90.

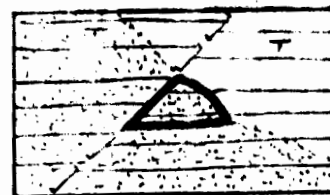
Figuras
(Planos y Secciones)



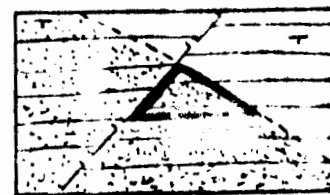
87



88



89



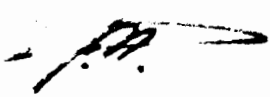
90

Las trampas dobles pueden ajustarse a cualquier medio estructural. Probablemente pueden mostrarse muchas áreas condenadas para -- los receptáculos convencionales de trampa sencilla que aún pueden encontrarse trampas dobles. Esto vale la pena de considerarse particularmente en áreas donde se observan afallamientos en escala regional y donde al mismo tiempo, las capas receptáculos potenciales muestran marcadas tendencias a variar en espesor, figura 88 a cambios de permeabilidad, figura 89, o a acuífamiento, figura 90.

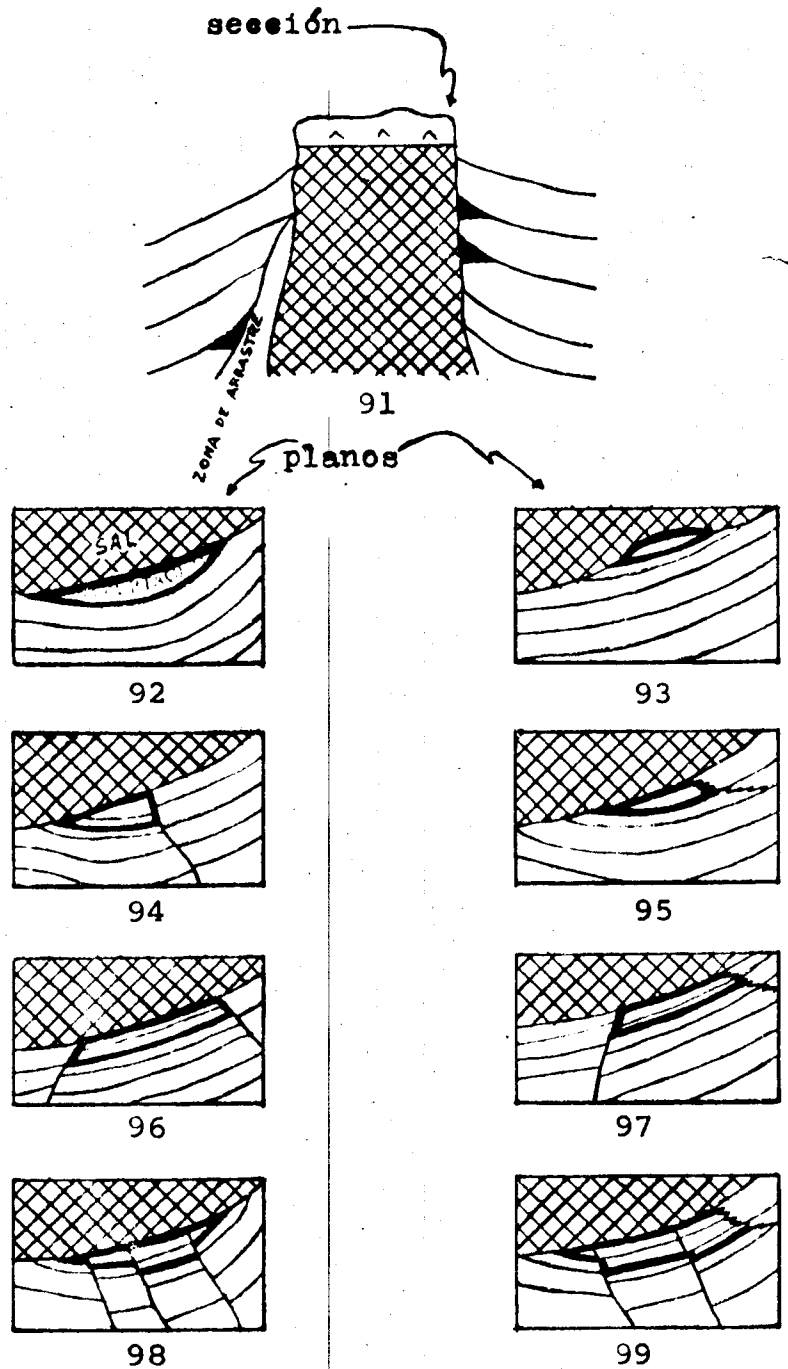
Trampas combinadas de órdenes aún más altos, por ejemplo trampas triples de falla, se presentan en regiones monoclinales interceptadas por sistemas regionales de falla, figura 86.

E.- Receptáculos de trampa de intrusión.- El efecto de las intrusiones tectónicas se observa principalmente en domos salinos de tipo intrusivo con núcleo de sal o anticlinales diapíricos con núcleo de material plástico. Algunas intrusiones ígneas que atraviesan rocas sedimentarias están implicadas en la acumulación de hidrocarburos.

Receptáculos de trampa de intrusión en domos salinos de tipo de intrusión.- Estos receptáculos se presentan en capas interrumpidas por una intrusión de sal impermeable, o en algunos lugares, por un cuerpo arcilloso que fué empujado desde mayor profundidad con la intrusión salina. Tales masas de arcilla pueden aún estar conectadas con las capas de flanco, llamándoseles generalmente zonas de arrastre o pueden ser mantos completamente desconectados que cubren parte de -



la intrusión salina, figuras 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98 y 99.

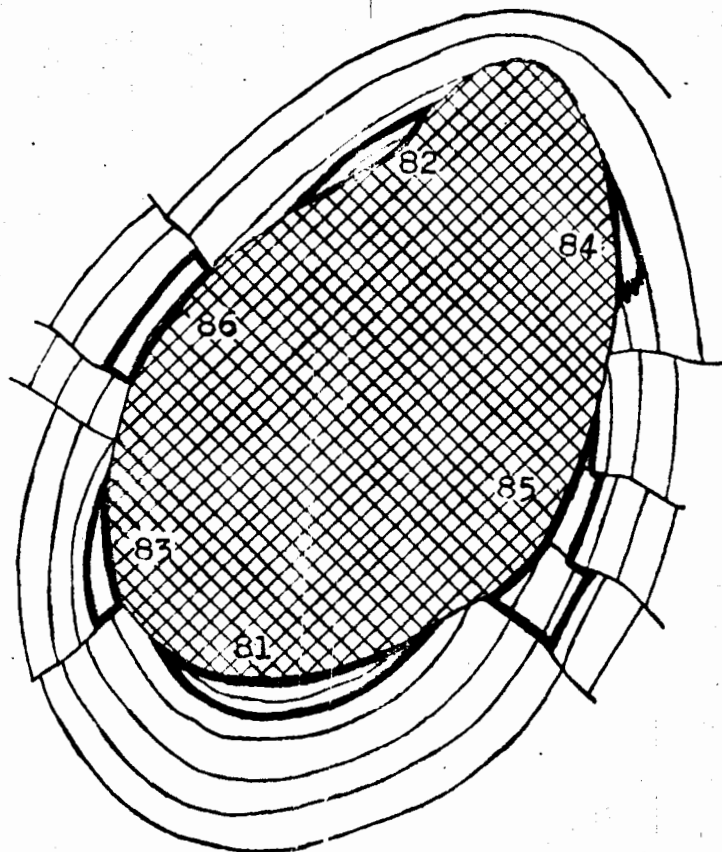


Figuras

La configuración estructural de las capas en que se encuentran los receptáculos de trampa de intrusión se debe en parte al levantamiento que tuvo lugar antes de la etapa de intrusión. Ni todos los

núcleos salinos son intrusionados a través del centro exacto del levantamiento preexistente, ni todos son verticales, ni perfectamente redondeados en el exterior. Consecuentemente, la mayor parte de las curvas estructurales de las capas de flanco no son paralelas a la periferia de la intrusión salina, figura 100, lo cual es uno de los principales factores que hay que tener en cuenta en las trampas de intrusión. Los otros factores son afallamiento radial, un rasgo común en los domos de intrusión y cementación local o mineralización, originada por las soluciones en contacto con el núcleo salino y la cubierta. El material cementante es principalmente calcita, anhidrita, marcasita y pirita.

Figura 100



La subdivisión siguiente de los receptáculos de trampa de intrusión en domos salinos de tipo de intrusión, se deriva de los -- puntos y figuras anteriores: (de la figura 100)

1.-Receptáculos de lúnula, figura 81.- La trampa está formada por cierre estructural en capas de flanco interrumpidas por intrusiones salinas.

2.-Receptáculos de nicho salino, figura 82.- Esta trampa está formada por un receso en lado de la intrusión salina con las capas que se elevan en este receso.

3.-Receptáculos de cuñas periféricas. (trampas dobles).

Figura 83, trampas entre el margen de la sal y una falla radial.

Figura 84, trampa entre el margen de la sal y una barrera de -- permeabilidad debida a la cementación local de la capa receptáculo.

4.-Receptáculos de segmento periférico, (trampas triples).

Figura 85, trampa entre el margen de la sal y un par de fallas radiales que son esenciales cuando las curvas estructurales de las capas de flanco son paralelas a la periferia de la intrusión salina.

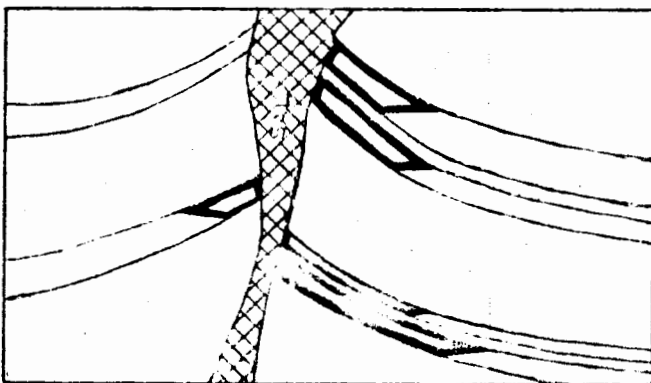
Figura 86, trampa entre el margen de la sal, una falla radial y una barrera de permeabilidad debido a cementación local.

5.-Receptáculos compuestos de trampa de intrusión debido a la presencia general de fallas radiales, muchos receptáculos de trampa de intrusión son de tipo compuesto, figura 87, etc.

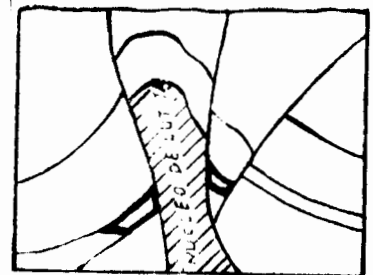
Receptáculos de trampa de intrusión en anticlinales diapíricos.

El término anticlinal diapírico se aplica a levantamientos intrusionados por un núcleo de material plástico forzado durante el proceso de plegamiento, figuras 101, 16 y 102. Las condiciones de trampa asociadas con los núcleos diapíricos son semejantes a las de los domos salinos intrusivos, estando conectadas con el cierre estructural contra el contacto de intrusión y con las fallas interceptantes. Los pliegues diapíricos más complicados son levantamientos asimétricos intensamente afallados, con fallas normales e inversas en los flancos opuestos, proporcionando una variedad de condiciones de trampa, en parte trampas de falla, en parte trampas de intrusión. Es preferible en tales casos considerar el contacto con el núcleo diapírico como un límite normal de falla y todos los receptáculos serían entonces clasificados como receptáculos de trampa de falla.

Figuras



101



102

CARACTERISTICAS PRINCIPALES A LA QUE SE ATRIBUYE LA ACUMULACION DEL PETROLEO.

Existen muchos métodos propuestos para la clasificación de yacimientos petrolíferos, no obstante, el que normalmente se utiliza es el basado en la característica principal atribuida a la acumulación del aceite o gas. Esta clasificación es la siguiente:

1. Yacimientos de trampa estructural.
2. Yacimientos de trampa estratigráfica.
3. Yacimientos de trampas combinadas.

1. Un yacimiento de trampa estructural es aquel cuyo rasgo superior es cóncavo visto debajo por alguna deformación local, tal como plegamiento o afallamiento o ambos de la roca almacenadora. Los límites de un campo que se presentan en una trampa estructural son determinados totalmente o en parte por la intersección del nivel de agua subyacente con la roca suprayacente deformada.

Un aspecto importante de los rasgos estructurales tales como anticlinales es que la estructura generalmente se extiende verticalmente a través de un considerable espesor de formaciones sedimentarias con lo cual causa trampas en todas las rocas almacenadoras afectadas.

Un ejemplo de estos rasgos estructurales es el campo de José Colomo en la Cuenca de Macuspana-Campeche, Distrito de Ciudad Pemex, Tab., de la Zona Sur. Se trata de un anticlinal afallado, que debido a las condiciones superficiales, carentes de rocas -

aflorantes por lo pantanoso, fué detectado por sismología. Al principio se descubrieron 3 desarrollos arenosos de baja presión con aceite de base parafínica, posteriormente fueron descubiertas otras 3 arenas de alta presión con gas y condensado; a través del tiempo, conforme al desarrollo del campo, se descubrió un nuevo levantamiento secundario a Colomo que se le dió en llamar Chilapilla con tres desarrollos arenosos más profundos de alta presión de gas y condensado (Figuras 103 y 104).

