



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**APUNTES DE
GEOLOGIA DEL PETROLEO**

EDUARDO RODRIGUEZ SANTANA

**DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA DEL PETROLEO Y GEOHIDROLOGIA**

FI/DICT/86-066

1880
No. 100
100

THE
LIBRARY OF THE
MUSEUM OF COMPARATIVE ZOOLOGY
AT HARVARD UNIVERSITY

RECEIVED
JAN 10 1881

NOV 10 1880

THE
LIBRARY OF THE
MUSEUM OF COMPARATIVE ZOOLOGY
AT HARVARD UNIVERSITY

APUNTES DE GEOLOGIA DEL PETROLEO

Segunda Edición.

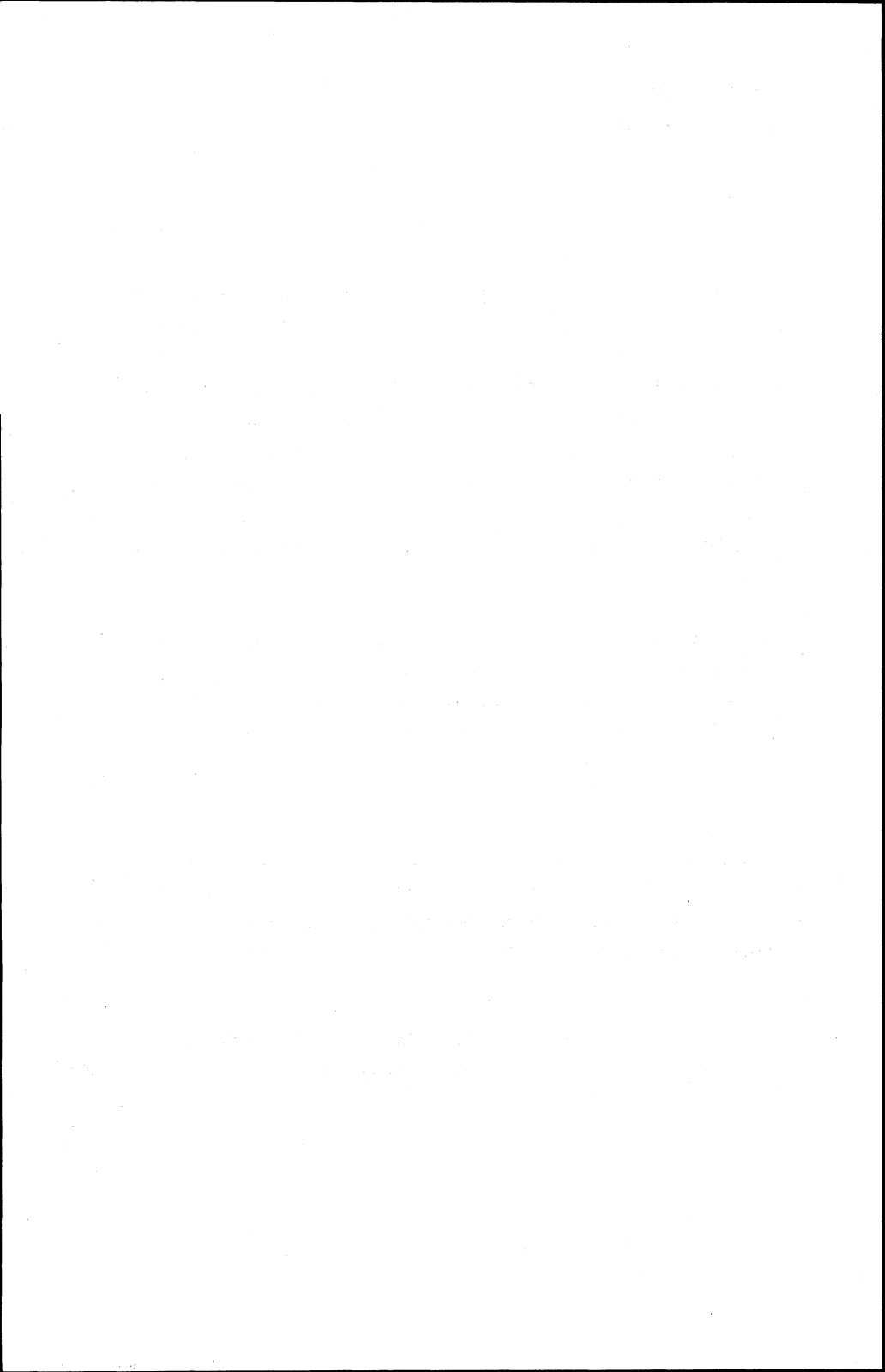
PREFACIO

El objetivo de estos apuntes es que los alumnos que estudian las carreras de Ingeniero Geólogo e Ingeniero Petrolero cuenten con información que sea de fácil consulta, - que cumpla los requisitos señalados en el programa de la materia y a la vez sea accesible económicamente.- Sin embargo, algunos temas, por el tipo de publicación de que se trata, no están desarrollados en toda la extensión que algunos maestros desearían, por lo que al final de éstos se incluye una lista de literatura y referencias recomendadas.

La segunda edición, que hoy sale a la luz, ha sido revisada cuidadosamente y se ha enriquecido con un nuevo capítulo sobre Tectónica y Sedimentación con aplicación a México, escrito por la Dra. Carmen Pedrazzini a quien agradezco cumplidamente su colaboración

Así mismo deseo hacer patente mi agradecimiento al Ing. - Mariano Ruíz Vázquez, Jefe de la División de Ingeniería - en Ciencias de la Tierra de esta Facultad, por su interés en la elaboración de esta segunda edición y por las facilidades otorgadas para la impresión de la misma.

Ing. Eduardo Rodríguez Santana
Ciudad Universitaria, Enero de 1986



APUNTES
GEOLOGIA DEL PETROLEO
(Segunda Edición)

I N D I C E

	PAGINA	
CAPITULO I	DEFINICION.- OBJETIVO.- IMPORTANCIA	1
CAPITULO II	PETROLEO Y GAS.- PRESENCIA.- MANIFESTACIONES SUPERFICIALES.- PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS.	9
CAPITULO III	ORIGEN DEL PETROLEO Y GAS	40
CAPITULO IV	ROCAS GENERADORAS	52
CAPITULO V	MIGRACION DEL PETROLEO Y GAS	61
CAPITULO VI	ROCAS ALMACENADORAS	75
CAPITULO VII	ROCAS SELLO	86
CAPITULO VIII	TRAMPAS	91
CAPITULO IX	GEOQUIMICA.- APLICACIONES A LA EXPLORACION PETROLERA. PARAMETROS PARA LA EVALUACION DE CUENCAS	128
CAPITULO X	LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS Y LA TECTONICA	134
REFERENCIAS Y LITERATURA RECOMENDADA		154
APENDICE		
NOTAS SOBRE RESERVAS PETROLERAS		158
TABLAS DE RESERVAS Y PRODUCCION DE CRUDO Y GAS		160

INDICE DE FIGURAS Y TABLAS

CAPITULO II

PAGINA

Figura 1.-	Formación de Chapopoteras	10a
" 2.-	Diques de aceite sólido y rellenos de veta.	12a
Tabla I.-	Reservas probadas de Hidrocarburos en el mundo.	18a
Figura 3.-	Reacciones fundamentales del Carbono	20a
" 4.-	n-parafinas e iso-parafinas simples . . .	22a
" 5.-	n-parafinas=n-alcanos	22b
" 6.-	Hidrocarburos aromáticos.	24a
Tabla II.-	Composición química del aceite, asfalto y kerógeno.	26a
Figura 7.-	Rompimiento térmico	32a
" 8.-	Clasificación de crudos basada en porcentaje de n-parafinas naftenos y aromáticos.	34a
" 9.-	Clasificación de crudos basado en porcentajes de hidrocarburos saturados, aromáticos y productos pesados	35a

CAPITULO III

Figura 1.-	Proporciones relativas de kerógeno y bitumen en las rocas.	46a
" 2.-	Evolución de la materia orgánica.	46b
" 3.-	% de conversión a hidrocarburos	51a
" 4.-	Ventana del aceite.	51a
" 5.-	Hidrocarburos/contenido orgánico.	51a
" 6.-	Cantidades relativas de hidrocarburos en sedimentos.	51b
" 7.-	Evolución de la temperatura de generación del aceite en funcion del tiempo.	51b

CAPITULO IV

Figura 1.-	Ambientes marinos.	54a
" 2.-	Organismos planctónicos actuales	55a
" 3.-	Evolución de los organismos.	56a
" 4.-	Evolucion de la biósfera	57a
" 5.-	Preservación de la materia orgánica.	59a

CAPITULO V

Figura 1.-	Migración primaria, secundaria y entram- pamiento	64a
" 2.-	Migración en medio acuoso.	65a
" 3.-	Desplazamiento y separación del aceite y gas por efectos hidrodinámicos	65b
" 4 y 5.-	Remigración.	67
" 6.-	Trampas escalonadas.	68a
" 7.-	Modelos de Cuencas Hidrológicas.	73a

CAPITULO VI

Figura 1.-	Relación entre la porosidad y la profundidad de sepultamiento para areniscas.	81a
" 2.-	Morfología de los depósitos de corrientes trenzadas.	85a
" 3.-	Morfología de los depósitos de relleno de canal y media luna	85b
" 4.-	Detalle de los depósitos de relleno de ca- nal y media luna	85c
" 5.-	Morfología de los depósitos de canal dis- tributario	85d
" 6.-	Localización de ambientes costeros de ba- rra.	85e
" 6-A.-	Barra de barrera en Galveston.	85e
" 7.-	Corte transversal de un arrecife	85f
" 8.-	Corte de un monticulo calcáreo	85f

CAPITULO VIII

Figura 1.-	Cierre estructural.	91a
" 2.-	Secciones de trampas geológicas	102a
" 2A.-	Fisonomía general de diferentes yacimientos petrolíferos.	102b
" 3.-	Anticlinales.	103a
" 4.-	Anticlinal elongado	104a
" 5.-	Formación de un domo salino	104b
" 6.-	Domos salinos y "cap rock".	106a
" 7.-	Tipo de trampas asociadas a un domo salino.	107a
" 8.-	Trampas hidrodinámicas (campos Frannie y Sage Creek)	107b
" 9.-	Trampa por falla (campo Pickens).	110a
" 10.-	Campos de la Faja de Oro.	117a
" 11.-	Mapa estructural.- Cima Caliza. El Abra	119a
" 12.-	Faja de Oro.- Secciones Transversales 1 y 2.	120a
" 13.-	Areniscas acordonadas	123a
" 14.-	Depósitos de barra.	123b
" 15.-	Isopácas de una barra	123c
" 16.-	Trampas por cambio de facies (Campo Cottonwood Creek)	124a
" 17.-	Acumulación en rocas ígneas (Campo Furbero)	125a

CAPITULO X

Figura 1.-	Cuenca de "rift".	137
" 2.-	Estructura de margen pasivo	139
" 3.-	Delta del Río Niger	140
" 4.-	Cuencas del Golfo de México	142
" 5.-	Cuenca cratónica simple y compleja.	144
" 6.-	Cuenca de antifosa.	146
" 7.-	Cuencas ligadas a subducción.	149
" 8.-	Cuenca de Los Angeles (Corte)	152
" 9.-	Cuenca de Los Angeles (Plano)	153

CAPITULO I.- GEOLOGIA DEL PETROLEO

DEFINICION

La Geología del Petróleo es la aplicación de la Geología en la exploración y explotación de yacimientos del petróleo y gas.

OBJETIVO E IMPORTANCIA.

Como objetivos principales podemos enlistar:

- Localizar yacimientos petrolíferos por medio de la geología.
- Economizar en la exploración petrolera
- Conocer en todos sus aspectos la ciencia geológica
- Describir a la geología en tres dimensiones con ayuda de los datos de las perforaciones
- Evaluar los recursos petrolíferos

Comparando el avance de la Geología, se puede considerar que ésta debe mucho a la industria del petróleo y viceversa; en la exploración, la introducción de la Geología ha sido de gran utilidad para la industria petrolera. Inicialmente, cuando la exploración petrolera no aplicaba los criterios geológicos, el porcentaje de éxito en las perforaciones era muy bajo (3% promedio), al introducirse la geología aumentaron los buenos resultados, se incrementaron las regiones por explorar y se descubrieron nuevos métodos de investigación. De esta manera, la industria petrolera aumenta su producción gracias a la geología y ésta, obtiene fuerte impulso en la investigación, por lo que no se debe mencionar, en forma discriminatoria geología pura y geología aplicada, ya que existe una sola

geología y su pureza depende de su verdad y no de su aplicación.

Las compañías petroleras de todo el mundo, debido a los grandes intereses económicos y políticos, dan primordial importancia a sus departamentos de geología, geofísica y geoquímica, que cuentan con fuertes recursos económicos, canalizados a proyectos de investigación en las distintas ramas de la geología.

Con el tiempo la proyección de la geología del petróleo se ha extendido, ya que anteriormente en la exploración los criterios geológicos se usaban, principalmente, para encontrar los sitios favorables para la acumulación de hidrocarburos; posteriormente, la geología definió los tipos de ambientes favorables para la generación y acumulación de petróleo; actualmente, los conocimientos están enfocados al estudio integral de las cuencas sedimentarias.

EVOLUCION HISTORICA Y PROYECCION

Los hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos se conocen desde tiempos muy antiguos, ya que en la Biblia, se mencionan lagos de asfalto y columnas de fuego (gas natural). Los fenicios calafateaban sus naves con asfalto; los babilonios y asirios utilizaban el petróleo como combustible y los egipcios, lo emplearon en sus prácticas de embalsamiento.

En Norteamérica, los indígenas recogían el petróleo para usos medicinales. En México, como medicina e incienso ritual, denominando al petróleo con el nombre azteca de ---

"chapopotli".

Antes de la revolución industrial, los descubrimientos de aceite y gas eran accidentales, pues los hallazgos -- eran por medio de pozos de agua someros o manifestaciones superficiales. A partir de la mencionada revolución (fines siglo XVIII), el aceite se hizo indispensable para la lubricación de la maquinaria. Primeramente, las necesidades de aceite se cubrían con aceite de origen animal (ballenas), el cual era escaso y caro; después se -- substituyó por aceite de carbón (destilación), que también era costoso. Finalmente, el descubrimiento del motor de combustión interna marco la pauta de utilizar combustibles de fácil extracción y bajo costo, como fueron el petróleo y el gas.

El nacimiento de la industria petrolera se atribuye a -- cuatro hombres de E.U.: un financiero, un asesor científico (Prof. Silliman de la U. de Yale), un perforador y un superintendente (Coronel Edwin L. Drake). Este grupo perforó en 1859, el primer pozo en América cerca de -- Titusville, Pensilvania, en el cual brotó aceite a 23m de profundidad, con una producción de 20 barriles diarios (1 barril -- 42 galones = 159 litros).

En México, como se mencionó, los aztecas conocían el petróleo y el asfalto. En 1569 Fray Bernardino de Sahagún, en su libro "Historia de la Nueva España", habla del -- "Chapopotli, que es un betún que sale del mar". El fraile jesuita Francisco J. Clavijero, en 1767 menciona "la gran abundancia de asfalto en las costas del seno mexicano"; sin embargo, a partir de la conquista el auge de la minería relega a un segundo lugar al petróleo.

Los primeros descubrimientos de petróleo en los E.U. se reflejaron, rápidamente, en México, ya que en 1864, Maximiliano otorga las primeras concesiones para explotar petróleo. Hacia el final del siglo XIX, la exploración del petróleo es muy activa. En México, para esas fechas se encuentran geólogos europeos, que estudian las regiones potencialmente petroleras; se puede decir que la estratigrafía del este de México, fue establecida a principios del siglo XX, por geólogos de compañías petroleras extranjeras.

En 1902, en la región de Ebanos la Mexicana Petroleum Company, en el pozo La Pez #2, encontró petróleo pesado. Se puede mencionar, que la industria petrolera en México, se inició en el norte de Veracruz en la zona conocida como Faja de Oro.

Los métodos iniciales de la exploración petrolera fueron, principalmente, empíricos; por ejemplo, cuando el pozo Drake fue perforado con éxito en un arroyo se dió lugar a la práctica exploratoria de la "arroyología", que consistía en perforar en localidades similares a la del pozo Drake. Así mismo, se descubrió que perforando en las colinas se podía encontrar hidrocarburos, debido a que en una perforación sobre una colina, se localizó un campo gigante.

El primer método geológico fue el de la teoría anticlinal (enunciado por W. Logan en 1824 explicado por Hunt en 1861, y aplicado por primera vez por I.C. White en 1880), el cual indicaba a la cima de los anticlinales como lugares favorables para la acumulación de los hidrocarburos. Esta teoría condujo a muchos descubrimientos y aún hoy en día, los estudios buscan estructuras sepultadas. Otros --

descubrimientos importantes los realizó J.F. Carll en 1874 quien señaló la importancia del gas en el movimiento del petróleo del pozo y en la presión del yacimiento. También propuso que el petróleo no se encontraba en cavernas, sino en los poros de las rocas.

El desarrollo de la industria petrolera tomó un impulso extraordinario durante la primera guerra mundial, e igualmente concidió con la integración definitiva de la ciencia geológica en la exploración petrolera.

En los años 20, tuvo lugar un acontecimiento importante en la historia de la exploración, como fué la introducción de los métodos geofísicos, desarrollados en Hungría y Alemania, y con su máxima aplicación en Norteamérica. En la misma década, Francia introdujo en el mercado los registros geofísicos de pozos, lo cual resultó de enorme importancia para detectar las propiedades físicas de las rocas y diferenciar las distintas unidades litológicas en el subsuelo.

Las nuevas tecnologías, así como el estudio cuidadoso de las muestras colectadas durante la perforación propiciaron la aplicación de otras ramas de la Geología, como la Estratigrafía y Micropaleontología, que junto con la Geofísica se convirtieron en armas esenciales para el geólogo petrolero.

Los problemas de correlación debidos a cambios de facies, abrieron el interés por conocer las condiciones de depósito en los distintos paleoambientes; promoviendo así, - el estudio de los sedimentos recientes con fines comparativos y la sedimentología, en general.

La segunda guerra mundial dió un nuevo impulso a la exploración, ya que surgieron otras técnicas con fines bélicos y dada la gran demanda de combustible, dichas técnicas, - aunadas a los adelantos en la electrónica, permitieron -- perfeccionar la instrumentación geofísica y las fotografías aéreas en el campo exploratorio.

El desarrollo de las computadoras proporcionó, como en to dos los campos, un apoyo más a la exploración petrolera.

La creciente dificultad para encontrar yacimientos en -- áreas tradicionalmente petroleras, enfocó el interés a - otras áreas potencialmente productoras. En estas regiones se aplicó con éxito variable la prospección geoquímica. - Los métodos geoquímicos permitieron también evaluar el po tencial generador de las formaciones.

Al considerar el estado actual de la exploración geológica petrolera, se observa que no se busca ya, primordial - mente, la estructura individual o el yacimiento aislado, sino que se intenta estudiar y evaluar, en conjunto, las cuencas sedimentarias. Este enfoque global requiere de la aplicación de todas las disciplinas de la geología. Debido al gran número de parámetros utilizados y a la complejidad de sus relaciones, se están empleando cada día con mayor frecuencia los métodos estadísticos con apoyo en -- las computadoras. En particular, está adquiriendo importancia en la geología la aplicación de los datos a mode- los matemáticos.

Si se contemplan las futuras tendencias de la exploración se puede extrapolar lo siguiente:

- 1) Una creciente aplicación de la estadística y modelos matemáticos con el auxilio de las computadoras.

- 2) Una reducción de los hallazgos petroleros en las regiones tradicionales, lo que tiende a extender las fronteras de la exploración a otras áreas (ej. aguas profundas en los mares, regiones polares, zonas de difícil acceso etc.) y a emplear una tecnología más avanzada y costosa.

- 3) Una mecanización progresiva de los medios de exploración, lo que reducirá por una parte las funciones tradicionales del geólogo, pero por otra lo obligará a desempeñar un papel más importante en la integración e interpretación.

LA LABOR DEL GEOLOGO PETROLERO

De lo anterior, se deriva que la función del geólogo petrolero actual es principalmente interpretativa. Esto no implica que el geólogo se vea reducido a un trabajo de gabinete, ya que todavía tiene extrema importancia la obtención de datos y la observación personal en el campo. Sin embargo, es evidente que el geólogo deberá poseer un grado de conocimientos, una sólida preparación en las ciencias geológicas básicas y el conocimiento de ramas afines como la geofísica y la geoquímica, entre otras. Deberá también, estar constantemente actualizando con los nuevos descubrimientos técnicos, lo que implica un esfuerzo serio por mantenerse al corriente con la literatura geológica más importante.

El geólogo petrolero deberá desarrollar su capacidad de síntesis para la interpretación así como su imaginación y valor para exponer y defender sus puntos de vista, siempre que éstos estén bien fundamentados.

En este curso, después de una exposición teórica, se introducirá la metodología empleada en la exploración petrolera. Con ésto, se pretende guiar al alumno en el camino seguido, usualmente, en la exploración de un prospecto o de una cuenca y ayudarlo a resolver, mediante ejemplos, algunos problemas relacionados con la exploración.

CAPITULO II. PETROLEO Y GAS.

PRESENCIA DE LOS HIDROCARBUROS EN LA NATURALEZA

El petróleo y gas se encuentran en una gran variedad de formas en la naturaleza, tanto en superficie, como en el subsuelo. La geología del petróleo estudia, principalmente, las acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo, pero las manifestaciones superficiales son evidencias importantes para detectar los yacimientos.

Los indicios se deben a la naturaleza de los hidrocarburos y al tipo de receptáculo.

MANIFESTACIONES SUPERFICIALES

La presencia de los hidrocarburos en la superficie se puede -- clasificar por dos tipos de manifestaciones, conforme a la forma en que se observa:

Manifestaciones Directas: Son producidas por la aparición en los afloramientos de los mismos hidrocarburos los cuales pueden ser:

- 1).- Activos ó Vivos
- 2).- Muertos ó Fósiles

Manifestaciones Indirectas: Son las manifestaciones en superficie de los hidrocarburos, sin que ellos -- sean visibles.

a-1) Manifestaciones Directas Activas o Vivas.

Son aquellas que muestran una circulación subterránea activa, en donde intervienen el aceite vivo, el gas y el agua, su aspecto en la superficie varía -- por la naturaleza del producto y su caudal. Estas manifestaciones son conocidas como:

- 1) Chapopoterías
- 2) Lagos de asfalto
- 3) Escapes de gas
- 4) Volcanes de lodo

- 1) Chapopoterías: son filtraciones de petróleo o asfalto líquido a través de fracturas, fallas, planos de estratificación y discordancias, (Fig. 1) en donde el escape es lento e indican la existencia de un yacimiento. Muchos campos petroleros se han descubierto perforando en la proximidad de chapopoterías; por ejemplo, los campos de la región de Ebano.
- 2) Lagos de asfalto: son chapopoterías asociadas a marantiales, en donde se observa claramente una película de aceite sobre el agua. Este tipo de manifestaciones son muy conocidas desde tiempos remotos; por ejemplo, las que rodean al Mar Caspio; en la región de Baku, en U.R.S.S. y el lago de asfalto de Hit, en Irak. En América, existen lagos de asfalto en Trinidad, Venezuela y México, en éste último sobre las regiones del Golfo y en el Istmo de - - - - Tehuantepec. Las exudaciones del petróleo son comunes en el fondo del mar, como sucede en la plataforma continental del Golfo de México; recientemente, los yacimientos de la Sonda de Campeche fueron des_

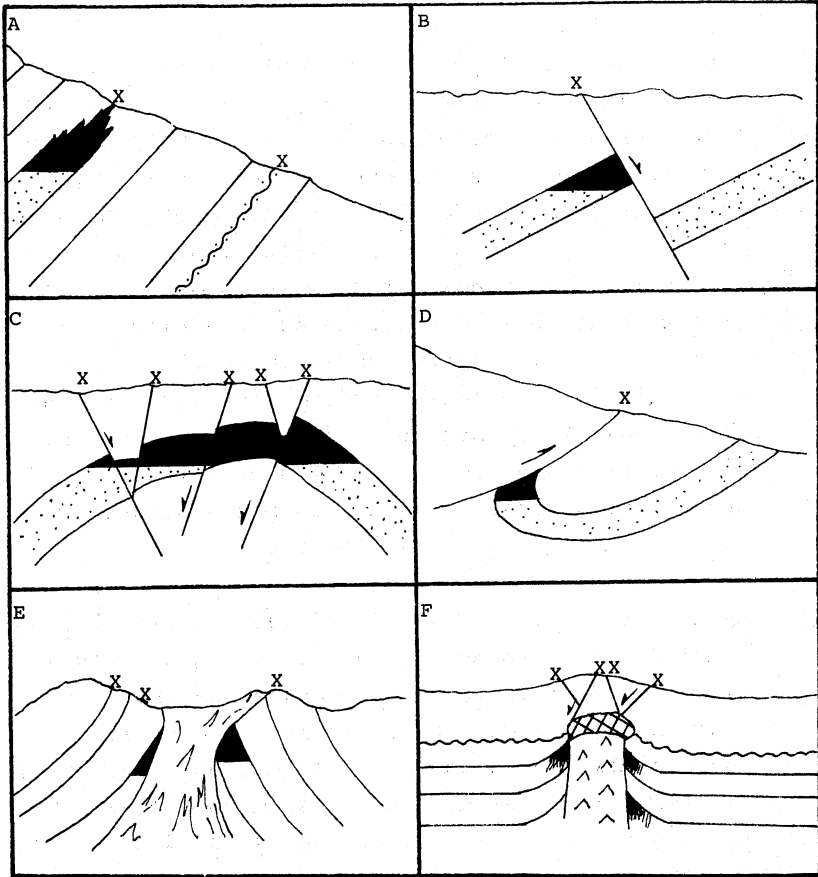


Figura 1. Formación de chapoteras

(tomado de Levorsen, 1960)

- A - Chapopotera en el afloramiento del yacimiento por discordancia.
- B - Chapopotera en una falla normal.
- C - Chapopotera arriba de un anticlinal afallado.
- D - Chapopotera en una falla inversa.
- E - Chapopoteras asociadas a diapirismo.
- F - Chapopoteras en un tapón de sal y fallas asociadas.

cubiertas a consecuencia de las observaciones del Sr. Cantarell, quién es pescador e informó de una gran mancha de aceite en el mar.

Sobre estos dos tipos de manifestaciones: chapopoterías y lagos de asfalto es importante anotar, que la presencia de los hidrocarburos líquidos tienen aspectos diferentes, ya que los petróleos de base parafínica son ligeros y muy fluidos, que se evaporan en la superficie y desaparecen sin dejar huella; en climas áridos estos hidrocarburos son imposibles de descubrir, a excepción de cierto olor a gasolina; en climas húmedos se puede localizar por la iridiscencia en la superficie del agua, aunque estas manifestaciones se pueden confundir con manchas de hidróxido de hierro. Los petróleos con base nafténica presentan indicios mas visibles, ya que se evaporan mas difícilmente.

- 3) Escapes de gas: son mas frecuentes que las chapopoterías debido a la mayor fluidez del gas, el cual migra mas fácilmente por conductos pequeños, de sitios mas distantes y en cualquier tipo de roca; -- por ejemplo, cerca de Puerto Angel, Oax., se observan emanaciones de gas en rocas metamórficas y no se conoce todavía su origen; en climas áridos pueden pasar desapercibidas si las emanaciones son de poca magnitud y no contienen agua. En climas húmedos afloran, generalmente, por medio de burbujas. La presencia de gas en el campo es notoria por su olor a gasolina, ruido y, en ocasiones, flama. En el fondo del mar los escapes de gas se pueden detectar con aparatos especiales, denominados - - - "sniffers", los cuales son arrastrados cerca del -

fondo marino.

- 4) Volcanes de lodo: son indicios asociados con acumulaciones de gas en el subsuelo; se forman por diapirismo de arcilla inyectada por el gas a alta presión. Su presencia es indicativa de un yacimiento de gas, localizado directamente abajo de estos volcanes y no siempre son indicadores de un yacimiento económicamente explotable. A este tipo de manifestaciones se le llama vulcanismo sedimentario, sus conos se presentan agrupados, con cráter y conos adventicios; las prominencias varían de pocos metros de altitud hasta 400m (Baku, U.R.S.S.). De ellos, brota continuamente gas metano y en regiones volcánicas emana, también, gas carbónico.

Manifestaciones Directas Fósiles o Muertas

Estos indicios son todas las trazas de hidrocarburos fijos en las rocas; generalmente se encuentran hidrocarburos sólidos y, rara vez, líquidos. Los hidrocarburos sólidos: asfalto, betún o brea se impregnan en las arenas y rellenan fisuras o espacios entre estratos; (Fig. 2) los líquidos se presentan en las cavidades de las rocas calcáreas, geodas y restos de fósiles.

- 1) Arenas asfálticas son yacimientos fósiles en rocas sedimentarias que al aflorar, la acción del oxígeno contenido en la atmósfera y en las aguas meteóricas, aunada al ataque de las bacterias aeróbicas destruyen los compuestos mas ligeros, conservando la fracción mas pesada del aceite.

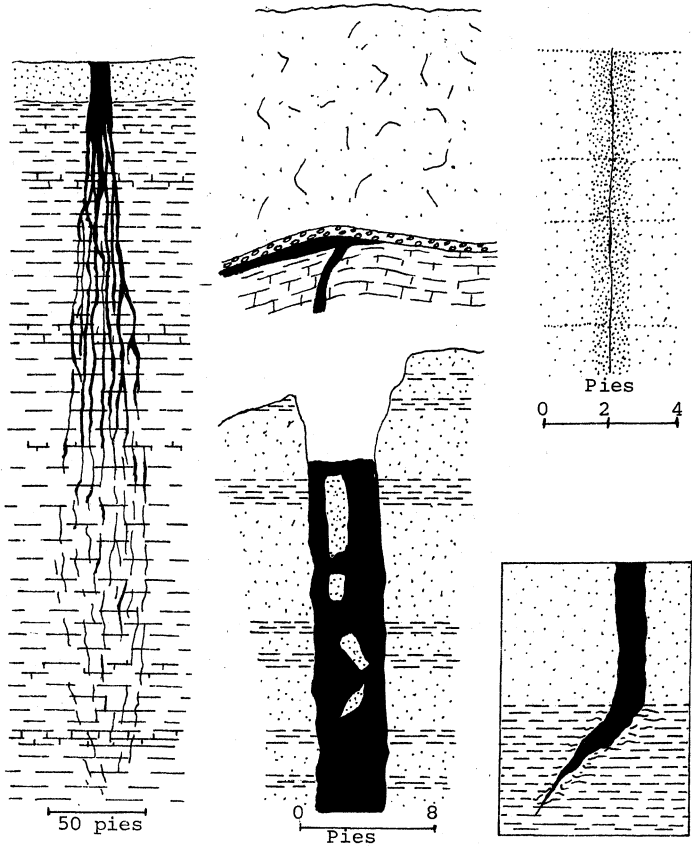


Figura 2 Diques de aceite solido y rellenos de vetas.
(Tomado de Levorsen, 1960)

Estos sedimentos pueden cubrir grandes extensiones; las mas famosas son las arenas asfálticas de - - Athabasca, en Alberta, Canadá, las cuales constituyen las reservas no explotadas mas grandes del mundo (alrededor de 900 billones de barriles); para - explotar el 50% aproximadamente, son necesarias técnicas adecuadas, tales como: inyección de vapor a alta presión y temperatura. Deben también mencionarse las lutitas bituminosas de la Faja del Orinoco en Venezuela.

- 2) Aceite Muerto: es un compuesto sólido de color café oscuro o negro, con fractura concoidal, se conoce de distintas maneras: grahamita, albertita, gilsonita, etc., los cuales varían ligeramente en su composición. Este aceite es la fracción mas pesada del petróleo, mismo que quedó atrapado durante la migración en los huecos y fracturas de las rocas ó fósiles y, que posteriormente fue oxidado, este tipo de hidrocarburos no es susceptible de explotar.

La presencia de aceite muerto no indica necesariamente la existencia de yacimientos economicamente explotables.

Manifestaciones Indirectas.

Las manifestaciones indirectas no son de hidrocarburos y su reconocimiento e interpretación correcta es delicada y riesgosa, entre otros indicios podemos señalar:

- 1) Acido sulfúrico, se encuentra asociado al petróleo y su aparición en superficie como sulfuro de hidrógeno, aguas sulfurosas y azufre, puede indicar la

presencia de una acumulación de petróleo. Pero -- también la reducción de los sulfatos con formación de ácido sulfhídrico, puede producirse en una mate ria orgánica, distinta del petróleo (lignito, es-- quistos bituminosos, etc.).

- 2) Formaciones superficiales de yeso pulverulento, -- blanco en superficie y marrón a profundidad, que -- contienen minerales sulfurosos y aragoníticos, pro ducidos por la acción de ciertas bacterias sobre -- los hidrocarburos gaseosos.
- 3) La formación de algaritas, sustancias orgánicas -- amarillentas, de aspecto córneo, que se encuentran fácilmente sobre los volcanes de lodo; esta subs-- tancia es debida a la acción bacteriana sobre para finas y gases de los hidrocarburos.
- 4) Los procedimientos de prospección geomicrobiológica, que buscan zonas ricas en bacterias vivientes en los hidrocarburos y su relación con los yaci-- mientos.
- 5) La presencia de rocas-madre en terrenos sedimentarios ricos en materia orgánica o en pirita, que in dican un medio reductor y puede ser considerado co mo indicio indirecto.

MANIFESTACIONES EN EL SUBSUELO.

En una región petrolífera es común, al perforar, encontrar pequeñas manifestaciones de aceite vivo o gas, que pueden o no -- señalar depósitos económicos; para evaluar dichas manifestacio-- nes es necesario realizar pruebas de producción en el interva--

lo donde ocurren, por esto los factores importantes que debe considerar el geólogo petrolero son:

- 1.- Características de la roca almacenadora
- 2.- Tipos de fluidos en el subsuelo
- 3.- Mecánica de yacimiento

Los depósitos económicos se clasifican en: yacimientos, campos y provincias.

Yacimiento: Es la acumulación de gas o aceite de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida a un mismo sistema de presión.

Campo: Comprende distintos yacimientos relacionados con una determinada condición geológica.

Provincia: Comprende varios campos localizados en una provincia geológica-petrolera, en la cual los yacimientos se formaron y se presentan en condiciones regionales similares; por ejemplo, la provincia de la costa del Golfo de México constituida por Lousiana, Texas y la Cuenca de Burgos.

EL PETROLEO EN EL ESPACIO Y EN EL TIEMPO.

a) Distribución geográfica

El petróleo y el gas están ampliamente distribuidos en el mundo. Casi todas las grandes cuencas sedimentarias han producido o producen hidrocarburos. Evidentemente en el primer siglo de la exploración petrolera, ésta se enfocó a las regiones ricas en manifestaciones superficiales llamadas tradicionalmente petroleras. Posteriormente, al intensificarse la exploración, se han encon-

trado hidrocarburos aún en cuencas muy pequeñas y en lugares menos esperados.

Las grandes regiones petroleras tradicionales son: el Medio Oriente (Arabia Saudita, Irán e Irak) y la región alrededor del Golfo Pérsico (Kuwait, los Emiratos Arabes y -- Abu-Dhabi). Otra gran provincia petrolera es el Golfo de México, que incluye los ricos yacimientos de los campos -- costeros de EU (Louisiana y Texas) y la franja costera de México desde el Río Bravo hasta Yucatán, incluyendo la -- plataforma continental.

En Norteamérica existen otras cuencas de menor importancia; por ejemplo, la Cuenca Terciaria de California, el -- Mid Continent, la North Slope de Alaska, en E.U.; en Canadá la región del Alberta, the Northwestern Territories y los nuevos desarrollos en las Islas Articas.

En Europa, las áreas tradicionales son las rumanas y las rusas cerca del Mar Caspio, las cuales se están agotando. Por otra parte, han tenido enorme desarrollo las nuevas -- áreas del Mar del Norte, por lo que Inglaterra ha pasado a ser el primer productor de Europa Occidental. Noruega -- comparte los yacimientos del Mar del Norte; Alemania y -- Holanda están en el límite meridional de esta provincia y producen principalmente gas.

La Unión Soviética tiene ahora sus principales yacimien-- tos en la región de los Urales, en Siberia, que es uno de los principales productores del mundo.

En Asia, las principales regiones se encuentran en China e Indonesia y productores menores son Malasia e India.

En Africa del Norte encabezan la producción: Libia, Argelia y Egipto. En Africa Occidental: Nigeria, seguida por Gabón y - - Angola.

En todas estas regiones, además de la porción terrestre se está explorando en la plataforma continental.

b) Régimen de explotación

En los distintos países productores de petróleo, el régimen político y económico de la explotación es diferente, por lo tanto, se tienen los siguientes casos:

- 1.- Propiedad privada del subsuelo (Estados Unidos). Si una -- compañía desea explorar o explotar el subsuelo, necesita -- el permiso del dueño y llegar a un acuerdo con él.
- 2.- Régimen de concesión: cuando los terrenos son propiedad -- del Estado, éste puede otorgar concesiones por un determi -- nado tiempo de explotación (en Estados Unidos, por ejem -- plo, la plataforma continental se fracciona en lotes, que se ofrecen a subasta para concesión).

En los países de baja tecnología y de recursos limitados, era frecuente la atribución de concesiones a compañías petroleras extranjeras. Estas concesiones podían ser ilimitadas, como el de las concesiones otorgadas a las compañías petroleras en México; en este caso el país no tenía el control de la explotación. Este régimen ya no existe en la actualidad.

La concesión puede ser limitada, en el sentido que el país que la otorga participa en la ganancia y mantiene el con--

trol de la explotación. Este régimen es adoptado con frecuencia; por ejemplo, Argelia y otros países del Tercer Mundo.

- 3.- Propiedad de los recursos petroleros por parte de la nación, en este caso el Estado maneja directamente la industria petrolera, dirige la exploración, controla la explotación y administra los recursos (México).

c) Edad de los yacimientos.

Tradicionalmente, se designa la edad de los yacimientos conforme a la edad de la roca almacenadora; pero ésta no coincide con la edad de la acumulación y menos con la edad de la roca generadora.

En términos de producción mundial, las rocas almacenadoras más ricas en hidrocarburos son las del Terciario, después las del Cretácico (en México son las del Cretácico); en menor grado las del Jurásico y por últimos las del Paleozoico.

El petróleo está, muy raramente, en rocas precámbricas, debido a los diferentes episodios de diastrofismo y metamorfismo que afectaron estas formaciones.

Tampoco es frecuente encontrar petróleo comercial en rocas recientes (Pleistoceno), ya que la ausencia de deformaciones estructurales dificulta el entrampamiento y la poca compactación favorece a la migración de hidrocarburos.

Por otro lado, las reservas probables en los mayores campos del mundo occidental, están distribuidas de la siguiente manera:

Reservas probadas de hidrocarburos en el mundo al 1 de enero de 1982

Petróleo crudo (miles de millones de barriles)		Gas natural (billones de pies cúbicos)			
1	Arabia Saudita	164.6	1	Unión Soviética	1,160.0
2	Kuwait ¹	71.0	2	Irán	484.0
3	Unión Soviética	63.0	3	Estados Unidos	198.0
4	México	57.0	4	Argelia	130.9
5	Irán	57.0	5	Arabia Saudita	114.0
6	Abu Dhabi	30.6	6	Canadá	89.9
7	Estados Unidos	29.8	7	México	75.4
8	Irak	29.7	8	Katar	60.0
9	Libia	22.6	9	Países Bajos	55.7
10	Venezuela	20.3	10	Noruega	49.4
11	China	19.9	11	Venezuela	47.0
12	Nigeria	16.5	12	Nigeria	40.5
13	Reino Unido	14.8	13	Kuwait ¹	38.8
14	Indonesia	9.8	14	Indonesia	27.4
15	Argelia	8.1	15	Irak	27.3
16	Noruega	7.6	16	Reino Unido	26.0
17	Canadá	7.3	17	China	24.4
18	Katar	3.4	18	Argentina	23.4
19	Egipto	2.9	19	Libia	23.2
20	Malasia	2.8	20	Abu Dhabi	19.5
	Otros países	32.0		Otros países	196.5
	Total mundial	670.7		Total mundial	2,911.3

1/ Incluye Zona Neutral.

Fuente: *Oil and Gas Journal*.

- 53% en formaciones del Mesozoico
- 29% en formaciones de Mioceno y Oligoceno
- 9% en formaciones de Paleozoico
- el resto en formaciones terciarias anteriores y posteriores al Mioceno-Oligoceno.

En la tabla 1, se puede observar las cantidades de reservas probadas de hidrocarburos en el mundo, conforme datos proporcionados por el Oil and Gas Journal, para el 1° de enero de 1982.

COMPOSICION DEL PETROLEO

El petróleo es una mezcla compleja de compuestos orgánicos de ocurrencia natural, que puede existir en los tres estados físicos: sólido, líquido y gaseoso, conforme a las condiciones de presión y temperatura. Los compuestos orgánicos son esencialmente formados por átomos de carbono e hidrógeno, los cuales se denominan hidrocarburos.

La característica principal de los átomos de carbono reside -- en la capacidad de combinarse entre sí, para formar cadenas, anillos y estructuras moleculares complejas.

Las uniones entre los átomos de carbono pueden ser simples o covalentes (múltiples). Estas últimas existen cuando el átomo de carbono, comparte electrones con otro átomo en la capa electrónica externa.

El carbono se sitúa en el cuarto grupo de la tabla periódica de los elementos, lo que quiere decir que tiene 4 electrones en su capa externa. Los elementos que tienen 8 electrones en la capa externa son los más estables. El carbono puede adoptar esta estructura, compartiendo electrones, en particular -- con el hidrógeno, obteniendo en este caso el CH_4 o sea el metano que es extraordinariamente estable.

El carbono puede unirse con el hidrógeno (reducción) y con el oxígeno (oxidación), en el primer caso se forma CH_4 y en el segundo CO_2 (Fig. 3).

El carbono es siempre tetravalente y sus valencias pueden ser saturadas con hidrógeno, nitrógeno, oxígeno, iones, radicales orgánicos u otros elementos.

Reacciones Fundamentales del C

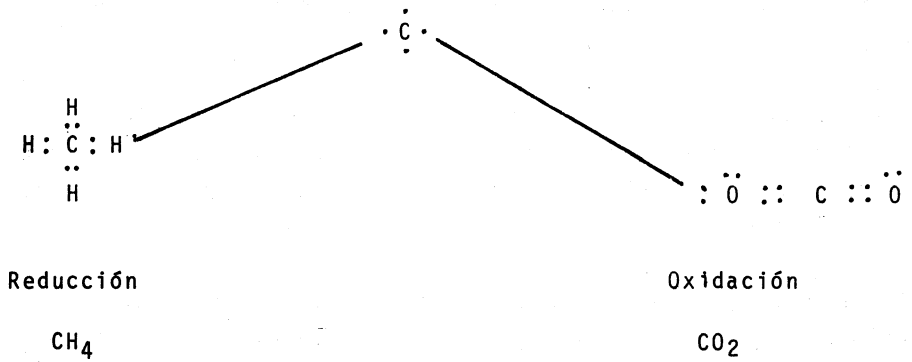


Figura 3

A).- Constituyentes del Petróleo.

El petróleo crudo está constituido, principalmente, por hidrocarburos y, en menor proporción, por compuestos inorgánicos y orgánicos de estructura compleja.

1) HIDROCARBUROS: Son cadenas de átomos de hidrógeno y carbono exclusivamente, que de acuerdo a su arreglo estructural de los átomos de carbono en la molécula, se pueden clasificar en:

- Cadena abierta o lineal
- Cadena cerrada o cíclica (anillo)

Y conforme al tipo de enlace entre los átomos de carbono en la molécula, pueden ser:

- Saturados o de enlace sencillo
- No saturados o de enlace covalente

a) Hidrocarburos Saturados

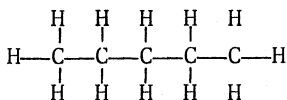
Son aquellos en donde cada uno de los átomos de carbono, tiene su enlace cubierto por un átomo de hidrógeno (enlace sencillo), estos hidrocarburos son estables, no reaccionan fácilmente y se subdividen en:

1.- Alcanos $\left\{ \begin{array}{l} \text{n-alcanos} = (\text{n-parafinas}) \text{ o alcanos normales} \\ \text{iso-alcanos} = (\text{iso-parafinas}), \text{ isómeros de los } \text{--} \\ \text{alcanos normales} \end{array} \right.$

2.- Alicíclicos ciclo-alcanos = (ciclo-parafinas o naftenos)

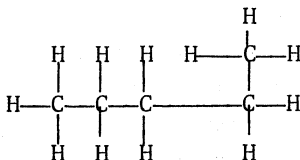
Los n-alcanos presentan su estructura en cadena abierta simple, por ejemplo:

n-pentano
pentano:



Los isoalcanos tiene una estructura en cadena abierto ramificada; por ejemplo:

iso-pentano:



Las n-parafinas y las iso-parafinas más simples se presentan en la Fig. 4.

