

12  
Lej



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**CLASIFICACION DE YACIMIENTOS  
PETROLIFEROS**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A N :

**GARCIA CAMPOS ALFONSO OLIMPO**

**ORTIZ BENITEZ ERIC MAURICIO**



DIRECTOR DE TESIS: ING, MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

MEXICO, D. F.

1986

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
80-I-084

**SR. ERIC MAURICIO ORTIZ BENITEZ**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Vigueras, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero Petrolero:

#### CLASIFICACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS

##### RESUMEN

##### INTRODUCCION

- I DEFINICION Y CONCEPTOS BASICOS DE LOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS
  - II CLASIFICACION DE ACUERDO A ASPECTOS GEOLOGICOS
  - III CLASIFICACION DE ACUERDO A ASPECTOS PETROFISICOS
  - IV CLASIFICACION DE ACUERDO AL TIPO DE HIDROCARBUROS
  - V CLASIFICACION DE ACUERDO A LA MECANICA DE PRODUCCION
  - VI OTRAS CLASIFICACIONES
  - VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA AL FINAL DE CADA CAPITULO

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

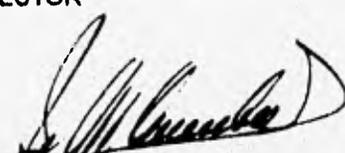
Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Ciudad Universitaria, a 10 de octubre de 1995

EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS  
JMCS\*RLR\*glg



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-083

**SR. ALFONSO OLIMPO GARCIA CAMPOS**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viguera, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

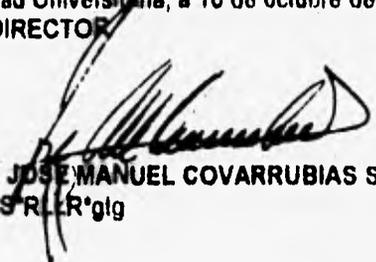
#### **CLASIFICACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS**

- RESUMEN**
- INTRODUCCION**
- I DEFINICION Y CONCEPTOS BASICOS DE LOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS**
- II CLASIFICACION DE ACUERDO A ASPECTOS GEOLOGICOS**
- III CLASIFICACION DE ACUERDO A ASPECTOS PETROFISICOS**
- IV CLASIFICACION DE ACUERDO AL TIPO DE HIDROCARBUROS**
- V CLASIFICACION DE ACUERDO A LA MECANICA DE PRODUCCION**
- VI OTRAS CLASIFICACIONES**
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA AL FINAL DE CADA CAPITULO**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 10 de octubre de 1995  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS  
JMCS RLR\*glg



U N A M

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS:

“CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS”

REALIZADA POR:

NOMBRE:

NÚMERO DE CUENTA

GARCÍA CAMPOS ALFONSO OLIMPO

8537172-5

ORTIZ BENÍTEZ ERIC MAURICIO

9055795-4

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE:

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL:

M.I. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

SECRETARIO

ING. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

1ER. SUPLENTE:

ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA

2DO. SUPLENTE:

ING. NORBERTO DOMÍNGUEZ AGUIRRE

## AGRADECIMIENTOS

A mis padres Elisa Campos y Alfonso García:  
a quienes debo lo que soy y lo que seré. Gracias por darme todo el apoyo y cariño durante los momentos más difíciles que he pasado. Gracias Mamá por entenderme aunque yo no lo haga, gracias Papá , por ser como eres cuando no lo soy.

A mis Hermanos Ana Elisa y Juan Manuel:  
con quienes comparto momentos alegres y tristes, cercanos y distantes, a quienes con la misma sangre pensamos distinto...  
pero nos queremos igual.

A Victor:  
que es parte importante de nuestra familia.

A mis Tías y Tíos.

A Eric mi amigo y compañero de Carrera y Tesis con quien he conquistado esta meta, quedando muchas por alcanzar.

Y por supuesto a todas aquellas personas que en algún momento me ayudaron a seguir adelante, muchas gracias... y a las que no me ayudaron, muchas gracias también.

Alfonso Olimpo

**Gracias:**

**A Dios.**

**A mis Padres Santos y Facunda:  
Por su gran cariño, confianza y apoyo  
en todo cuanto he emprendido.**

**A mis hermanos Nadia, Gastón, Lubín y Jair:  
Por el núcleo tan maravilloso que hemos formado;  
respaldo importantísimo e insustituible en mi vida.**

**A mi amigo Alfonso Olimpo:  
Por haber sido un excelente compañero de Licenciatura  
y sobre todo, un muy buen amigo.**

**A mis contados amigos y a todas las personas  
que me brindaron su confianza y han creído en mí.  
Finalmente quiero agradecer también,  
a todas las personas que no han tenido fe en mí.**

**Eric Mauricio**

---

## Resumen

---

En este trabajo se presentan diversas definiciones de yacimiento petrolero que han aparecido en la literatura especializada y, con base en ellas, se propone una definición que trata de ser breve y completa.

De la amplia revisión bibliográfica efectuada, se obtuvo información sobre varias características de yacimientos petroleros en el mundo. Algunas de esas características se presentan en correlaciones o en tablas y con base en otras se mencionan distintos yacimientos como ejemplos, a lo largo del escrito.

Como parte medular en este trabajo, se presentan varias clasificaciones de los yacimientos petroleros, que se pueden establecer con base en aspectos geológicos y petrofísicos, tipo de hidrocarburos y en la mecánica de producción.

Para cada clasificación considerada se presentan los fundamentos y se hacen los comentarios correspondientes, en ocasiones con detalle.

Al final, se incluyen conclusiones y recomendaciones, que son el resultado de este trabajo, con el propósito de que se tomen en cuenta en estudios de yacimientos.

---

## Introducción

---

Al inicio, en la industria petrolera, la caracterización de los yacimientos era muy limitada, se llevaba a cabo sólo mediante aspectos cualitativos, debido a la poca información disponible, a la tecnología rudimentaria existente, así como al poco interés que se tenía sobre el comportamiento de los yacimientos.

Con el avance de la tecnología, y debido a la importancia estratégica a nivel mundial de los hidrocarburos, se requiere efectuar la explotación adecuada de los yacimientos. Para lograr lo anterior, se deben conocer, de la manera más precisa y completa, las características y valores de los parámetros más importantes del yacimiento, con lo que se podrán planear en forma eficiente las actividades de desarrollo de campos, gasto óptimo, instalaciones superficiales de producción, así como el análisis económico de las posibles alternativas de explotación.

La información que aporta la caracterización de yacimientos petroleros puede aplicarse para establecer una clasificación de los mismos, en forma más completa y acorde a las necesidades actuales.

Clasificar a los yacimientos desde un solo punto de vista resulta ya en la actualidad poco recomendable, debido a que no se da una idea amplia y completa de sus características y, por lo tanto, tampoco de las condiciones o efectos colaterales que se generan al explotar los hidrocarburos.

Una clasificación debe englobar los principales aspectos distintivos de los yacimientos.

La finalidad de este trabajo es analizar distintas formas de clasificación de yacimientos petroleros, hacer comentarios sobre sus fundamentos y establecer bases y

**justificaciones para poder desarrollar otras clasificaciones más detalladas y acordes a los avances tecnológicos actuales.**

---

## Contenido.

---

### Resumen

### Introducción

#### I Definiciones y Conceptos Básicos.

I.1 Introducción.	1
I.2 Definición de Yacimiento Petrolero.	2
I.3 Tipos de Rocas que Forman los Yacimientos.	3
I.4 Principales Propiedades de las Rocas Almacenadoras.	5
I.5 Densidad de los Hidrocarburos Líquidos.	7
I.6 Temperatura	9
I.7 Presión	10
I.8 Correlación de Características y Propiedades de los Yacimientos Petroleros	12
I.9 Tamaño de los Yacimientos	17
I.10 Producciones de los Yacimientos	19
Bibliografía	22

#### II Clasificación de acuerdo a Aspectos Geológicos

II.1 Introducción	24
II.2 Clasificación de Yacimientos por el Tipo de Roca.	25
II.3 Clasificación de Yacimientos por el Tipo de Trampa	31
II.4 Clasificación de Yacimientos de acuerdo al Origen de la Roca	50
Bibliografía	64

### **III Clasificación de acuerdo a Aspectos Petrofísicos**

III.1 Introducción	66
III.2 Clasificación de Yacimientos en base a la Porosidad	67
III.3 Clasificación de Yacimientos por sus características de Porosidad y Permeabilidad	75
III.4 Clasificación de Yacimientos por su Mojabilidad.	76
Bibliografía	78

### **IV Clasificación de acuerdo al Tipo de Hidrocarburos.**

IV.1 Introducción	80
IV.2 Clasificación General de acuerdo a los Fluidos que contienen los Yacimientos al Descubrirse.	81
IV.3 Clasificación de acuerdo al Diagrama de Fases.	82
IV.3.1 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento.	85
IV.3.2 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento.	87
IV.3.3 Yacimientos de Gas y Condensado	89
IV.3.4 Yacimientos de Gas Húmedo	92
IV.3.5 Yacimientos de Gas Seco	93
IV.4 Clasificación de acuerdo a la Relación Gas-Aceite de los Fluidos Producidos.	95
IV.5 Clasificación de acuerdo al color del Aceite Producido	96
IV.6 Diagramas de Cronquist y Ternario	97
Bibliografía	101

### **V Clasificación de Yacimientos por el Tipo de Mecanismo de Producción.**

V.1 Introducción	102
V.2 Empuje por Gas Disuelto Liberado.	103
V.3 Empuje por Expansión del Gas Libre	106
V.4 Empuje por Agua	110

V.5 Expansión del Sistema Roca-Fluidos	115
V.6 Desplazamiento por Segregación Gravitacional.	117
Bibliografía	120
<b>VI Otras Clasificaciones</b>	
VI.1 Introducción	121
VI.2 Empujes Combinados	121
VI.3 Clasificación de Yacimientos en base a Modelos Matemáticos.	122
VI.4 Clasificación en base a la Combinación de Aspectos Geológicos y Petrofísicos.	128
Bibliografía	131
<b>VII Conclusiones y Recomendaciones</b>	132

---

## **Capítulo I. Definiciones y Conceptos Básicos**

---

### ***1.1 INTRODUCCIÓN***

El estudio de las características de los yacimientos petroleros para la caracterización y explotación óptima de los mismos, es debido a que con una buena representación de las condiciones del yacimiento se podrá planear el ritmo de producción óptimo, para realizar tal estudio es necesario valerse de toda la información disponible del yacimiento, así como el diseño de las instalaciones y operaciones propias para el tipo de yacimiento en explotación.

Es importante, antes de tratar de clasificar los yacimientos, proporcionar definiciones y conceptos básicos que ayuden a una mejor comprensión de los aspectos que se presentan en este trabajo.

El objetivo de este capítulo es exponer y proponer una definición de yacimiento petrolero, así como mencionar los principales aspectos y rangos de valores que lo caracterizan. Además, se indica la localización en el mundo, tanto en tierra como en mar, de los yacimientos petroleros.

## **1.2 DEFINICIÓN DE YACIMIENTO PETROLERO**

Existen muchas definiciones de yacimiento petrolero, las cuales dependen del estudio que se esté realizando. Se encuentran desde las muy simples, hasta las que definen al yacimiento con sus características más importantes.

A continuación se mencionan algunas definiciones de varios autores, establecidas desde varios puntos de vista.

- Aceite o gas contenido en un solo depósito.
- Una acumulación de aceite o gas en los poros de una arenisca, carbonatos u otra roca porosa.
- Es una acumulación subterránea de petróleo o gas en un receptáculo limitado por barreras geológicas.
- Es la acumulación de gas o aceite, de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida a un mismo sistema de presión.
- Formación subterránea permeable y porosa que contiene una acumulación natural, separada e individual, de gas o petróleo.
- Cuerpo de roca permeable y porosa conteniendo aceite y gas, a través de la cual pueden moverse los fluidos hacia aberturas de recuperación, bajo las presiones que existen o que pueden aplicarse.
- Porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca almacén y están a alta temperatura y alta presión debido a la profundidad.
- Complejo de roca porosa y permeable que contiene una acumulación de petróleo y gas, bajo un conjunto de condiciones geológicas que evitan su escape; éstas pueden ser lutitas impermeables, calizas compactas, anhidrita, roca ígnea y metamórficas,

deformadas estructuralmente en anticlinales, monoclinales, sinclinales o fallas. Los límites también pueden resultar de cambios litológicos, tales como lentes o cambios laterales de facies. Dichos depósitos pueden estar rodeados completamente por rocas de baja permeabilidad pero, por lo general, las acumulaciones de gas y petróleo se encuentran limitadas hacia abajo por agua.

- Es la porción de una trampa geológica, una unidad de acumulación que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, ya que la producción en una parte del yacimiento afecta la presión en toda su extensión. Los huecos o poros de un volumen continuo de la roca almacenadora son ocupados, en parte, por los hidrocarburos que se encuentran a alta presión y alta temperatura, debido a la profundidad de confinamiento del yacimiento. La acumulación en el yacimiento puede estar controlada por una o por la combinación de dos o más trampas.

Haciendo un estudio de las diferentes definiciones de yacimiento petrolero, se puede observar la referencia que se hace a las condiciones que predominan en la acumulación de hidrocarburos, tanto litológicas (calizas, dolomías, arenas, etc.) como petrofísicas y geológicas (porosidad, permeabilidad, tipo de trampa, etc.); sin embargo, estas características pueden resultar obvias de mencionar, o no necesarias de hacer mención, debido a que no son únicas.

Tomando como base las definiciones anteriores, en este trabajo se propone la siguiente, la cual, desde nuestro punto de vista, describe las características principales de un yacimiento y es fácil de comprender.

" Es un cuerpo de roca porosa y permeable que contiene una acumulación de aceite y/o gas, que se comporta como un sistema hidráulicamente comunicado y bajo ciertas condiciones geológicas que impiden su migración ".

### **1.3 TIPOS DE ROCAS QUE FORMAN LOS YACIMIENTOS**

Las rocas donde se encuentran los yacimientos de petróleo pueden ser de tres tipos: igneas, sedimentarias y metamórficas. Aunque en la gran mayoría de los casos los yacimientos comerciales se encuentran en las rocas de origen sedimentario.

A la roca donde se acumula el petróleo se le conoce como *roca almacenadora*, la cual debe poseer espacio suficiente para almacenar un considerable volumen de hidrocarburos y que permita el movimiento de ellos. Las areniscas y los carbonatos son rocas que comúnmente cumplen con las especificaciones anteriores, por lo general son mucho más extensas que el yacimiento. Las rocas almacén son las más estudiadas en la Ingeniería Petrolera debido a su gran importancia. En el capítulo siguiente se tratará más a fondo sobre estas rocas.

Otras rocas importantes en un yacimiento son las *rocas sello*. El confinamiento de los hidrocarburos es posible únicamente si las paredes del depósito están selladas; además, la roca sello también impide el escape de la masa inferior de agua, si existe algún acuífero asociado.

Las características principales de las rocas sello son las siguientes:

1. Deben ser idealmente impermeables; aunque no es necesario que carezcan totalmente de permeabilidad, sino que la roca pierda gradualmente esa propiedad, hasta alcanzar un determinado tamaño del capilar que no permita el paso de fluidos.
2. Deben ser plásticas para que no se fracturen fácilmente en una etapa tectónica de la cuenca.
3. Deben ser de espesor grande. Aun cuando el espesor de las rocas sello es muy variable, mientras mayor sea, mayor será su capacidad para impedir la migración de los hidrocarburos.

Las rocas sello generan cierres en los yacimientos y pueden clasificarse en dos grupos, dependiendo de su relación estructural: 1. Si la superficie de cierre es paralela a los planos de estratificación de la roca almacén se le llama cierre paralelo. Cuando la distribución en el yacimiento es verticalmente errática, como cuando hay fracturas, puede tener un cierre superior inmediato y un cierre inferior y 2. Si cruza la estratificación de la roca almacén se le llama cierre transversal.

Algunos ejemplos de rocas sello son los siguientes: arcillas (incluyendo rocas clásticas de grano fino, laminadas y no laminadas), lutitas montmorilloníticas, caoliniticas y cuarcíferas, anhidritas.

## **1.4 PRINCIPALES PROPIEDADES DE LAS ROCAS ALMACENADORAS**

Existen varias propiedades de las rocas que forman los yacimientos, las cuales no se pueden considerar como características, debido a que su magnitud varía en cada porción del mismo. Dos propiedades importantes que debe tener la roca almacenadora son : porosidad y permeabilidad.

La porosidad, es el porcentaje del volumen de huecos en relación al volumen total de la roca.

No todos los poros de una roca están comunicados entre si, por lo que existirán algunos poros aislados. Tomando lo anterior en cuenta, se tienen dos tipos de porosidad:

*Porosidad Absoluta.*: Relación que existe entre el volumen total de poros, comunicados o no, con el volumen total de roca.

*Porosidad Efectiva* : Relación que existe entre el volumen de poros comunicados entre si, con el volumen total de roca.

La porosidad original de una roca puede ser modificada por algunos fenómenos posteriores a la depositación, por lo que puede incrementarse o reducirse. Tales fenómenos pueden, incluso, crear porosidad efectiva en rocas que por su origen no contaban con ella, como son las rocas ígneas, metamórficas y en algunas rocas sedimentarias muy densas o de poca porosidad. Por lo anterior se distinguen dos tipos de porosidad, que son:

*Porosidad Primaria.*- Aunque existen algunas discrepancias en cuanto a qué se le debe de llamar porosidad primaria, ésta se define como " La porosidad del sedimento que se forma durante el depósito y la diagénesis. "

*Porosidad Secundaria.*- Es la porosidad que se obtiene inmediatamente después de la diagénesis de los sedimentos.

En la Tabla I.1 se muestran algunos valores de porosidad, con su correspondiente comentario acerca del interés que para la industria petrolera significan estos rangos.

Tabla I.1 Valores y tipos de porosidad de rocas.

TIPO	POROSIDAD (%)
MUY BAJA	0 - 5
BAJA	5 - 10
REGULAR	10 - 15
BUENA	15 - 20
MUY BUENA	20 - 25

La *permeabilidad*, es la propiedad que permite el movimiento de fluidos a través de los poros interconectados de la roca, es decir, es una medida de la capacidad de conductividad de fluidos de la roca.

Para un mejor estudio de esta propiedad se han establecido diferentes tipos, algunos son :

*Permeabilidad Absoluta.* Es la facilidad con que se mueve un fluido a través del un medio poroso, donde el fluido incompresible se encuentra saturando el 100% de los poros, además de mojarlo sin que se presenten reacciones.

*Permeabilidad de Klinkenberg:* Es la permeabilidad absoluta, obtenida por el método de Klinkenberg.

*Permeabilidad Efectiva.-* Es la permeabilidad a un fluido cuando el fluido en cuestión no satura en un 100% al medio poroso, esto independientemente de que los demás fluidos se muevan o no.

*Permeabilidad Relativa .* Se dice que es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la absoluta.

El rango de valores de la permeabilidad absoluta de las rocas de los yacimientos **varia** entre 5 y 1,000 milidarcys, llegándose a tener producciones en rocas de 0.1 md. Como se mencionó antes, la permeabilidad es muy variable, tanto vertical como horizontalmente. Al igual que con la porosidad, en la Tabla 1.2 de permeabilidad se hace un comentario para cada rango mostrado, de acuerdo con su importancia en la explotación petrolera.

Tabla 1.2. Valores y tipos de permeabilidad de rocas.

TIPO	PERMEABILIDAD (md)
MALA	1 - 10
BUENA	10 - 100
MUY BUENA	100 - 1,000

### **1.5 DENSIDAD DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS**

La densidad de los aceites puede variar desde menos de 10° hasta 60 °API (1.0 a 0.7389 g/cm<sup>3</sup>) e incluso más. Los aceites con densidades menores de 10 °API pueden ser más ligeros que el agua de los yacimientos, ésto debido a que solamente el agua pura tiene 10 °API, mientras el agua de los yacimientos, que es altamente mineralizada, es considerablemente más pesada. Por lo general, los aceites más ligeros contienen un porcentaje mayor que el normal de la fracción gasolina y un porcentaje menor de los compuestos deletéreos que hacen más difícil su refinamiento, por esta razón el aceite se valora muchas veces tomando como base su densidad, presión de vapor, así como las siguientes características : presión de vapor Reid, contenido de H<sub>2</sub>S y contenido de sales y agua.

En la República Mexicana se produce petróleo crudo de diversas calidades y densidades. Como ejemplo, en la Tabla 1.3 se muestran las especificaciones que deben cumplir estos aceites nacionales para su exportación.

Tabla I.3. Consideraciones generales para la exportación de crudos producidos en la República Mexicana. En las que el contenido de agua y sedimentos en % de volumen es de 0.5 máximo la Presión de Vapor Reid de 6.5 psia como máximo y la salinidad de 30 lbs/1000 bls, también como máximo.

Tipo de Crudo (Campo)	° API	g/cm <sup>3</sup>	Azufre % del peso
Ligero	36 máx.	0.8447	1.5 máx.
Pesado Maya	23 máx.	0.9158	3.5 máx.
Olmecca	38 mín.	0.8348	0.9 máx.
Istmo	33 mín.	0.8601	2.0 máx.
Maya	21.5 mín.	0.9248	3.5 máx.
Naranjos	27 mín.	0.8927	3.0 máx.
Alamo	13 mín.	0.9792	3.2 máx.
Muro	14 mín.	0.9725	4.4 máx.
Horcón	12 mín.	0.9860	3.4 máx.
Marino Faja de Oro	28 mín.	0.8871	3.0 máx.
Pozóleo	28 mín.	0.8871	2.0 máx.
Antares	23 mín.	0.9158	3.0 máx.
Cuenca de Papaloapan	40.4 mín.	0.8231	2.0 máx.
No Ceroso (El Plan)	21.9 mín.	0.9224	3.0 máx.
Terciario (La Venta)	32 mín.	0.8654	2.0 máx.
Arenque	34 mín.	0.8549	2.0 máx.
Tamaulipas (Altamira)	17 mín.	0.9528	6 máx.
Panóleo (Cacalilao)	11 mín.	0.9930	5.5 máx.

El aumento en la edad geológica de los yacimientos de hidrocarburos implica una disminución de los hidrocarburos nafténicos y el consecuente aumento de los parafínicos, ésto produce una marcada disminución de la densidad. La siguiente Fig. I.1 muestra el resultado de un estudio realizado en los Estados Unidos, sobre 7600 campos petrolíferos, con relación a la edad geológica de la roca almacenadora.

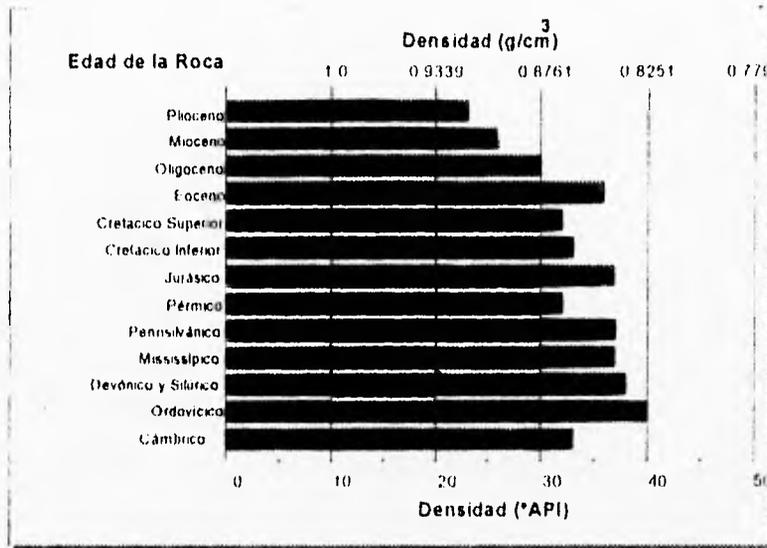


Fig. 1.1 Representación de la relación entre la edad de la roca almacén y la densidad del aceite del yacimiento.

## 1.6 TEMPERATURA.

La temperatura es la propiedad de los cuerpos relacionada con su actividad molecular. En los yacimientos petroleros la temperatura es función de la profundidad del mismo y del gradiente geotérmico en el lugar considerado.

Debido a que la explotación de los yacimientos petroleros involucra la ocurrencia de eventos susceptibles de hacer cambiar la temperatura de la roca almacenadora, es importante tener bien caracterizado el efecto de la temperatura sobre los yacimientos.

En investigaciones de areniscas, empleando agua u otras soluciones acuosas como fluido de trabajo, los resultados reportados por algunos investigadores son contradictorios, unos reportan una gran disminución de la permeabilidad con el aumento de la temperatura, mientras otros reportan que la permeabilidad permanece sin cambio.

Por otra parte, no se ha tratado de determinar si estas contradicciones pueden explicarse, considerando las características texturales de la roca; tampoco se han

estudiado los efectos de la temperatura sobre la permeabilidad con la ayuda de modelos matemáticos de medios porosos.

Estudios realizados muestran que la porosidad de las areniscas disminuyó en aproximadamente 2% como consecuencia del incremento de la temperatura de 20-280°C. A continuación se trató de determinar si la reducción de la porosidad podía ser la causa de la disminución de la permeabilidad con el aumento de la temperatura. Se llegó a la conclusión de que en reducciones de porosidad de hasta 10% producidas en rocas aplicando presión de confinamiento no dan lugar a disminuciones en la permeabilidad tan drásticas como las observadas. Con el empleo de un modelo básico de tubos capilares para idealizar la roca, se determinó que la reducción de la porosidad derivada de la expansión térmica de los materiales que forman a las areniscas no es el mecanismo principal de la baja en la permeabilidad con el aumento de la temperatura.

La temperatura también se debe de considerar en el comportamiento de las propiedades de los fluidos, debido a que las variaciones de ésta, modificará las condiciones en que se encuentre el yacimiento.

## **1.7 PRESIÓN.**

Se puede decir que la presión es uno de los parámetros más importantes que existen en los yacimientos y que más interesa estudiar, debido a que sus variaciones repercutirán en las condiciones en que se encuentren los fluidos y las propiedades de la roca del yacimiento.

El efecto de la presión en la roca del yacimiento se refleja en el cambio de volumen de la misma. A medida que la presión de los fluidos contenidos en los poros decrece, el volumen de las partículas aumenta. Todo esto trae como consecuencia la reducción de la porosidad. La variación en la porosidad, dependerá de la diferencia entre la presión interna y externa y no del valor absoluto de las presiones.

También las discontinuidades lineales de la roca ocasionan cambios en la difusividad hidráulica y, por lo tanto, en el comportamiento de la presión del yacimiento cerca a esta discontinuidad.

Existe relación entre la porosidad de la roca y la compresibilidad de la formación, que se refiere al efecto de aumento de volumen de los granos al decrecer la presión, así como el decremento del volumen de la formación por compactación a causa de la extracción de fluidos y por efecto de la presión externa sobre la roca almacén.

La compresibilidad del volumen poroso, para cualquier valor de diferencia de presión externa-interna, se define como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario de poros por unidad de cambio de presión.

El estudio del abatimiento de la presión es necesario para poder predecir la producción que se puede esperar a un determinado tiempo, así mismo, se podrá predecir el tiempo para el cual se alcance la presión de saturación y cambien las condiciones de los fluidos.

La presión tiene gran influencia en las características físicas de los fluidos en el yacimiento (RGA, viscosidad, volumen, propiedades superficiales e interfaciales, etc.) y sus variaciones con el tiempo y espacio, condicionando gran parte de los movimientos de los fluidos en las rocas.

Las presiones que se ejercen sobre los fluidos en el interior de un sistema de roca porosa y permeable no aislado son resultado de dos acciones diferentes:

- La presión hidrostática, que es el peso de la columna de agua que se colocaría entre el punto de medida y la superficie.
- La presión hidrodinámica debida al flujo de agua de una zona de elevada presión hacia una zona de flujo.

Pueden existir presiones que no se consideran normales. En algunos yacimientos se encuentran presiones más elevadas que las esperadas, ya sea por presiones geostáticas, debidas al peso de los sedimentos que contiene el sistema poroso donde está el yacimiento, o por presiones geodinámicas, resultantes de la transmisión mediante los fluidos de los esfuerzos diastróficos (regiones tectonizadas y cerca de domos de sal).

Existen condiciones bajo las cuales se pueden presentar presiones altas, como en el caso de yacimientos lenticulares de gas, a altas presiones.

Por otro lado, las presiones anormales indican la falta de comunicación entre los fluidos del yacimiento. Estas se presentan especialmente a profundidades mayores de 2,000 m., y son debidas, tal vez, al comportamiento de las rocas bajo el peso de sedimentos superpuestos. A estas profundidades, el limite elástico de algunos componentes de la roca es superado, provocando deformaciones plásticas. En algunos casos en que las presiones son anormalmente bajas, ésto puede ser posible por el escape excesivo de gas durante tiempos geológicos.

### ***1.8 CORRELACIÓN DE CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS***

Las siguientes correlaciones que se muestran, son el resultado de una larga e intensa búsqueda de información acerca de los parámetros petrofísicos más importantes que intervienen en la caracterización de los yacimientos. Los datos y se presentados son de diferente origen, ya que corresponden a China, Brunei, EE.UU., México, Venezuela y a otros países del mundo.

Los parámetros que se tomaron en cuenta son :Profundidad, presión, temperatura, porosidad, permeabilidad y densidad del aceite.

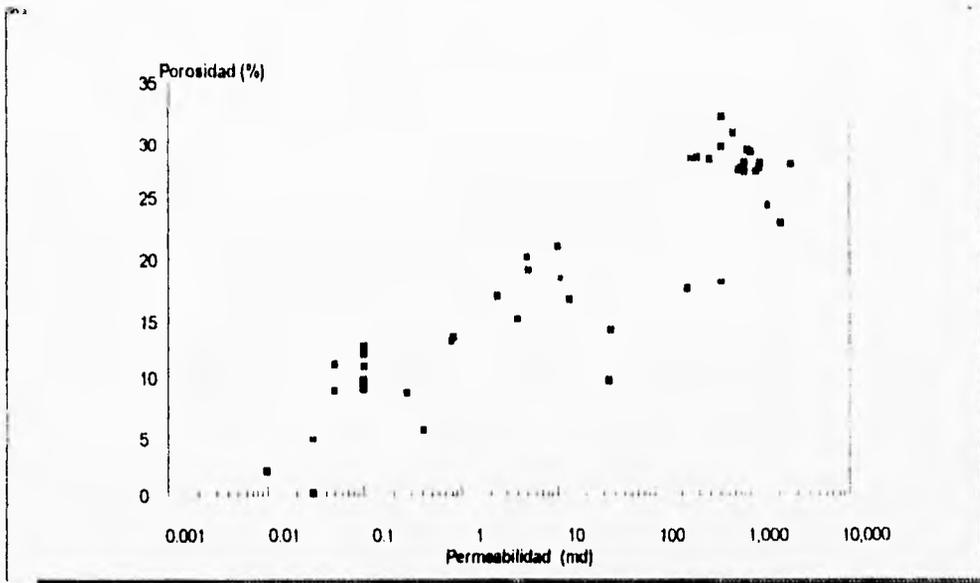


Fig. I.2. Gráfica comparativa de los parámetros porosidad y permeabilidad de diferentes yacimientos del mundo.