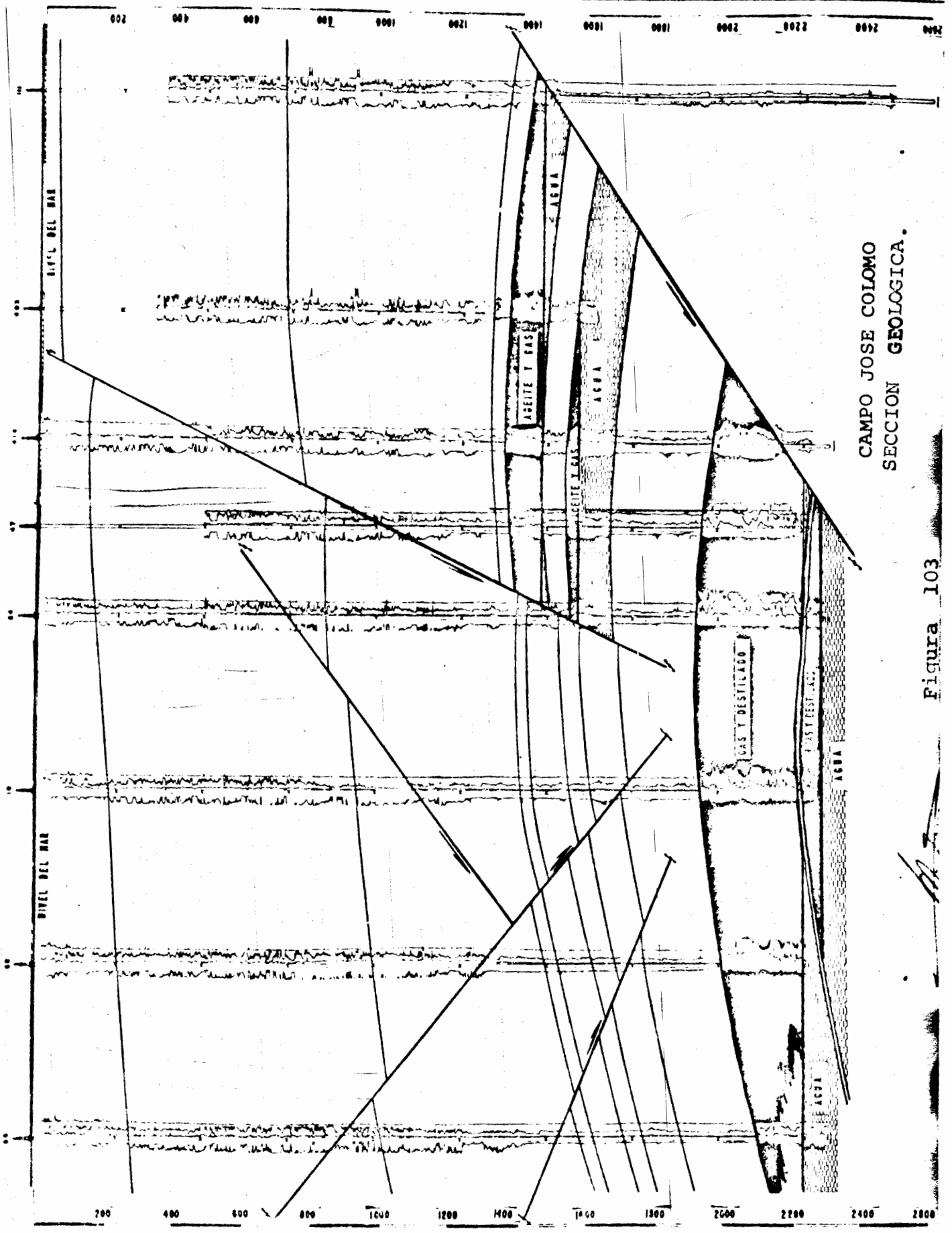
El campo Reynosa de la Cuenca de Burgos en el Distrito Frontera NE de la Zona Norte, es otro aspecto importante en que la estructura se extiende verticalmente por medio de desarrollos arenosos independientes con producción de aceite y gas.

El método para la determinación de la estructura del subsuelo puede ser:

1. Geología superficial.
2. Sismología.
3. Geología de Subsuelo
4. Combinación de los anteriores.

Las trampas que son predominantemente estructurales en origen pueden ser clasificadas de acuerdo con las formas principales de deformación causadas por:

1. Plegamiento
2. Afallamiento normal o inverso



CAMPO JOSE COLOMO
SECCION GEOLOGICA.

Figura 103

CAMPO CHILLAPILLA-COLOMO
PLANO ESTRUCTURAL

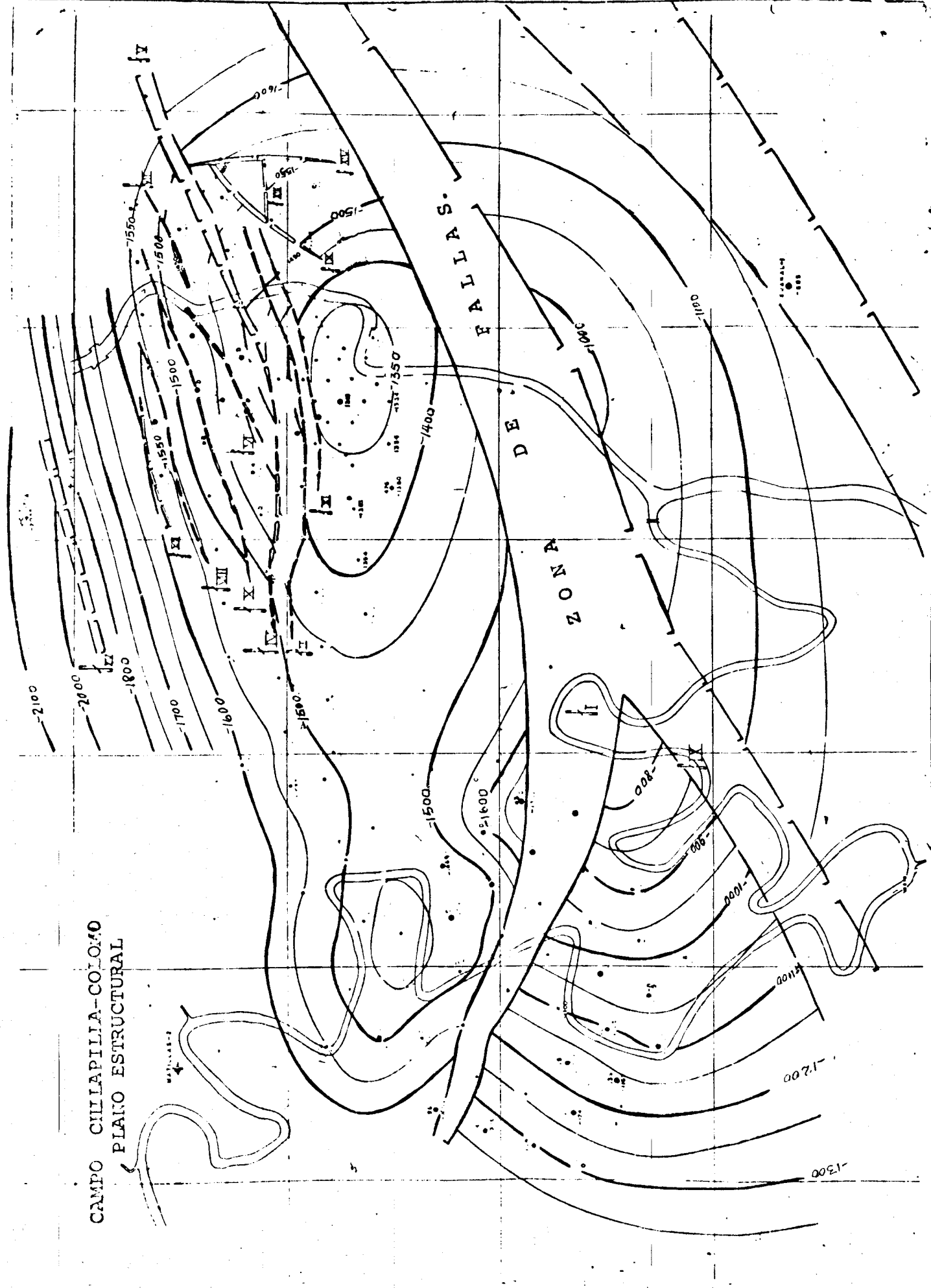


Figura 104

3. Fracturamiento
4. Intrusión (sedimentaria o ígnea)
5. Combinación de los anteriores.

Trampas causadas por plegamiento:

- A. Domo: Levantamiento anticlinal que no tiene rumbo definido.
- B. Anticlinal simétrico o asimétrico según que los flancos tengan echados de igual intensidad o desiguales respectivamente.
- C. Anticlinal invertido, que uno de los flancos se invierte girando más de 90° para alcanzar una posición similar al flanco normal.

Cierre estructural es la distancia vertical comprendida entre el punto más alto y la curva cerrada más baja.

Relieve estructural de un pliegue, que es generalmente más grande que el cierre estructural es la altura en que una capa plegada se levanta sobre el echado regional, medida del punto más alto a la proyección del echado regional. (Figura 105).

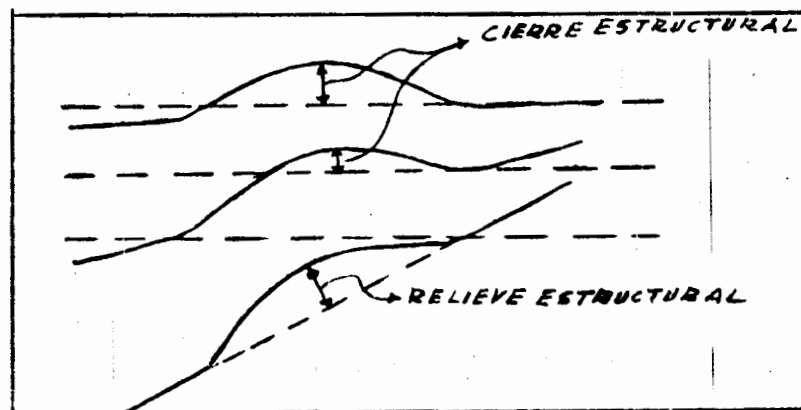


Figura 105.

Cambios con la Profundidad.

Muchos pliegues y otras estructuras cambian de forma, tamaño o amplitud, o desvía su posición lateralmente, que pasan de las profundidades someras o superficiales hacia abajo a la roca receptáculo de tal manera que en ocasiones superficialmente indica un sinclinal, en tanto que en el subsuelo se trata de características estructurales diferentes, como un pliegue recumbente y afallado. (Figura 106).

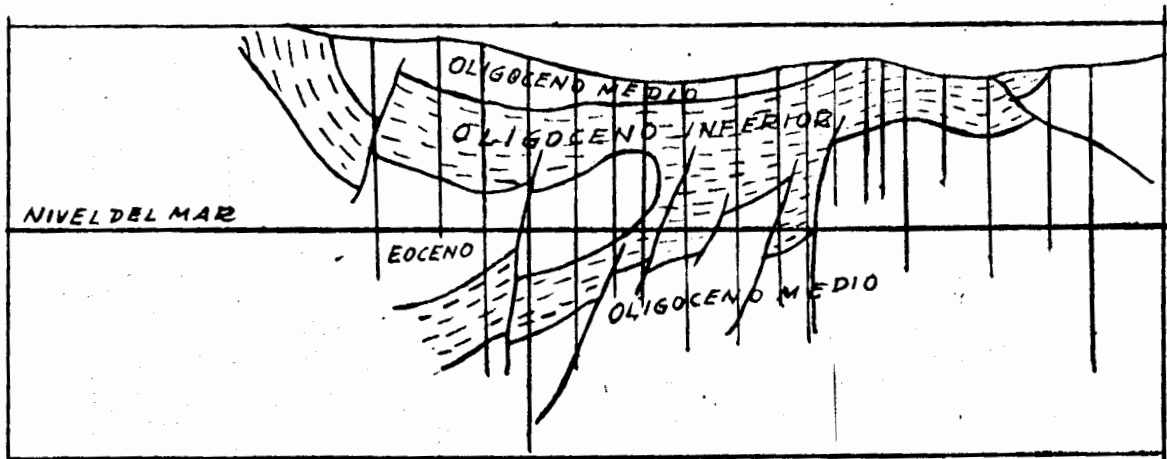


Figura 106.

Este ejemplo indica característica de trampas prediscordantes que son ocultas por formaciones posdiscordantes.

En la mayor parte de las trampas el aceite o gas ocupan la posición estructuralmente más alta de la roca almacenante como la cima de un pliegue o el pico de una trampa de falla. (Figura 107). Hay algunas excepciones, sin embargo, donde el yacimiento es desplazado, hacia abajo de un lado de la trampa. El desplazamiento de los yacimien

tos, es generalmente debido a gradientes de presión hidrodinámica que resulta del movimiento del agua a través de la roca almacén. Si esta condición es sospechada, los gradientes hidrodinámicos del área y las densidades relativas del agua y el - ..

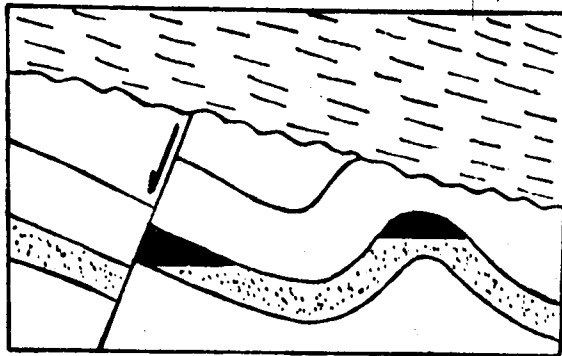


Figura 107

aceite esperados serán estudiados (Figura 108).

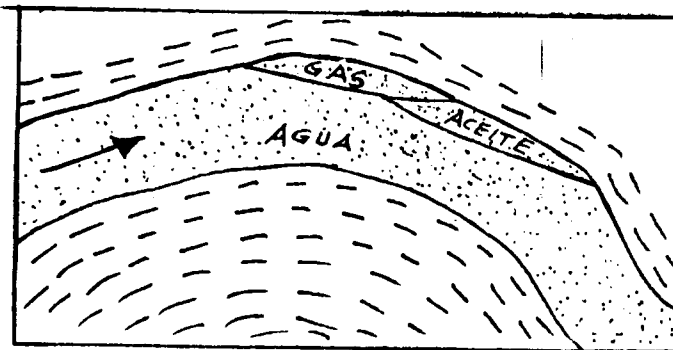


Figura 108.

Trampas causadas por afallamiento.

Las fallas normales o de gravedad, fallas inversas y fallas de empuje en las rocas almacenadoras forman total o parcialmente la trampa de muchos campos de aceite y gas; la mayor parte de los campos determinan trampas estructurales modificadas por fallas. El afallamiento puede ser la única causa de la formación de una trampa; pero lo más común es la formación de trampas de combinación con otros rasgos estructurales, tales como plegamiento, inclinación o arqueamiento de los estratos, o con variaciones en la estratigrafía o permeabilidad.

A continuación se indican esquemáticamente características de trampas formadas principalmente por fallas normales. (Figura 109)

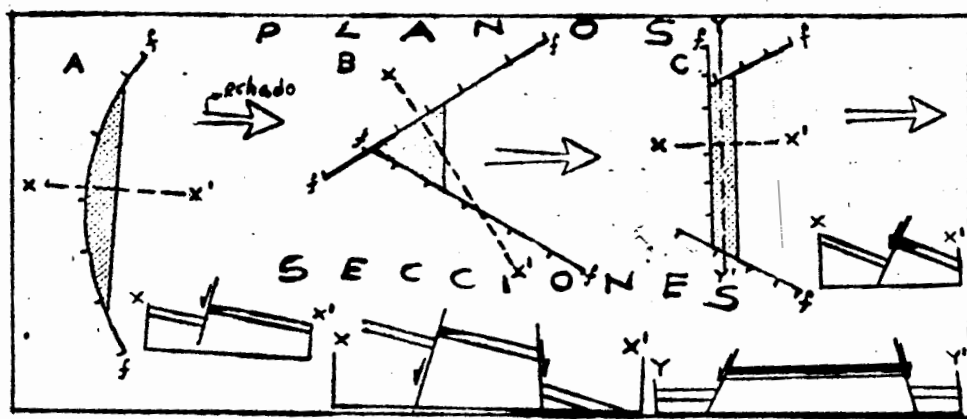


Figura 109

Afallamiento inverso y de empuje

Las trampas asociadas con afallamiento inverso y de empuje pueden formarse una u otra encima o debajo del plano de falla. La trampa puede ser limitada sobre un lado por la falla, pero frecuen

temente está formada por plegamiento asociado con afallamiento de empuje (Figura 110).