Los alcanos (n-alcanos) conforme a su contenido de carbono e hidrógeno se presentan en las siguientes fases físicas.

- a) gaseosa: de CH_4 á C_4H_{10} (Fig. 5)
- b) líquida: de C_5H_{12} á $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$
- c) sólida: mayor de $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$

Los compuestos C_5H_{12} , C_6H_{14} y C_7H_{16} pueden encontrarse, a veces, en estado gaseoso en el subsuelo, debido a las altas temperaturas.

N-Parafinas

Iso-Parafinas

PE

CH₄ metano - 161°C

C₂H₆ etano  - 89°C

C₃H₈ propano  - 42°C

C₄H₁₀ butano  - 0.5°C



isobutano

C₅H₁₂ pentano  36°C



isopentano

C₆H₁₄ hexano  69°C



isohexano

..... C_n H_{2n + 2}

Fig. 4. n-parafinas e iso-parafinas simples

N-Parafinas

=

N-Alcanos

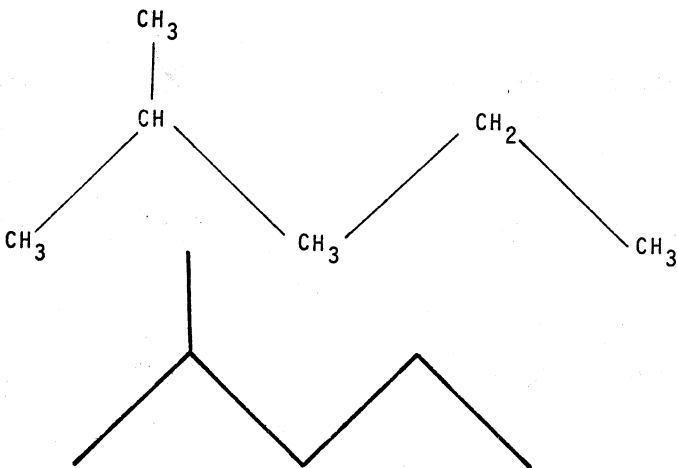
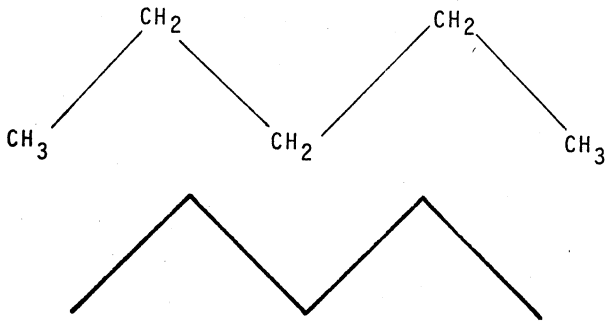
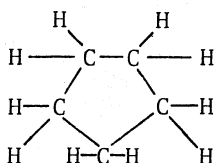


Fig. 5 n-parafinas = n-alcanos

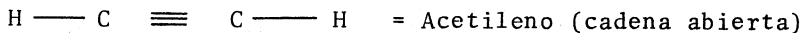
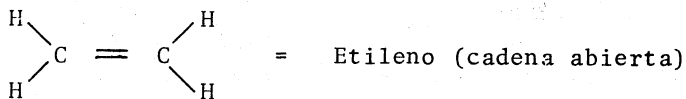
Ciclo-alcanos (ciclo - parafinas o naftenos): Son los compuestos que presentan una estructura de cadena cerrada o anillo; - en este tipo de estructura se eliminan 2 átomos de hidrógeno, - por lo que el anillo se forma con la fórmula general igual a $C_n H_{2n}$, siendo el compuesto más simple el ciclo-pentano. La nomenclatura se obtiene agregando el prefijo "ciclo" al nombre del alcano y su representación gráfica es la siguiente:



A estos anillos pueden unirse cadenas secundarias o radicales.

b) Hidrocarburos no saturados.

Los hidrocarburos no saturados son aquellos en donde los átomos de carbono muestran enlaces covalentes (dobles o triples), por ejemplo:

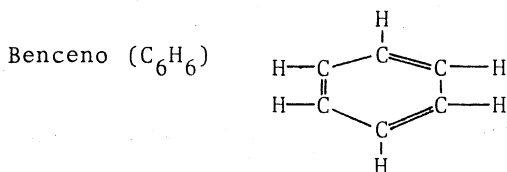


Los hidrocarburos no saturados se subdividen en:

- A) Alquenos (olefinas)
- B) Alquinos (acetilenos)
- C) Aromáticos (bencenos)

Los enlaces múltiples, contrariamente a lo que se puede pensar, son puntos de debilidad y menos fuertes que los enlaces simples, por lo que los hidrocarburos de este grupo son inestables y muy reactivos, su permanencia en el subsuelo es de corta duración, excepto los compuestos aromáticos; estos compuestos re presentan un punto importante en la evolución del petróleo.

Hidrocarburos Aromáticos. Son un tipo especial de compuestos no saturados, en donde se alternan enlaces simples y covalentes (Fig. 6) en una cadena cerrada de seis carbonos, forman do un anillo denominado del benceno y el nombre de aromático - proviene del olor agradable de gran parte de dichos compuestos.



Los anillos aromáticos pueden unirse a otros anillos aromáticos, a anillos saturados, a cadenas saturadas o a otros átomos.

B) Otros compuestos del petróleo crudo.

1.- Resinas y asfaltenos

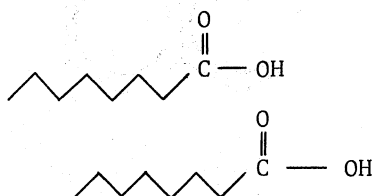
Son compuestos policíclicos con alto peso molecular, que se encuentran normalmente en el petróleo. Se separan entre sí por su distinto punto de ebullición y constituyen la parte más densa del petróleo. Comprenden los miembros más pesados de las series nafténica y aromática, incluyendo moléculas heteroatómicas de nitrógeno, azufre y oxígeno, por lo cual se les llama también "grupo NSO". Estos elementos substituyen a los átomos de carbono en la estructura molecular.

2.- Compuestos de Azufre.

El azufre se encuentra en la fracción media y pesada del petróleo y comunmente, su cantidad tiene un promedio de 0.65%; el petróleo crudo con un porcentaje de azufre mayor al 1%, se considera con alto contenido de azufre, los yacimientos provenientes de rocas carbonatadas contienen, generalmente, mayor cantidad de azufre y éste se encuentra asociado con los compuestos aromáticos.

3.- Compuestos Oxigenados.

Los principales compuestos oxigenados son los ácidos y en primer lugar los ácidos gaseosos de C_1 a C_{20} saturados; también los ácidos nafténicos son notorios en algunos petróleos crudos nafténicos.



4.- Compuestos nitrogenados.

El contenido de nitrógeno en petróleo crudo es generalmente bajo, su porcentaje es menor de 0.25%. El nitrógeno se encuentra en la fracción más pesada del petróleo o sea en el asfalto.

5.- Compuestos Organometálicos.

El petróleo crudo contiene huellas de metales, principalmente de níquel (Ni) y vanadio (V), en cantidades variables entre -- 1 y 1,200 partes por millón. En general, dichos metales son --

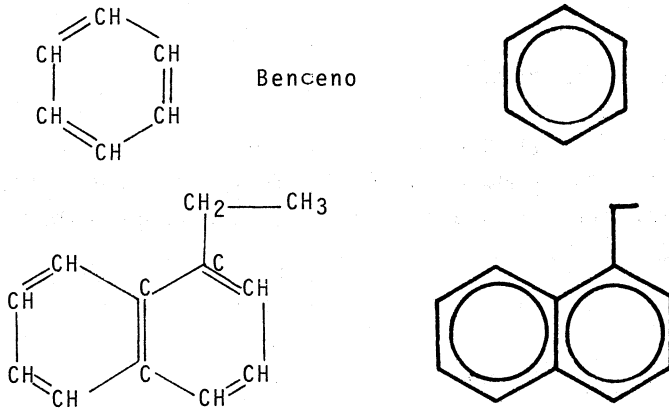


Fig. 6 Hidrocarburos aromáticos

más abundantes en los petroleos crudos ricos en azufre y se encuentran en la fracción pesada (resina y asfaltenos). También, se han observado trazas de hierro (Fe), zinc (Zn), cobre (Cu), plomo (Pb), arsénico (As), molibdeno (Mo), cobalto (Co), manganeso (Mn) y cromo (Cr).

A menudo estos metales son incorporados en los complejos de las porfirinas (compuestos orgánicos parecidos a la clorofila de las plantas).

6.- Compuestos varios.

Se encuentran en el petróleo inclusiones de distintos tipos, tales como restos de vegetales (cuticulares y esporas) y animales. Es frecuente también encontrar cloruro de sodio (NaCl), probablemente derivado de las aguas de formación y que se precipita al disminuir la presión; a veces es tan abundante este compuesto que se necesita desalinizar petróleo crudo.

Composición promedio de un petróleo crudo. (Tabla II y IIA)

Tabla II

Hidrocarburos saturados	56.0%
Hidrocarburos aromáticos	27.1%
Resinas y asfaltenos	14.2%
Otros	<u>2.7%</u>
Total	100.0%

T A B L A IIA

COMPOSICION QUIMICA DEL ACEITE, ASFALTO Y KEROGENO

	ACEITE	ASFALTO	KEROGENO
Carbón	84	83	79
Hidrógeno	13	10	6
Azufre	2	4	5
Nitrógeno	0.5	1	2
Oxígeno	<u>0.5</u>	<u>2</u>	<u>8</u>
	100	100	100

COMPOSICION DE UN ACEITE CRUDO TIPICO

TAMAÑO MOLECULAR	PESO %
Gasolina (C ₄ -C ₁₀)	31
Kerósina (C ₁₁ -C ₁₂)	10
Gasoleo (C ₁₃ -C ₂₀)	15
Aceite lubricante (C ₂₀ -C ₄₀)	20
Residuos (C ₄₀)	<u>24</u>
	100

TIPO MOLECULAR

Parafinas	30
Naftenos	49
Aromaticos	15
Asfálticos	<u>6</u>
	100

PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL PETROLEO

Propiedades Físicas.

El petróleo crudo se presenta en la naturaleza con características físicas notorias, entre las que se pueden citar:

Color: En los hidrocarburos sólidos en cuanto mayor es el peso molecular (no. de átomos de carbono), más oscuro es el petróleo. Los colores que presentan varían de amarillo a café rojizo o verdoso y de café oscuro a negro.

Olor: Esta característica depende de los componentes químicos que predominen en el petróleo crudo, por ejemplo:

- a) Olor a gasolina indica abundancia de parafinas
- b) Olor agradable señala mayor cantidad de aromáticos
- c) Olor a azufre proporciona alto contenido de azufre y nitrógeno.

Densidad: En la industria petrolera se ha adoptado como unidad de densidad los grados API; en el sistema métrico decimal, la densidad es igual a la relación entre la masa y el volumen (g/cm^3) y el peso específico es la relación entre los pesos de volumen iguales del agua y de cualquier otra sustancia en condiciones atmosféricas de presión y temperatura.

Los grados API (American Petroleum Institute) corresponden a la densidad, con la cual se manejan los diferentes tipos de petróleo y su escala es arbitraria, conforme a la siguiente relación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{Pe a } 60^{\circ}\text{F}/60^{\circ}\text{F}} - 131.5; \text{ en donde: Pe-Peso específico.}$$

De acuerdo a la fórmula anterior, los valores altos en grados API corresponden a pesos específicos bajos y viceversa, por ejemplo:

Peso específico	° API
0.7	70
0.8	45
0.9	25.7
1.0	10

El peso específico disminuye al incrementarse la temperatura y consecuentemente, a mayor profundidad el petróleo contiene más cantidad de gas disuelto, provocando disminución en su densidad.

Algunos países, conforme a los grados API de los petróleos que producen, han bautizado con nombres propios a su petróleo, el cual es común en las transacciones de compra y venta, por ejemplo:

Países del Medio Oriente	-	Arabe Ligero	-	34° API
México	-	Istmo	-	32° API
México	-	Maya	-	25° API
Países del Mar del Norte	-	Ligero	-	36° API

Volúmen: El petróleo crudo presenta en esta propiedad diferentes valores. El volumen calculado cuando se encuentra en las condiciones del yacimiento (y) es distinto, al de la superficie (s). Esta diferencia es debida a la cantidad de gas disuelto y conforme a datos estadísticos, se estima que un barril de petróleo en el subsuelo corresponde entre 0.6 y 0.8 de barriles en la superficie (1 barril = 158.99 l = 0.15899m³ = 42 gal E.U.).

Viscosidad: Es la propiedad que controla la capacidad de flujo de un fluido y a mayor viscosidad, menor flujo. La viscosidad de los hidrocarburos es variada, pues abarca desde el gas hasta el petróleo semisólido. Fluidos no newtonianos son aque

llas sustancias que para fluir necesitan que se les aplique -- un esfuerzo durante un tiempo suficientemente largo.

La viscosidad se mide en poises, siendo esta unidad la viscosidad de una sustancia contenida en un recipiente con sección - de 1 cm^2 , que sometida a una fuerza de 1 dina, se mueve hacia una pared fija con una velocidad de 1 cm/seg . Como se notará - 1 poise es una cantidad mínima y por lo tanto impráctica para manejar fracciones de poises, por esta razón en la industria - petrolera se adoptó como medida los centipoises (cp).

La viscosidad en la naturaleza depende de:

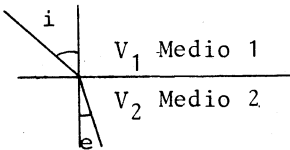
- a) La composición; por ejemplo, los aceites más pesados presentan mayor viscosidad.
- b) La temperatura; por ejemplo, a mayor temperatura menor viscosidad.
- c) El contenido del gas disuelto; por ejemplo, el gas favorece al flujo y por consiguiente la viscosidad disminuye.

Fluorescencia. Esta propiedad permite reconocer huellas de --- aceite en rocas superficiales, muestras de canal, recortes procedentes de la perforación y en núcleos o lodos de perforación, dado que todos los petróleos fluorescen bajo la luz ultravioleta, principalmente los hidrocarburos aromáticos. La fluorescencia varía de amarillo claro a oscuro y en tonalidades verdozas y azulosas.

Actividad Óptica: La mayor parte de los hidrocarburos presentan lo que se conoce como actividad óptica, que consiste en la rotación del plano de polarización de la luz. Esta actividad - óptica se ha investigado que es característica de las substan

cias orgánicas y conforme a ello constituye una evidencia del origen orgánico del petróleo.

Índice de Refracción: El índice de refracción es inversamente proporcional a las velocidades de la luz en medios adyacentes de distinta densidad.



$$I R = \frac{\text{sen } \hat{i}}{\text{sen } \hat{e}}$$

El índice de refracción del petróleo varía de 1.39 (ligeros) a 1.49 (pesados). Esta propiedad es comúnmente utilizada en las refinерías, para caracterizar las distintas fracciones de destilación.

Punto de Escurrimiento: Es la temperatura mínima en la cual -- el petróleo fluye.

Punto Flash: Es la temperatura en la cual se encienden los vapores del petróleo. Este punto es un dato importante para establecer las medidas de seguridad en el manejo de los hidrocarburos.

Valor Calorífico: Es la propiedad más importante desde el punto de vista de evaluación de la calidad de los hidrocarburos; éste se mide en calorías por peso de aceite o en BTU por peso de aceite.

Una caloría es la cantidad de calor que necesita 1cm³ de -- agua para aumentar de 3.5°C a 4.5°C de temperatura. Un BTU es la cantidad de calor que se requiere para aumentar la temperatura 1°F de 1 cm³ de agua.

Los aceites ligeros son más ricos en hidrógeno y tienen un poder calorífico más alto; por ejemplo:

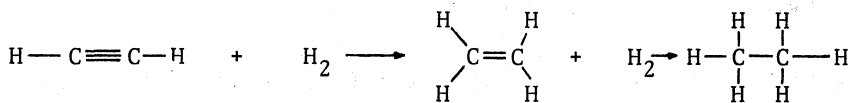
Peso específico	°API	Valor calorífico
0.7	70	11700 cal/g
0.8	45	11100 cal/g
0.9	25.7	10875 cal/g

PROPIEDADES QUIMICAS.

Las principales reacciones químicas que se desarrollan en los hidrocarburos son:

Oxidación: Los compuestos orgánicos se oxidan fácilmente por la presencia del oxígeno contenido en la atmósfera o en las aguas meteóricas, la reacción química da lugar a bióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O). La oxidación en el petróleo modifica su composición y presenta un aumento en el porcentaje de fracciones pesadas.

Reducción o Hidrogenación: Es el procedimiento inverso de la oxigenación o sea en este caso se elimina oxígeno y se agrega hidrógeno. En particular, los compuestos no saturados (con enlaces dobles o triples), tienden a saturarse formando enlaces sencillos



compuesto con enlace triple + reducción → compuesto con enlace doble + reducción → compuesto con enlace sencillo

(Acetileno) (Etileno) (Etano)

Polimerización: Bajo determinadas condiciones físico-químicas, las moléculas pequeñas pueden reaccionar entre sí y formar mediante su unión, grandes moléculas complejas llamadas polímeros. Este proceso petroquímico de polimerización es la base de la -- fabricación de plásticos, algunos lubricantes y aditivos.

Rompimiento Termal (Cracking): Recibe este nombre, el proceso -- mediante el cual por efecto de altas temperaturas, los componentes más pesados y complejos del petróleo dan origen a las - moléculas más pequeñas por la ruptura de los enlaces entre --- carbonos, obteniendo así compuestos con menor número de carbono y por ello más ligeros y reactivos (Fig. 7).

El rompimiento térmico en la naturaleza es un proceso importante en la evolución de la materia prima (orgánica) para la generación del aceite y gas.

Procesos Bioquímicos: Se desarrollan en los hidrocarburos y como su nombre lo indica intervienen organismos vivos, principalmente bacterias. En estos procesos se conocen dos grupos principales de bacterias: las aeróbicas que viven en ambiente oxigenado y las anaeróbicas que se desarrollan en ambientes reducidos.

Uno de los procesos bioquímicos más importantes que afectan al petróleo es la biodegradación, la cual produce una alteración del petróleo crudo, por medio de bacterias que se alimentan, - selectivamente, con hidrocarburos.

Las bacterias presentes en el agua meteórica oxigenada, metabolizan preferentemente a un determinado tipo de hidrocarburos, siendo éstos los alcanos, que sufren eliminación parcial o total, por consiguiente la composición de un petróleo crudo biodegradado muestra en forma característica la escasez o ausen--

cia de alcanos (parafinas).

Isótopos: La relación isotópica de los elementos esta dada por el núcleo (compuesto por neutrones y protones) y los electrones, que compensan la carga positiva de los protones. La suma de las masas de los protones y de los neutrones constituye el peso atómico de un elemento. El número atómico es característico de un elemento y lo constituye el número de protones.

El peso atómico de un mismo elemento puede cambiar debido a -- que el número de neutrones puede variar; por lo tanto, los elementos que tienen igual número atómico pero distinto peso atómico se denominan isótopos; por ejemplo: el carbono contiene siempre 6 protones, pero el número de neutrones puede variar, como es:

C_{12}	tiene	6 protones y	6 neutrones
C_{13}	tiene	6 protones y	7 neutrones
C_{14}	tiene	6 protones y	8 neutrones

De esta manera, el C_{12} y C_{13} son elementos estables y se encuentran, comunmente, en la naturaleza, el C_{14} es inestable y se forma por el bombardeo de los rayos cósmicos sobre el nitrógeno.

La reacción C_{13}/C_{14} se utiliza para evaluar las rocas conforme a su contenido orgánico e incluso de petróleo; en general, los carbonatos contienen mayor cantidad de C_{13} que es más pesado; los compuestos orgánicos incluyendo al petróleo presentan mayor abundancia de C_{12} . Por otra parte el carbono orgánico marino contiene mas C_{13} que el carbono orgánico terrestre.

La relación isotópica del carbono C_{13}/C_{12} , permite considerar

algunas deducciones favorables sobre el origen orgánico del petróleo.

II.5. CLASIFICACION DE LOS PETROLEOS CRUDOS.

Conforme a las diferentes aplicaciones y tipos de actividades - en donde son procesados los petróleos crudos existen diversas - clasificaciones.

En la refinación de los productos, la clasificación se basa en los porcentajes de las fracciones obtenidas con la destilación, esto es:

Número de carbonos	N o m b r e	punto de ebullición
C ₄ a C ₁₀	gasolina	15° a 200°C
C ₁₁ a C ₁₂	keroseno	200° a 260°C
C ₁₃ a C ₂₀	gasóleo	260° a 332°C
C ₂₀ a C ₄₀	aceite lubricante	332° a 421°C
mayor a C ₄₀	residuo	

Desde el punto de vista químico, existe una clasificación de -- los petróleos crudos, que se basa en la proporción relativa de tres componentes principales: n-parafinas, naftenos y aromáticos (Fig. 8), los cuales constituyen en forma general los siguientes compuestos:

- a) Parafínicos: Aceites ligeros, generalmente líquidos con excepción de algunas ceras con alto número de carbonos; su viscosidad es baja y el porcentaje de azufre es, también, bajo. El contenido de resinas y asfaltenos es menor del 10%; por ejemplo: algunos aceites de Libia e Indonesia.

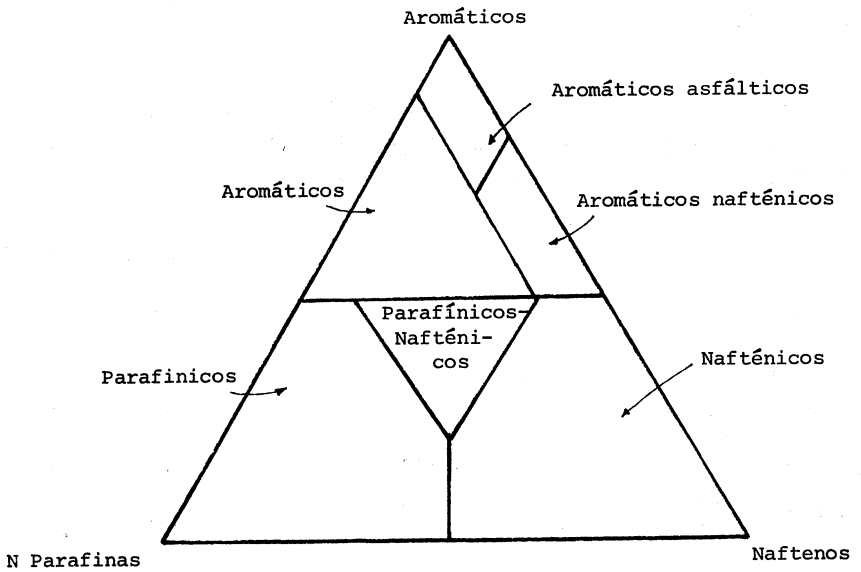


Fig. 8 Clasificación de los crudos basada en los porcentajes de n-parafinas, naftenos y aromáticos (según Tissot y Welte, 1978).

- b) Parafínico - nafténicos: Son aceites cuya densidad y viscosidad son un poco mayor a las del grupo anterior. El porcentaje de resinas y asfaltenos es de 5 a 15 y el contenido de azufre es bajo.
- c) Nafténicos: Petróleos crudos poco comunes, se cree que se derivan de aceites parafínicos biodegradados; por ejemplo: --- aceites del Golfo de México.
- d) Aromáticos: Constituyen la clase más abundante de los petróleos crudos. Los aceites son pesados y el contenido de azufre es mayor del 1%. El porcentaje de resinas y asfaltenos varía de 10 a 30; por ejemplo: Medio Oriente, Cuenca Pérmica de E.U., Venezuela y Canadá.
- e) Aromáticos - nafténicos y asfálticos: Aceites pesados y con alta viscosidad, generalmente se trata de aceites biodegradados.

En geoquímica se emplea con frecuencia, una clasificación basada en los porcentajes relativos de los hidrocarburos saturados, aromáticos y productos pesados (Fig.9). Esta relación permite por la composición de los aceites, efectuar una primera correlación entre los diferentes yacimientos, para establecer si provienen de una misma roca generadora.

Composición de Aceites crudos

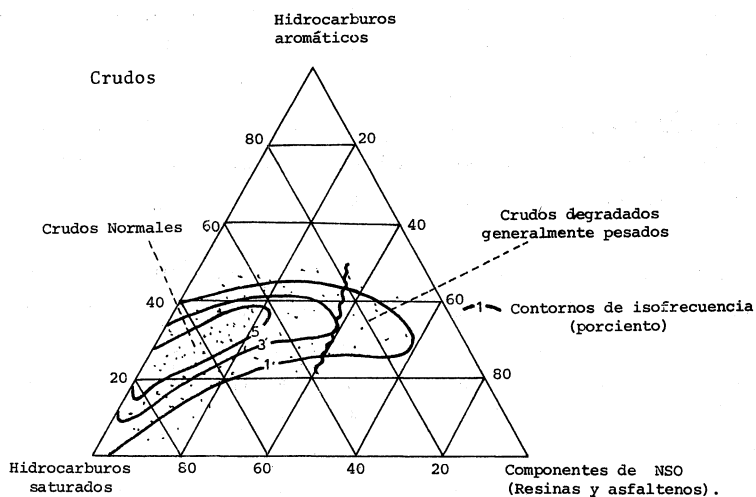


Fig. 9 Clasificación de los crudos basada en los porcentajes de hidrocarburos saturados, aromáticos y de productos pesados (NSO).

(según Tissot y Welte, 1978)

GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla compuesta por las fracciones más ligeras de la serie parafínica (metano, etano, propano, butano, etc.), que contiene además otras sustancias igualmente en estado gaseoso (bióxido de carbono, ácido sulfúrico, nitrógeno y helio).

La densidad del gas natural varía de 0.55 a más de 1, respecto a la densidad del aire. Comúnmente, el gas natural se encuentra asociado con el petróleo, pero es también normal su ocurrencia independiente.

Gas seco es aquel gas natural que consiste casi exclusivamente de metano.

Gas húmedo es el gas natural compuesto por fracciones ligeras y pesadas (C_2 , C_3 , C_4 y C_5) asociadas.

A continuación se enumeran los constituyentes del gas natural:

a) Hidrocarburos.

Los hidrocarburos gaseosos que se presentan en condiciones ambientales son: metano (C_1), etano (C_2), propano (C_3) y butano (C_4), otros hidrocarburos que se pueden encontrar en estado gaseoso debido a mayor temperatura son el pentano (C_5) y el hexano (C_6). El metano es el hidrocarburo más abundante en el gas natural y su origen puede ser de las siguientes fuentes:

- 1.- De los procesos que dan origen al petróleo (metano termogénico).
- 2.- De la putrefacción de la materia orgánica (metano biogénico).

3.- De las emanaciones volcánicas

4.- De los compuestos de carbono e hidrógeno, que se encuentran en estado cristalino en los sedimentos, bajo determinadas condiciones de temperatura y presión (hidratos de metano).

Los hidratos de metano son moléculas cristalinas de metano y agua, con una estructura parecida a la del hielo. Este tipo de moléculas se han encontrado en Siberia, U.R.S.S., donde el suelo esta permanentemente congelado (permafrost) y en las plataformas continentales marinas a pocos centenares de metros de profundidad (Golfo de México, Océano Pacífico, etc.).

Los hidratos de metano tienen la propiedad de ser buenos refractores de las ondas sísmicas; desafortunadamente, por el momento su explotación es muy difícil, ya que al disminuir la presión las moléculas cambian de la fase sólida a la fase gaseosa, liberándose el metano a una presión elevada.

b) Gases Asociados.

Los principales gases asociados al gas natural aparte de los hidrocarburos gaseosos son los siguientes:

- Bióxido de Carbono (CO₂)

Se origina por la oxidación de los compuestos orgánicos a costa del oxígeno existente en la atmósfera y el agua; este gas es abundante en las emanaciones volcánicas.

Su presencia en el gas natural es desfavorable, ya que disminuye el valor calorífico del gas y aumenta la temperatura de combustión.

Acido Sulfhídrico (H₂S).

El H₂S es un gas incoloro, de olor fétido característico, soluble en el agua y muy tóxico; además químicamente presenta una fuerte acción corrosiva sobre los metales.

Su presencia en el gas natural es originada por (a) emanaciones volcánicas, (b) putrefacción de la materia orgánica, - - (c) reducción de los sulfatos en ambiente anaeróbico, por la acción de las bacterias; éstas actúan sobre los sulfatos disueltos en el agua liberando el azufre, el cual se combina con el hidrógeno formando el ácido sulfhídrico.

Cuando el ácido sulfhídrico es abundante en el gas natural, éste se denomina gas amargo y su presencia causa muchos problemas en la explotación, como son:

- 1.- Dada su toxicidad, se requieren medidas de seguridad.
- 2.- Por su alto grado de corrosión, daña a todo el equipo, especialmente a las tuberías de producción y de transporte.

Las condiciones geológicas que favorecen la abundancia de ácido sulfhídrico en el gas natural, es en las áreas con domos salinos (Texas y Luisiana, EU), y en donde los yacimientos se encuentran en carbonatos, en particular donde están asociados con evaporitas.

Nitrógeno (N)

El nitrógeno se deriva, principalmente, de la atmósfera, en la cual constituye un promedio del 78% del aire; en el gas natural se observa en pequeñas cantidades, pero al igual que el bióxido de carbono su presencia disminuye el valor calorífico e incrementa la temperatura de combustión.

Helio (He)

El helio es un gas inerte y se encuentra en el gas natural - en muy pequeñas cantidades; su origen es, posiblemente, debido a la desintegración de minerales radioactivos.

CAPITULO III.

ORIGEN DEL PETROLEO Y GAS

Las distintas teorías sustentadas para determinar el origen del petróleo, datan de 1866 y a la fecha continúan las investigaciones. En la última década, el avance sobre la génesis de los hidrocarburos, por medio de la información química, geológica y bacteriológica ha permitido cancelar muchas teorías y acabar -- con los misterios sobre dicho origen.

Para tratar de señalar la historia de los hidrocarburos es necesario resolver:

- a) La procedencia de los elementos (hidrógeno y carbono)
- b) La acumulación de los materiales que le dieron origen
- c) El enterramiento de estos materiales
- d) La transformación de sólido a líquido (o gas)
- e) La evolución del petróleo

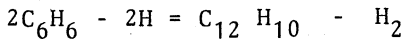
Las teorías desarrolladas para descubrir el origen del petróleo, forman dos grupos:

- 1.- Teorías inorgánicas o minerales
- 2.- Teorías orgánicas

TEORIAS INORGANICAS

Postulan que el petróleo y gas se forman mediante procesos -- inorgánicos reproducibles en el laboratorio, entre éstas teo-- rías podemos enlistar las más conocidas.

A) Teoría de los metales alcalinos o de Berthelot. En 1866, Berthelot señala que en el interior de la Tierra existen metales alcalinos en estado libre y que el bióxido de carbono podría reaccionar con ellos formando carburos y éstos al reaccionar con el agua generaron acetileno; demostró que si el acetileno se calienta a una temperatura de 900°C, aproximadamente, se polimeriza en benceno (C₆ H₆) y si el benceno se calienta en condiciones apropiadas pierde hidrógeno y los residuos se combinan para formar difenil (C₁₂ H₁₀) o sea



Los hidrocarburos de más alta graduación pueden ser generados del acetileno y éstos actuando unos sobre otros y a altas temperaturas, forman hidrocarburos más complejos. Todas las reacciones descritas en ésta teoría pueden verificarse en el laboratorio, solamente que la debilidad de la teoría de Berthelot, estriba en suponer que en la Tierra existen metales alcalinos en estado libre.

B) Teoría de los carburos metálicos o teoría Mendeleeff. En 1877, Mendeleeff presentó esta teoría basada en la presunción de que en la Tierra existen carburos de hierro en estado nativo y que las aguas de infiltración, al reaccionar con estos carburos de hierro, podrían formar hidrocarburos. Se supone que esta teoría fue inspirada en los experimentos de Hahn, Cloez y Williams, quiénes demostraron que los hidrocarburos podrían producirse tratando el hierro fundido y el ferromanganeso con ácidos y agua.

Es dudoso que el agua necesaria para verificación de estas reacciones pueda infiltrarse lo suficiente para reaccionar con los carburos de hierro, ya que hay razones para creer que la porosidad y las fracturas de las rocas tienden a de-

saparecer con la profundidad.

Las teorías de Berthelot y de Mendeleeff se basan que en la tierra existen metales alcalinos y carburos metálicos, elementos cuya presencia en estado libre no se conoce todavía en la naturaleza, pues son muy inestables, y en caso de que hayan existido, debieron haber sido destruidos por la acción de las aguas. Además, son productos de altas temperaturas y por consiguiente su existencia estaría asociada o intimamente ligada a fenómenos volcánicos. Los investigadores prácticamente han descartado estas teorías, ya que la mayor parte de los campos petroleros hasta hoy conocidos no están asociados con fenómenos volcánicos y la mayoría de ellos se encuentran muy alejados de las zonas de actividad ígnea.

C) Teoría de las Emanaciones Volcánicas.- Se basa en el hecho de que algunos gases de las emanaciones volcánicas contienen pequeñas cantidades de hidrocarburos. Por lo que se supone que dichos gases son originados a grandes profundidades y por consiguiente son indicativos de la composición química de los elementos que constituyen el interior de la Tierra y de sus reacciones.

También se cree que estos hidrocarburos gaseosos se condensan al aproximarse a la superficie y al decrecer la presión y temperatura forman los hidrocarburos líquidos, los cuales originan los yacimientos actuales. Esta teoría es razonable desde el punto de vista especulativo, pero considerando los factores que gobiernan las acumulaciones de petróleo y el hecho de que estas acumulaciones no se presentan próximas a la actividad volcánica, revela la evidencia de que cuando se han encontrado yacimientos petrolíferos cerca de volcanes extinguidos, de intrusiones o de diques, es porque és-

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

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

E) Teoría de la Caliza, el Yeso y el Agua.- Esta teoría supone que cuando los carbonatos y sulfatos de calcio se sujetan a la acción del agua caliente, forman hidrocarburos como los - que constituyen el petróleo.

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

Discusión de las Teorías Inorgánicas.- Estas teorías no han sido aceptadas por la mayoría de los investigadores, porque algunas suponen que en la Tierra hay condiciones y materiales que a la fecha no se sabe que existan. No explican la -- gran abundancia de petróleo en las cuencas sedimentarias, ni

tampoco la variedad en la composición de los hidrocarburos encontrados en el petróleo.

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

2. TEORIAS ORGANICAS.

Las teorías sobre el origen orgánico son las más aceptadas y recientemente se han descubierto evidencias que apoyan dicho origen; entre éstas se pueden mencionar:

- 1). La gran abundancia de materia orgánica, que existe en los sedimentos recientes y los hidrocarburos asociados con dicha materia orgánica.
- 2). En los restos orgánicos predominan el hidrógeno y el carbono, que son los componentes principales de los hidrocarburos y mediante los procesos bioquímicos (metabolismo de las plantas y de animales) se ha observado se producen, continuamente, pequeñas cantidades de hidrocarburos (aunque no del tipo del petróleo).
- 3). La presencia del nitrógeno y de porfirinas en el pigmento de algún tipo de petróleo, sobre todo en la fracción pesada, indican un origen orgánico, ya que el nitrógeno es un componente esencial de los aminoácidos y éstos, a su vez, componen las proteínas. Las porfirinas, por su parte, se relacionan con la clorofila de la vegetales.
- 4). La actividad óptica que presenta el petróleo es una propiedad típica de las sustancias orgánicas.

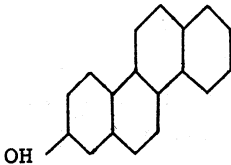
5).La presencia en el petróleo de los llamados "fósiles geoquímicos"; éstos se refieren a moléculas orgánicas sintetizadas por los organismos vivos, los cuales son incorporadas a los sedimentos conservando su estructura original sin alterar o casi sin alterar y de esta manera, se encuentran en el petróleo. Las principales moléculas son:

Molécula orgánica precursora
ácido graso (algas)

Fósil geoquímico
alcano

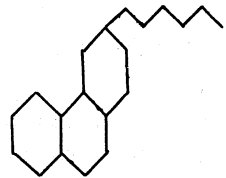


Colesterol



Clorofila

Colestano



Porfirina

- 6).En el laboratorio, en forma experimental, se han generado hidrocarburos a partir de la materia orgánica, mediante el calentamiento a altas temperaturas (rompimiento termal).
- 7).La mayor parte de los yacimientos petroleros se encuentran en cuencas sedimentarias, las cuales incluyen en su columna horizontes rocosos, con alto contenido de material orgánica, principalmente en aquellas depositadas en condiciones marinas, aunque también se incluyen los sedimentos continentales,

en contraste con el hecho de una casi total ausencia de depósitos comerciales de petróleo, en donde sólo existen rocas ígneas o metamórficas.

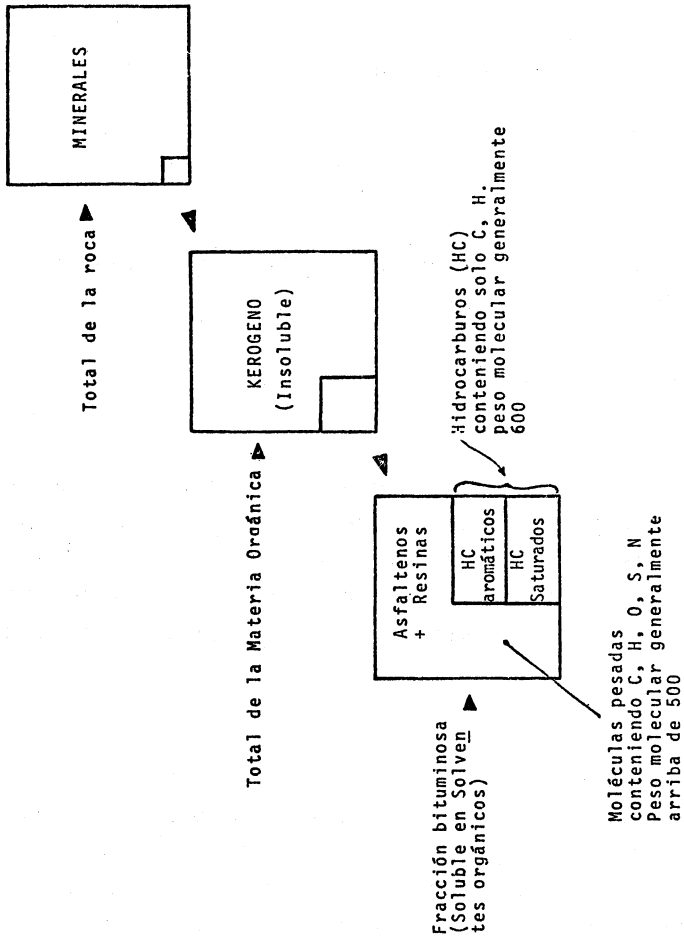
ORIGEN DEL PETROLEO Y MATERIA ORGANICA RELACIONADA

Tomado de J.M. Hunt (1980)

1.- Fuente, Mecanismo y Condiciones de Origen.

a) El petróleo se origina de una pequeña fracción de la materia orgánica depositada en las cuencas. Parte de esta materia son los restos de plantas y animales que vivieron en el mar y parte es materia orgánica derivada del continente y acarreada por el agua, escurrimiento continental y viento. (Fig. 1)

Los organismos vivientes están compuestos de carbohidratos, proteínas y lípidos (grasas) y ligninas en proporciones variables. Estos compuestos son degradados por microorganismos a monómeros de azúcar, ácidos grasos, etc., que se condensan a complejos de Nitrogeno y Humus progenitores del kerógeno. Algunos hidrocarburos se depositan con los sedimentos pero la mayoría se forman por alteración térmica a profundidad. (Fig. 2) Los lípidos son los que se asemejan más al petróleo en composición, de todas las sustancias naturales. El petróleo contiene trazas de varias sustancias que únicamente pueden provenir de materia orgánica, ejemplo, porfirinas, clorofila, derivados de colesterol, carotenos, terpena y cadenas parafínicas impares.



PROPORCIONES RELATIVAS DE KEROGENO Y BITUMEN EN LAS ROCAS

FIGURA 1

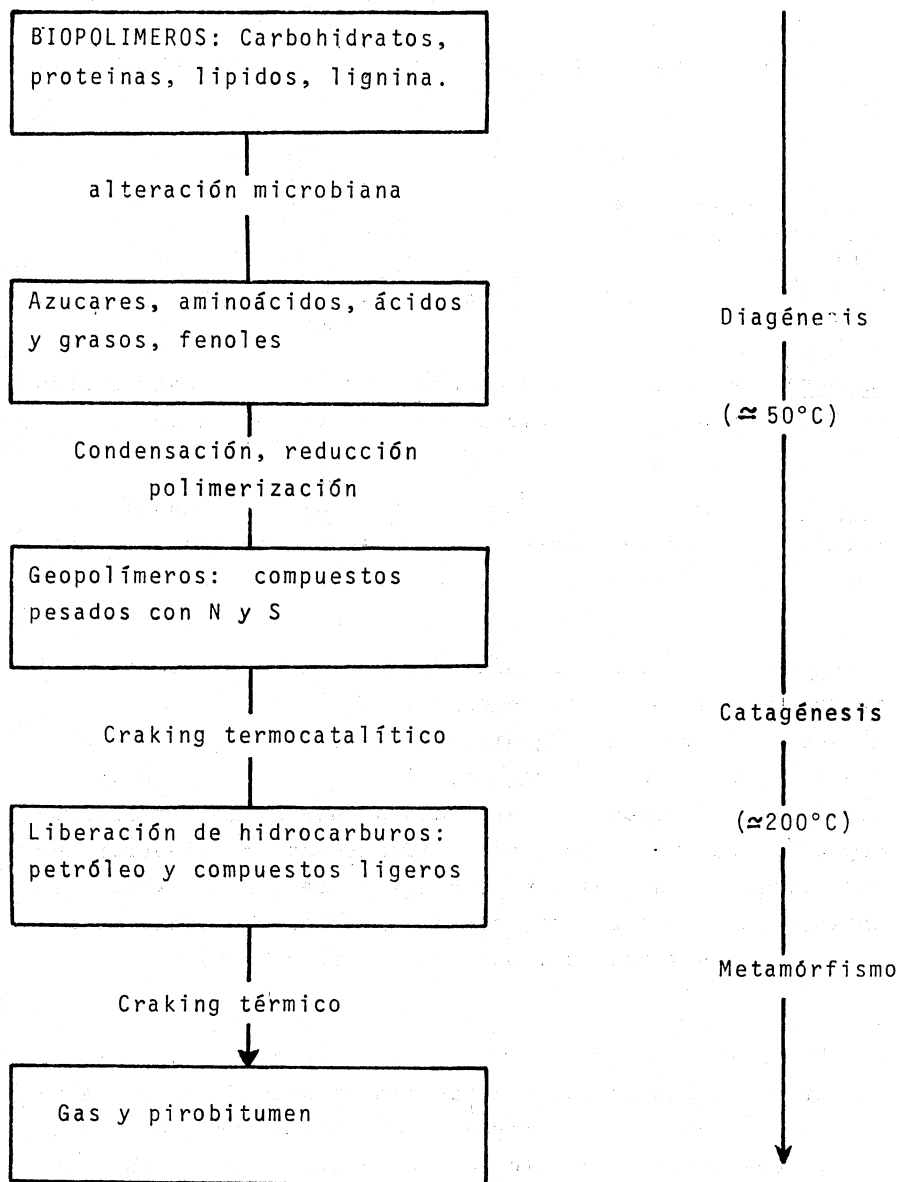


Fig. 2 EVOLUCION DE LA MATERIA ORGANICA

COMPOSICION QUIMICA PROMEDIO DE LAS SUBSTANCIAS NATURALES

	<u>C</u>	<u>H</u>	<u>S</u>	<u>N</u>	<u>O</u>
Carbohidratos	44	6	-	-	50
Lignina	63	5	0.1	0.3	31
Proteinas	53	7	2	16	22
Lípidos	80	10	-	-	10
Petróleo	82-87	12-15	0.1-5	0.105	0.1-2

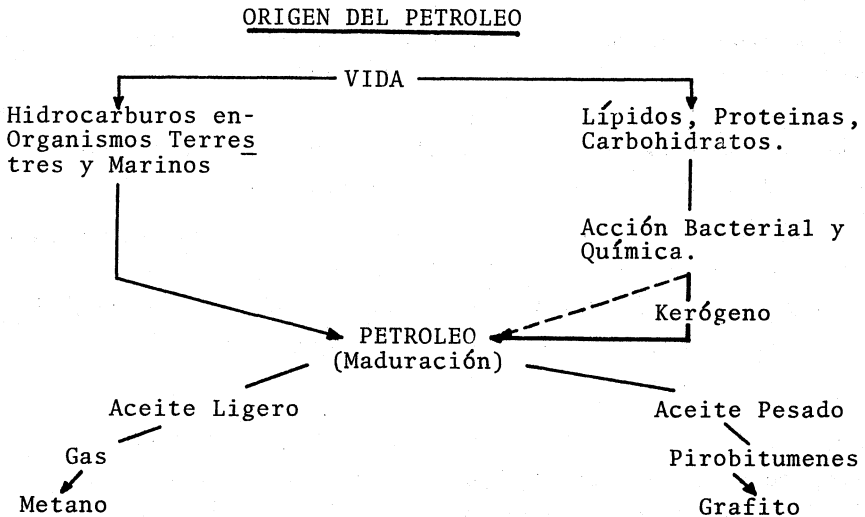
Lignina: Substancia que dá fuerza tensil a las estructuras de las plantas, tales como a los troncos de los árboles.