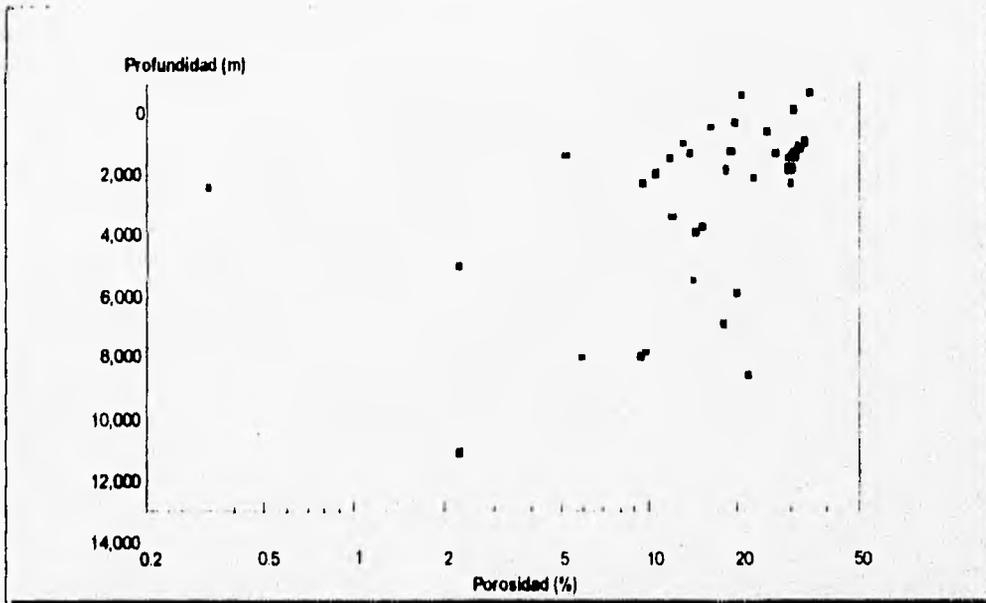


Fig. I.3. Gráfica comparativa de los parámetros profundidad y porosidad de diferentes yacimientos del mundo.

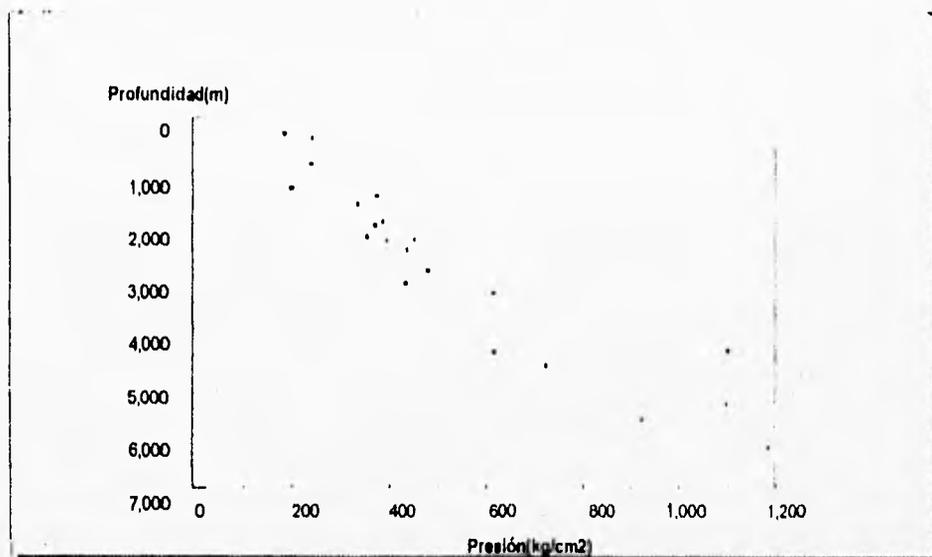


Fig. I.6. Gráfica comparativa de los parámetros profundidad y presión de diferentes yacimientos del mundo

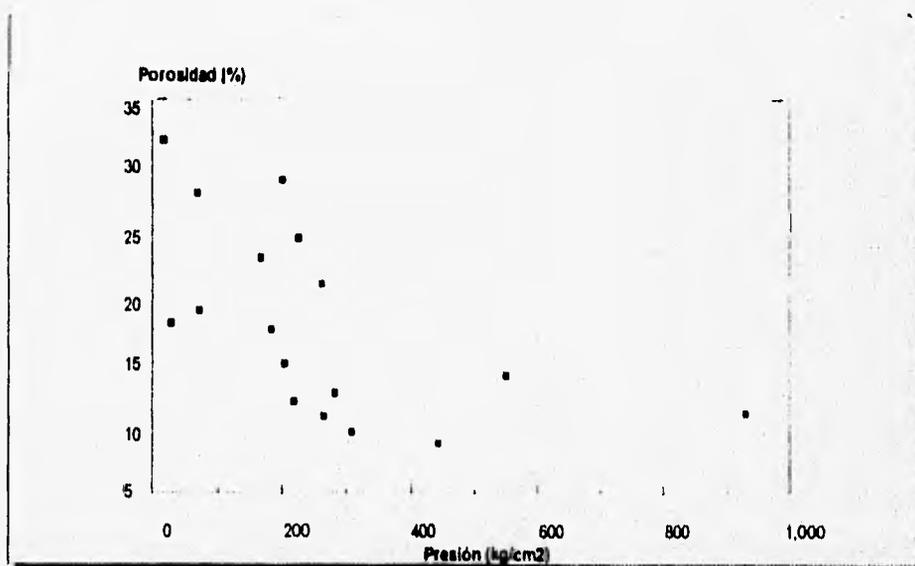


Fig.I.7. Gráfica comparativa de los parámetros porosidad y presión de diferentes yacimientos del mundo.

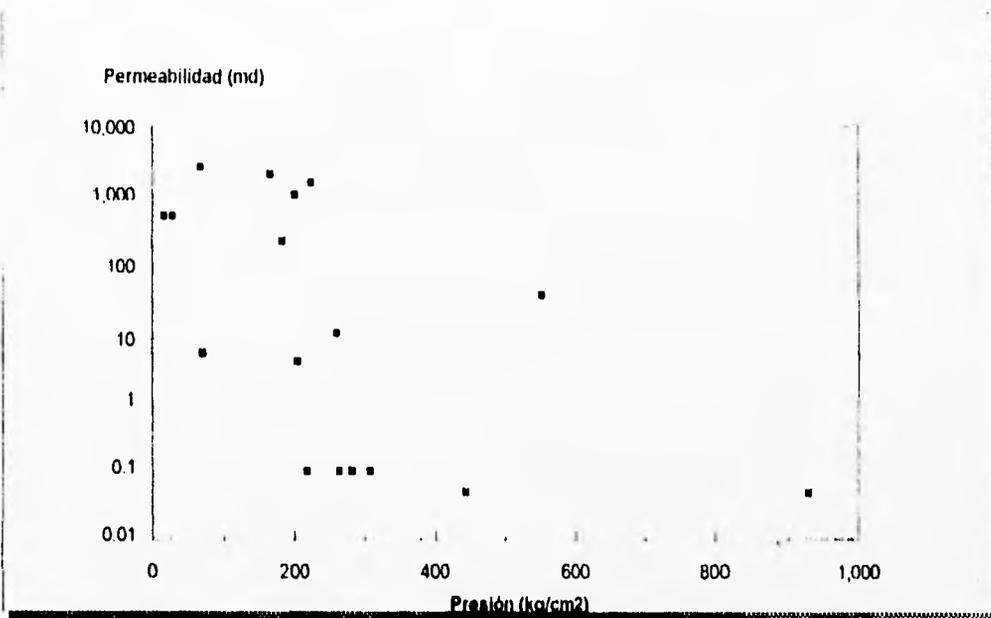


Fig. I.8. Gráfica comparativa de los parámetros permeabilidad y presión de diferentes yacimientos del mundo.

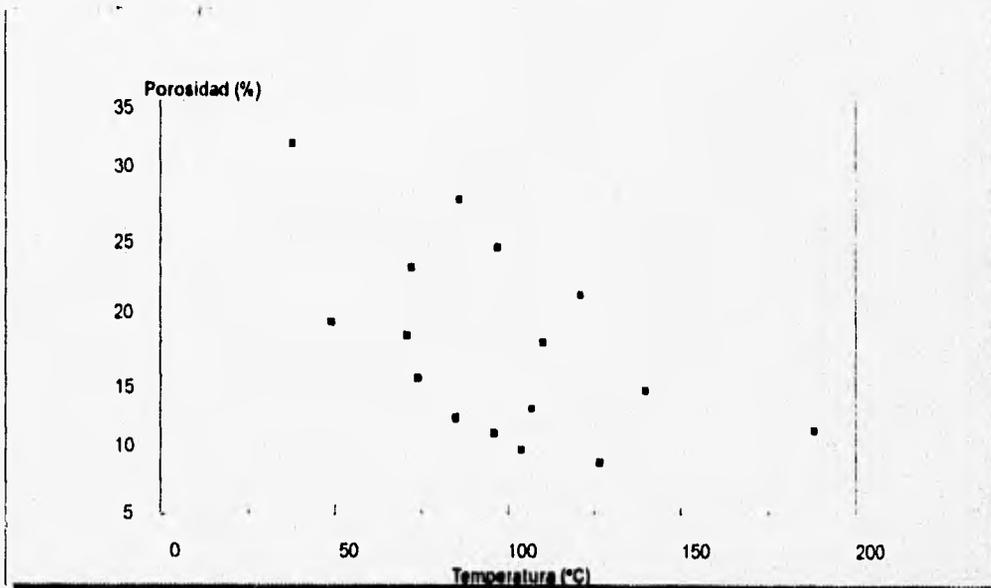


Fig. I.9. Gráfica comparativa de los parámetros porosidad y temperatura de diferentes yacimientos del mundo.

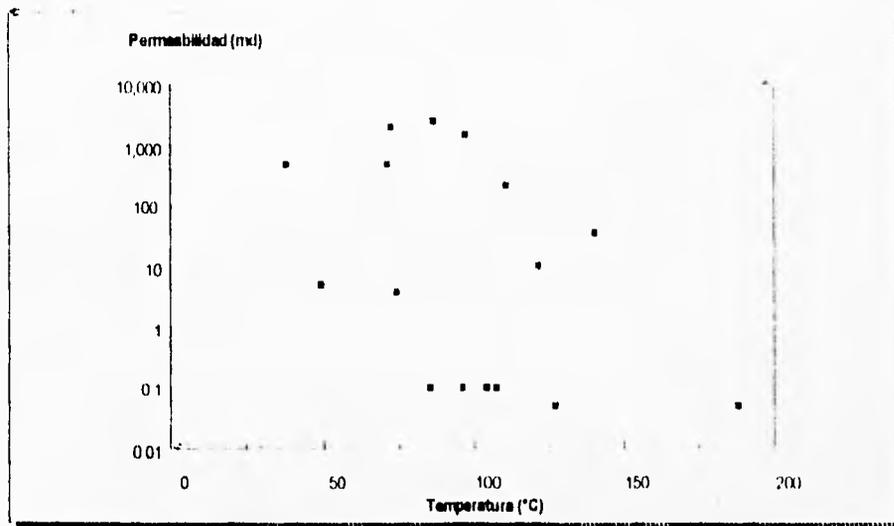


Fig.I.10. Gráfica comparativa de los parámetros permeabilidad y temperatura de diferentes yacimientos del mundo.

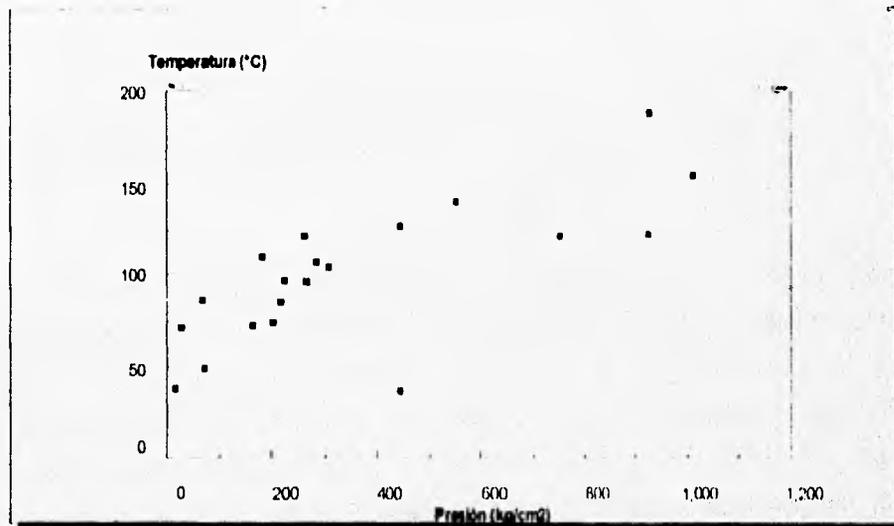


Fig.I.11. Gráfica comparativa de los parámetros temperatura y presión de diferentes yacimientos del mundo.

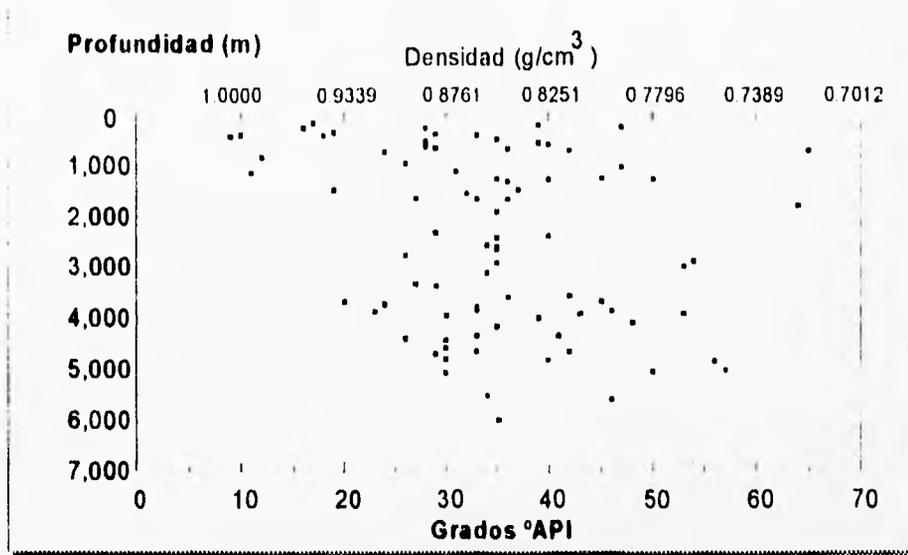


Fig. I.12. Gráfica comparativa de los parámetros densidad y. profundidad de diferentes yacimientos del mundo.

### **I.9 TAMAÑO DE LOS YACIMIENTOS.**

Conocer el tamaño exacto de los yacimientos es algo muy difícil de definir por la incertidumbre natural que se tiene sobre sus dimensiones reales, además de la gran variación del espacio que contiene a los hidrocarburos, sin embargo se hacen estimaciones de los volúmenes de hidrocarburos contenidos en la formación, obteniéndose las llamadas reservas petroleras. Para el cálculo de las reservas se encuentran en la literatura algunos métodos como el de isopacas, simulación 3D, etc. En la Tabla I.4 se muestran las reservas estimadas de algunos países del mundo.

Tabla 1.4. Reservas estimadas, de los principales países productores de aceite.

Área y País	Reservas de aceite estimadas en 1993 (millones de barriles)	Área y País	Reservas de aceite estimadas en 1993 (millones de barriles)
<b>Norte América</b>	<b>72,414.4</b>	<b>África</b>	<b>73,889.0</b>
Canadá	4,822.0	Argelia	10,065.0
Cuba	183.5	Angola	1,901.0
México	44,439.0	Camerún	284.8
EE.UU.	22,818.9	Congo	650.5
Otros	351.0	Egipto	3,425.0
<b>Sudamérica</b>	<b>77,060.1</b>	Gabón	631.5
Argentina	1,948.0	Libia	37,940.0
Bolivia	138.9	Nigeria	17,466.0
Brasil	3,796.0	Túnez	385.4
Chile	128.0	Otros	1,087.0
Colombia	3,000.0	<b>Medio Este</b>	<b>694,770.9</b>
Ecuador	2,310.0	Bahrein	56.0
Perú	799.0	Irán	59,934.0
Surinam	70.5	Irak	99,628.0
Trinidad y Tobago	488.1	Kuwait	91,611.0
Venezuela	64,447.0	Zona Neutral	4,860.0
Otros	3.1	Omán	5,000.0
<b>Europa del Oeste</b>	<b>37,838.7</b>	Qatar	4,192.0
Austria	102.7	Arabia Saudita	260,000.0
Dinamarca	736.0	Siria	2,950.0
Francia	127.0	Turquía	265.3
Alemania	230.0	Abu Dhabi EAU	62,974.7
Italia	580.8	Dubai EAU	1,083.4
Holanda	113.0	Sharja EAU	425.0
Noruega	18,860.0	Yemen	1,966.0
Reino Unido	16,910.5	Otros	0.5
Otros	279.2	<b>Lajano Este</b>	<b>49,818.4</b>
<b>Europa del Este</b>	<b>183,314.3</b>	Brunei	1,250.0
Albania	72.5	China	29,500.0
Bulgaria	6.3	India	5,880.0
Croacia	148.5	Indonesia	6,245.7
Rep. Checa	51.4	Malasia	5,110.0
Rusia	156,700.0	Myanmar	100.0
otros	25,001.0	Pakistán	203.0
Hungría	116.0	Filipinas	171.0
Polonia	35.4	Tailandia	218.1
Rumanía	1,007.5	Vietnam	830.0
Eslovaquia	9.0	Otros	335.6
Yugoslavia	166.7	<b>Pacífico del Sur</b>	<b>3,436.1</b>
		Australia	3,126.0
		Nueva Zelanda	136.6
		Papua Nueva G.	173.5

### **1.10 PRODUCCIONES DE LOS YACIMIENTOS.**

Algunos de los factores que están relacionados con la producción son de la roca de depósito en el área cercana al pozo; otros están ligados a las condiciones dentro del pozo mismo. La producción del pozo aumenta con el aumento de la permeabilidad, saturación del aceite, espesor de la roca de depósito, adecuada terminación del pozo, etc.. El gasto de producción es también función del diámetro del pozo a través de la roca del yacimiento, y aumenta con el gradiente de presión entre el pozo y el yacimiento. El gasto del yacimiento sin energía adicional, puede reducirse por la acumulación de agua, fluido de perforación, sólidos, ceras de los hidrocarburos o precipitados de sales orgánicas en el pozo o en la pared del mismo, en las cribas o en las perforaciones de la camisa. El material de desperdicio que entra al pozo junto con el aceite y el gas, o que se derrumba de las paredes puede acumularse en el fondo del pozo, restringiendo el flujo de aceite del yacimiento y reduciendo la eficiencia de los sistemas artificiales de producción.

El volumen de aceite producido está limitado por el espacio poroso de la roca de depósito en el radio de drenaje. La velocidad con la que el aceite puede fluir hacia el pozo está controlada por la permeabilidad de la roca, la viscosidad del aceite, la saturación de aceite y de agua, la saturación de aceite y gas así como de la presión diferencial que existe entre el yacimiento y el pozo.

El comportamiento de flujo de los pozos representa la habilidad del yacimiento, y del mismo pozo, para producir fluidos. La Fig. 1.13 muestra el comportamiento típico de las curvas de presión fluyente vs. gasto.

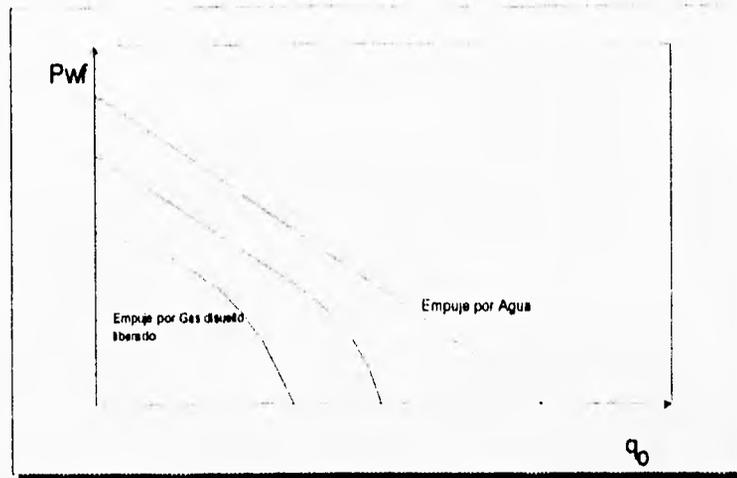


Fig. I.13. Comportamiento de la producción vs. la presión de fondo fluyendo.

La relación presión vs gasto puede ser una línea recta, debido al empuje de agua y/o presión arriba de la de saturación; puede ser también curva (empuje de gas disuelto liberado y flujo abajo de la presión de saturación). La posibilidad de que un pozo pueda producir depende del tipo de yacimiento y su mecanismo de producción así como variables propias del yacimiento como presión, permeabilidad, saturaciones, mojabilidad, etc.

Como se indicó antes, la producción depende de muchos factores incluyendo el diseño del pozo (aparejo, estranguladores, presión de separación, etc.). Por todo esto, las producciones de los pozos son muy variables y complejas en ocasiones, por lo que se tendrá que realizar un estudio particular de las condiciones de cada pozo.

En las siguientes Tablas se muestran las producciones de gas y aceite de la Región Marina, que es la más importante en cuanto a volumen de hidrocarburos producidos en el país.

Tabla I. 5. Producción de la región marina en la República Mexicana.

Campo	Producción de aceite (bls/día)	Densidad del aceite ( $^{\circ}$ API)	Area(Km <sup>2</sup> )	Tirante de Agua (m)	MANM* (m)
Cantarell	1,000,500	20-22	166	30-45	2,000
Abkatún	265,800	28	152	30-35	3,335
Ku	209,400	22	65	75	3,000
Caan	173,200	35	36	25	3,800
Pol	116,900	31	44	35	3,700
Chuc	109,400	31	46	30	3,750
Taratunich	61,400	30	2	62	3,500
Ek-Balam	46,200	28	12	35-40	4,400
Bacab	-	17	15	69	3,200
Batab	-	30	10	45	4,500
Och	-	35	6	60	4,550
Uech	-	37	6	49	3,800
Yum	-	38	7	20	3,960
Maloob	-	22	48	83	3,000
Zzap	-	12	23	78	3,000
Chac	-	20	47	41	3,500

\*metros abajo del nivel del mar. Los campos que no tienen producción son menores de 10,000 bls/día

Tabla I. 6. Producción de gas en la región marina.

CAMPO	PRODUCCIÓN (MMPCD)
Cantarell	436.1
Caan	308.1
Abkatún	229.0
Ku	118.2
Chuc	115.3
Pol	114.8
Taratunich	44.6

## BIBLIOGRAFÍA

- Levorsen, A.I., Freeman W.H. and Company, "Geology of Petroleum", USA 1967.
- Guillemot, Jaques "Geología del Petróleo", Madrid, España 1971.
- Landes, K.Kennet "Geología del Petróleo", Barcelona, España 1972.
- Uren Lester C. "Ingeniería de Producción de Petróleo" USA 1965.
- Pirson, Sylvain "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos" Barcelona, España 1965
- *Journal Petroleum Technology*
  - JPT Noviembre 1984
  - JPT Enero 1985
  - JPT Febrero 1985
  - JPT Marzo 1985
  - JPT Abril 1987
  - JPT Julio 1988
  - JPT Septiembre 1988
  - JPT Octubre 1988
  - JPT Noviembre 1988
- Martínez, Angeles.y Vargas, M. "*Definición de la Geometría de un Yacimiento combinado la información sísmica y de datos de Pozo*" Ingeniería Petrolera, Julio 1984.
- Porres, A.A., Castrejón Vácio F., Frappa Michel "*Integración de Datos Geológicos, Geofísicos y de Producción en la Caracterización Detallada de Campos Petroleros, Aplicación al Campo Abkatún-Kanaab*" Ingeniería Petrolera Marzo, 1993.
- Hernández Rojas J. G y Cabello, L. B. "*Comparación de Métodos de Estabilización de Aceite Crudo Mediante Simulación Composicional*" Tesis, F.I. UNAM. 1995.

- Allen Thomas, Roberts Alan "Production Operations Vol. 1" Tulsa, USA, 1981
- Anderson Gene "Coring and Core Analysis Handbook" Tulsa, USA 1975.
- Schechter Roberts "Oil Well Stimulation" USA 1992.  
Link Peter "Basic Petroleum Geology" Tulsa, USA 1987.
- Hughes Richard, Kriger Robert "Oil Property Valuation" New York, USA 1978.
- Whitehead, Harry "An A-Z Offshore Oil and Gas" Great Britain 1983.
- Oil and Gas Journal "OGJ Special" December 1993.
- Tissot B. P. and Welte D. H. "El Petróleo su Formación y Localización" México, 1982.
- Beaumont, A. Edward and Foster Norman "Reservoirs" USA.
- Shields David "Mexican Gulf Highly Productive, Possible reserves as High as 700 Billion bbl." Offshore January 1996.
- Shields, David "México: Desafíos y Apertura." Petróleo Internacional Julio-Agosto 1995.
- Lázaro de la Cruz, Adalberto "Caracterización de Yacimientos Petrolíferos" FI, UNAM 1990.
- Trimmer, D.y Heard H.C. "Compaction and Permeability of Oil-Shale Aggregates at High Temperatures" S.P.E. April 1980.

## **Capítulo II Clasificación de acuerdo a Aspectos Geológicos**

---

### **II.1 INTRODUCCIÓN**

La geología es un apoyo importante en la ingeniería petrolera y se puede clasificar en dos áreas, de acuerdo con sus fines :

1. Geología de Exploración.
2. Geología de Explotación.

El objetivo de una y otra, en términos generales, es la definición de aspectos geológicos (estructurales, estratigráficos y sedimentológicos) para la localización de yacimientos petrolíferos, en la primera etapa y para la explotación de los yacimientos petrolíferos, en la segunda. Podría decirse que la geología de explotación comienza donde termina la de exploración, empleando los datos de esta última para empezar a obtener los suyos .

En cuanto a la geología de explotación, se requiere como auxiliar en áreas de la industria petrolera como : perforación, desarrollo de campos, evaluación e ingeniería de yacimientos.

Como se puede observar, la geología juega un importante papel en la localización y explotación de los hidrocarburos y puesto que abarca diversos aspectos determinantes para la generación de yacimientos petroleros, por lo que se puede considerar como base para clasificarlos.

En este trabajo se toman como base de clasificación de yacimientos las siguientes tres características geológicas :

1. Tipo de roca almacenadora
2. Tipo de trampa.
3. Origen de la roca.

## **II.2 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS POR EL TIPO DE ROCA.**

- a) Rocas Sedimentarias.
- b) Rocas Ígneas y Metamórficas
- a) **Rocas Sedimentarias**

Las rocas sedimentarias son las que se forman a partir de partículas derivadas de la desintegración de rocas preexistentes.

La mayoría de los yacimientos petrolíferos del mundo se encuentran en este tipo de rocas, las cuales pueden ser de dos tipos detriticas o químicas.

### **Rocas Detriticas**

Las Rocas Detriticas están compuestas de fragmentos o sedimentos, los cuales se acumulan para formar rocas; también se les llaman rocas fragmentarias o clásticas. Dentro de este tipo de rocas, las representantes más importantes, en cuanto a yacimientos petroleros, son las arenas y areniscas. Las características generales de este tipo de rocas son los siguientes:

- El origen siliceo de las areniscas las hace menos susceptibles a las transformaciones diagenéticas reductoras de la porosidad y permeabilidad. Estas rocas son más consistentes en dichas propiedades, tanto lateral como verticalmente.
- Los granos que constituyen a estas rocas adoptan formas con tendencias esféricas o subesféricas, debido al prolongado transporte que han sufrido, obteniéndose una buena geometría porosa, la cual favorece la extracción de los hidrocarburos.

- Forman estratos, por lo general bien definidos; tienden a formar cuerpos en forma de lentes (excepto los depositados en condiciones marinas transgresivas) y a acumularse en ambientes de alta energía.

Las arenas se pueden dividir en dos grandes grupos, de acuerdo al material con que se encuentran unidos los fragmentos.

1. Se mantienen unidos por cemento mineral, es decir, material precipitado que llena los espacios de los poros entre los granos (arena pura).
2. Están unidos por un detrito intersticial primario de grano fino o matriz o de naturaleza arcillosa.

Las areniscas y conglomerados fracturados, son rocas bien cementadas y su carácter almacenador se debe a porosidad por las fracturas.

Las brechas tectónicas se localizan principalmente en los planos de fallas y son poco frecuentes.

Las lutitas cuando se fracturan se convierten en rocas almacenadoras, aunque este tipo de yacimientos son muy poco frecuentes

Las rocas detríticas se pueden agrupar en la siguiente forma:

**Rocas Detríticas:**

De acuerdo al tamaño del grano:

- Conglomerados y brechas
- Arenas y Areniscas
- Lutitas y Arcillas

De acuerdo a su asociación litológica:

- Conglomerado Arcósico ( poco frecuente )
- Arenas Puras ( común )
- Arenas Arcillosas ( relativamente común )
- Arena Limosas ( común )
- Arenas Ligníticas ( común )

- Arenas Bentoníticas ( común )
- Arenas Arcóscicas Feldespáticas ( poco frecuentes )
- Areniscas Calcáreas ( frecuentes )
- Areniscas Silíceas ( frecuentes )
- Brechas Tectónicas ( raras )

Deacuerdo a procesos postdeposicionales.

- Conglomerados Fracturados ( poco frecuentes )
- Areniscas Fracturadas ( poco frecuentes )
- Lutitas Fracturadas ( raras )
- Arcillas Fracturadas ( poco frecuentes )

Algunos casos de yacimientos de rocas detríticas son los siguientes:

- Arenas:

- Campos José Colomo,  
Lomitas, Hormiguero (México)
- Arena Oriskany (Pennsylvania, USA.)
- Arenas Burkett (Kansas, U.S.A.)

Areniscas:

- Arenisca Tepexic  
( cercana a Tampico ) (México)
- Campo Ama (Libia, USA.)
- Santa María (California, U.S.A)

- Conglomerados: Consideradas también areniscas de grano grande. Estos yacimientos son raros.

- Conglomerado Soeey (Kansas, U.S.A.)

- Arcillas Fracturadas:

- Campos Florence y Canon City (Colorado, U.S.A.)
- Campos Roosevelt y Duchesne (Utah, U.S.A.)

- **Limolitas Fracturadas:** Debido a su gran compactación, a causa del tamaño de sus partículas, pueden ser productoras de gas; el petróleo que contenga debe provenir de fracturas.

- **Formación Spraberry** (Texas, U.S.A.)

### **Rocas Químicas**

Son producto del material mineral disuelto el cual se precipita por agentes inorgánicos u orgánicos. En este tipo de rocas, se localiza aproximadamente, el 30% de los yacimientos, siendo las más importantes las calizas y dolomías. Aproximadamente el 40% de los campos gigantes de petróleo se encuentran en rocas carbonatadas.

De acuerdo a la forma en que ocurre la precipitación se tienen dos tipos de procesos:

1. **Procesos Químicos Inorgánicos (precipitado químico).** Entre las soluciones disueltas de la tierra abundan el cloruro de sodio, sulfuro de calcio, etc.
2. **Acción de las plantas y animales (precipitación orgánica ),** los seres vivos del agua extraen sustancias químicas como sílice, carbonato de calcio y fosfatos, para el desarrollo de sus estructuras como huesos, conchas y dientes.