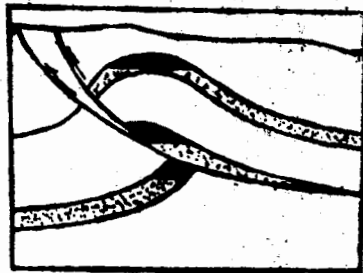


Figura 110

Trampas causadas por fracturamiento. El fracturamiento de rocas almacenadoras quebradizas es una causa común de porosidad y permeabilidad. Las fracturas y juntas en rocas quebradizas son tipos importantes y comunes de porosidad secundaria. Las rocas almacenantes quebradizas incluye calizas, dolomías, rocas sedimentarias silíceas, rocas ígneas y metamórficas. Lutitas interestratificadas con areniscas y calizas pueden indicar fracturamiento selectivo en ciertas capas. Entonces las fracturas producen canales para el movimiento del agua y modificadas por solución.

La siguiente es una sección esquemática que muestra cómo las fracturas ayudan a incrementar la permeabilidad. Las soluciones -
pasan a través de la pared, disuelve el material y amplía las - -

fracturas que se conectan con otras cavidades y poros (Figura 111).



Figura 111

Tres causas son consideradas para explicar la mayor parte de las fracturas:

1. El diastrofismo, tal como plegamiento y afallamiento.
2. El removimiento de sobrecarga por erosión en la zona de intemperismo.
3. Reducción de volumen de las lutitas debido al mineral diagénético (cambios después del depósito) que cambia acoplado con una pérdida de agua durante la compactación.

Los campos de Ebano-Pánuco del Distrito Norte de la Zona -- Norte, son considerados desde el punto de vista geológico y estructural como una de las acumulaciones de petróleo más notables del mundo, se trata de un anticlinorio que ha sido el resultado de la combinación de esfuerzos verticales y de compresión que dió lugar a la formación de un sistema de fracturamiento que vino a crear en las rocas almacenantes una porosidad secundaria o porosidad inducida dotándolas de las características necesarias de que

carecían originalmente para servir de receptáculos.

Entre las características de estos campos se encuentran las intrusiones basálticas asociadas con chapopoterías.

Otra característica notable de estos campos es el hecho de que por derivarse la producción de fracturas, esta es inicialmente alta, mientras se agota el aceite acumulado en la fractura, decreciendo después para mantenerse constante. El aceite es de base asfáltica.

Estos campos están regidos por la primera causa considerada para explicar el fracturamiento.

2. - Yacimientos de Trampa Estratigráfica. -

Trampa estratigráfica es un término general para trampas que son el resultado de una variación lateral en la litología de la roca almacenante, o un cambio en su continuidad. Una roca receptáculo permeable cambia a una roca impermeable; es truncada por una discordancia y traslapada; o cambia a lo largo de su estratificación; y el límite entre las dos rocas determina principalmente la extensión del yacimiento. Este límite puede ser abrupto o puede ser gradual; la condición puede ser una u otra local o regional en extensión. El cambio de permeabilidad puede ser totalmente responsable para la trampa o solamente en parte.

Cerca de todas las trampas estratigráficas, realmente tienen

algunos elementos estructurales, a excepciones de los lentes y arrecifes orgánicos que generalmente son trampas sin echado regional o cualquier arqueamiento o deformación.

No hay limitación abrupta entre trampas estructurales y trampas estratigráficas y algunas trampas son determinadas por casi las mismas causas estructural y estratigráfica; pueden ser clasificadas como estratigráficas por algunos geólogos y como estructurales por otros. Por esta razón, es útil establecer una clase intermedia de trampas combinadas.

Las trampas estratigráficas pueden ser convenientemente divididas en dos clases generales:

Trampas estratigráficas primarias, formadas durante la deposición o diagénesis de las rocas, incluyendo aquellas formadas por lentes, cambios de facies, arenas de costa y arrecifes.

Trampas estratigráficas secundarias resultan de causas subsecuentes, tales como solución y cementación, pero principalmente de discordancias.

Trampas estratigráficas primarias.- Son un producto directo del medio ambiente de depósito, esto es, del carácter del material en la roca receptáculo y las condiciones bajo las cuales se depositó. La superficie límite superior cóncava impermeable de estas trampas como el espacio poroso efectivo, es esencialmente el resul

tado de procesos sedimentarios primarios. Tales trampas han sido llamadas también trampas de depósito y trampas diagenéticas.

La efectividad de una trampa estratigráfica primaria es determinada principalmente por la forma y posición de la formación almacenante. La trampa puede ser completamente localizada por la forma lenticular del cuerpo de roca permeable y porosa que es propio del yacimiento como el siguiente esquema. (Figura 112)

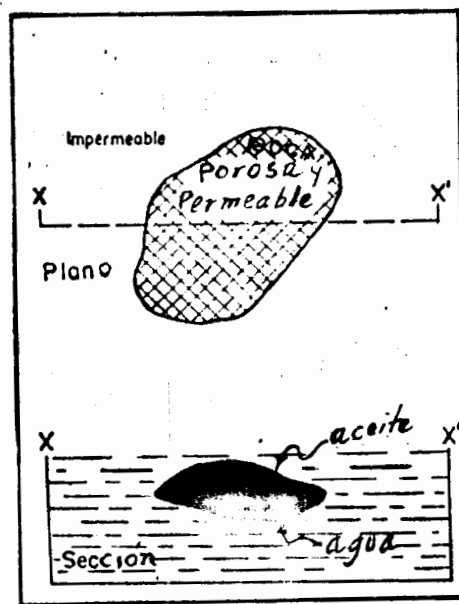


Figura 112

O puede ser en cierto modo localizada por la configuración del borde impermeable echado arriba de una porción de la roca receptáculo, superpuesta en un echado homoclinal. (Figura 113)

Las trampas estratigráficas primarias se dividen en dos grupos generales:

1. Lentes y facies de clásticos y rocas ígneas.

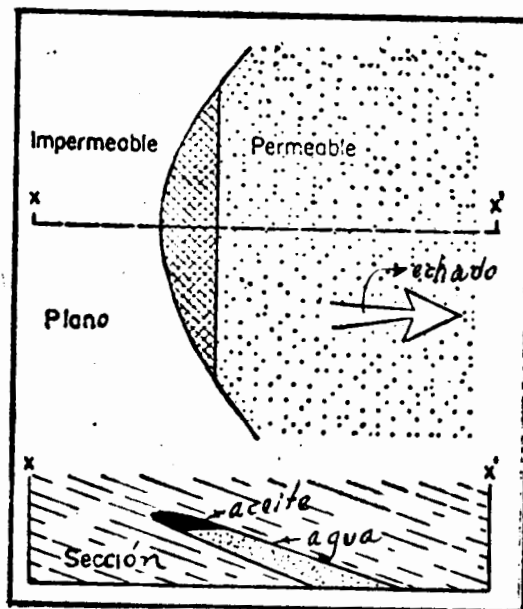


Figura 113

2. Lentes y facies de rocas químicas, incluyendo biostromas, arrecifes orgánicos y biohermas.

Lentes y facies de rocas clásticas.

Algunos yacimientos están en cuerpos lenticulares delgados de rocas clásticas permeables y porosas, encerradas en sedimentos impermeables. Su área generalmente no excede de unos cuantos kilómetros². La mayor parte de los lentes consisten de material clástico: arenisca, arcosas, coquinas y la clase especial de rocas intemperizadas, brechadas y rocas ígneas redepositadas y rocas metamórficas. El límite entre la lente y la roca circundante puede ser abrupto o gradual. La lente puede ser contemporánea con los sedimentos circundantes o puede ser ligeramente anterior.

Un cambio de facies es un paso gradual lateral (o menos co--

munmente un cambio abrupto) dentro de una formación o grupo de rocas que resultan de la depositación contemporánea de rocas de carácter diferente. Si la diferencia es litológica se tiene un cambio de litofacies; si la diferencia es en contenido faunístico se tiene un cambio de biofacies. Los pasos graduales de litofacies de rocas permeables a impermeables son la causa de muchas trampas de aceite y gas. Entonces los cambios graduales de litofacies son más ampliamente distribuidas que los lentes, son frecuentemente regionales en extensión.

La facies puede ser usada como un término que incluye formaciones diversas, lentes de arena individual o depósitos de arrecife orgánico.

En muchas regiones donde el petróleo es entrampado en arenas, la configuración de los campos refleja una distribución completamente al azar de manchas de arena, lentes, zonas arenosas, barras y canales.

Lentes de roca volcánica. - En la Planicie Costera del Golfo de México existen campos que producen de trampas que consisten en lentes de masas formadas de rocas ígneas encerradas dentro de sedimentos. - Con la erupción de rocas ígneas basálticas fueron introducidas intermitentemente dentro de formaciones sedimentarias durante un largo período en que fueron depositadas sobre áreas extensas. Las masas ígneas consisten en parte de rocas básicas inalterables de variedades como

basalto de olivino, gabro, serpentinita. El aceite es determinado en las rocas alteradas en lugares que han sido retrabajadas en y alrededor de los conos volcánicos originales. (Figura 6).

En Cuba existe un campo de este tipo en que se han perforado sobre 1200 pozos pero la producción es pequeña.

En México se tiene el campo Furbero en Veracruz, aquí un manto de gabro corta una lutita metamorfizándola abajo y encima de dicho manto. El petróleo se encuentra en las zonas porosas del gabro y de la arcilla metamorfizada. El campo Jabonera de la Zona Norte es pequeño productor de una masa ígnea (manto o Sill)

Trampas estratigráficas primarias en rocas químicas.

Dos clases generales de trampas estratigráficas primarias se presentan en rocas de origen químico, la mayor parte de todas ellas, rocas carbonatadas. Ambas son importantes como productores de aceite y gas. Ellas son:

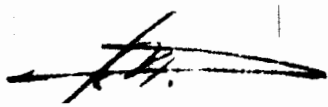
1. Facies porosa, litofacies o biofacies, encerradas o terminadas por lutitas impermeables normales, calizas o dolomitas; lentes casi tabulares compactos de residuos carbonatados de organismos llamados biostromas.

2. Montículos porosos o lentes formados de masas carbonatadas constituidas principalmente de despojos de organismos sedimentarios y rodeado por rocas impermeables; éstos son llamados arreci

fes orgánicos o biohermas.

Facies carbonatadas porosas. - Las trampas de este grupo pueden ser local o regional en extensión. Son semejantes a la facies arenosa, excepto que la roca en ellas es de origen químico y generalmente consiste de carbonato. El tipo más común es formado por la dolomitización de la caliza, en que el carbonato de magnesio depositado tiene menos volumen que el carbonato de calcio removido por solución, de modo que el resultado de la roca es porosa y permeable. Algunas trampas de esta clase están en una facies arenosa o facies cuarzosa permeable encerrada dentro de una roca carbonatada. Otras están en lentes clásticos - recristalizados que consisten principalmente conchas, coquina, oolitas, o fragmentos carbonatados. Capas estratificadas de restos orgánicos tales como éstos son biostromas. Algunos de ellos fueron probablemente formados en su lugar (in situ) por animales sésiles (fijos); otros pueden consistir de restos de organismos baldeados en su lugar actual por las olas o corrientes.

Arrecifes orgánicos. - Muchos campos importantes de aceite son entrampados en arrecifes orgánicos de varias formas y tamaños. Los arrecifes orgánicos son comunes, se presentan en rocas de cada edad geológica del Precámbrico al Reciente. Algunos de ellos consisten totalmente de material orgánico que se




produjo en su lugar, pero la mayor parte de ellos son mixturas complejas de material orgánico detrítico y original interestratificado y despojos. Son difíciles de descubrir estos yacimientos, muchos, la mayor parte tal vez de los campos de arrecifes orgánicos han sido descubiertos al azar o en la búsqueda de otra clase de trampas. La exploración actual en México se está incrementando en la búsqueda de yacimientos petrolíferos en arrecifes orgánicos. Las masas anómalas de caliza y dolomitas que no pueden demostrarse de origen orgánico principalmente son llamadas masas de caliza, bancos calcáreos, arrecifes calcáreos, masas arrecifales, depósitos arrecifales, o arrecifes. La Faja de Oro y la Nueva Faja de Oro de las Zonas Norte y Poza Rica producen de un arrecife de caliza del Cretácico Medio. La producción es obtenida a lo largo de las culminaciones que se extienden por muchos kilómetros en forma circular pero menos de dos kilómetros de ancho.

Trampas Estratigráficas Secundarias. - Hay trampas que resultan de alguna variación o anomalía estratigráfica que se desarrollaron después del depósito y diagénesis de la roca receptáculo. La mayor parte están siempre asociadas con discordancias que pueden ser llamadas Trampas de Discordancia.

Una discordancia es un cambio en la secuencia geológica marcada por una superficie de erosión o no depositación que separa dos grupos de estratos. Las discordancias varían grandemente en carác-

ter y son por consiguiente designados por varios términos. Los cambios más pequeños entre estratos se llaman diastemas. Si las capas de encima y de abajo de la superficie de discordancia son paralelas o aproximadamente paralelas se llama discordancia. Si los estratos de encima y de abajo de la discordancia no son paralelas pero se encuentran en ángulo el contacto es llamado discordancia angular.

El hiato en la secuencia de estratos, o intervalo de tiempo, representado por una discordancia puede ser mucho más grande que aquella representada por otra y puede aun variar grandemente a lo largo de una sola superficie de discordancia. En el centro de una cuenca sedimentaria, por ejemplo, las capas de encima y de abajo de la discordancia pueden haber sido depositadas en una secuencia casi continua, mientras que hacia los bordes de la cuenca la formación superior puede traslapar progresivamente en capas más antiguas y más antiguas y finalmente sobre rocas del basamento. En el centro habría sido solamente una ligera discordancia o una mera discordancia entre rocas que fueron todas Cretácicas por ejemplo; mientras que en los bordes habría sido una mayor discordancia, como entre rocas Cretácicas y pre-Cámbricas. Las discordancias de extensión variable y de hiatos estratigráficos son comunes en las secciones geológicas de casi todas las provincias productivas. Las rocas almacenantes pueden presentarse inme-



diatamente sobre el plano de discordancia o inmediatamente debajo del mismo; o dentro del material intemperizado que marca la misma discordancia. Los efectos de erosión a lo largo del plano de discordancia son de particular importancia en provincias en que las rocas receptáculos son más o menos solubles, especialmente donde hay calizas y dolomía. Aquí las aguas meteóricas percolantes descienden a través de la zona de intemperismo y disuelve las partes más solubles de las formaciones subyacentes de modo que la permeabilidad y porosidad altas son desarrolladas. Algunos de los lugares donde los yacimientos de aceite y gas comunmente se presentan en trampas asociadas con superficies de discordancias (Figura 114)

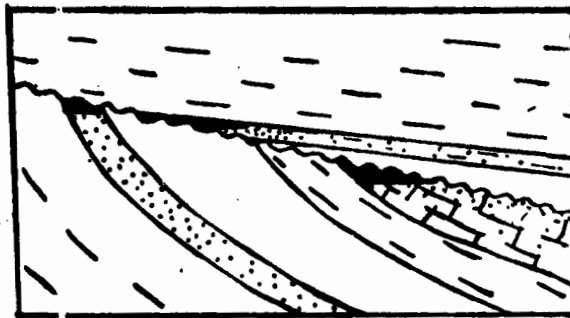
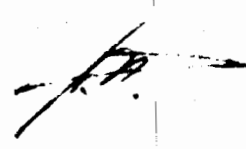


Figura 114

Unos campos muy grandes de aceite y gas, posiblemente la mayor parte de ellos, están íntimamente asociados con discordan--

cias en alguna forma u otra. Las discordancias son entonces fenómenos importantes en la geología del petróleo. En algunos campos la trampa misma es un resultado directo de algún fenómeno conectado como el desarrollo de la superficie de discordancia. Las trampas limitadas por una discordancia son clasificadas de manera general como estratigráficas y son también clasificadas como trampas estratigráficas secundarias porque son formadas después de la litificación y diagénesis de la roca receptáculo.