Lípidos. Término amplio que incluye todas las substancias -solubles en aceite e insolubles en agua como grasas, ceras, ácidos grasos, esteroides, pigmentos y terpenoides.

Kerógeno. La materia orgánica diseminada en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos.- La materia orgánica inicialmente depositada con los sedimentos no es kerógeno, sino un precursor que se --convierte a kerógeno durante la diagénesis. Los kerógenos-sapropélicos, producen aceite mediante calor, mientras que los kerógenos húmicos dan principalmente gas. El kerógeno incluye materia orgánica, marina y terrestre, teniendo ésta última los mismos componentes que el carbón).

b.- Las parafinas normales (cadena abierta) en los aceites crudos, algunas veces presentan abundancia de cadenas-impares que son de origen bioquímico y que predominan en los aceites de alto peso molecular, derivados de materia orgánica continental (grasas de plantas terrestres), y en los rangos inferiores de materia orgánica marina (algas).

- c.- Los carbonos, el kerógeno, el asfalto y el petróleo se originan de materia orgánica depositada con los sedimentos. Sus diferencias son debidas a diferentes materiales que los originan, ambientes de depósito y diagénesis.
- d.- Las rocas madres del petróleo son arcillas o lodos carbonatados depositados en cuencas, bajo condiciones de reducción.- Los sedimentos de grano más grueso como arenas -- limpias, arrecifes y oolitas no son generalmente rocas generadoras de petróleo porque son depositadas a profundidades muy someras, donde el movimiento del agua barre a la materia orgánica y la oxidación destruye los hidrocarburos.
- e.- Los hidrocarburos en el petróleo siguen dos rutas de generación:



Menos del 15% son hidrocarburos formados por organismos vivos y preservados con pocos cambios químicos. El resto son formados por procesos químicos y bacteriales a partir de materia orgánica no hidrocarbonosa.- A medida que la temperatura aumenta con la profundidad, parte de los compuestos or

gánicos se reducen a hidrocarburos. (Fig. 2).

Sin embargo este proceso es ineficiente ya que solamente -- una pequeña parte del carbón orgánico en los sedimentos se convierte en petróleo.

f.- La materia orgánica se puede dividir en dos tipos mayores:

Sapropélica: con una relación Hidrógeno a Carbón generalmente mayor a 1, $H/C > 1$
(Grasas, Aceites, Resinas, Ceras, Pigmentos.)

Húmica: Con relación H a C menor a 1 $H/C < 1$
(Productos de Turba, Lignina, Celulosa, Taninos, Carbón Vegetal)

El material sapropélico es la fuente de aceite (gas), y la materia húmica es la fuente únicamente de gas.

Las ceras de las plantas terrestres forman la fracción de cera del aceite, y los macerales de liptinita del carbón. -

(Maceral: análogos a los minerales de rocas inorgánicas, pero son menos uniformes que los minerales en composición química y propiedades físicas. El contenido de C - aumenta con la temperatura.- Vitrinita, Liptinita, --- Inertinita.)

La fracción líquida del aceite proviene principalmente del kerógeno amorfo y del kerógeno de algas derivadas de plancton marino y de agua dulce. Las lutitas aceitíferas y los carbonatos de grano fino contienen grandes porcentajes de kerógeno amorfo, de algas y herbáceo.

g.- Un aumento lineal en la temperatura, causa un aumento exponencial en la generación de hidrocarburos.- Durante

la generación de hidrocarburos, el kerógeno pierde H y su color cambia de amarillo a café a negro. (Figs. 3,4, 5).

h.- Casi todas las gasolinas, kerosina y gasóleo ligero (combustible para jets) se forman térmicamente a temperaturas arriba de 50°C. (Fig. 6).

Los organismos vivientes, directamente forman únicamente hidrocarburos pesados (C15 +) y metano a menos de 50°.

i.- La relación Tiempo-Temperatura en la generación de aceite es muy importante. (Fig. 7).

Las formaciones muy jóvenes y frias no han formado aún aceite.

En las formaciones viejas y muy calientes, el aceite ha sido destruido.

ORIGEN DE LOS GASES

a.- El Metano, es formado por bacterias a temperaturas menores a 60°C.

Cuando aumentan las temperaturas, el metano es el HC dominante producido por kerógeno húmico y carbón con CO₂ como producto predominante no hidrocarburo.

El kerógeno sapropélico forma aceite y gas húmedo seguido por cantidades que van en aumento de CH₄.- Finalmente forma más CH₄ que el kerógeno húmico, porque el aceite originalmente formado se convierte a gas cuando se entierra profundamente.

b.- El kerógeno húmico se origina con una estructura generadora de gas de baja relación H/C.- El kerógeno sapropélico se inicia con una estructura generadora de aceite de alta relación H/C, pero cambia a una estructura genera-

dora de gas al perderse H en la generación de aceite.

c.- El kerógeno en las rocas generadoras, genera gas a mayores profundidades que las necesarias para el aceite.

El aceite tanto en la roca generadora como en la almacenadora, eventualmente se convierte a gas.- Consecuentemente la plataforma del aceite cambia con el tiempo y el gradiente térmico.

La siguiente tabla muestra la composición de los distintos tipos de kerógeno.

Origen Marino o Lacustre

Origen Terrestre

Composición %	Amorfo	Herbáceo	Leñoso	inertinita
Carbonoso	83	82	83	89
Hidrógeno	11	8	5	3.5
Oxígeno	6	10	12	7.5
Relación H/C	1.6	1.2	0.72	0.47

GENERACION DE HIDROCARBUROS DE KEROGENO

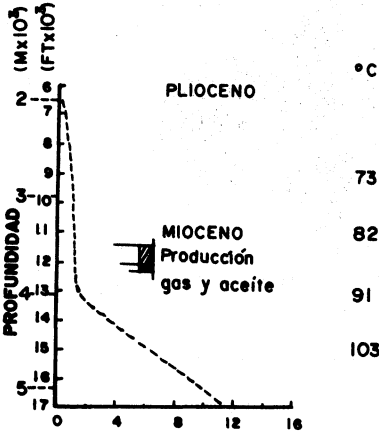


FIGURA 3. % DE CONVERSION A HIDROCARBUROS

GENERACION DE HIDROCARBUROS CUENCA DE AQUITAINE

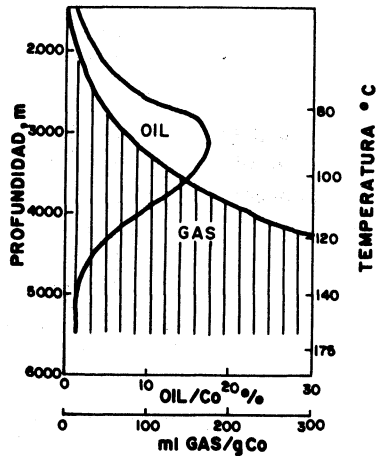


FIGURA 4. VENTANA DEL ACEITE

TEMPERATURA: Fuentes de calor.. Pila de sedimentos.. Radioactividad.. Rocas Igneas..

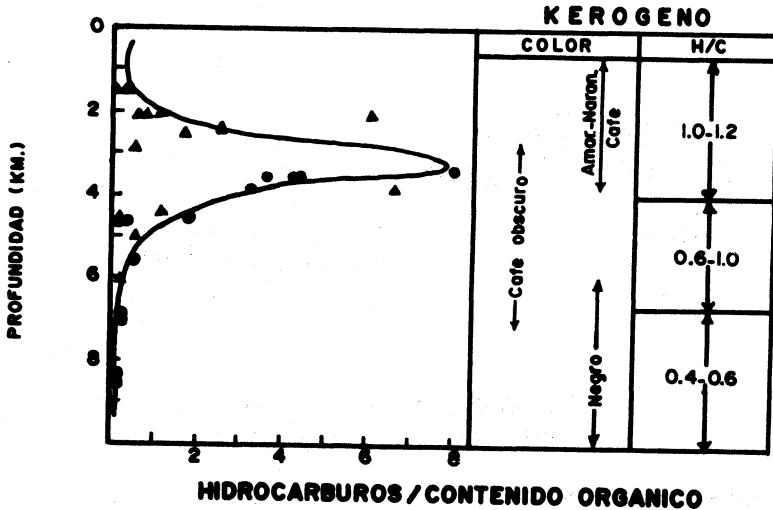


FIGURA 5

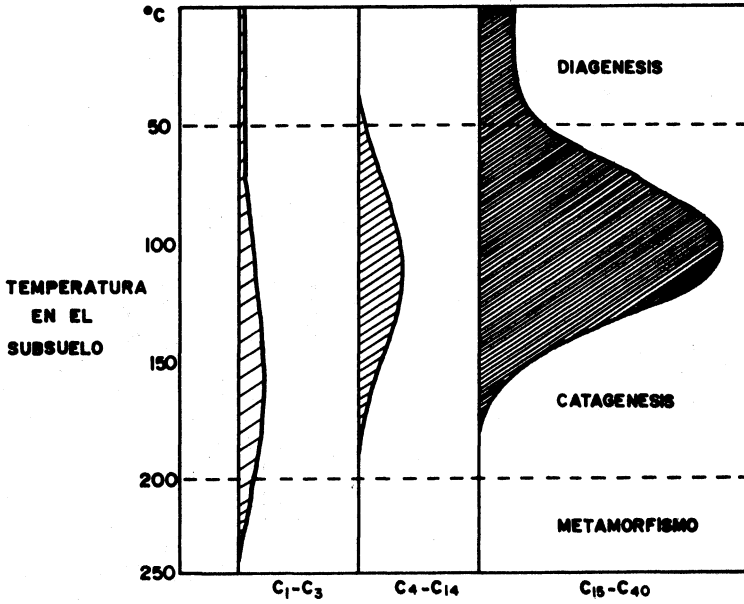


FIGURA 6. CANTIDADES RELATIVAS DE HIDROCARBUROS EN SEDIMENTOS.

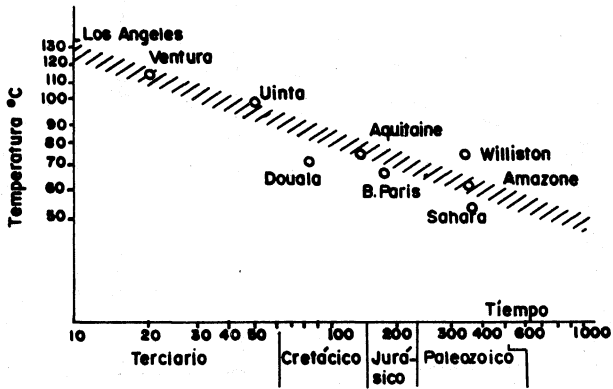


FIGURA 7. EVOLUCION DE LA TEMPERATURA DE GENERACION DEL ACEITE EN FUNCION DEL TIEMPO.

CAPITULO IV. ROCAS GENERADORAS.

El problema de la roca generadora está íntimamente ligado al problema del origen del petróleo; en este capítulo la génesis del petróleo se considerará orgánico.

Un yacimiento petrolero es un lugar privilegiado, donde se han efectuado eventos favorables, repartidos en el tiempo y en el espacio, conjugando la historia geológica de una cuenca sedimentaria.

Para que pueda existir un yacimiento es necesario la existencia de 4 tipos de rocas: generadoras, conductoras, almacenadoras, y sellos.

Las etapas de formación de un yacimiento petrolero se pueden resumir en cinco:

- 1.- Formación del petróleo
- 2.- Migración primaria
- 3.- Migración secundaria
- 4.- Entrampamiento
- 5.- Conservación del yacimiento

La generación de petróleo y la migración primaria del mismo, se efectúan en la roca generadora; la distribución de este tipo de roca en una cuenca sedimentaria, depende de las condiciones del relieve y del clima reinante durante la época del depósito.

Para localizar este tipo de rocas en la superficie o en el subsuelo, es indispensable reconstruir la historia geológica de la cuenca, aplicando todos los conocimientos modernos sobre la evolución de la materia orgánica en las rocas, desde su depósito hasta su transformación en petróleo.

La determinación de una roca generadora está basada en:

- 1.- Su contenido de materia orgánica.

2. El tipo de materia orgánica.

La cantidad de materia orgánica total de una roca generadora se determina por cuatro tipos de análisis.

- 1.- Análisis óptico del residuo palinológico (subjetivo) A.O.R.P.
- 2.- Análisis del contenido de carbono orgánico total (cuantitativo). A.C.C.T.
- 3.- Análisis por pirólisis de los hidrocarburos ya formados y potenciales (cualitativo y cuantitativo). A.P.H. F.P.
- 4.- Análisis de la materia orgánica soluble. (cualitativo y cuantitativo) A.M.O.S.

El análisis óptico permite definir cualitativa y cuantitativamente cuatro tipos de materia orgánica.

1. Algáceo
2. Herbáceo
3. Leñoso
4. Carbonoso

La predominancia de la materia orgánica de los tipos algáceos y/o herbáceos, permite considerar a la roca como generadora de hidrocarburos líquidos; asimismo los tipos leñosos y carbonosos dan lugar a hidrocarburos gaseosos. Si el residuo palinológico contiene materia mixta, entonces podemos considerar a la roca como generadora de petróleo y gas.

CARACTERISTICAS FISICAS

Una gran variedad de sedimentos derivados de provincias geográficas y estratigráficas diferentes han sido estudiadas y han dado -

datos para deducir varios hechos con respecto a la formación del sedimento rico en materia orgánica.

Bitterli (1963) establece que la riqueza de materia orgánica no es inherente a ninguna litología en particular, pero que más bien tiende a estar asociada con los sedimentos de grano fino. Este hecho ha sido enfatizado por Hunt (1963), quien demostró que las partículas más pequeñas, aparentemente debido a su mayor capacidad de absorción, están asociadas con mayor cantidad de materia orgánica.

Por ejemplo: La variación de la materia orgánica con el tamaño de las partículas en la Lutita Viking de Canadá fue el siguiente:

Tamaño de Partícula	Promedio en % en peso de materia orgánica
Roca de aluvión endurecido	1.79%
Arcilla (2-4)	2.08%
Arcilla (menos de 2)	6.50%
Arenas	0.73%

La Fig, 1 presenta una sección tipo de los diferentes ambientes marinos, en la cual se observa la distribución aproximada de sedimentos y así mismo la distribución de los principales organismos.

CARACTERISTICAS BIOLOGICAS

La productividad biológica de los medios acuáticos, especialmente en los marinos, es de gran importancia para la formación de rocas generadoras con potencialidades de hidrocarburos, pero no se deben despreciar los medios subaéreos sobre todo en la productividad primaria de la materia orgánica.

En los subaéreos el acceso libre del aire, conjuntamente con la

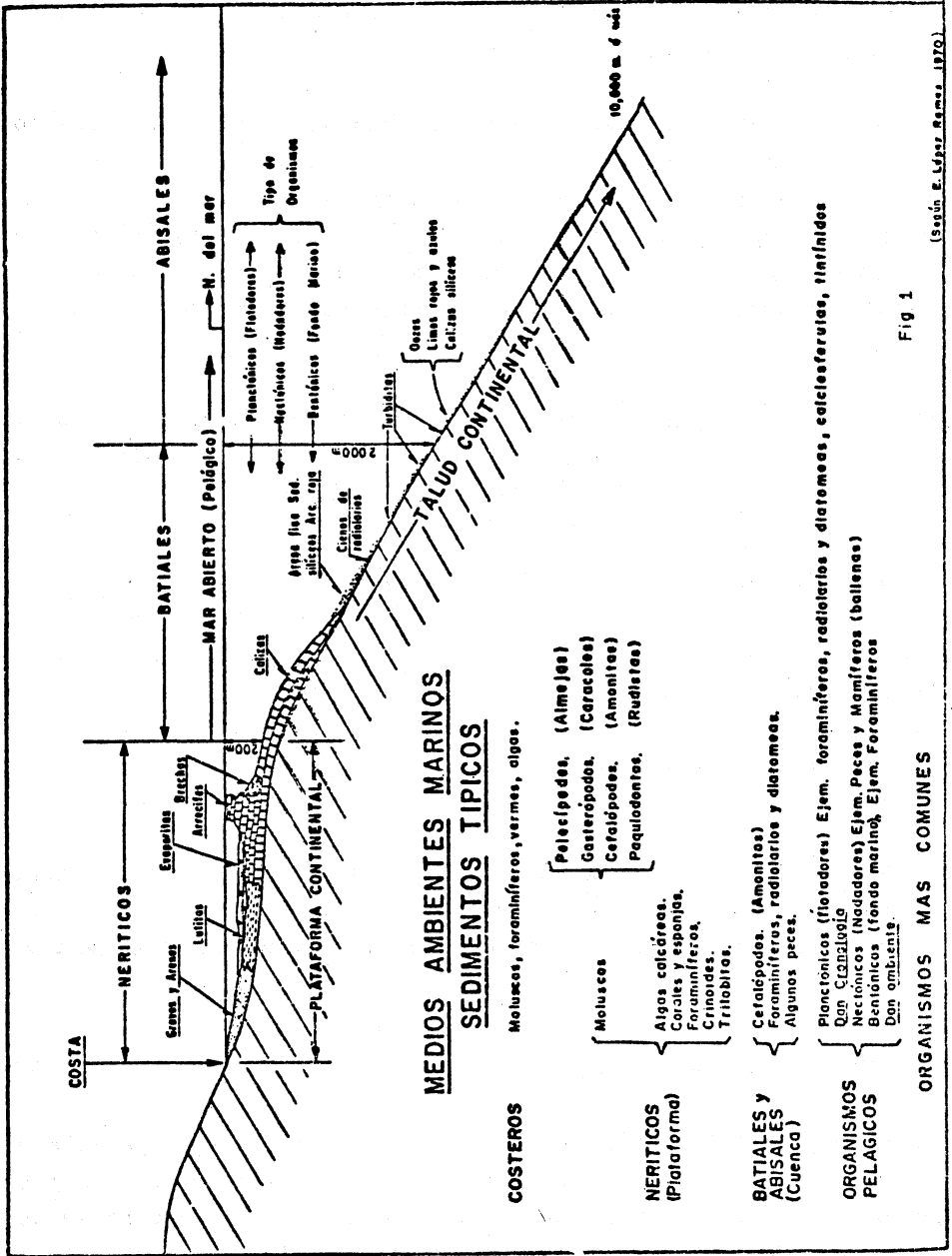


Fig 1

(Según E. López, Egea, 1976)

presencia de humedad, permite el crecimiento y la acción de bacterias, que descomponen y destruyen la materia orgánica; por otro lado en los subacuáticos, el depósito de sedimentos de grano fino limita el acceso del oxígeno molecular disuelto, y por ende, la actividad de las bacterias aeróbicas llega a nulificarse. Abundando, el aire contiene 21% de oxígeno, mientras que en el agua, hay escasos mililitros de oxígeno por litro. Por lo tanto, la materia orgánica es mejor preservada y posteriormente fosilizada en sedimentos subacuáticos.

MATERIA ORGANICA: ORIGEN, ACUMULACION Y PRESERVACION

A) Origen: La materia orgánica está compuesta por moléculas en forma monomérica o polimérica, originadas directa e indirectamente de la parte orgánica de los organismos.

Una pequeña parte de dicha materia orgánica es depositada y preservada en los sedimentos, y muchos investigadores, la señalan como la originadora común de todos los combustibles fósiles: petróleo, gas natural, carbón, arenas asfálticas y lutitas bituminosas.

La síntesis clorofiliana permite a los vegetales terrestres fabricar los constituyentes de sus células, empleando para ello el agua y el gas carbónico del aire, o el disuelto en el agua si son organismos marinos. La glucosa es el más simple de los productos así formados y a partir de este primer compuesto se sintetiza el almidón, la celulosa y todos los demás constituyentes de la celulosa, con la condición de que las sales minerales indispensables estén presentes.

En la actualidad, el principal aporte orgánico en el continente proviene de los vegetales superiores y está regido por las condiciones geográficas y climáticas (temperatura, lluvia, etc.) En el mar, los organismos planctónicos (Fig. 2) y en particular el fitoplancton es el productor primario más importante de materia orgánica, estando su productividad controlada por la presencia de la luz necesaria para la fotosíntesis y la abundancia de sales mi

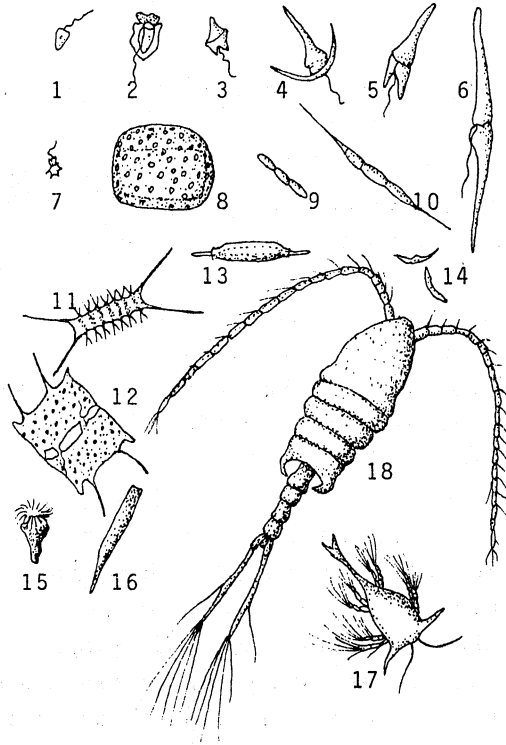


Fig. 2 Organismos planctónicos actuales

nerales. El fitoplancton comprende principalmente a las diatomeas los dinoflagelados y los coccolitofóridos, que forman el nivel trópico primario. El zooplancton, las bacterias y toda la fauna marina se alimentan a partir de ellos y constituyen una cadena alimenticia compleja; sin embargo, las producciones más importantes de materia orgánica marina, desde el punto de vista cualitativo, son en primer lugar la del fitoplancton y después la del zooplancton y las bacterias. La evolución de los organismos durante la historia geológica se puede observar en la Fig. 3.

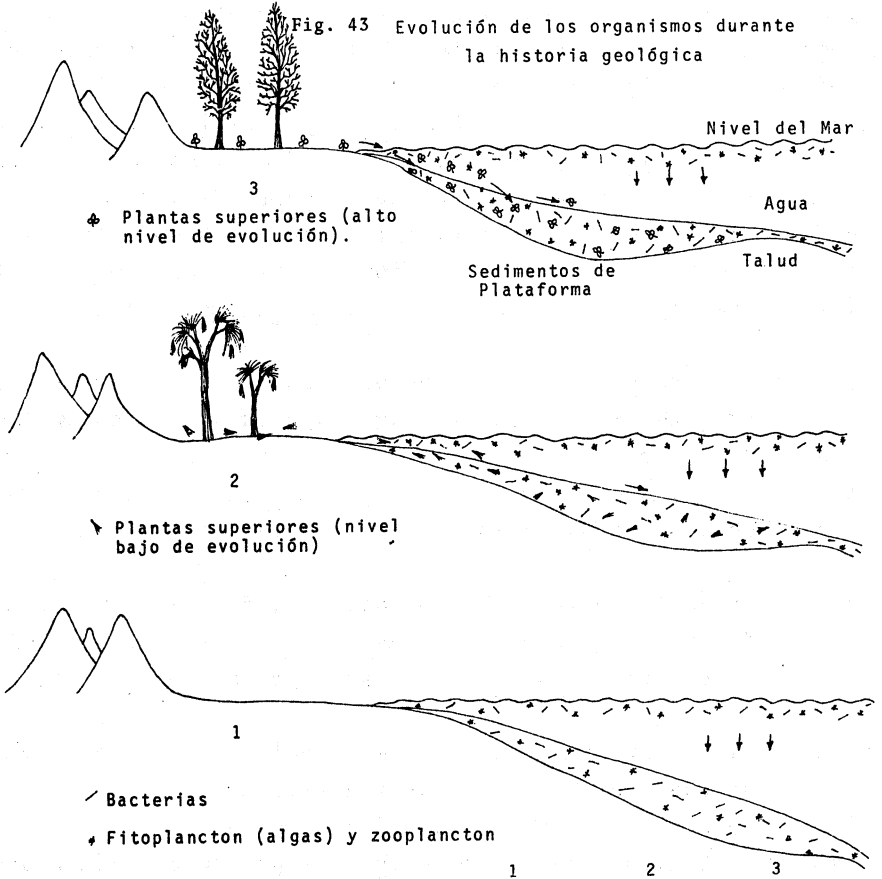
Hoy en día, la productividad de los océanos varía conforme a la abundancia de sales minerales; las aguas profundas ricas en fosfatos y nitratos, por la acción de corrientes marinas ascienden a las aguas superficiales en ciertos lugares y provocan una prolifera ción de plancton, por la acción de la fotosíntesis.

La naturaleza de los principales organismos, fuente de materias orgánicas fósiles, varían en el transcurso de las eras geológicas a medida que aparecen y evolucionan las especies. (Fig. 4).

En efecto, la luminosidad desempeña un papel especial en la fotosíntesis; por consiguiente, la mayor actividad de ésta se realiza en los primeros 80 m de profundidad y en raras ocasiones hasta los 200 m. En los océanos la relación superficie/volumen desempeña un papel importante. Las épocas de grandes transgresiones como en el Cretácico Medio (cien millones de años), con anchos mares invadiendo la plataforma continental permiten una fuerte producción de materia orgánica. Por lo contrario, en las épocas de regresión generalizada como en el Triásico (200 millones de años), con continentes masivos, pocos mares epicontinentales y océanos confinados en depresiones profundas, la producción orgánica fue mínima.

Antes del Silúrico (400 millones de años), el fitoplancton era el único productor primario de materia orgánica y los aportes a los sedimentos estaban constituídos sobre todo por algas y bacterias. A partir del Silúrico, aparecen los vegetales terrestres, pero su contribución a la materia orgánica de los sedimentos no adquiere-

Fig. 43 Evolución de los organismos durante la historia geológica



Principales asociaciones naturales de materia orgánica en la historia geológica.		1	2	3
		CAMBRICO-SILURICO	DEVONICO-JURASICO	CRETACICO-RECIENTE
Bacterias, algas y zooplancton		+ + +	+ + +	+ +
PLANTAS SUPERIORES	degradadas, parcialmente oxidadas y retrabajadas por microorganismos	o	+	+ +
	Poco o moderadamente alteradas.	o	+	+ + +

deltas y márgenes continentales.

FIGURA 3

importancia más que progresiva o localmente; por ejem.: los carbones de edad carbonífera en Europa Occidental.

Las plantas terrestres constituyen, de manera general, una fuente muy importante de materia orgánica a partir del Cretácico Inferior, en donde se desarrollan rápidamente las angiospermas.

La fotosíntesis, como se mencionó, es la base para la producción en masa de la materia orgánica. Hace cerca de 2 mil millones de años, en el Precámbrico, la fotosíntesis surgió como fenómeno mundial y junto con ésta, se estableció la pirámide alimentaria y la evolución de formas superiores de la vida. El enriquecimiento de la atmósfera de la tierra con oxígeno molecular, también es una consecuencia directa de la fotosíntesis. (Figura 4).

B) Acumulación: Generalmente el fitoplancton representa la principal fuente de la materia orgánica de los sedimentos marinos, mientras que en algunas regiones de aguas poco profundas, con suficiente luz para la fotosíntesis, la principal fuente está constituida por fitobentos marino. En ambos casos, las bacterias que retransforman los organismos muertos, tienen que considerarse como otra fuente adicional del carbono orgánico. En ciertos tipos de sedimentos como los depositados en playas y deltas, el material orgánico alóctono derivado de tierra, representado por esporas, polen y otros detritos de plantas, puede ser el constituyente predominante.

Existe una interrelación aparente entre la cantidad de materia orgánica suministrada a un medio de depósito y la concentración de la materia orgánica depositada en el sedimento. El suministro de dicha materia es mayor en áreas de alta productividad primaria, es decir, a lo largo de la margen continental, alrededor de "masas de tierra", sin embargo, el factor de preservación es modificado por los procesos responsables de la destrucción y dilución de la mencionada materia orgánica.

De acuerdo con las condiciones geológicas que prevalecen en la su-

Edad M.A.	Era	Eventos importantes en la evolución de la biósfera	
500	Cenozoica	Mamíferos Plantas vasculares Vertebrados	Aumento de Oxígeno atmosférico ↑
	Mesozoica		
	Paleozoica		
1000	Tardío	Metazoarios	P R E C A M B R I C O
2000	Medio	<u>Fotosíntesis</u>	
3000		Bacterias y algas primitivas	
4000	Temprano	Evolución química (no biológica)	
5000		Aumenta el agua sobre la superficie	
		Origen de la tierra	Atmósfera reductora

Fig. 4 Evolución de la Biósfera

perficie de la Tierra, toda la materia orgánica es inestable y su conservación se debe a diversos factores. La productividad de la materia orgánica tiene la tendencia a crear medios con baja concentración de oxígeno (Eh por debajo de + 100mV), formándose posteriormente H_2S (Eh negativo, por debajo de 0 mV), por la acción de bacterias reductoras de sulfato. Además la destrucción del material orgánico y su conversión en CO_2 , son responsables también de la baja concentración del oxígeno en el fondo de la zona eufótica del agua del mar. Las concentraciones mínimas de oxígeno o la ausencia de oxígeno libre y la presencia de H_2S disminuyen el ritmo de destrucción de dicha materia por los organismos aeróbicos, pero continúa a un ritmo menor por medio de las bacterias anaeróbicas.

Siendo así, las condiciones en aguas someras hasta algunos cientos de metros, son más adecuadas para la acumulación de la materia orgánica, que en aguas de mayor profundidad.

La absorción de la materia orgánica en partículas minerales, mejora su estabilización en 2 formas: (a) se protege contra el consumo biológico; (b) se sedimenta con mayor rapidez a través de la columna de agua. El tiempo de residencia de una partícula orgánica en una de agua que contiene oxígeno también es de importancia.

La acción picnoclinal o termoclinal, limita el intercambio de oxígeno y, consecuentemente puede originar la deficiencia de oxígeno en los niveles inferiores.

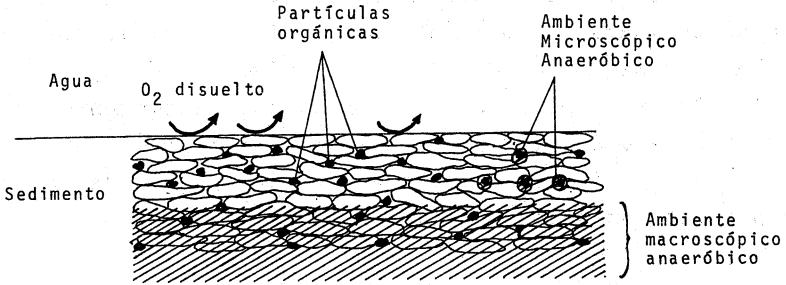
El ritmo de descomposición de las partículas orgánicas tiene una función clave en todos los procesos sedimentarios y suponiendo un suministro constante de materia orgánica, la concentración en el sedimento estará relacionada inversamente con el ritmo de depósito de las partículas minerales, la longitud de la columna de agua, el tiempo de residencia en la misma, y el consumo de la materia orgánica por los organismos aeróbicos. Las observaciones empíricas indican que incrementando el ritmo de depósito, la concentración de la materia orgánica en el sedimento pasa a través de un máximo y que solamente a ritmos superiores de depósitos se tiene una dilu -

ción efectiva.

C) Preservación: La preservación de la materia orgánica sólo puede efectuarse en un medio acuático: lagos, mares u océanos. En todos los medios la materia orgánica es presa de microorganismos, tales como bacterias, hongos, etc., pero la degradación microbiológica en el medio aeróbico es la más severa. En los suelos terrestres y subaéreos, el oxígeno molecular disponible permite una destrucción casi completa de la materia orgánica; por el contrario, en los sedimentos finos depositados en un medio marino o lacustre, como los lodos arcillosos o calcáreos finos, el acceso del oxígeno molecular se vuelve imposible y el oxígeno disuelto dentro de las aguas intersticiales de los lodos se elimina fácilmente por la degradación microbiana de la materia orgánica y no es reemplazado, entonces el medio se vuelve anaeróbico. Los organismos anaeróbicos contribuyen a modificar la composición de la materia orgánica restante, pero esta actividad cesa rápidamente. (Figura 5).

Las proteínas, los lípidos, los glúcidos, además de la celulosa y la lignina que forman parte de los vegetales superiores, constituyen la mayor parte de la materia orgánica viva. Durante la sedimentación estos compuestos sufren importantes transformaciones que deciden, en cierta manera, el destino de la materia orgánica. Los microorganismos, especialmente las bacterias, desempeñan un papel muy importante en estas transformaciones, que se producen en condiciones de temperatura y de presión muy bajas. La nutrición de las bacterias se lleva a cabo por vía osmótica a través de la membrana de la célula. éstas proceden primeramente a la destrucción por vía enzimática de los polímeros, como son las proteínas o los polisacáridos. Los monómeros individuales, como los aminoácidos y los azúcares simples son liberados, y en ese momento pueden ser utilizados por los microorganismos, ya sea como fuente de energía (la materia orgánica se mineraliza y vuelve al estado CO_2 y H_2O) ó bien para sintetizar los constituyentes de su célula (la materia orgánica vuelve al ciclo biológico). Por último, se conserva una pequeña parte y precisamente esta "fuga" fuera del cir -

Preservación en arcilla fina
o lodo calcáreo



Destrucción de un sedimento poroso
depositado bajo condiciones aeróbicas

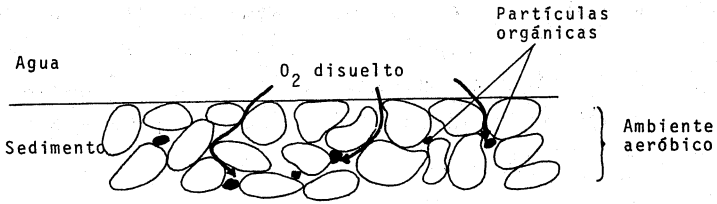


FIGURA 5 PRESERVACION DE LA MATERIA ORGANICA

cuito principal, constituye la fuente de la materia orgánica fósil. El porcentaje de conservación de la materia orgánica y de su incorporación de los sedimentos es pequeños; a escala geológica puede evaluarse aproximadamente en 0.1%, en ciertos medios como en el Mar Negro, donde el oxígeno disuelto desaparece a partir de los 200 m de profundidad, con el establecimiento de un medio reductor rico en hidrógeno sulfurado. Ahí puede calcularse que alrededor del 4% de la materia orgánica producida se conserva y representa un valor muy elevado.

El residuo de la actividad microbiana sufre en el sedimento una reorganización química con polimerización y condensación, que forma productos cafés, semejantes a los ácidos húmicos y fúlvicos presentes en los suelos; estos productos son solubles en las alcalis, gracias a un número elevado de grupos funcionales progresivamente, a medida que continúa la sedimentación, el sedimento es trasladado a profundidades de cientos de metros, se observa entonces una eliminación parcial de los grupos funcionales -- que a la par con una policondensación creciente, se vuelve insoluble al residuo orgánico.

C A P I T U L O V

MIGRACION DEL PETROLEO Y EL GAS

Debido a que el aceite y el gas no se encuentran generalmente en las rocas en que se originan, se hace necesario postular una migración de los hidrocarburos de una roca generadora a una roca almacenadora; y además, pensar en una migración de los mismos hidrocarburos dentro de la roca almacenadora, hasta que escapen a la atmósfera, o bien, encuentren un obstáculo o trampa natural donde se acumulen formando un yacimiento.

Debido a la gran movilidad del gas natural, no hay dudas acerca de su migración. El gas bajo presión, prácticamente se puede mover dentro de todas las rocas, a menos que estas sean extremadamente compactas, en la dirección de menor presión que generalmente es hacia arriba. El aceite, como se ha observado en yacimientos profundos, se mezcla con el gas en una fase homogénea de vapor, adquiriendo el aceite una movilidad comparable con la del gas natural. Bajo estas circunstancias, se cree que la migración por largas distancias es posible.

Existen autores que se oponen a la idea de la migración, o cuando menos a la idea de una migración larga.

Las evidencias que apoyan la migración del petróleo en el subsuelo son inegables y variadas; podemos observar que el aceite bajo la influencia de un diferencial de presiones de alta magnitud como el producido por la perforación de un pozo al penetrar el receptáculo, hace que el aceite migre rápidamente de la roca al agujero del pozo.

En el pasado geológico también existe evidencia de la migración, de la cual se mencionan los siguientes puntos:

- 1.- Presencia de chapopoterías.- La existencia de una chapopotería es evidencia de un movimiento natural del aceite a la superfi-

cie. El petróleo que aflora a la superficie proviene de un receptáculο en el subsuelo.

2. Acumulaciones en rocas inorgánicas.- La mayoría de las acumulaciones comerciales de petróleo se encuentran en rocas que probablemente nunca contuvieron la materia orgánica necesaria para generar el petróleo. Por lo tanto, este tuvo que haber migrado de la fuente de origen al receptáculο. Las rocas receptáculο -- más comunes (areniscas) se depositan en ambientes cercanos a la línea de costa que no son favorables para la preservación de la materia orgánica. Las rocas carbonatadas, segundas en importancia después de las areniscas como rocas almacenadoras, pueden ser de origen orgánico, pero en la mayoría de los casos el aceite no parece ser indígeno. Mucha de la porosidad de los carbonatos se debe a disolución y es difícil imaginar que el petróleo-indígeno esté esperando la disolución de la roca para acumularse en ella.

Por otro lado, existen acumulaciones de aceite en rocas intrusivas y del basamento cristalino en las que el aceite no es definitivamente indígeno. Igualmente sucede cuando el aceite se acumula en colinas y cuevas sepultadas, cuya porosidad se desarrolla posteriormente a la formación de la roca misma.

Desde el punto de vista geoquímico, se sabe que los compuestos -- fluidos del petróleo se generan en cantidades apreciables únicamente a través de la acción geotérmica sobre el kerógeno orgánico de alto peso molecular, que normalmente sólo se encuentra en rocas sedimentarias de grano fino, y no en rocas de grano más grueso que son las que constituyen las rocas almacenadoras. En la roca generadora siempre queda un residuo del petróleo generado.

3. Correlación entre aceites del receptáculο y aceites residuales encontrados en las rocas generadoras. Con el desarrollo de la geoquímica del petróleo, ahora es relativamente fácil correlacionar diferentes tipos de petróleos con diferentes rocas generadoras en una cuenca. Por ejemplo: en la cuenca de Uinta en el

Estado de Utah se identificaron 4 tipos de petróleo y asfalto - en receptáculos diferentes. Los mismo 4 tipos fueron encontrados como residuo en rocas generadoras diferentes. Conclusión: - cada tipo migró de una roca generadora a una roca almacenadora.

4. Aceites químicamente semejantes en una serie de receptáculos su perpuestos. Al contrario de la regla, existen ejemplos de migración de aceite de receptáculo en receptáculo formando un campo con múltiples zonas productoras. Ejemplo: en el Campo Garber, de Oklahoma, el mismo tipo de aceite se ha encontrado en 14 receptáculos diferentes sobrepuestos y que varían de edad del Ordovícico al Pérmico. La comunicación de receptáculo a receptáculo se ha producido a través de canalizaciones.

5. Ajustes estructurales de los hidrocarburos en el yacimiento. El gas, el aceite y el agua generalmente se ajustan a la estructura independientemente del diastrofismo. Los plegamientos y el basculamiento pueden afectar la estructura; pero el gas, el aceite y el agua migran relativamente rápido a sus nuevas posiciones, impuestas por los cambios estructurales. Las trampas con una adecuada sección sedimentaria pueden conservar sus hidrocarburos a pesar de ser muy jóvenes, como sucede en el Valle de San Joaquín y en la Cuenca de los Angeles, en California.

6. Consideraciones cuantitativas. Probablemente el argumento más fuerte en apoyo a la migración en gran escala, es la presencia del aceite en enormes cantidades en los campos gigantes de todo el mundo. Es cuantitativamente inconcebible que una acumulación local o casi local de restos orgánicos haya sido tan enorme como para generar todo el aceite que estos campos han producido.

La conclusión es en el sentido de que, aunque se reconocen migraciones cortas en algunos campos (arenas acordonadas o barras), en la gran mayoría de los campos la migración en gran escala no es so

lamente posible sino probable.

MIGRACION PRIMARIA Y SECUNDARIA

La primera migración que experimenta el aceite después de su generación, es de la roca generadora de grano fino a la roca porosa y permeable que representa la roca almacenadora. A esta migración se le llama primaria. Una segunda migración se lleva a cabo a lo largo de la roca almacenadora, hasta que el aceite llega a una trampa que impide su movimiento, o escapa a la superficie. Esta migración se denomina secundaria. ^(Fig.1) Debe indicarse que esta segunda migración puede no existir cuando la trampa la constituye una lente arenosa aislada.

La migración primaria y secundaria de gas y de mezclas de gas y aceite en fase de vapor originada por altas temperaturas, es más fácil que la del petróleo líquido. El gas simplemente se mueve en la dirección de menor presión, presentando los poros saturados de agua una resistencia mínima al movimiento. La migración en fase de vapor no solamente se produce a través de los poros interconectados en que se puede mover el aceite, sino que también lo puede hacer a través de microporos y microfracturas.

En la migración primaria las fuerzas hidráulicas son dominantes, pero en la migración secundaria la flotabilidad del aceite con respecto al agua asociada es probablemente lo más importante.

Fuerzas hidráulicas.