Las rocas químicas se pueden agrupar en la siguiente forma:

De acuerdo a su composición:

- Calizas
- Dolomías
- Anhidritas
- Coquina

De acuerdo a su asociación litológica:

- Caliza Detritica ( frecuentes )

- Calizas Carbonatadas
- Calizas Dolomíticas
- Calizas Oolíticas ( frecuentes )
- Calizas Crinoidal o Crinoide
- Calizas Calcíticas
- Dolomia azucarada
- Anhidritas ( no es común )

De acuerdo a procesos postdiagenéticos:

- Calizas Fracturadas ( frecuente )
- Cap Rock

### *Principales Rocas Químicas*

#### **Rocas carbonatadas (calizas y dolomías )**

- ◆ La naturaleza mineral de este tipo de rocas (minerales inestables ) las hace muy sensibles a los procesos diagenéticos, los cuales reducen la porosidad y permeabilidad iniciales.
- ◆ Las partículas han sufrido un transporte reducido (con excepción de las turbiditas calcáreas) o nulo, es decir se formaron in situ, en la cuenca.
- ◆ El depósito de carbonatos requiere de condiciones ambientales y de energía del medio acuoso especiales, lo anterior se refleja en la formación de cuerpos extensos arealmente y con gran potencial (espesor), es frecuente encontrar cuerpos masivos si se mantienen estables las condiciones, si éstas varían, con frecuencia se forman cuerpos extensos arealmente y de menor espesor.
- ◆ La energía del medio acuoso de depósito debe ser, en esencia, de moderada a baja para permitir la repartición del depósito de las partículas que forman esa roca.

Algunos casos de yacimientos en rocas químicas:

- Calizas Detriticas: Pueden acumularse en los flancos y entorno del perímetro del arrecife.

- Campo Arenque ( marino )** (México)  
**Yacimiento Marine** (Illinois, U.S.A.)
- **Calizas Oolíticas:** De forma elipsoidal. La porosidad y permeabilidades son menores que en las areniscas, por su cementación de carbonato cálcico.  
**Campo Tamaulipas** (México)
  - **Calizas Arrecifales:** Principalmente de origen orgánico se formaron a una velocidad mayor a la de los depósitos contemporáneos, son característicamente porosos.  
**Campos del Atolón de la Faja de Oro** (México)  
**Campo Kirkuk** (Irak)  
**Campo Hendrich** (Texas, U.S.A.)
  - **Calizas Fracturadas:**  
**Golfo de Sabinas** (Coahuila, México.)  
**Caliza Asmari** (Irán)
  - **Caliza Dolomítica:**  
**Campo Beaver Lodge** (Dakota, U.S.A.)  
**Campo Sitio Grande** (México)  
**Campo Abkatún** (México)
  - **Caliza cristalina:**  
**Campo Bejuco** (Cerro Azul, México)
  - **Dolomía:**  
**Campo Howell** (Michigan, U.S.A.)  
**Deep River** (Michigan, U.S.A.)
  - **Coquinas:** Depósitos clásicos de conchas; sus porosidades pueden ser muy grandes, dependiendo de la disposición de los diversos tamaños de las conchas.  
**Atolón Horseshoe** (Texas, U.S.A.)

### **b) Rocas Ígneas y Metamórficas**

También se pueden encontrar yacimientos en rocas ígneas, metamórficas o en una mezcla de ambas. El número de acumulaciones en estos tipos de rocas es menos abundante, la cantidad de yacimientos comercialmente explotables es mucho más pequeña. Se pueden obtener producciones económicas, si el yacimiento se encuentra echado arriba o sobre sedimentos, de los cuales probablemente emigró el petróleo, para ocupar el espacio formado por el intenso fracturamiento, frecuente en estos tipos de rocas, lo que les genera buena porosidad y buena permeabilidad y las transforman en rocas almacenadoras. Otra manera de presentarse los yacimientos en rocas ígneas, es cuando éstas se encuentran intercaladas en la secuencia sedimentaria .

Algunos casos de yacimientos en rocas ígneas y metamórficas:

**- Rocas Metamórficas:**

Basamento Granítico, Campo Edison	(California, U.S.A.)
Esquistos, Campo El Segundo	(California, U.S.A.)
Campo Shaim	(U.R.S.S.)
Campo Yaerxia	(China)

**- Rocas Ígneas:**

Campo El Conejo del Condado Ventura	(California, U.S.A.)
Campo Rattlesnake	(Washington, U.S.A.)
Cerro Furbero	(Veracruz, México.)

**- Rocas del Basamento (Metamórficas e ígnea):**

Distrito La Paz-Mara	(Venezuela)
Jabonera, Región Norte	(México)

### **II.3 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS POR EL TIPO DE TRAMPA**

Una trampa es un conjunto de factores físicos que promueven la acumulación y retención del petróleo en un lugar.

Una trampa es la combinación de condiciones físicas que causan que los hidrocarburos líquidos y/o gases, además del agua, se acumulen en el medio poroso y permeable de la roca y los previene de escaparse, tanto vertical como horizontalmente.

A la porción de la trampa que contiene los hidrocarburos (aceite y/o gas) se le conoce como Yacimiento Petrolífero .

El término de trampa fue introducido por McCollough en 1934 y lo aplicaba al recipiente, así como a las características de éste: sellos, lentes, variaciones de porosidad, truncamiento, y traslape, especialmente en homoclinales, en áreas con declive y también en pliegues y fallas.

Las trampas son receptáculos cerrados, son cuerpos de rocas almacenadoras completamente rodeadas hasta cierto nivel por rocas impermeables, es decir, una trampa es un obstáculo que impide la migración de los hidrocarburos, quedando estos acumulados en ella.

Una trampa consta de una cubierta de roca sello y un medio poroso y permeable. El gradiente de presión del yacimiento y el flujo de fluidos dentro del yacimiento pueden crear trampas sin cierre estructural.

Existen varias clasificaciones del tipo de trampa, a continuación se presentan algunas, propuestas por diversos autores.

**Clapp:**

1. Estructuras anticlinales
2. Estructuras sinclinales
3. Estructuras homoclinales
4. Domos
5. Disconformidades
6. Lentes arenosos
7. Grietas o cavidades de otra estructura
8. Estructuras debidas a fallas

**Heroy:**

1. Trampas depositacionales
2. Trampas diagénéticas
3. Trampas deformadas

**Wilson:**

1. Yacimientos cerrados:
  - a) Yacimientos cerrados por deformación local de los estratos
  - b) Yacimientos cerrados debido a la variación de la porosidad de la roca
  - c) Yacimiento cerrado por la combinación de pliegues y la variación de la porosidad
  - d) Yacimientos cerrados por la combinación de fallas y variaciones de la porosidad
2. Yacimientos abiertos.

**Heald:**

1. Trampas cerradas por la deformación local de estratos
2. Trampas cerradas debido a la variación de la permeabilidad en la roca

**Wilhem:**

1. Trampas de yacimientos convexos
2. Trampas de yacimientos por permeabilidad
3. Trampas por acuñaamiento
4. Trampas de yacimientos por sal

Ninguna clasificación es enteramente satisfactoria, muchas trampas son únicas y no caen en ninguna de las anteriores, por lo que se necesita mucho detalle. Debido a esto se propone la siguiente clasificación, tomando como base el origen geológico de las trampas.

**I Trampas Estructurales**

- a) Plegamientos
- b) Intrusión ( salina e ígnea )
- c) Fallas
- d) Fracturas

**II Trampas Estratigráficas**

- a) Trampas en Arrecifes

- b) Trampas en Cuerpos Arenosos
- c) Cambios de Facies
- d) Variación de la Permeabilidad por Circulación de Aguas en el Subsuelo
- e) Trampas por Discordancia

### III Trampas Hidrodinámicas

### IV Trampas Combinadas

#### ***I Trampas Estructurales***

##### ***a) Plegamientos.***

Son ondulaciones o arqueamientos, debido a movimientos por diastrofismo, fallas, intrusiones, compactación tanto vertical como horizontal. Los plegamientos de mayor interés son los anticlinales. En la Fig.II. 1 se muestra un ejemplo de yacimiento en anticlinal.

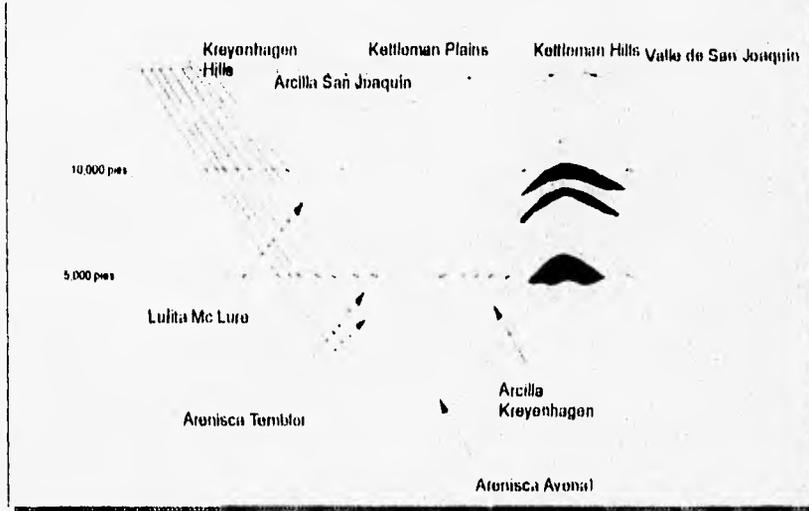


Fig. II.1 Ejemplo de un anticlinal del campo Kettleman.

Existen algunos entrapamientos en sinclinales, los cuales se pueden deber a que el gas empujó al aceite a la base de la estructura, o que haya existido poca agua en la roca almacenadora desde el principio y el aceite se haya acumulado en el fondo del plegamiento y el gas en la cima.

Algunos casos de entrapamiento en sinclinales, son en realidad trampas de porosidad y se deben a que durante el plegamiento la zona porosa quedó en el fondo del sinclinal. El Campo Griffithsiville, en Virginia Occidental es productor de aceite y es un ejemplo de acumulación en sinclinal.

Existen otros tipos de plegamientos, como:

- a) **Plegue Recumbente.** Cuando en un plegue el plano axial está casi acostado, Fig. II.2.
- b) **Plegue Monoclinal.** Es la flexión de un solo flanco y en el otro flanco las capas están horizontales o tienen echados suaves, Fig. II.2.
- c) **Plegue Homoclinal.** Tienen un buzamiento suave a nivel regional, Fig. II.2.

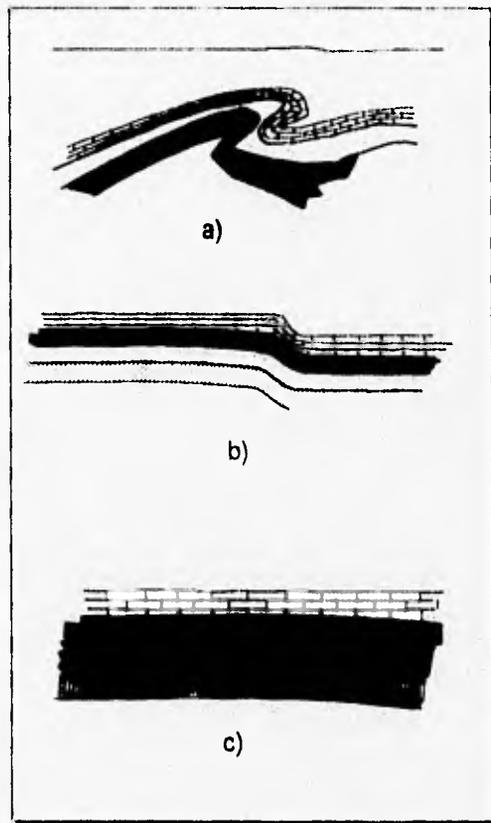


Fig. II.2 Tipos de plegues a) recumbente, b) monoclinial y c) homoclinal

Los pliegues y anticlinales son fáciles de interpretar en estudios de superficie. Son variables en tamaño, van desde pocos acres hasta varios miles. Estos plegamientos fueron creados por fuerzas de compresión y tensión.

#### *b) Intrusión*

Este tipo de trampas comprende a los cuerpos intrusivos de grandes dimensiones aumentando su tamaño hacia abajo, atravesando la estructura de las rocas invadidas. Existen dos clases de trampas por intrusión:

- ◆ Intrusión salina
- ◆ Intrusión ígnea

#### *Intrusión Salina*

Este tipo de intrusión tiene su origen en la depositación y deformación de la sal en una cuenca y es debida a presiones en la corteza terrestre que causan que los depósitos de sal, normalmente estratificados, fluyan plásticamente lateralmente y hacia arriba, abombando primero los sedimentos suprayacentes y llegando a romperlos. A este tipo de intrusión se le llama también domo salino o diapiro de sal.

Algunas de las masas de sal inyectadas siguen las fisuras y son parecidos a los diques, pero son mucho más abundantes las intrusiones verticales en forma de chimenea que parecen cuellos o tapones ígneos, llegando inclusive a salir a la superficie.

La intrusión salina, al romper los sedimentos, da lugar a muchas estructuras que incluyen plegamientos anticlinales en la parte de arriba de la intrusión, fallas radiales, grabens, arqueamiento hacia arriba y fallamiento de los sedimentos en los flancos. Pueden producir espesores anormales si hay depósitos en los grabens, y por disolución del cap-rock, es posible tener muy buenas condiciones de porosidad y permeabilidad.

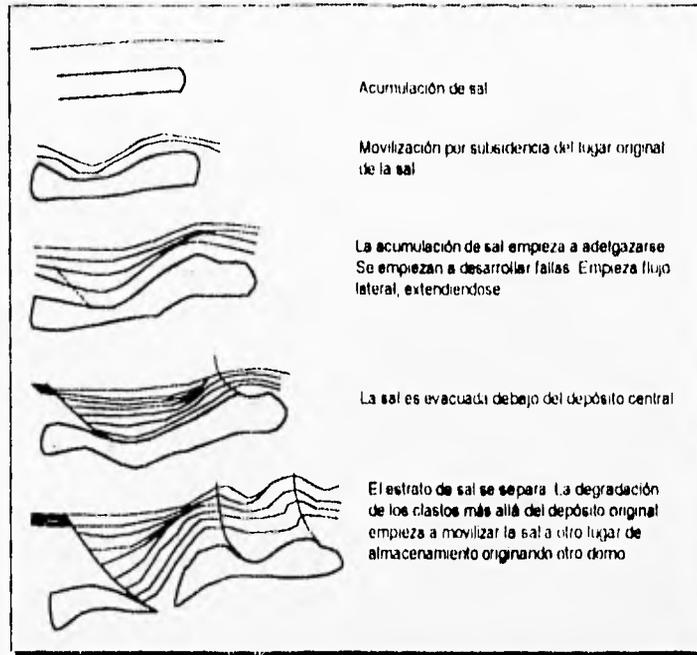


Fig.11.3 Deformación de la sal y de los estratos adyacentes.

Existen intrusiones salinas que se localizan en la llamada cuenca salina del Istmo de Tehuantepec(México) y en Lousiana y Texas (USA).

**Intrusión Ignea.**

Debido a estas intrusiones igneas las capas de roca que están siendo empujadas se arquean hacia arriba, semejando un domo, cuya proyección horizontal puede tener forma circular o elíptica; pudiendo llegar a tomar la forma de la estructura estratificada de la roca invadida, aunque también se puede presentar el caso de que el techo de la intrusión se rompa por los esfuerzos deformantes, el magma adoptará formas discordantes e irregulares. Pudiera ser que el magma inyectado fuera tan espeso que sería mecánicamente más fácil engrosar la masa y arquear las rocas del techo, que el avance del magma por las capas. El contenido de sílice y la temperatura determinan la viscosidad del magma, así un alto contenido de sílice a temperatura moderada causará un magma más denso, difícil de moverse.

### **c) Fallas**

Las trampas en fallas se clasifican como trampas estructurales donde el fallamiento ha causado cambios definidos en la configuración del yacimiento. Este tipo de trampas puede ocurrir arriba o abajo de los bloques. El cierre encontrado de la falla puede resultar de fallas enormes a través de depresiones regionales o por domos o anticlinales. Los Graben y Horst y otras fallas cerradas pueden ser trampas sin cierre estructural

Una trampa se define por un plano de ruptura y por un vector que une dos puntos, uno de cada bloque, que coincidan antes del desplazamiento.

Los planos de falla funcionan en algunas áreas como canales de migración de los fluidos y, a veces, pueden unir varios estratos productores para formar un solo yacimiento, llegando algunas veces a permitir que el aceite escape hasta la superficie.

Para que el plano de falla funcione como canal o como sello depende del tipo de falla y la litología de las rocas cortadas por la misma. Si se producen brechas a lo largo del plano de falla, éste actuará como canal, pero si se produce pulverización y flujo plástico en las rocas, se origina sello.

Las diferentes categorías de fallamiento se distinguen por la dirección del movimiento a lo largo del plano de fractura.

**Falla a Echado:** Involucra desplazamiento hacia arriba o hacia abajo sobre el echado del plano de falla.

**Falla a Rumbo:** El movimiento es horizontal, paralelo al rumbo del plano de falla.

**Falla Oblicua:** Es una combinación de falla a echado y falla a rumbo.

**Falla Normal:** Estas ocurren debido a fuerzas gravitacionales y tensionales. El ángulo del plano de falla con la horizontal generalmente es entre 25 y 60°. En la Fig. II.4 se muestra un ejemplo de fallas normales.

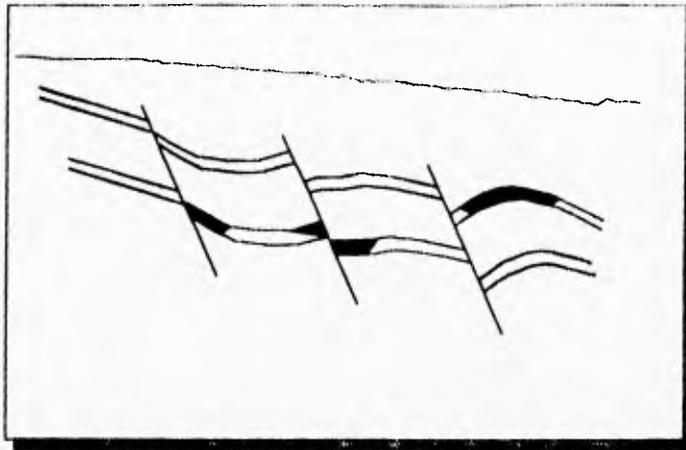


Fig. II.4 Ejemplo de fallas normales

Es aquella en la cual las rocas encima del plano se mueven hacia abajo con relación a las rocas debajo del plano de falla.

Este tipo de falla comúnmente ocurre en áreas de tensión y arriba de la cresta de los domos y anticlinales, debido a las fuerzas que se ven involucradas. Las trampas por fallas pueden ocurrir en cualquier tipo de ambiente de depósito y las acumulaciones pueden estar en Horst y/o Grabens.

Existen yacimientos en este tipo de falla, algunos se encuentran en Navarro County Texas, Campo Amelia Texas(USA).

#### *Falla Inversa:*

Este tipo de falla resulta de la acción de fuerzas de compresión. Puede ser reconocido en la superficie por repetición de la sección estratigráfica en pozos perforados a través de la falla. La ocurrencia de la trampa contra una falla depende del sello del plano de falla.

Las rocas encima del plano de falla se mueven hacia arriba en relación a las rocas de abajo de dicho plano.

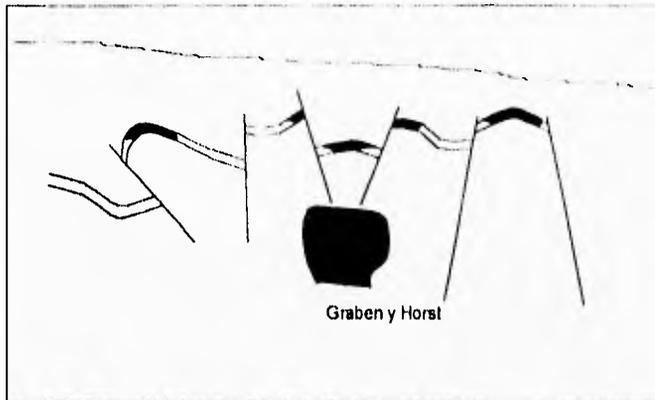


Fig. II.5 Ejemplos de fallas inversas ocasionadas por un domo salino.

El yacimiento Talang Akar (Sumatra), el Circle Ridge en Pennsylvania(USA), e: Campo Achi - Su en el Cáucaso, son ejemplos de este tipo de trampa.

**Falla Real:** Es una falla inversa en la que el echado es pequeño, el bloque de encima es empujado de forma casi horizontal.

**Falla Lateral:** Es cuando en una cara de una falla a rumbo, el bloque del lado de enfrente es desplazada a la derecha o a la izquierda.

Para la formación de una trampa se requieren las condiciones que se describen a continuación:

1. El receptáculo fallado debe estar sellado de tal forma que opuesto a él se encuentre una roca impermeable.
2. La zona de falla debe ser impermeable en la proximidad de la roca almacenadora.
3. La falla debe cortar a través del buzamiento del anticlinal para que el agua encierre a los hidrocarburos de un punto de la falla a otro punto de ésta o, bien, la trampa debe estar cerrada lateralmente por otras fallas o por variación de la permeabilidad.

Las fallas que más se presentan en los campos petroleros son:

- Fallas a lo largo de la cresta o en las partes altas de los flancos de los anticlinales. Aunque éstas no son trampas por falla, puesto que el aceite se hubiera acomodado en la estructura con o sin su presencia, sin embargo, pueden controlar la distribución de la producción en el anticlinal, al actuar como barreras a la distribución de los hidrocarburos en la cima del anticlinal. En algunos bloques, las rocas porosas y

permeables pueden haber caído más abajo del contacto agua aceite y sólo contendrán agua.

- Fallas de rumbo, que cortan a los anticlinales buzantes en monoclinales. Estos representan trampas debido a que los hidrocarburos no se hubieran acumulado sin las barreras debidas a las fallas a lo largo de su ruta de migración.

Los yacimientos fallados tienden a ser elongados, paralelos a las fallas y la acumulación está limitada por la falla echado arriba y por agua echado abajo.

#### d) *Fracturas.*

Este tipo de trampas se presentan debido a que en los movimientos de la corteza terrestre las rocas se fracturan; estas fracturas son muy importantes, ya que ayudan a la migración de los hidrocarburos, acumulación de aceite, etc. Cuando en la fractura, la roca no ha sufrido un movimiento apreciable paralelo a ella, recibe el nombre de junta. Al igual que las fallas, las fracturas pueden formar canales o sellos. Las condiciones para el entrapamiento del aceite en fracturas son semejantes a las de las fallas.

Algunas veces se obtiene producción de rocas ígneas y metamórficas como resultado de fracturamiento. El fracturamiento origina un incremento en la permeabilidad, lo que permite una buena migración, acumulación y producción de aceite y gas en yacimientos con tales tipos de roca.

Cuando la fractura es causada por la falla, la producción se limita a una banda a largo de ésta. Cuando el fracturamiento es causado por plegamiento, puede volverse complejo e impredecible el mecanismo de producción del yacimiento.

Existen yacimientos fracturados en los campos: Florence (Colorado, USA), Cherokee Shales (Kansas, USA), y Mount Calm (Texas, USA).

## ***II Trampas Estratigráficas***

Las trampas creadas por cambios de estratigrafía tienen los mismos requerimientos físicos que una trampa estructural. En caso de limitaciones estructurales, ésta se obtiene por fallamiento o un cambio de las rocas del yacimiento. En trampas estratigráficas, estas limitaciones son más complejas en cambios de porosidad y permeabilidad, los que resultan de una no-depositación, erosión y cambios litológicos, causados por variaciones depositacionales, truncamiento y compactación diferencial.

Las trampas estratigráficas pueden ser clasificadas como primarias y secundarias.

Las trampas estratigráficas primarias se forman durante la depositación : lentes, cambios de facies, arenas alargadas, barras de mar, arrecifes y calizas detríticas o dolomías. Este tipo de trampa resulta de la depositación de materiales clásticos o químicos.

- Lentes y rocas clásticas
- Trampas estratigráficas en rocas químicas.

Las trampas estratigráficas secundarias se forman después de la depositación de las rocas que forman el yacimiento y puede ser originadas por erosión y/o alteración de una porción del yacimiento a través de solución o reemplazamiento químico.

Las trampas secundarias podrían caer en la clasificación de trampas combinadas debido a que muchas están asociadas con o son resultado de relieves estructurales. Sin embargo, muchas trampas son llamadas " trampas estratigráficas ", cayendo en esta categoría sin serlo en realidad pero sería imposible cambiar el uso de este término. Así que las trampas estratigráficas secundarias se definen como las trampas creadas después de la depositación y con limitaciones causadas por cambios de litología.

La erosión crea la mayor parte de estos cambios a través de truncamiento de la roca del yacimiento.

Cuando una trampa se forma por factores sedimentarios, se considera una trampa estratigráfica. Aquí la porosidad, la permeabilidad y la geometría del depósito controlan la forma y dimensiones de la trampa.

El Campo East Texas es quizás el campo más famoso en este tipo de clasificación.

Existen algunas trampas que se describen como estratigráficas pero que en realidad no se ajustan a dicha clasificación. Hay muchos campos en los que las variaciones de la permeabilidad limitan la distribución de hidrocarburos en anticlinales u otros tipos de trampas estructurales.

a) *Trampas en Arrecifes.*

Según Cloude, los arrecifes orgánicos son o fueron real o potencialmente montículos, plataformas o masas lineales o irregulares resistentes al oleaje, que fueron construidas bajo influencia orgánica y que se elevan o elevaron sobre el piso marino. La porosidad en arrecifes puede ser muy alta. En la Fig. II.6 se muestra un ejemplo de cuerpo arrecifal.



Fig. II.6 Cuerpo arrecifal

Existe una clasificación de arrecifes:

1. Arrecifes Parche, son estructuras orgánicas irregulares .
2. Arrecifes Tabulares, son planos en la cima y se encuentran aislados en los mares abiertos.
3. Arrecifes Lineales, incluyen los arrecifes bandeados, arrecifes de barrera y atolones.

Los arrecifes tienen crecimiento vertical y horizontal, aunque el primero es más grande que el segundo. La estructura propia del arrecife resiste el peso de la columna sedimentaria por lo que permite el crecimiento en las dos direcciones.

Debido a la alta porosidad y permeabilidad de los arrecifes, existen campos con una alta producción de hidrocarburos. La porosidad puede ser inicial o inducida. La primera es debida a las cámaras abandonadas donde vivían los animales y la porosidad inducida es resultado de lixiviación, exceso de solución, sobre precipitación en la dolomitización y fracturamiento.

Existen grandes campos en arrecifes, como por ejemplo: en el oeste de Texas y en el sureste de Rusia, Faja de Oro en México y en Medio Oriente.

#### *b) Trampas en Cuerpos Arenosos..*

Dentro del grupo de las arenas lenticulares, se consideran las areniscas que debido a las condiciones locales de sedimentación fueron depositadas como cuerpos de arenas individuales, separados y rodeados totalmente por sedimentos de grano más fino que se llegaron a convertir en lutitas.

Su forma es muy variada, desde cuerpos arenosos muy irregulares hasta otros con un alineamiento bien definido, y no son continuas, están limitados por lutitas.

En la Fig. II.7 se representan lentes de arenas que se encuentran intercalados entre los estratos.

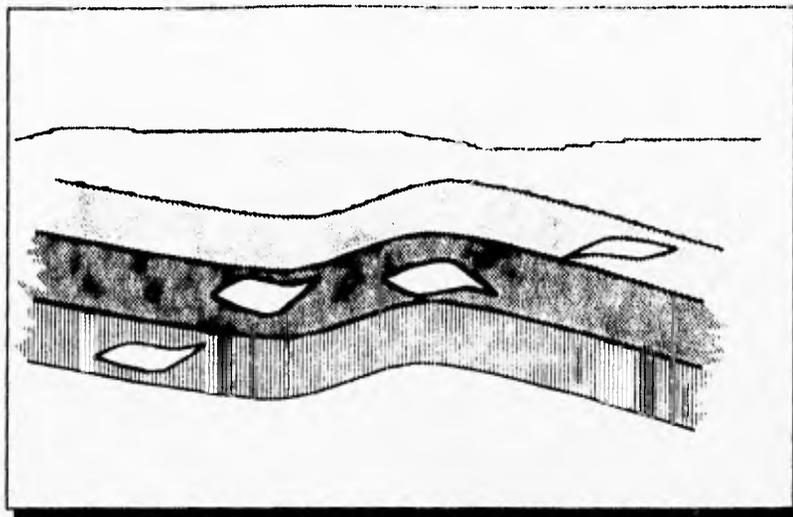


Fig. II.7 Lentes de arenas

Tienen un origen variado, debido a que se pueden encontrar como relleno en canales de río, en canales distributarios de deltas, en playas, barras, dunas , etc. Ejemplos de yacimientos en este tipo de trampas se tienen en la Cuenca de Burgos y en las Cuencas Terciarias del Sur de la República.

*c) Cambios de Facies..*

Este tipo de entrapamiento es, producido principalmente, por el cambio litológico echado arriba a lutitas de calizas o areniscas. Estas trampas son debidas a diferencias de ambiente durante el tiempo del depósito. Estas se generan donde:

- El material de grano grueso se entremezcla con material más fino, depositado en aguas más tranquilas o alejadas del origen del sedimento.
- Las rocas carbonatadas porosas se entremezclan con material clástico fino en dirección a la costa, en el momento del depósito.

Debido a que el ambiente en que se depositaron los sedimentos, tiene una gran importancia, se tratarán más a fondo en la siguiente sección del capítulo.

*d) Variación de Permeabilidad por Circulación de Aguas en el Subsuelo.*

Dependiendo del tipo de litología y mineralogía de las rocas, las aguas circulantes en el subsuelo tienen efectos en ellas, debido a que pueden aumentar la porosidad por solución o disminuirla por precipitación de minerales. Existen muchos yacimientos petrolíferos en rocas carbonatadas, cuyas cavidades han sido creadas o modificadas por la disolución debida a las aguas circulantes en el subsuelo.

La acción disolvente del agua muchas veces crea canales con una consistencia lateral buena.

Ejemplos de este tipo de trampas son difíciles de encontrar debido a la amplia distribución de la porosidad y que sólo haya actuado la disolución para incrementar la porosidad; por lo cual, la acumulación se encuentra asociada a condiciones estructurales. En la Fig.II.8 se presenta una trampa por variación de porosidad y permeabilidad.

Cuando la porosidad se produce durante la dolomitización se encuentran condiciones muy diferentes a las anteriores, ya que la dolomitización puede ser local y sin asociaciones estructurales. Ejemplo de estas trampas es el Campo Deep River en Michigan.

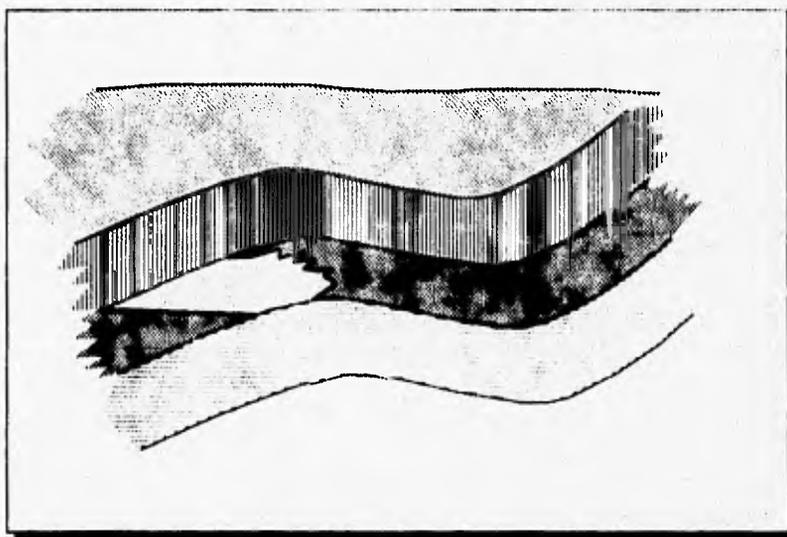


Fig. II.10 Ejemplo de trampa por variación de porosidad y permeabilidad

**e) Trampas por Discordancia.**

A este tipo de trampas también se le conoce como trampas por truncamiento y sello.