Donde cada capa en la formación suprayacente se extiende sucesivamente más allá del límite de la capa subyacente o capa mas antigua adyacente, la posición es llamada traslape. El traslape puede ser transgresivo, como en un avance del mar, la evidencia es que los sedimentos finos cubren sedimentos gruesos y es entonces llamado (onlap) traslape transgresivo, o puede ser regresivo, como en un retiro del mar, la evidencia es un paso gradual ascendente de sedimentos gruesos, y es entonces llamado (offlap) - traslape regresivo. La formación que traslapa puede o no descansar sobre una superficie de discordancia, si lo hace, la discordancia puede ser una u otra concordante o no concordante. Donde la formación que traslapa transgresivamente cubre los límites de una serie truncada erosionalmente de formaciones, la relación es llamada un (overstep) truncamiento (Figura 115)



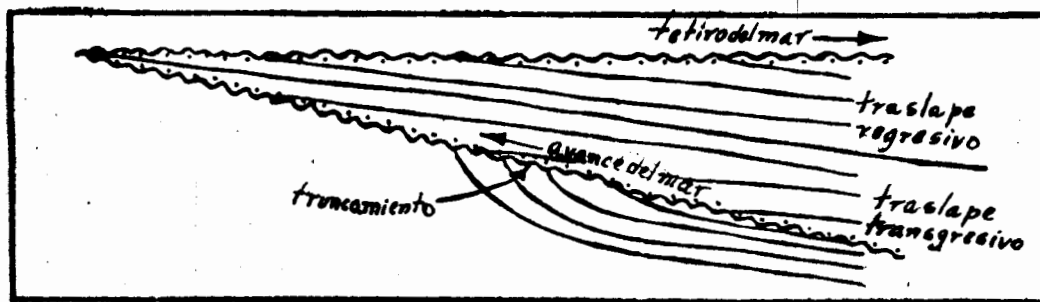


Figura 115

Es difícil identificar discordancias, con los datos de un pozo. El criterio utilizado es sedimentario, paleontológico y estructural. Probablemente el criterio más común es:

1. Un hiato en la secuencia paleontológica.
2. Una formación clasificada pobremente o un conglomerado en una secuencia bien clasificada y pobremente o un conglomerado en una secuencia bien clasificada y rocas de grano fino, especialmente cuando está asociada con una delgada lutita roja.
3. Evidencia de una discordancia en echado a lo largo de una superficie plana.
4. Evidencia de intemperismo en la formación subyacente.
5. Evidencia de truncamiento regional que puede ser obtenida de varios pozos.

Una superficie de discordancia puede marcar el límite entre una formación permeable y una impermeable y así forma el límite superior o inferior de un yacimiento.

El intemperismo y la circulación del agua del suelo son generalmente acompañadas por solución, cementación y recristali-

zación y la evidencia de ésto hace suponer una discordancia que frecuentemente explica la porosidad y permeabilidad de una roca almacenante y la distribución irregular de tal permeabilidad - dentro de rocas impermeables puede formar la trampa.

3. Yacimientos de trampas combinadas.

Algunas trampas combinan los elementos estratigráficos - con estructural en proporciones aproximadamente iguales.

Una trampa combinada generalmente tiene dos etapas históricas:

1. El elemento estratigráfico que causó el límite de permeabilidad de la roca.

2. El elemento estructural que causó la deformación que complementa la trampa. Ambos elementos son esenciales para formar la trampa. El estratigráfico se pudo haber formado primero durante el depósito y diagénesis de la roca almacenante, o posteriormente, por la cementación local subsecuente, o por levantamiento, truncamiento y traslape no concordante. El elemento estructural puede ser cualquier forma de plegamiento o afallamiento o ambos, y puede presentarse antes, poco después, o mucho después que el elemento estratigráfico que fue formado.

A continuación se indican dos tipos comunes de trampas de combinación por medio de las figuras 116 y 117.

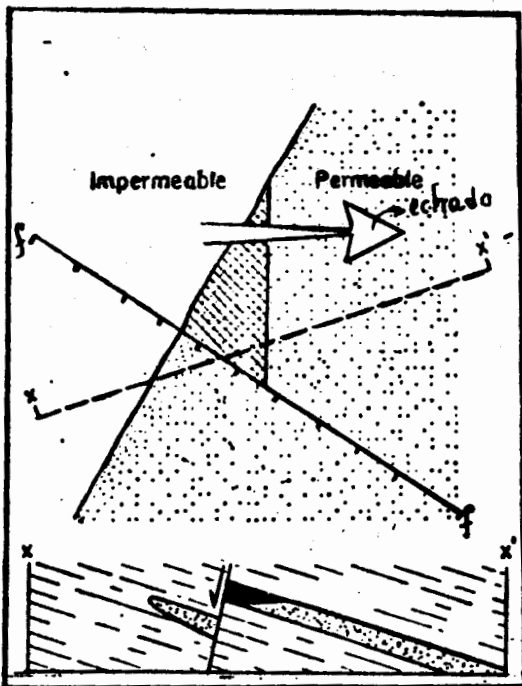


Figura 116

Intersección de una falla con el límite de permeabilidad echado - arriba.

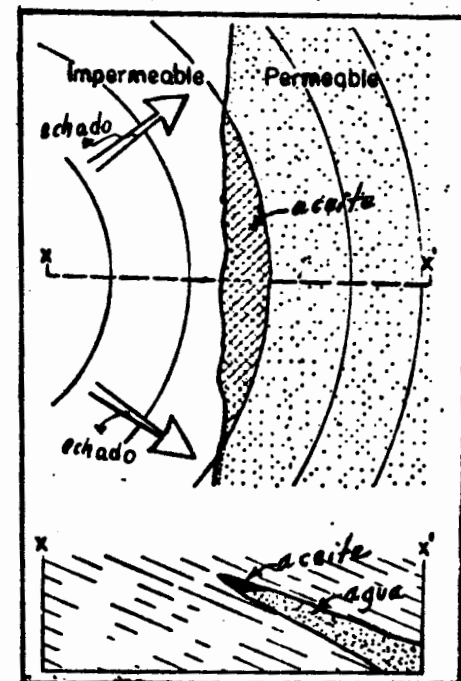


Figura 117

Arqueamiento a través de un límite de permeabilidad echado arriba.

El campo Poso Rica es una gran trampa combinada. Es un anticlinal buzante a través de un acuífamento echado arriba de permeabilidad en la caliza Tamabra del Cretácico Medio, que se debe a un cambio de dolomía permeable a caliza densa y la combinación del acuífamento hacia fuera de permeabilidad y el plegamiento.

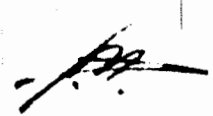
Domos Salinas.- La intrusión de rocas dentro de sedimentos suprayacentes puede formar una gran variedad de trampas estructurales, estratigráficas y combinadas. Algunas de estas tram-

[Handwritten signature]

pas asociadas con rocas ígneas. La gran mayoría sin embargo, -- de las trampas comercialmente importantes de esta clase están en sedimentos asociados con intrusiones salinas llamadas domos salinos. No todas las trampas formadas por rocas intrusivas son productivas; una gran parte de trampas improductivas han sido formadas en sedimentos asociados con intrusiones salinas, así como en intrusiones ígneas. La escasez general de productividad de trampas asociadas con intrusiones de rocas ígneas puede ser debido a las altas temperaturas en que las rocas fueron sometidas, al hecho que la intrusión generalmente ocurrió mucho después que los sedimentos fueron depositados y algún petróleo presente se hubo movido dentro de otras trampas, a la ausencia de petróleo donde la intrusión ocurrió, o solamente a la falta de perforación.

Respecto a las intrusiones salinas, casi siempre existe en la culminación de cada una de ellas un "cap-rock" o casquete de formaciones secundarias y alteradas, constituido principalmente por anhidritas, yeso, caliza y azufre e intercalaciones de lutita. Después de atravesar el "cap-rock" se entra a la masa salina propiamente dicha, constituida en su mayor parte por halita masiva.

El "cap-rock" puede ser receptáculo de hidrocarburos en rocas carbonatadas, pero la mayor producción proviene de sedimentos suprayacentes ya sea al "cap-rock" o directamente a la masa



salina que están fuertemente perturbados, su plegamiento sigue generalmente los accidentes del núcleo salino pero en ocasiones las capas sedimentarias son de echado suave. Otro efecto de la intrusión es un fuerte afallamiento generalmente de tipo radial, que afecta las formaciones y propicia la acumulación comercial en bloques estructurales.

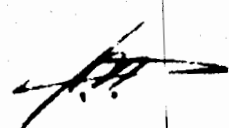
Los depósitos salinos y las estructuras a que dieron lugar en el Sureste de México en la Planicie Costera del Golfo de México son de gran importancia desde el punto de vista petrolero, puesto que todos los campos están íntimamente relacionados con las masas salinas someras o profundas según el caso.

ORIGEN DEL PETROLEO

Los orígenes de las distintas clases de petróleos constituyen uno de los problemas más difíciles para los Geólogos Petroleros, problemas que todavía no han sido resueltos satisfactoriamente.

Instituciones como el Instituto Americano del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos Petroleros y muchos más, encaminan gran parte de sus esfuerzos a la solución de este problema.

Para tratar de explicar el origen del petróleo, se limitará a citar aquellas teorías que a juicio de los investigadores, explican lógicamente la formación de hidrocarburos. Estas teorías forman dos grupos:

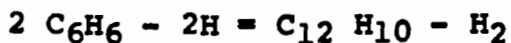


1. Comprende las hipótesis que postulan al petróleo un origen inorgánico o mineral.
2. Se atribuye a la vida orgánica la fuente generadora de los hidrocarburos.

TEORIAS INORGANICAS

Teoría de los Metales Alcalinos o Teoría de Berthelot

En 1866, Berthelot, químico, supuso que en el interior de la Tierra podrían existir metales alcalinos en estado libre, - que el bióxido de carbono podría reaccionar con ellos formando carburos que con el agua a su vez reaccionaban para generar - acetileno. Demostró que si el acetileno se calienta a una temperatura de 900°C aproximadamente, se polimeriza en benceno - (C₆H₆) y si el benceno se calienta en condiciones apropiadas - pierde hidrógeno y los residuos se combinan para formar diphenil (C₁₂H₁₀)



Los hidrocarburos de más alta graduación pueden ser generados del acetileno y éstos actuando unos sobre otros y a altas temperaturas, forman hidrocarburos más complejos.


Todas las reacciones descritas en esta teoría pueden verificarse en el laboratorio, solamente que la debilidad de la teoría de Berthelot, estriba en que supone que en la Tierra - existen metales alcalinos en estado libre.

Teoría de los carburos Metálicos o Teoría de Mendeleeff.

En 1877, Mendeleeff presentó esta teoría basada en la presunción de que en la Tierra existen carburos de fierro en estado nativo y que las aguas de infiltración, al reaccionar con estos carburos de fierro, podrían formar hidrocarburos. Se supone - que esta teoría fue inspirada en los experimentos de Hahn, Cloez y Williams, quienes hace mucho tiempo demostraron que los hidrocarburos podrían producirse tratando el fierro fundido y el ferromanganeso con ácidos y agua.

Es dudoso que el agua necesaria para la verificación de estas reacciones pueda infiltrarse lo suficiente para reaccionar con los carburos de fierro en caso de que éstos existan en la corteza terrestre, ya que hay razones para creer que la porosidad y fracturas de las rocas tienen a desaparecer con la profundidad. Por otra parte, aún no se ha demostrado la existencia de carburos de fierro en la tierra.

Las teorías de Berthelot y de Mendeleeff se basan en la existencia en la Tierra de metales alcalinos y de carburos metálicos, elementos cuya existencia en estado libre no se conoce todavía en la naturaleza, pues son muy inestables, y en caso de que hayan existido, debieron haber sido destruidos por la acción de las aguas. En el caso de que estas sustancias existan, son -



productos de altas temperaturas y por consiguiente su existencia estaría asociada o íntimamente ligada a fenómenos volcánicos.

Los investigadores prácticamente han descartado estas teorías ya que la mayor parte de los campos petroleros hasta hoy conocidos no están asociados con fenómenos volcánicos y la mayoría de ellos se encuentran muy alejados de las zonas de actividad ígnea.

Teoría de las Emanaciones Volcánicas

Se basa en el hecho de que algunos gases de las emanaciones volcánicas contienen pequeñas cantidades de hidrocarburos. Se supone que estos gases son originados a grandes profundidades, por consiguiente son indicativos de la composición química de los elementos que constituyen el interior de la Tierra y de sus reacciones.

También se supone que estos hidrocarburos gaseosos se condensan cuando se aproximan a la superficie al decrecer la presión y la temperatura, formando así los hidrocarburos líquidos que se han acumulado para originar los yacimientos actuales.

Esta teoría es razonable desde el punto de vista especulativo, pero considerando los factores que gobiernan las acumulaciones de petróleo y el hecho de que estas acumulaciones no se presentan próximas a la actividad volcánica, revela la evidencia de que cuando se han encontrado yacimientos petrolíferos cerca de volcanes extinguidos, de intrusiones o de diques, es porque és-

tos ofrecieron un foco de acumulación (porosidad inducida) y no una forma de origen para el petróleo.

Teoría del Origen Cósmico

Es una de las teorías más antiguas, fundada en la hipótesis de que el petróleo y el gas formaron parte constitutiva de la materia nebulosa original o de las capas de gas que envolvieron la materia pastosa original de la que se formó la Tierra. La hipótesis continúa diciendo que conforme se iba enfriando el globo el petróleo se precipitó de la atmósfera de gases y penetró en los poros de las rocas para llegar a constituir con el tiempo los yacimientos actuales. Uno de los principales apoyos de esta teoría es que en algunos meteoritos se han encontrado hidrocarburos y también que la composición de la Tierra es similar a la de los meteoritos.

Teoría de la caliza, el yeso y el agua

Esta teoría supone que cuando los carbonatos y sulfatos de calcio se sujetan a la acción del agua caliente forman hidrocarburos como los que constituyen el petróleo.

Las calizas, el yeso y el agua existen en abundancia y están íntimamente asociados en la naturaleza, por otra parte, contienen todos los elementos necesarios para la formación de hidrocarburos y es posible que bajo condiciones favorables de presión y temperatura el petróleo se puede haber formado de esta manera, pero las reacciones químicas en las que se apoya esta teoría no

han sido explicadas a satisfacción.