El agua en movimiento es capaz de arrastrar consigo al aceite. La compactación de la roca generadora debida al peso de la columna de sedimentos o presiones laterales debidas a diastrofismo, es capaz de expulsar los fluidos que se encuentran dentro de ella. La porosidad original de una roca de grano fino puede ser de 85 a 90%, y por compactación puede disminuir hasta 35% o menos. Obviamente, los fluidos

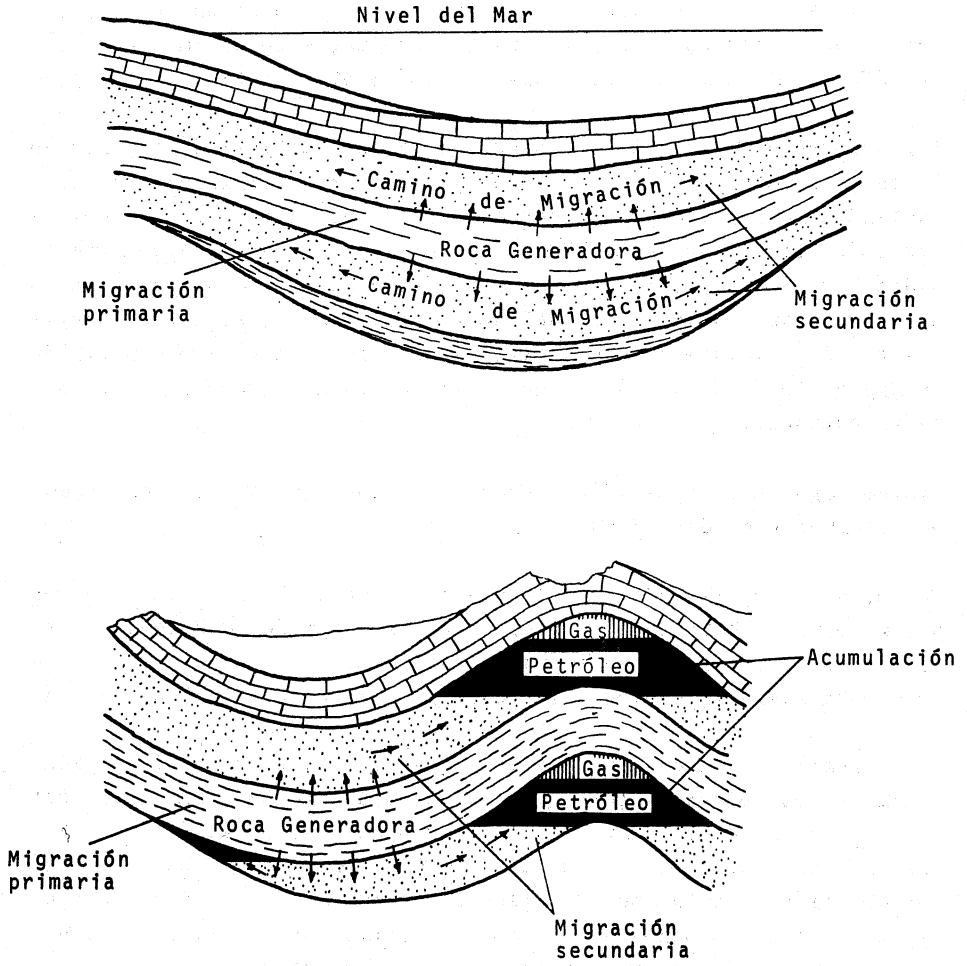


Figura 1

Migración primaria, migración secundaria y
entrapamiento

que ocupan los poros originales son expulsados de la roca al cerrarse los poros por compactación, produciéndose una migración en dirección de menor resistencia hacia rocas más porosas y permeables como son las areniscas y las calizas.

El agua es siempre el líquido más abundante, pero si en los poros entre los granos mojados por agua hay aceite, éste es empujado hacia afuera de la roca generadora junto con el agua libre. (Fig. 2)

Algunos geólogos también creen en la eficacia de las fuerzas hidráulicas para mover el aceite a lo largo de la roca almacenadora, produciendo acumulaciones con estratificación por densidad del agua y los hidrocarburos al alcanzarse la trampa. Sin embargo, la teoría hidráulica no es aceptada por muchos, a menos que se acepte en algunos casos, que la velocidad del agua circulando en el subsuelo es mayor que la velocidad echado arriba del aceite moviéndose a través del agua. Se debe considerar que a profundidades grandes, el agua es virtualmente estacionaria.

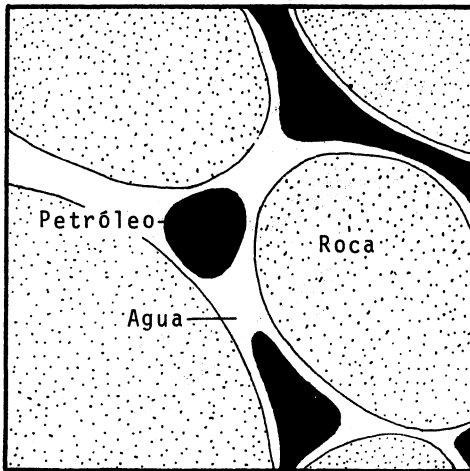
Sin embargo, existen evidencias de contactos agua-aceite inclinados por efectos hidrodinámicos. (Fig. 3).

Por otra parte, es indiscutible que las fuerzas hidráulicas son responsables del movimiento del aceite en el receptáculo durante la explotación de un campo con empuje de agua. En este caso, el agua se pone en movimiento debido a la cercanía a la boca del pozo.

Otro factor que puede ayudar a la migración primaria, es la capilaridad, ya que muchos autores opinan que mediante su acción, el aceite y el gas se pueden mover de los poros más chicos a los más grandes; o bien, que la acción capilar tiende a introducir agua a los poros más finos desplazando de ellos al aceite y el gas. Sin embargo, hay opiniones de muchos autores en el sentido de que la capilaridad no sólo no ayuda a la migración, sino que la retarda.

Flotación.

En la migración secundaria, dentro de la roca transportadora, la --



La migración ocurre en un
medio acuoso.

Fig. 2

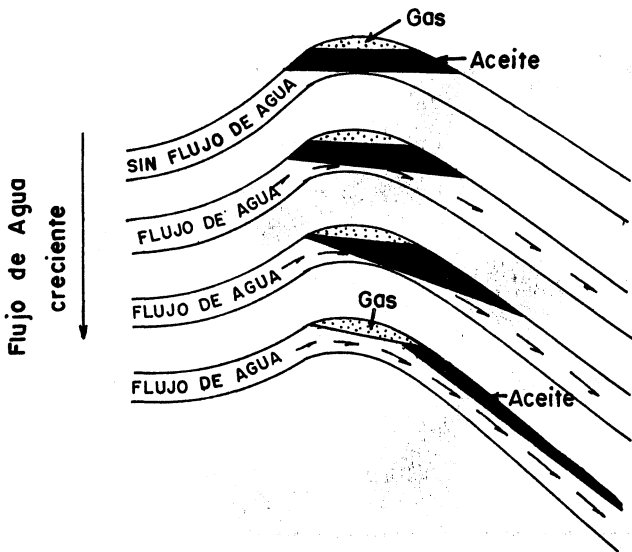


Figura 3.- Desplazamiento y separación del Aceite y Gas por Efectos Hidrodinámicos.

flotabilidad es la primera causa del movimiento del aceite.

Para que la flotabilidad actúe, se requieren dos condiciones:

1. Líquidos inmiscibles.
2. Fluidos de diferentes densidades.

Se ha señalado que el agua y el aceite no se mezclan y que el aceite es siempre más ligero que el agua del receptáculo, siendo el gas más ligero de todos.

Por lo tanto, siempre que se encuentra: agua y aceite, agua y gas, - agua, aceite y gas, se produce una estratificación por densidad. Debido a que los receptáculos siempre están llenos de agua en una trampa, siempre se encuentran el aceite y el gas en las partes más altas de ellas. Para llegar a la zona de estratificación, el aceite y gas deben migrar a través de los poros de las rocas.

La roca debe contener poros de cierto tamaño que permitan actuar a la flotación pues de otra manera esta no podría actuar. Por ejemplo, en la roca generadora no se produce estratificación por densidad; - pero como por definición las rocas receptáculo tienen suficiente porosidad y permeabilidad, la flotación actúa y se producen los ajustes por densidad. Por lo tanto, la teoría de la flotación se vuelve operativa cuando el aceite llega a la roca almacenadora.

Los poros en la roca almacenadora están llenos de agua, y los aceites más ligeros se mueven hacia arriba como después se indicará.

Inclinación de las rocas.

Para que el aceite se mueva es necesario que exista una capa inclinada. La magnitud de esta inclinación dependerá de: la viscosidad del aceite, el volumen de aceite, las densidades del aceite y del agua del receptáculo, etc. Se conocen acumulaciones donde el echado probablemente nunca excedió 13 a 16 metros por 1.6 km y hasta de 3-metros por 1.6 km.

Cuando el aceite se deposita en capas con echado menor al crítico, se queda sin movilidad en la cima de la roca almacenadora, pero esta situación puede cambiar por:

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

Finalmente, el aceite alcanzará la trampa echado arriba o llegará a la superficie donde se perderá a la atmósfera.

Migraciones posteriores al primer entrapamiento.

La migración secundaria no necesariamente termina con el primer entrapamiento.

Basculamientos posteriores pueden resultar en el derrame de los -- hidrocarburos y renovación de la migración echado arriba. (Fig. 4)

Pero también la migración continua de aceite y gas a una trampa, puede producir que se rebase el punto de derrame (Spill Point) y se produzca una remigración. (Fig. 5)

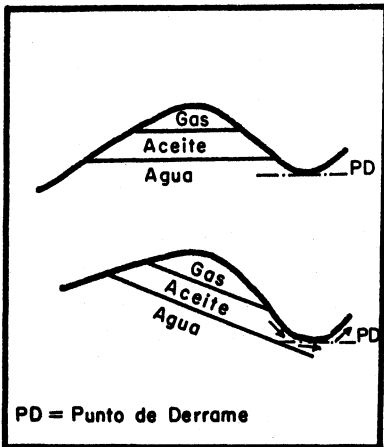


Figura.- 4

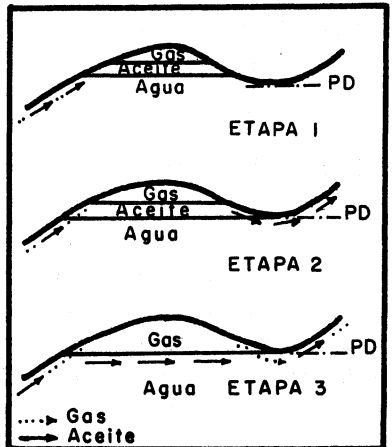


Figura.- 5

Explicación de la Figura 5.

Etapa 1

En la trampa se observa estratificación de Gas, Aceite y Agua, -- arriba del punto de Derrame (PD)

Etapa 2

Los hidrocarburos llenan la trampa hasta el P.D. El Aceite se derrama y migra echado arriba.

Etapa 3

La trampa está llena de gas, el gas se mueve de abajo y entra a la trampa, pero el mismo volumen se derrama fuera de la trampa.- El aceite pasa por abajo de la trampa.

Trampas Escalonadas: Cuando en una cuenca existen trampas escalonadas y la migración es también continua, la distribución de los --- hidrocarburos se hace como se muestra en la Figura 6.

Cada yacimiento es una evidencia de migración causada por la flotación.

Casi invariablemente:

1. El aceite sobreyace a el agua o está en contacto con agua echado abajo.
2. El aceite ocupa el punto más alto abajo de un techo impermeable o abajo de un casquete de gas natural más ligero.

Aunque actúen otros agentes en la migración secundaria, el arreglo final en la trampa del gas, aceite y agua, es por diferencias de - densidad.

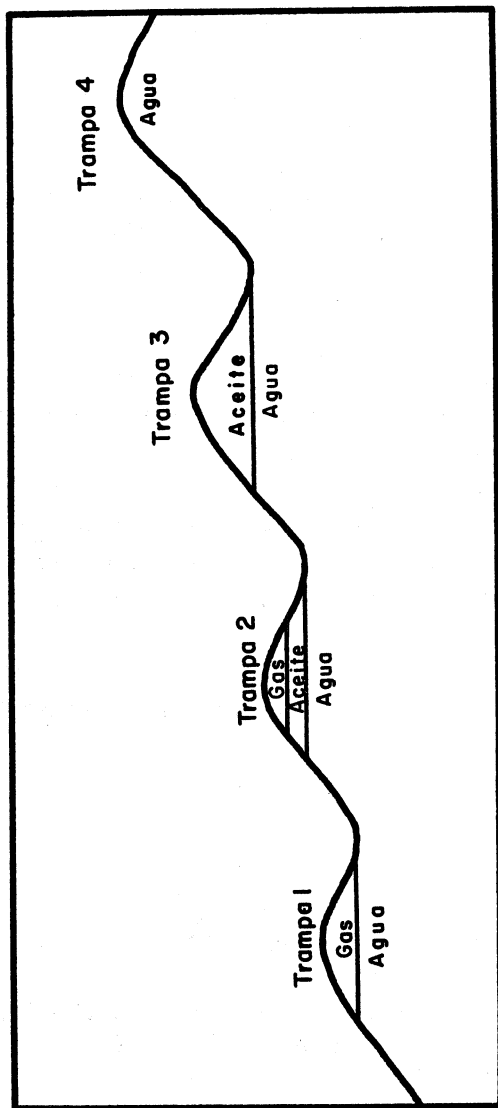


Figura 6.- Trampas Escalonadas.- La trampa inferior está llena de gas; la número 2 contiene gas principalmente, pero aún existe aceite; - la número 3 está llena de aceite que proxíamente empezará a derramarse para entrar a la trampa más alta (4), que aún se encuentra llena de agua.

Otros agentes de migración.

Dilatancia.- Puede definirse como el incremento de volumen producido por el fracturamiento. Produce una disminución repentina de presión con el resultado de que los fluidos en las rocas son absorbidos por las fracturas recién formadas.

Capilaridad.- Ayuda en la migración primaria, pero en la secundaria puede retardar el movimiento de los fluidos. En las areniscas donde los granos gruesos están envueltos por agua conata, ésta puede impedir la entrada de aceite a la roca.

Expansión del agua y corriente de gas (efervescencia). Auxilian en la migración al liberarse la presión por la perforación de un pozo, ayudando a los hidrocarburos a fluir hacia la superficie.

CARACTER DE MOVIMIENTO

(1958)

Roof y Rutherford[^] postulan 4 mecanismos para la migración del petróleo:

1. Flujo simultáneo en fases de agua y petróleo.
2. Flujo en fase de petróleo; el agua permanece estacionaria.
3. Movimiento del petróleo en escala molecular con flujo de agua
4. Movimiento del petróleo en escala molecular sin flujo de agua

El mecanismo 1, es aplicable a la migración primaria.

El mecanismo 2, el flujo del petróleo sólo con el agua estacionaria, es por mucho el mejor para explicar la migración secundaria.

De acuerdo con Roof y Rutherford: ^(op. cit)[^] "Después de que las gotillas de aceite han sido removidas por algún medio de la roca generadora, -- pueden entonces moverse hacia arriba por flotación. Para las goti -

llas más pequeñas que los poros más finos, tal movimiento parece ser posible..... Si la ruta en todos sus puntos tiene una componente hacia arriba, y si las gotillas no mojan el medio húmedo poroso, se moverán continuamente a través de la formación y se acumularán en la cima".

La migración secundaria no está confinada a las gotitas. Estas se pueden unir en masas flotadoras más grandes a medida que se mueven echado arriba, y abajo de una capa sello inclinada hasta la trampa.

Es más, una vez que la acumulación se ha efectuado, el aceite puede reasumir su migración en grandes "chorros" si se sale de la trampa al rebasar el Punto de Derrame de la trampa. En este caso, los "chorros" adquieren una mayor flotabilidad y se pueden mover echado -- arriba expeditamente.

De acuerdo con los autores antes mencionados, los mecanismos 3 y 4 probablemente no aportan una migración sustancial en la escala molecular por sí solo, sin embargo, pueden auxiliar. El movimiento molecular es únicamente echado arriba.

Qué le pasa al agua de la trampa.

El aceite únicamente puede entrar al receptáculo desplazando un volumen igual de agua.

En un sistema abierto, esto no es problema porque el volumen se -- conserva constante mediante el flujo de agua abajo del Nivel Freático que puede aflorar. Pero en un receptáculo cerrado el volumen adicional puede ser acomodado únicamente por:

1. Compresión de los fluidos del receptáculo.
2. Penetración forzada del agua desplazada a los estratos sobre-yacientes.

El agua tiene mayor penetrabilidad que el aceite, de tal manera -- que el sello puede permitir el paso del agua e impedir el del acei te.

Dirección de la Migración del Aceite.

Se considera en relación a los planos de estratificación. El aceite migra paralelo o transversalmente a la estratificación.

La migración paralela o lateral se realiza en la roca almacenadora, mientras que la transversal o vertical requiere de zonas permeables que atraviesen los planos de estratificación. Como regla, con sus correspondientes excepciones, la migración primaria es transversal y la secundaria es paralela.

La migración transversal puede ser ayudada por juntas, fracturas y a veces, por planos de falla, aunque éstos pueden frecuentemente impedir la migración. Ejemplo: Campo Garber, en Oklahoma, donde el aceite se encuentra en 14 receptáculos sobrepuestos.

La migración paralela se efectúa cuando se tiene una capa con porosidad y permeabilidad continua dentro de la columna geológica. Ejemplo: areniscas y calizas de amplia extensión; canales y barras arenosas entre lutitas.

La migración paralela es más frecuente que la transversal como lo evidencia el hecho de que existen extensos depósitos de hidrocarburos en una formación, sin que éstos se encuentren en formaciones superyacentes. Una misma formación puede ser productora en muchos campos separados dentro de una cuenca muy grande, sin que formaciones superiores, con buenas condiciones de receptáculo cercanas a la formación productora, los contengan.

Distancia de la Migración del Aceite.

La distancia de la migración es función del tiempo si la permeabilidad y el gradiente son suficientes. Si el aceite puede migrar 1 centímetro, puede migrar un kilómetro. Un movimiento de 30 centímetros al año se convierte en 300 kilómetros en un millón de años.

Obviamente, la migración paralela tiene más oportunidad de efectuarse por grandes distancias.

El área de recolecta o drenaje ('gathering área') de una trampa está limitada por la extensión echado abajo de la roca almacenadora.

Si la trampa está en una parte alta en los flancos de la cuenca y la porosidad es de "sábana", la trampa podrá drenar una área enorme.

Ejemplos de casos como éste, se encuentran en los campos gigantes del Lago Maracaibo, los del Valle de San Joaquín, Calif., East Texas, Oklahoma City, etc.

Las distancias reales de migración son muy difíciles de calcular.

Ejemplos:

En el Campo Oklahoma City se calcula que la distancia puede ser del orden de 100 millas.

En algunos campos de California se habla de unas cuantas millas.

En Kentucky se calcula alrededor de 15 millas.

Faja de Oro, posiblemente muy corta, algunos creen que el aceite puede ser indígeno.

Ejemplos de migraciones muy cortas se encuentran en las lentes arenosas rodeadas de lutitas (Cuenca de Burgos)

Tiempo de la migración.

El factor tiempo es sumamente importante. Para que exista una acumulación se requieren ciertas condiciones, y un orden determinado en el cumplimiento de ellas.

El ejemplo más claro de la importancia del tiempo en la secuencia de eventos, lo ilustra el caso de una migración de aceite anterior a la formación de la trampa. En este caso, aun existiendo roca generadora, almacenadora, sello y trampa, ésta será estéril por haberse formado posteriormente a la migración.

Cambios en el aceite durante la migración.

Al moverse el aceite de lugares de mayor a menor presión, pierde parte del gas disuelto.

Cambios de temperatura durante la migración también afectan la cantidad de gas.

Se producen cambios químicos por el contacto con agua.

Se puede producir asphaltización de los crudos cerca de la superficie por la interacción química con el agua dulce percolante.

Se puede producir filtración que separe componentes colorantes, mal olientes o que separe fracciones viscosas; de tal manera que el aceite al final será diferente del original.

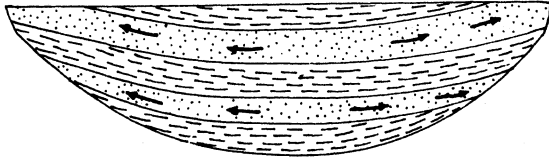
Presencia de Agua en el Subsuelo.

De todo lo anterior, se puede concluir que la migración del aceite y gas se produce siempre en presencia de agua, debido a que todas las rocas en el subsuelo que tengan naturalmente porosidad y permeabilidad, están saturadas por agua.

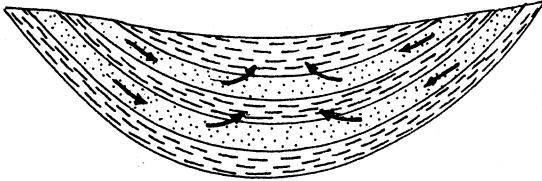
Cosutau et al. (1975) clasificaron las cuencas sedimentarias de acuerdo a sus condiciones hidrodinámicas y relacionaron su potencial de petróleo a partir de consideraciones geoquímicas orgánicas.

Distinguieron 3 tipos principales de cuencas (Fig. 7).

CUENCA JUVENIL



CUENCA TIPO INTERMEDIO



CUENCA SENIL

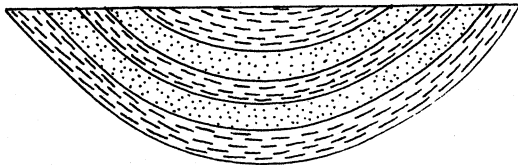


FIG. 7 MODELOS DE CUENCAS HIDROLOGICAS

Tipo Juvenil

Cuencas juveniles no necesariamente jóvenes, con movimiento lateral de agua centrífugo por la compactación. Ej. Nigeria, Golfo de México, Cuenca de Dovala, Mar del Norte, Sahara Norte. - Interés petrolero muy grande.

Tipo Intermedio

Movimiento de agua centrípeto, propiedades artesianas e invasión de agua dulce. Ej. Golfo Pérsico, Sahara del Este, Cuenca de París, Túnez Central, etc. Interés petrolero de muy grande a moderado.

Tipo Senil

Condiciones hidrostáticas. Invadidos por aguas meteóricas. Ej. Cuenca de Aquitania del Noreste, parte de la Cuenca de España del Norte, etc. Interés petrolero mínimo.

CAPITULO VI

ROCAS ALMACENADORAS

DEFINICION

Se considera como roca almacenadora, a toda aquella roca que sea capaz de almacenar a los hidrocarburos.- Generalmente tienen una extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que éstos están restringidos a la trampa.- Afuera de las áreas productoras, las rocas almacenadoras están casi siempre llenas de agua.

CARACTERISTICAS GENERALES

Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como almacenador, debe mostrar las características siguientes:

- 1) Ser poroso, es decir poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos.
- 2) Ser permeable, en otras palabras que sus poros estén de tal manera interconectados que cedan fácilmente los hidrocarburos al ser alcanzados por un pozo.
- 3) Mostrar cierta continuidad lateral y vertical.

El rango de valores que puede mostrar una roca almacenadora en sus características mencionadas depende al final de cuentas de la economía de explotación (precio del petróleo y costo de producción), que impere en el momento de su descubrimiento; ya que una roca almacenadora de escasa porosidad y permeabilidad puede ser económicamente explotable si su profundidad y extensión ---

areal son adecuadas. Por otro lado, una roca almacenadora u horizonte productor de escaso espesor puede ser explotable si su porosidad y permeabilidad hacen costosa la extracción.

Las características almacenadoras de una roca pueden ser originales como la porosidad intergranular de las areniscas, o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de roca.- Los cambios secundarios pueden aumentar la capacidad almacenadora de una roca o puede provocarla en rocas que no la tenían originalmente. A la porosidad original se le conoce como porosidad primaria y a la resultante de cualquier tipo de actividad geológica, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca se le denomina porosidad secundaria.

Porosidad.

La porosidad se define como el porcentaje de espacios vacíos que contiene una roca. (Ver Tabla 1, para evaluarla).

La importancia de la porosidad y del espesor dependen de las condiciones locales.- La mayoría de las rocas productoras tienen porosidades mayores al 10% y espesores superiores a los 3 metros. - Sin embargo, como se indicó anteriormente una roca con porosidad menor puede ser explotable si su espesor es grande, o una roca -- delgada puede ser explotable si su porosidad es excepcionalmente grande.- Un ejemplo de este último caso lo pueden representar las arenas depositadas por corrientes de turbidez en aguas marinas profundas que generalmente alcanzan espesores inferiores a -- los 3 metros y que son productoras en muchos campos del mundo.

Adicionalmente a una porosidad adecuada, la roca almacenadora debe tener un cierto grado de continuidad lateral (área de drenaje) para que el volumen de aceite sea comercial.- En algunas áreas, -- la continuidad de la porosidad no puede tomarse como un hecho, -- existiendo muchos pozos exploratorios que han fracasado por haber

encontrado la roca localmente muy compacta. En algunos casos -- (Ej. Campo Eldorado, Kansas), el primer pozo ha sido seco y -- subsecuentemente se ha encontrado producción alrededor de él. En otros casos se han descubierto campos de un sólo pozo, debido a que las extensiones no encontraron porosidad.

Algunas areniscas y carbonatos constituyen verdaderos receptáculos regionales conteniendo agua e hidrocarburos en grandes extensiones hasta alcanzar la o las trampas echado arriba; sin embargo, los carbonatos frecuentemente son muy erráticos en la distribución de la porosidad.

Como se indicó anteriormente, la porosidad es el porcentaje de espacios vacíos que contiene una roca, pudiéndose expresar por la siguiente fórmula:

$$\text{Porosidad absoluta} = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen de la roca}} \times 100$$

Sin embargo, desde el punto de vista petrolero lo que realmente es importante es la llamada porosidad efectiva o relativa y que se define como el porcentaje del volumen total de roca ocupada por vacíos interconectados de tamaño supercapilar y que se expresa en la fórmula siguiente:

$$\text{Porosidad efectiva} = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen de la roca}} \times 100$$

Esta relación es la que determina el volumen de aceite o de gas que se puede mover del yacimiento al pozo.

Permeabilidad

La segunda cualidad muy importante que debe presentar la roca al-

macenadora es la de la permeabilidad.

La permeabilidad es la propiedad que tienen algunas rocas para -- permitir el movimiento de los fluídos dentro de ellas, debido a -- la intercomunicación de los poros.- Por lo tanto de ella depende la migración de los fluidos hasta alcanzar la trampa y la descarga de los hidrocarburos al pozo.

La permeabilidad depende de tres requisitos:

- 1.- Porosidad.
- 2.- Poros interconectados.
- 3.- Poros de tamaño supercapilar.

Una roca puede tener porosidad y ser impermeable. Ej.- Piedra - Pomez (porosidad visible), lutita (Poros de tamaño subcapilar - que impiden el movimiento libre de los fluidos.)

La permeabilidad se mide en milidarcys.- Un medio tiene una permeabilidad de un milidarcy cuando un líquido de viscosidad igual a un centipoise, se mueve un milímetro por segundo a través de - una sección de un centímetro de roca, con un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. (Ver Tabla 1 para evaluarla)

La porosidad y la permeabilidad pueden verse disminuidas e inclusive perdidas por compactación, cementación, recristalización y granulación.- A su vez pueden verse aumentadas por fracturamiento en cualquier tipo de rocas, y por disolución y recristalización en el caso de las calizas.

TABLA I

Porosidad	Permeabilidad
Despreciable 0-5%	Regular 1 - 10 md
Pobre 5-10%	Buena 10 - 100 m
Regular 10-15%	Muy buena 100 - 1000 m
Buena 15-20%	
Muy buena 20-25%	

Rocas almacenadoras misceláneas

Las rocas almacenadoras misceláneas incluyen a las rocas ígneas y metamórficas o a la mezcla de ambas. Los yacimientos en este tipo de rocas son geológicamente interesantes, pero rara vez -- lo son comercialmente. Donde se obtiene producción económica, - el yacimiento se encuentra echado arriba o apoyándose sobre sedimentos de los cuales probablemente emigró el petróleo, mismo que ocupó los espacios formados por el intenso fracturamiento - frecuente en estas rocas. Otra forma de ocurrencia de yacimientos en roca volcánica se debe a que éstas se encuentran intercaladas en la secuencia sedimentaria.

Ejemplos de yacimientos económicamente explotables en tal tipo de rocas se encuentran en Estados Unidos de Norteamérica (Escudo Columbia de Washington y Oregon); en Canadá (Columbia Británica); en India (Deccan), y en la Cuenca Paraná, en Sudamérica.

En el basamento granítico y complejo metamórfico del campo Edison en el Valle de San Joaquín, California.

En esquistos campo El Segundo, Los Angeles, Cal.

Lavas, piroclásticos y diques basálticos, campo El Conejo del - Condado Ventura, Cal.

Basaltos intercalados con arcillas lacustres producen gas en el campo Rattlesnake, Washington.

En Cerro Furbero, Ver., México, el petróleo se encuentra en un manto de gabra que intrusión a una secuencia arcillosa.

El mayor productor en rocas de basamento (metamórficas e intrusivas) es el distrito de la Paz-Mara en Venezuela.

Principales rocas almacenadoras

A excepción de los contados casos de yacimientos en rocas ígneas y metamórficas mencionados previamente, la mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas almacenadoras detríticas o químicas.

En el primer grupo las representantes más importantes son las areniscas, mientras que en el segundo grupo, en el que se localizan aproximadamente el 30% de los yacimientos, está representado por dolomías y calizas, a las que en lo sucesivo denominaremos rocas carbonatadas; un dato interesante de este grupo es que más del 40% de los campos gigantes de petróleo y gas se encuentra en rocas carbonatadas. Es importante aclarar en este momento, el punto respecto a la aplicación de la geología del petróleo, por parte de los geólogos, geofísicos y petroleros.

Para los geólogos y más frecuentemente para los geofísicos, la localización y delimitación del o de los cuerpos almacenadores de petróleo (exploración), constituye el punto culminante de su labor en la industria petrolera, mientras que para los ingenieros petroleros, su labor se inicia al ser localizadas tales acumulaciones (explotación); sin embargo, es conveniente la integración de grupos interdisciplinarios dedicados a la obtención de los detalles y características del yacimiento recién descubierto, ya que al obtenerse un modelo geológico preciso del mismo, su explotación se realizará de manera más efectiva y rentable.

Como se mencionó previamente, los principales yacimientos de petróleo y gas se localizan en areniscas y rocas carbonatadas;

sin embargo, cada una posee características muy especiales que obligan al empleo de técnicas de explotación y exploración, generalmente muy distintas; es por ello que a continuación se enumeran las diferencias fundamentales entre ambos grupos de rocas.

Diferencias fundamentales

A.- Areniscas Almacenadoras

- 1.- La naturaleza generalmente silíceo de las areniscas almacenadoras las hace menos susceptibles a las alteraciones diagenéticas reductoras de la porosidad y permeabilidad, por lo que tales rocas son bastante consistentes en dichas propiedades, tanto lateral como verticalmente (Fig. 1)
- 2.- Debido a los procesos sedimentarios que intervienen en su formación, las partículas o granos detríticos que las constituyen tienden a adoptar formas más bien esféricas a subesféricas por efecto del transporte prolongado, lo que se traduce en una geometría porosa de alta calidad para la extracción de los fluidos que contengan (especialmente hidrocarburos).
- 3.- El transporte prolongado también se traduce en otras características, tales como predominancia de minerales estables y graduación en la granulometría del sedimento (la mayor parte de las areniscas almacenadoras tienen diámetros de grano entre 0.05 y 0.25mm), formando estratos en general bien definidos.
- 4.- Finalmente, las areniscas de tipo almacenador tienden a formar cuerpos en forma lenticular, más que en forma de capas muy extensas (excepto las depositadas en condiciones marinas transgresivas) y a acumularse en ambientes de alta energía.

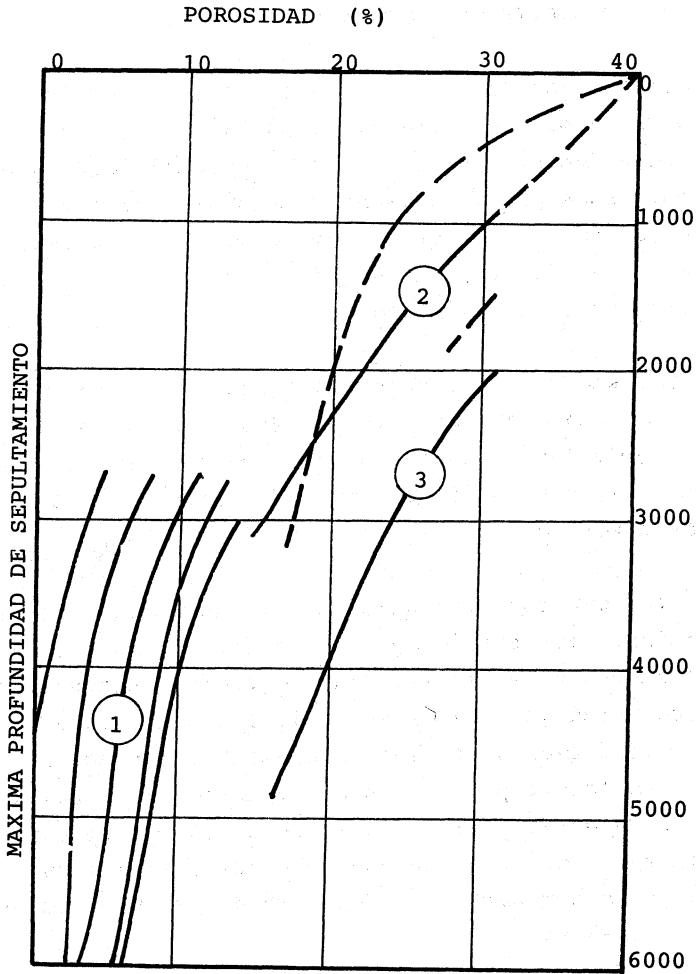


Fig. 1 Relación entre la porosidad -
y la profundidad de sepulta -
miento para areniscas de dife -
rente edad geológica.
(B.C. Tissot y D.H. Welte, -
1978, pag. 362).

B.- Rocas Carbonatadas Almacenadoras.

- 1.- La naturaleza mineralógica de estas rocas (minerales inestables) las hace muy susceptibles a cambios diagenéticos que reducen notablemente su porosidad y permeabilidad primarias; así mismo, estas propiedades no son consistentes en toda la extensión de un mismo cuerpo, por lo que resultan ser muy heterogéneas desde el punto de vista de la explotación de los hidrocarburos que almacenan.
- 2.- A diferencia de las areniscas, las partículas que constituyen las rocas carbonatadas almacenadoras sufrieron un transporte muy reducido (excepto las que constituyen las turbiditas calcáreas) o nulo, es decir se formaron in-situ en la cuenca de depósito.
- 3.- El depósito de carbonatos químicos o bioquímicos requiere de condiciones ambientales y de energía del medio acuoso -- muy especiales, éstos se reflejan en cuerpos extensos arealmente y con gran potencia (espesor), frecuentemente masivos si dichas condiciones se mantienen estables; y de cuerpos extensos arealmente pero de escaso espesor (generalmente de estratos delgados), si las condiciones varían frecuentemente. La energía del medio acuoso debe ser esencialmente moderada a baja para repartir el depósito de las partículas que conforman estas rocas.

Dado que el primer elemento esencial de una roca almacenadora es su porosidad, a continuación se presenta una tabla de comparación de esta propiedad entre las rocas carbonatadas y las areniscas, publicada por Choquette y Pray (1970).

T A B L A II

<u>Aspecto de la Porosidad a comparar</u>	<u>Areniscas</u>	<u>Carbonatos</u>
Porcentaje de porosidad primaria en los <u>sedimentos</u> .	Comunmente 25-40%	Comunmente 40-70%
Porcentaje de porosidad final en las rocas	Comunmente, la mitad o más de la mitad de la porosidad inicial. - - 15-30%.	Normalmente nula o una pequeña fracción de la porosidad inicial. 5-15% es común en las facies almacenadoras
Tipo(s) de porosidad - - primaria	Casi exclusivamente <u>interpartícula</u> .	Predomina generalmente la <u>interpartícula</u> , pero también la del tipo - <u>intrapartícula</u> .
Tipo(s) de porosidad - - final	Casi exclusivamente <u>interpartícula</u> .	Muy variada debido a las modificaciones postdeposicionales.
Tamaño de los poros	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión están muy ligados al tamaño y clasificación de las <u>partículas sedimentarias</u> .	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión muestra poca relación al tamaño o clasificación de las partículas.
Forma de los poros	Muestran una fuerte dependencia de la forma de las partículas-en general es un "negativo" de la forma de las partículas.	Muy variadas; de fuertemente dependientes a independientes de la forma de las partículas o de los componentes diagenéticos.
Uniformidad de la forma, tamaño y <u>distribución</u> .	Comunmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo.	Variable; desde -- uniforme a extremadamente heterogénea aún dentro de un -- mismo cuerpo.

T A B L A II (cont.)

Aspecto de la Porosidad a comparar

Areniscas

Carbonatos

Influencia de la diagénesis.

Mínima; normalmente reducciones mínimas de la porosidad primaria por compactación y cementación.

Grande; puede crear, destruir o modificar en gran medida la porosidad inicial. La cementación y la solución son muy importantes.

Influencia de fracturamiento

Generalmente no es de gran importancia en las propiedades almacenadoras.

De gran importancia en las propiedades almacenadoras.

Evaluación visual de la porosidad y permeabilidad.

Pueden realizarse, de manera relativamente fácil, estimaciones visuales semicuantitativas.

Variable; Las estimaciones visuales semicuantitativas varían de fáciles a virtualmente imposibles. Comúnmente son necesarias las mediciones con instrumentos.

Utilidad de los análisis de núcleos para la evaluación del yacimiento.

Los tapones de 2.5 cm de diámetro normalmente son adecuados para evaluar la porosidad.

Los tapones normalmente son inadecuados aún los núcleos completos (aprox. 7.5cm de diámetro) - pueden ser inadecuados en el caso de poros grandes.

Interrelaciones Porosidad-Permeabilidad.

Relativamente consistentes; comúnmente son dependientes del tamaño y clasificación de las partículas.

Muy variadas; comúnmente son independientes del tamaño y clasificación de las partículas.

Para tener una idea clara de los valores de porosidad y permeabilidad adecuados a las rocas almacenadoras comercialmente explotables, se enlistan las cifras proporcionadas por Levorsen (1967) (Tabla 1)

Facies Almacenadoras

En el caso de las areniscas, las facies comúnmente almacenadoras son las siguientes:

- | | |
|----------------------------------|---|
| A) De tipo Aluvial | Depósitos de corrientes trenzadas-
Depósitos de relleno de canal y barras de media luna (Figs. 2, 3 y 4) |
| B) De tipo Deltáico | Depósitos de canal distributivo -
(Fig. 5) Barras de desembocadura. |
| C) De tipo costero-interdeltáico | Depósito de complejo playa-isla de barrera (Fig.6)
Depósito de Canal de Marea |
| D) Depósito Marino Somero | Barras costa-afuera marinas
depósitos transgresivos |
| E) De tipo Marino Profundo | Depósitos de corrientes de turbidez (turbiditas). |

En las rocas carbonatadas se pueden considerar las siguientes facies como almacenadoras.

- A) Secuencias depositadas en condiciones de subsidencia lenta de la cuenca de depósito.
- B) Arrecifes y bancos o montículos calcáreos. (Figs. 7 y 8)
- C) Depósitos de pendiente (turbiditas calcáreas)
- D) Depósitos de aguas profundas.

Cada una de estas facies almacenadoras se encuentran ampliamente descritas en los diversos textos de Sedimentología o Boletines - especializados.

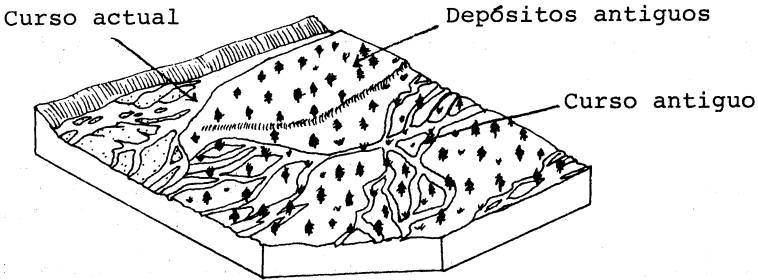


Fig. 2 Morfología general de los depósitos de corrientes - trenzadas. (Sarmiento, -- 1981, pag. 31)

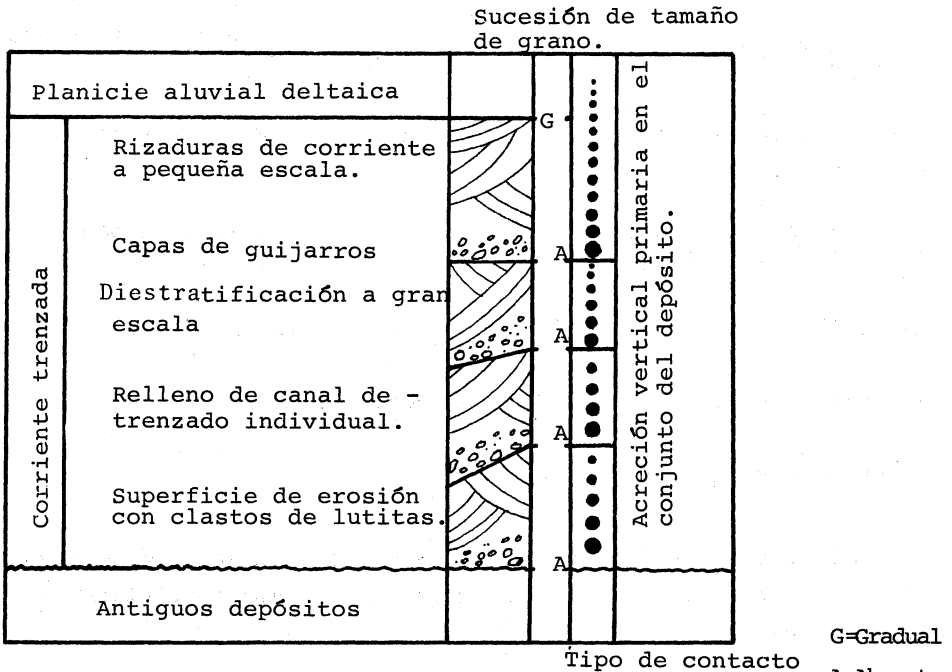
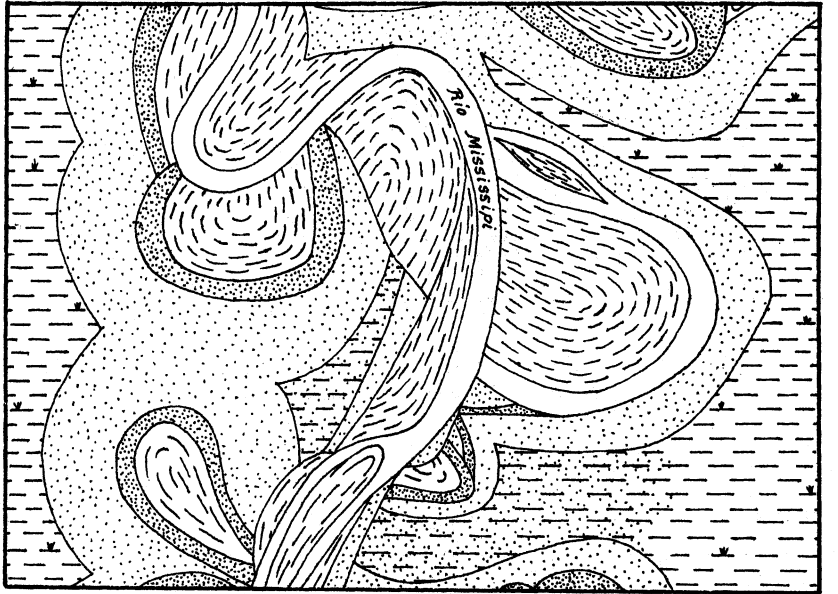
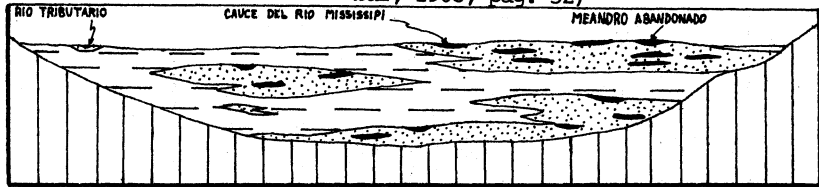


Fig. 2-A Secuencia vertical característica de los depósitos de corrientes trenzadas (Sarmiento, 1981, pag.31)



0 Esc. Horizontal 5 millas

Fig. 3 Morfología de los depósitos de relleno de canal y barras de media luna (Dumbar, 1963, pag. 52)



Esc. vertical muy exagerada

Fig. 3-A Sección esquemática transversal mostrando estos depósitos y su distribución (Dumbar, 1963, pag. 52)

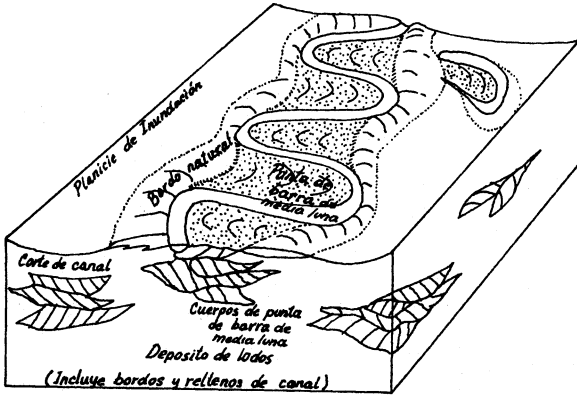


Fig.4 Morfología (con mayor detalle) de los depósitos de relleno de canal y barra de media luna.