Estas trampas se forman primero por plegamientos, basculamientos y cortes por erosión de la sección sedimentaria, incluyendo la roca almacenadora y después por sellamiento de los flancos de la roca almacenadora. El sello por traslape lo constituyen lutitas o calizas densas, que están arriba de los estratos cortados y erosionados en la subsidencia posterior. En la Fig.II.9 se muestra un ejemplo de trampa por discordancia entre las capas.

Las trampas de sello por traslape son de dos tipos:

1. En un anticlinal buzante, los estratos traslapan el flanco de un monoclinal.
2. En un anticlinal cerrado y truncado los sedimentos traslapantes lo cubren.

Ejemplo de un sello por traslape es el Campo East Texas en USA.

Las discordancias son falta de continuidad entre las unidades de roca que están en contacto. Existen tres clases de discordancias:

- **Discordancia Anular:** Esta tiene divergencia angular entre las rocas más antiguas y las más recientes.
- **Discordancia Paralela:** Es una discordancia entre capas que son esencialmente paralelas.
- **No concordancia.** Es cuando existen discordancias entre rocas cristalinas (más antiguas) y rocas sedimentarias (más recientes).

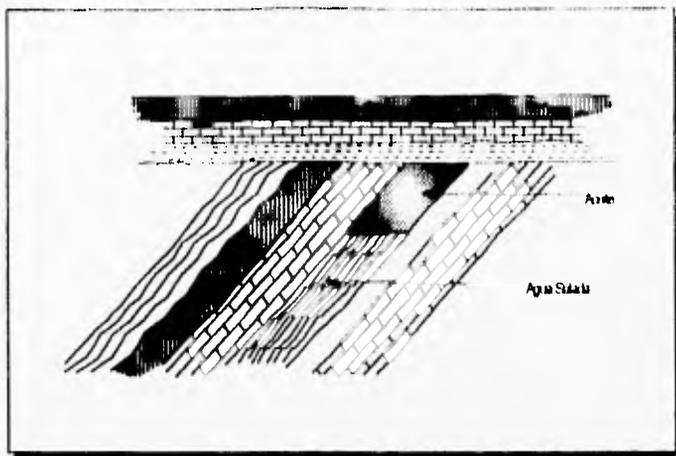


Fig. II.11 Ejemplo de una trampa debida a la discordancia entre capas

### **III Trampas Hidrodinámicas**

En los campos petroleros es común que la producción se extienda más en un flanco que en otro, y existen algunos en que la producción total está en un solo flanco, abajo del eje del anticlinal.

Los contactos agua-aceite inclinados que se presentan pueden ser causa de un basculamiento regional que no pudo recobrar su nivel horizontal, debido a la alta viscosidad del aceite o si los poros se obstruyen, esta última razón es la más común.

Un acuífero que contenga aceite con una superficie potenciométrica inclinada (altura a la que se eleva el agua artesiana, cuando se perfora el pozo), se abastecerá, de formaciones que afloran a grandes alturas y transportan agua a menores alturas formando manantiales, produciéndose así, superficies potenciométricas. A estas acumulaciones se les conoce como Hidrodinámicas. Cabe mencionar que los contactos inclinados no tienen que ver con contactos irregulares por variación de la permeabilidad.

La hidrodinámica produce una posición excéntrica de la acumulación de hidrocarburos en un anticlinal.

Hay una relación definida entre la inclinación del contacto gas-agua o gas-aceite y la inclinación potenciométrica.

#### IV Trampas Combinadas

En la realidad, un entrapamiento de hidrocarburos se lleva a cabo mediante la combinación de varias condiciones de entrapamiento, es muy difícil encontrar una trampa en la que solo una causa sea responsable de la acumulación.

En la Fig. II.10 se muestran trampas por una combinación de variaciones estructurales y estratigráficas debido principalmente a la acumulación y deformación del domo salino.

Por lo que se encontrarán yacimientos en trampas estructurales pero con condiciones estratigráficas que ayudarán al aumento de hidrocarburos.

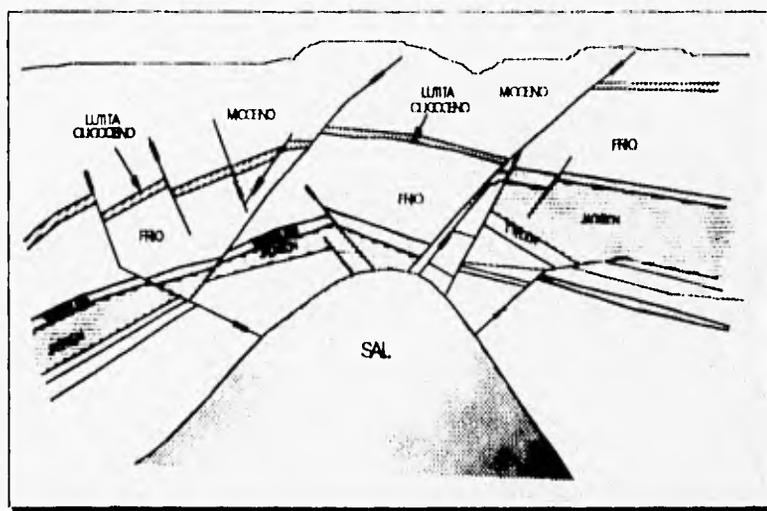


Fig. II.12 Ejemplo de trampas causadas por una combinación de variaciones estructurales y estratigráficas, así como el fallamiento complejo arriba de la masa salina

Los cambios estructurales y estratigráficos son esenciales en la creación de este tipo de trampa. Las trampas de esta naturaleza dependen de cambios estratigráficos para limitar por permeabilidad y estructurales para crear el cierre y completar la trampa. Discontinuidades de rocas porosas y truncamiento son igual de importantes en la formación de la trampa. El fallamiento es también considerado en este tipo de trampa.

## **II.4 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL ORIGEN DE LA ROCA**

Una clasificación general de las rocas, de acuerdo a su origen, es la siguiente:

- Sedimentarias.
- Metamórficas.
- Ígneas

Las acumulaciones de hidrocarburos se presentan generalmente en rocas sedimentarias, pocas en metamórficas e ígneas, por lo que se comentarán con amplitud aspectos referentes a las primeras.

- Rocas Sedimentarias.

Ambientes de depósito.

El medio ambiente sedimentario, o simplemente ambiente sedimentario, es el conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas bajo las cuales se acumulan los sedimentos.

Existen muchos factores que afectan la naturaleza de los sedimentos por lo que se indicarán solo los más importantes :

**Fuente del sedimento** : aporta la clase de material que se va a depositar.

**Distancia de la fuente** : influye en la angularidad y selección de los sedimentos.

**Agentes de transporte**: pueden ser agua, aire, hielo.

**Energía del agente**: interviene en el tipo de sedimentación, tamaño del grano, etc.

**Organismos presentes** : En algunos medios los organismos son los principales agentes de acumulación de sedimentos, llegándose a encontrar algunos constituidos en su totalidad por material orgánico.

*Profundidad del agua* : Este concepto es muy amplio y es una de las formas de clasificación de los ambientes sedimentarios. A mayor distancia de la playa se depositará material más fino. A mayor profundidad variara el contenido de oxígeno, fauna, flora, presión, temperatura, etc..

*Química del agua* : contenido de oxígeno, salinidad, pH y claridad.

Es posible identificar el medio ambiente de depósito interpretando las características que definen el medio y han quedado registradas como características de las facies; algunas de esas características son: litológicas, geométricas del cuerpo sedimentario, estructuras sedimentarias, red de paleocorrientes y contenido de fósiles.

El estudio litológico aporta datos fundamentales para interpretar los factores de energía y material o ambiente del medio sedimentario. Los sedimentos terrígenos no dan siempre un fiel reflejo del medio sedimentario; por el contrario, los carbonatos si dan buenos diagnósticos del mismo.

La geometría representa la forma de la facies sedimentaria, está afectada por muchos factores del medio, como topografía y morfología. Para su estudio es necesaria la observación en grandes dimensiones.

Las estructuras sedimentarias son indicadores del nivel de energía, la intensidad de los aportes y las características dinámicas del medio. Los fósiles se utilizan como indicadores ambientales.

Las bases de clasificación de los ambientes de depósito son muy variadas, dependiendo de las características que se quieran destacar. Una clasificación físico-química puede basarse en el predominio de algunas características ambientales. La naturaleza del medio, como el aire, el agua, el hielo glacial pueden tomarse como base para clasificar. También puede considerarse el depender del agente que dio origen al depósito: como ríos, olas o corrientes. Una base muy utilizada para clasificar medios marinos es la profundidad.

Si se toma en cuenta la masa de sedimentos, pierden importancia medios como el glacial, el palustre y algunos otros con escasa presentación en la columna estratigráfica, pero a su vez adquieren importancia las subdivisiones más abundantes.

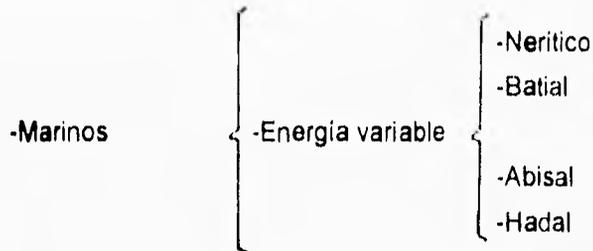
Desde el punto de vista petrolero interesan todos los medios en los cuales se puedan localizar yacimientos petrolíferos; aunque en la descripción e información que se proporcione de los mismos se enfoque a los más abundantes, sin dejar de mencionar las características generales de los menos frecuentes.

La de clasificación de los medios sedimentarios se realiza tomando como base las siguientes características:

- \* Lugar en la superficie terrestre donde se presentó el depósito.
- \* Profundidad del tirante de agua del mar
- \* Topografía del fondo marino
- \* Condiciones fisicoquímicas predominantes

**II.4 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL ORIGEN DE LA ROCA**





### AMBIENTES CONTINENTALES

*Ambientes Continentales* son aquellos que ocurren en las partes tierra adentro, es decir, estos medios no son marinos, la superficie de depositación generalmente se encuentran sobre el nivel del mar.

Dentro de este medio se presentan dos tipos :

- Terrestres
- Acuáticos

#### - Terrestres.

Son aquellos en donde no intervienen de manera predominante los medios acuáticos en el origen del sedimento. Dentro de éstos se encuentran dos medios: Desértico y Glacial.

#### - Ambiente Desértico.

En este ambiente se pueden producir rocas con buenas características para ser almacenadoras. Algunas características de este medio son las altas temperaturas, evaporación, viento, polvo, y, baja actividad biológica. La acción del viento es muy importante en esta región, el cual puede arrastrar clastos de grano fino a medio y provoca estratificación cruzada.

Rocas porosas clásticas son comunes en estos ambientes y se forman en varios sitios alrededor del mundo. Las arenas de dunas poseen buena porosidad y permeabilidad, la cual sólo se puede reducir por la cementación.

Algunos yacimientos en este ambiente son:

- Formación Rotliegendes                      Mar del Norte (Noruega).
- Campo Harters Pont                         Alabama (USA).
- Nugget-Navajo                                Wyoming y Utah (USA).

**-Ambiente Glacial**

En este tipo de ambiente se tienen bajas temperaturas y por lo tanto una muy pequeña cantidad de flora y fauna. La depositación de los sedimentos se puede presentar en diferentes lugares, de acuerdo con su localización y extensión lateral. Los Glaciales se presentan en lugares con grandes altitudes, algunos se tienen al nivel del mar y otros permanecen en las masas continentales.

En las rocas de este ambiente no se puede generar petróleo, debido a su pobre cantidad de materia orgánica que contienen los sedimentos en el momento de la depositación. los sedimentos depositados son de diferentes tamaños y no presentan selección al acumularse. Las rocas que se forman tienen bastante porosidad y permeabilidad, por lo que pueden ser buenas rocas almacén.

La extensión lateral de los depósitos es limitada y el yacimiento se restringe a una distribución muy local. Los sedimentos pueden sufrir una redepositación bajo condiciones marinas y ampliar su distribución.

Los sedimentos glaciales tienen pequeñas producciones de petróleo.

Algunos ejemplos de estos yacimientos son los siguientes:

- Sedimentos glacio-marinos son prospectos en el Golfo de Alaska U.S.A. pero la perforación no se ha podido realizar.
- Del Paleozoico Superior se produce aceite en noroeste de Argentina y sudeste de Bolivia.
- Se produce aceite pesado en el campo Marmul en Omán.
- Se producen hidrocarburos en el campo Cook Inlet en Alaska (U.S.A.)

- **Acuosos:**

Son ambientes de depósito que ocurren en zonas de los continentes donde se tiene la presencia de agua. Estos ambientes pueden ser fluviales, lacustres o palustres.

- **Ambiente Fluvial**

Estos ambientes se presentan en donde existe una corriente de agua, como en los canales de ríos y llanuras de inundación. La energía del medio generalmente es alta debido a las corrientes de agua. Los sedimentos orgánicos provienen de material húmico de los sedimentos más finos. El material varía desde cantos hasta arcillas. Los depósitos se desarrollan como lentes alargados, por lo general orientados corriente abajo. Abunda la estratificación cruzada. En algunos casos, donde las corrientes se dividen en varios canales, forman lentes con lenguas entrelazadas. En varias partes del mundo, existen yacimientos con roca generada en este medio sedimentario, como ejemplo se tiene:

Campo Prudhoe Bay, Alaska (USA)

- **Ambiente Lacustre**

El medio lacustre presenta un amplio intervalo de condiciones similares a las de los océanos, pero de magnitud mucho menor, el tiempo de existencia es muy corto, las olas, profundidad y corrientes son más pequeñas. Los lagos grandes tienen suficiente energía para desarrollar características de playa. Los materiales de depósito pueden variar desde gruesos a finos. En algunos lagos, el contenido de sales y gases disueltos influyen en la sedimentación.

El tamaño del lago determina, en gran parte, las características de los depósitos. En la mayoría de los lagos pequeños, los sedimentos son esencialmente depósitos de grano fino y agua tranquila. Los depósitos próximos a la playa, donde son arenosos, tienen formas lineales lenticulares y los depósitos alejados tienden a ser más de carácter laminar. En lagos relativamente grandes, los limos y arcillas parecen lentes delgadas, o laminas delgadas de material moderadamente bien clasificado. La materia orgánica es similar a la del medio fluvial.

Ejemplos de yacimientos en este medio son: La formación Green River en Utah y Wyoming (U.S.A). y Death Valley en California (U.S.A).

**- Ambiente Palustre**

El ambiente palustre incluye pantanos, ciénegas y manglares. Se observan generalmente en depresiones someras, donde el nivel freático aflora. El agua se encuentra estancada, con profundidad reducida. Están íntimamente ligados a los sistemas fluviales, en terrenos ocupados por vida vegetal relativamente abundante. La materia orgánica se puede conservar en este ambiente. Se localizan en climas tropicales de alta temperatura, en lagos pequeños o lagos mayores.

Los depósitos pueden ser total o principalmente restos de plantas acumulados. Estos depósitos pueden variar desde orgánicos relativamente puros (turba), mezclas de material detrítico y orgánico, hasta arcillas y limos. Los depósitos tienden a ser laminares.

**- AMBIENTES TRANSICIONALES.**

En este grupo se consideran los ambientes estuario, deltaico y litoral o de playa.

Se pueden establecer muchas subdivisiones, pero en este trabajo se toma como base la energía del medio y con este criterio se tienen dos subdivisiones:

- Ambientes de Alta Energía
- Ambientes de Baja Energía

**- Ambientes de Alta Energía:**

**- Ambiente Estuarino**

El estuario, también llamado estero, ocurre cuando un cuerpo de agua, en una costa semicerrada, tiene una conexión con mar abierto y dentro del cual el agua de mar se mezcla en agua derivada del drenaje del continente.

La sedimentación varía de acuerdo con el predominio de las mareas y las olas; si las primeras predominan, los sedimentos más finos se encuentran cubriendo lo que era la costa y los gruesos ocupan el centro de la cuenca y si dominan las olas, ocurre lo contrario. Como los ríos no descargan en el interior del estuario, no aportan el material suficiente para su relleno, el material para rellenar lo aporta el mar por material suspendido en él.

### *Ambiente Deltaico*

Delta es un depósito sedimentario de transición alimentado por una corriente y distribuido por olas y corrientes de lago o de mar. El crecimiento de un delta depende del suministro mayor al que pueden dispersar completamente las olas y las corrientes.

Los límites del medio deltaico incluyen el tamaño y la forma del depósito, la distribución de los canales de corriente, la topografía y las barreras.

Los materiales depositados comprenden detritos gruesos y finos, es característica la estratificación cruzada, también contiene material no clástico como la marga y materia orgánica.

Las sales disueltas en la parte del delta que da hacia el mar, son materiales del medio que tienen influencia en la depositación. El factor biológico puede ser muy importante, como en la formación de arrecifes de ostras en las lagunas y de vegetación de pantano en los canales de corriente abandonados y en áreas lagunares poco profundas.

Los cuerpos sedimentarios son complejos de depósitos formados en canales de corriente distributarios y en llanuras de inundación, con sus lagos y pantanos asociados, alojados a lo largo del margen marítimo.

Un ejemplo de yacimiento en este ambiente es el Campo Afiesere en Nigeria.

*- Ambiente de Playa*

El ambiente de playa, también llamado de litoral, se extiende desde la región de alta marea hasta la de baja marea. Una característica de este medio es su sumersión alternada durante el ciclo de las mareas.

La expresión típica es la playa formada por el rompimiento de las olas a lo largo de la costa. La mayoría de las playas están formadas de arena.

El material del medio incluyen partículas clásticas que varían desde guijas o guijarros hasta lodo. La energía es mecánica y está representada por el rompimiento de las olas y por las corrientes de playa. Las aguas agitadas restringen la mayoría de las formas de vida.

El desarrollo de los depósitos de playa depende de un suministro de detritos y de una tranquilidad del mar suficientemente larga para producir una línea de playa bien marcada. Los mares poco profundos que avanzan continuamente sobre una tierra en sumersión lenta, traen consigo el medio litoral. El material ganado es sumergido progresivamente, dando origen a una arena laminar que representa la acción clasificadora de la zona del litoral, sin producir depósitos de playa lineales típicos. El color del material es claro debido a la alta aireación del medio.

Un ejemplo de este tipo de sedimento se tiene en el Campo de aceite The Piper del Mar del Norte.

*- Ambiente de Baja Energía.*

*- Ambiente de Llanura de Marea*

Se desarrollan en costas donde la energía es baja o intermedia. El continuo y lento movimiento de las aguas produce las características oolitas, granos pequeños con capas finas concéntricamente estratificadas de carbonato de calcio (calcita o aragonita). Se deposita material clástico fino. Se pueden desarrollar gusanos anelidos, cangrejos y algunos braquiópodos, que contribuyen con material orgánico.

Los depósitos se parecen a los de las lagunas, están formados principalmente por lodo de grano fino y de color gris u oscuro, con lentes o hilillos de arena o de grava asociados con los canales poco profundos de las mareas sobre el llano.

*- Ambiente Lagunal*

Una laguna es un cuerpo de agua poco profunda, relativamente tranquila, separado del mar por una playa de barrera, una cresta o una barra, que impide la entrada a las olas. La laguna recibe agua dulce y sedimentos procedentes de ríos y agua salada procedente del mar, por las entradas de las mareas. Los materiales del medio incluyen detritos acarreados por las corrientes y las sales disueltas en el agua. En cuanto al aspecto biológico incluyen plantas acuáticas, organismos que habitan en el fondo o son flotantes, los cuales aportan cantidades importantes de materia orgánica y carbonatos a los sedimentos en acumulación.

Los sedimentos del fondo exhiben normalmente una graduación de textura que varía desde arena y limo finos, en los canales, hasta limo y arcilla acarreados por las corrientes, suplementados por la arena arrastrada por el viento desde la barrera y por el material orgánico y los carbonatos de los organismos. Todo esto da lugar a una gran variedad de tipos sedimentarios en la laguna.

En el medio lagunal se desarrollan islas bajas, dispersas, que son invadidas progresivamente por flora de pantano. En último término, la laguna puede llenarse de sedimentos ricos en materia orgánica.

*- Ambiente Paludal*

Pueden encontrarse pantanos, ciénagas y manglares. Son zonas costeras, mal drenadas, húmedas, con pocos árboles o arbustos, a excepción de los manglares. Se deposita material fino y en forma similar al ambiente palustre continental.

Este ambiente se puede originar de varias formas: 1) Por la elevación del mar, originando zonas de agua poco profunda, dando pie a que se tengan dimensiones considerables; 2) por las inmersiones preexistentes; 3) por la formación de una barrera, quedando aislada una zona costera del mar.

Debido a que este tipo de ambiente se localiza próximo al mar, es muy frecuente que se vea esporádicamente invadido, repitiéndose periódicamente estas invasiones en ciertas zonas.

#### - AMBIENTES MARINOS

Estos ambientes, como su nombre lo indica, se localizan en el mar y su clasificación depende de la profundidad del tirante de agua y su localización mar adentro. Dentro de estos ambientes se encuentran los denominados: Nerítico, Batial, Abisal y Hadal.

##### - Ambiente Nerítico

El ambiente nerítico, también llamado de litoral, se extiende desde el nivel de baja marea hasta una profundidad de 180 metros. El límite de profundidad infralitoral de 45 metros representa la profundidad aproximada a la cual penetra la luz del sol en las aguas oceánicas. Abajo de esta profundidad, las aguas del océano son generalmente oscuras.

Este medio puede entenderse como una ancha faja paralela a la costa. El material clástico vaciado desde el lado de la tierra por las corrientes es esparcido sobre el fondo del mar en respuesta a la energía mecánica efectiva presente en el medio.

Las irregularidades existentes a lo largo del fondo desempeñan una parte importante en la distribución de la tierra derivada de material clástico. En donde el fondo se hace gradualmente más profundo, puede ocurrir hacia el mar una disminución relativamente regular del tamaño medio de las partículas, pero donde el fondo es irregular, con cuencas más profundas y bancos de arenas más altos, el modelo de distribución de los sedimentos puede ser muy irregular. Las pendientes empinadas a lo largo de partes de la costa, así como también los cañones submarinos, proporcionan localidades en las que pueden generarse corrientes de turbidez que lleven material clástico a los medios más profundos y desarrollen depósitos típicos de turbidita. La influencia de los factores químicos y biológicos aumentan hacia el mar, mientras que la de los factores correspondientes de energía física disminuye. Los elementos y factores

ambientales dependen en gran parte de la profundidad del agua y del suministro de materiales clásticos, y varían en importancia en forma correspondiente. En gran parte de la zona infralitoral, las condiciones limitantes comprenden el agua poco profunda y la cercanía a la playa. El material del medio puede ser predominantemente clástico, y la energía del medio puede ser predominantemente mecánica y estar relacionada a las olas y a las corrientes. El factor biológico es de poca importancia en las zonas poco profundas que son agitadas fuertemente por la energía mecánica.

Más allá de la playa, las condiciones limitantes incluyen profundidades de agua incrementadas, siendo la energía principalmente térmica. Los materiales del medio pueden ser considerablemente más finos, con menor contenido clástico que cerca de la playa y el factor biológico puede volverse importante en la sedimentación. Las sales y los gases disueltos en el agua del mar y el grado de penetración de la luz solar son factores reguladores de la naturaleza y distribución de los organismos. El medio sublitoral es quizá el más importante desde el punto de vista del análisis estratigráfico. Twenhofel (1950) estimó que aproximadamente el 80 por ciento de los sedimentos de la columna geológica fueron depositados en aguas de menos de 180 metros de profundidad. Moore (1929) en su análisis de los medios pennsylvanianos, llegó a la conclusión de que la mayoría de los sedimentos se formaron en agua cuya profundidad no excedió de 60 metros.

#### **- Ambiente Batial**

El ambiente batial se presenta en zonas con profundidades de agua comprendidas entre 180 y 4,050 metros. La zona epibatial, que se extiende hasta los 1,080 metros, incluye gran parte de las pendientes exteriores de las plataformas continentales, y el medio mesobatial comprende la mayor parte del piso de las cuencas oceánicas. Los sedimentos de este ambiente incluyen arenas muy finas, lodo y sedimentos calcáreos, glauconíticos y silíceos. Los depósitos pasan gradualmente a los medios neríticos profundo, con un énfasis quizás sobre la formación de los depósitos silíceos en profundidades batiales.

Las condiciones del fondo en el medio batial son relativamente quietas. La energía mecánica es esencialmente despreciable, excepto cuando las corrientes de densidad o los fenómenos de derrumbamiento pueden afectar a unas partes del fondo.

Los materiales del medio incluyen las sales disueltas en el agua del mar, el material detrítico fino que se encuentra en suspensión y raras veces, los fragmentos más gruesos que pueden provenir del derrumbamiento de las áreas de menor profundidad. El factor biológico es de menor importancia, con respecto al ambiente nerítico, aunque los organismos planctónicos son importante fuente de formación de sedimentos finos, como lodos calcáreos y silíceos. Muy importantes son los sedimentos depositados por corrientes de turbidez o turbiditas, que forman una cuna en la base de la pendiente continental.

*- Ambientes Abisal y Hadal*

El ambiente abisal comprende las planicies del fondo oceánico, abarcando profundidades desde 13,500 pies (4,050m), hasta los 21,000 pies (6200 m). La temperatura es muy baja a esas profundidades generalmente inferior a 5°C, cercana a 0°C.

La luz no penetra a las profundidades abisales, la presión hidrostática sobrepasa a los 140 Kg/cm<sup>2</sup> (2,000 lb/pg<sup>2</sup>), por lo tanto, estas condiciones impiden seriamente el desarrollo de la vida. Las plantas marinas están ausentes, y los animales que viven en el fondo, dependen, en cuanto a alimentación, de los restos de los organismos flotantes que se asientan en el fondo.

Los depósitos abisales comprenden sales disueltas y material detrítico fino, tal como el que puede asentarse de la suspensión, además de los restos silíceos y calcáreos de las especies flotantes que se asientan en el fondo. Los depósitos consisten en arcilla, arcilla roja y café, además del material clástico que se pudiera acarrear como resultado de corrientes de turbidez, formando turbiditas.

El medio hadal se encuentra a profundidades mayores de 21,000 pies (6200m), comprende las fosas oceánicas. Los depósitos principales se deben a corrientes de turbidez, incluyendo restos de organismos arrastrados a esas profundidades por tales corrientes.

Estos dos ambientes no son de importancia petrolera por su poco volumen, grosor y abundancia.

## **ROCAS ÍGNEAS Y METAMÓRFICAS**

**Estas rocas, no importando cual tipo sea, tienen poca importancia en la explotación de yacimientos petroleros, ya que por su naturaleza no están acondicionadas para alojar hidrocarburos; siendo por ésto que no se abundará en aspectos de la formación de estas rocas. En vista de que el carácter almacenador se lo da el fracturamiento que la formación sufra por otros procesos, se deduce que cualquier tipo de roca, ya sea ígnea o metamórfica, puede ser capaz de convertirse en una roca acumuladora de hidrocarburos. Si existen hidrocarburos en abundancia y la roca tiene el suficiente fracturamiento para contenerlos, se contará muy probablemente con un yacimiento económicamente explotable.**

**BIBLIOGRAFÍA**

- Landes, K.Kennet "Geología del Petróleo", Barcelona, España 1972.
- Levorsen, A.I.y Freeman, W.H. and Company, "Geology of Petroleum", USA 1967.
- Tissot, B. P. and Welte, D. H. "El Petróleo su Formación y Localización" México, 1982.
- Richard, A. Davis Jr "Depositional System and Introduction to Sedimentology and Stratigraphy" JPT, February, 1983.
- Galloway, W.E.y Hobday, D.K. "Terigenous Clastic Depositional Systems" N.Y., USA 1983.
- Ramsay, John G. "Plegamiento y Fracturación de las Rocas" Madrid, España 1977.
- Pettijhon, F.J. "Sedimentary Rocks" N.Y., USA 1975.
- Reineck, H.E. y Singh, I.B. "Depositional Sedimentary Enviroments" Berlín, RDA. 1980.
- Selley, Richard C. "An Introduction to Sedimentology" London, UK 1982.
- Friedman, Gerald M.; Sanders, John E. y Kopaska-Merkel, David "Principles of Sedimentary Deposit" N.Y., USA 1992.
- Longwell, Chester y Flint Richard "Geología Física" México, 1991.
- Lamoral, Ulbo Sifter "Geología Estructural" Barcelona, España 1970.
- Leet, L.Don y Judson, Sheldon "Fundamentos de Geología Física" México 1993.
- Foster, Nouman H. y Beaumont, A. "Treatise of Petroleum Geology Traps and Seals" USA 1988
- Guillemot, Jaques, "Geología del Petróleo", Madrid, España 1971.
- Link, Peter "Basic Petroleum Geology" Tulsa, USA 1987.

- Parson A.R., Lucidi N.A., Maloney T.R., Patterson D.E. "*Water Flooding a Thick, Heterogeneous Reservoir from The Los Angeles Basin : A Case History*" J.P.T. November 1988.
- Richard Davis Jr. "*Coast Sedimentary Enviroments*" USA 1985
- Martinez Angeles R., Vargas Flores Mario "*Definición de la Geometría de un Yacimiento Combinando la Información Sísmica y los Datos de Pozo* " Ingeniería Petrolera Julio 1984.
- Porres AlmaA., Casatrejón F, Frappa Michel "*Integración de Datos Geológicos, Geofísicos y de Producción en la Caracterización Detallada de Campos Petroleros Aplicación al Campo Abkatún-Kanaab*" Ingeniería Petrolera Marzo 1993.
- Castillo Tejero Carlos, Apuntes de clase "*Geología de Yacimientos Petroleros y Geología de Eplotación*" FI, UNAM.
- Leiban Paul, Narayanamurt Arjun "*Subsalt Success Hnges on 3-D Sesmic Application*" World Oil September 1994

## **Capítulo III Clasificación de acuerdo a Aspectos Petrofísicos**

---

### **III.1 INTRODUCCIÓN**

La clasificación de yacimientos con base en sus características petrofísicas es quizá la más importante, debido a que las variaciones en propiedades como porosidad, permeabilidad, mojabilidad, etc., representan en gran parte la heterogeneidad del yacimiento, del cual se quiere obtener la mayor producción a partir de una buena administración.

Existen muchos autores que han estudiado la estructura de las rocas almacenadoras y han definido una gran variedad de aspectos que pueden tomarse como base de clasificación; por ejemplo, una de las formas en que se pueden clasificar los medios porosos es: de alta y baja permeabilidad.

En las últimas décadas se realizaron estudios para determinar las características de la mojabilidad en las rocas del yacimiento, obteniéndose resultados que repercuten en diversas actividades de la ingeniería petrolera.

Por lo que se concluye que la forma de clasificación más característica y general es la siguiente :

- Clasificación con base a su tipo de porosidad
- Clasificación por sus características de Porosidad-Permeabilidad
- Clasificación por Mojabilidad

### **III.2 CLASIFICACIÓN EN BASE A LA POROSIDAD**

Los sistemas porosos en sedimentos carbonatados son generalmente complejos en su geometría y génesis y comúnmente difieren de las areniscas. El tiempo y el lugar en el cual la porosidad se modifica son elementos importantes para una clasificación.