Discusión de las teorías inorgánicas.

Estas teorías no han sido aceptadas por la mayoría de los investigadores porque suponen en la Tierra condiciones y materiales que a la fecha no se sabe que existan. No explican la gran abundancia de petróleo en las cuencas sedimentarias, ni tampoco la variedad en la composición de los hidrocarburos encontrados en el petróleo.

Por otra parte, si el petróleo fuera de origen inorgánico, sería lógico encontrar chapopoterías o emanaciones de gases de hidrocarburos en áreas en donde existen extensos afloramientos de rocas ígneas y metamórficas.

Origen orgánico del Petróleo

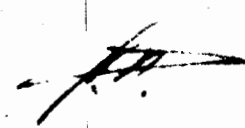
Las teorías sobre el origen orgánico del petróleo son en la actualidad las más aceptadas por los hombres de ciencia, aunque todavía quedan con respecto a ellas muchos problemas sin solución. Como tesis general se cree que el petróleo es el resultado de una serie de complicados procesos a los que han sido sometidos los materiales de origen animal y vegetal, y aunque la exacta naturaleza de estas sustancias aún no se conoce, cuando menos se cuenta con gran cantidad de datos que señalan a la teoría orgánica como a la más aceptable. Tampoco se conocen completamente los procesos biológicos, químicos y geológicos necesarios para

transformar la materia orgánica animal y vegetal en hidrocarburos. Sin embargo, ha quedado razonablemente establecido que el petróleo es de origen orgánico por las siguientes razones:

1. Algunos petróleos son ópticamente activos y de acuerdo con Walden, solamente el petróleo derivado de materia orgánica tiene esta propiedad. Esta actividad óptica es atribuida a los derivados de la colesteroína de origen animal o a su equivalente la fitosterina de origen vegetal.
2. El petróleo contiene compuestos nitrogenados y éstos a su vez se encuentran en la naturaleza, siendo de origen animal y vegetal.
3. Algunos de ellos contienen cierta variedad de clorofilas, acusando por lo tanto su origen orgánico.

METAL ORGANICO

Durante muchos años se han llevado a cabo investigaciones encaminadas a conocer la materia orgánica de la cual se deriva el petróleo. Sin embargo, todavía existen divergencias de opinión acerca del tipo de material orgánico que pueda ser convertido en aceite mineral. Así Lalicker cita a las plantas marinas como probable fuente del petróleo. Lesquereux al observar la fantástica cantidad de plantas marinas del Mar de los Sargazos y al estudiar entre otras las marismas de Suecia, las que en ocasiones estaban cubiertas por hojas de plantas marinas en proceso de descomposi--

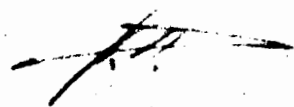


ción dando origen a sustancias parecidas al petróleo, surgió que el petróleo de Pensilvania era probablemente de origen vegetal - debido a la presencia de fucoides en las lutitas Devónicas de esa región.

Renault observó abundantes algas en las lutitas petrolíferas de Escocia. Davis encontró restos de pequeñas plantas marinas parcialmente descompuestas en las lutitas de la formación Green River de la región de las Montañas Rocallosas. B. Haquet Nueremberg (1790), fue aparentemente el primero en sugerir el origen orgánico del petróleo, propuso que el aceite mineral de Galicia proviene de ciertas especies de moluscos y Murchison sugirió como origen del petróleo de Seefeld en el Tirol a grandes depósitos de peces.

Trask, como resultado de sus intensas investigaciones dedujo que los compuestos nitrogenados y los compuestos de humus constituyen la mayor parte de la materia orgánica de la que se origina el petróleo, que las sustancias grasas y oleaginosas lo son en mucho menor escala y que los compuestos de celulosa de las plantas de mayor desarrollo, lo son en menor cantidad.

Este investigador realizó pruebas de laboratorio estudiando muestras de sedimentos petrificados, de sedimentos recientes y de plánton (sustancia orgánica de la cual se cree se deriva el petróleo) y llegó a la conclusión de que la materia orgánica



tiende a ser más compleja cuando el planktón original se transforma en sedimentos petrificados debido al decrecimiento progresivo del oxígeno al aumentar la profundidad. La materia orgánica en los sedimentos consiste por lo tanto de compuestos que contienen menor cantidad de oxígeno que el plankton original.

En resumen, se puede decir que el petróleo se origina de materia orgánica de bajo contenido de oxígeno y poco o nada graso y que los compuestos nitrogenados y las proteínas constituyen la mayor parte de la materia orgánica de los sedimentos generados.

Capas Generadoras o Roca Madre del Petróleo

Las capas generadoras o roca madre del petróleo son depósitos sedimentarios en los cuales se cree que se haya originado el petróleo. En general, se acepta que el petróleo proviene de material orgánico depositado con sedimentos marinos en aguas someras o de poca profundidad. La posibilidad de que el petróleo se haya originado en depósitos continentales casi no ha encontrado ningún apoyo entre los investigadores, a pesar de que esta posibilidad también ha sido ampliamente estudiada.

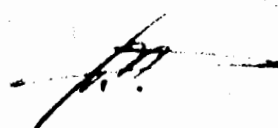
Trask, como resultado de su estudio sobre los sedimentos recientes, encontró una relación perfectamente definida entre el contenido orgánico de los sedimentos y su textura. Mayor cantidad de materia orgánica es conservada en sedimentos finos porque, por

lo general, estos sedimentos son depositados en aguas tranquilas en donde el contenido de oxígeno es inferior que en las aguas turbulentas, y afirma que, en general, las lutitas son la roca madre por excelencia del petróleo.

Este mismo investigador dice que, cuando menos, el 90% de la materia orgánica original es destruida antes de depositarse, - que una vez depositada, su volumen tiende a decrecer con el - - transcurso del tiempo y que el pequeño porcentaje susceptible de transformarse en petróleo es reducido en cantidad por la acción bacterial. Sin embargo y de acuerdo con las investigaciones del Dr. Zobell, la acción destructora de las bacterias solo penetra a algunos cuantos milímetros de la superficie expuesta a su acción.

Trask, estima que cuando los sedimentos han sido sepultados a una profundidad de 30 cm., la cantidad de materia orgánica ha decrecido aparentemente en 15 cm., y que cuando con el transcurso del tiempo (millones de año) estos sedimentos han llegado a petrificarse, entonces el contenido de material orgánico ha decrecido en un 40%. Afirma además que las bacterias anaerobias son los únicos seres vivientes capaces de alterar la materia orgánica de los sedimentos después de que han sido sepultados a grandes profundidades.

Lo anterior hace pensar en la fantástica cantidad de material orgánico que fue necesario para originar el petróleo de los

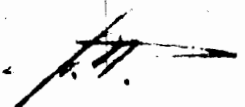


yacimientos conocidos, aunque la cantidad necesaria de materia orgánica en tal o cual sedimento para dar origen a determinado yacimiento no es totalmente conocida, y que las diferentes clases de petróleo que se han explotado hasta la actualidad dependen principalmente de la variedad de los constituyentes de la materia orgánica y de su cantidad.

Procesos en la derivación del petróleo

Aceptando que el petróleo es de origen orgánico, ya sea que provenga de materias de origen vegetal o animal, es necesario aceptar también que para la formación de hidrocarburos se impone la reducción del nitrógeno, del oxígeno, del azufre y del fósforo y que el producto final es el resultado de dos procesos: uno esencialmente bioquímico y otro esencialmente geoquímico. Estos procesos tienen lugar a temperaturas relativamente bajas, no superiores a 300°C, bajo relativamente grandes presiones, generalmente en presencia de aguas salobres y después de grandes períodos de tiempo.

El Dr. Zobell, ha demostrado que la reducción de los elementos antes citados es realizada por las bacterias anaerobias que tienen la tendencia de convertir la materia orgánica original recientemente depositada, en sustancias que se asemejan al petróleo; la acción bacteriana anaerobiana, expulsa el nitrógeno, el oxígeno, el azufre y el fósforo, dejando productos residuales



que consisten principalmente en carbono e hidrógeno. Aunque esto no constituye una prueba concluyente de que los sedimentos orgánicos puedan ser convertidos en petróleo por la acción bacterial, la presencia de bacterias capaces de realizar este trabajo en los sedimentos petrolíferos es de considerable importancia y el Dr. ZoBell señala que son las bacterias anaerobianas las que contribuyen principalmente a la formación de hidrocarburos porque el hidrógeno libre no puede estar en presencia de otro tipo de bacterias.

Por otra parte y esto es muy importante, existen bacterias capaces de oxidar los hidrocarburos del petróleo en sedimentos marinos de origen reciente, sedimentos que están ampliamente extendidos en la superficie de la tierra. Estos hidrocarburos pueden ser oxidados por la acción bacterial bajo determinadas condiciones y esta habilidad bacterial puede ser la explicación de la ausencia de petróleo en áreas en donde esta acción pueda haber sido muy intensa. Así pues, la acción bacterial puede favorecer la generación de petróleo al mismo tiempo que puede entorpecerla y por lo tanto, para la acumulación del aceite mineral, es necesario que existan condiciones adversas para contrarrestar la acción bacterial cuya tendencia es la oxidación de los hidrocarburos.

Se cree que la materia orgánica es originalmente deposita



da en arcillas a lo largo de las costas; en bahías, pantanos y lagos, es decir, en aguas poco profundas. La asociación de las arcillas con la materia orgánica original es indispensable con objeto de que esta última puede tener una cubierta impermeable, evitando, de esta manera, una rápida oxidación y por regla general, estas arcillas forman capas de grandes espesores.

Cualquier material petrolífero que pueda haber sido puesto en libertad por la acción de las arcillas, las que al rodear los pequeños glóbulos de petróleo les aumenta peso obliga a precipitarse hacia el fondo.

Quando sobre la materia orgánica original ha sido depositada una cantidad suficiente de sedimentos dando lugar a condiciones propias de presión y temperatura, entonces los procesos bioquímicos son gradualmente desplazados y principia la acción predominante de los procesos geoquímicos, procesos que son ayudados por los movimientos de la corteza terrestre y por el tiempo y posiblemente por algunos otros factores que todavía no es dado a conocer.

Entre los principales agentes de la acción geoquímica pueden contarse: la presión, la temperatura, la radioactividad y la catálisis.

Es bien conocido el proceso del método destructivo para obtener la destilación del petróleo líquido de lutitas petrolife--

ras. Algunos hidrocarburos han sido producidos tratando por este procedimiento los sedimentos recientes o los antiguos que han estado asociados con depósitos de petróleo. La cantidad de calor necesaria para que esta destilación tenga lugar varía entre los -- 100 y 250°C.

A juzgar por los datos hasta hoy obtenidos, se cree que el petróleo es un producto de bajas temperaturas, pues no hay residuos carbonosos u otra evidencia de altas temperaturas en las capas de sedimentos asociados con los depósitos de petróleo. El argumento de mayor peso de que el petróleo es un producto de baja temperatura es que muchas lutitas petrolíferas, petróleos asfálticos y asfaltos, contienen ciertas especies de clorofilas, las cuales serían destruidas por temperaturas mayores de 200°C.

Existe también la opinión de que el petróleo pueda haber sido generado por procesos de bajas temperaturas y que mientras más baja haya sido ésta se ha requerido mayor tiempo para su generación. Se ha llegado a la conclusión de que el tiempo necesario para convertir el 1% de materia orgánica en petróleo con una temperatura de 100°C se requieren aproximadamente 84,000 años.

Numerosos experimentos de laboratorio han conducido a la conclusión de que la presión tiene poca importancia en el proceso de conversión de la materia orgánica en petróleo. Ahora bien, una fuerte presión origina un incremento de temperatura por efec

to de la fricción y la temperatura, como ya se ha visto, si tiene influencia en estos procesos.

Ha quedado demostrado también por medio de pruebas de laboratorio que las emanaciones radioactivas pueden alterar las sustancias orgánicas. Gases de hidrocarburos han sido convertidos en sustancias más oleaginosas por medio del bombardeo radioactivo. Sin embargo, existe una gran cantidad de sustancias producidas por la acción de la radioactividad, sustancias que generalmente no se encuentran en el petróleo y por lo tanto es razonable creer que el efecto de la radioactividad en la generación del aceite mineral ha sido de poca o de ninguna importancia.

Se cree que varias sustancias orgánicas e inorgánicas que se encuentran en el fondo de los mares pueden actuar como catalizadores en el proceso de transformación de la materia orgánica en petróleo. El Dr. ZoBell propone que las bacterias bioquímicamente activas y otros micro-organismos pueden ser los principales catalizadores. Por otra parte, en el petróleo se han encontrado también elementos como plomo, níquel, fierro, cobre, etc., bajo cierta forma de combinación orgánica, elementos que también pueden haber actuado como catalizadores.

Aunque en honor a la verdad la exacta naturaleza de los procesos geoquímicos todavía no se conoce, hay razones para creer que estos procesos dan lugar a la destilación natural de



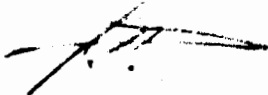
los hidrocarburos liberados por la acción bacteriana hasta transformarlos en los hidrocarburos que constituyen el petróleo, que los efectos de la temperatura fueron decisivos y en menor escala los de la presión, la radioactividad y la catálisis.

Engler fue uno de los primeros en proponer el origen orgánico del petróleo como resultado de las acciones químicas y bacteriana seguidas por procesos de destilación a relativamente altas temperaturas.

A la sustancia que se encuentra en los sedimentos orgánicos cerca o al final de la acción de los procesos bioquímicos y antes de que el metamorfismo dinámico haya principiado a actuar, se le llama kerógeno y representa la fase intermedia en la formación de los hidrocarburos del petróleo.

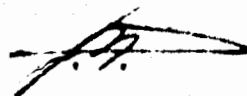
Variedad del Petróleo.

La principal diferencia entre la calidad y el carácter de los petróleos estriba en que su base sea parafínica o asfáltica y en el porcentaje de azufre y de nitrógeno que contengan. Las causas de estas variedades pueden ser debidas: 1o.- A la variedad de la materia orgánica original; 2o.- A la diversidad en las condiciones físicas en el momento de la formación del petróleo y 3o.- A la cantidad de hidrocarburos pesados o de hidrocarburos gaseosos eliminados o inducidos por la migración, el metamorfismo, la oxidación y finalmente por la edad del petróleo. Se cree



que los petróleos altamente parafínicos provienen o se derivan de plantas gelatinosas y que los petróleos asfálticos y pobres en parafinas se deriven de material orgánico de origen animal y posiblemente de plantas no gelatinosas.


Es posible que la presencia de agua salada en el momento de la depositación de los sedimentos orgánicos, de los cuales se ha derivado el petróleo, haya tenido influencia en esta formación y es muy probable que su acción haya sido determinante. Las altas temperaturas tendiendo a acelerar la destilación producen petróleos asfálticos y es muy probable que las altas presiones hayan retenido los hidrocarburos volátiles dando origen a los petróleos ligeros. La magnitud de la migración y el carácter de los sedimentos al través de los cuales la migración ha tenido lugar, indudablemente han influenciado las características de los petróleos: una larga migración al través de sedimentos finos que actúan como filtros detiene o más bien retarda el movimiento de los hidrocarburos pesados y permite el paso más libre de los hidrocarburos ligeros. El metamorfismo, principalmente cuando es intenso, refina el petróleo expulsando los hidrocarburos más volátiles, dejando la base como un residuo. Una acción extremada del metamorfismo puede destruir totalmente el petróleo una vez que se encuentra en su yacimiento. La oxidación durante la formación o la migración del petróleo tiende a remover los hidrocarburos volátiles y aún las bases si esta migración es continua-



da e intensa, resultando los petróleos pesados como residuos.