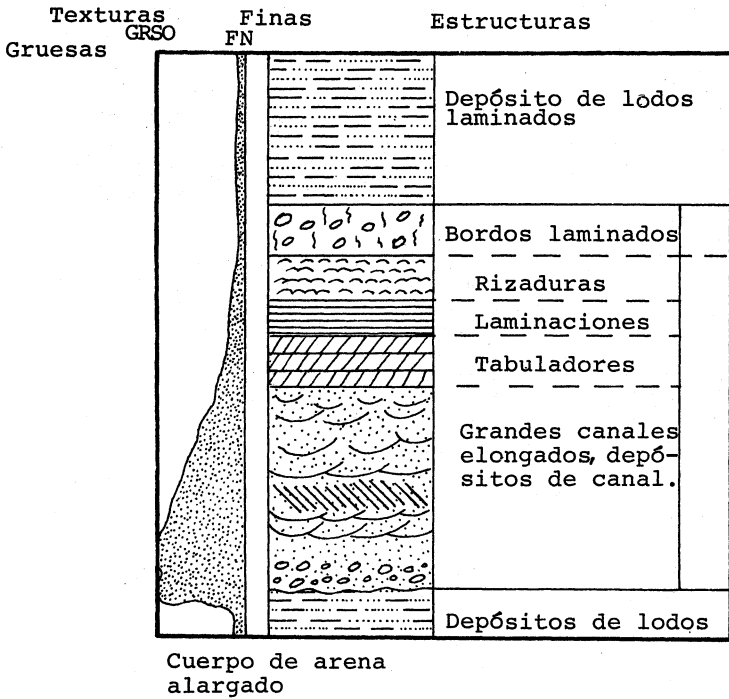


Fig. 4-A Estructuras de estratificación más frecuentemente encontradas en estos depósitos (Sarmiento, 1981, pag. 39)

1. Depósitos por rompimiento del bordo.
2. Pantanos y bahía interdistributarias.
3. Canal de rompimiento.
4. Canal distributivo.
5. Canal distributivo abandonado.
6. Tapón de arcilla.
7. Lodos y material orgánico interdistributarios.
8. Facies marinas locales.
9. Turba.
10. Arenas de canal.
11. Bordo.
12. Lodos interdistributarios.

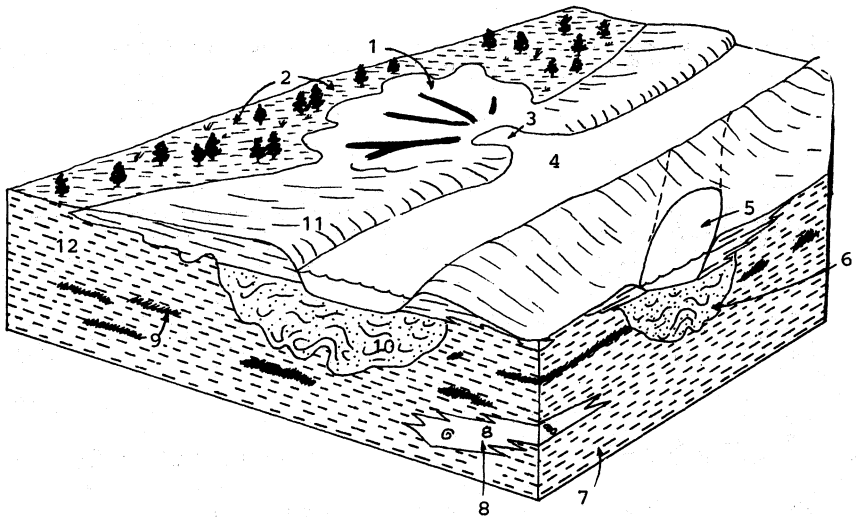


Fig. 5 Morfología de los depósitos de canal distributivo. (Sarmiento, 1981 pag. 92)

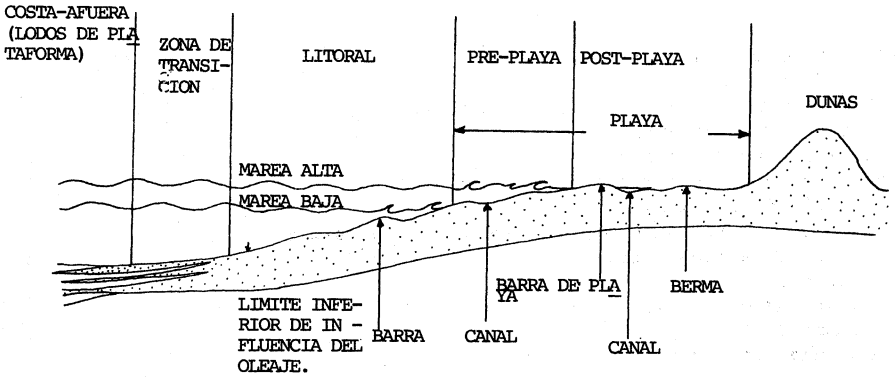


Fig. 6 Localización de los ambientes costeros de una barra o isla de barra (Sarmiento, 1981, pag. 59)

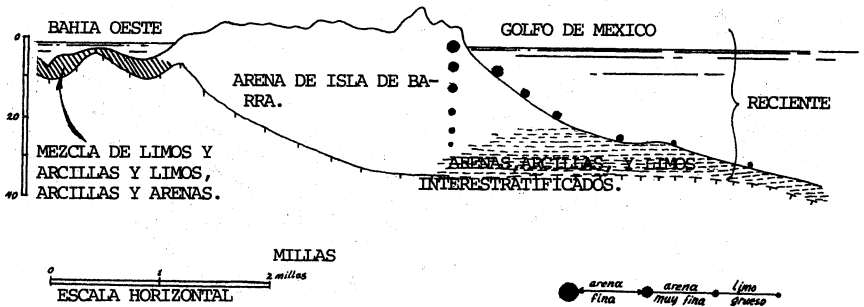


Fig. 6-A Ejemplo actual de una barra de barrera en la isla de Galveston, Tex. (Sarmiento, 1981, pag. 59)

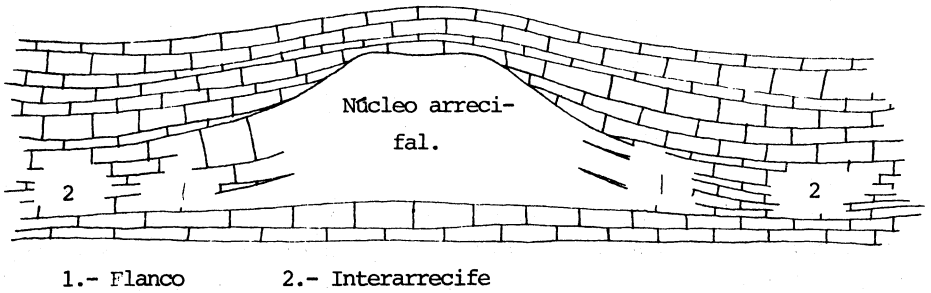


Fig. 7 Bosquejo de un corte transversal de arrecife, mostrando sus tres facies principales (Sarmiento, 1981, pag. 251)

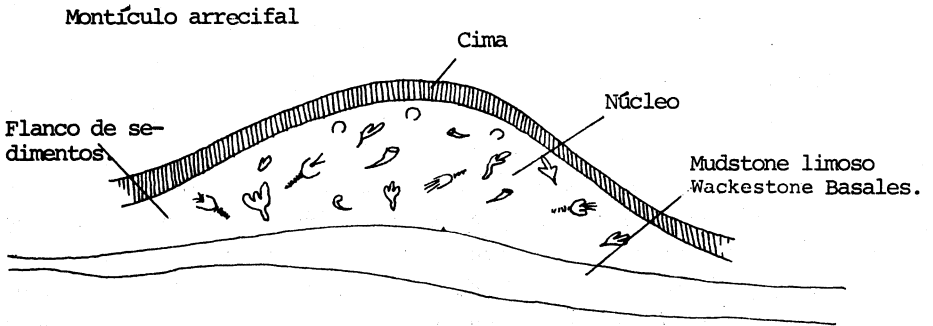


Fig. 8 Corte diagramático de un montículo calcáreo. (Sarmiento, 1981, pag. 253)

C A P I T U L O VII

ROCAS SELLO

DEFINICION

En el capítulo pasado se habló de las características que deben poseer las rocas almacenadoras para contener hidrocarburos; pero para que esos hidrocarburos puedan quedar confinados a dichas rocas, es necesario que las paredes del depósito estén selladas de manera efectiva. Por lo tanto, resulta obvio la importancia de las rocas sello, las cuales constituyen el cierre de esos yacimientos.

Por lo tanto, se pueden definir como rocas sello, aquellas que por su escasa permeabilidad no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

CARACTERISTICAS FISICAS

Puede decirse que no existe una roca que sea absolutamente impermeable y los sellos de los yacimientos petrolíferos no son ninguna excepción. Por lo tanto, no es necesario que carezcan totalmente de porosidad, pues como se sabe, desde el punto de vista sedimentológico, las arcillas que constituyen una de las rocas sello más comunes, son también porosas; basta simplemente que la roca a través de la cual está circulando el petróleo, pierda paulatinamente su permeabilidad por reducción del tamaño de los poros hasta un tamaño capilar o inferior que el petróleo no sea capaz de franquear para que quede detenido. Por lo tanto, la característica principal de la roca sello será la de constituir una barrera a la migración de los hidrocarburos y, de esa manera, permitir su acumulación en una trampa.

En el próximo capítulo, se analizan los diferentes tipos de trampas, pero para que éstas existan, cualquiera que sea, es esencial que --

exista un sello.

Para que una roca sea relativamente impermeable, no debe poseer -- fracturas interconectadas. Debido a que los yacimientos aparecen -- normalmente tectonizados en mayor o menor grado, las rocas deberán ser plásticas, de manera que respondan a los esfuerzos mecánicos -- deformándose en lugar de fracturándose, lo cual abriría vías a la migración del petróleo como es el caso de las rocas quebradizas -- que son vulnerables al fracturamiento.

Las mejores condiciones para la preservación de los sellos se tienen en las regiones con una historia geológica simple, ya que en -- áreas muy deformadas y falladas, los sellos se destruyen frecuentemente; de ahí que por ejemplo, de los 25 principales campos gasí -- feros del mundo, 21 se encuentren en áreas cratónicas.

El espesor de la roca sello es muy variable y depende fundamentalmente de su calidad como tal (pero mientras mayor sea su potencia -- mayor será su habilidad para impedir la migración del petróleo), -- y del grado de tectonismo de la región. Los yacimientos petrolíferos situados en el frente oriental de las Montañas Rocallosas de -- Canadá, se encuentran fuertemente tectonizados y afectados por numerosos cabalgamientos, requiriéndose centenares de metros de ro -- ca de cobertura para conseguir un sello completo. En cambio, un ca -- so notable de cierre imperfecto ocurre en Kirkuk, Irak, donde los -- hidrocarburos alcanzan la superficie a través de multitud de salidas.

En el caso de una roca sello de gran extensión es importante conocer la forma y el tamaño de los poros, el contenido de fluidos y -- régimen hidrodinámico; rasgos que pueden ser estudiados localmente, pero cuyos datos es difícil extrapolar a toda la extensión de -- una trampa. El estudio de la variabilidad lateral de las rocas sello se basa esencialmente en un problema sedimentológico que es im -- portante resolver.

En el caso de una trampa anticlinal simple, se tiene la ventaja - que por lo general, la roca sello no presenta variación lateral en sus características físicas, por lo tanto, requiere únicamente de un sello superior; en cambio las estructuras falladas necesitan - además del sello superior, un sello adyacente al plano de falla, - que generalmente es un material arcilloso llamado milonita ("gouge" en inglés) y un sello lateral.-

Se ha observado de manera general que las grandes acumulaciones de hidrocarburos se encuentran preferentemente en trampas que cuentan únicamente con un sello en su parte superior, los cuales se caracterizan por su gran extensión y continuidad lateral.

Como hemos visto, en la mayor parte de los casos, los sellos son - constituidos por rocas que por sus características físicas origina les impiden el paso de los hidrocarburos; pero hay casos aunque po cos, en los cuales un yacimiento está sellado por un tapón de hidro carburos sólidos o semisólidos, como es el asfalto natural.

Existen también ejemplos en los cuales un yacimiento puede quedar confinado no nada más en su parte superior, sino que por una cemen tación posterior de la roca almacén, que se produce en el contacto petróleo agua, puede quedar "fijado". Esto puede suceder por dos - causas: una primera puede ser la precipitación de anhídrita en los poros de la roca, por la interacción entre los iones del calcio del agua y los iones sulfato del petróleo; y una segunda razón, puede ser una asfaltización por contacto.

Esto tiene implicaciones muy importantes, por ejemplo, si el yacimiento sufriera un basculamiento regional, el petróleo no escaparía; este fenómeno explica también la existencia de planos inclin dos de contacto entre petróleo y agua. Por otro lado, este tipo de confinamiento de los hidrocarburos, cortaría todas sus conexiones hidrostáticas, por lo cual no sería posible el empuje hidráulico.

TIPOS DE ROCA

Los tipos de roca sello son muy variados; en general cualquiera que

se adapte a la definición. Entre los tipos más comunes están, además de las lutitas, las margas y las calizas arcillosas muy finas, y toda la serie de las evaporitas.

Lutitas.

Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes de la corteza sedimentaria. Comúnmente se encuentran interestratificadas con areniscas, rocas carbonatadas o ambas. De manera que existen muchas probabilidades de que una roca almacenadora esté situada entre capas de arcilla; como sucede en la columna sedimentaria productora del NE de México. El grado de impermeabilidad de las arcillas depende de su textura y de los minerales presentes. Una gran mayoría de los sellos están constituídos por lutitas.

Rocas carbonatadas.

De las rocas carbonatadas hemos hablado tanto como rocas generadoras, como rocas almacenadoras; pero bajo ciertas condiciones actúan también como sellos. De entre ellas las calizas más comunes son las arcillosas, las que gradualmente pueden pasar a arcillas calcáreas; otro tipo son las margas y ciertas cretas, que son de grano extremadamente fino, y además plásticas en cierta medida, de manera que tienen una mejor capacidad a la deformación; y finalmente, las anhidriticas, o sea, aquellas calizas que contienen partículas diseminadas de anhidrita. Hay que recordar que las calizas densas puras, aunque de baja porosidad, son quebradizas y susceptibles al fracturamiento en el caso de sufrir esfuerzos.

Evaporitas.

Después de las lutitas, las evaporitas siguen en importancia como rocas sello.- De estas, la anhidrita es el mineral más importante como material de taponamiento y también es más abundante que el yeso, la sal y otros precipitados salinos. Idealmente, la sal sería un mag

nífico sello ya que es el más impermeable de los minerales y es bien conocida su fluidez bajo la presión, pero ordinariamente no actúa como tal y en la práctica, aún existiendo los diapiros de sal, la anhidrita es la que efectúa el sello.- El yeso, es un mineral excepcionalmente compacto que también podría constituir un excelente sello.

Rocas sello arregladas en orden de ductilidad (plasticidad).

Sal

Anhidrita

Lutitas ricas en kerógeno

Lutitas arcillosas

Lutitas limolíticas

Lodos carbonatados

Cretas

C A P I T U L O V I I I

TRAMPAS.

La etapa final de la historia de un campo de aceite o gas la representa el entrampamiento de los hidrocarburos en acumulaciones económicamente explotables. Para ésto es necesario que primeramente exista un receptáculo, y además, como condición indispensable que dicho receptáculo se encuentre cerrado para que los hidrocarburos se puedan almacenar en él.

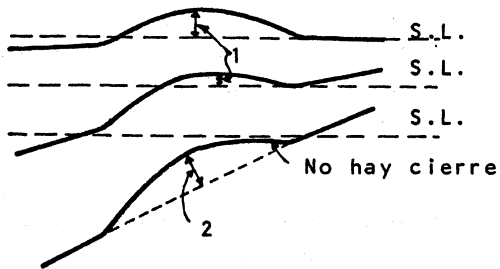
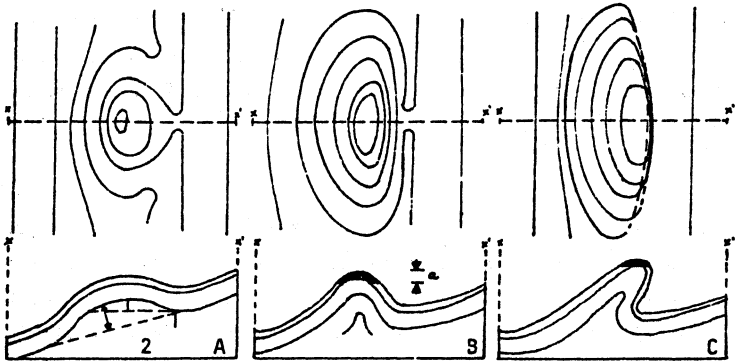
Las trampas representan receptáculos cerrados y son cuerpos de rocas almacenadoras completamente rodeadas hasta cierto nivel por rocas impermeables. En otras palabras, una trampa es un obstáculo que impide la migración de los hidrocarburos, quedando éstos acumulados en ella.

Todas las trampas tienen un "cierre" pero en los anticlinales es -- donde se manifiestan con mayor claridad. El cierre es la distancia vertical entre la curva estructural cerrada más baja y la cima de la estructura. El cierre representa por lo tanto la distancia máxima vertical en que los hidrocarburos se pueden acumular en el receptáculo. Cualquier cantidad adicional de aceite abajo del cierre -- fluirá sin entrar a la estructura. (Fig. 1)

Generalmente las trampas no están totalmente llenas de aceite, encontrándose el contacto Agua-Aceite dentro del cierre.

Area de drenaje

Es la extensión echado abajo de la trampa. En el caso de una trampa situada en el flanco de una cuenca el área de drenaje puede exten -



- 1 Cierre estructural
- 2 Relieve estructural

CIERRE ESTRUCTURAL

Figura 1

derse hasta el fondo de la cuenca. En condiciones iguales, serán mayores los campos que tengan área de drenaje mayores. De ahí la importancia de la localización del campo en la estructura regional.

Tiempo de acumulación.

De gran importancia en la exploración. Se debe partir de la regla general de que la acumulación es siempre posterior a la trampa. No fácil de determinarlo.

Hay evidencias de migración temprana como en las arenas lenticulares o acordonadas donde la acumulación puede efectuarse inmediatamente al depósito, por compactación de las lutitas. En algunos anticlinales la acumulación pudo efectuarse mucho antes del máximo o último plegamiento.

Estudios de subsuelo han mostrado que los plegamientos de las rocas más viejas de la corteza se han formado por una serie de movimientos recurrentes, y que cierres adecuados para el entrapamiento pueden haber existido antes del diastrofismo mayor.

Lo mismo sucede con las fallas que también pueden ser recurrentes pero quizá desde el primer movimiento pudieron haber formado barreras impermeables. Por lo tanto, se pudieron formar acumulaciones comerciales tempranas y subsecuentemente los movimientos de la corteza acentuaron las trampas.

Sin embargo, se conocen anticlinales y fallas que se formaron en una sola etapa de diastrofismo tardío. Es más, en muchas trampas asociadas a discordancias, es inegable la acumulación tardía.

En algunos campos de las Rocallosas que producen de rocas pensilvánicas y pérmicas, se cree que la acumulación se efectuó a fines del Cretácico o principios del Eoceno, cuando se efectuó el plegamiento.

En el campo Ventura, que produce del Plioceno o Pleistoceno, el ple

gamiento se efectuó en el Pleistoceno medio.

En el campo Oklahoma City, los depósitos ordovicicos plegados y -- truncados, están cubiertos por lutitas del pensilvánico.

En algunos campos de Alberta que producen de rocas del Devónico, -- se supone que el yacimiento se formó a fines del Cretácico.

El fracturamiento que originó el campo Oficina en Venezuela, se -- efectuó durante el Mioceno-Plioceno y las rocas productoras son -- del Oligoceno.

Un caso extremo: en el campo San Pedro y otros más en Argentina, -- la única posible roca generadora es del Devónico, y los únicos movimientos que formaron la estructura se efectuaron en el Pleistoceno.

Las discordancias dan evidencia de tiempos de migración muy variados y muchas teorías sobre la acumulación.

Hay muchos ejemplos de petróleo viejo en trampas jóvenes. Se han expuesto 6 teorías diferentes.

Dicen Van Tuyl y Parker⁽¹⁹⁴¹⁾ que probablemente el aceite "puede ser almacenado por largos períodos después de la generación en condiciones de diseminación o como yacimientos (pools) que pueden sufrir una remigración como resultado de cambios en la estructura geológica".

Davies cree que el aceite mesozoico de las Rocallosas pudo permanecer "dormido" en las partes más profundas de la cuenca, hasta que la Orogenia Laramide produjo trampas para su concentración.

Otra idea acerca de la acumulación, es la de que el aceite se formó temprano y fue almacenado temporalmente en "trampas transitorias" que son irregularidades menores en la roca almacenadora. Estas --- arrugas menores que se encuentran en todas las rocas estratificadas, dejarán escapar el aceite al menor basculamiento. Por lo tanto, el-

hundimiento de una cuenca regional, que se produce intermitentemente, liberará aceite de vez en cuando que drenará hacia arriba de los flancos de las cuencas.

Lo que parece ser indudable es que el petróleo joven es demasiado "flojo" para migrar, y puede quedar disperso en las rocas hasta que adquiere movilidad echado arriba.

Pueden pasar millones de años del tiempo geológico para que por evolución natural, el petróleo adquiriera la fluidez necesaria para migrar echado arriba. Mientras tanto, se pueden estar formando las trampas en esa dirección.

TRAMPAS ESTERILES

Muchas trampas se encuentran llenas de agua. Por lo tanto, surge la pregunta: ¿Por qué falta aceite?. Los motivos pueden ser los siguientes:

1. No hubo materia orgánica en las rocas de la cuenca. Debido a clima poco favorable, muy rápida sedimentación (turbidez), ambiente sedimentario poco favorable (ej. posición topográfica muy elevada en el piso marino), o destrucción de la materia orgánica por agentes bioquímicos o erosión.
2. No se generó aceite. Inapropiada maduración.- Ausencia de bacterias apropiadas, ausencia de catalizadores. Falta de tiempo. Falta de cubierta. Falta de temperatura.
- 3.- El aceite no alcanzó la trampa.- La migración fue forzada echado abajo o existió diversificación de rutas de migración. La diversificación de rutas de migración se puede deber a la selectividad del aceite de seguir a pendientes más fuertes, sin seguir las rutas apropiadas para alcanzar la trampa, quedando el aceite disperso en los sedimentos. Hubo lenticulari -

dad o fallas que retuvieron los hidrocarburos. Un anticlinal -- muy grande pudo impedir que el aceite llegara a los anticlinales sobrepuestos más pequeños a menos que se llegara hasta el punto de derrame. Según Gussov ⁽¹⁹⁵⁵⁾ los hidrocarburos siguen rutas de migración definidas y las trampas que quedan en ellas se llenan mientras que las que están fuera, quedan vacías.

4. El aceite se escapó.- Un basculamiento regional puede causar que un nuevo plegamiento reproduzca la trampa.

Las fisuras y fallas pueden permitir el escape hasta la superficie; ya se mencionó que un replegamiento del campo Kirkuk en Irak, fracturó la roca sello permitiendo el escape del aceite y gas. Quizá este escape ha sido más frecuente en el pasado de lo que nos imaginamos.

Como ninguna roca es totalmente impermeable, un tiempo largo (geológico) puede permitir que cuando menos los componentes más volátiles se dispersen en las rocas confinantes sin necesidad de fracturamiento.

Illing (1945) dice que como regla general, los primeros 300 metros de sedimentos contienen menos aceite que los 300 metros siguientes, y cree que las acumulaciones pequeñas en los estratos superiores son debidas a la circulación de agua. Cree que el gas y el aceite pueden desaparecer antes de que el anticlinal pueda ser erosionado; es más, el anticlinal después de perder los hidrocarburos, puede no ser erosionado y, por el contrario, puede ser cubierto por sedimentos más jóvenes.

Esta teoría posiblemente explica la ausencia de hidrocarburos en -- grandes anticlinales que han sufrido plegamientos recurrentes. Estos anticlinales fueron más vulnerables al escape de hidrocarburos

que los anticlinales adyacentes más bajos estructuralmente.

Mientras más grande sea la distancia vertical entre el yacimiento (cima del anticlinal) y la discordancia más cercana sobreyacente, mejores serán las oportunidades de que los hidrocarburos sean retenidos en la trampa.

La tesis del escape de aceite cuando una trampa es basculada o cortada por una falla, se basa en la presencia de agua. La zona saturada se extiende hasta el Nivel Freático.

Si el Nivel Freático es alto, como sucede en las regiones húmedas, de tal manera que intersecta la superficie formando manantiales, el aceite se escapa y escurre en la superficie.

Si el Nivel Freático es profundo como en las regiones áridas, el aceite queda retenido en la superficie del Nivel Freático hasta -- que la evaporación de los constituyentes más volátiles lo convierte en una masa bituminosa o asfáltica impregnando a las rocas hasta el nivel del Nivel Freático.

En regiones áridas muy altas cortadas por valles muy profundos, el Nivel Freático está controlado por la elevación del piso del valle excepto en acuíferos confinados. Bajo estas condiciones, es inútil buscar aceite en anticlinales localizados arriba del nivel de drenaje, porque no hay nada que lo retenga.

Es más, el aceite que se pudo acumular en esos lugares, es drenado al ser excavados los cañones.

Ejemplos: Utah. Anticlinales perforados en las cercanías del Río Colorado.

5. Aceite destruido.- Destrucción por: supermaduración, diastrofismo intenso, intemperismo, acción de bacterias consumidoras de hidrocarburos (debe haber erosión para que actúe la oxidación).
6. Trampas formadas tardíamente.- Si la trampa se forma después de

la migración, no tiene utilidad.

Según Van Tuyl y Parker, ⁽¹⁹⁴¹⁾ en algunas áreas los anticlinales estériles contienen más grandes espesores de las formaciones que sobreyacen a las rocas almacenadoras en anticlinales productores adyacentes.

Aparentemente, los anticlinales productores cubiertos por secciones estratigráficas más delgadas, han estado formándose esporádicamente durante largos períodos de tiempo geológico, mientras que los anticlinales cubiertos por las formaciones más gruesas han sido formados en un período de plegamiento más reciente.

En el caso de los anticlinales cubiertos por secciones estratigráficas delgadas, el aceite es atrapado en una fase incipiente del plegamiento y permanece ahí durante el diastrofismo posterior que acentúa el relieve del anticlinal.

Las estructuras que no tienen cierre en los períodos iniciales no atrapan aceite.

Ejemplo: Domo Kelsey

Prominente estructura cerrada a 18 millas al NW del campo East Texas y 15 millas al E del campo Van.

Kelsey tiene mayor cierre en la superficie que Van. Se han perforado 5 pozos secos en la Formación Woodbine, productora en ambos campos. (East, Texas y Van).

Las rocas son semejantes en los 3 lugares, en lo que respecta a contenido orgánico.

La historia estructural es muy diferente.

El domo Van era una estructura cerrada al finalizar el tiempo Woodbine (Cretácico tardío) y ha permanecido cerrada hasta el presente.

El domo Kelsey se originó en el Eoceno.

El domo Greenville en Wyoming ha sido probado por 10 pozos secos.- Al finalizar el Terciario adquirió cierre. La mayoría de los campos de las Rocallosas producen de trampas que se formaron al finalizar el Cretácico y principios del Terciario.

CLASIFICACION DE LAS TRAMPAS

Se han propuesto muchas clasificaciones de las Trampas que incluyen una amplia variedad de condiciones geológicas en las que se acumulan el aceite y el gas. Sin embargo, debido a los numerosos tipos de yacimientos es muy difícil establecer una clasificación que incluya a todos los tipos.

Aun así, se puede establecer una regla: el aceite y el gas se acumulan cuando la migración vertical y lateral es obstruida por una trampa o un cierre.

Las trampas se forman por condiciones estratigráficas que fueron establecidas durante el tiempo del depósito de los sedimentos, por los cambios posteriores y litificación de los sedimentos, por deformaciones estructurales, o por combinación de dos o más de estos factores.

Todas las clasificaciones han sido basadas en una o todos estos factores geológicos; sin embargo, se considera que una clasificación genética, relacionada al modo de origen, es preferible.

Definiciones.

Yacimiento: es una acumulación de petróleo en el subsuelo en un receptáculo separado e individual, caracterizado por un sistema natural de presión, de tal manera que la producción de petróleo en una parte de él afecta la presión del receptáculo en toda su extensión.

Un yacimiento está limitado por barreras geológicas en todas direcciones, como pueden ser condiciones estructurales, estratos impermeables y agua en la formación, de tal manera que está efectivamente separado de otros yacimientos que pueden existir en el mismo distrito o en la misma estructura geológica.

Campo: puede ser un sólo yacimiento, o puede consistir de dos o más yacimientos contenidos en, o relacionados a una misma estructura geológica.

Cuando más de un yacimiento está presente en el mismo campo, los diferentes yacimientos están separados entre sí por barreras geológicas, tales como fallas, cambios en porosidad y permeabilidad, acuña mientos y condiciones sinclinales.

Los distintos yacimientos pueden encontrarse en varios horizontes de diferentes edades geológicas, separados por formaciones relativamente impermeables, y pueden parcial o totalmente sobrelaparse unos a otros en sentido horizontal, sin ser el sobrelapamiento necesario.

CLASIFICACION DE LAS TRAMPAS DE ACEITE Y GAS
(Veanse Figs. 1 y 2)

Según Wilson⁽¹⁹³⁴⁾ incluido en Landes (1974).

I. Trampas Estructurales.

- a. Sinclinales secos.
- b. Anticlinales.
- c. Estructuras debidas a sal (Domos).
- d. Hidrodinámicas.
- e. Fallas.

II. Trampas por Variación de Permeabilidad.

- a. Permeabilidad variable por sedimentación.
- b. Permeabilidad variable causada por aguas subterráneas.
- c. Permeabilidad variable por truncamiento y sello.

Las trampas estructurales son el resultado de movimientos de la corteza terrestre. Los anticlinales son los más importantes, habiendo producido el 80% del petróleo extraído de todos los campos del mundo.

A las trampas de variación de permeabilidad también se les ha llamado estratigráficas, sin embargo, este término no es muy apropiado - debido a que un estrato puede continuar lateralmente pero la permeabilidad no.

La acumulación de aceite puede resultar de una trampa sola, de trampas múltiples o trampas combinadas.

Una trampa sola puede estar representada por la acumulación de aceite en una anticlinal.

Ejemplos de trampas múltiples son la presencia de aceite abajo de un sello de asfalto en una parte del campo, y en otra parte a lo largo de la cima de un anticlinal; o una serie de pequeños domos superpuestos en un anticlinal grande.

El entrampamiento combinado no es igual que el múltiple. En el Combinado todas las trampas son mutuamente dependientes para efectuar el cierre.

La mayoría de las acumulaciones clasificadas como de permeabilidad variable son realmente debidas a una combinación de permeabilidad errática y posición estructural. Ejemplo: acumulaciones en anticlinales que contienen localmente zonas estériles debidas a variación de permeabilidad. En este caso, la acumulación es totalmente anticlinal, pero la distribución está controlada por porosidad local.

A este respecto, Wilson opina que los campos en que la porosidad es secundaria, como en muchas calizas, no deben ser clasificados como estratigráficos.

El factor importante en este caso es saber si cuando se originó la estructura existía permeabilidad, o si ésta se formó posteriormente.

te al plegamiento.

Otras clasificaciones incluyen las siguientes trampas: (Veanse Figs. 2 y 2A)

- I. Estructurales {
 - Pliegues
 - Domos
 - Fallas
 - Fracturas

- II. Variación de permeabilidad {
 - Cambios de Facies
 - Discordancias
 - Diagénesis

- III. Combinadas

- IV. Hidrodinámicas

- V. Paleogeomórficas

Sinclinal Seco.

Un sinclinal cerrado, o una cuenca pueden actuar como trampas única mente en ausencia de agua, lo que es una condición poco frecuente, - al grado de que muchos geólogos dudan de la existencia de dichas -- trampas.

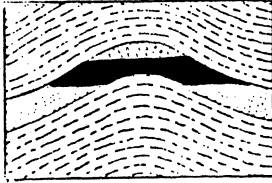
(1940)

De acuerdo con Heald, la investigación de los campos sinclinales -- ha fallado en descubrir alguno en que el agua y el aceite estén -- ausentes.

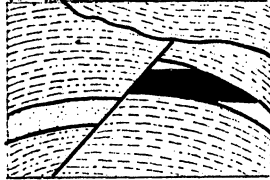
Campo Grffithsville

El campo Grifffthsville, productor de aceite en Virginia Occidental- es ejemplo de una acumulación en sinclinal. Debido a que tiene un - casquete de gas muy grande, se puede arguir que el gas empujó al --

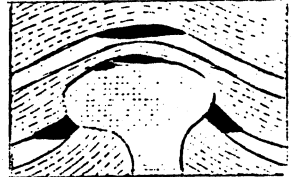
SECCIONES DE TRAMPAS GEOLOGICAS



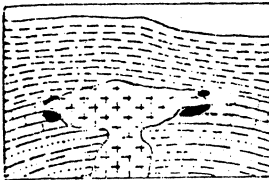
16 - ANTICLINAL (A)



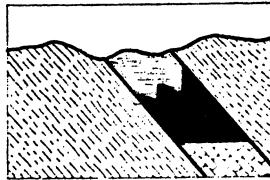
17 - COMBINACION PLEGUE Y FALLA (E)



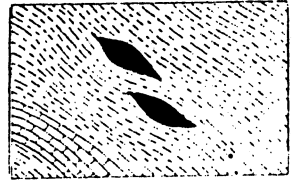
18 - INTRUSION SALINA (F)



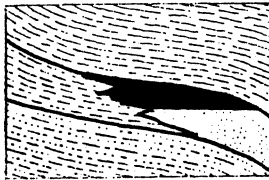
19 - INTRUSION IGNEA (G)



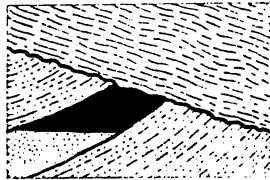
20 - SELLO DE HIDROCARBUROS SOLIDOS



21 - LENTES DE ARENAS (I)



22 - MONOCLINAL Y VARIACION DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD (J2)



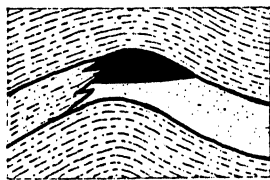
23 - DISCORDANCIA (I7)



24 - ZONA FRACTURADA (H)



25 - CAMBIO DE POROSIDAD POR METASCAMATISMO DOLOMITICO



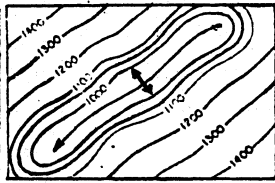
26 - COMBINACION DE PLEGUE Y VARIACION DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD (J)



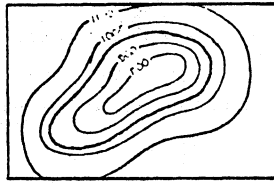
27 - COMBINACION DE PLEGUE, FALLA Y VARIACION DE POROSIDAD (J)

FIGURA 2

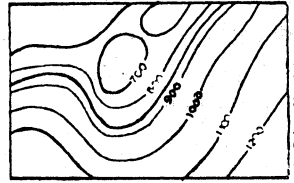
FISONOMIA GENERAL DE LOS DIFERENTES YACIMIENTOS PETROLIFEROS



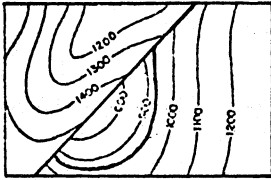
1.- ANTICLINAL (A)



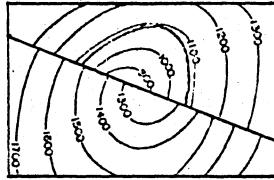
2.- DOMO (B)



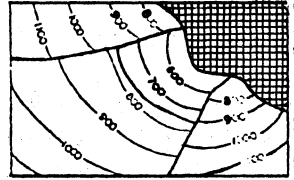
3.- NARIZ (C)



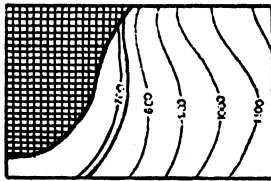
4.- COMBINACION PLEGUE Y FALLA (E)



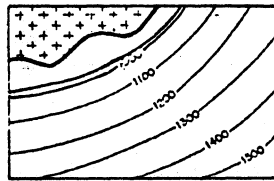
5.- AFOLLAMIENTO EN DOMO (D)



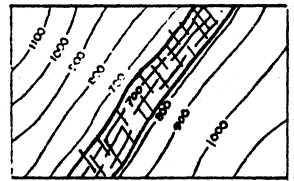
6.- CAPAS PERTURBADAS POR INTRUSION SALINA (F)



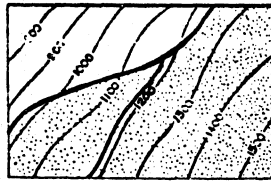
7.- CAPAS PERTURBADAS POR INTRUSION SALINA (F)



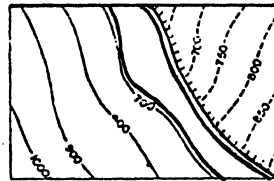
8.- CAPAS PERTURBADAS POR INTRUSION IGNEA (G)



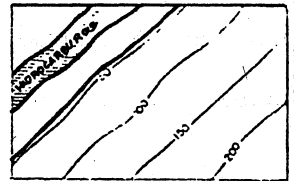
9.- ACUMULACION EN FALLAS FIGURADAS Y JUNTAS (H)



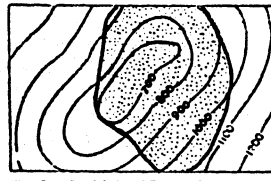
10.- COMBINACION DE MONOCLINAL Y VARIACION DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD (J)



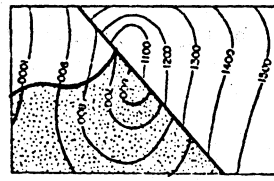
11.- DISCORDANCIA (J7)



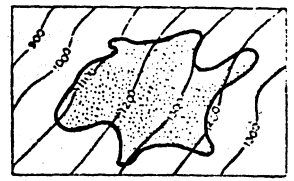
12.- SELLO DE MICROCANALES (J0)



13.- COMBINACION DE ANTICLINAL Y VARIACION DE POROSIDAD (JA-1)



14.- COMBINACION DE PLEGAMIENTO, FALLA Y VARIACION DE POROSIDAD (JE-2)



15.- YACIMIENTO CONFINADO (SELLADO) (I)

Profundidades b.n.m.

FIGURA 2A

aceite hasta la base de la estructura, y el aceite empujó al agua - aún más abajo hacia el buzamiento del anticlinal. Pero también es - posible que debido a que había muy poca agua en la roca almacenado - ra desde un principio, el aceite se haya acumulado en el fondo del - plegamiento y el gas en la cima.

Algunos casos de entrampamiento en sinclinales, son en realidad -- trampas de porosidad y se deben simplemente a que durante el plega - miento, la zona porosa quedó en el fondo del sinclinal.

Un tipo intermedio de entrampamiento, es la acumulación en los flan - cos de los anticlinales. Estos se producen cuando el agua no tiene suficiente presión para alcanzar la cima del anticlinal. El aceite sobrenada al agua en los flancos.

ANTICLINALES (Fig. 3)

El 80% del petróleo extraído de los campos mayores del mundo provie - ne de anticlinales.

Origen de los plegamientos.

Movimientos verticales u horizontales.

Verticales	{	Movimiento hacia arriba o abajo debidos a diastrofismo y quizá a actividad ígnea en la corteza.
		Asentamiento debido a compactación o filtrado de agua (leaching)

La actividad profunda que produce pliegues no es bien conocida.

Fallas: evidencia simológica de fallas profundas que hacia arriba - producen plegamientos.

Intrusiones: arquean las rocas sobreyacientes.

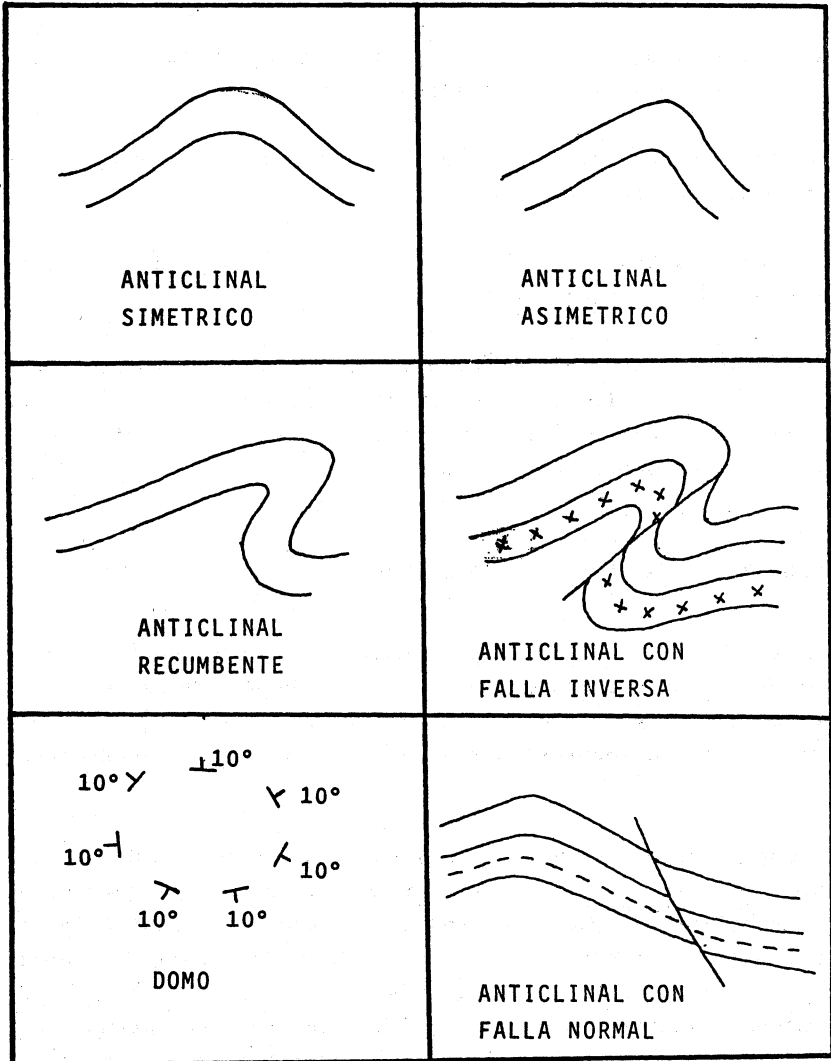


FIGURA 3

Asentamiento: compactación diferencial.

Horizontales: máxima en fajas orogénicas. Compresión.

Anticlinales Elongados: 4 veces más largos que anchos. Anticlinales: de 2 a 4 veces más largos que anchos. (Fig. 4)

Domos: menos de 2 veces más largos que anchos. Domos quaquaversales: aproximadamente circulares.

Dimensiones: Varían de - 1 km a varios km de longitud, y el cierre de unos metros a centenas.