Por lo que una forma simple de clasificar yacimientos por su tipo de porosidad, es haciendo referencia al tiempo en que se formó ésta.

1. Porosidad Primaria
2. Porosidad Secundaria

#### **1. Porosidad Primaria**

La Porosidad Primaria se puede definir como la porosidad que resulta durante la depositación y la diagénesis, hasta que el sedimento se vuelva una roca estable.

Existen factores que influyen en la génesis de la porosidad primaria, Beard y Weyl (1973) mostraron que la porosidad de un sedimento cuando ha sido depositado es resultado de variables tales como: tamaño del grano, selección, forma (esfericidad), y angularidad del grano, el empacamiento, etc.

#### **a) Efecto del tamaño del grano**

Teóricamente la porosidad depende del tamaño del grano, por ejemplo, varios medios porosos con selección de esferas y empacamiento uniforme tendrán la misma porosidad sin tomar en cuenta el tamaño de las esferas. El volumen del poro varía directamente proporcional al volumen de las esferas (Fraser 1935). Roger y Head (1961) trabajaron con arenas artificiales, mostrando que la porosidad es independiente del tamaño del grano. Pryor (1973) analizó y demostró que la porosidad decrece con el incremento del tamaño del grano.

#### **b) Efectos de la Selección del grano en la porosidad**

La selección se puede definir como la uniformidad en el tamaño del grano.

Se han realizado estudios sobre sedimentos, que demuestran el incremento de la porosidad con el incremento de la selección (Fraser 1935, Roger y Head 1961, Pryor 1973, Beard y Weyl 1973); demostraron también que el incremento de la selección se correlaciona con el incremento de la permeabilidad.

**c) Efecto de la forma del grano y angularidad.**

La forma y la angularidad de los granos afecta la porosidad intergranular. Fraser (1935) concluyó que los sedimentos compuestos de granos esféricos tienen baja porosidad tanto como los granos de baja esfericidad, esto se atribuyó a los factores que influyen en el empacamiento.

Indudablemente la forma y angularidad de los granos afecta a la porosidad primaria. Fraser (1935) concluyó que los sedimentos de granos esféricos tienen menor porosidad que los que tienen baja esfericidad (ver también Beard y Weyl 1973).

En la Fig. III.1 se muestra una escala visual para el grado de redondez de los granos.



**Fig. III.1.** Escala visual para el grado de redondez de los granos del sedimento a) angular b) subangular c) subredondo d) redondo e) bien redondo

**d) Relaciones entre Fábrica y Porosidad.**

A la manera en la que las partículas de un sedimento están arregladas, la orientación y el empacamiento del grano, se le conoce con el nombre de fábrica.

La relación entre el espacio poroso, los sólidos depositados y los componentes diagenéticos de una roca sedimentaria es muy importante. Los constituyentes sólidos incluyen los diferentes tipos de sedimentos primarios y posteriores, formados por diagénesis, como recristalización y cementación por carbonato. A estos sólidos primarios y secundarios, incluyendo su estructura, se les conoce como elementos de fábrica. La relación entre el espacio poroso y los elementos de fábrica de las facies van de una dependencia total a una independencia igualmente total. En el primero de los casos se habla de una porosidad de fábrica selectiva y en el segundo caso de una fábrica no selectiva. En la Fig. III.2 se muestran los principales tipos de porosidades de fábrica que se presentan en las rocas de los yacimientos.

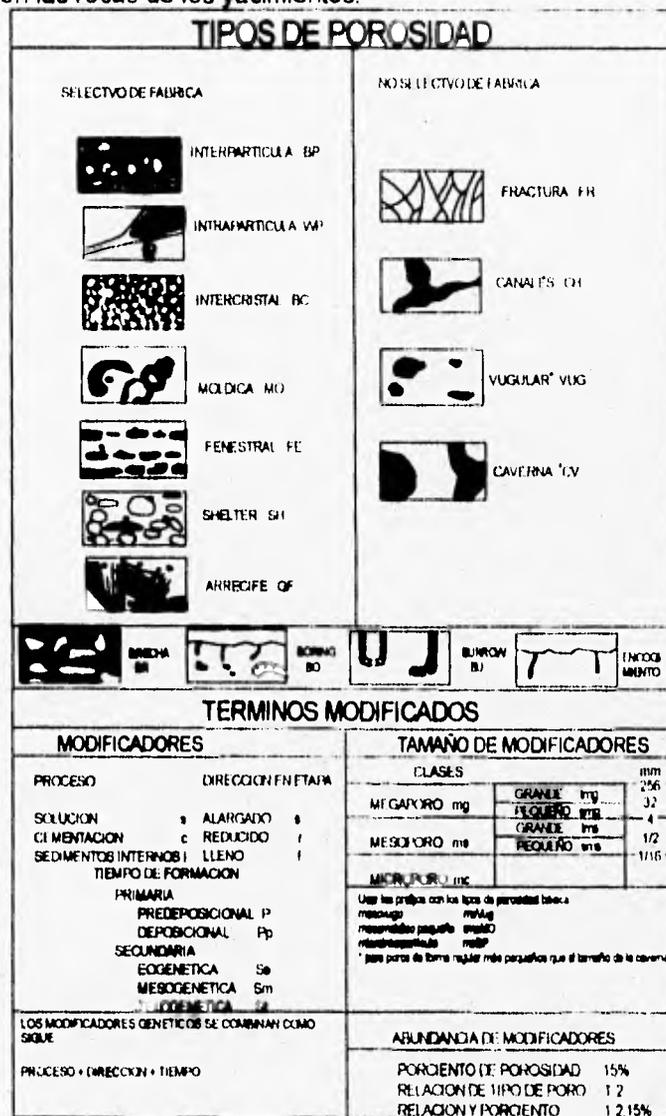


Fig. III.2 Principales tipos de porosidad

Existen dos elementos para la formación de la fábrica: orientación del grano y empacamiento del grano.

i) **Orientación del grano:** La orientación de las partículas de los sedimentos se discute haciendo referencia al eje de los sedimentos transportados (la dirección del flujo) y el plano horizontal.

ii) **Empacamiento del grano.** La porosidad de un sedimento varía de acuerdo a la forma en la cual los granos constituyentes son empacados.

La orientación en los granos de arena es hasta el momento poco se ha estudiado, debido a la dificultad para medir y clasificar este parámetro. La porosidad de un sedimento varía de acuerdo al sentido en el cual los granos constituyentes son empacados. Se ha demostrado que existen seis posibles geometrías de empacamiento para esferas de tamaño uniforme.

Existen dos tipos de selectividad de fábrica que pueden ser usadas diferencialmente: depositacionales y diagenética. La primera muestra dependencia en cada uno de los elementos de la Fábrica primaria, este tipo de porosidad selectiva de Fábrica incluye a la porosidad primaria interpartícula o también se puede aplicar a sistemas porosos de mayor complejidad. La segunda muestra una dependencia de localización del poro y configuración de los rasgos postdepositacionales, como la porosidad móldica.

La porosidad primaria puede llegar a ser de 70% en la depositación. Ejemplos de porosidad máxima en la depositación son: lodos lagunales (70%), ooid pelagic (70%), estructuras arrecifales (60%), debris arrecifales (60%). Esta porosidad ocurre dentro y entre los granos. En lodos la porosidad rápidamente se reduce por compactación mecánica al principio del sepultamiento a 40%. En arenas, la porosidad primaria se reduce por cementación y compactación. Una porosidad de 20% se considera alta en calizas; muchas calizas del Terciario tienen una porosidad menor del 3%. Para que un sedimento pueda conservar su porosidad primaria debe tener una buena porosidad primaria, no tener la cementación al principio del sepultamiento ni compactación mecánica y química. Existen dos tipos de porosidad primaria:

*- Porosidad Intergranular.*

La mayor parte de los yacimientos en areniscas tienen porosidad intergranular. Estos yacimientos presentan una porosidad de alrededor de 15% pero en arenas no consolidadas puede llegar a ser de 40%

Este tipo de porosidad ocurre en los espacios entre granos detríticos los cuales forman el arreglo de los sedimentos (Este tipo de porosidad es muy importante y generalmente se va reduciendo por diagénesis en carbonatos, aunque también se encuentra en areniscas.

La porosidad intergranular puede variar debido a la acción de los siguientes factores:

- La selección del grano, una mejor selección de los granos producirá una porosidad alta
- El empaquetamiento, por ejemplo las esferas pueden tener empaquetamiento cúbico (centradas exactamente una arriba de la otra) donde la porosidad es de alrededor de 46%.
- La forma del grano

*- Porosidad Interpartícula:*

Esta se presenta en arenas carbonatadas, principalmente en las de origen esquelético. La porosidad primaria se puede presentar dentro de granos detríticos; por ejemplo las cavidades de: moluscos, amonitas, corales, briozoa y cavidades de microfósiles pueden ser clasificadas como cavidades de porosidad primaria. La magnitud de esta clase de porosidad muchas veces disminuye debido a movimientos postdeposicionales; además, la inestabilidad de los granos de carbonatos muchas veces conduce a la modificación de la porosidad interpartícula. Un ejemplo de este tipo de porosidad se presenta en la formación Tenssleepe Sandstone, Wyoming (Pennsylvanian, USA).

## 2. Porosidad Secundaria

Esta porosidad resulta de la acción de agentes geológicos, como: lixiviación, fracturamiento o fisuración, que ocurren después de la litificación de los sedimentos.

La compactación es el factor geológico que reduce la porosidad debido a la presión de los sedimentos superpuestos o a la presión orogénica. Las areniscas tienen una compresibilidad muy baja mientras que en las lutitas es mayor.

La cementación es el agente que tiene mayor acción para desarrollar la porosidad secundaria y afecta el tamaño, forma y continuidad de los canales debido a una posible depositación de cuarzo secundario.

Otro efecto de mayor importancia es el de granulación y molimiento de los granos de arena a grandes profundidades. Los granos son molidos y también sufren una deformación plástica. La recristalización en areniscas no es importante.

En rocas de carbonato, la porosidad secundaria puede originarse por:

- **Diaclasas**, causadas por consolidación, contracción, esfuerzos tectónicos o cambios mineralógicos. Las diaclasas consisten en una serie de fracturas que siguen un arreglo consistente con grupos de fracturas paralelos unos a los otros, mientras que otros grupos intersectan a los primeros en un ángulo determinado. Entre las fracturas que se intersectan algunas son mas grandes que otras, constituyendo una mayor serie de diaclasas.
- La acción de la lixiviación por aguas subterráneas desarrolla la porosidad por medio de disolución. Este proceso requiere de un periodo de erosión grande y un relieve superficial por encima del nivel hidrostático, tal que permita la acción disolvente de aguas en percolación. La porosidad en la mayoría de los yacimientos de caliza se debe a este tipo de desarrollo.
- La dolomitización desarrolla la porosidad por sustitución molecular de calcio por magnesio en las calizas, dando como resultado una porosidad de alrededor de 12%. El sistema múltiple de porosidad en las calizas se debe a la presencia de series de canales a través de los cuales existe flujo preferencial, mientras que en los poros pequeños y en los que no están intercomunicados, el flujo de petróleo hacia los

canales principales depende de la influencia de la expansión del gas en solución. Por dicha razón, la producción en las calizas es más eficaz por empuje de gas en solución que la producción por estimulación secundaria (inyección de gas o agua), ya que estos medios externos de desplazamiento fluyen preferencialmente por el trayecto de menor resistencia, dejando atrás grandes cantidades de petróleo

Este tipo de porosidad es el que se forma después de la diagénesis de la roca. Esta es más diversa en morfología y en su génesis que la porosidad primaria. Existen varios tipos de porosidad secundaria:

*a) Porosidad Intercristalina.*

Este tipo de porosidad ocurre entre cristales individuales de una roca cristalina o entre cristales de igual tamaño. Se puede llegar a presentar en roca ígnea, metamórfica y en algunas evaporitas. Pueden presentarse sus características en carbonatos que han sufrido cristalización y es particularmente importante en la recristalización de las dolomías. Tales rocas son a veces muy importantes en yacimientos petrolíferos.

*b) Porosidad Móldica*

Esta se forma después de la porosidad fenestral. Los moldes son formados por disolución de los primeros granos depositados después de la cementación, por lo que se necesita una diferencia en solubilidad entre granos y estructuras. Los moldes tienen **fábrica selectiva**, es decir, la disolución está confinada a partículas individuales y no al cementante, matriz y a sus estructuras. Los moldes creados en una roca monomineral tienen diferencias de cristalización, tamaño del cristal, intrusiones orgánicas y porosidad primaria, algunos moldes se pueden formar por disolución durante el sepultamiento con un sello de agua adjunto. Por lo anterior, existe otra manera de llamarle a la porosidad, resultado de disolución selectiva de oolitas o restos de esqueletos, como Porosidad Oomóldica, Pelmóldica o Biomóldica. En rocas oomóldicas los poros pueden ser de tamaño y forma variable.

Este tipo de porosidad es probablemente el término más común utilizado en la porosidad de carbonatos, además de tener varias definiciones y usos; se pueden llegar a producir diámetros de 1/16 mm, además de presentar una forma definida o regular.

### *c) Porosidad Vugular*

Los vugulos son agujeros secundarios que cruzan a través de los granos y/o límites cementados. Son bastante grandes y se pueden observar a simple vista. Los vugulos son un segundo tipo de poro, formado por disolución. Al igual que la porosidad móldica se encuentra en carbonatos, o pueden empezar como moldes (porosidad móldica) o como una cavidad intergranular grande. Los vugulos grandes son llamados cavernas o también como porosidad caverosa, que puede estar enlazada por canales. Este tipo de porosidad ocurre en climas húmedos. Los vugulos difieren de los moldes debido a la forma de la depositación primaria de la roca, por lo que los vugulos tienden a ser más grandes que los moldes. El tamaño y número de vugulos es crucial para la determinación de la porosidad y permeabilidad total. Los vugulos se pueden clasificar por su tamaño en pequeños vugulos (1/64 mm), mesovugulos (1/16.5 a 1/2 mm), megavugulo (4-256 mm).

### *d) Porosidad por Fracturas*

La porosidad formada por fracturamiento, es la formada a lo largo de rompimientos con desplazamiento mínimo.

La porosidad en fracturas normalmente ocurre en carbonatos frágiles y homogéneos. Para que se genere una fractura y se retenga la porosidad es común que después del sepultamiento la roca se asocie a fallamientos y/o plegamientos, domos salinos, soluciones salinas, o fluidos sobre presionados. Las fracturas siguen la tectónica local y si las fracturas son paralelas entonces la eficiencia de recuperación será baja y la permeabilidad generalmente anisótropa. Normalmente, las fracturas ocurren en conexiones o juntas, las cuales presentan alta permeabilidad aunque siempre con porosidad baja, por esto, el fracturamiento puede ayudar en gran medida a la creación de permeabilidad en yacimientos de porosidad absoluta alta pero con baja permeabilidad (porosidad móldica). Las fracturas son caracterizadas por un desplazamiento relativo entre bloques.

Gran parte de la porosidad en areniscas y limolitas, compactas se deben a fracturas. Como la formación Spraberry en Texas, en donde se estima que las fracturas

contribuyeron en 10% de la porosidad. Las fracturas son, sin embargo, responsables de la mayor parte de la permeabilidad del yacimiento.

**e) Porosidad Estilolítica**

Esta porosidad se desarrolla a lo largo de "costuras" de disolución (estilolitas). Es una porosidad secundaria y puede servir para la migración de fluidos. Las fábricas por disolución se pueden desarrollar como consecuencia de la formación de estas vías, pero normalmente el carbonato de calcio es generado por procesos de disolución local en áreas de esfuerzo reducido y cementación total.

### **III.3 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS POR SUS CARACTERÍSTICAS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD**

Existen yacimientos que por sus características de porosidad y permeabilidad se pueden clasificar, cuantitativamente, en yacimientos con alto nivel permeabilidad-porosidad y yacimientos bajos en permeabilidad-porosidad, también llamados yacimientos densos

Existen casos en los que se tienen altos niveles de porosidad y permeabilidad. Un yacimiento se puede denominar alto en permeabilidad cuando el valor de ésta es mayor de 100 md y la porosidad se considera alta cuando se encuentra en rangos del 20% o mayores.

Los yacimientos densos se caracterizan por que son productores de gas. Estudios realizados por el Institute of Gas Technology, indican que las areniscas densas poseen propiedades petrofísicas y petrológicas distintas a las mostradas en areniscas de alta permeabilidad.

La porosidad primaria de las areniscas densas se encuentra obstruida por arcilla, calcita y otros minerales.

La geometría del poro más común en arenas densas consiste en porosidad primaria alterada, microporosidad ultrafina. Una geometría del poro rara en arenas

densas consiste de microporosidad ultrafina en toda la matriz compuesta de arcilla, carbonatos o sílice.

Esta característica de baja permeabilidad-porosidad se presenta preferentemente en areniscas, debido a que son pocos los rasgos de porosidad y permeabilidad secundarias que se pueden presentar, por lo que en las areniscas se presentará casi siempre la porosidad y permeabilidad primaria.

Como se señaló en el capítulo I, la porosidad y la permeabilidad tienden a decrecer debido a varios fenómenos.

Los yacimientos de baja porosidad y permeabilidad se consideran en un rango de un microdarcy a un milidarcy y menos de 5% en porosidad.

Los yacimientos de gas someros tiene propiedades que dependen mucho del ambiente en el cual fueron depositados. Existe un gran potencial en reservas de gas a profundidades someras en yacimientos de baja permeabilidad y porosidad, pero las técnicas de recuperación deben de mejorarse. Por lo que la magnitud de las reservas probables puede ser alta, dependiendo ésto de dos factores: primero de avances tecnológicos y segundo del precio de los hidrocarburos en el mercado. Ejemplos de estos tipos de yacimientos son los que se encuentran en la

**Formación Travis Peak ( $k= 0.000045\text{md}$ ,  $\phi= 2.71\%$ , profundidad = 9984 ft)**

Como se mencionó antes, los valores de porosidad y permeabilidad dependerán de factores tales como tipo de roca, zona de la roca almacenadora con hidrocarburos, características mecánicas de la misma, movimientos tectónicos, etc., debido a que se pueden presentar fracturas, provocando con ésto aumento de la permeabilidad, aunque también puede aumentar por disolución y/o recristalización en el caso de las rocas químicas.

#### **III.4 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS POR SU MOJABILIDAD.**

La mojabilidad de una superficie sólida se puede definir cualitativamente con base en consideraciones termodinámicas como "la variación en energía libre de Gibbs causada por el contacto entre la superficie de un sólido y un líquido, asumiendo que el

contacto con el aire no ha variado" (Briant y Cuiec 1971). Una manera más sencilla de definirla es: "la tendencia de un líquido a extenderse sobre la superficie de un sólido".

El conocimiento de las características de mojabilidad preferencial de la roca de un yacimiento es de particular interés en las áreas de:

- a) Interpretación de registros geofísicos de pozos.
- b) Aplicación de los datos del laboratorio en la presión capilar
- c) Aplicación en el proceso de inyección de fluidos
- d) Aplicación en la preparación de núcleos restaurados
- e) Selección del tipo de fluidos de tratamiento en pozos

La preferencia relativa de la superficie sólida del yacimiento de ser mojada por agua o por aceite ha sido estudiada últimamente por investigadores, encontrando que existen superficies sólidas con tendencia a ser mojadas por hidrocarburos. Esto se puede deber a las diferentes familias de componentes orgánicos presentes en el aceite crudo y que pueden tener interacciones con la superficie de las rocas. Algunos estudios han demostrado que las fracciones pesadas o asfaltenos de algunos aceites pueden ser los responsables de la mojabilidad del aceite en algunos yacimientos(Cuiec 1984).

La ocurrencia de yacimientos no mojados por agua ha sido encontrada en diversos lugares del Mar del Norte, África del Norte y Medio Oriente, encontrándose mayor ocurrencia en yacimientos carbonatados.

Estudios realizados por Treiber, Archer y Owens en alrededor de 50 núcleos, muestran que el 27% resultó ser mojados por agua, el 63% mojados por aceite y el 7% restante no eran mojados preferentemente por agua ni por aceite.

Ejemplos de estas rocas son:

Formación Conglomerado	Alaska	mojado por agua.
Formación Arenisca I y L	Argentina	mojado por agua.
Formación Beaverhilt Lake	Canadá	mojado por aceite
Formación Kareem	EAU	mojado por aceite.
Formación San Andrés	USA	Indeterminado.

### BIBLIOGRAFÍA

- Choquette, Philip W y Pray Hoyd "Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates" AAPG Febrero 1970.
- Pittman, Edward "Porosity, Diagenesis and Productive Capability of Sandstone Reservoirs" SEPM Marzo 1979.
- Lucia, F.J. "Petrophysical Parameters Estimated From Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space" J.P.T. March 1983.
- Wei, K.K. , Morrow N.R., Brower K.R. "Effect of Fluid, Confining Pressure, and Temperature on Absolute Permeabilities of low-Permeability Sandstone" SPE Agust 1986.
- Rose, Walter "A Note on the Role Played by Sediment Bedding in Causing Permeability Anisotropy" J.P.T. , Feb. 1983.
- Gómez, R. Orlando y Tovar, C. Victor "Estudio Petrofísico de Yacimientos de Baja Porosidad y su Aplicación en el Análisis de Registros de Pozos" Ingeniería Petrolera Julio 1979.
- Lewis, D.J. y Perrin, J.D. "Wilcox Formation Evaluation: Improved Procedures for Tight-Gas-Sand Evaluation" J.P.T. June 1992.
- Soeder, D.J., y Chowdhan, Prasan "Pore Geometry in High-andLow-Permeability Sandstone, Travis Peak Formation, East Texas" S.P.E.F.E. December 1990.
- Kazemi, Hossein "Low Permeability Gas Sands" J.P.T. October 1982.
- Treiber, L.E.; Archer, Duane y Owens, W.W. "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs" S.P.E.J. December 1972.

- Graham and Trotman "*Wettability and Oil Reservoirs*" North Sea and Gas Reservoirs 1987.
- Montiel, David; Berumen, S.; Medina, Armando "*Evaluación de Pozos Intermedios en Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad Parcialmente Drenados, Distrito Frontera Noroeste*" Ingeniería Petrolera 1979
- Keighin, W. y Sampath, K. "*Evaluation of Pore Geometry of Some Low - Permeability Sandstone Uinta Basin*" J.P.T. December 1982.
- Lee, W.J. y Holditch, S.A. "*Fracture Evaluation With Pressure Transient Testing in Low-Permeability Gas Reservoirs*" J.P.T. April 1977
- Apuntes de Clase " *Análisis de Muestras de Rocas y Fluidos*" FI, UNAM.
- Allen, Thomas y Roberts, Alan "*Production Operations Vol. 1*" Tulsa, USA, 1981
- Pittman, Edward D. "*Porosity, Diagenesis and Productive Capability of Sandstone Reservoir*" SEPM Marzo 1979.

ESTA TESIS NO PUEDE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

---

## **CAPITULO IV Clasificación de Acuerdo al Tipo de Hidrocarburos.**

---

### **IV.1 INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se clasifican los yacimientos petroleros de acuerdo a los hidrocarburos que contienen, tomando como base de clasificación algunas propiedades y características, su comportamiento con respecto a la presión, a la temperatura y a su composición.

Tomar muestras de los fluidos de los yacimientos y analizarlas en laboratorio es una práctica común en la industria petrolera. Los resultados que se obtienen de los análisis se utilizan para establecer clasificaciones y conocer qué tipo de yacimiento se tiene. Estas clasificaciones son muy usadas en la práctica, por lo que se presentan en este trabajo las más utilizadas para designar a los diferentes tipos de yacimientos de acuerdo al fluido que contienen.

Los fluidos que existen en un yacimiento petrolero son mezclas múltiples de hidrocarburos pertenecientes a cualquiera de las siguientes clases:

**Parafinas:** También llamados alcanos, consisten de cadenas de  $\text{CH}_2$  o  $\text{CH}_3$ . Las moléculas pueden presentarse sin ramificaciones (parafinas normales) o con cadenas (isoparafinas). Los átomos están conectados por cadenas simples de metano ( $\text{CH}_4$ ) que

es la parafina más simple y es también, en porcentaje molar, el constituyente más común de los yacimientos petroleros.

**Naftenos:** También llamados cicloalcanos, son hidrocarburos similares a las parafinas pero difieren en su contenido de estructuras cíclicas ( $\text{CH}_2$ ) que están conectadas por cadenas simples, y generalmente 6 átomos están unidos en una estructura de anillo.

**Aromáticos:** Son hidrocarburos que contienen más estructuras cíclicas parecidas al benceno ( $\text{C}_6\text{H}_6$ ). Los átomos están conectados por cadenas aromáticas dobles. Pueden llegar a presentarse componentes como aromáticos policíclicos o asfaltenos, como naftaleno ( $\text{C}_{10}\text{H}_8$ ) y antraceno ( $\text{C}_{14}\text{H}_{10}$ ).

También se pueden presentar componentes no orgánicos, como nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), dióxido carbónico ( $\text{CO}_2$ ) y ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

#### IV.2 CLASIFICACIÓN GENERAL DE ACUERDO A LOS FLUIDOS QUE CONTIENEN LOS YACIMIENTOS AL DESCUBRIRSE

Tabla IV.1 Relación de tipos de fluidos en el yacimiento

Fluidos en el yacimiento.	Presión inicial del yacimiento.	Tipo o Nombre del yacimiento.
1) Aceite	$P_y > P_b$	- Aceite Bajosaturado
2) Aceite y Gas	$P_y < P_b$	- Aceite Saturado
3) Gas	-----	- Gas

**Presión de saturación ( $P_b$ ).**- Es la presión de un gas en equilibrio con su líquido, ejercida sobre este último. La presión de saturación aumenta al aumentar la temperatura.

**Presión del Yacimiento ( $P_y$ ).**- Es la presión a la que se encuentran los fluidos del yacimiento

### **IV.3 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL DIAGRAMA DE FASES.**

Un diagrama de fases es una gráfica presión contra temperatura que muestra las condiciones bajo las cuales las diversas fases de una sustancia se llegan a presentar. Por fase se entiende cualquier parte física distintiva en un sistema, la cual se separa de otras partes del sistema por fronteras definidas. Por ejemplo: hielo, agua y vapor. Una fase particular no necesita ser continua.

De una mezcla natural de hidrocarburos se puede obtener su comportamiento termodinámico y utilizarlo con propósitos de clasificación, tomando como base su diagrama de fases, del cual se muestra un ejemplo en la Fig. IV.1

El tipo de fluido que existe en un yacimiento sólo puede ser confirmado observándolo en el laboratorio, aunque analizando la información de producción disponible de los pozos se podrá estimar el tipo de fluido contenido en el yacimiento. Existen reglas de dedo que se utilizan para identificar a los fluidos del yacimiento. Tres propiedades son fáciles de obtener: la relación gas-aceite, la densidad del líquido en el tanque y el color del fluido. La relación gas-aceite de producción (RGA) es el indicador más importante del tipo de fluido. El color, por sí sólo no es un buen indicador; sin embargo, la densidad y el color del líquido en el tanque son útiles para confirmar el tipo de fluido indicado por la RGA.

Si los tres indicadores no dan una conclusión confiable con las reglas prácticas, el fluido deberá ser observado en el laboratorio para determinar su tipo.

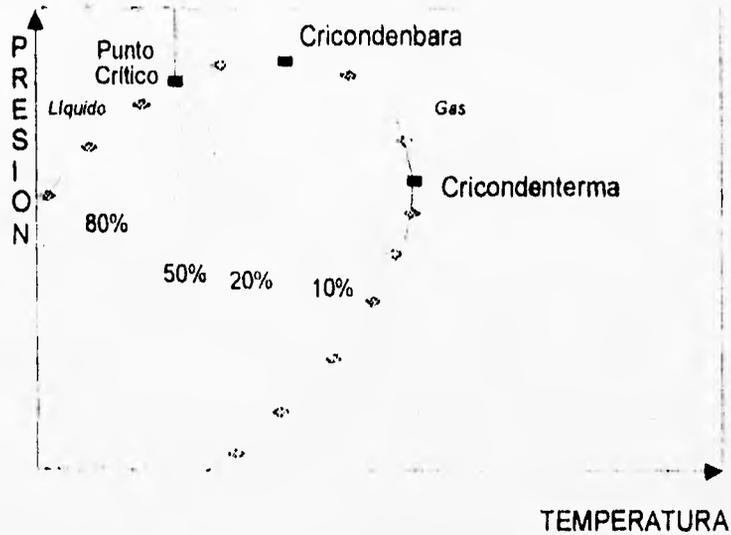


Fig.IV.1 Diagrama de fase de una mezcla de hidrocarburos de un yacimiento

En un diagrama de fases como el anterior se manejan los siguientes conceptos:

- **Curva de Burbujeo.**- Es la curva formada por la unión de los puntos en los cuales al disminuir un poco la presión a temperatura constante se forma la primer burbuja en la mezcla de hidrocarburos.
- **Curva de Rocío** .- Es la curva formada por la unión de los puntos en los cuales al disminuir un poco la presión a temperatura constante desaparece la última gota de liquido en la mezcla de hidrocarburos.
- **Envolvente de Fases.**-Es la curva que resulta de la unión de las curvas de burbujeo y de rocío.
- **Punto Crítico.**- Es el punto en donde se unen las curvas de burbujeo y de rocío.

- **Crincondenbara.**- Es la máxima presión a la que las dos fases (gas y líquido) coexisten en equilibrio.
  
- **Cricondenterma.**- Es la máxima temperatura a la que las dos fases (gas y líquido) coexisten en equilibrio.
  
- **Isoterma Crítica.**- Es la línea paralela al eje de la presión y que pasa por el punto crítico. Esta línea ayuda a limitar las regiones de líquido y de gas del diagrama.
  
- **Región de líquidos.**- Es la región en la que se tienen sólo líquidos, está situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica.
  
- **Región de gases.**- Es la región en la que sólo se tienen gases, se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica.
  
- **Región de dos Fases.**- Es la región en la que se encuentran todas las combinaciones de temperatura y presión en que la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio. Esta región se localiza dentro de la envolvente de fases.
  
- **Curvas de Calidad.**- Son las curvas que se encuentran dentro de la región de dos fases, indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido y todas inciden en el punto crítico.

Por lo general, cada yacimiento contiene una mezcla de hidrocarburos en particular, la cual tendrá un diagrama de fases característico, que permanecerá sin cambios mientras permanezca constante la proporción original de componentes en la mezcla. El diagrama de fases sufrirá modificaciones en cuanto se altere la proporción de componentes, debido a la extracción preferencial o a la inyección de alguno o algunos de ellos.

El diagrama de fases se toma como base para clasificar los yacimientos petroleros.

Los diferentes tipos de yacimientos pueden identificarse de acuerdo con la ubicación de sus condiciones de presión y temperatura iniciales dentro del diagrama de fases, y tomando en cuenta el comportamiento de los hidrocarburos que permanecen en el yacimiento y el de los que salen a la superficie, durante la etapa de producción.

A continuación, se presentan los diagramas de fases y las características más importantes de cada yacimiento.

#### IV.3.1 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto, de Bajo Encogimiento.

La envolvente de fases típica de este tipo de yacimientos se muestra en la Fig. IV.2. Estos aceites también son llamados de *Aceite Negro*, porque la reducción en el volumen del aceite, al pasar de la presión y la temperatura del yacimiento a las condiciones del tanque, es relativamente pequeña, normalmente menor al 30% del volumen que ocupa en el yacimiento.