Puesto que hay etapas de gran duración y más o menos bien definidas en la derivación del petróleo de los detritus orgánicos y puesto que hay también la tendencia de las parafinas sólidas e inestables y de las oleofinas a transformarse en parafinas y en oleofinas líquidas, las que a su vez se transforman en los miembros gaseosos de esas series, procesos que también requieren grandes períodos de tiempo, la edad del petróleo tiene desde luego influencia en sus características. Auna mayor edad del petróleo corresponde una mayor proporción de gas y de petróleos ligeros. Como resultado del estudio químico de varios petróleos obtenidos a diferentes profundidades, se deduce que el contenido de nitrógeno del petróleo es menor mientras este es más viejo y mientras más próximo está de la superficie de la tierra. Es probable que el petróleo generado por materia de origen animal sea más alto en contenido de nitrógeno que aquel que se deriva de materia vegetal.

Su contenido de azufre puede ser debido a la materia orgánica original, a las reacciones químicas verificadas durante la etapa bioquímica o bien a la adquisición de azufre durante su migración; es posible también que el material de origen animal proporcione mayor porcentaje de azufre que el origen vegetal. Durante la etapa bioquímica, el azufre es inducido o es introducido -



en el petróleo en forma de sulfuros y como resultado de la acción bacteriana, la que tiende a precipitar el azufre bajo las aguas del mar. La presencia del hidrógeno sulfurado en el petróleo se debe posiblemente a que el petróleo emigró al través de sedimentos que contenían aguas marinas y que estas hayan estado sepultadas por un largo período de tiempo.

De lo asentado anteriormente, se deduce que las causas de la diversidad de características de los petróleos son extremadamente complicadas y debidas a una larga y variada serie de procesos y de reacciones químicas.

MIGRACION DEL PETROLEO

La experimentación y el estudio de la migración del petróleo han desarrollado numerosas teorías a este respecto. De los hechos conocidos en relación con el origen y acumulación del petróleo se deduce:

- 1o. Que es razonable aceptar que la gran proporción del petróleo originado en estratos de lutitas, cubre grandes áreas y que es el resultado de los procesos bioquímicos y geológicos a los que fueron sometidos los detritus orgánicos y
- 2o. Que la presencia de petróleo en cantidades comerciales está limitada a zonas relativamente pequeñas como focos de

acumulación y generalmente en estratos de granos relativamente gruesos o de mayor porosidad.

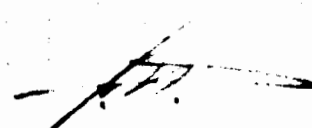
Son cinco teorías que se han emitido para explicar la migración del petróleo y son las siguientes:

1. Teoría Anticlinal.

La teoría anticlinal o teoría gravitacional, está fundada en el mutuo comportamiento del petróleo, del gas y del agua, de acuerdo con sus respectivas densidades. Así, si un receptáculo poroso es saturado con agua y se lo introducen al petróleo y el gas, entonces estos últimos se irán hacia la parte superior del receptáculo o se moverán hacia arriba hasta que se establezca el equilibrio. Si el receptáculo solo está parcialmente saturado de agua, entonces el petróleo se colocará sobre el agua, y el gas sobre el petróleo; y si no hay agua, entonces el petróleo emigrará hacia abajo y se acumulará en el fondo. Este movimiento es afectado por la magnitud de los poros en los receptáculos, por la presencia o ausencia de gas, la temperatura y la presión. Mientras esta teoría ha sido comprobada en numerosos casos, en otros, la migración del petróleo no se explica totalmente, debiéndose entonces recurrir a otras fuerzas.

2. Teoría Hidráulica

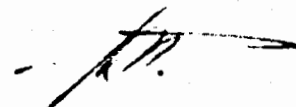
Esta teoría está basada en la suposición de que el agua, al moverse al través de las rocas porosas o por la acción capilar, em



puja al petróleo y puesto que las corrientes de agua no son uniformes ni en velocidad ni en dirección, cuando se encuentran, forman reflujos o lugares de aguas muertas y en esos lugares se acumula el petróleo. Se cree que este proceso es posterior a la saturación de los estratos petrolíferos originales y causado por el incremento de presión en los sedimentos acumulados en el fondo del mar. En consecuencia, se supone que el petróleo es detenido por el agua bajo las presiones capilar e hidrostática. Sin embargo, este movimiento debe subordinarse al escurrimiento general del agua, hidrostáticamente hablando, de puntos de mayor elevación hacia puntos -- más bajos. En otras palabras, esta teoría debe considerarse como de efectos locales en casos extremos y aún así como una causa secundaria.

3. Teoría de la Tensión Superficial.

Esta teoría está basada en el hecho de que la tensión superficial del agua es cerca de tres veces mayor que la del petróleo; de aquí que la acción capilar resultante tienda a forzar el agua hacia los poros más pequeños con el consecuente desplazamiento del petróleo y del gas hacia los poros más grandes. Como el gas no tiene tensión superficial y posee una gran libertad de movimiento, tiende a dirigirse hacia las partes más altas del receptáculo poroso. Así pues, el petróleo es desplazado de los intersticios porosos pequeños hacia los más grandes por el agua y acumulándose ahí,



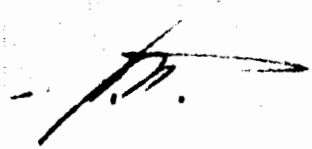
posteriormente será acarreado por las aguas ascendentes y por la diferencia de la gravedad específica hacia la superficie definida por el contacto del gas con el agua. Esta teoría parcialmente está de acuerdo tanto con la teoría anticlinal como con la hidráulica.

4. Teoría de la Segregación Selectiva.

Esta teoría postula que la migración del petróleo se debe a la acción capilar diferencial, de la inmiscibilidad y a la viscosidad relativa del gas, del petróleo y del agua. El movimiento inicial de los líquidos en las rocas generadoras es debido a la consolidación de los sedimentos y es hacia arriba; la gravedad, como fuerza activa y de control es efectiva solo cuando la acción capilar es mínima y cuando tienen lugar ciertos movimientos. Estos movimientos pueden ser originados por desplazamientos en la corteza terrestre o por movimientos del agua en las rocas. Esta teoría es similar en algunos aspectos a las anteriores.

5. Teoría de la filtración

Esta teoría dice que el petróleo se fracciona al pasar al través de las capas arcillosas de las rocas generadoras. Cuando esta migración se verifica al través de arcillas secas o no saturadas, el petróleo pierde los compuestos de azufre y los compuestos no saturados, tales como el hidrógeno y el helio y sus fracciones pesadas, dejando por lo tanto cierto porcentaje de su can



tividad total en las arcillas. La migración subsecuente del agua por la roca madre acarrea los petróleos ligeros antes que los pesados. Así pues, el petróleo y la migración subsecuente del agua al través de las arcillas secas dan por resultado la segregación de los compuestos del aceite mineral de tal manera que los hidrocarburos ligeros se acumulan sobre la arcilla antes de que hayan pasado los compuestos pesados.

Es probable que ninguna de estas teorías por sí sola explique que la migración del petróleo, pero su conjunto sí contribuye a explicar este fenómeno en forma completa y satisfactoria.

Fuerzas que causan la migración del petróleo.

Al examinar las diferentes teorías relativas a la migración del petróleo se notará, que en general la diferencia entre ellas estriba en las diferentes fuerzas que contribuyeron para que esa migración tuviera lugar. Por lo tanto, al investigar el fenómeno de la migración del petróleo, es necesario estudiar todas esas fuerzas, por pequeñas que sean. Estas fuerzas pueden clasificarse en cinco grupos de acuerdo con sus características generales:

1o.- Fuerzas debidas a la acción de la gravedad.- 2o.- Fuerzas moleculares. 3o.- Fuerzas debidas a la acción química. 4o.- Fuerzas debidas a movimientos diastróficos. 5o.- Fuerzas debidas a la acción bacterial.

1o.- Fuerzas debidas a la acción de la gravedad.

Estas fuerzas, por su efecto, incluyen la presión ejercida



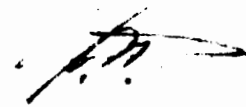
por las capas de rocas y fenómenos relativos, la presión del agua y la gravedad específica diferencial. La presión de las rocas es debida, como ya se dijo antes, al peso de los sedimentos suprayacentes y aumenta regularmente con la profundidad. Esta fase de la presión de las rocas que causa la migración del petróleo hacia arriba es debida a las presiones diferenciales a diferentes profundidades. Durante el proceso de sedimentación los sedimentos recientes cubren a los más antiguos aumentando al mismo tiempo la presión ejercida por las rocas y la consolidación de los sedimentos, lo que causa, a su vez, el movimiento ascendente de los fluidos.

La presión hidrostática ayuda a la presión ejercida por las rocas. En las capas de rocas porosas, el agua, bajo carga hidrostática diferencial, tiende a moverse y a fluir en dirección de la presión mínima; este movimiento generalmente es horizontal y probablemente es de importancia en la migración del petróleo.

La gravedad específica diferencial del petróleo y del agua y su inmiscibilidad provocan en estos líquidos un movimiento relativo del que el petróleo tiende a situarse sobre el agua. La eficiencia de esta separación depende de la magnitud de los poros de las rocas, de la diferencia de la gravedad específica, de la viscosidad y del efecto vibratorio en el receptáculo poroso o en el fluido.

2o. Fuerzas moleculares.

La adhesión, la absorción y la tensión superficial son tres



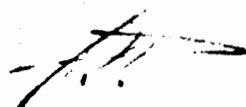
posibles causas de la migración del petróleo debidas a fenómenos moleculares.

Adhesión.- Es la mutua atracción entre las moléculas desiguales; el fenómeno que presenta un líquido al humedecer la superficie de un sólido es un ejemplo de adhesión. Ahora bien, como tanto el petróleo como el agua demuestran adhesión para con los cuerpos arenosos, la adhesión controla la dirección de la acción capilar.

Un ejemplo de absorción lo constituye las emulsiones de petróleo y agua; este fenómeno molecular posiblemente contribuye a la migración del petróleo aunque sus efectos no se conocen con exactitud.

La tensión superficial y la acción capilar resultante son probablemente dos de las fuerzas moleculares más importantes que contribuyen a la migración de petróleo. Puesto que la tensión superficial del agua es cerca de tres veces mayor que la del petróleo, el agua tiende a penetrar en las aberturas pequeñas y el petróleo en las más grandes, efectuándose así una segregación selectiva entre el agua y el petróleo aunque hayan estado emulsionados. La tensión superficial disminuye cuando aumentan la presión y la temperatura y por lo tanto, será mayor cerca de la superficie de la tierra que a grandes profundidades.

En resumen, el efecto de las fuerzas moleculares es el de



segregar el petróleo y el agua en cuerpos en donde pueda actuar - la gravedad específica diferencial.

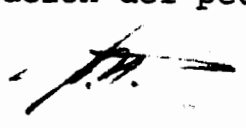
30. Fuerzas debidas a la acción química.

Hay varias fuerzas que contribuyen a la migración de petróleo que son debidas principalmente a la acción química: La cementación gradual o sea el relleno de los intersticios entre los granos de las rocas, indudablemente forza la migración del petróleo hacia una extensión más reducida. Esta cementación puede eventualmente causar la acumulación del petróleo en pequeñas bolsas porosas completamente rodeadas por el creciente anillo de cementación. El incremento de temperatura con la profundidad da lugar a que los hidrocarburos ligeros se expandan originando gases... Así, a un incremento de temperatura, corresponde un incremento en la presión del gas, lo que indudablemente contribuye a la migración del petróleo. La presencia de gas y de petróleos ligeros en yacimientos profundos demuestran la veracidad de las anteriores aseveraciones.

40. Fuerzas debidas a movimientos diastróficos.

Estas fuerzas comprenden la formación de pliegues y de fallas, los temblores, el gradiente de temperatura, los movimientos oscilatorios y las mareas.

El gradiente de temperatura o sea el incremento regular de la temperatura con la profundidad, tiende a forzar el movimiento oscilatorio el que a su vez causa la migración del petróleo ha-



cia arriba o sea en la dirección de la mínima resistencia. Los plegamientos y las fallas en las capas de rocas sedimentarias probablemente estimulen la migración del petróleo y tienden a controlar su dirección. Los temblores y los efectos de las mareas en aguas superficiales producen movimientos migratorios que agitan los cuerpos de petróleo y agua y dan lugar a que actúe la gravedad específica diferencial.

50. Fuerzas debidas a la acción bacterial.

La acción bacterial, así como contribuye a la formación del petróleo según se ha dicho en páginas anteriores, también ha desempeñado un papel importante en su migración y acumulación. Ha quedado demostrado recientemente que una de las más importantes funciones de las bacterias es la de liberar al petróleo de los sedimentos. Esta acción se efectúa por la disolución de las calizas de las dolomias y de otras rocas calcáreas por el ataque de los ácidos carbónicos y orgánicos producidos por las bacterias. Por lo tanto, el petróleo asociado con las rocas calcáreas es librado y al mismo tiempo emigra al través de los huecos o poros producidos por la acción de los ácidos. La viscosidad del petróleo disminuye por la acción del bióxido de carbono que también es producido por las bacterias, haciéndolo mas fluido. El bióxido de carbono también incrementa la presión de los gases en la formación obligando al petróleo y demás líquidos que puedan estar presentes

a moverse por los espacios intersticiales.

Algunas bacterias tienen afinidad por ciertas superficies sólidas sobre las que se desarrollaron con sorprendente rapidez, dando por resultado, la expulsión del petróleo y demás líquidos.

Si las bacterias desempeñan un papel importante en el movimiento del petróleo en las rocas generadoras, su acción también ayuda a la migración del aceite mineral al través de las rocas conductoras.

Resumen de las fuerzas que causan la migración del petróleo

Durante las diferentes etapas de la migración del petróleo los efectos de algunas fuerzas deben haber sido más preponderantes que otras. En primer lugar, las fuerzas causadas por la tensión superficial, la acción capilar y la bacterial, son un factor importante en la segregación del petróleo y del agua, siempre y cuando la cantidad de estos líquidos sea lo suficientemente grande para que pueda tener lugar la acción subsecuente debida a la gravedad específica diferencial. En otras palabras, cuando por efecto de la segregación, el petróleo ocupa los poros más grandes de las rocas y el agua los más pequeños, en cantidades suficientes, entonces la gravedad específica diferencial del agua y del petróleo tenderá a forzar a este último hacia la parte superior del receptáculo poroso. Este movimiento no podrá tener lugar si la gravedad específica diferencial no es lo suficientemente grande para contrarrestar los efectos de la fricción; pe-

ro si hay vibración, entonces este movimiento será iniciado y - tal vez incrementado. Esta vibración es originada, según ya se dijo por los temblores, por los efectos de las mareas en aguas subterráneas o por los movimientos de los gases y del agua.