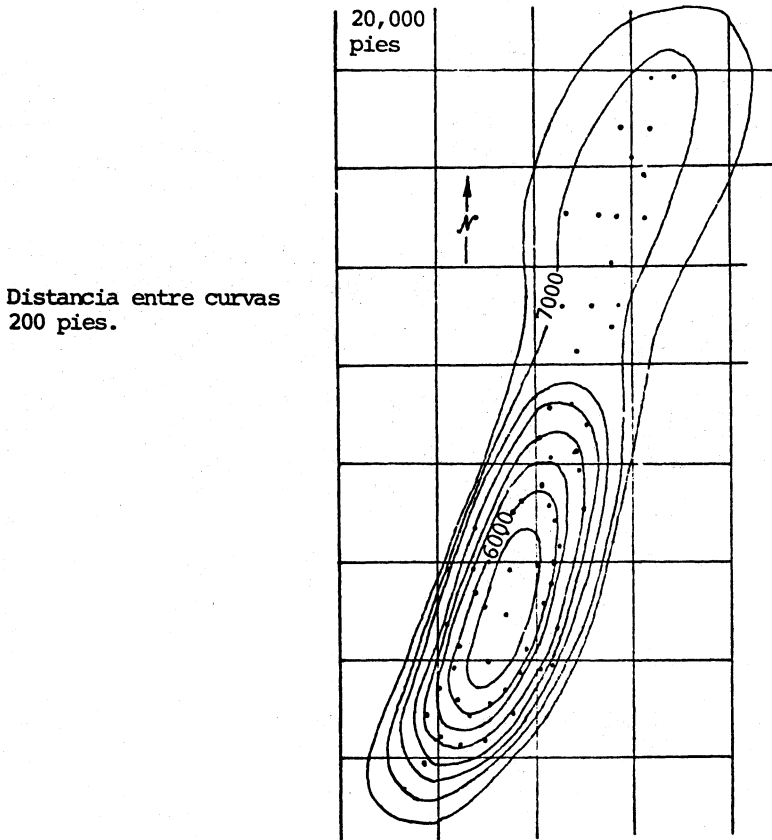
Los anticlinales muy largos no contienen aceite en su totalidad. Es te se encuentra en los domos o anticlinales superpuestos, estando - las sillas ocupadas por agua. Igualmente, por lo general no están - llenos hasta el punto de derrame.

TRAMPAS PRODUCIDAS POR SAL (SALT CORED)

Una trampa originada por sal 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 en algunas ocasiones rompiéndolos. (Fig. 5)

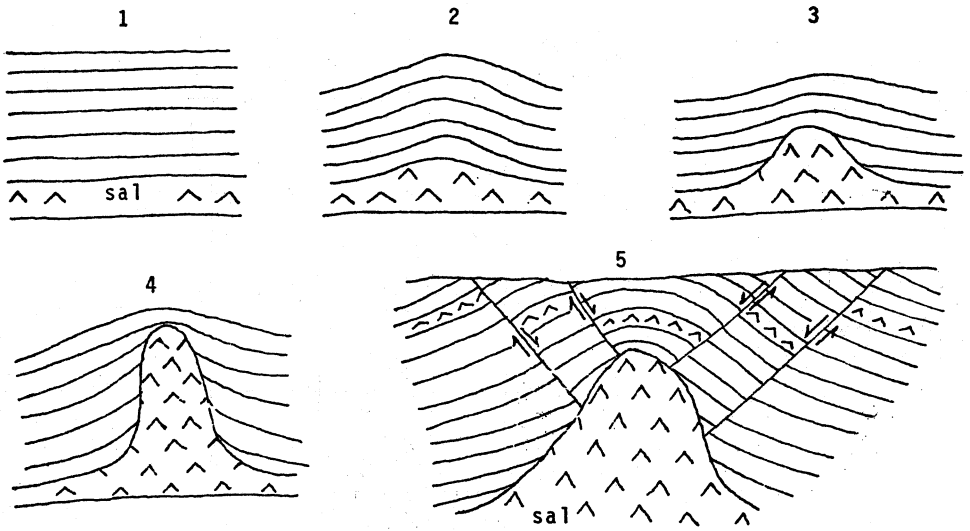
Las trampas así formadas son muy espectaculares y a pesar de su extraña naturaleza y origen, han producido cantidades considerables de gas y aceite. Son notables por su producción las intrusiones salinas que se localizan en la costa del Golfo en Lousiana, Texas, -- México, principalmente en la llamado Cuenca Salina del Istmo de -- Tehuantepec, Rumania, Alemania y URSS. Se cree que algunos de los grandes anticlinales del Medio Oriente probablemente también tienen corazones de sal.

Además del aceite y del gas, gran parte de la producción de azufre, sal y potasio provienen de depósitos de sal de este tipo.



TRAMPA EN UNA ESTRUCTURA ANTICLINAL ELONGADO

FIGURA 4



FORMACION DE UN DOMO SALINO

FIGURA 5

Clasificación.

Las estructuras con corazón de sal son de dos tipos: no intrusivas e intrusivas.

Las primeras incluyen los anticlinales de sal, estructuras semejantes a lacolitos en que la sal estratificada se engruesa localmente por flujo de la sal formando anticlinales arriba de estos engrosamientos, pero sin romper a los sedimentos. Hasta la fecha no se han encontrado yacimientos de petróleo asociados a estas estructuras.

Bajo la segunda clasificación se encuentran las intrusiones de sal que rompen la estratificación de todos los sedimentos afectados. -- Algunas de estas masas de sal inyectadas siguen las fisuras y son semejantes a los diques, pero son mucho más abundantes las intrusiones verticales o casi verticales en forma de chimeneas, que se parecen a los cuellos o tapones ígneos. En algunas ocasiones, la sal puede llegar a la superficie. Ejemplos de estas intrusiones son las -- del Istmo de Tehuantepec.

A las estructuras con corazón de sal de tipo intrusivo, se les denomina domos de sal en México y los Estados Unidos, y pliegues diapíricos en Europa.

Estas intrusiones producen muy variadas condiciones respecto al tamaño, forma y grado de disturbios tectónicos en los sedimentos asociados.

Distribución de los Domos en la Costa del Golfo.

La provincia de estructuras con corazón de sal en la Costa del Golfo de México, se extiende a lo largo de la costa tanto en tierra como en el mar desde Alabama hasta México. La máxima concentración de intrusiones salinas se encuentra en Lousiana y Texas, estando los domos en México concentrados en una área relativamente pequeña en com

paración, alrededor de Coatzacoalcos, en la parte sur del Estado - de Veracruz.

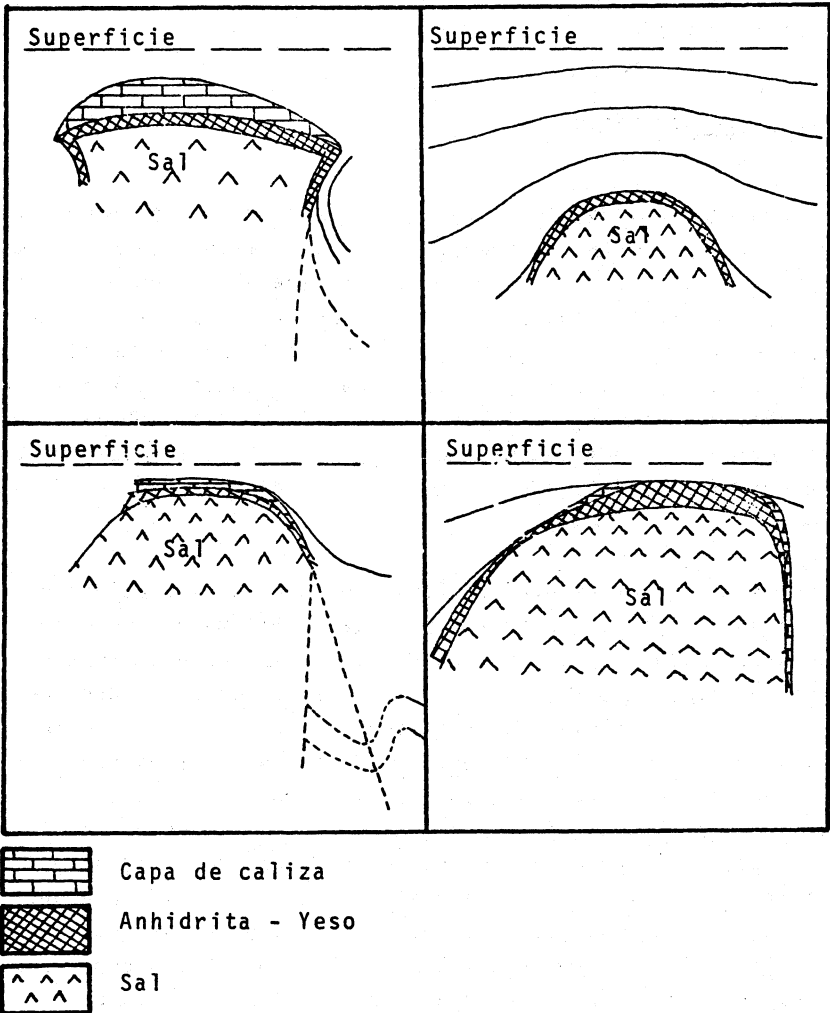
Las estructuras salinas en la Costa del Golfo se caracterizan por su gran producción de aceite, su tamaño y por no afectar tectónicamente en forma importante a los sedimentos no directamente intrusivos. Las grandes masas de sal son cilindros verticales, de forma elíptica o circular en planta, con diámetros que varían entre 600 - metros y 6 kilómetros y con dimensiones verticales posiblemente mayores a los 10,000 metros. Los domos más someros invariablemente -- presentan "cap-rock". Asimismo, algunos de los domos presentan "sobrecolgamientos" (overhang) en la cima que a veces alcanzan alrededor de 4,000 metros de espesor. (Fig. 6)

Los domos de la Costa del Golfo, incluyendo a los del Istmo de Tehuantepec, están químicamente compuestos de: 5 a 10% de anhídrita diseminada y el resto halita.

El "cap-rock" es un cuerpo con forma de disco que se localiza en la cima del cilindro de sal y que algunas veces se extiende hacia los flancos. Tienen un espesor que varía entre unos cuantos metros y -- 400 metros, con un espesor promedio de 120 metros. Su composición es muy variada; en algunos "cap-rocks" se han encontrado 28 minerales distintos, pero los más importantes son anhídrita, yeso y calcita y localmente volúmenes muy importantes de azufre, como sucede en algunos domos del Istmo de Tehuantepec. (Fig. 6)

La anhídrita se encuentra siempre en contacto con la sal y puede tener impurezas de arena. Arriba de ella se encuentra en contacto gradual una zona de yeso y sobre de él o sobre la anhídrita en caso de que esté ausente el yeso, se encuentra el llamado "cap-rock" de caliza, que es un agregado de cristales de calcita, pero no es un estrato sedimentario de caliza. Puede ser poroso e inclusive cavernoso. El azufre cuando está presente, generalmente sobreyace a la anhídrita y queda incluido en las zonas de calcita o yeso.

La intrusión salina al romper los sedimentos da lugar a muchas estructuras que incluyen plegamientos anticlinales en la parte de arriba



DOMOS SALINOS Y CASQUETE DEL DOMO (cap rock)

FIGURA 6

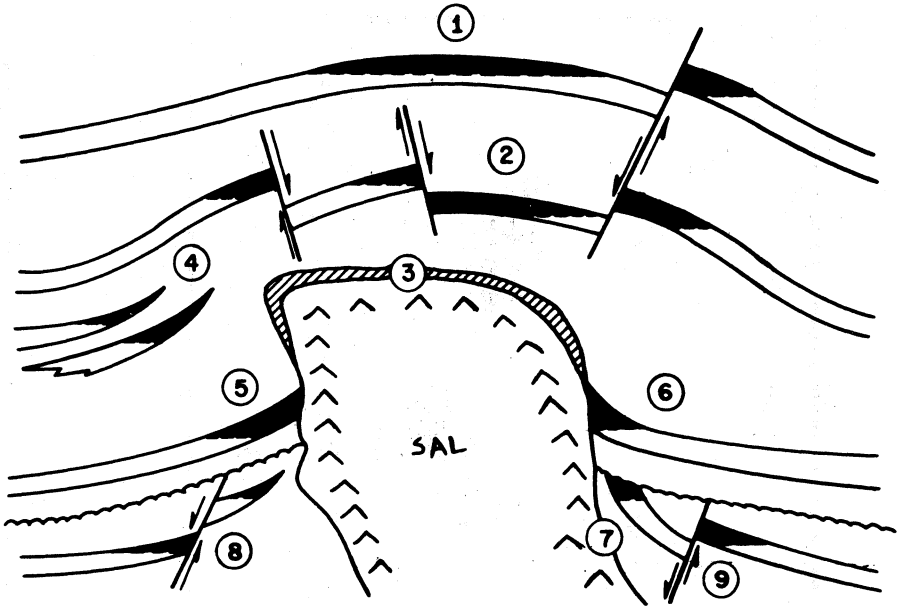
de la intrusión, fallas radiales, keystone grabens, arqueamiento - hacia arriba y fallamiento de los sedimentos en los flancos. Pueden producir espesores anormales si hay depósito en los grabens, y por disolución del "cap-rock" es posible adquirir muy buenas condiciones de porosidad y permeabilidad. (Fig. 7)

TRAMPAS HIDRODINAMICAS

Trampas Hidrodinámicas.

En muchos campos de aceite y gas, el contacto aceite-agua o gas-agua, no es horizontal, fenómeno que no está relacionado a la topografía, sino más bien a depresiones intermontanas, donde la inclinación del contacto tiende a ser más marcada. En la mayoría de los campos conocidos, la producción se extiende más en un flanco -- que en el otro, pero hay ejemplos en que la producción total está en un sólo flanco abajo del eje del anticlinal. ^(Fig. 8) Sin embargo, cuando la inclinación del contacto es mayor que el echado de las capas los hidrocarburos salen del anticlinal, quedando las estructuras lavadas.

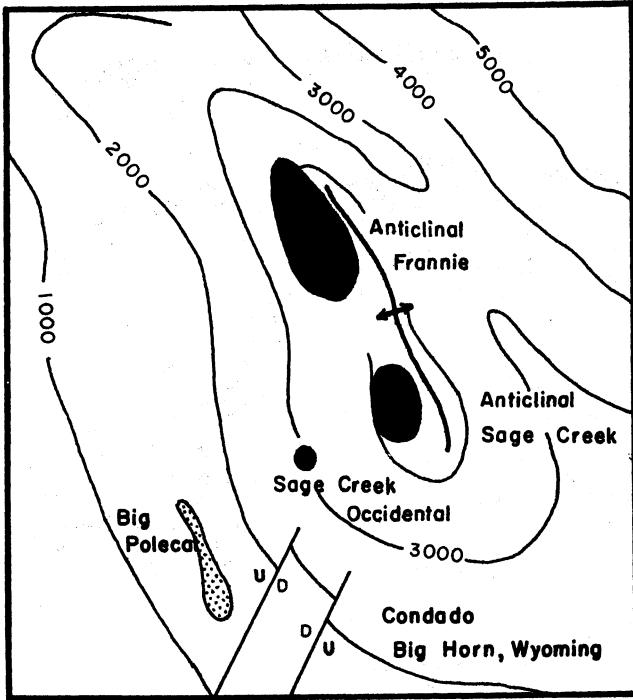
Existen varias teorías para explicar los contactos inclinados. Lo menos probable es que el aceite o el gas entrampados no pueden -- recobrar su nivel horizontal después del basculamiento regional -- de los receptáculos, pues como ya se ha indicado anteriormente, -- la viscosidad del aceite en el subsuelo es suficientemente baja como para que con una adecuada permeabilidad de la roca almacenadora, el aceite pueda reajustarse a los cambios estructurales. Sin embargo, es probable que muchas acumulaciones se queden inclinadas si se cierran los poros abajo del contacto aceite-agua, después de que éste ha sido inclinado. Esta explicación es la más probable en regiones planas alejadas de las montañas, y en las que la superficie potenciométrica es prácticamente horizontal (La superficie potenciométrica define la altura a la que el agua artesiana se eleva cuando se perfora un pozo).



- 1.- Anticlinal simple arriba de la sal
- 2.- Domo con graben complejo
- 3.- "Cap rock" poroso
- 4.- Acuñamientos y lentes arenosos
- 5.- Trampa abajo del sobrecolgamiento ("overhang")
- 6.- Trampa levantada y cortada por la intrusión de sal
- 7.- Discordancia
- 8.- Trampa fallada con el lado caído alejado de la sal
- 9.- Trampa fallada con el lado caído cercano a la sal

TIPOS DE TRAMPAS ASOCIADAS A UN DOMO SALINO (según Halbouty, 1979)

Figura 7



TRAMPAS HIDRODINAMICAS

FIGURA 8.- Los contactos agua-aceite inclinados, provocan que los anticlinales Frannie y Sage Creek, tengan sus zonas productoras al oeste y abajo del eje anticlinal. Configuración en la cima de la formación-productora.

En cuencas rodeadas de montañas, las rocas almacenadoras que afloran a grandes alturas pueden transportar y descargar agua a menores elevaciones formando manantiales o escurrideros, lo que produce superficies potenciométricas (piezométricas) inclinadas. Un acuífero que contenga aceite con una superficie potenciométrica inclinada, también tendrá un contacto aceite-agua inclinado.

A tales acumulaciones se les llama hidrodinámicas. Si el contacto aceite-agua es horizontal, las condiciones son hidrostáticas.

Los contactos inclinados no deben ser confundidos con contactos irregulares debidos a variaciones de permeabilidad.

Entrampamiento hidrodinámico.

El resultado más obvio de la hidrodinámica es el de producir una posición excéntrica en una acumulación de gas o aceite dentro de un anticlinal.

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

Cuando no hay aceite y el gas está en contacto con el agua, el contacto es casi paralelo a la superficie potenciométrica. Cuando el aceite está en contacto con el agua, debido a una mayor densidad del aceite, el contacto es más inclinado para la misma superficie potenciométrica. Esta relación es constante si se cumple los requisitos siguientes: (1) la roca almacenadora debe ser lateralmente homogénea y (2) el aceite es menos fluido que el agua.

En todo caso, debe existir un cierre, por lo que el echado de las capas debe ser mayor que la inclinación del contacto aceite-agua.

Búsqueda de Trampas Hidrodinámicas.

Es costumbre en áreas con superficies potenciométricas fuertes, perforar pozos de prueba en el flanco de los anticlinales que dan hacia el centro de la cuenca. Para localizar estos pozos se requiere: (1) conocer bien la estructura que se va a probar, (2) estimar la densidad aproximada del aceite en el receptáculo, y (3) configurar la superficie potenciométrica. Para obtener esta información, se deben considerar los datos sobre las presiones de los fluidos en los pozos pre-existentes, así como interpretar correctamente estos datos, que son vitales para los estudios hidrodinámicos.

TRAMPAS POR FALLAS

El fallamiento desempeña varios papeles en la acumulación del aceite. Por ejemplo, en un graben se pueden depositar secciones sedimentarias apropiadas para la acumulación, en áreas donde las secciones normales son delgadas. Las fallas de cabalgadura (cobijadura) pueden producir trampas anticlinales en el bloque superior o pueden enmascarar trampas en el bloque inferior. Sin duda, los planos de falla funcionan en algunas áreas como canales para la migración del agua y el aceite y a veces pueden unir varios estratos productores para formar un sólo yacimiento; o bien, pueden permitir que el aceite se escape a la superficie formando chapopoteras.

El que un plano de falla funcione como canal o como sello para formar una trampa depende de varios factores. De gran importancia son el tipo de falla y la litología de las rocas cortadas por la falla. Si el tipo de la falla y la fragilidad de la roca producen brechas a lo largo del plano de falla, éste actuará como canal. Si se produce pulverización y flujo plástico de las rocas a lo largo del plano, se origina un sello. En las secciones sedimentarias donde predominan las lutitas, los sellos predominarán y los canales serán la excepción. En rocas cristalinas, la situación es a la inversa. Cuando la sección sedimentaria consiste de lutitas interestratificadas con rocas

quebradizas, las fallas serán impermeables en algunos niveles y --- permeables en otros, dependiendo de los tipos de rocas adyacentes - en el plano falla.

Entrampamiento por fallas.

Se requieren las siguientes condiciones que son esenciales para la formación de la trampa:

1. El receptáculo fallado debe estar sellado con "gouge" o fallado 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 variaciones de permeabilidad. (Fig. 9).

Las fallas que cortan a los campos petroleros son de dos tipos es - estructurales: (1) fallas a lo largo de la cresta o altas en los flancos de los anticlinales, y (2) fallas de rumbo que cortan a los anticlinales buzantes en monoclinales.

Las primeras no son realmente 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 migración de los hidrocarburos a la cima del anticlinal. En algunos bloques las rocas porosas y permeables pueden haber caído más abajo del contacto agua-aceite y únicamente contendrán agua.

Los anticlinales buzantes fallados localizados en monoclinales regionales representan verdaderas trampas porque los hidrocarburos - no se hubieran acumulado sin las barreras representadas por las fa

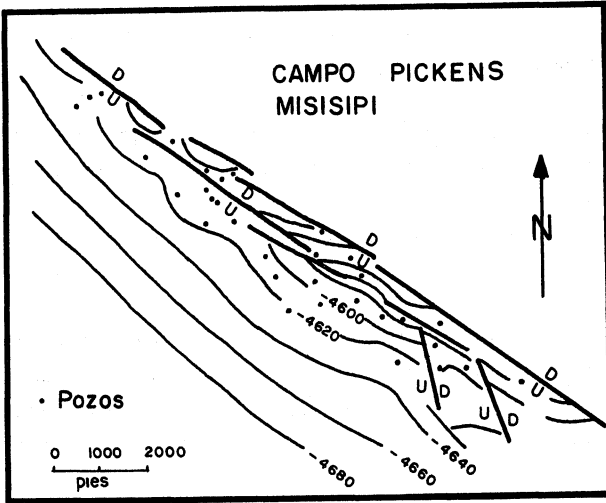


FIGURA 9.- Trampa por falla. La falla es paralela al rumbo.- La acumulación es en el bloque alto de un anticlinal --buzante cuyas fallas impiden la migración de los hidrocarburos echado arriba.- El cierre lateral se produce por el doblamiento de las capas hacia las fallas.

llas 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.

Búsqueda de Trampas por Falla.

En general la búsqueda de estas trampas presenta dificultades.- El localizar un pozo en la superficie que corte rocas generadoras que: (1) buzan alejándose de la falla; (2) se encuentran en un anti-clinal buzante u otra trampa cerrada o (3) se encuentran arriba del contacto con el agua, requiere de una geología tridimensional de la más alta calidad. Si la roca almacenadora tiene echados fuertes, el área productora será muy angosta y disminuirá las probabilidades de éxito.

El alto grado de dificultad para localizar estas trampas, hace que hasta hace unos pocos años únicamente el 1.2% de los principales campos petroleros del mundo libre estén asociados con trampas por falla.

Sin embargo, en la actualidad, con el desarrollo de nuevas técnicas de geología de subsuelo y de exploración sísmológica, el porcentaje anterior debe haber aumentado considerablemente.

Trampas por Variación de Permeabilidad

Si en una roca almacenadora con buena porosidad se produce una desaparición de la porosidad echado arriba, se forma una trampa propia para almacenar hidrocarburos tan efectiva como cualquier otra.- La terminación de la permeabilidad puede ser abrupta como en el caso de un receptáculo inclinado que es truncado y subsecuentemente sellado; o bien, puede ser gradual como en el caso de un cambio de

facies. Debido a que el entrapamiento es debido principalmente a fenómenos estratigráficos y no diastróficos, a las acumulaciones -- por variaciones de permeabilidad se les llama generalmente Trampas estratigráficas. Sin embargo debe hacerse notar que en muchos casos se requiere un basculamiento de los estratos para que se efectúe la acumulación en este tipo de trampa.

Debe aclararse que frecuentemente las trampas descritas como estratigráficas no se ajustan a dicha clasificación. Existen muchos campos en que las variaciones de la permeabilidad únicamente están limitando la distribución de los hidrocarburos en un anticlinal u -- otros tipos de trampas estructurales. Si se obtiene una respuesta afirmativa a la pregunta "Se habrían acumulado los hidrocarburos en este lugar, si la roca almacenadora hubiese tenido una permeabilidad consistente", el receptáculo no debe clasificarse como trampa estratigráfica.

De acuerdo con Landes ⁽¹⁹⁷⁵⁾ las trampas por variación de permeabilidad son genéticamente de tres tipos:

- 1.- Trampas en que las diferencias de permeabilidad se adquieren -- inicialmente durante la etapa de sedimentación.
2. Trampas en las que las aguas circulantes localmente han aumentado o disminuído la porosidad.
- 3.- Trampas en las que un estrato permeable inclinado ha sido truncado y la cara erosionada es sellada por una cubierta o material relativamente impermeable.

En terminos de producción de aceite el tercer tipo es el más importante.

Variación de Permeabilidad originadas durante la Sedimentación.

Las trampas por sedimentación son de tres tipos:

- a.- Arrecifes.
- b.- Cuerpos arenosos lenticulares.
- c.- Rocas almacenadoras con cambios de facies.

(1952)

Arrecifes.- Los arrecifes han sido definidos por Cloud de la siguiente manera: "Los arrecifes orgánicos son o fueron real o potencialmente montículos, plataformas o masas lineares o irregulares resistentes al oleaje, que fueron construidas bajo influencia orgánica y que se elevan o elevaron sobre el piso marino." Continúa Cloud: "Aunque los arrecifes coralinos parecen ser la regla entre los arrecifes orgánicos, su reinado no es universal actualmente y muchas estructuras arrecifales importantes del pasado fueron construidas con poca o nula influencia de los corales.- Es también conveniente recordar que los organismos que constituyen el esqueleto del edificio no necesariamente ni característicamente constituyen la mayor parte del arrecife.- Sirven para sostenerlo y para atrapar sedimentos químicos o clásticos.- Los componentes orgánicos más importantes de los arrecifes de acuerdo con la localidad y el tiempo, son corales, algas calcáreas, estromatopóridos, esponjas, briozoarios, tubos de gasteropodos sésiles, tubos calcáreos de gusanos, foraminíferos y una amplia gama de detritos orgánicos". Muchos de los arrecifes antiguos originalmente compuestos por calcita, han sido completamente dolomitizados.

Los arrecifes son muy variados en su forma y tamaño y han sido clasificados como sigue:

- 1.- Arrecifes de parche, que son estructuras orgánicas irregulares.
- 2.- Arrecifes tabulares, que son planos en la cima y se encuentran aislados en los mares abiertos.
- 3.- Arrecifes lineales, que incluyen los arrecifes bandeados, arrecifes de barrera y los atolones.

Algunos arrecifes apenas se notan sobre la superficie de capas calcáreas, pero otros presentan crecimientos verticales de muchísi

mos metros de altura y de dimensiones horizontales hasta de cientos de kilómetros, rodeados de estratos más jóvenes.- El esqueleto rígido del arrecife no se compacta bajo el peso de la columna sedimentaria que lo sobreyace y permite el crecimiento de los flancos hacia arriba, casi verticalmente y hacia afuera ensanchando al arrecife.- Generalmente, por tratarse de colonias de organismos no presentan estratificación, o ésta es muy incipiente.

Los arrecifes están ampliamente distribuidos en el tiempo y el espacio.- Se han descrito bancos coralinos modernos en el Atlántico-Norte a lo largo de la costa de Noruega a profundidades abajo de 100 metros y en temperaturas tan bajas como 4°C. Aparentemente, aunque la temperatura del agua controla la abundancia de los arrecifes, no restringe la vida de los organismos constructores de arrecifes a latitudes más benignas como las que se encuentran en las aguas del Golfo de México y Caribe Mexicano, donde son notables las islas arrecifales modernas alrededor de la Península de Yucatán.

Los arrecifes varían en edad desde el Precámbrico hasta el Reciente. Durante el Paleozoico son notables los que se desarrollaron durante el Misisipico pero principalmente durante el Pérmico --- cuando se formaron enormes arrecifes en el oeste de Texas y en el sureste de URSS. Durante el Mesozoico, el arrecife más prominente de Norteamérica, es la llamada Faja de Oro, que tan prolífica ha sido en su producción de hidrocarburos en México. Igualmente son importantes en ese tiempo, los arrecifes del Medio Oriente cuya edad alcanza hasta el Terciario.

La razón principal de la bondad productora de algunos arrecifes es la extrema porosidad y permeabilidad de la roca almacenadora. La porosidad puede ser inicial o inducida.- De hecho, es muy probable que la porosidad inicial de las rocas arrecifales facilita el desarrollo de poros secundarios de tal manera que la porosidad final es realmente una combinación de los dos tipos. La porosidad inicial es debida a las cámaras abandonadas donde vivían los animales y a los espacios vacíos entre las paredes exteriores de las conchas dispuestas en un conjunto desordenado. La porosidad producida por-

este arreglo al azar se combina desde el principio con la permeabilidad.

La porosidad inducida resulta de: 1) La lixiviación de la masa arrecifal por aguas circulantes cuando el arrecife está cercano a la superficie; 2) el exceso de solución sobre precipitación durante la dolomitización, y, 3) el fracturamiento de la roca del arrecife por diastrofismo posterior. Algunos arrecifes productores han estado en o cerca de la superficie y han desarrollado una porosidad parecida a un panal de abejas por el poder disolvente de las aguas circulantes y además han sido fracturadas de tal manera que se ha acumulado un gran volumen de aceite en las fracturas.

Algunos arrecifes han sido elevados sobre el nivel del mar y han sido erosionados y cubiertos por material clástico arrecifal que en ocasiones constituye el receptáculo principal.

El origen del aceite en los arrecifes es materia de controversia. Muchos autores, entre ellos varios mexicanos, al discutir el origen del petróleo de la Faja de Oro, opinan que es indígeno. Otros especialistas creen que el arrecife no es más que un cuerpo conveniente para almacenarlo. Es obvio que los arrecifes fueron el escenario de una vida orgánica muy abundante, pero existe la duda que si se preservó dentro de los arrecifes un porcentaje suficiente de las partes blandas de los animales para transformarlo posteriormente en aceite y acumularlo dentro del mismo arrecife.

El entrapamiento del aceite y el gas en un arrecife es la parte más fácil de entender en la historia natural de un depósito de aceite en un bioherma (masas orgánicas arrecifales antiguas resistentes o no a la acción de las olas.) El término biostroma se emplea comúnmente para describir los cuerpos arrecifales de forma tabular, mientras que el término bioherma se utiliza para definir las masas arrecifales que presentan crecimiento vertical. Todos los arrecifes productores son cuerpos de roca altamente porosos y permeables, rodeados completamente por sedimentos finos impermeables. Generalmente los poros en un bioherma están llenos de agua como en cualquier otro receptáculo, y el aceite, indígeno o migrado se ele

va a través de los poros llenos de agua hasta alcanzar la roca sellada. Muchos arrecifes presentan la misma estratificación por densidad de fluidos que en los anticlinales.

Un ejemplo típico de acumulación de aceite en una trampa arrecifal lo constituye la Faja de Oro en México.

FAJA DE ORO

Tomado de: Eduardo J. Guzmán (1967)
y Viniegra y Castillo (1970).

Las facies arrecifales del Cretácico medio, han sido las principales formaciones productoras a lo largo de la Planicie Costera del Golfo de México.- Se encuentran en el subsuelo en la parte central del embayamiento de Tampico formando dos franjas paralelas conocidas como la Faja de Oro y el alineamiento de Poza Rica, (Fig. 10). Hasta junio de 1966 habían producido 2400 millones de barriles.

Breve Historia y Primeros Descubrimientos

La Faja de Oro presenta características geológicas muy especiales y la historia de su descubrimiento se ha extendido a un período mayor al medio siglo, atestiguando por lo tanto la evolución del progreso en la exploración petrolera, desde la búsqueda de una chapopotera hasta las más modernas técnicas geofísicas de nuestros días.

Sería muy agradable consignar que el primer pozo productor fue localizado por métodos geológicos, pero ese no es el caso.

El pozo descubridor, San Diego de la Mar No. 1 fue puesto en produc

ción en mayo de 1908, con una producción estimada de 2500 barriles por día, provenientes de la caliza El Abra de edad Cretácico. Este, pozo, como la mayoría de los pozos previamente perforados y que -- dieron nacimiento a la industria petrolera de México, se localizó-- en las proximidades de una chapopotera. En julio de 1890 el pozo - San Diego No. 3, también conocido como Dos Bocas, brotó, habiéndose incendiado y permanecido así durante dos meses hasta que el fuego se extinguió por invasión de agua salada. (Fig. 10)

Un año después se encontró producción en Juan Casiano, 15 kilóme-- tros al sur en el alineamiento de unas chapopoteras superficiales. En septiembre de 1911, el pozo Juan Casiano No. 7 fluyó con una -- producción diaria de 25,000 barriles. (Fig. 10)

Los descubrimientos fueron en aumento y en febrero de 1916 brotó - el pozo probablemente más grande del mundo; el Cerro Azul No. 4, - con una producción diaria estimada en 260,000 barriles. (Fig. 10 - y 11).

En 1919 se inició una rápida invasión de agua en los campos más im portantes, y después de 1921, el año pico, se observó una severa - declinación en la producción.

La semejanza geológica de éstos descubrimientos alineados desde San Diego de la Mar hasta San Isidro, fue pronto reconocida y bautizada como "La Faja de Oro". La longitud total de este alineamiento de -- campos productores en forma de arco era de casi 80 kilómetros, con-- una anchura promedio de 1 kilómetro.- La franja productora fue divi dida en sectores que recibieron los nombres geográficos de las --- haciendas locales. Hasta 1937 se habían perforado más de 1000 pozos, siendo aproximadamente la mitad productores. Estos campos, que ahora son conocidos como "La Vieja Faja de Oro" habían producido hasta -- 1966, 1230 millones de barriles de aceite y en ese año aún produ -- cían 30,000 barriles por día.

En la zona paralela a la Faja de Oro, se perforó en 1930 el pozo des cubridor de la "Franja Tamabra", el Poza Rica No. 2, que se localizó en un conspicuo alto gravimétrico originado por un prominente levan-

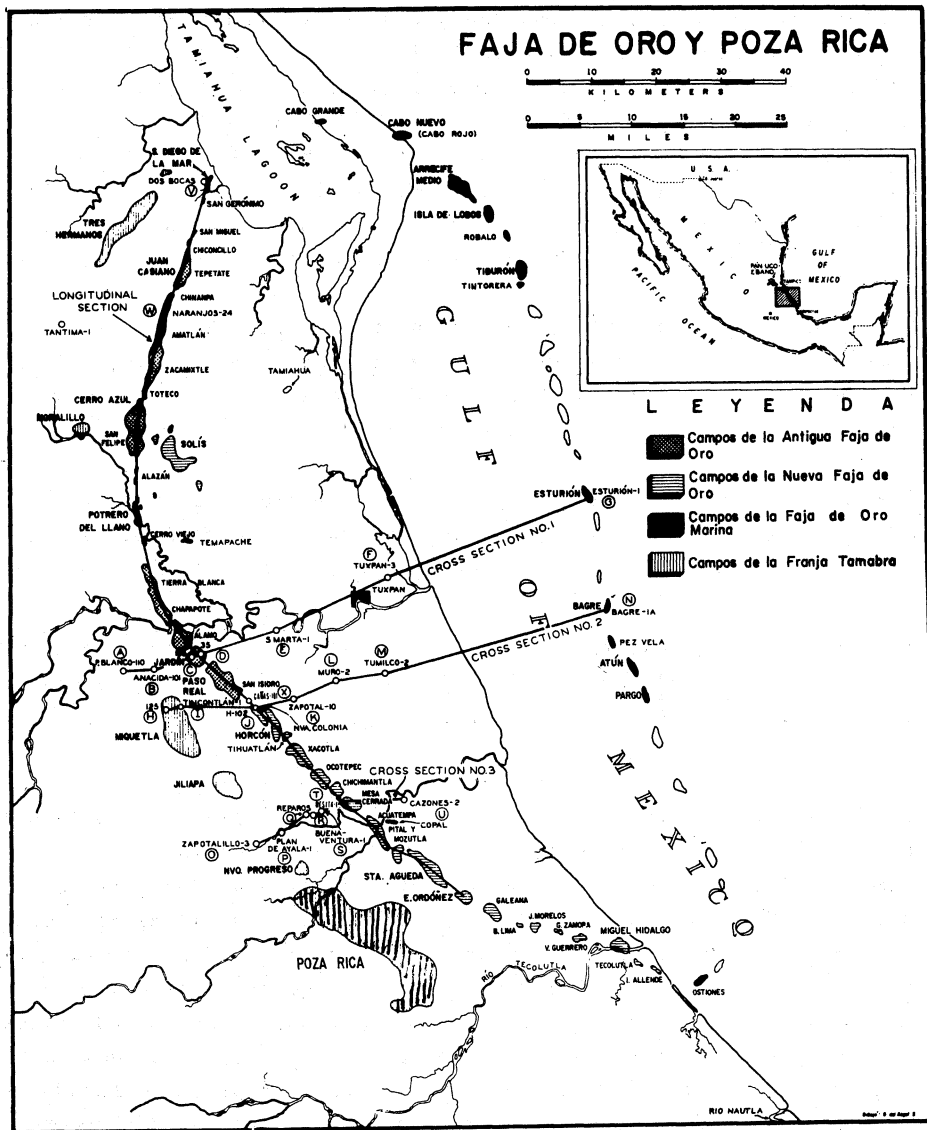


Fig. 10 CAMPOS DE LA FAJA DE ORO
Localización de las Secciones Transversales 1 y 2. (Viniestra y Castillo-Tejero, 1970).

tamiento del basamento. El grandioso campo Poza Rica ha sido desarrollado hasta constituir una de las acumulaciones de aceite más grandes del mundo. (Fig. 10) Posteriormente a 1948 se descubrieron en la Franja Tamabra varios campos menos importantes como Morali-llo, Tres Hermanos, Miquetla, Jiliapa, San Andrés, etc.

Todos estos campos, incluyendo Poza Rica, son trampas combinadas en parte estructurales y en parte estratigráficas, dentro de las calizas arrecifales de la Formación Tamabra y sus interdigitaciones al occidente por cambio de facies, con las calizas densas, micríticas equivalentes en edad de la Formación Tamaulipas. (Fig. 12)

La Franja Tamabra había producido hasta 1966 un millón de barriles de aceite y en ese mismo año estaba produciendo 105 000 barriles -- por día.

(Nota: En diciembre de 1984 Pemex reporta para el Campo Poza Rica una producción diaria de 77,200 barriles y reservas probadas de hidrocarburos líquidos totales de 1,867,000 barriles.)

La continuación hacia el sur de la Faja de Oro se infería geológicamente, pero por muchos años se creyó que las calizas arrecifales de la Formación El Abra, por encontrarse más profundas que en los campos del norte donde se alcanzaban entre 500 y 800 metros, estarían invadidas por agua salada. En 1930, se habían iniciado estudios de sismología de refracción muy imprecisos que mostraban una estructura que se profundizaba hacia el sureste.- En 1948 se reanudaron los estudios geofísicos, pero ahora empleando sismología de reflexión habiéndose cubierto el área comprendida entre la Vieja Faja de Oro y el Río Nautla, lo que condujo al descubrimiento de numerosos campos y finalmente a la extensión septentrional de la Vieja Faja de Oro.

Esta extensión, cuyo primer campo descubierto en 1952 recibió el nombre de Ezequiel Ordoñez fue posteriormente llamada "Nueva Faja de Oro" (Fig.10)

En 1957, se iniciaron estudios sismológicos en el Golfo de México - en el área enfrente a la Faja de Oro. Estos estudios mostraron la presencia de un arrecife gigantesco abajo de la plataforma continental, lo que condujo a pensar que los campos de la Nueva y Vieja Fajas de Oro podrían tener una extensión en el mar. Los datos magnéticos posteriores mostraron que los altos estructurales alineados - en el mar realmente constituían una prolongación de la Nueva Faja de Oro en el sur y que en forma de arco convexo hacia el este se unían con la Vieja Faja de Oro en el norte. (Fig. 11).

A este alineamiento estructural se le dio el nombre de "Faja de Oro Marina", habiéndose perforado el primer pozo, que recibió el nombre de Isla de Lobos No. 1-B en 1963. Su producción inicial se estimó en 1100 barriles por día y la Caliza el Abra, se encontró a 2087 metros bajo el nivel del mar. (Fig. 11).

Posteriormente se perforaron varios pozos que resultaron en campos-productores de mediana importancia.

La Faja de Oro (Vieja y Nueva), como se indicó anteriormente consta de una serie de campos alineados que forman un arco concavo al este que tiene una longitud aproximada de 180 kilómetros y una anchura promedio de 2 kilómetros. En realidad la anchura de los campos varía entre 300 y 2700 metros. La Faja de Oro Marina, tiene una longitud aproximada de 160 kilómetros. (Fig 11).

Geología.

Durante los primeros descubrimientos la Caliza El Abra, que constituye la roca almacenadora en la Faja de Oro, fue reconocida como una facies arrecifal de edad Albiano-Cenomaniano; sin embargo, el crecimiento orgánico y la verdadera naturaleza del arrecife no era bien entendida y la estructura en forma de una cresta fue descrita como un anticlinal asimétrico con el flanco occidental muy inclinado y posiblemente fallado (Muir, 1936). Así mismo se reconoció la superficie erosional del lomerío habiéndose interpretado muchos de los canales de erosión como fallas cruzadas y pliegues "en echelon".

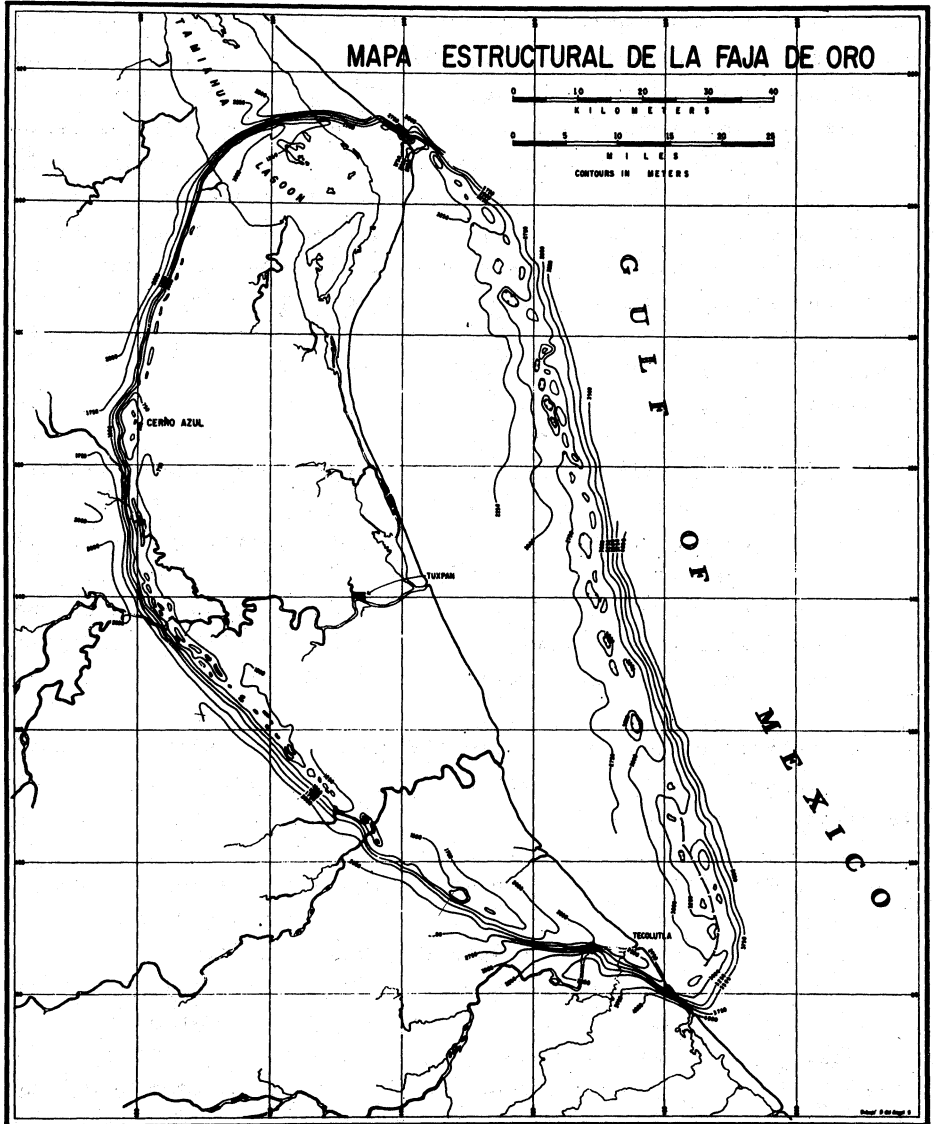


Fig. II MAPA ESTRUCTURAL. CIMA DE LA CALIZA EL ABRA
 (Viniestra y Castillo-Tejero, 1970).