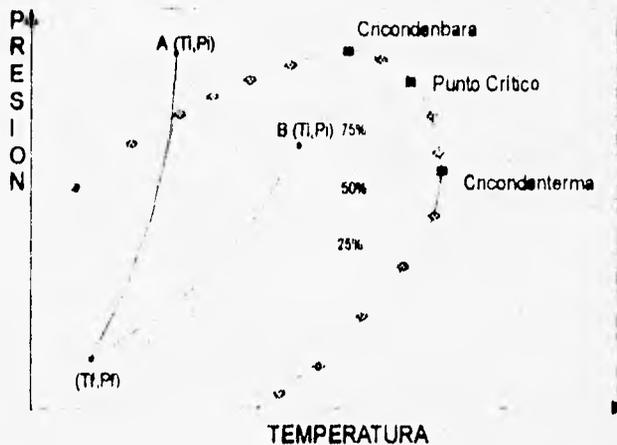


Fig.IV.2 Diagrama de fases de un yacimiento de aceite y gas disuelto, de bajo encogimiento

El contenido de componentes intermedios,  $C_3$  a  $C_6^+$  es comparativamente bajo y alto el de componentes pesados. La temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla. El punto crítico generalmente se encuentra a la derecha de la crincondembará y las curvas de calidad se cargan preferentemente hacia la línea de puntos de rocío.

En estos yacimientos se puede establecer una subdivisión de acuerdo a lo siguiente: si la presión inicial en el yacimiento es mayor que la presión de burbujeo de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se trata de un yacimiento bajo saturado;(punto A de la Fig. IV.2). Si la presión inicial del yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos, el yacimiento es, o está, saturado (punto B).

Las condiciones de producción en superficie, en términos generales, se localizan en la región de dos fases. En la superficie se tienen relaciones gas-aceite bajas, menores de  $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , con aceites oscuros de alta densidad (más de  $0.85 \text{ g}/\text{cm}^3$ ), siendo el gas generalmente pobre en licuables (menos de  $30 \text{ bl}/10^6 \text{ pie}^3$ , o sea menos de  $168 \text{ m}^3/10^6 \text{ m}^3$ ).

Este tipo de crudo se caracteriza por tener una RGA baja, la cual se incrementa durante su producción, cuando la presión del yacimiento está por debajo de la presión de burbujeo del aceite. En el tanque de almacenamiento, el aceite tendrá una densidad abajo de  $45^\circ\text{API}$  ( $0.8017 \text{ g}/\text{cm}^3$ ). La densidad ( $^\circ\text{API}$ ) disminuirá paulatinamente hasta el final de la vida del yacimiento.

El factor de volumen de estos aceites es de  $2.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$  o menor. En el laboratorio se llegan a determinar hasta 30 % mol de  $C_7^+$ , un indicador de la gran cantidad de hidrocarburos pesados en aceites negros.

Un ejemplo de la composición de aceite negro es la siguiente:

Componente	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	i-C <sub>4</sub>	n-C <sub>4</sub>	i-C <sub>5</sub>	n-C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub> <sup>+</sup>
% molar	0.91	0.16	36.47	9.67	6.95	1.44	3.93	1.44	1.41	4.33	33.29

En México, antes de que se desarrollara el Área Chiapas-Tabasco-Campeche, los yacimientos de este tipo contribuyeron con la mayor parte de la producción de crudo. La industria petrolera nacional se inició con la explotación de yacimientos de aceite pesado, por ejemplo los yacimientos de la Faja de Oro, Cerro Azul, Santa Agueda, E. Ordóñez, Acutempa y Naranjos. Actualmente, en la Sonda de Campeche, campos como Cantarell y Ku tienen aceite pesado. Este tipo de yacimientos son importantes en el país porque aportan el 40% de la producción nacional.

### **IV.3.2 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento.**

El diagrama de fases típico de estos yacimientos se muestra en la Fig. IV.3. También son llamados yacimientos de aceite volátil y como este nombre lo indica sus fluidos tienden a volatilizarse o evaporarse significativamente (debido a que contienen pocos hidrocarburos pesados pero más intermedios) al reducirse la presión una vez que se alcanza la presión de burbujeo.

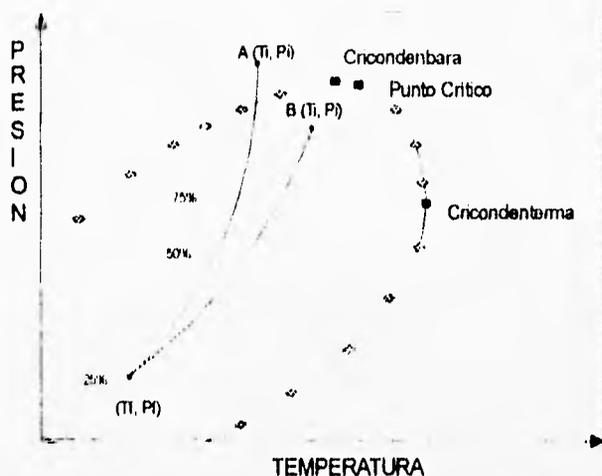


Fig.IV.3 Diagrama de fases de un yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento

En el diagrama de fases se observa que la temperatura de la formación almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica, su punto crítico está cerca de su cricondenbara y que las líneas de calidad están más separadas de la línea del punto de rocío, esto indica que se tiene un alto contenido de componentes intermedios.

La temperatura cercana a la temperatura crítica, hace que el equilibrio de fases sea precario y que pequeños cambios en presión o temperatura, provoquen importantes modificaciones en los volúmenes de líquido y gas coexistentes.

Las relaciones gas-aceite que se pueden presentar en la superficie, para este tipo de yacimientos, son del orden de 200 a 1000  $m^3/m^3$ , con una densidad del líquido producido entre 0.85 y 0.75  $g/cm^3$ , el contenido de licuables en el gas depende de las condiciones y etapas de separación y puede ser tan alto como 70 bls/ $10^6 pie^3$  ( $392 m^3/m^3$ ) o más. Como en el caso anterior se pueden presentar como yacimientos bajosaturados, si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbujeo (punto A) o saturados, si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbujeo de los hidrocarburos (punto B). La RGA se va incrementando con la producción si la presión cae debajo de la presión de burbujeo. La densidad del aceite en el tanque de almacenamiento es generalmente de 40°API ( $0.8251 g/cm^3$ ) o más alta y se incrementa durante la producción.

La línea divisoria entre aceites negros y aceites volátiles es de algún modo arbitraria. La diferencia depende en gran medida del punto en el cual, si se hiciera el cálculo con la ecuación de balance de materia empieza a tener resultados incongruentes.

La observación en laboratorio de los aceites volátiles revelan un factor de volumen mayor de  $2.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . El aceite producido se reducirá a más de la mitad y muchas veces hasta un 75% del volumen, en su viaje al tanque de almacenamiento.

En México se tienen doce campos de aceite volátil (densidad de  $0.8251 \text{ g/cm}^3$ ,  $40^\circ \text{API}$  aprox.), en el área de Huimanguillo, Tabasco. Los campos más importantes son: Cárdenas, Paredón y Jujo. Este tipo de yacimientos aportan el 13% de la producción total del país. Otros ejemplos de yacimientos con aceite ligero son: Complejo A.J. Bermúdez, Campos Sitio Grande, Cactus y Nispero.

### **IV.3.3 Yacimientos de Gas y Condensado**

El diagrama de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado es un poco más pequeño que el de aceite.

Un ejemplo de diagrama de fases de este tipo de yacimientos, se muestran en la Fig. IV.4.

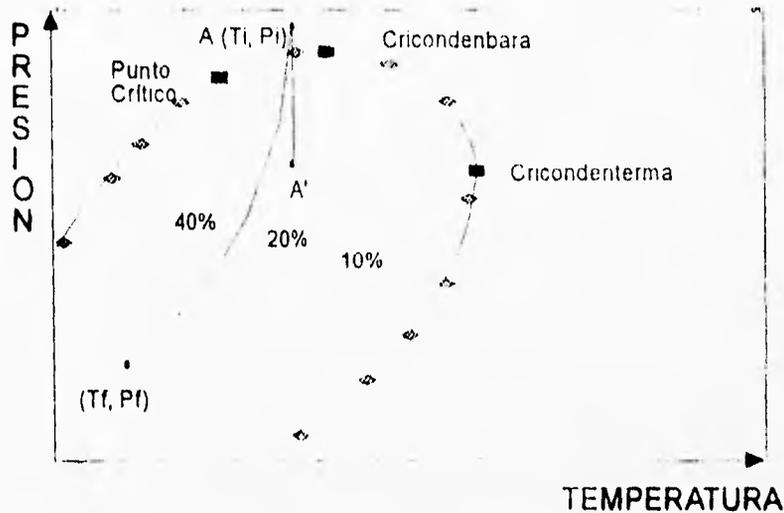


Fig.IV.4 Diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado

La temperatura de este tipo de yacimientos se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenbará de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico, generalmente, cae a la izquierda de la cricondenbará y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la curva de burbujeo. Cuando la presión del yacimiento es superior a la de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que se producen, en su camino a la superficie, sufren una reducción en temperatura y presión, penetrando rápidamente en la región de dos fases, obteniendo en la superficie relaciones gas-aceite que varían entre 1,000 y 10,000  $m^3/m^3$ . El contenido de licuables del gas varía de acuerdo con las condiciones y número de etapas de separación, pero generalmente es de 50 y 70 bls/ $10^6$ pie<sup>3</sup> (280 y 393  $m^3/10^6m^3$ ) con densidad del líquido que varía entre 0.85 y 0.75  $g/cm^3$ .

Si al abatir la presión isotérmicamente en el yacimiento se cruza la presión de rocío, (trayectoria A-A' en la Fig. IV.4), se presenta la llamada condensación retrógrada de las fases pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en la roca provocando que el gas tenga menos espacio por donde fluir, además, los líquidos raramente alcanzan la saturación crítica. También este fenómeno tiene la agravante de que el fluido producido se empobrece en cuanto a las fracciones más pesadas de la mezcla, las cuales tienen el mayor valor económico.

Como una forma práctica, cuando la RGA está arriba de 50,000 pie<sup>3</sup>/bl (8904 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), la cantidad de condensados en el yacimiento es muy pequeña y el fluido puede ser tratado como si fuera gas húmedo.

La RGA para un gas y condensado se incrementará después de que la producción aumente y la presión llegue al punto de rocío del gas. La densidad del líquido está entre 40 y 60 °API (0.8250 y 0.7389g/cm<sup>3</sup>) incrementándose (la densidad °API) cuando la presión cae por debajo de la presión de rocío.

El comportamiento retrógrado ocurrirá a las condiciones del yacimiento para gases con menos de 1 % mol de C<sub>7</sub><sup>+</sup>, pero para estos gases la cantidad de condensables es despreciable.

Los yacimientos de gas y condensado también son llamados de gas y condensados retrógrados, gas retrógrado, etc. Aunque a decir de algunos autores (McCain, 1984) el uso de la palabra condensado origina mucha confusión. Inicialmente, el fluido es gas en el yacimiento y después se tiene el comportamiento retrógrado, por lo tanto, el nombre correcto sería de Gas Retrógrado.

Los líquidos producidos en el tanque también se conocen con el nombre de condensados al igual que los líquidos producidos en el yacimiento, por lo que mejor sería llamarles líquidos retrógrados.

El gas en superficie es rico en hidrocarburos intermedios y se procesa para remover el propano líquido, butano, pentano e hidrocarburos pesados.

En México, se tiene este tipo de yacimiento en el área de Huimanguillo, los más relevantes son: Agave y Giralidas.

### IV.3.4 Yacimientos de Gas Húmedo

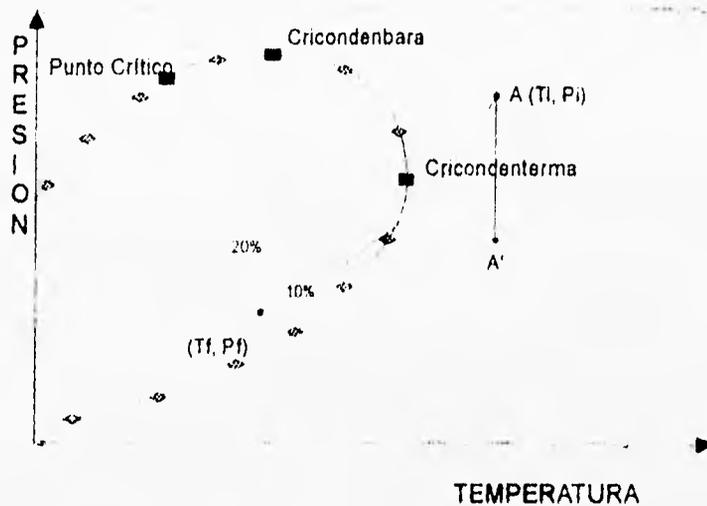


Fig.IV.5 Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo

En la Fig. IV.5 se observa que la temperatura de estos yacimientos es mayor que la cricondenbarma de la mezcla, por tal causa no se tendrán nunca dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa, para cualquier tiempo de explotación (trayectoria A-A').

Los fluidos, al ser llevados a la superficie entran en la región de dos fases, con relaciones gas-aceite que varían entre 10,000 y 20,000  $m^3/m^3$ , el líquido recuperado tiene densidades menores de  $0.75g/cm^3$ , el contenido de licuables del gas es generalmente bajo, menos de  $30 \text{ bl}/10^6 \text{ pie}^3$  ( $168 \text{ m}^3/m^3$ ).

El líquido en la superficie normalmente se denomina condensado y el gas del yacimiento normalmente se llama gas-condensado. Esto en ocasiones lleva a tener confusiones entre un gas húmedo y los gases retrogradados o gas y condensado.

El gas húmedo produce líquidos en el tanque de almacenamiento con el mismo rango de densidades que los líquidos producidos por los yacimientos de gas y

condensado. La densidad de los líquidos en el tanque de almacenamiento no cambia durante la vida del yacimiento

Un ejemplo de la composición de gas húmedo es la siguiente:

Componente	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	i-C <sub>4</sub>	n-C <sub>4</sub>	i-C <sub>5</sub>	n-C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7+</sub>
% molar	82.28	9.52	4.64	0.64	0.96	0.35	0.29	0.29	1.03

En México, los yacimientos de este tipo se encuentran en la parte sur del estado de Tabasco; entre los más importantes pueden citarse los Campos José Colomo, Chilapilla y Horniguero.

### IV.3.5 Yacimientos de Gas Seco

Otro tipo de yacimiento es el de gas seco, cuyo diagrama de fases se presenta en la figura IV.6.

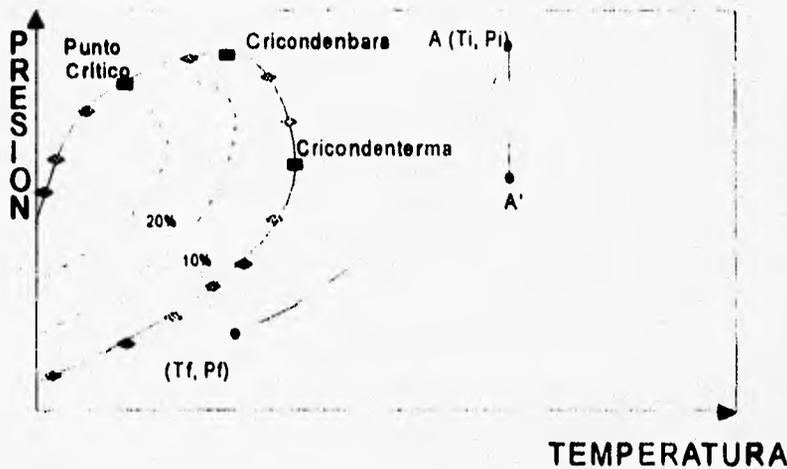


Fig.IV.6. Diagrama de fases de un yacimiento de gas seco

En la Fig.IV.6 se muestra que solo existe gas en el yacimiento (trayectoria A-A') y que las condiciones normales de separación en superficie caen fuera de la envolvente, por lo que no se formará líquido en la superficie.

La palabra "seco", en este tipo de gases, indica que el yacimiento no contiene muchas moléculas pesadas para formar hidrocarburos líquidos en la superficie, aunque algo de agua se condensa en la superficie.

Los yacimientos de gas seco son comunmente llamados yacimientos de gas. Esto lleva a confusión debido a que también los yacimientos de gas húmedo son llamados de esa forma. Además los yacimientos de gas y condensado inicialmente existen como gas en el yacimiento.

El contenido principal de estos yacimientos es metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Nunca se entra a la región de dos fases, ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie, durante la explotación del yacimiento, por lo que ambas condiciones sólo se estarán en la región del estado gaseoso.

Teóricamente, los yacimientos de gas seco no deben producir líquido en la superficie; sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayores a 20,000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> se considera gas seco.

Un ejemplo de la composición de gas seco es la siguiente:

Componente	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	i-C <sub>4</sub>	n-C <sub>4</sub>	i-C <sub>5</sub>	n-C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub> <sup>+</sup>
% molar	1.67	0.32	71.02	15.74	7.51	0.89	1.94	0.34	0.27	0.27	0.03

En México se tiene éste tipo de yacimientos al Noreste de la República, algunos ejemplos son los Campos Reynosa, Brasil y Treviño.

#### IV.4 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A LA RELACIÓN GAS ACEITE DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS.

Para esta clasificación se toma como base la Fig. IV.7, la cual ilustra los rangos de las relaciones gas-aceite (RGA) de los distintos yacimientos, desde aceite negro hasta de gas y condensado. En la figura se muestra, en términos generales, el rango donde se encuentran yacimientos de hidrocarburos líquidos y donde se tienen yacimientos de gas. Para aceite negro la RGA es menor de 900 pie<sup>3</sup>/bl; para aceite volátil, de 900 a 3500 pie<sup>3</sup>/bl; para gas y condensado de 1500 a 80,000 pie<sup>3</sup>/bl y para gas seco, mayor a 80,000 pie<sup>3</sup>/bl. Todos estos valores son aproximados.

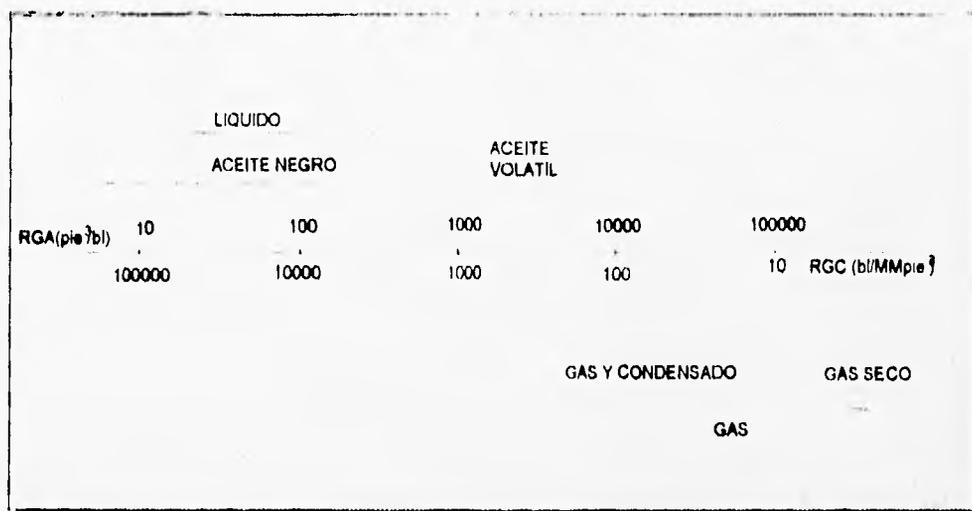


Fig. IV.7 Rangos de las relaciones gas-aceite de los diferentes yacimientos.

Existe una zona de transición, donde se traslapan los rangos de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, siendo difícil definir el tipo de yacimiento en esta zona, que va de 1,500 a 3,500 pie<sup>3</sup>/bl (8422 a 19652 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

#### IV.5 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO AL COLOR DEL ACEITE PRODUCIDO

El color del hidrocarburo líquido producido en el tanque depende del tipo de fluido que se trate y, generalmente, son más oscuros a medida que aumenta su contenido de componentes pesados.

En la Tabla IV.3 se muestran los diferentes tipos de yacimiento y los colores correspondientes de sus aceites.

Tabla IV.2 Clasificación de aceites por su color asociado al tipo de yacimiento

TIPO DE YACIMIENTO	COLOR DEL ACEITE PRODUCIDO
Aceite de Bajo Encogimiento	Negro - Verde negruzco
Aceite de Alto Encogimiento	Café Oscuro
Gas y Condensado	Ligeramente café o pajizo
Gas Húmedo	Transparente
Gas Seco	Transparente, si lo hay

Antes del descubrimiento de los yacimientos de gas y condensados, la clasificación de los yacimientos estuvo basada solamente en el color de los fluidos producidos y en la relación gas-aceite producida. Sin embargo, se observó que era inapropiado clasificar a los yacimientos de acuerdo a los parámetros anteriores, ya que una clasificación adecuada depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos, de la presión y de la temperatura del yacimiento.

## **IV.6 DIAGRAMAS DE CRONQUIST Y TERNARIO**

### **Diagrama de Cronquist**

Chapman Cronquist, elaboró un método gráfico mediante el cual se pueden clasificar los yacimientos de acuerdo a la mezcla de hidrocarburos, teniéndose que dividir ésta en tres grupos que son los siguientes :  $C_1 + N_2$ ,  $C_2 - C_6 + CO_2$  y  $C_7+$ . En un diagrama triangular se definen cuatro áreas que representan los siguientes tipos de yacimientos :

- a) Gas y Condensado
- b) Aceite Volátil
- c) Aceite Pesado
- d) Aceites Ligeros y volátiles.

La forma de representar el % molar de cada uno de los grupos anteriores, es colocando el 100% molar en cada uno de los vértices del triángulo como se muestra en la Fig.IV.8.

La escala que se presenta en cada una de la líneas que forman un vértice del triángulo va disminuyendo proporcionalmente del 100 al 0%, encontrándose este último en la línea opuesta al ángulo de referencia.

Para aplicar el método mencionado, es necesario hacer previamente un análisis composicional del fluido, sumar los porcentajes molares de cada grupo y con los valores obtenidos se procede a graficarlos trazando una recta paralela a la línea del 0%, repitiéndose este procedimiento para los dos grupos restantes.

El lugar del punto de unión de las tres líneas, determinará el tipo de yacimiento dependiendo del área donde se encuentre dentro del diagrama de Cronquist.

Si al aplicar el método, el punto de intersección, se localiza fuera de las áreas definidas éste método no es el adecuado para la clasificación del yacimiento.

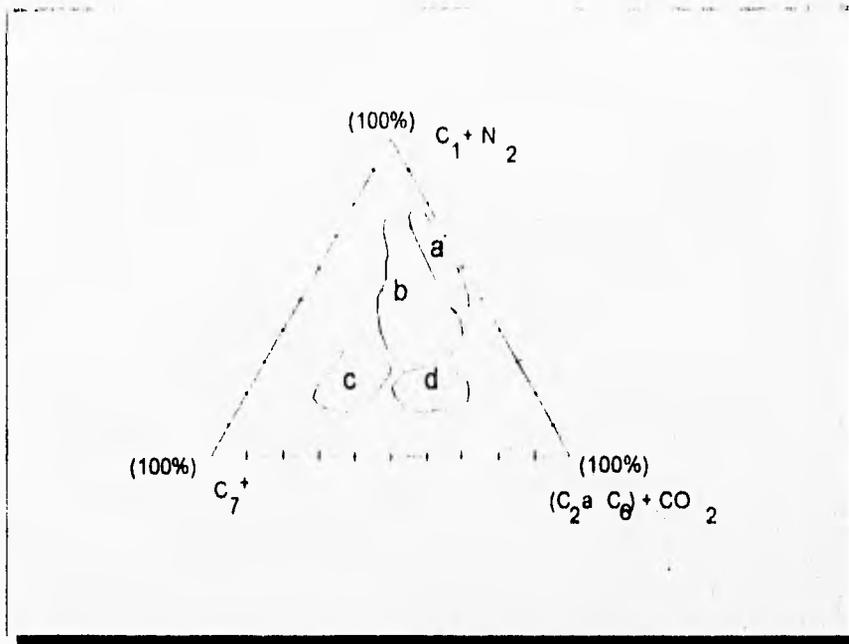


Fig.IV.8 Diagrama de Cronquist.

### Diagrama Ternario

Existe un método para la obtención de la envolvente de fases para mezclas de tres componentes, mediante el diagrama de un triángulo equilátero llamado diagrama ternario, Fig. IV.9.

Cada vértice del triángulo corresponde al 100% de un solo componente. El componente más ligero se coloca en la parte alta del triángulo mientras que el más pesado se coloca abajo a la izquierda. Cada lado del triángulo representa una mezcla de dos componentes. Por ejemplo, el lado izquierdo representa todas las posibles mezclas de componentes ligeros y pesados. Los puntos dentro del triángulo representan mezclas de 3 componentes. La composición normalmente se grafica en términos de la fracción molar o % mol. Para un diagrama la presión y temperatura son constantes, sólo la composición varía.

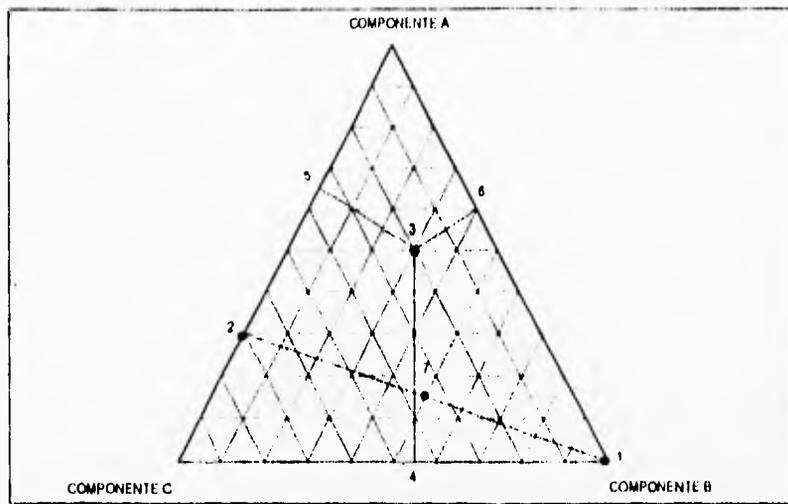


Fig.IV.9 Representación de los porcentajes de cada elemento en el diagrama ternario

El punto 1 representa un componente puro B. El punto 2 representa una mezcla de 30 % mol del componente "A" y 70 % mol del componente "C". El punto 3 representa una mezcla que consiste de 50 % mol de A, 30 % mol de B, y 20 % mol de C. La mezcla representada por este punto se puede determinar mejor, imaginando tres líneas perpendiculares a los lados del triángulo desde el punto 3. La longitud de la línea 4-3 representa la composición del componente A en la mezcla. La longitud de la línea 5-3 representa la composición del componente B y la longitud de la línea 6-3 representa la composición del componente C.

La línea 2-1 representa un proceso de interés para el ingeniero petrolero. Como se ha visto, el punto 2 representa la composición de la mezcla del componente A y del componente C. La línea 1-2 representa la composición de todas las mezclas formadas por la suma del componente B para la mezcla original de los componentes A y C. Para este ejemplo, el punto 7 representa una mezcla de partes iguales en la mezcla original de A y C con el componente B. La composición es de 50 % mol de B, 15 % mol de A, y 35 % mol de C. La relación de los componentes de A a C es de 15:35 que es la misma relación de A a C en la mezcla original, 30:70.

La Fig.IV.10 muestra diagrama de fases típico de una mezcla de tres componentes.

El metano es el componente más ligero y se representa el 100% con el vértice superior. Así, la línea de rocío cae a lo largo de la envolvente de saturación superior, y la línea de burbujeo cae en la envolvente de fases inferior. Este diagrama es para una sola presión y temperatura. Las líneas de enlace equilibrio son rectas pero no horizontales, como en el caso de diagramas para composiciones de dos componentes. En el caso de mezclas de tres componentes, las líneas de enlace pueden ser determinadas experimentalmente y dadas en el diagrama.

El punto 1 representa una mezcla de metano, propano y n-pentano la cual exhibe equilibrio en gas y líquido, a la presión y temperatura indicada en el diagrama. El punto 2 representa la composición del gas en equilibrio, y el punto 3 representa la composición de equilibrio del líquido. La cantidad de gas, en fracción del total de moles de toda la mezcla, se representa por la longitud de la línea 1-3 dividida por la longitud de la línea 2-3. La cantidad de líquido en términos de la fracción molar total de la mezcla se representa por la longitud de la línea 1-2 dividida por la longitud de la línea 2-3.

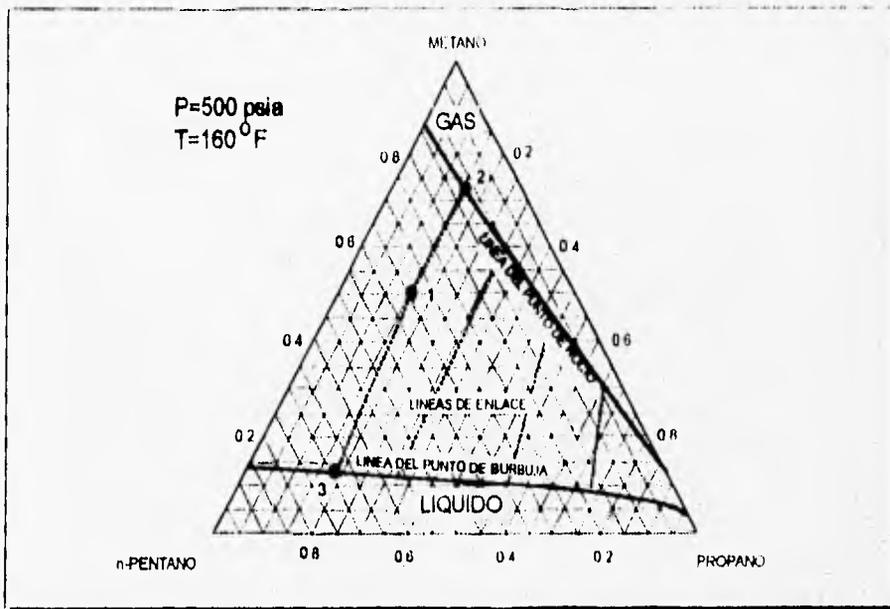


Fig IV.10. Diagrama de fases ternario de una mezcla de metano, propano y n-pentano a 500 psia y 160°F con equilibrio de las líneas de enlace, 123.

## BIBLIOGRAFÍA

- León, E. Carlos A. y Ordoñez de los Santos, Victor F. "Comportamiento de Yacimiento" Tesis FI, UNAM 1995.
- Garaicochea P.F., Bashbush José L. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos" FI, UNAM.
- Ortiz de Maria. J.M. "*El Petróleo en México, el Reto de las Reservas para el Año 2000*", Ingeniería Petrolera Noviembre 1989.
- Craft, B.C. y Hawkins, M.S. "Petroleum Reservoir Engineering" USA 1959.
- Amix, James W. y. Whiting, Roberts "Petroleum Reservoir Engineering" USA 1976
- Méndez, T.y Teyssier, S. "*Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros*" Revista IMP Octubre 1979.
- Lázaro de la Cruz, Adalberto "*Caracterización de Yacimientos Petrolíferos*" Tesis FI, UNAM 1990.
- Cronquist, Chapman "*Evaluating and Producing Volatile Oil Reservoirs* " World Oil April 1979.
- McCain, William "The Properties of Fluids" Tulsa, USA 1990

## **Capítulo V. Clasificación de Yacimientos por el Tipo de Mecanismo de Producción.**

---

### **V.1 INTRODUCCIÓN**

El comportamiento general de yacimientos productores se determina principalmente por la naturaleza de la energía disponible para mover los fluidos del yacimiento al pozo y la manera en la cual se utiliza durante la producción. Existen múltiples factores que controlan tal energía, determinados, a su vez, por una multitud de variables, como son las condiciones geológicas y estructurales, la naturaleza de los hidrocarburos, la solubilidad del gas en el aceite, la capacidad de flujo de la roca, la movilidad de acuíferos asociados, etc.. En la práctica, las condiciones no serán tan semejantes a las descritas. La definición de estos mecanismos, servirá para clasificar los factores predominantes que pueden influenciar el comportamiento del yacimiento ya sea en forma individual o colectiva.