En resumen: La Fuerza capilar segrega el petróleo del agua, la fuerza de la gravedad específica diferencial da al petróleo un movimiento ascendente y finalmente este movimiento es asistido por los movimientos vibratorios.

Factores con que gobiernan la migración del petróleo

Los principales factores que gobiernan la migración del petróleo son los siguientes: 1.- La porosidad efectiva de las rocas. 2.- El grado de saturación de las rocas, ya sea con agua o con petróleo. 3.- La gravedad y la viscosidad del petróleo y la cantidad de gas que contiene. Así a una mayor gravedad específica corresponde una menor viscosidad y a una mayor cantidad de gas corresponde una mayor libertad de movimiento. 4.- La migración es favorecida por fuertes pendientes en los estratos, por las discordancias angulares y por las zonas fracturadas. 5.- La composición de las aguas asociadas con el petróleo afectan en poco grado su migración.

Todos estos factores no causan la migración del petróleo, pero sí la favorecen o la retardan.

B I B L I O G R A F I A

1. Principles of Petroleum Geology
Cecil G. Lalicker (1949)
2. Geology of Petroleum
A. I. Levorsen (1958)
3. Petroleum Geology
E.N. Tiratsoo (1951)
4. Structural Geology of Petroleum Geologists
William L. Russell (1955)
5. Subsurface Geologic Methods
L.W. LeRoy (1949 y 1950)
6. Subsurface Geology in Petroleum Exploration
John D. Haun y L.W. LeRoy (1958)
7. Petroleum Source Beds. The Science of Petroleum,
London Univ. Press.
Parker D. Trask (1935)
8. The role of Bacteria in the Formation. Transformation of
Petroleum Hidrocarbons. Science New Series.
C. E. ZoBell (1945)
9. Oil Shale on the Rocky Mountain Region
(U.S.G.S. Bull 729)
D.E. Winchester (1923)
10. Geología del Petroleo
K.K. Landes (1951)

S C H L U M B E R G E R
PRINCIPIO DE INTERPRETACION DE REGISTROS

Traducción: Ing. Sergio de los Santos V.

FUNDAMENTOS DE INTERPRETACION CUANTITATIVA DE REGISTROS.
PARAMETROS PARA LA EVALUACION DE UN YACIMIENTO PETROLERO.

CAPITULO 1

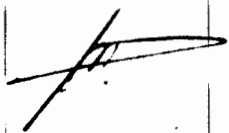
La mayor parte de aceite y gas producido en la actualidad proviene de acumulaciones en los espacios porosos de rocas almacenadoras. Aunque las lutitas aceitíferas y arenas bituminosas pueden algún día tornarse en fuentes importantes de petróleo, serán consideradas brevemente en este documento impreso en 1969.

La cantidad de aceite o gas contenida en una unidad de volumen del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. La porosidad es el volumen poroso por unidad de volumen de la formación. La saturación de hidrocarburos es la fracción (o porcentaje) del volumen poroso lleno de hidrocarburos.

Además de la porosidad y la saturación de hidrocarburos, es necesario el espesor de la formación que contiene hidrocarburos a fin de determinar si la acumulación puede ser comercial.

Para evaluar la productividad de un yacimiento, es útil conocer cómo el fluido puede pasar fácilmente a través de un sistema poroso. Esta propiedad de la formación, la cual depende de la manera en que los poros están intercomunicados, es su permeabilidad.

Los principales parámetros físicos necesarios para evaluar un yacimiento petrolífero, son por consiguiente su porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad. Estos parámetros pueden ser derivados o inferidos de los re-



...

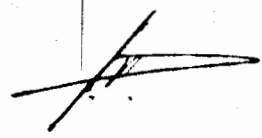
registros eléctricos, nucleares y acústicos.

Como la determinación del espesor de la capa presenta poca - dificultad, esta publicación está interesada principalmente en la - determinación de porosidad y saturación de agua. También explica cómo los registros son usados para obtener información valiosa acer - ca de la permeabilidad, litología, productividad y distinción entre aceite y gas.

De los parámetros de la formación obtenidos directamente de los registros, la resistividad es de particular importancia. Es in - dispensable para determinaciones de saturación. Las mediciones de resistividad son usadas, individualmente y en combinación, para de - ducir la resistividad de la formación en la zona (formación) no in - vadida, por ejemplo más allá de la zona contaminada por los fluidos del agujero. Son también usadas para determinar la resistividad - contigua al agujero cuando el filtrado de lodo ha reemplazado consi - derablemente los fluidos originales. Las mediciones de resistivi - dad, junto con la porosidad y la resistividad del agua, son usadas para obtener valores de saturación de agua. Los valores de satura - ción de ambas mediciones de resistividad somera y profunda son com - paradas a fin de evaluar la productividad de una formación.

Varios registros diferentes pueden ser usados para determinar la porosidad: Los registros Sónico, Densidad de Formación y Neutrón, han respondido, que depende principalmente de la porosidad de forma - ción. Ellos son también afectados por las propiedades de la roca, - cada una de diferente manera, de modo que combinaciones de dos o - tres de estos registros reditúan mejor conocimiento de la porosidad,

....



litología y geometría del poro; además, frecuentemente diferenciará entre aceite y gas.

La permeabilidad en la actualidad, puede solamente ser estimada por medio de relaciones empíricas. Estas estimaciones serían consideradas cuando se tiene solamente un orden de magnitud de precisión.

RESISTIVIDAD

La resistividad de una substancia es su capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de aquella substancia.

La unidad de resistividad usada en registros eléctricos es - el ohm-metro²/metro (abreviado ohm-m²/m, o a veces ohm-m). La resistividad de una formación en ohm-metros es la resistencia en ohms de un cubo de un metro cuadrado, la corriente fluye entre caras opuestas del cubo.

La conductividad eléctrica es la recíproca de la resistividad, expresada en mhos/metro.

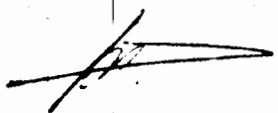
En la práctica de los registros eléctricos, elude fracciones decimales, la conductividad es expresada en milésimos de un mho/metro, o milimhos/metro (mmho/m). Una resistividad de un ohm-m corresponde a una conductividad de 1000 mmho/m; 100 ohm-m corresponde a 10 mmho/m, etc.

Las resistividades de formación caen dentro del orden de 0.2 a 1000 ohm-m. Las resistividades más altas que 1000 ohm-m no son comunes en formaciones permeables.

CONDUCCION METALICA

Los registros son a veces usados para localizar y evaluar cuer

....



pos metálicos. Muchos minerales, tales como galena, chalcopirita, etc. tienen conductividades muy altas. Su profundidad y espesor pueden ser fácilmente determinados de los registros de resistividad corridos en los sondeos.

CONDUCCION EN ROCAS ALMACENADORAS

La mayor parte de las formaciones registradas con aceite y gas están compuestas de rocas que cuando secas no conducirán corriente eléctrica. La corriente puede fluir solamente a través del agua intersticial, hecha conductiva por las sales en solución. Estas sales disgregan dentro de cationes positivamente cargados (Na^+ , Ca^{++} ...) y aniones negativamente cargados (Cl^- , SO_4^{--} ...). Bajo la influencia de un campo eléctrico estos iones se mueven, llevando una corriente eléctrica a través de la solución. Otros efectos que son iguales, la mayor concentración de sal, la mas baja resistividad del agua de formación, en consecuencia de la formación.

En el caso del agua de formación que contiene cloruro de sodio (NaCl) solamente, su resistividad, R_w , es una función de su salinidad y temperatura. Conociendo estos dos parámetros uno puede calcular R_w del nomograma Gen-9. (Véase únicamente el cuaderno de Nomogramas de Interpretación de Registro de 1968). Para un agua que contiene otras sales, además del NaCl , R_w puede ser estimada de su análisis químico conforme lo explicado en el Capítulo 12 y nomograma Gen-8.

EFFECTO DE LA TEMPERATURA

En la interpretación cuantitativa del registro, es neces-

....

sario corregir todas las resistividades de fluido a la temperatura de la formación. Conociendo la temperatura del fondo del agujero, uno puede estimar la temperatura de la formación del nomograma Gen-6. Este nomograma está basado sobre la suposición que la temperatura incrementa linealmente con la profundidad. Esta condición no siempre puede ser encontrada en la práctica.

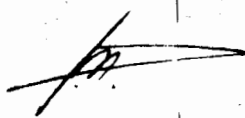
CONDUCCION DE LA LUTITA

Lo lutítico contribuye también a la conductividad de la formación. La conducción de la lutita difiere de la conducción - electrolítica descrita arriba en que la corriente no es llevada por iones que se mueven libremente en una solución. Más bien, la conducción es un proceso de intercambio de ion por medio del cual (por lo general la cargada positivamente) los iones se mueven bajo la - influencia del campo eléctrico imprimida entre sitios de intercam-- bio sobre la superficie de las partículas de arcilla. El efecto de lo lutítico sobre la resistividad de formación depende de la cantidad, tipo y distribución de la lutita presente.

FACTOR FORMACION Y POROSIDAD

Se ha establecido experimentalmente que la resistividad de una formación limpia (como la que contiene una cantidad no apreciable de arcilla) es proporcional a la resistividad de la salmuera con que está saturada completamente. La constante proporcionalidad es llamada factor de formación, F. Así, si R₀ es la resistividad - de una muestra de formación no lutítica 100% saturada con salmuera de resistividad R_w,

$$F = \frac{R_0}{R_w} \quad - - - \quad (1 - 1)$$



....

Para una muestra dada la relación $\frac{R_o}{R_w}$ permanece constante para todos los valores de R_w (esta R_w es verdadera para la amplitud normal de las resistividades del agua de formación. En muchas aguas dulces, otros factores se hacen importantes).

La porosidad ϕ de una roca es la fracción del volumen total ocupado por los poros o vacíos. El factor formación es una función de porosidad, y también de la estructura del poro y distribución del tamaño del poro.

Archie propuso la fórmula:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{--- (1-2)}$$

Donde m es el factor de cementación. La constante a es determinada empíricamente.

Los resultados satisfactorios son generalmente obtenidos con:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad \text{en arenas --- (1-2}_a)$$

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \text{en formaciones compactas --- (1-2}_b)$$

Dentro de sus amplitudes normales de aplicación éstas dos fórmulas difieren poco de la llamada "fórmula Humble":

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad \text{--- (1-2}_c)$$

Esta es la relación usada en los nomogramas Schlumberger, como no sea especificado de otra manera.

Mientras que la fórmula Humble es satisfactoria para rocas sacarasas, mejores resultados son obtenidos usando $F = \frac{1}{\phi^2}$ en rocas

carbonatadas y $F = \frac{1}{\phi^{2.2 \text{ a } 2.5}}$ en rocas compactas. En algunas rocas compactas, m puede ser tan alto como 3.0.

La fórmula Humble y la Archie para valores verdaderos m están representados gráficamente en el nomograma Por-1.

SATURACION DE AGUA

En una formación que contiene aceite o gas, ambos que son aisladores eléctricos, la resistividad es una función no solamente de R y R_w , sino también de la saturación de agua, S_w . S_w es la fracción del volumen poroso ocupado por el agua de formación. $(1 - S_w)$ es la fracción del volumen poroso ocupado por los hidrocarburos.

Archie determinó experimentalmente que la saturación de agua de una formación limpia puede ser expresada en términos de su resistividad verdadera, R_t , como:

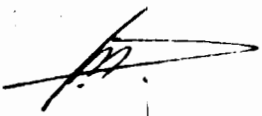
$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad \text{--- (1-3)}$$

n, el exponente de la saturación, es tomado generalmente igual a 2.

En la ecuación (1-3), FR_w es igual a R_0 , la resistividad de la formación cuando 100% saturada con agua de resistividad R_w . Entonces la ecuación puede ser escrita:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_0}{R_t}} \quad \text{--- (1-4)}$$

Las interpretaciones cuantitativas más remotas usaron esta fórmula basada sobre la resistividad solamente. Su empleo supuso que la formación permeable tuvo el mismo factor formación en el intervalo del estrato con agua de la capa (donde R_0 fué determinado) como en el intervalo de estrato con hidrocarburos (donde R_t fué determinado).



La relación R_t/R_o es llamada "Indice de Resistividad".

Las fórmulas anteriores son buenas aproximaciones en formaciones limpias que tienen una distribución bastante regular de la porosidad (porosidad intergranular o intercristalina). En formaciones con fracturas o cavernas, las fórmulas pueden aún ser usadas, pero la precisión no es tan buena.

I N V A S I O N

Durante la operación de perforación, el lodo en el agujero es generalmente acondicionado a fin de que la presión hidrostática de la columna de lodo sea mayor que la presión de las formaciones. La presión diferencial impulsa el filtrado de lodo dentro de las formaciones permeables, y las partículas sólidas del lodo son depositadas sobre la pared del agujero donde forma un enjarre. El enjarre generalmente tiene permeabilidad muy baja y reduce considerablemente la proporción de infiltración como está constituida.

Muy contiguo a la pared del agujero el agua de formación y algo de los hidrocarburos presentes son lavados alejándose por el filtrado. La resistividad, R_{xo} , de esta "zona lavada" es expresada por la fórmula Archie (ecuación 1-3) como:

$$R_{xo} = \frac{FR_{mf}}{S_{xo}^2} \quad - - - (1-5)$$

donde R_{mf} es la resistividad del filtrado del lodo y S_{xo} es la saturación del filtrado del lodo. S_{xo} es igual a $(1-S_{hyr})$, S_{hyr} es la saturación residual de hidrocarburos en la zona lavada.