La Faja de Oro es un arrecife cerrado del tipo de atolón, que tiene una forma oval con dimensiones en sus ejes de 45 km por 65 km.- Su mitad oriental se encuentra bajo las aguas del Golfo de México.- El arrecife se supone que creció a lo largo de la margen de una isla o un banco de sedimentos de edad Jurásico y Cretácico temprano, a la que rodeaba y parcialmente cubría, de tal manera que en la parte lagunar interna se encuentran calizas arrecifales del tipo El Abra -- con espesores variables e interestratificadas con evaporitas.- En esta zona lagunar se han encontrado espesores promedio de 1400 m de dicha caliza, sobreyaciendo calizas densas de la Formación Tamaulipas, calizas y lutitas del Jurásico y lechos rojos continentales -- triásicos y jurásicos.

En la Faja de Oro misma, la Caliza El Abra no ha podido ser totalmente cortada, pues el pozo Jardin No. 35 que penetra 2537 m dentro de ella no logró atravesarla.- El espesor tan grande de esta caliza arrecifal en exceso de 2000 metros, puede deberse a un crecimiento de series superpuestas de biostromas de rudistas a lo largo de una margen de una plataforma marina, lo que además explicaría la aparente estratificación que muestra la caliza. (Fig. 12)

Las correlaciones dentro del arrecife muestran una estructura anticlinal o pseudoanticlinal, pero un origen tectónico es considerado totalmente imposible.

La Caliza El Abra en la Faja de Oro y en sus afloramientos en la Sierra está constituida por dos miembros. En el pozo Jardin No. 35, el miembro superior llamado propiamente El Abra, tiene un espesor de 825 m y litológicamente es una caliza criptocristalina, de color blanco, crema o gris, frecuentemente oolítica y con abundancia de miliólidos. El miembro inferior, llamado Taninul fue penetrado 1712 m en el mismo pozo y consiste de brechas coquinoideas compuestas de fragmentos angulares o arredondados de conchas de pelecípodos, gasterópodos, braquiópodos, algas calcáreas y equinodermos.

La edad de la Caliza El Abra va del Albiano al Turoniano.

Extendiéndose paralelamente al lado occidental de la Faja de Oro se

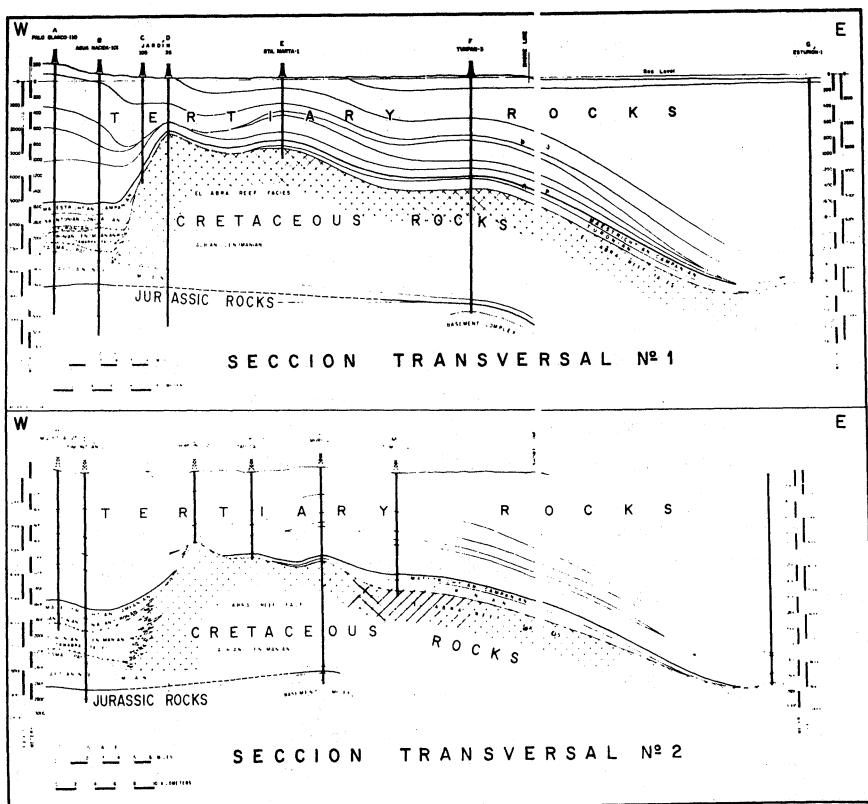


Fig.12 FAJA DE ORO. SECCIONES TRANSVERSALES 1y2.
 (Viniestra y Castillo-Tejero, 1970).

encuentra una faja conocida como Franja Tamabra o Poza Rica, que -- tiene un ancho aproximado de 16 km. En esta Franja se desarrollan-- las calizas de edad Albiano-Cenomaniano que han sido descritas como facies mixtas de la caliza arrecifal El Abra y las calizas densas - calcilutíticas de la Formación Tamaulipas. De esta interdigitación-- se deriva el nombre Tamabra que es empleado en el sentido de facies.

La Caliza Tamabra, porosa y permeable, se adelgaza hacia el oeste y desaparece por un cambio de facies dentro de la caliza densa y mi-- crítica Tamaulipas.- La Tamabra cuando tiene buen desarrollo echado arriba ha producido campos muy importantes como Poza Rica y otros - menores como Tres Hermanos, Jiliapa, etc.- Sin embargo en la Franja Tamabra la acumulación está también controlada por la estructura y la mayoría de los campos productores de la Caliza Tamabra represen-- tan trampas combinadas stratigráficas y estructurales.

La roca almacenadora está bajo condiciones hidrodinámicas muy fuer-- tes, produciéndose contactos agua-aceite muy inclinados, por lo que en casos como el Campo Poza Rica, la acumulación se extiende echado abajo en una nariz estructural. (Fig.10)

La Caliza Tamabra en el campo Poza Rica consiste de dos zonas sepa-- radas por un delgado horizonte de caliza densa.- La zona superior - está compuesta de calcarenitas y brechas de conchas de rudistas en-- una matriz de calcita cristalina y contiene cuerpos lenticulares de calizas micríticas.- Es finamente porosa y sufre dolomitización se-- cundaria.- La zona inferior es de calizas cavernosas compuestas de brechas de fragmentos arredondados de rudistas.- El espesor de la-- Tamabra varía y su promedio es de 150 m.

El origen de la Tamabra de alguna manera está íntimamente asociado - al de la Faja de Oro, aunque no está claro si se formó como un depó-- sito de turbidez en el flanco occidental muy inclinado de la Faja de Oro, o si creció como un grupo individual de biostromas paralelos al atolón.- El hundimiento gradual del arrecife pudo haber producido -- condiciones favorables para el desarrollo de una franja de crecimen-- tos biogénéticos.

Con respecto a la génesis y evolución tectónica de la Faja de Oro, las conclusiones no han sido totalmente claras.- Sin embargo se supone que el atolón de la Faja de Oro, después del Cenomaniano o Turoniano, sufrió movimientos verticales que continuaron durante el Coniaciano y hasta fines del Eoceno y que están relacionados con los movimientos epeirogénicos que afectaron la sedimentación del Terciario a lo largo de la costa del Golfo de México.

Las calizas del atolón muestran un intenso fracturamiento que pudo haber sido causado por basculamiento y otros ajustes de las calizas durante los repetidos movimientos verticales que afectaron al atolón desde su origen. A fines del Terciario el atolón fue completamente enterrado con una inclinación hacia el sureste.

El basculamiento principal ocurrió durante el Terciario medio y terminó al principiarse el Mioceno, lo que propició un engrosamiento en la columna estratigráfica post-arrecife de 500 m en el norte (Cerro Azul) a 2250-2500 m en el sur.

La migración del aceite en el arrecife parece estar muy relacionada al basculamiento del atolón, y muchos investigadores opinan que la migración se efectuó de sureste a noroeste durante el Oligoceno y Mioceno.

CUERPOS LENTICULARES DE ARENAS

Las arenas lenticulares son capaces de producir grandes cantidades de aceite.- Dentro de este grupo se consideran las areniscas que debido a las condiciones locales de sedimentación fueron depositadas como cuerpos de arena individuales y separados y rodeados totalmente por sedimentos de grano más fino que se convierten con el tiempo a lutitas.- Por lo tanto, no incluye a las areniscas con porosidad lenticular debido a cambios de facies.

Las arenas lenticulares varían en forma desde cuerpos elongados, acordonados ("shoestring sands"), hasta cuerpos arenosos sumamente

irregulares.- Tienen a tener un alineamiento definido y generalmente no son continuas, sino que están interrumpidas a distancias variables por rellenos de lutitas. (Fig. 13)

El origen de las arenas lenticulares es diverso y se depositan en ambientes muy variados. Se pueden encontrar como relleno de los canales de los ríos, como relleno en los canales distributarios de los deltas (Fig. 14), en playas, en dunas, en barras (Fig. 15), en barras costa afuera separadas de tierra por lagunas salobres (como por ejemplo todas las barras que forman las lagunas que se observan en nuestra costa del Golfo de México), y en acumulaciones de arenas en el fondo del mar resultantes de corrientes marinas, tormentas o ambas.

En la literatura, se encuentran innumerables ejemplos de campos produciendo de arenas lenticulares. En México, este tipo de trampas es muy prolífico en la Cuencas de Burgos en el noreste de México, y en las Cuencas Terciarias del Sur de la República.

El entrapamiento de hidrocarburos en las areniscas lenticulares se debe a la existencia de rocas porosas y permeables rodeadas completamente por rocas impermeables. Lo más lógico es pensar que el aceite es expulsado de las lutitas por compactación y alojado en las areniscas menos compactables y permeables.

CAMBIOS DE FACIES

El entrapamiento debido a cambios de facies es generalmente producido por el cambio litológico echado arriba de arenisca o caliza a lutita.- Estas trampas son debidas a diferencias de ambiente durante el tiempo del depósito.- Se originan donde (1) material de grano grueso se entremezcla con material más fino depositado en aguas más tranquilas o más alejadas de la fuente de sedimentos, o (2), donde las rocas carbonatadas porosas se entremezclan con material clástico fino en dirección a la costa en el momento del depósito.

Fig. 14 Localización de los depósitos de barra de desembocadura de un río (Sarmiento, 1981, Pag. 49)

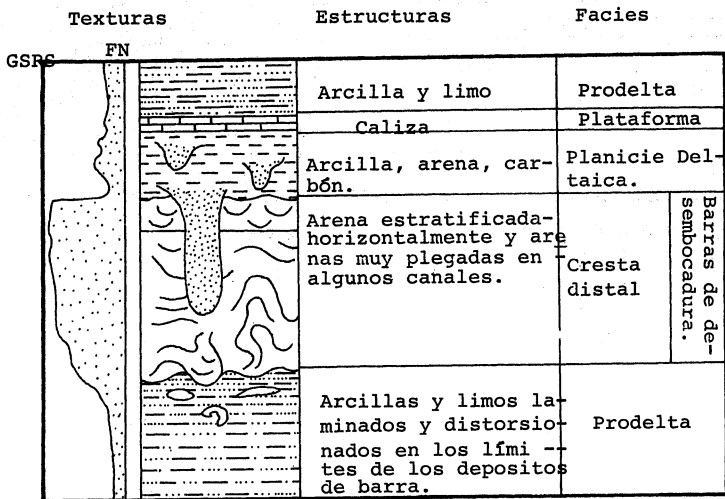
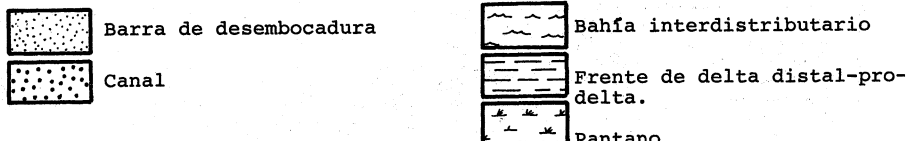
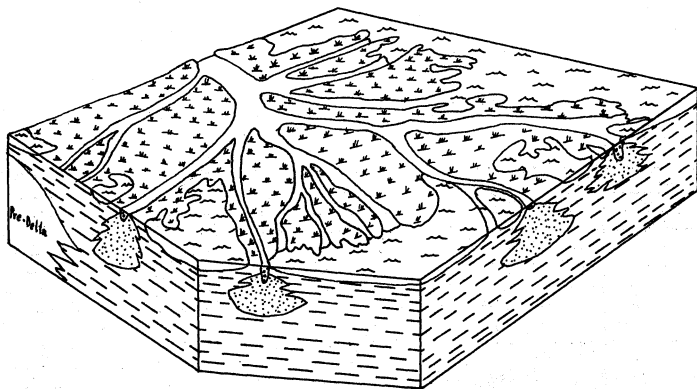


Fig. 14.A Localización de los depósitos de barra de desembocadura. (Sarmiento, 1981, pag.48)

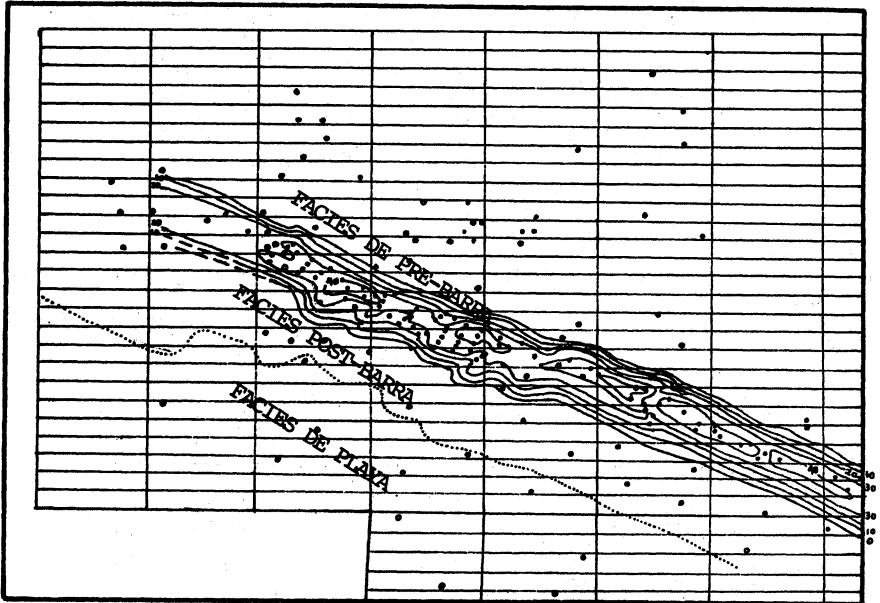


Figura. 15 Plano de isopacas mostrando una barra costa-afuera.

Para que el cambio de facies produzca una trampa, (1) las capas sedimentarias deben tener una inclinación tal, que las rocas impermeables queden echado arriba de las rocas porosas y permeables y (2) - las rocas inclinadas o basculadas deben estar asociadas al buzamiento de un anticlinal para que se produzca el cierre en los lados.- Sin embargo ésta última condición (2) puede ser evitada si la zona de desaparición de la permeabilidad es curvada, con su lado concavo orientado echado abajo, para formar el sello en los lados y hacia la cima.

Un ejemplo muy bueno es el del Campo "Cottonwood Creek" en Wyoming (Fig. 16), en donde la dolomia de la Formación Phosphoria del Pérmico, cambia echado arriba a una lutita roja. La anhidrita contenida en la lutita ayuda a formar el cierre de la trampa.- El cierre lateral es en parte debido a una nariz estructural, pero principalmente -- por la forma cóncava del límite permeable.

VARIACION DE PERMEABILIDAD POR CIRCULACION DE AGUAS DEL SUBSUELO

Las aguas circulantes del subsuelo tienen la capacidad de aumentar la porosidad de las rocas por solución y de disminuirla por precipitación de minerales en los poros pre-existentes.- Afortunadamente es más frecuente lo primero.

En muchos yacimientos en rocas carbonatadas el aceite es almacenado en cavidades creadas o al menos agrandadas por la acción disolvente de las aguas circulantes en el subsuelo.- La disolución es selectiva siendo más pronunciada en las capas más susceptibles o vulnerables a esta acción.- Dentro de una sección estratigráfica dada, la permeabilidad creada por disolución tiene un grado aceptable de consistencia lateral a pesar de que algunas zonas son notoriamente --- erráticas en su permeabilidad en distancias cortas. Debido a la amplia distribución de la porosidad por disolución, es difícil encontrar ejemplos de campos en que el entrapamiento haya sido debido -

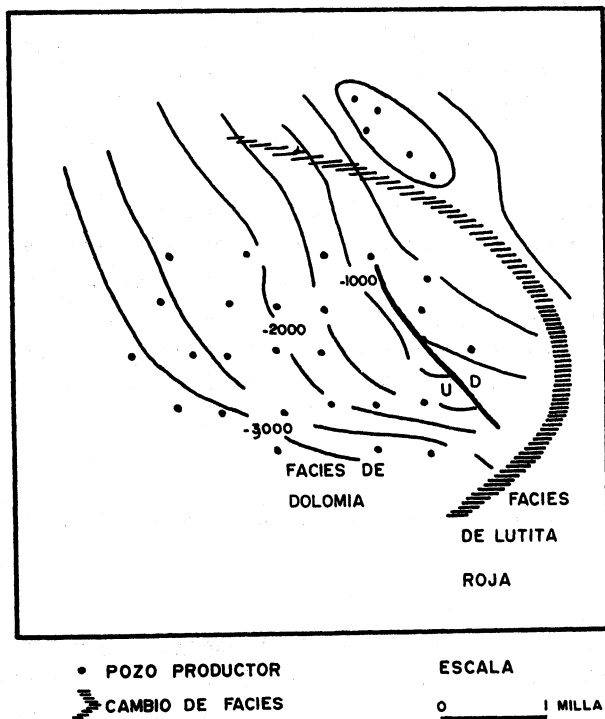


Figura 16.- Campo Cottonwood Creek, Wyoming.
Acumulación debida a un Cambio -
de Facies.

únicamente a la porosidad por disolución de las calizas.-

La acumulación en receptáculos debidos a solución se encuentra en an ticlinales, o relacionada a fallas, truncamiento, traslapes o cualquier otro tipo convencional de trampa.- Localmente, la porosidad errática puede resultar en la perforación de muchos pozos secos.- -- Por lo tanto, las variaciones en la permeabilidad controlan la distribución del aceite dentro de la trampa.

Condiciones totalmente diferentes se encuentran cuando la porosidad es producida por y durante la dolomitización, que puede ser local -- y sin relaciones estructurales, como en el caso del Campo Deep River en Michigan, en donde el aceite se acumuló sin considerar la estructura de la roca a lo largo de una angosta zona porosa en la cual las calizas del Devónico habían sido localmente dolomitizadas.- Ejemplos similares a éste son abundantes, y como en el caso de las arenas lenticulares el entrampamiento es ocasionado por la presencia de un receptáculo limitado en extensión, completamente rodeada por calizas o lutitas impermeables.

En algunas localidades se encuentran condiciones muy especiales que han provocado que cuerpos limitados de rocas ígneas sean lavados, in temperizados y fracturados produciendo condiciones locales de porosidad y permeabilidad suficiente para que establezca un yacimiento de petróleo. Estas masas porosas deben estar como en los casos anteriores rodeadas por rocas impermeables al movimiento de hidrocarburos.- Un ejemplo de producción proveniente de rocas ígneas, lo tenemos en el Campo Furbero (Fig. 17), localizado al Sur del gran campo de Poza Rica, y que produce de rocas ígneas intrusivas.

Otro caso de acumulación de tipo estratigráfico podría ser si echado arriba de la roca transportadora, se produjera una pérdida de permeabilidad por cementación. Sin embargo, ejemplos de esta clase son muy escasos.

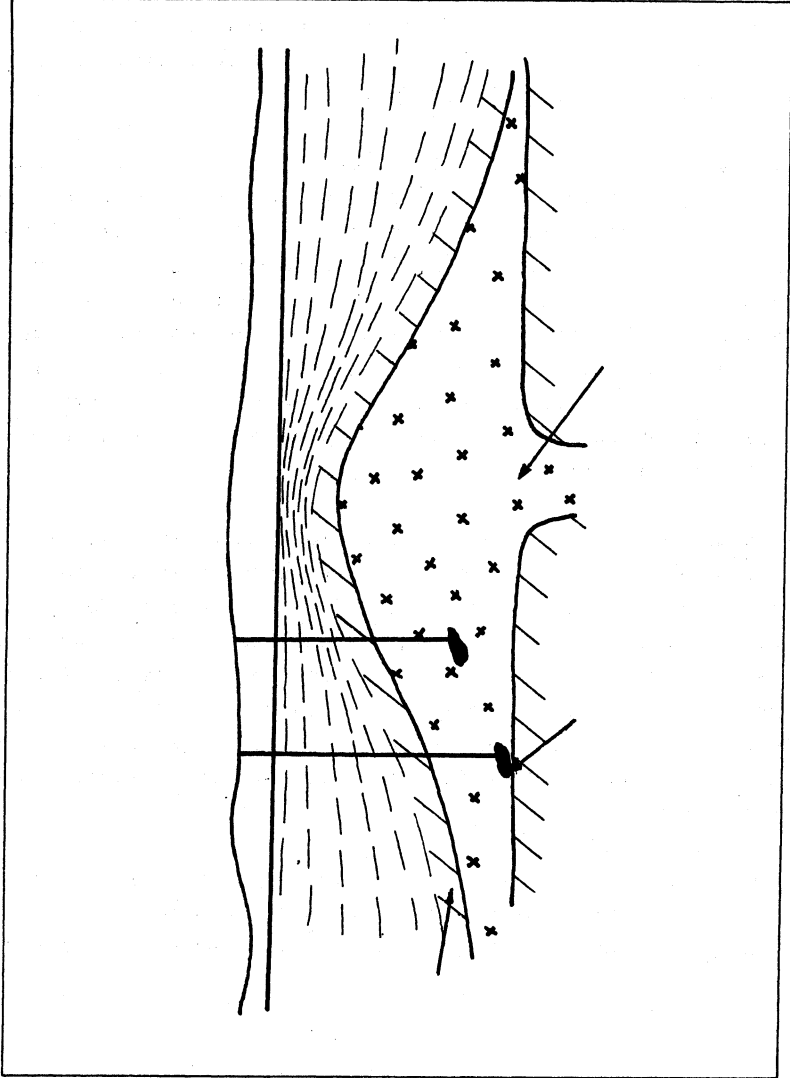


Figura 17 Sección esquemática en el Campo Furbero, Ver., mostrando la acumulación en rocas ígneas intrusivas (López Ramos, 1974, pag.211)

VARIACION DE PERMEABILIDAD POR TRUNCAMIENTO Y SELLO

Este tipo de trampas ha sido responsable de la acumulación de enormes depósitos de aceite.- El primer paso en la historia de estas -- acumulaciones es la emergencia del plegamiento, el basculamiento y el corte por erosión de la sección sedimentaria, incluida la roca al macenadora.- El segundo paso es el sellamiento de los flancos de las rocas almacenadoras con material impermeable cuando se encuentren plegadas o en anticlinales buzantes.- Raras veces el material impermeable lo constituye el asfalto formado por escurrimientos de aceite.- La mayoría de las acumulaciones de este tipo están abajo de capas de lutita o caliza densa que se depositan arriba de los estratos cortados y erosionados durante una subsidencia posterior.-- A este tipo de trampas se les llama "Sello por Traslape" (Overlap - Seal).

SELLO POR TRASLAPE

Los sellos por traslape son de dos tipos: (1).- Los estratos traslapan los sedimentos de un anticlinal buzante en el flanco de un monoclinal; (2).- Los sedimentos traslapantes cubren un anticlinal cerrado y truncado, al que comúnmente se le denomina "estructura descabezada".

Uno de los ejemplos más notables de sello por traslape de los sedimentos de un monoclinal, es el campo East Texas, en donde la Arenisca Woodbine previamente nivelada por erosión fue sellada muy efectivamente por las cretas de la Formación Austin.

Existen muchos ejemplos de trampas selladas por sedimentos traslapantes, con diferentes historias geológicas dependientes de las diferencias en la dureza de las rocas, de la topografía previa al traslape, de la magnitud de éste, etc.

EXPLORACION DE TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS

Por lo general, las trampas estratigráficas no dan indicaciones de su presencia en el subsuelo. Sin embargo, puede haber dos excepciones: la compactación diferencial de las lutitas arriba de las areniscas acordonadas que puede producir un ligero arqueamiento en la superficie, y la segunda excepción probable es la compactación diferencial de los sedimentos que sobreyacen a un arrecife calcáreo.- (Ejemplo: Faja de Oro).

Hasta hace pocos años, las técnicas más empleadas en la exploración estratigráfica, se basaban principalmente en la geología de subsuelo auxiliada por técnicas geofísicas aún no muy perfeccionadas.- Los pozos proporcionaban (y aun siguen proporcionando) la mejor información para el geólogo de subsuelo.

Sin embargo en la década de los 70, la geofísica en todas sus especialidades ha sufrido un avance tan tremendo, y sus técnicas han alcanzado tal grado de desarrollo que se ha convertido en el máximo apoyo para el geólogo petrolero. La exploración de trampas estratigráficas (y estructurales) no se concibe en la actualidad sin el concurso de la geofísica moderna y sus sofisticados métodos de procesamiento de la información geofísica de campo.

C A P I T U L O IX

GEOQUIMICA.- Aplicaciones a la Exploración Petrolera.

Tomado de: J.M. Hunt (1980)

1.- Exploración en la Superficie.

a.- La exploración geoquímica involucra análisis de muestras de roca o sedimentos de la superficie para buscar evidencias de hidrocarburos que pudieran haber migrado de acumulaciones profundas. En el mar, se emplean rastreadores para detectar hidrocarburos en la columna de agua, también proveniente de los sedimentos enterrados abajo del fondo marino. Estas técnicas no pueden emplearse para localizar con precisión las acumulaciones, debido a que el movimiento vertical de los hidrocarburos puede verse afectado por canales de permeabilidad [fallas, fracturas, etc.] y por el movimiento del agua.- Sin embargo, son muy útiles como técnicas regionales para definir áreas promisorias, si la información geoquímica se integra a estudios geológicos, geofísicos e hidrodinámicos.

b.- Chapopoterías y Asfaltos Naturales.- Una chapopotera es la evidencia en la superficie de aceite o gas que ha migrado de su acumulación original. Casi todas las áreas productoras importantes del mundo contienen chapopoterías, que generalmente son conocidas mucho antes de que se descubra el aceite. Todas las chapopoterías verdaderas fueron originalmente hidrocarburos líquidos o gaseosos.

c.- Afloramientos.- Cuando no están intemperizados, los afloramientos pueden contener trazas de hidrocarburos indicativos del potencial de aceite de una formación. Los niveles de maduración del Kero geno pueden ser determinados de estos afloramientos.

2.- Exploración del Subsuelo.

a.- Carbono Orgánico. La materia orgánica en las lutitas promedia - 1% en los carbonatos 0.3% y en las arenas 0.05%. El cambio de color en las lutitas de verde a gris a negro, es algunas veces, pero no siempre, debido a incrementos en la materia orgánica. Los hidrocarburos del petróleo aumentan con el incremento de la materia orgánica exceptuando a la intertinita (Kerógeno carbonizado)

Los carbonatos a menudo rinden más hidrocarburos por unidad de peso de materia orgánica que las lutitas, porque contienen Kerógeno-sapropélico.- Las rocas de grano más fino contienen más materia orgánica y son por lo tanto, las mejores rocas generadoras.

De acuerdo con Ronov (1958) las lutitas requieren más de 0.5% de carbono orgánico para ser generadoras comerciales. El encontró que el contenido de carbono orgánico en las lutitas del Devónico en la región productora de la plataforma de la URRS, es de 1.67% y en las regiones no productoras es de 0.51%. En la región más rica varía entre 0.5 a más de 5%.

b. Análisis de Gas en Lodos y Muestras de Canal.

Sokolov (1957, 1971) encontró que los sedimentos en la vecindad inmediata de los campos petroleros contienen muchas más altas concentraciones de gas ($4m^3$ por kilo de roca) que los sedimentos más alejados ($1m^3$ por kilo de roca). Elaborando mapas de la distribución de la concentración vertical y horizontal de metano y etano se pueden mostrar las secciones sedimentarias más favorables para contener acumulaciones comerciales.

c. Gasolina y Gas en Muestras de Canal.- Los análisis de C_1 - C_4 (gas) y C_4 - C_7 (gasolina) en muestras de canal muestran en el subsuelo el rango en que se está generando el aceite y en el que se está desapareciendo la fase de gas húmedo.

d.- Hidrocarburos pesados C_{15} en afloramientos, Núcleos y Muestras de Canal.

La calidad y el tipo de la roca generadora (gas, aceite o no generadora) puede ser evaluada mediante el análisis del C_{15}^+ en muestras de canal, núcleos y afloramientos no intemperizados. La profundidad de la ventana de intensa generación puede ser estimada por análisis a diferentes profundidades.

e.- Color del Kerógeno.

El Índice de Alteración Térmica (IAT) muestra el grado de maduración del Kerógeno. En la fase inmadura el color es amarillo; en la fase madura, el color es anaranjado a café, y en la fase metamórfica el color es de negro-café a negro. Estos colores se pueden expresar en números de la siguiente forma.

<u>Fase</u>	<u>Número I.A.T.</u>
Inmadura	1
Madura	2 a 3
Metamórfica	4 a 5

En algunos carbonatos se pueden obtener colores anómalos por recristalización, que tienden a ennegrecer a la materia orgánica.

f.- Destilación Térmica y Pirólisis.

La destilación térmica requiere el calentamiento de las muestras para expulsar y analizar los hidrocarburos absorbidos (los ya generados por el Kerógeno). La pirólisis consiste en un calentamiento continuo a altas temperaturas para determinar los hidrocarburos que aún es capaz de generar el Kerógeno.

Un equipo para aplicar la técnica pirólisis-fluorescencia en un pozo en perforación principalmente si es de exploración, es extremadamente útil para determinar rápidamente el potencial generador de --

los sedimentos.

g.- Reflectancia de la Vitrinita.

La maduración ocasiona que la vitrinita diseminada se endurezca y refleje mejor la luz. La reflectancia en una inmersión de aceite (Ro) empieza con un valor de 0.2 en la superficie y se incrementa logarítmicamente con un aumento lineal en la profundidad. La zona de generación de aceite en las lutitas se inicia con el valor Ro-0.6 y tan bajo con Ro 04 en los carbonatos. El gas húmedo se genera de Ro 1 a 1.3 y el gas seco hasta Ro 3.5.

3. Aplicaciones.

a. Evaluación de Cuencas.

En la evaluación de una Cuenca es necesario saber si suficientes cantidades de materia orgánica sapropélica o húmica han sido expuestas a temperaturas suficientemente altas para generar aceite o gas. Para tal objeto se pueden analizar rocas de afloramientos no intemperizados y núcleos someros para determinar el contenido de carbono orgánico y el color del kerógeno o bien la reflectancia de la vitrinita. Así mismo, la Cromatografía de pirólisis-gas indicará el potencial de generación de aceite. Se deben analizar todas las manifestaciones superficiales en tierra y en mar.

b.- Pozos de Exploración (Wildcat wells)

Se deben analizar las muestras de canal en busca de los tres parámetros críticos (maduración, carbono orgánico, potencial de generación), usando técnicas tales como gas y gasolina, destilación térmica y pirólisis y reflectancia de la vitrinita.

c.- Area en desarrollo.

Se pueden establecer correlaciones de aceites crudos-roca generado

ra, aceite-aceite y aceite chapopotera, empleando cuidadosamente técnicas de cromatografía de gas y espectrometría de masas en grupos de hidrocarburos.

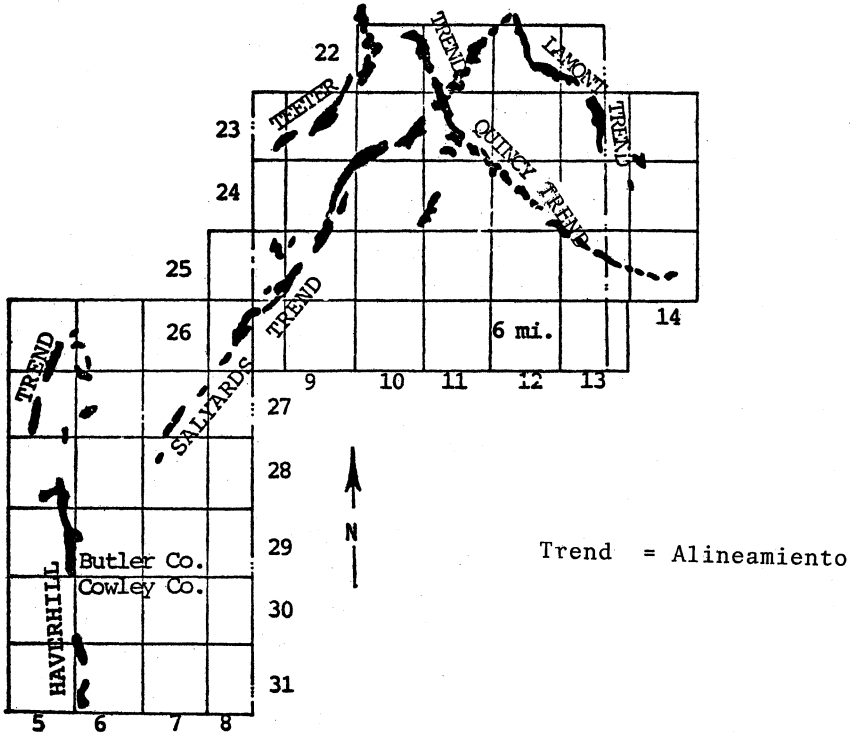


Figura. 13 Areniscas acordonadas
 " Shoe-String sands "

EVALUACION DE CUENCAS

PARAMETROS

A. Espesor de los Sedimentos.

Para determinarlo se emplean: datos magnéticos (profundidad del basamento magnético) sismología de refracción y sismología de reflexión CPD. Se requiere un espesor crítico de sedimentos debido a que la generación de hidrocarburos líquidos es función de paleo y presentes gradientes geotérmicos.

B. Estructura

No existen grandes cuencas productoras de aceite en las que la estructura local o regional no sea el mecanismo más importante de entrapamiento.

C.- Rocas Generadoras.

D.- Rocas Almacenadoras. Se requieren las tres para que se formen acumulaciones importantes.

E.- Rocas Sello

F.- Maduración de los Hidrocarburos.

Las hipótesis modernas son utilizadas para reconstruir los procesos biogénicos, térmicos y químicos que actúan sobre los restos orgánicos depositados en una secuencia sedimentaria.

CAPITULO X

LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS Y LA TECTONICA

En los últimos años ha aumentado significativamente el interés por el estudio de la evolución tectónica de las cuencas sedimentarias, especialmente debido a la importancia que tiene en la exploración de los hidrocarburos.

La generación de petróleo y gas, así como su migración y acumulación, dependen de un conjunto de factores que varían en los distintos ambientes tectónicos. Se trata de factores sedimentarios como la velocidad de sedimentación y la distribución de las facies, factores biológicos como la productividad orgánica y el tipo de materia orgánica existente y factores térmicos como el flujo de calor que emana el interior de la Tierra y el calor radiactivo de los sedimentos.

Todos estos factores están relacionados con la distribución de los mares y de los continentes, con la profundidad de las aguas, con los esfuerzos predominantes en la litósfera y con la tectónica global.

Una cuenca se puede formar en distintos ambientes tectónicos y los procesos que le dan origen condicionan su desarrollo, los sedimentos que la rellenan y las estructuras que forman en ella.

El estudio de las cuencas trata de conocer estos procesos tectónicos y los rasgos que se originan en los distintos ambientes; su finalidad es la aplicación del conocimiento obtenido a la exploración a escala global.

Las cuencas en el contexto de la tectónica de placas

Si aceptamos la tectónica de placas como una hipótesis de trabajo, tenemos que recordar algunos de sus principios fundamentales:

la litósfera está dividida en placas rígidas separadas entre si por:

a) límites de ruptura ("rifting") causados por la extensión de la corteza, b) límites de subducción en régimen de compresión, c) fallas de transcurrancia.

La mayoría de las cuencas sedimentarias están situadas en los bordes de los continentes o en su interior.

Los márgenes de los continentes actuales pueden coincidir o no con los límites de placas. Según su situación con respecto a éstos se pueden subdividir en: márgenes activos (entre placas convergentes) caracterizados por intensa actividad sísmica e ígnea; márgenes pasivos (entre placas divergentes) con actividad sísmica escasa o nula y márgenes de transformación.

Clasificación y potencial petrolero de las cuencas

sedimentarias

En el marco de la tectónica de placas se pueden distinguir los siguientes tipos de cuencas :

1- Cuencas formadas en ambiente de extensión

2- Cuencas formadas sobre la litósfera rígida

(cuencas cratónicas)

3- Cuencas formadas en ambiente de compresión, con acortamiento de la corteza

...

4- Cuencas formadas en zonas de cizallamiento

1- Ambientes tectónicos de extensión

Entre los ambientes donde predomina la extensión figuran, en primer lugar, las zonas de ruptura de la corteza continental. En el proceso de ruptura se distinguen tres fases principales :

- 1) Fracturamiento inicial (fase de "rifting") causado generalmente por un levantamiento de la astenósfera que coincide con un evento térmico. Se produce una estructura de bloques fallados (graben y medio-graben), seguida por el acomodo de los bloques a lo largo de fallas lístricas y por el hundimiento de la zona fallada.
- 2) Separación de las dos partes de la litósfera continental y formación de corteza oceánica a partir de una cordillera central submarina ("spreading center"). La corteza se enfría y se contrae y comienza la subsidencia térmica.
- 3) Fase principal de deriva continental caracterizada por la subsidencia de las dos márgenes continentales.

A estas distintas fases corresponden diferentes tipos de cuencas sedimentarias :

...

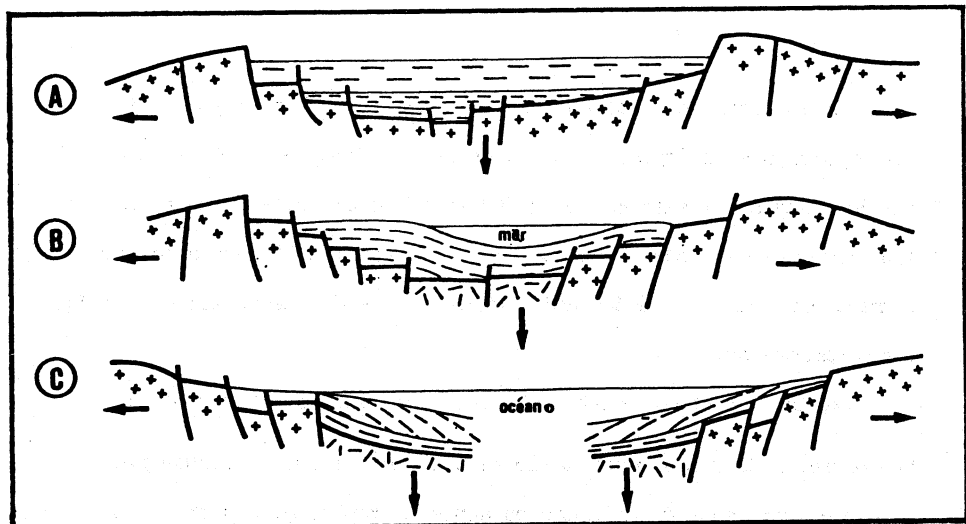


Fig. 1.- (Según Perrodon, 1980).

Cuencas de "rift" (Figs. 1A y 1B).

Se incluyen en ellas tanto los "rifts" actuales como las zonas de "rift" hundidas y los antiguos grabens y se caracterizan por su estructura en bloques fallados y por su alto flujo térmico; pueden contener un gran espesor de sedimentos.

En la fase inicial del "rifting" predomina la sedimentación continental asociada con vulcanismo y se encuentran capas rojas, depósitos lacustres y capas de carbón.

Al hundirse la zona de "rift" (golfo proto-oceánico) las condiciones de depósito son restringidas y se forman a menudo evaporitas de gran espesor.

Cuando comienza a formarse la corteza oceánica, se tiene un mar estrecho; las condiciones de sedimentación siguen siendo restringidas y son favorables localmente al depósito de sedimentos ricos en materia orgánica. Se acumulan rápidamente turbiditas terrígenas derivadas de ambos bloques.

Al ensancharse el océano, la circulación de las aguas es libre y las condiciones de depósito son abiertas. Conforme continúa la subsidencia del margen, el sistema de "rift" es cubierto paulatinamente por sedimentos marinos y parálícos que, por progradación, llegan a formar una terraza continental. Pueden así acumularse grandes espesores de terrígenos o carbonatos.

Desde el punto de vista petrolero sus características son :

- 1) Presencia de rocas potencialmente generadoras representadas por las rocas arcillosas depositadas en ambiente restringido y en los depósitos lacustres. El alto flujo térmico favorece la maduración de la materia orgánica. En estos casos se produce preferentemente gas y petróleo ligero.
- 2) Rocas almacenadoras de gran variedad y a menudo de gran espesor, pero de poca extensión lateral: pueden ser terrígenas o calcáreas.
- 3) Gran variedad de trampas estructurales y estratigráficas : bloques fallados, estructuras diapíricas, discordancias, cambio de facies, etc.

Ejemplos de provincias petrolíferas en zona de "rift" son: el Golfo de Suez, formado por el fracturamiento de la corteza continental que dio origen al Mar Rojo; la cuenca de Reconcavo en Brasil, situada sobre un sistema de graben hundido; la antigua fosa de Benue, Nigeria; el margen fallado y hundido del Golfo de Sirte, Libia y el Viking Graben en el Mar del Norte.

Márgenes pasivos (de tipo Atlántico) (Fig.-1-C).

Este tipo de márgenes se formaron en gran parte durante el Mesozoio

co a consecuencia del fracturamiento del antiguo supercontinente de Pangea y representan la continuación del desarrollo del margen de "rift".

En efecto, se pueden distinguir en ellos dos partes :el "rift" inicial hundido y sepultado y una secuencia sedimentaria sobrepuesta, relacionada con la fase de deriva y subsidencia. (Fig.- 2)

La secuencia superior puede tener gran espesor; la litología está controlada por el clima y la morfología del área fuente cratónica y los sedimentos están constituidos por terrígenos (Baltimore Canyon), carbonatos (Bahamas), o ambos tipos de rocas.

Las cuencas de los márgenes pasivos de tipo Atlántico tienen mucho interés petrolero si se toma en cuenta el gran espesor de los sedimentos acumulados, la presencia de lutitas orgánicas y, en particular, la presencia de sal en el "rift" sepultado.

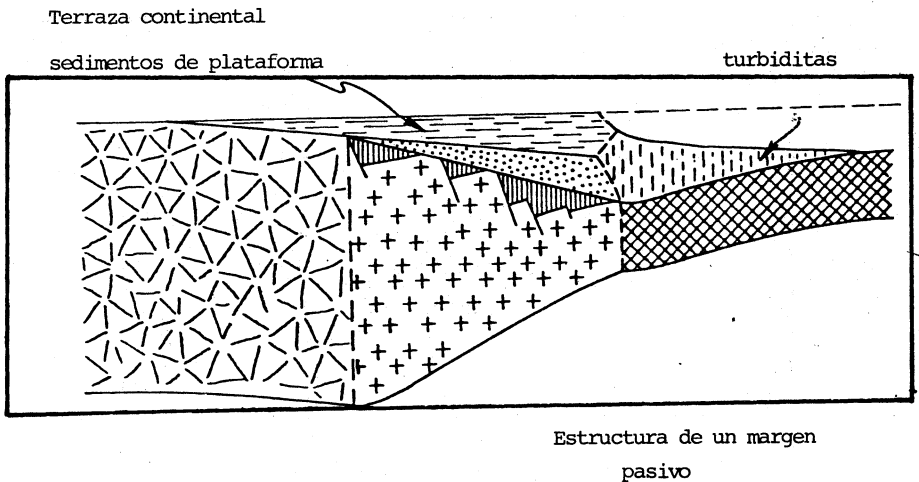


Fig. 2.- (Según Dickinson y Yarborough, 1976).

...

Los pliegues son poco frecuentes y muestran una pequeña curvatura. Predominan las estructuras de gravedad (fallas de crecimiento) y las estructuras diapíricas.

Las principales provincias petroleras de estos márgenes son: las cuencas marinas (offshore) de Brasil (Cuenca de Campos); las cuencas marinas de Africa Occidental (Gabón-Congo-Cabinda); la Cuenca del Labrador; la Cuenca de Gippsland en Australia, etc.