La liberación de energía del yacimiento se presenta por la perforación y operación de pozos. La energía es liberada por la acción de las fuerzas o presiones, ejercida en la dirección de bajos niveles de presión y energía. Estas fuerzas sirven para vencer la resistencia al flujo de la roca, y que los fluidos pasen a través del medio poroso. El trabajo hecho por estas fuerzas se toma en cuenta para la pérdida de energía dentro del yacimiento, entre el estado inicial y el final (en el pozo) de los fluidos envueltos en el proceso de producción. Así, la energía de compresión del aceite y del agua se manifiestan en una expansión de los mismos, disipación de la presión y flujo de volumen de expansión a los pozos o a salidas de menor presión.

Es muy importante definir el tipo de empuje que está actuando en el yacimiento, debido a que esto influye en muchas de las operaciones del diseño de instalaciones

superficiales de producción, así como en la elección del tipo de sistema artificial de producción adecuado.

Existe una clasificación para los tipos de empuje :

- Empuje por gas disuelto liberado.
- Empuje por expansión del gas libre.
- Empuje por entrada de agua.
- Empuje por expansión del sistema roca-fluidos.
- Desplazamiento por segregación gravitacional.

Estos son los tipos de empuje que origina la energía predominante y que controlan el "funcionamiento" en los yacimientos.

Otro tipo de energía es la diferencial es la **energía diferencial** de las superficies internas del medio poroso de las diferentes fases que se encuentren. Bajo condiciones favorables esto puede conducir al flujo de fluidos, además de cambios en la distribución de ellos en varias regiones de la roca, siempre que no exista otro tipo de energía activa. Por ejemplo, si existe una región de roca densa con alta saturación de aceite en contacto con una región alta en saturación de agua, tenderá a fluir el agua hacia adentro de la región más densa, independientemente de la acción de los efectos de la gravedad o presión, considerando que la roca es mojada por agua.

## **V.2 EMPUJE POR GAS DISUELTO LIBERADO.**

Cuando se ha iniciado la liberación del gas disuelto en el aceite del yacimiento, al alcanzarse la presión de burbujeo, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá a ese gas disuelto liberado, debido a que la expansión de los demás elementos del sistema roca fluidos es despreciable, en comparación con la del gas y del aceite. El gas liberado no fluye al principio a los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas. Al bajar la presión, el gas forma posteriormente una fase continua, que facilitará su movimiento hacia los pozos. La saturación mínima, a la cual fluye el gas, se denomina saturación crítica. Mientras la saturación de gas sea menor a la crítica, la relación gas-aceite producida decaerá ligeramente, porque el gas liberado queda confinado en el yacimiento. El gas liberado ocupa la totalidad del espacio que

deja el aceite producido. La saturación de aceite en el yacimiento se reducirá constantemente, debido a su producción y al encogimiento del aceite por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, la permeabilidad al aceite disminuirá continuamente y la permeabilidad al gas aumentará. El gas se moverá con mayor facilidad que el aceite, por ser más ligero, menos viscoso y a que, en su trayectoria, se desplaza por la parte central de los poros. La relación gas-aceite en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite en la superficie también presentará un progresivo incremento, hasta que se abata substancialmente la presión del yacimiento. Cuando ésto ocurra, la relación en superficie disminuirá, por lo que a presiones bajas los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Este tipo de empuje puede también referirse como empuje interno, la deflexión de la energía y/o al comportamiento volumétrico. Algunas de sus características son las siguientes :

- **Volumen constante.** No existe cambio en el tamaño inicial del yacimiento. No hay entrada de agua.
- **Existe flujo de dos fases, abajo de la presión de saturación.**
- **El gas deja de estar en solución con el aceite, pero no va a la parte superior del yacimiento para formar un casquete. Se forman burbujas de gas en el aceite, manteniéndose en él, resultando con esto un flujo simultáneo de gas y aceite.**
- **La producción de aceite resulta de una expansión volumétrica del gas en solución y de una expansión volumétrica del aceite**
- **En este tipo de empuje aparece el proceso de la separación de gas.**

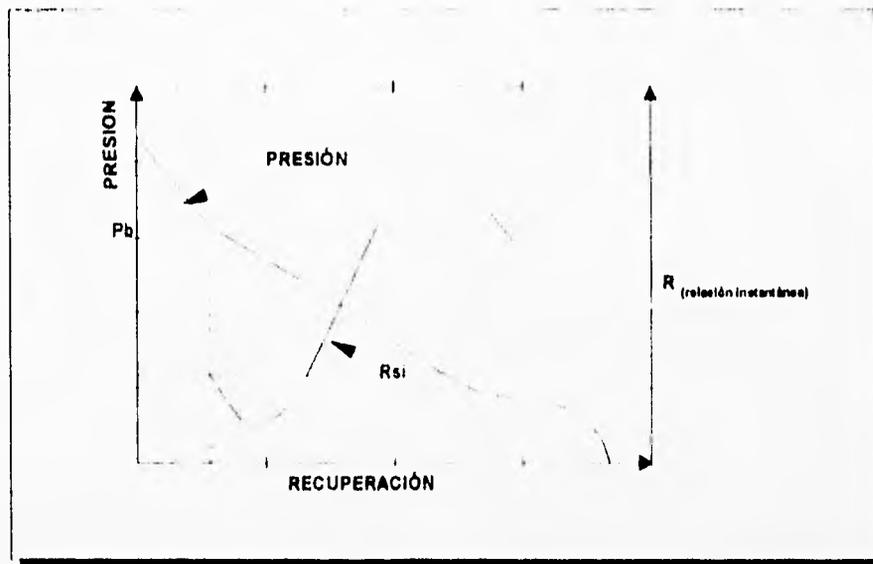


Fig. V.1 Comportamiento de la presión, la relación de gas-aceite instantánea y la recuperación en un yacimiento con empuje por gas disuelto liberado.

Al principio de la vida productiva del yacimiento, el aceite es reemplazado con igual volumen de gas, pero como la presión declina, desarrollándose una fase de gas mayor, se requiere más expansión de gas por unidad de volumen del aceite producido debido a la facilidad de flujo del gas.

La Fig. V.1 muestra las curvas de comportamiento de este tipo de yacimiento. De particular importancia es la rápida declinación de la presión del yacimiento y el incremento de la relación gas-aceite instantánea.

La presión declina rápidamente con la producción hasta que  $P_y = P_b$ , en este tiempo únicamente el aceite se expande para reemplazar los fluidos producidos. La relación gas-aceite en este periodo será constante ( $R_s = R_{si}$ ).

Una vez que la presión del yacimiento declina debajo de la  $P_b$ , el gas libre estará disponible para expandirse y la presión del yacimiento declinará menos rápido. Sin embargo, cuando se exceda la saturación crítica del gas, la relación gas-aceite de producción se incrementará rápidamente, además agotando la energía del yacimiento. Cuando casi se alcanzan las condiciones de abandono la relación de solubilidad empezará a disminuir debido a que la mayoría del gas ha sido producido. A bajas

presiones del yacimiento el volumen de gas en el yacimiento es casi igual al volumen en superficie

Existen algunos métodos para pronosticar el comportamiento de los yacimientos con empuje de gas disuelto liberado a partir de las propiedades de la roca del yacimiento y de los fluidos, los más utilizados son: el método de Muskat y el de Turner. Ambos métodos relacionan la disminución de la presión, recuperación de aceite y relación gas-aceite.

En general, de los pozos de este tipo de yacimiento se puede esperar una producción baja cuanto más tiempo de vida tengan, a menos que sea costeable tener varios intervalos productores, como en Cook Inlet, Alaska. Muchos pozos de este tipo pueden producir menos de 100 bpd o quizá menos de 25 bpd.

La recuperación a las condiciones de abandono varía entre 5% y 30% del volumen original. Sin embargo, en la mayoría de los casos, algún tipo de mantenimiento de presión es aplicado para complementar la energía del yacimiento y aumentar la recuperación.

### **V.3 EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL GAS LIBRE**

Un yacimiento con empuje de gas libre es también cerrado y ninguna fuente externa está presente. Está saturado con gas desde su presión original y por lo tanto el gas libre está presente en forma de casquete. Cuando el aceite es producido, el casquete de gas se expande y ayuda a mantener la presión del yacimiento. También, como la presión del yacimiento declina con la producción, se tendrá gas proveniente del aceite saturado.

Este tipo de empuje también puede ser relacionado con el desplazamiento por segregación gravitacional. El empuje por capa de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, que genera el desplazamiento direccional del aceite, fuera de la zona de gas libre, hacia los pozos productores. Las características de este tipo de yacimiento son las siguientes :

- La parte superior del yacimiento contiene una alta saturación de gas, formando un casquete.
- Existe crecimiento continuo de la zona ocupada por el casquete de gas. La zona de gas libre puede presentarse de tres maneras:
  - Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
  - Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado, debido a la segregación gravitacional.
  - La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para la segregación.

La ventaja de este mecanismo consiste en que propicia, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, quedándose en la parte superior del yacimiento el gas que se utiliza para desplazar el aceite.

Si no existe inyección de gas, el empuje por la capa de gas se llevará a cabo por la declinación de la presión. Si el volumen de gas libre original es mayor que el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de la presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido por inyección de gas. Si, por otra parte, el volumen de la capa de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto en el aceite y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su eliminación de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al de empuje por gas disuelto.

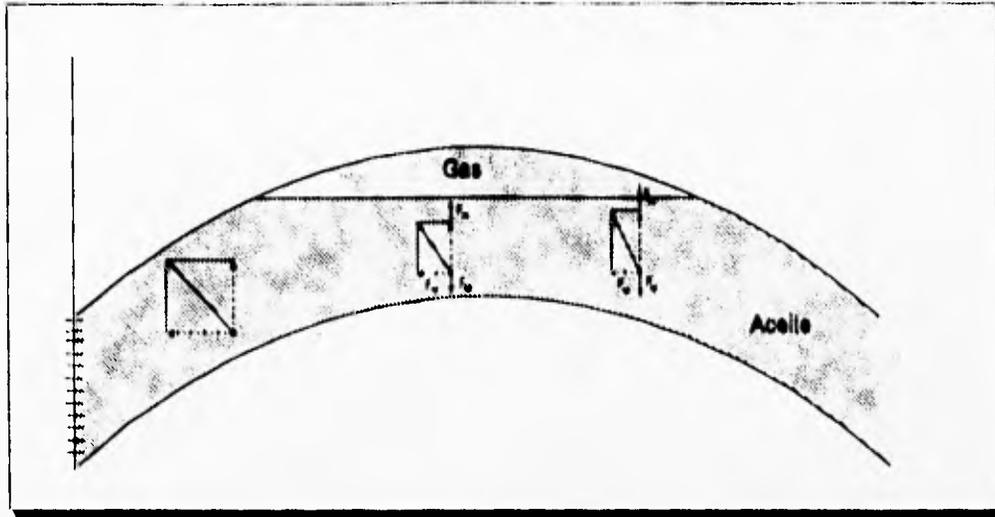


Fig. V.2. Fuerzas que actúan sobre las burbujas de gas

Cuando existe un casquete inicial de gas, es decir cuando el aceite está saturado, no es importante la fuente de energía debida a la expansión del líquido. La energía acumulada es la suma de la existente en el gas disuelto y la existente en el casquete de gas, y no es raro que las recuperaciones en yacimientos con casquete de gas sean generalmente mayores que en aquellos yacimientos sin casquete de gas, considerando las demás condiciones iguales. En yacimientos con empuje de gas, a medida que la producción avanza y la presión del yacimiento disminuye, la expansión de la capa de gas desplaza al aceite hacia abajo. Este fenómeno se observa debido al aumento de la relación gas-aceite de la producción en los pozos localizados estructuralmente abajo. Al mismo tiempo, debido a la expansión, la capa de gas retarda la disminución de la presión y la liberación de gas en solución dentro de la zona de aceite, mejorando la recuperación por reducción de las relaciones gas-aceite de los pozos. Este mecanismo de producción es más eficiente en aquellos yacimientos con alto relieve estructural, ya que introduce una componente vertical de movimiento del fluido por medio de la cual puede ocurrir segregación gravitacional del aceite y del gas libre en la zona productora.

En la Fig. V.3 se representan las condiciones de presión, índice de productividad y la relación gas aceite, durante la explotación de un yacimiento con mecanismo de producción por expansión de gas libre.

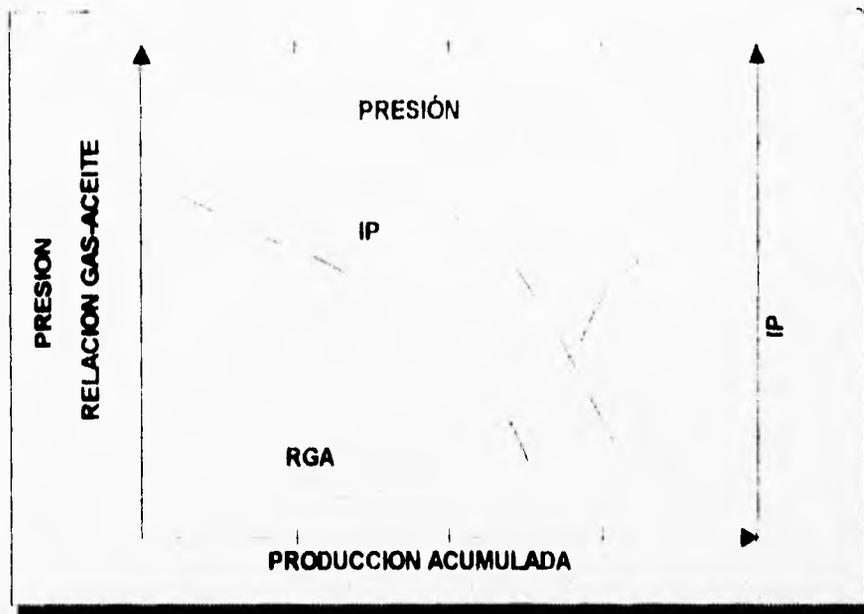


Fig. V.3. Comportamiento típico de un yacimiento con expansión de gas libre.

Las fuerzas que actúan en el yacimiento, así como la descomposición de éstas, se muestra en la siguiente Fig. V.4. Como se puede notar la magnitud de las fuerzas son mayores conforme se acercan a los pozos productores.

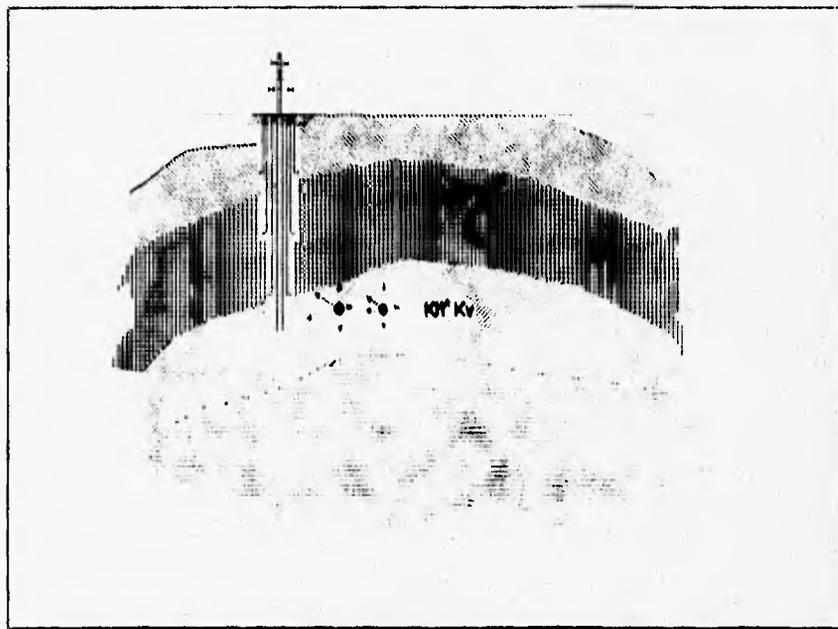


Fig. V.4. Fuerzas que actúan en las burbujas de gas, en diferentes sitios del yacimiento.

La presión del yacimiento declinará más lentamente que en el caso de empuje por gas disuelto liberado, pero como la capa de gas se expande, algunos pozos situados estructuralmente altos producirán con altas relaciones gas-aceite. Bajo condiciones primarias la recuperación podrá ser entre 20 % y 40 % del volumen original. Esto puede ser mejorado por la reinyección de gas producido en la capa de gas del yacimiento. También el efecto de la gravedad puede incrementar la recuperación de 60 % a 80 %, si los ritmos de producción son lentos y la formación tiene echado considerable.

#### **V.4 EMPUJE POR AGUA**

Una definición de mecanismo de producción por agua es: el mecanismo de producción en el que el gasto de agua de invasión en el yacimiento es igual al gasto neto @ c.y. de aceite y gas que se produce.

En un yacimiento con empuje de agua, la zona de aceite está en contacto con un acuífero que suministra el fluido para reemplazar el aceite y el gas producido. El agua que aparece puede provenir ya sea de la expansión del agua congénita o del acuífero que está comunicado al yacimiento. El aceite será bajosaturado inicialmente, pero si la presión declina por abajo de la presión de saturación, se formará una capa de gas libre y el mecanismo de empuje por gas disuelto también estará presente contribuyendo a la energía para la producción.

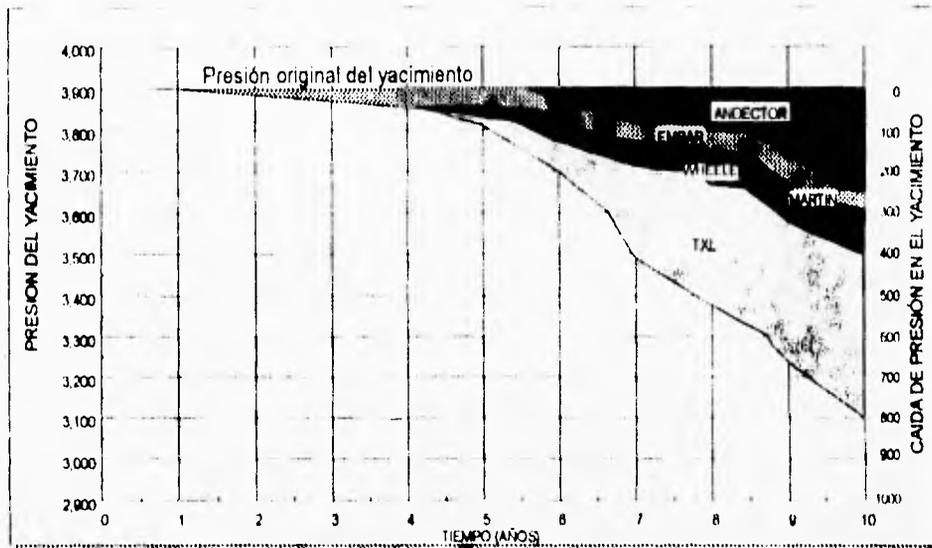


Fig. V.5. Comportamiento de la presión en el campo Andector, Texas, debido a su propia producción y a la de cuatro campos adicionales, todos produciendo de un mismo acuífero

Los acuíferos pueden ser muy grandes en comparación del yacimiento adyacente, por lo que se pueden considerar de extensión infinita, para los casos prácticos. También pueden ser tan pequeños que su efecto sea insignificante. El propio acuífero puede estar totalmente limitado por roca impermeable, de manera que él y el yacimiento forman juntos una unidad volumétrica o cerrada.

También el acuífero puede aflorar en uno o más lugares donde pueden reabastecerse de agua de superficie. Por último, puede haber acuíferos horizontales o, inclusive, en el caso del borde de cuencas estructurales, puede encontrarse por encima del yacimiento y suministrar un tipo de flujo artesiano de agua al yacimiento.

Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión, originando una invasión de agua que puede venir de la expansión de agua, compresibilidad de la roca del acuífero y flujo artesiano, donde el acuífero se eleva por encima del nivel del yacimiento, aflore o no, y bien si el afloramiento es reabastecido por aguas superficiales o no.

Una analogía hidrostática de intrusión de agua se puede representar por la siguiente Fig.V.6, que presenta dos tanques conectados entre sí por una tubería llena de arena. Un tanque representa el yacimiento y otro el acuífero. Inicialmente ambos tanques

se llenan a un mismo nivel y tienen la misma presión  $P_i$ . Cuando la presión cae a un rango menor, la intrusión de agua será proporcional a la permeabilidad de la formación.

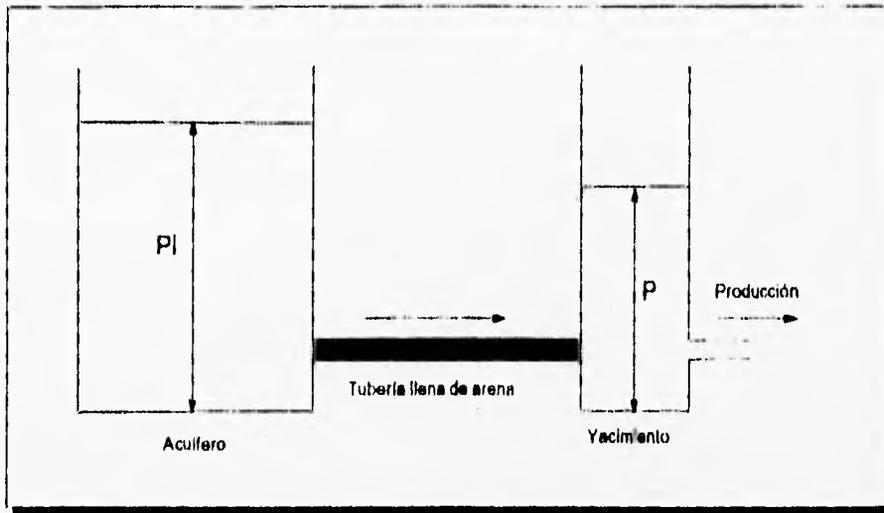


Fig. V.6. Analogía hidráulica de intrusión de agua en estado de flujo continuo en un yacimiento

El comportamiento de la presión de este tipo de yacimientos depende del ritmo de producción, por lo que existen métodos para evaluar la entrada de agua.

Los acuíferos, para su estudio, se clasifican en infinitos y limitados. Se considera que un acuífero es infinito cuando el abatimiento de presión transmitido del yacimiento al acuífero, no alcanza la frontera externa del acuífero, Fig.V.7

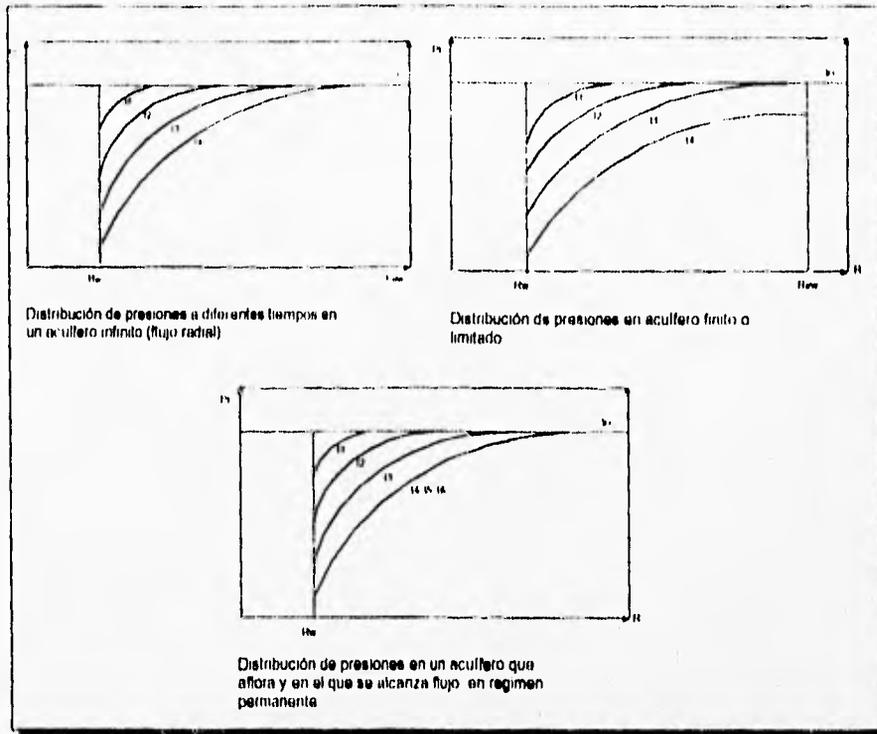


Fig. V.7. Comportamiento de las presiones en los acuíferos.

Algunas de las características asociadas a este mecanismo de desplazamiento son las siguientes :

- Existe desplazamiento de aceite por agua.
- Este tipo de yacimiento puede tener fase gaseosa, resultando en una combinación de empujes.
- Habrá un gasto óptimo de producción para este tipo de empuje.

La Fig.V.8 muestra el comportamiento típico para este tipo de yacimiento. En un acuífero muy activo la declinación de la presión es muy pequeña, casi permanece constante. También es muy importante la tendencia del índice de productividad (IP) que casi se mantiene constante durante la vida del pozo. La relación gas-aceite se mantiene constante.

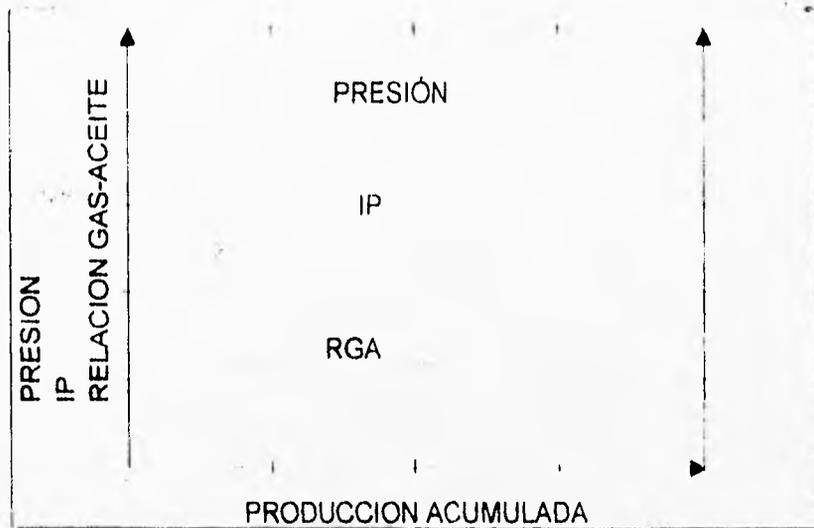


Fig. V.8. Comportamiento típico de un yacimiento con entrada de agua

En un yacimiento con empuje de agua, los IP de los pozos son normalmente más confiables que aquellos de empuje por abatimiento de presión. La invasión de agua puede ser semejante, hay muy poca pérdida de presión en el fondo del pozo se concede generalmente que la información del IP puede ser extrapolada linealmente para valores menores y así obtener la producción deseada. Probablemente, en muchos casos, la presión queda arriba de la presión de saturación. Muchas instalaciones de bombeo pueden ser diseñadas con la mayor rentabilidad y confianza para empujes hidráulicos que para otros tipos de empujes, sin embargo, existen casos en los que un incremento en el % de agua causa decremento del IP.

El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas, da lugar a que se desarrolle una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada delante del agua de invasión. El banco de aceite desplaza una parte del gas inicial (gas libre y gas liberado a consecuencia de la producción), dejando gas residual "atrapado", distribuido en los poros, en forma discontinua.

El aceite es desplazado posteriormente por el agua en presencia de la fase gaseosa inmóvil que ocupa parte del poro, dejando menor espacio para aceite residual, Fig.V.9.

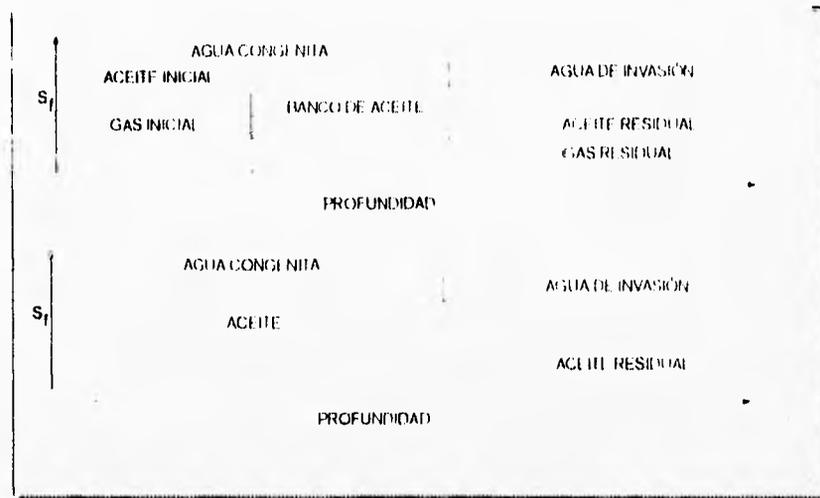


Fig. V.9. Comportamiento del desplazamiento de aceite por agua en presencia de gas y desplazamiento de aceite por agua sin presencia de gas

La recuperación que se espera para este tipo de empuje varía entre 35% y 75% del volumen original. Si los ritmos de producción son lentos, para permitir que el agua se mueva con la velocidad de los fluidos (aceite y gas) producidos o si el agua es suministrada por inyección, de tal manera que la presión del yacimiento permanezca casi constante, la recuperación pueda ser más alta.

Un ejemplo de empuje por agua se tiene en el campo East Texas, donde se ha obtenido una recuperación de 2.3 billones de barriles y la producción ha sido reemplazada en un 98% por invasión de agua.

### V.5 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS

Este proceso ocurre en los yacimientos bajosaturados, es decir, cuando en el yacimiento no existe gas en estado libre, por lo que será necesario que la presión del yacimiento esté arriba de la presión de saturación. Es necesario también que no exista acuífero asociado al yacimiento, debido a que el agua ocuparía los espacios dejados por el aceite, impidiendo que disminuyera la presión para que expandieran los demás

elementos del sistema y sean sólo éstos los encargados de desalojar el aceite hacia los pozos productores.

Se puede decir que este mecanismo de expansión actuará apreciablemente, cuando el yacimiento sea volumétrico y bajosaturado.

Por lo tanto, la expansión del sistema roca-fluidos al disminuir la presión dependerá de la compresibilidad de cada uno de los elementos del sistema

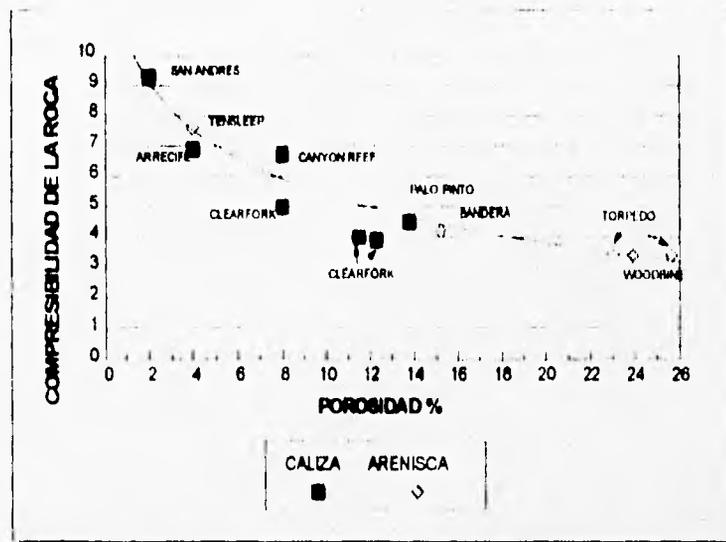


Fig. V.10. Compresibilidad efectiva de varias formaciones como función de la porosidad.