S_{hyr} depende de alguna extensión sobre la viscosidad

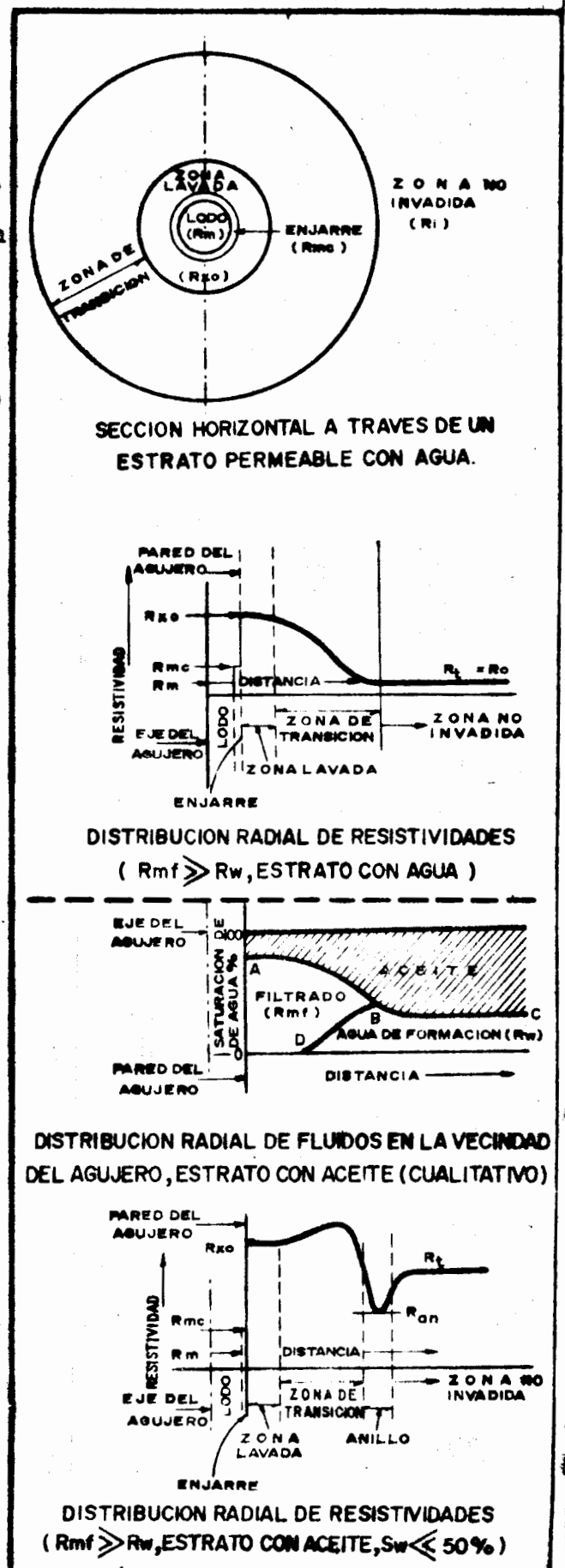
del hidrocarburo, generalmente aumenta cuando la viscosidad disminuye.

También fuera del agujero el desplazamiento de los fluidos de la formación es cada vez menos completo, que resulta en una zona de transición con un cambio progresivo en la resistividad R_{XO} con la resistividad R_t de la formación no invadida (FIG.1-1)

A veces, en formaciones con estrato de aceite o gas, donde la movilidad de los hidrocarburos es más grande que aquella del agua debido a las diferencias de permeabilidad relativa, el aceite o gas se mueve -- alejándose más rápido que el agua intersticial. En este caso, puede formarse entre la zona anular con una alta saturación de agua de formación; si R_{mf} es mayor que R_w , este anillo tendrá una resistividad más baja que su R_{XO} o R_t . El anillo no se presenta en todas las formaciones con estrato de aceite, y cuando se forma, generalmente desaparece con el tiempo.

FIG.1-1-(Parte Superior) Representación esquemática del perfil de invasión y resistividad en una zona de estrato con agua.

(Parte Inferior) Perfil de invasión y resistividad en una zona de estrato con aceite que muestra anillo de resistividad.



En formaciones fracturadas el filtrado del lodo se va fácilmente dentro de las fisuras, pero penetra muy poco en bloques no fracturados de matriz de baja permeabilidad. Por lo tanto, solamente una pequeña proporción del fluido original es desplazado por el filtrado hasta muy cerca al agujero. R_{XO} , entonces, no difiere mucho, de R_t , y la relación Archie expresada en la ecuación 1-5 no es aplicable.

GRADIENTES DE SATURACION VERTICAL

En una acumulación que contiene agua, en el fondo y aceite en la cima, la limitación entre el aceite y el agua no es siempre brusca; hay una transición más o menos gradual de 100% de agua a aceite (en su mayor parte). Si el intervalo de estrato con aceite es bastante grueso, la saturación de agua en la cima se aproxima a un valor mínimo, la saturación de agua irreducible, $(S_w)_{irr}$.

A causa de las fuerzas capilares, algo de agua se adhiere a los granos de la roca y no puede ser desplazado. Una formación con saturación de agua irreducible producirá hidrocarburos en agua libre. Dentro del intervalo de transición algo de agua será producida con el aceite, la cantidad aumenta con S_w . Abajo del intervalo de transición, la saturación de agua es 100%.

EL REGISTRO DE LA RESISTIVIDAD

El parámetro de resistividad de más grande interés es R_t porque está relacionada a la saturación de hidrocarburos. La determinación de R_t es, por consiguiente, de importancia suprema.

....

R_{XO} es también un parámetro de interés pues una comparación de R_{XO} y R_t puede indicar la movilidad del hidrocarburo, y, donde la invasión del filtrado del lodo es del todo profunda, R_{XO} puede ser usada para obtener los mejores valores de R_t .

En la determinación de R_t y R_{XO} de los registros, varios factores perturbadores que afectan la lectura del registro deben ser tomados en cuenta:

1. El agujero, llenado con fluido
2. Las formaciones contiguas.
3. La influencia de R_{XO} sobre la R_t medidas y viceversa.

Los efectos de los dos primeros factores pueden ser menospreciados por el uso del registro de herramientas designado para el efecto mínimo del agujero y la buena determinación vertical. El tercero es resuelto por el uso de varios dispositivos de resistividad que tienen diferentes profundidades de investigación.

Cuando $R_{XO} > R_t$, el estudio Dual Induction-Laterolog 8, que consiste de un Registro de Inducción "profundo", un Registro de Inducción "intermedio" y un Laterolog de espaciamento corto, proporcionarán buenos valores de R_t para capas más gruesas que 4 ó 5 pies, si la invasión no es demasiado profunda. Aunado un Proximity Log (o Microlaterolog) al juego o serie permitirá la evaluación de R_{XO} , y así R_t , en formaciones invadidas profundamente. Los nomogramas son aprovechables para hacer las correcciones a los valores del registro (Capítulo 14).

Cuando $R_{XO} < R_t$, se prefiere una combinación de Latero-

...

log profundo y Proximity Log.

Obtener buenos valores de R_t y R_{xo} , en tal caso, a menudo son necesarios más que uno o dos dispositivos de resistividad.

Si de otras fuentes, conocemos ϕ (por tanto, F), R_{mf} , y R_w , para formaciones limpias podemos escribir las ecuaciones 1-3 y 1-5 y usar R_t para determinar S_w :

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}} \quad \text{--- (1-6)}$$

y R_{xo} para determinar S_{xo} :

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{xo}}} \quad \text{--- (1-7)}$$

Como $S_{hy} = (1-S_w)$ y $S_{hxr} = (1-S_{xo})$, podemos determinar la fracción del volumen masa del aceite desplazado por la invasión ya que $\phi (S_{hy} - S_{hxr})$, que es igual a $\phi (S_{xo} - S_w)$.

Los valores de R_{mf} y R_w son necesarios para el cálculo anterior, R_w puede ser determinado de la curva SP, los catálogos de agua, u otras fuentes (Capítulo 12). R_m y R_{mf} , son generalmente medidas en el tiempo de la operación. Si un valor medido de R_{mf} no es utilizable, puede ser estimado del nomograma Gen-7. R_{mf} y R_w deben ser corregidas a la temperatura de la formación con el nomograma Gen-9.

P O R O S I D A D

Los valores de porosidad pueden ser obtenidos de un Registro Sónico, un Registro de Densidad de Formación, o un Registro Neutrón. Además de la porosidad, estos registros son afectados -

...

por otros parámetros, tales como la litología, el caracter de los fluidos en el poro y la arcillosidad. Más valores precisos de porosidad, tal como la información alrededor de los otros parámetros, pueden ser obtenidos de una combinación de dos o tres registros de porosidad. (Véase los Capítulos 13 y 16).

Las lecturas de estas herramientas son determinadas por las propiedades de la formación contigua al agujero. El registro Sónico tiene la investigación más somera. Los registros Neutrón y de Densidad son afectados por una región un poco más profunda, que depende un poco de la porosidad, pero generalmente dentro de la zona lavada.

REGISTRO SONICO

El dispositivo Sónico mide el tiempo de tránsito del intervalo, Δt , o el tiempo en microsegundos por una onda acústica que viaja a través de un pie de formación, a lo largo de una trayectoria paralela al agujero.

Wyllie propuso la siguiente relación empírica para la determinación de la porosidad del Registro Sónico:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{--- (1-8)}$$

donde Δt_f y Δt_{ma} son los tiempos de tránsito en el fluido del poro y la roca matriz, respectivamente. Esta relación de "promedio de tiempo" es buena para formaciones limpias, compactas, de porosidad intergranular que contiene líquidos. El dispositivo Sónico

....

co tiende a pasar por alto la porosidad cavernosa; la lutita y/o fracturas complica su respuesta de porosidad, como puede también notar la presencia de gas. (véase el Capítulo 7).

REGISTRO DE DENSIDAD

La herramienta de Densidad corresponde a la densidad eléctrica del material en la formación. Para materiales de formación ordinaria la densidad eléctrica es proporcional a la densidad existente.

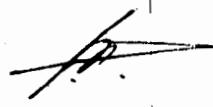
La porosidad es derivada de la densidad en masa de formaciones limpias ocupadas de líquido cuando la densidad en matriz ρ_{ma} , y densidad del líquido, ρ_{liq} son conocidas, empleando la fórmula:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{liq}} \quad - - - (1-9)$$

La presencia de lutita o gas en la formación complica la respuesta (véase el Capítulo 8), pero esta es resuelta por el uso de una combinación apropiada de registros de porosidad (véase los Capítulos 13 y 16).

REGISTRO NEWTRON

La herramienta del Newtron corresponde principalmente a la presencia de átomos de hidrógeno. Si el espacio poroso en la formación está ocupado por líquido, la respuesta es básicamente una medida de porosidad. El registro es por lo general medida con escala en unidades de porosidad sobre la base de una matriz calcárea. Las correcciones a los valores de porosidad deben ser hechas si la formación es otra que la caliza. Por otra parte, la lutita y el gas afecta los valores de porosidad, y debe ser explicada. (Véase el capítulo 9).



ESTIMACION DE LA POROSIDAD CON LOS
REGISTROS DE RESISTIVIDAD.

Cuando el registro de porosidad no es utilizable, una estimación de la porosidad en formaciones limpias de estrato con agua puede hacerse de las lecturas del registro de resistividad. Si la zona bajo investigación es estrato con agua en el fondo, o si hay una formación de estrato con agua contigua conocida que tenga porosidad similar, un valor de porosidad puede ser derivado de las relaciones $F - \phi$ apropiadas (ecuación 1-2) y una de las fórmulas:

$$F = R_o/R_w \quad \text{ó} \quad F = R_{xo}/R_{mf}$$

Cuando las circunstancias se impongan, una proximidad a la porosidad con las lecturas de la zona lavada en la formación de estrato con hidrocarburos puede ser hecha utilizando la fórmula

$$F = S_{xo}^2 \cdot \frac{R_{xo}}{R_{mf}}$$

En este caso, S_{xo} debe ser estimada. Puede suponerse que tiende entre 0.6 y 1.0; esta suposición redituará frecuentemente un valor de porosidad razonable.

ESTIMACION DE LA SATURACION DE AGUA CON LOS REGISTROS
DE RESISTIVIDAD

Cuando R_{xo} y R_t ambas son conocidas, la saturación de agua puede ser expresada por las dos fórmulas Archie, ecuaciones 1-6 y 1-7. Dividiendo la primera ecuación entre la segunda da:

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{1/2} \quad \text{--- (1-10)}$$

Ha sido determinada experimentalmente que, en "promedio", la saturación de aceite residual, $S_{x_0} = S_w^{1/5}$. Sustituyendo este valor de S_{x_0} en la ecuación 1-4, puede escribirse:

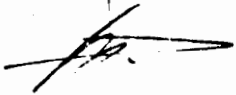
$$S_w = \left(\frac{R_{x_0}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{5/8} \quad - - - (1-11)$$

El nomograma $S_w - 2$ es una solución gráfica de esta ecuación. Este nomograma también proporciona soluciones para S_w cuando la saturación de aceite residual es otra que el "promedio".

FORMACIONES ANISOTROPICAS,
ENJARRES

En muchas formaciones, principalmente lutitas, la estratificación horizontal de partículas que parecen láminas, dan por resultado eléctrico, así como anisotropía física.

La resistividad medida perpendicular al plano de estratificación, R_V , puede alcanzar de una a varias veces más grande que R_H , la resistividad medida paralela al plano de estratificación. La resistividad media de una formación anisotrópica es $R = \sqrt{R_H \cdot R_V}$ y el coeficiente de anisotropía es definido como $\lambda = \sqrt{R_V/R_H}$. Los registros de Inducción y los Laterologs de lectura profunda marcan R_H , mientras que los dispositivos de lectura somera, tales como el Laterolog 8 y Proximity Logs, marcan un valor en alguna parte entre R_H y R_V . Por esta razón, la resistividad en lutitas, medida por un dispositivo de investigación somera, es frecuentemente apreciable mas alto que la lectura de un dispositivo de investigación profunda.



Los enjarres, también pueden ser anisotrópicos. Contrario al caso de las lutitas, la resistividad medida a través del enjarre es más alta que en la dirección paralela a la pared del agujero. Como un resultado, el enjarre aparece más grueso en los microdispositivos enfocados, PL y MLL, que el que realmente es. Los nomogramas de corrección actual para enjarre están basados sobre los enjarres isotrópicos, así en enjarres anisotrópicos, las correcciones no serán bastante grande. (Véase el Capítulo 6).


En los registros eléctricos, el volumen de formación comprendido en una medición hecha incluye una serie de líneas conductivas y resistivas interestratificadas. Puesto que la corriente fluye más fácilmente a través de las líneas perpendicular a ellas, ésta es también una forma de anisotropía. Es llamada anisotropía macroscópica en contraste a la anisotropía microscópica descrita en párrafos precedentes.

POROSIDAD SECUNDARIA

FORMACIONES CAVERNOSAS.

Además de los huecos intergranulares o intercristalinos que comprenden la porosidad primaria, los carbonatos pueden contener cavernas.

Las herramientas Neutrón y Densidad responden a la porosidad total haciendo caso omiso del tipo de porosidad. Sin embargo, un Registro Sónico tiende a ignorar las cavernas porque la energía del sonido es propagada a través de la matriz circundante, pasando por alto las cavernas. Por consiguiente, el uso de un Registro Sónico más el de Densidad y/o el Registro Neutrón proporcionan una -



estimación de la porosidad secundaria, así como la porosidad intergranular de una formación de litología conocida. (Véase los Capítulos 13 y 18).

DOLOMITIZACION

En la dolomitización la sustitución átomo por átomo de calcio por magnesio resulta de menos volumen matriz, por tanto - más volumen poroso (porosidad mayor).

FORMACIONES FRACTURADAS O FISURADAS

Estas formaciones pueden mostrar permeabilidad extremadamente altas simultáneamente con porosidad bajas. El material matriz entre las fisuras es generalmente denso, pero aún una fisura pequeña puede tener una permeabilidad muy alta. Mientras - que con formaciones cavernosas, las determinaciones de porosidad son más complicadas (Véase el Capítulo 13).

FORMACIONES ARCILLOSAS

En formaciones arcillosas las lutitas contribuyen a la conductividad de las formaciones, y las relaciones de resistividad usual no aplican. Las deflexiones SP son más pequeñas que - en el caso de formaciones limpias. También todos los "Registros de Porosidad" (Neutrón, Sónico, Densidad) son afectados por la - lutita. Por estas razones, la evaluación de formaciones arcillosas es más difícil que para formaciones limpias y las diferentes aproximaciones deben ser usadas (Véase el Capítulo 16).