Debido a la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción de fluidos es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se tiene la presión de saturación. La relación gas-aceite producida permanece constante durante esta etapa de producción, al igual que la relación de solubilidad. La saturación de aceite prácticamente no varía o se modifica ligeramente, dependiendo de su compresibilidad y de su movilidad. En algunos casos, el incremento de la saturación de agua es despreciable, pero en otros tiene que tomarse en cuenta. La porosidad y permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente debido a la reducción de los microconductos del medio poroso al disminuir la presión. La viscosidad del aceite disminuye debido al aumento de su volumen a condiciones de yacimiento y el factor de volumen del aceite aumenta en forma ligera.

Una de las características de esta etapa de explotación es que el índice de productividad permanece prácticamente constante, como consecuencia de la disminución y el aumento proporcional de todos los elementos.

Entre más elevada sea la compresibilidad de sistema roca-fluidos, mayor será su capacidad de expansión y, por lo tanto, habrá mayor recuperación. Es, entonces, importante conocer las compresibilidades que actúan en este mecanismo. Obteniéndose una recuperación solo por este mecanismo del 6 al 10% dependiendo del tipo de roca, saturación de fluidos, etc.

#### **V.6 DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.**

La segregación gravitacional, también llamada drene por gravedad, es la tendencia de los fluidos ( aceite, gas y agua ) a distribirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Deben de existir condiciones favorables para que esta segregación se presente, tal como: permeabilidad vertical, mojabilidad, espesores considerables, además de que los gradientes de presión no controlen totalmente el movimiento de los fluidos hacia los pozos.

La fuerza de gravedad está siempre presente en relación con los fluidos y la roca. Igualmente, la tendencia de segregación gravitacional entre el gas y la fase líquida, entre el aceite y el agua está siempre presente dondequiera que estas fases ocurran y tengan diferentes densidades. Un ejemplo es la formación de casquete de gas o zonas con alta saturación de gas en crestas estructurales saturadas de aceite. Sin embargo, la fuerza de gravedad no representa un factor importante para la expulsión de los hidrocarburos, a menos de que la diferencial de presión sea equivalente con el peso de la columna de fluidos de esta sección.

La recuperación de hidrocarburos dependerá del ritmo de producción establecido. Si los gastos son pequeños, menores serán las caídas de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará un casquete de gas y la relación gas-aceite de producción, disminuirá. Así, desde el punto de vista de mantener los gastos de producción el drene gravitacional será

muy importante, principalmente bajo condiciones en las cuales la energía del yacimiento esté muy baja y la formación productora tenga el espesor y la permeabilidad suficientes para dar los gastos de producción.

Cuando existen las condiciones para que se genere y se tenga una buena segregación gravitacional, se establecerá un contra flujo de aceite y gas, con menor relación gas-aceite producida a condiciones estándar, como se puede observar en la Fig. V.11, en la que se muestran las variaciones que sufre la relación gas-aceite con efectos de segregación gravitacional y sin ellos.

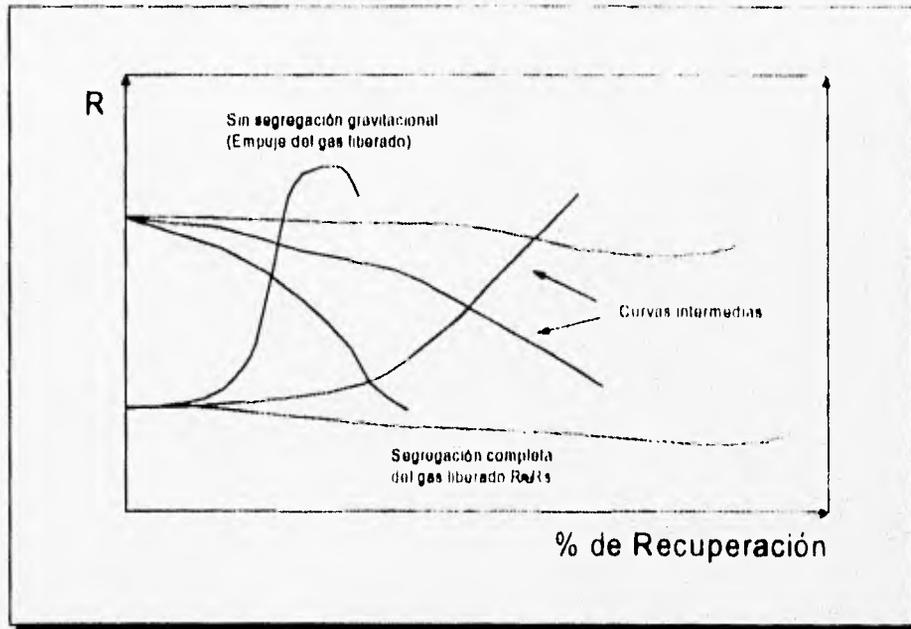


Fig. V.11. Comportamiento de la relación de gas-aceite instantánea y el porcentaje de recuperación, en yacimientos con y sin segregación gravitacional.

Los datos de la siguiente tabla indican que el término gravitacional, debe ser mayor de 10 en las mismas unidades allí empleadas, para que la segregación gravitacional sea efectiva.

Tabla V.1. Análisis del término de drenaje gravitacional

Campo y yacimiento	Viscosidad del aceite cp	Permeabilidad al aceite md	Movilidad del aceite md/cp	Angulo de buzamiento (°)	Diferencia de densidad. $\Delta\rho$	Término del drenaje gravitacional (Ko/μo)Δρsenα	Espesor de formación productora (pies)	Drenaje gravitacional
Lakeview	17	2000	118	24	0.86	41	10	si
Lance Creek	0.4	80	200	4.5	0.63	10	muy delg.	si
Sudance	1.3	1100	846	22	0.65	203	45	si
Oklahoma	2.1	600	286	36	0.56	94	?	si
Kettleman, Tumbler	0.8	72	90	30	0.57	26	80	si
West Coyote, Emer	1.45	28	19.3	17	0.61	3.4	75	no
San Miguelito	1.1	34	30.9	39	0.63	12	40	si
Huntington Beach	1.8	125	69	25	0.67	19	50	si
Eliwood, Vaqueros	1.5	250	167	32	0.69	61	420	si
San Ardo, Campbell	2000	4700	2.35	4	0.90	0.15	230	
Wilmington	12.6	284	22.5	4	0.84	1.32	40	
Huntington	40.0	600	15	11	0.87	2.5	40	no
Mid Six Pool	1.32	300	224	17.5	0.70	47	635	si

En los yacimientos de segregación gravitacional se pueden alcanzar los mayores índices de recuperación, de hasta 75%.

## BIBLIOGRAFÍA

- Uren, Lester C. "Ingeniería de Producción de Petróleo" USA 1965.
- Szilas, A.P.: "Production and Transport of Oil and Gas" N.Y., USA 1986.
- Uren, Lester "Ingeniería de Producción de Petróleo" México 1969
- León, E. Carlos A.; Ordoñez de los Santos V. F. "Comportamiento de Yacimiento"  
Tesis FI, UNAM 1995.
- Garaicochea, P.F. y Bashbush, José L. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos" FI, UNAM.

## Capítulo VI. Otras Clasificaciones

---

### VI.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan las clasificaciones que no se consideran en los anteriores capítulos, ya sea porque involucran varios factores, o debido a que las consideraciones se hacen solo para cierto tipo de mezclas. Los Modelos Matemáticos de Yacimientos merecen un lugar aparte en cuanto a clasificación, porque son una forma de estudiar el comportamiento de yacimientos y no reflejan propiamente (pero si de forma muy similar) las condiciones que se presentan en la naturaleza.

### VI.2 EMPUJES COMBINADOS

Un yacimiento de aceite podrá ser saturado y estar en contacto con un acuífero. En este caso todos los mecanismos de empuje, antes descritos, pueden estar contribuyendo en la explotación del yacimiento.

Es imposible generalizar sobre la recuperación esperada y el comportamiento de un yacimiento con empuje combinado, debido a la amplia variación en los tamaños de la zona de hidrocarburos y del acuífero. Los mecanismos de empuje pueden aumentarse mediante la inyección tanto de gas como de agua.

Cuando los estratos que contienen gas y aceite están hidráulicamente conectados con acuíferos, el agua invade el yacimiento a medida que la presión disminuye debido a la producción, como se puede apreciar en la Fig.VI.1.

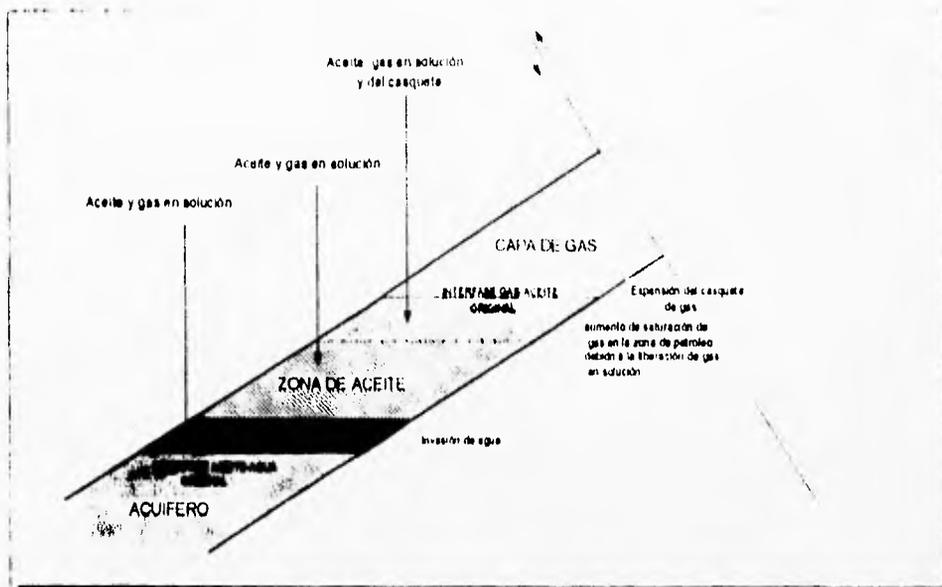


Fig.VI.1. Sección transversal de un yacimiento con empujes combinados

Como consecuencia, se disminuye el grado de expansión del aceite y del gas remanentes, que depende solamente de la presión. Por lo tanto, tomando muestras de fondo de los fluidos del yacimiento bajo las condiciones de presión y midiendo los volúmenes relativos en el laboratorio a temperatura del yacimiento y a varias presiones, es posible pronosticar la forma en que estos fluidos se comportarán en el yacimiento a medida que su presión disminuye. En todos los yacimientos se llega a presentar más de una forma de energía para producir sus fluidos, en la vida productiva del yacimiento.

### VI.3 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS CON BASE EN MODELOS MATEMÁTICOS.

El estudio de las condiciones de flujo que ocurren en el yacimiento, así como los decrementos de presión en los mismos, son áreas de la ingeniería petrolera recientemente muy estudiadas; gran parte de este avance se debe al desarrollo de las computadoras. Debido a esto se han desarrollado modelos matemáticos que representan estas condiciones, para así poder predecir el comportamiento del yacimiento bajo diferentes condiciones.

Actualmente en todas las áreas teóricas se requieren modelos matemáticos, por lo que se han vuelto indispensables. Se pueden definir varios modelos de representación de yacimientos para predecir sus comportamientos.

La utilización de los modelos para la simulación en la explotación petrolera, es relativamente nueva, debido a que se necesitan características más detalladas de los yacimientos que se están estudiando, por lo que se llegan a obtener resultados más cercanos a la realidad.

En la década de los sesentas se comenzaron a desarrollar estudios concisos acerca del proceso de flujo a través de medios naturalmente fracturados, representando en diferentes formas idealizadas el sistema matriz-fractura. Aquí se presentan los modelos más comunes que han sido utilizados para el estudio matemático de estos procesos y que pueden establecer una clasificación de yacimientos.

El caso a) de la Fig. VI.2, muestra la red de fracturas por medio de un sistema de fracturas paralelas intercaladas con estratos porosos y permeables. El caso b), considera bloques de forma geométrica regular, rodeados por un sistema ortogonal de fracturas. El caso c), utiliza un conjunto de bloques esféricos que representan el medio poroso, con los espacios entre ellos formando el sistema de fracturas. El caso d) muestra la forma real que se tiene en una formación.

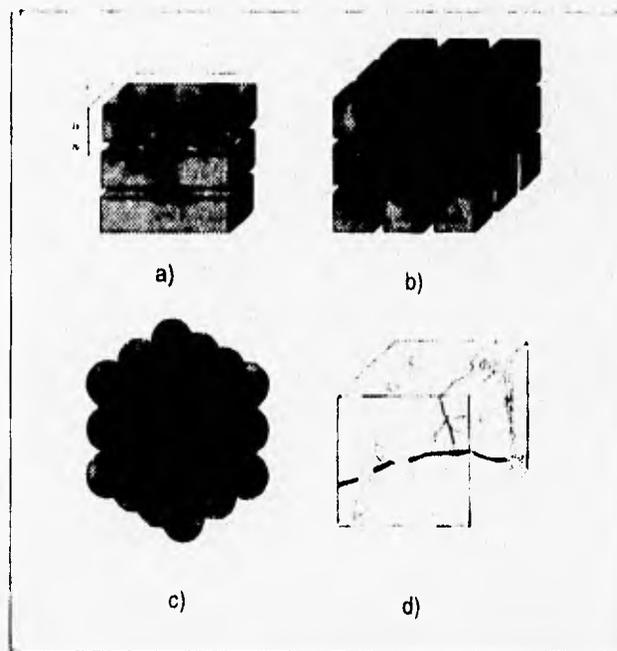


Fig. VI.2 Diagrama que muestra los principales modelos utilizados para representar un medio poroso fracturado de los yacimientos.

Es necesario para un modelo básico asociarse con las condiciones de frontera, para que este tenga aplicación práctica. La representación de un modelo que caracteriza el comportamiento del yacimiento, se puede representar mediante los siguientes modelos :

- Modelo Doble Porosidad
- Modelo Doble Permeabilidad
- Modelo Homogéneo

#### MODELO DE DOBLE POROSIDAD

Las ecuaciones diferenciales parciales para representar el flujo de fluidos en un sistema de doble porosidad fueron presentadas por Warren y Roots en 1963. El modelo fue extendido por Warren y Cinco Ley para incluir el almacenamiento del pozo y el efecto de daño .

El modelo de doble porosidad se puede definir como "dos medios porosos homogéneos, diferentes entre sí, conectados, pero solamente uno de ellos aporta fluido al pozo. En la Fig. VI.3 se presenta un esquema básico de este modelo.

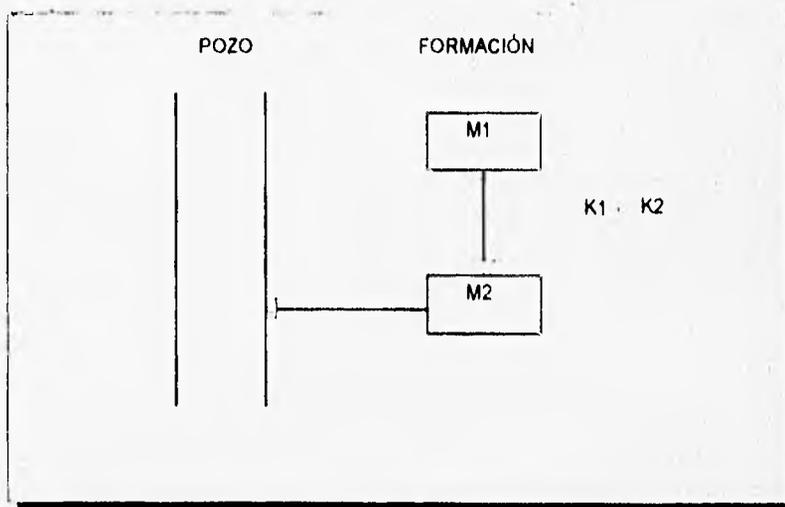


Fig.VI.3 Esquema básico del modelo de doble porosidad

Este modelo supone la existencia de dos regiones porosas de diferentes porosidades y permeabilidades dentro de una formación (M1 y M2). Solo uno de los medios porosos tiene una permeabilidad lo suficientemente alta para producir hacia el pozo (M2).

#### MODELO DE DOBLE PERMEABILIDAD

En este modelo existen 2 medios porosos homogéneos, diferentes entre si, y en este caso los dos medios aportan fluidos hacia el pozo. Este tipo de modelo ha sido estudiado poco debido a su complejidad. En la Fig.VI.4 se presenta un esquema básico de este modelo.

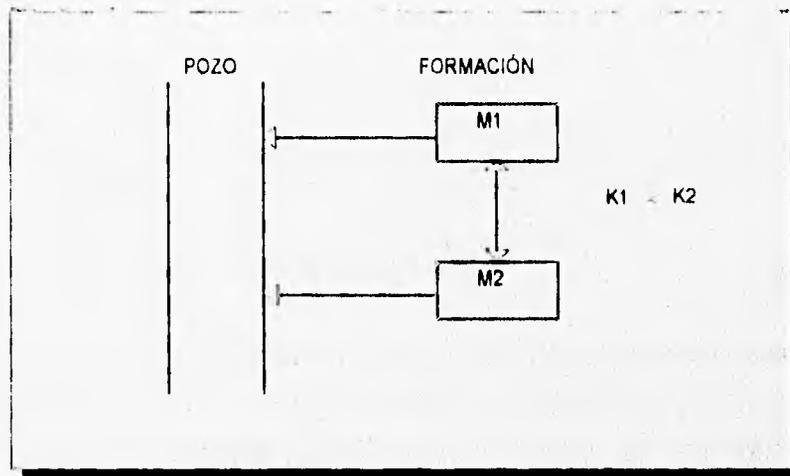


Fig. VI.4 Esquema básico del modelo de doble permeabilidad

#### MODELO DE DOBLE POROSIDAD - DOBLE PERMEABILIDAD

Este modelo considera un caso general de doble porosidad ( con  $\phi_1$  y  $\phi_2$  ) y doble permeabilidad ( $k_1$  y  $k_2$  ). Este modelo puede ser reducido a dos casos limite : un sistema estrictamente doble porosidad o a otro doble permeabilidad.

**MODELO DE DOBLE POROSIDAD - SIMPLE PERMEABILIDAD**

Este modelo es el propuesto por Warren y Roots con  $\phi_1, \phi_2 = 0, K_1=0, K_2 \neq 0$ . Los fluidos tienen una dirección de flujo de la matriz a las fracturas y subsecuentemente al yacimiento a través de las conexiones de las fracturas.

**MODELO DE SIMPLE POROSIDAD - DOBLE PERMEABILIDAD**

Este sistema tiene  $\phi_1 \neq 0, \phi_2 = 0$  y las permeabilidades  $k_1 \neq 0$  y  $k_2 = 0$ , obtenemos un sistema esférico simple porosidad - doble porosidad.

**MODELO HOMOGÉNEO**

En este tipo de modelo de yacimiento se considera que todas las características petrofísicas del mismo no tienen variaciones en el yacimiento.

Homogéneo  $\phi = \text{cte.}$  y  $K = \text{cte.}$

Isótropo  $K_x = K_y = K_z; K_r = K_z$

Anisótropo  $K_x \neq K_y \neq K_z; K_r \neq K_z$

Han existido estudios diferentes que no han estado unificados, acerca de este problema, el comportamiento de yacimientos heterogéneos en la literatura es considerado aún muy complejo y difícil de ser analizado de una manera sistemática y unida. La razón principal es la interpretación del modelo que más se acerque a la complejidad del yacimiento. La observación de un gran número de pruebas de pozos en diferentes formaciones de todo el mundo, revela que el número de posibles comportamientos durante la prueba se reduce, por lo tanto, sólo a un número limitado de interpretación de modelos se requerirán para la interpretación de pruebas de presión de pozos. Esto es debido a que durante la prueba, el yacimiento actúa solo como filtro entre una señal de entrada, el cambio de flujo, y una señal de salida.

En la práctica, una prueba de presión revela que el yacimiento actúa sólo como un medio simple (comportamiento homogéneo ) o dos medios interconectados (comportamiento heterogéneo). Los términos homogéneo y heterogéneo son relacionados al comportamiento del yacimiento y no a la geología del mismo. Homogéneo, quiere decir que la permeabilidad medida en una prueba y la medida en un núcleo son las mismas, aunque el resultado en número puede ser diferente. Heterogéneo, quiere decir que las medidas de permeabilidad son diferentes.

Existe otra clasificación de modelos matemáticos con base en sus dimensiones, tal es el caso de modelos unidimensionales, bidimensionales y tridimensionales

Una celda (volumen pequeño de un yacimiento), donde no existe entrada de hidrocarburos, es similar a un tanque conteniendo petróleo, donde no existe entrada de petróleo, debido a que los límites del tanque se consideran impermeables al flujo. Un modelo de tal fracción de yacimiento se denomina "tanque". Es cero dimensional porque la roca, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de un punto a otro. En una celda tipo tanque, tales propiedades son calculadas como valores promedio, por lo que éste se utiliza como base para la gran mayoría de los simuladores de yacimientos, y comúnmente se le denomina celda.

El modelo unidimensional consta de más de una celda en una dirección y de solamente una celda en las otras dos direcciones. Este tipo de análisis se puede extender a yacimientos donde varían tanto las propiedades como los valores de presión en dos dimensiones y a otros donde la variación ocurra en las tres dimensiones. Los simuladores o modelos que representan estos yacimientos se llaman respectivamente bidimensionales y tridimensionales. De esta forma, un modelo de yacimiento bidimensional consiste de más de una celda en dos dimensiones y de una celda en la tercera dimensión. Un simulador tridimensional consiste de más de una celda en las tres dimensiones. La Fig. VI.5 ilustra estos aspectos.

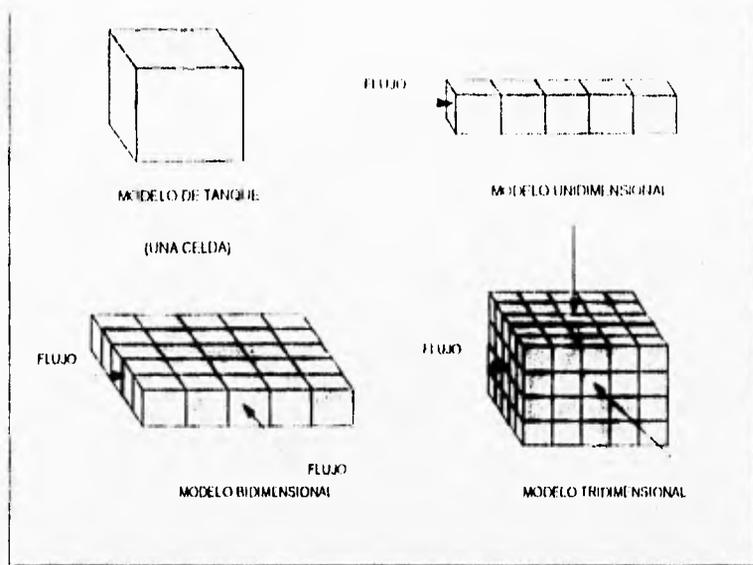


Fig. VI.5 Clasificación de modelos por sus dimensiones en el espacio.

#### **VI.4 CLASIFICACIÓN CON BASE EN COMBINACIÓN DE ASPECTOS GEOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS.**

La combinación de aspectos geológicos y aspectos petrofísicos de los yacimientos puede tomarse como base para clasificarlos en yacimientos homogéneos y yacimientos heterogéneos.

Desde el punto de vista geológico, los yacimientos son el resultado de una larga y, frecuentemente, compleja historia de evolución geológica. Los procesos combinados de depositación, sepultamiento, compactación, diagénesis y deformación estructural, hacen que se produzcan variaciones de geometría del yacimiento, así como de sus características de permeabilidad y porosidad, además de la configuración estructural, que es tan difícil de predecir, por lo que los yacimientos se pueden considerar heterogéneos, esto es, muestran condiciones por las que el flujo de fluidos se lleva a cabo en alteraciones, tales como cambios de dirección. Sin embargo, se han desarrollado modelos matemáticos que no toman en cuenta estas alteraciones y suponen al yacimiento homogéneo.

La heterogeneidad puede ser dominada por aberturas o sellos, fallas, fracturas, litologías contrastantes, diagénesis o complejidad sedimentológica.

La heterogeneidad de un yacimiento petrolífero se puede deber a causas de tipo geológico o de tipo petrofísico; algunas de ellas son las siguientes:

- a) Discontinuidades
- b) Estratificación
- c) Fracturas y Cavernas
- d) Variación de la Permeabilidad
- e) Lentas de roca
- f) Microestratos

a) Las discontinuidades pueden ser en forma lineal o radial; las primeras pueden ser barreras, fallas, contacto entre fluidos, cambios litológicos, etc. Los frentes de invasión de los contactos entre fluidos pueden ser ejemplos de discontinuidades radiales. Estos dos tipos de discontinuidades son de gran importancia para un buen estudio y caracterización de yacimientos.

b) La estratificación de formaciones, es quizá la heterogeneidad más utilizada en modelos de simulación de yacimientos. En ésta se considera a la formación productora dividida en estratos, cada uno con propiedades petrofísicas uniformes, pero diferentes entre sí. Se considera que estos estratos se extienden de pozo a pozo.

c) Fracturas. El Campo Cantarell en la Sonda de Campeche, tiene un alto grado de fracturamiento además de presentar cavernas por disolución; esto hace que en algunos pozos se lleguen a obtener producciones mayores de 10,000 bl/día. Este fenómeno también se presenta en otros yacimientos. Debido a estas heterogeneidades se tienen problemas para lograr una buena administración del yacimiento, por lo que su estudio está muy desarrollado en cuanto a modelos y simuladores que representen el comportamiento de estos yacimientos bajo diversas condiciones.

d) La distribución areal de la permeabilidad, se debe a variaciones en el tamaño de los granos, por impurezas y cementantes de la roca, por lentes, etc. Kruger presentó un procedimiento para el cálculo de la distribución areal de la permeabilidad. Coats y Coles desarrollaron otro método, en el incluyen un ajuste por mínimos cuadrados y

programación lineal para obtener la descripción del yacimiento a partir de datos acerca de su comportamiento. Existen otras técnicas para calcular la distribución areal de la permeabilidad ( teoría de control, técnicas iterativas, etc.)

e) Los lentes de roca están distribuidos en las formaciones y son un tipo de distribución areal de heterogeneidades. La permeabilidad en los lentes puede ser alta o baja en relación al resto de la roca productora.

f) Microestratos. Este tipo de heterogeneidad también se le conoce como "laminillas", son de espesor muy pequeño, alrededor de un milímetro de espesor en la arenisca Calvin, y presentan continuidad en las propiedades de flujo, lo cual afecta al comportamiento de los procesos de recuperación de hidrocarburos.

Cabe mencionar que en algunos yacimientos se presentan varios de estos tipos de heterogeneidades.

## BIBLIOGRAFÍA

- León, E. Carlos A, y Ordóñez de los Santos V. F. "Comportamiento de Yacimiento"  
Tesis FI, UNAM 1995.
- Garaicochea, P.F.y Bashbush, José L. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos"  
FI, UNAM.
- Parson R.W. "*Directional Permeability Effects in Developed and Unconfined Five Spots*" J.P.T. June 1987
- Leung, Woon F. "*A New Pseudosteady-State Model for Dual-Porosity/Dual-Permeability Aquifers and Two Interconnected Single-Porosity Aquifers*" S.P.E. September 1986
- Gringarten, Alan C. "*Interpretation of Test in Fissured and Multilayered Reservoirs With Double-Porosity Behavior: Theory and Practice*" J.P.T. April 1984.
- Rivera, R.J., Rodríguez, N. R. "*Procesos de Difusión - Dispersión en Yacimientos Homógeneos, Heterógeneos y con Fracturas Naturales*" XXV Congreso de la AIPM  
Abril 1987

## Capítulo VII. Conclusiones y Recomendaciones

---

El conocimiento de los parámetro más importantes de un yacimiento petrolero, así como la predicción de su comportamiento, son fundamentales para obtener mejores resultados en la programación de actividades, con el fin de alcanzar una mejor explotación, de los hidrocarburos.

El tipo de roca de un yacimiento influye, de manera importante, en muchas actividades de localización evaluación y extracción de hidrocarburos, como: perforación, terminación, reparación y estimulación de pozos, diseño de instalaciones sub y superficiales, proyectos de recuperación de hidrocarburos. Debido a que las características propias de las rocas más comunes (arenas y calizas) tienen un amplio rango de variación.

Conocer el tipo de trampa que origina los yacimientos es fundamental para trabajos de desarrollo de campos, principalmente, debido a que la delimitación y geometría de la estructura, en el caso de una trampa estructural, son aspectos básicos para una distribución adecuada de los pozos y de sus instalaciones superficiales (baterías, estaciones de compresión, deshidratadoras, etc.)

Analizar los aspectos petrofísicos (porosidad y permeabilidad) de los yacimientos, conduce a detectar yacimientos de alta y baja magnitud porosidad-permeabilidad, lo cual se puede relacionar con el hecho de que, algunos yacimientos que tienen bajo valor de permeabilidad se caracterizan por ser productores de gas.

La determinación del tipo de mojabilidad que se tiene en un yacimiento es importante para tomar decisiones en varios aspectos: tipos de fluidos a utilizar en la estimulación de pozos y en las recuperaciones secundaria y mejorada, debido a que los comportamientos de las rocas mojables por aceite o por agua, son diferentes.

Para lograr la explotación óptima de un yacimiento es básico conocer el tipo de hidrocarburos que contiene, ya que este aspecto es imprescindible para programar los procesos de extracción adecuados.

Conocer el tipo de empuje predominante en cada etapa de la explotación de un yacimiento fundamentará, de manera sustancial, las actividades relacionadas a la explotación de los hidrocarburos.

La determinación de las características mencionadas de los yacimientos petroleros deberá ser lo más precisa posible, debido a que mientras más exactos sean mejores resultados se obtendrán en los diversos estudios y proyectos que se lleven a cabo en los yacimientos.

Tomando en cuenta los avances actuales de la tecnología petrolera y, en particular, los de la ingeniería de yacimientos, se propone que más que clasificar a un yacimiento se le debe describir en forma breve con base en los aspectos tratados en este trabajo, como a continuación se muestra:

"Yacimiento de aceite bajo saturado, de alto encogimiento, localizado en un anticlinal a fallado, cuya roca almacén es una caliza arrecifal fracturada, asociado a un acuífero".

Lógicamente la clasificación (descripción) de un yacimiento será función del grado de caracterización del mismo. En un principio sólo se podrá clasificar al yacimiento bajo uno que otro punto de vista, pero cuando ya se tenga un buen avance en su caracterización se podrá hacer propiamente una descripción breve, al clasificarlo.

Es importante no limitarse a las clasificaciones señaladas en este trabajo, debido a que la Ingeniería Petrolera está en constante cambio y, por lo tanto, surgirán nuevos puntos de vista con fundamentos que deben tomarse en cuenta para proponer nuevas clasificaciones.