En el marco de las márgenes pasivas algunas provincias constituyen casos particulares:

a) Las provincias deltaicas. (Fig.-3).

Estas provincias están situadas en áreas de gran subsidencia, en la desembocadura de los grandes rios y presentan potentes espesores de sedimentos que pueden alcanzar hasta 10 000 metros.-

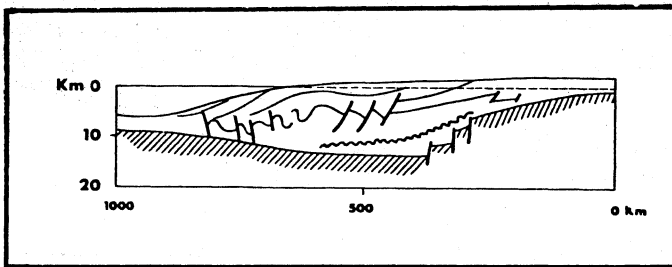


Fig. 3.- Delta del Río Níger. (Según Perrodon, 1980).

La secuencia sedimentaria de estas cuencas comprende depósitos arcillosos de prodelta y potentes estratos arenosos. Las fluctuaciones del nivel del mar producen alternancias de arenas y arcillas. ...

Las provincias deltáicas contienen materia orgánica de tipo prevalentemente continental (húmica) que favorece la generación de gas, sin embargo, son también frecuentes las interdigitaciones de horizontes marinos.

Las estructuras son de tipo sedimentario: fallas de crecimiento y estructuras diapíricas de arcilla o sal. A menudo se forman fallas secundarias sintéticas y antitéticas que también constituyen buenas trampas.

Los yacimientos son generalmente múltiples.

En estas cuencas el gas es tres veces más abundante que en cualquiera otro tipo de cuencas, y el crudo que se genera es de tipo ligero.

Ejemplos de cuencas deltaicas son :la provincia de la Costa del Golfo de México (Louisiana y Texas); la Cuenca de Burgos en el noreste de México (Fig.-4); el delta del Rio Níger ; el delta del Rio Gabón, etc.

b) Cuencas complejas asociadas con margenes pasivos. (Fig.-4).

Son cuencas que muestran características parecidas a las de los márgenes pasivos, pero que actualmente no presentan fenómenos de deriva continental. Tienen corteza oceánica en su centro o corteza continental adelgazada. Sus bordes son mucho más complejos que los márgenes de tipo Atlántico.

Cuencas de este tipo son :el Golfo de México y la Cuenca de Sverdrup. Ambas sobreyacen a una franja plegada paleozoica y a un sistema de "rift" post-orogénico.

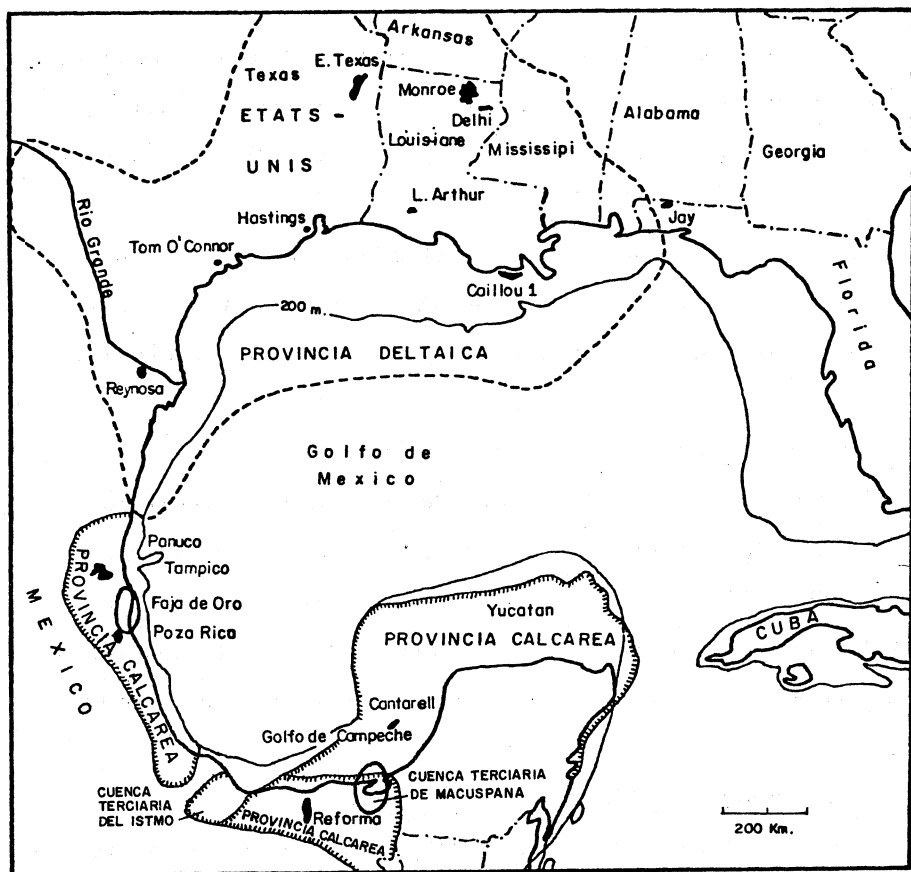


Fig. 4.- (Según Perrodon, 1980, modificado)

El origen del Golfo de México ha sido muy discutido. Resumiendo las distintas opiniones, se ha considerado alternativamente: 1) el remanente de un proto-Atlántico paleozoico; 2) el resultado de una extensión de la corteza, seguida por fallamiento, hundimiento y deriva durante el Mesozoico; 3) una cuenca de retro-arco que fue activa durante el Paleozoico; 3) una cuenca de retro-arco que fue activa durante el Paleozoico y el Triásico.

En esta cuenca, sobre un sistema de bloques del Paleozoico tardío

...

se produjo, durante el Triásico tardío, un nuevo sistema de grabens al mismo tiempo que se formaba el "rift" del margen atlántico de Norteamérica, precursor de la deriva que se inició en el Jurásico temprano. En el margen del Golfo, la formación de grabens continuó episódicamente hasta el Jurásico Medio.

El Golfo de México y otras cuencas similares contienen gruesas secuencias evaporíticas que indican que han estado aisladas del océano en determinada época. Los sedimentos del Mesozoico y del Terciario tienen gran espesor, mostrando que existió una continua subsidencia durante un tiempo muy largo.

La parte nororiental del Golfo de México comprende la provincia del taica terciaria de la Costa del Golfo; la parte meridional se caracteriza por ser una extensa provincia de carbonatos que abarcan desde el Jurásico tardío hasta el comienzo del Terciario. Ejemplos notables son la zona de Tampico, la Faja de Oro y la zona de Reforma-Campeche.

Las rocas generadoras son abundantes, particularmente en el Jurásico Superior. Los carbonatos, a menudo arrecifales, son las principales rocas almacenadoras debido a su buena porosidad secundaria por disolución característica y, en algunos casos, a porosidad primaria (calizas oolíticas).

Las trampas son abundantes, tanto estratigráficas como estructurales: se presentan cambios de facies y discordancias, fallas, pliegues y estructuras diapíricas.

Los sellos están constituidos por las rocas arcillosas del Terciario, y los aceites varían entre intermedios y pesados, todos con abundante azufre.

...

La abundancia de rocas generadoras, la variedad de trampas y estros estructurales y la compleja historia tectónica, han hecho del Golfo de México una de las más ricas provincias petrolíferas a escala mundial.

2.- Cuencas cratónicas. (Fig.-5).

Estas cuencas se encuentran situadas completamente sobre la corteza continental y aparentemente no tienen relaciones con fenómenos de subducción o de "rifting", pero algunas de ellas sobreyacen a zonas fracturadas y hundidas. En otras, la subsidencia se ha atribuido a contracción o a la compensación isostática de intrusiones profundas de material denso.

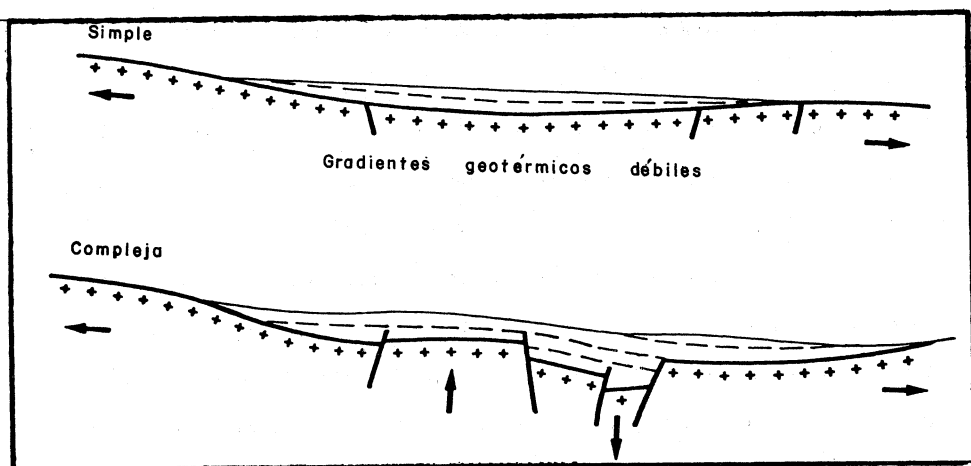


Fig. 5.- Cuenca cratónica simple y compleja. (Según Perrodon, 1980)

Estas cuencas se caracterizan por ser estables, su subsidencia es pequeña, los sedimentos son de poco espesor y las facies son homogéneas tanto horizontal como verticalmente. Los episodios transgresivos y regresivos y están representados por grandes discordancias. Además, las ...

estructuras son poco desarrolladas y los pliegues tienen pequeña curvatura.

Desde el punto de vista petrolero, la continuidad de las facies almacenadoras y de los sellos favorecen la formación de campos de gran extensión y producción. También pueden existir trampas estratigráficas en bancos arenosos y arrecifes.

Los aceites son ligeros y la migración se realiza por grandes discias.

Algunos ejemplos clásicos son la Cuenca Paleozoica de Michigan, el Mar del Norte y la Cuenca Occidental de Siberia, todas ellas, productoras importantes de hidrocarburos. Las dos primeras descansan sobre antiguos sistemas de "rift" y la última, sobre una cuenca de retro-arco.

En la formación de las cuencas cratónicas de Brasil (Amazonas, Maranhao, Paraná), se cree que tuvo gran importancia una extensa actividad ígnea del Mesozoico temprano.

3.- Cuencas de los ambientes tectónicos de compresión

a) Cuencas relacionadas con subducción de la corteza continental

Cuencas de antifosa. (Fig.-6).

En un proceso de colisión continental, al terminarse la subducción de la corteza oceánica, la corteza continental en su parte mas profunda, es involucrada en el mismo fenómeno, produciendose asi una franja plegada formada por el despegamiento ("décollement") de un paquete de estratos superficiales como consecuencia del acortamiento de la corteza profunda (Alpes, Himalaya).

...

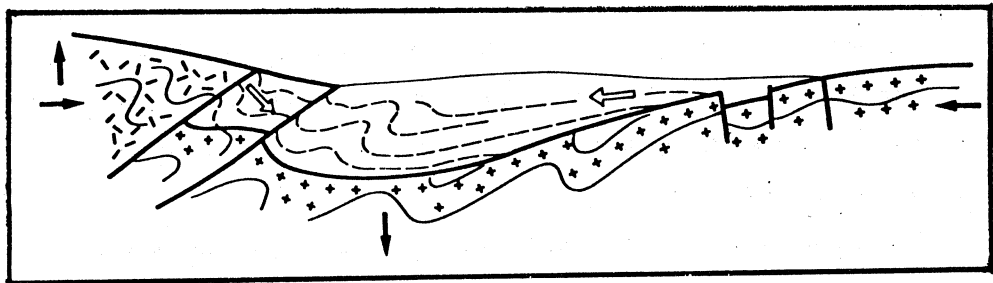


Fig. 6.- Cuenca de antefosa. (Según Perrodon, 1980).

Paralelamente al tren de pliegues se forma una depresión estrecha y alargada, conocida como antefosa, que se origina por la flexión de la litósfera continental debido a la carga del paquete de napas.

A medida que aumenta la compresión y avanzan las napas, también migran los centros de depósito. Las napas llegan a cubrir los depósitos primitivos de la cuenca y éstas se desplazan hasta encontrarse superpuestas al margen continental opuesto.

Las napas que avanzan pueden incorporar partes de la cuenca y llevarlas consigo en su movimiento dando lugar así a cuencas satélites ("piggyback basins") como se ha observado en los Apeninos y en los Pirineos.

El relleno de la cuenca tiene dos áreas-fuente: el frente de las napas y el cratón opuesto, sin embargo la principal aportación proviene del orógeno.

Los primeros depósitos de la cuenca antefosa son generalmente marinos y de aguas relativamente profundas (turbiditas arcillo-calcáreas). Al acercarse el frente de las napas, aumenta la sedimentación y se depositan turbiditas arenosas (de tipo flysch) en ambientes más someros.

...

Posteriormente, los ambientes se vuelven continentales y se forman grandes abanicos aluviales con arenas y conglomerados (molasa típica), pudiéndose formar en los periodos estables, bancos calcáreos.

Este ciclo puede repetirse varias veces si se producen variaciones eustáticas del nivel del mar o pulsaciones tectónicas, provocándose entonces, un vaivén de los ambientes de depósito y de las facies.

Cuando la cuenca de antefosa descansa sobre un margen continental, debajo de ella se encuentra una secuencia sedimentaria de plataforma y más abajo todavía, es posible encontrar un antiguo sistema de "rift", lo que da lugar a una estructura aún más compleja.

Desde el punto de vista petrolero el estudio de las cuencas de antefosa se enfoca a la distribución de las facies en el tiempo. Las rocas generadoras se forman localmente en ambientes marinos restringidos. También los depósitos lacustres pueden tener buen potencial generador.

El flujo térmico de estas cuencas es normalmente bajo, pero el sepultamiento rápido permite alcanzar la temperatura de maduración de la materia orgánica de las rocas generadoras.

Las arenas son abundantes y existen buenas rocas almacenadoras, sin embargo, es importante su composición. Si son abundantes los fragmentos ígneos, sus productos de descomposición reducen la permeabilidad; si las arenas provienen del cratón puede haber arenas de cuarzo limpias y muy permeables.

La deformación penecontemporánea al depósito permite que se realice un entrapamiento temprano y son abundantes las trampas estratigráficas, cambios de facies y discordancias.

Ejemplos de cuencas de antefosa son: la Cuenca Paleozoica del Vol-

ga-Urales, que cubre la plataforma rusa y se ha rellenado con sedimentos provenientes del frente de los Montes Urales; la antifosa laramídica del oeste de Canadá que ha migrado hacia el este sobre el Cratón de Norteamérica, cubriendo una secuencia de plataforma paleozoica; la Antefosa de los Apalaches; la Antefosa de las Montañas Rocallosas, que ha sido posteriormente fallada dando origen a varias cuencas separadas; la gran Antefosa del Medio Oriente que se extiende al oeste de las Montañas Zagros y cubre al Cratón de Arabia; la Cuenca Oriental de Venezuela, etc. Varias de ellas son ricas provincias petroleras.

Estas cuencas presentan generalmente una corteza continental, normal o adelgazada. Sin embargo en algunos casos, debido a la extensión, la corteza continental llega a romperse en la fase terminal de la colisión, se forma corteza oceánica y se llegan a originar mares muy profundos. En estos casos se observa un alto flujo térmico.

Un ejemplo de este tipo de cuenca es el Mar Mediterráneo formado detrás del frente de colisión de Europa y Africa.

b) Cuencas relacionadas con subducción de la corteza oceánica (Fig. 7).

Al hundirse una placa oceánica debajo de una placa continental, ésta es afectada en una ancha zona de su margen. Se pueden distinguir las siguientes partes : la zona de acreción (cuenca de ante-arco), el arco magmático y la zona de retro-arco. Estos ambientes dan lugar a dos tipos principales de cuencas :

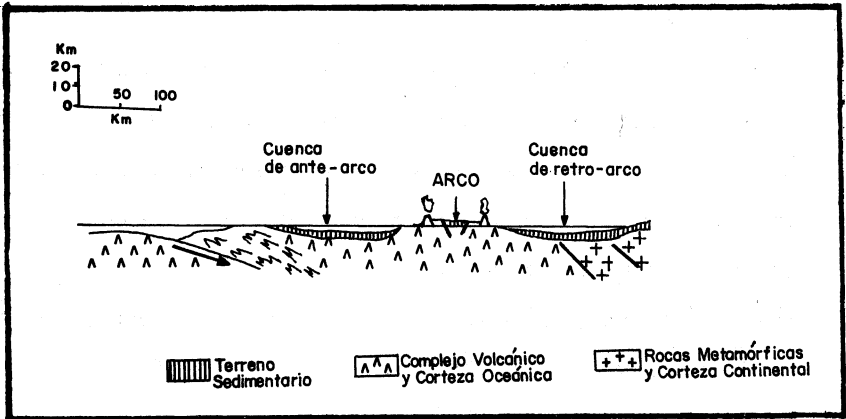


Fig. 7.- Cuencas ligadas a subducción. (Según Perrodon, 1980)

Cuenca de ante-arco

Este tipo de cuenca se sitúa delante del arco magmático y está delimitada hacia el océano por un complejo de acreción formado por terrígenos y por el material que la placa oceánica empuja contra el borde de la placa continental.

La extensión de la zona de ante-arco depende de la situación del arco y ésta, a su vez, de la inclinación del plano de subducción (plano de Benioff); el ante-arco es más amplio cuanto menor es la inclinación del plano de Benioff.

La formación de la cuenca de ante-arco es la respuesta a la compresión, sin embargo, la subsidencia es acentuada por el crecimiento del complejo de acreción.

El relleno de la cuenca está constituido principalmente por aportes del arco: sedimentos de origen ígneo y metamórfico, con frecuentes interdigitaciones de material vulcanoclástico. También se observan facies turbidíticas, de plataforma, deltáicas y parálidas. En ellas el flujo térmico es característicamente bajo.

Un ejemplo actual de cuenca de ante-arco es la que se extiende a lo largo de la fosa mesoamericana a partir del Golfo de Tehuantepec.

A pesar de los muchos esfuerzos de exploración, hasta ahora no se ha encontrado una producción interesante en cuencas de este tipo. Una excepción es el Cook Inlet de Alaska.

Las cuencas jóvenes muestran a menudo rocas con un buen potencial generador, pero no han llegado a madurar.

Cuenca de retro-arco

Esta cuenca se sitúa detrás del arco magmático, hacia el cratón o hacia un arco insular y se forman por extensión de la corteza que se produce con el levantamiento del arco. Cuando llega a romperse la corteza continental y se genera una nueva corteza oceánica, se originan las cuencas llamadas "activas", con un alto flujo térmico. Cuando no se forma una corteza oceánica, las cuencas se llaman "inactivas" y el flujo térmico es normal. Se cree que estas últimas son precursoras abortadas de las cuencas activas.

Dependiendo del tipo de cuenca, el relleno consiste principalmente de depósitos marinos o terrestres siendo abundantes los componentes volcánicos.

La mayoría de los mares marginales del oeste del Pacífico son cuencas de retro-arco situadas entre un arco volcánico y el cratón. Su fondo está constituido por corteza oceánica antigua y son notables como productoras las Cuencas de Sumatra y Java.

Los yacimientos se encuentran en cuerpos de arenas transgresivas o regresivas, en complejos deltáicos o en plataformas calcáreas de tipo

arrecifal.

En algunas de estas cuencas se produce una tectónica superficial de "décollement" y plegamiento convergente hacia la cuenca. Esto se observa en Sumatra donde los principales campos productores se encuentran en estas estructuras.

4.-Cuencas formadas en zonas de cizallamiento

Cuencas del tipo "Basin and Range"

En el oeste de los Estados Unidos la Orogenia Laramide terminó en el Eoceno, al mismo tiempo que finalizó la subducción de la Placa Farallón bajo la placa de Norte América, y que entró en colisión con ésta última la Cordillera Pacífica Oriental (East Pacific Rise).

Debido al movimiento hacia el N-NW de la placa del Pacífico, toda la región cordillerana fue sometida a cizallamiento, lo que dio lugar a estructuras características tales como el estilo "Basin and Range" que se extiende desde Columbia Británica, hasta el norte de México.

Sus características son: arqueamiento de la corteza, formación de bloques tectónicos, fallas normales lítricas y flujo térmico elevado.

El relleno es exclusivamente continental y asociado a vulcanismo.

Muchos de estos rasgos se encuentran en otras cuencas, sin embargo, aquí predomina sobre todas las estructuras el efecto de un complejo par de fuerzas.

La producción de hidrocarburos es escasa.

Cuencas de Tipo Californiano. (Fig.-8).

El cizallamiento que afectó la región cordillerana produjo el sis-

tema de fallas (lateral-derecho) San Andrés y causó la formación de las cuencas terciarias de California, estrechamente relacionadas con este sistema de fallas.

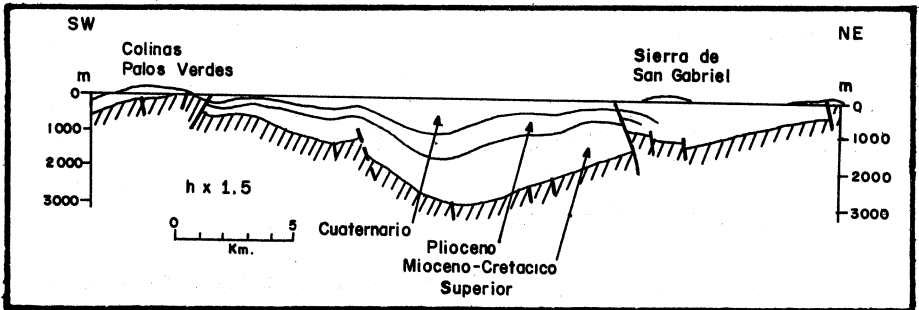


Fig.- 8- Cuenca de Los Angeles.- (Según Perrodon, 1980).

El cizallamiento fue acompañado de extensión, fallamiento normal y subsidencia. En la Cuenca de Ventura la subsidencia alcanzó 700 m/Ma después del Mioceno.

Los fenómenos que dieron origen a las cuencas fueron :

- 1) extensión y "rifting" con formación de corteza oceánica (Golfo de California),
- 2) extensión y separación de las dos paredes de una falla ("pull apart basins"),
- 3) el acunamiento entre fallas convergentes,
- 4) la formación de bloques "en echelon" en los lados de las fallas.

Las cuencas californianas son depresiones alargadas y estrechas paralelas a la costa; algunas de ellas se extienden bajo el mar. El relleno sedimentario es predominantemente marino: durante el Mioceno temprano se iniciaron condiciones transgresivas que dieron lugar, en el Mioceno medio, a la formación de las prolíficas rocas generadoras de la Formación Monterey. El Plioceno es potente y arenoso. ...

A pesar de ser jóvenes, éstas cuencas son buenas productoras de aceite y gas. Los factores que han favorecido la producción son : la fuerte subsidencia que permitió la acumulación de una potente secuencia sedimentaria con ricas rocas generadoras, el alto flujo térmico que produjo una rápida maduración, la abundancia de cuerpos de arena que constituyen excelentes receptáculos y la presencia de pliegues "en échelon" y de fallas sintéticas y antitéticas que actúan como trampas. (Fig. 9).

Las cuencas de California descansan sobre un antiguo margen convergente.

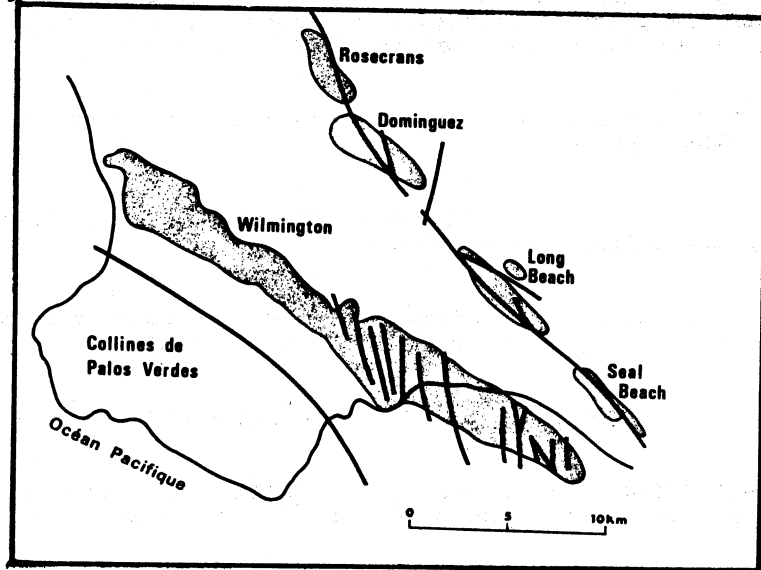


Fig. 9.- Cuenca de Los Angeles. (Según Perrodon, 1980).

REFERENCIAS Y LITERATURA RECOMENDADA

- Bally, A. W., 1975, A Geodynamic Scenario for Hydrocarbon Occurrences: World Petrol. Congr., 9 th., Tokyo, Proceedings, v. 2, p. 33-44.
- Bally, A. W., and S. Snelson, 1980, Realms of subsidence in Facts and principles of World Petroleum Occurrence: Canadian Soc. Petrol. Geol., Mem. 6, p. 9-94.
- Cloud, P. E., 1952, Facies Relationships of Organic Reefs: Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., v. 36, p. 2125-2148.
- Dickinson, W. R., 1976, Plate Tectonic Evolution of Sedimentary Basins in Plate Tectonics and Hydrocarbon Accumulation: Amer. Assoc. Petrol. Geol., Tulsa, Education Course Note Series No. 1, 61 p.
- Dunbar, C. O., and J. Rodgers, 1963, Principles of Stratigraphy: New York, John Wiley.
- Gussov, W. C., 1954, Time of Migration of Oil and Gas: Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., v. 38, p. 547-574.
- Guzmán, E. J., 1967, Reef Type Stratigraphic Traps in Mexico: World Petrol. Congr., 7 th., Mexico, Proceedings, v. 2, 461-470.
- Halbouty, M. T., 1979, Salt Domes: Houston, Gulf Publishing Co., 561 p.
- Heald, K. C., 1940, Essentials of Oil Pools in Elements of the Petroleum Industry: Amer. Inst. Mining and Metallurgical Engineers, p. 26.
- Hunt, J. M., 1979, Petroleum Geochemistry and Geology: San Francisco, W. M. Freeman, 617 p.
- Hunt, J. M., 1980, Geochemistry of Petroleum: Apuntes para un curso impartido en el Instituto Mexicano del Petróleo.

...

Illing, V. C., 1945, Role of Stratigraphy in Oil Discovery :Amer Assoc. Petrol. Geol., v. 29, p. 880.

Landes, K. K., 1975, Petroleum Geology: New York, John Wiley, 445 p.

Lalicker, C. G., 1949, Principles of Petroleum Geology: New York, Appleton-Century Crofts, 378 p.

Levorsen, A. I., 1960, Geology of Petroleum :San Francisco, W. H. Freeman, 724 p.

López Ramos, E., Geología de México, Tomos 1 a 3.

Muir, J. M., 1936, Geology of the Tampico Region, Mexico :Amer Assoc. Petrol. Geol.

Perrodon, A., 1980, Géodynamique Pétrolière :Paris, Elf Aquitaine et Masson, 318 p.

Ronov, A. B., 1958, Organic Carbon in Sedimentary Rocks :Geochemistry, no. 5, p. 510-536.

Roof, J. G. and W. M. Rutherford, 1958, Rate of Migration of Petroleum by Proposed Mechanisms: Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., v. 42, p. 963-980.

Russell, W. L., 1951, Principles of Petroleum Geology :New York, McGraw Hill, 508 p.

Tissot, B. P. y Welte, D. H., 1982, El Petróleo :su formación y Localización :Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, 589 p.

Van Tuyl, F. M. and B. H. Parker, 1941, Time of Origin and Accumulation of Petroleum: Colorado School of Mines Quarterly: v. 36. .

...

Viniegra O., F. y C. Castillo T., 1970, Golden Lane Fields: Amer Assoc. Petrol. Geol. Mem. 14, p. 309-325.

Wilson, W. B., 1934, Proposed Classification of Oil and Gas Reservoir in Problems of Petroleum Geology: Amer Assoc. Petrol. Geol., p. 433-445.

Yarborough, H., 1976, Hydrocarbon Accumulation in Plate Tectonics and Hydrocarbon Accumulation: Amer Assoc. Petrol. Geol., Tulsa, Education Course Note Series No. 1, 33 p.

A P E N D I C E

NOTAS SOBRE RESERVAS PETROLERAS *

Todo cálculo de reservas debe ser el reflejo de una serie de consideraciones de carácter físico y económico, las cuales son igualmente importantes y requieren atención especial.

Las principales consideraciones físicas que se reflejan en la evaluación de las reservas petroleras son dos: a) el grado de conocimiento geológico que se tenga sobre la naturaleza y el tamaño de los yacimientos petroleros, y b) la capacidad en términos de ingeniería para extraer económicamente el aceite y gas de los yacimientos.

Las consideraciones económicas para el cálculo de reservas también son básicamente dos: a) el conocimiento y manejo de los precios y b) el conocimiento de los costos de extracción por barril de petróleo en el momento de la estimación.

Las reservas petroleras de acuerdo con el grado de certeza que se tiene para su obtención, se pueden dividir en tres grandes grupos: reservas probadas, reservas probabilísticas y reservas especulativas.

El grupo de reservas probadas se refiere a los volúmenes de hidrocarburos que con seguridad o certeza razonable se pueden extraer de los yacimientos a partir de una fecha determinada. Su cálculo se basa tanto en la calidad como en la cantidad de la información geológica y de ingeniería disponible y es función de las técnicas de explotación empleadas y de las condiciones económicas existentes en la fecha de cálculo.

Los grupos de probabilísticas y especulativas se refieren a volúmenes estimados de hidrocarburos que podrían ser recuperables, dependiendo de grados variables de certidumbre física relacionados con la apropiada evaluación de la información geológica existente, la factibilidad de extracción de los yacimientos y el desarrollo y disponibilidad de nuevos avances tecnológicos.

Las reservas petroleras se calculan o estiman para una fecha determinada y significan cantidades totales de hidrocarburos que pueden ser recuperadas en forma económica a partir de esa fecha. Las cifras por consiguiente deben ser revisadas periódicamente, considerando tanto los volúmenes de hidrocarburos extraídos de los yacimientos como las operaciones petroleras realizadas y conforme se vaya obteniendo información adicional geológica o de ingeniería y de acuerdo a los desarrollos tecnológicos disponibles.

NOMENCLATURA RECOMENDABLE PARA LAS RESERVAS PETROLERAS.

El sistema de nomenclatura recomendado para las reservas petroleras y que se expresa a continuación, se basa en mínimas modificaciones en las ideas expresadas por diferentes sociedades y asociaciones técnicas y científicas y discutidas en los dos últimos Congresos Mundiales del Petróleo.

RESERVAS PROBADAS.- Son las cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos obtenidos del gas natural calculadas en una fecha específica, que el análisis de los datos geológicos y de ingeniería han demostrado con certidumbre razonable, -

*Notas preparadas por el Ing. Carlos Castillo Tejero

como recuperables en el futuro de los yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y operacionales existentes en esa misma fecha. Se subdividen en reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS.- Son aquellas Reservas Probadas que puede preverse que serán recuperadas, mediante los pozos e instalaciones existentes y utilizando los métodos de operación existentes. Las reservas de recuperación mejorada solamente se pueden considerar como Reservas Desarrolladas después que se ha desarrollado e implantado un proyecto de recuperación mejorada.

RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS.- Son aquellas Reservas Probadas que pueden preverse que serán recuperadas mediante pozos e instalaciones hechas en el futuro o por profundización de pozos existentes para explotar diferentes yacimientos (cuya extensión o priori sea conocida por métodos geológicos y geofísicos), incluyendo los proyectos futuros de recuperación mejorada que se consideren factibles de instalarse con un alto grado de certidumbre.

RESERVAS NO PROBADAS.- Son las cantidades de petróleo estimadas en una fecha específica, que el análisis de los datos geológicos y de ingeniería señale que podrían ser económicamente recuperables de yacimientos ya descubiertos, con un grado suficiente de certidumbre para sugerir la probabilidad o posibilidad de su existencia. Las Reservas No Probadas pueden clasificarse adicionalmente como RESERVAS PROBABLES cuando haya probabilidad de su existencia; o como RESERVAS POSIBLES cuando solamente haya posibilidad de su existencia.

RESERVAS ESPECULATIVAS.- Son las cantidades de petróleo estimadas en una fecha específica, que todavía no han sido descubiertas, pero los criterios generales geológicos y de ingeniería sugieren que finalmente podrían ser obtenibles económicamente. Debido a las grandes incertidumbres, siempre deben manifestarse dentro de los límites de un intervalo.

PETROLEO IN SITU.- Es la cantidad total de petróleo que se estima existe originalmente en los yacimientos.

RECUPERACION POTENCIAL FUTURA.- En una fecha específica, es la suma de las Reservas Probadas, las Reservas No Probadas y las Reservas Especulativas. Debido a las grandes incertidumbres en la estimación de algunos componentes, las estimaciones siempre deben expresarse dentro de un intervalo.

RECUPERACION POTENCIAL FINAL.- En una fecha específica, es la suma de la Producción Acumulada y la Recuperación Potencial Futura.

RECUPERACION PRIMARIA.- Es la producción de petróleo obtenida de los yacimientos naturales utilizando la energía natural disponible en los yacimientos, para mover los fluidos a través de la roca del yacimiento hasta el fondo de cada pozo u otro punto de recuperación.

RECUPERACION MEJORADA.- Es la producción de petróleo obtenida de los yacimientos naturales mediante el refuerzo de la energía natural o la alteración de las fuerzas naturales de los yacimientos. La recuperación mejorada incluye las cantidades adicionales obtenidas por todos los métodos de recuperación más allá de la recuperación primaria.

RESERVAS Y PRODUCCION DE CRUDO Y GAS NATURAL EN EL MUNDO

PAIS	RESERVAS PROBADAS ESTIMADAS (Al 31 de diciembre de 1984)		PRODUCCION PROMEDIO DIARIA DE 1984		RELACION RESERVAS-PRODUCCION AÑOS	
	CRUDO	GAS NATURAL	CRUDO	GAS NATURAL	CRUDO	GAS
	(Millones de Bls.)	(Billones Pies ³)	(Miles Bls.)	(Millones Pies ³)		
AMERICA:						
NORTE						
Canadá	7 075	92	1 434	7 245	13	35
Estados Unidos	27 300	198	8 759	49 366	9	11
México	49 260	86	2 684	3 753	50	63
S U M A :	83 635	376	12 877	60 364		
SUR						
Argentina	2 266	25	466	1 785	13	38
Brasil	1 976	3	465	473	12	17
Ecuador	1 400	3	258	46	15	178
Trinidad	540	10	170	333	9	82
Venezuela	25 845	55	1 711	1 666	41	90
Otros	2 689	12	415	1 376	18	24
S U M A :	34 716	108	3 485	5 679		
TOTAL AMERICA:	118 351	484	16 362	66 043		
EUROPA:						
OCCIDENTAL						
Holanda	310	68	61	7 315	14	25
Noruega	8 300	89	697	2 521	33	96
Reino Unido	13 590	28	2 494	3 889	15	20
Otros	1 931	21	343	4 842	15	12
TOTAL EUROPA OCCIDENTAL:	24 131	206	3 595	18 567		
AFRICA:						
Argelia	9 000	109	608	3 443	40	86
Angola	1 800	2	208	33	24	166
Egipto	3 200	7	827	295	11	65
Libia	21 100	21	1 091	410	53	140
Nigeria	16 650	36	1 414	197	32	499
Túnez	1 514	2	120	49	34	111
Otros	2 276	10	422	24	15	1 138
TOTAL AFRICA:	55 540	187	4 690	4 451		

FUENTE: Oil and Gas Journal, Petróleos Mexicanos y Worldwide Report.

TOMADO DEL ANUARIO ESTADISTICO 1984 PETROLEOS MEXICANOS.

RESERVAS Y PRODUCCION DE CRUDO Y GAS NATURAL EN EL MUNDO

(Continuación)

PAIS	RESERVAS PROBADAS ESTIMADAS (Al 31 de diciembre de 1984)		PRODUCCION PROMEDIO DIARIA DE 1984		RELACION RESERVAS-PRODUCCION AÑOS	
	CRUDO (Millones de Bls.)	GAS NATURAL (Billones Pies ³)	CRUDO (Miles Bls.)	GAS NATURAL (Millones Pies ³)	CRUDO	GAS
ORIENTE:						
MEDIO						
Arabia Saudita	169 000	123	4 464	656	103	512
Emiratos Arabes						
Unidos	32 490	32	1 159	721	76	121
Irán	48 500	479	2 174	984	61	1 330
Irak	44 500	29	1 210	49	100	1 617
Katar	3 350	150	396	426	23	962
Kuwait	90 000	33	937	393	262	229
Omán	3 500	7	415	400	23	48
Siria	1 450	1	170	23	23	119
Zona Neutral	5 420	8	439		34	
Otros	465	8	42	537	30	41
SUMA:	398 675	870	11 406	4 189		
EXTREMO						
Brunei	1 400	7	160	852	24	22
India	3 500	15	529	279	18	147
Indonesia	8 650	40	1 423	2 000	17	55
Malasia	3 000	50	433	328	19	417
Pakistán	82	16	17	970	13	45
Otros	312	15	71	902	12	45
SUMA:	16 944	143	2 633	5 331		
TOTAL ORIENTE:	415 619	1 013	14 039	9 520		
OCEANIA:						
Australia	1 431	18	492	1 214	8	41
Otros	155	5	17	369	25	37
TOTAL OCEANIA:	1 586	23	509	1 583		
PAISES COMUNISTAS:						
China	19 100	31	2 270	1 148	23	74
URSS	63 000	1 450	12 227	56 615	14	70
Otros	2 000	17	486	5 822	11	8
TOTAL:	84 100	1 498	14 983	63 585		
TOTAL MUNDIAL:	699 327	3 411	54 178	163 749		

RESERVAS PROBADAS MUNDIALES ESTIMADAS DE PETROLEO CRUDO
(Millones de barriles)

ANO	AFRICA	ASIA Y OCEANIA	EUROPA (INCL. URSS)	AMERICA DEL NORTE	AMERICA DEL SUR	TOTAL MUNDIAL
1959	5 297	167 232	25 636	37 942	20 046	256 153
1960	8 374	172 500	26 821	38 057	20 804	266 556
1961	9 595	181 898	26 236	38 699	21 002	277 430
1962	12 661	202 305	25 307	38 647	21 210	300 130
1963	15 015	215 093	35 127	38 789	22 883	326 907
1964	17 246	225 885	36 102	40 094	23 199	342 526
1965	22 978	239 256	37 960	40 892	24 038	365 124
1966	28 052	252 579	41 068	42 257	24 190	388 146
1967	33 798	259 964	39 483	42 662	23 991	399 898
1968	35 459	272 803	41 460	44 901	25 009	419 632
1969	46 950	327 773	60 750	41 494	24 761	501 728
1970	65 107	343 923	63 401	77 788	33 377	583 596
1971	47 055	346 753	71 856	62 234	31 780	559 678
1972	104 510	394 702	88 951	62 238	31 185	681 586
1973	72 410	404 727	97 681	39 269	30 835	644 922
1974	74 100	447 943	108 763	39 536	29 685	700 027
1975	65 085	409 595	105 911	44 054	31 414	656 059
1976	60 570	365 472	105 639	44 072	23 029	598 782
1977	59 350	405 915	104 862	49 500	26 370	645 997
1978	57 892	410 003	97 966	62 907	25 246	654 014
1979	57 072	401 302	93 776	66 860	25 223	644 233
1980	55 148	405 001	86 085	76 961	25 490	648 685
1981	56 172	404 836	87 634	94 083	27 984	670 709
1982	57 822	411 157	85 924	93 803	30 182	678 888
1983	56 907	410 670	86 019	91 126	33 676	678 396
1984	55 540	438 305	87 131	90 785	34 716	706 477

NOTA: Los datos se refieren a reservas al 31 de diciembre de cada año, recobrables con la tecnología y precios vigentes en cada año.

FUENTE: *Worldwide Report y Oil and Gas Journal.*

TOMADO DEL ANUARIO ESTADISTICO 1984 PETROLEOS MEXICANOS.

**RESERVAS PROBADAS ESTIMADAS DE PETROLEO CRUDO
DE LOS PRINCIPALES PAISES AL 31 DE DICIEMBRE**

(Millones de barriles)

AÑO	ABU DHABI	ARABIA SAUDITA	ARGELIA	CANADA	DUBAI	EGIPTO	ESTADOS UNIDOS	INDONESIA
1960		51 000	4 600	3 679		550	31 613	8 200
1981		53 000	4 700	4 174			31 759	8 200
1962	5 000	57 000	5 250	4 481		720	31 389	8 530
1963	7 500	57 811	6 000	4 881		1 500	30 970	8 500
1964	7 700	59 172	6 000	6 178		1 500	30 991	8 500
1965	10 000	63 707	6 300	6 771		2 000	31 352	8 500
1966	12 500	74 744	6 500	7 792		944	31 452	8 500
1967	15 000	77 002	6 900	8 169		1 400	31 377	8 500
1968	18 000	83 162	7 217	9 599	1 000	2 100	32 135	8 625
1969	16 000	83 162	8 025	8 620	1 000	5 000	29 632	18 000
1970	11 800	87 000	10 000	10 500	983	4 500	64 000	10 000
1971	18 948	145 000	8 000	11 000	1 554	4 000	18 000	11 500
1972	20 768	145 000	7 000	11 000	2 000	5 200	48 000	12 000
1973	21 500	145 000	7 650	11 000	2 500	5 125	25 000	12 000
1974	30 000	165 000	7 650	11 000	2 420	3 700	25 000	15 000
1975	29 500	148 600	7 370	7 100	1 350	3 900	33 000	14 000
1976	29 000	100 000	6 800	6 200	1 500	1 950	31 300	10 500
1977	31 000	150 000	6 600	6 000	1 400	2 450	29 500	10 000
1978	30 000	165 700	6 300	6 000	1 300	3 200	28 500	10 200
1979	28 000	163 350	8 440	6 800	1 400	3 100	26 500	9 600
1980	29 000	165 000	8 200	6 400	1 400	2 900	26 400	9 500
1981	30 600	164 600	8 080	7 300	1 270	2 930	29 785	9 800
1982	30 510	162 400	9 440	7 020	1 440	3 325	29 785	9 550
1983	30 400	166 000	9 220	6 730	1 440	3 450	27 300	9 100
1984	30 500	169 000	9 000	7 075	1 440	3 200	27 300	8 650

FUENTE: *Worldwide Report, Oil and Gas Journal y Petróleos Mexicanos.*

TOMADO EL ANUARIO ESTADISTICO 1984 PETROLEOS MEXICANOS.

RESERVAS PROBADAS ESTIMADAS DE PETROLEO CRUDO
DE LOS PRINCIPALES PAISES AL 31 DE DICIEMBRE

(Millones de barriles)

(Continuación)

AÑO	IRAN	IRAK	KATAR	KUWAIT	LIBIA	MEXICO ⁽¹⁾	NIGERIA	NORUEGA
1960	22 000	24 000	2 300	60 000	3 000	2 762	150	
1961	26 000	24 000	2 300	60 000	3 500	2 765	400	
1962	27 000	24 000	3 000	67 000	6 000	2 775	400	
1963	32 000	24 000	3 500	70 000	7 500	2 936	1 000	
1964	37 000	26 000	3 750	70 000	9 000	2 926	1 000	
1965	40 000	30 000	3 800	70 000	13 000	2 828	3 000	
1966	41 000	30 000	3 700	70 000	14 500	3 012	3 500	
1967	43 000	29 000	3 600	70 000	20 000	3 116	3 550	
1968	45 219	28 130	3 505	67 800	26 260	3 167	4 000	
1969	55 000	28 505	3 900	71 210	30 000	3 242	5 000	
1970	70 000	35 000	4 500	70 000	35 000	3 288	9 300	1 000
1971	48 000	35 000	5 000	55 000	20 000	3 235	13 000	7 000
1972	65 000	29 000	7 000	65 000	30 400	3 237	14 000	2 000
1973	65 000	31 500	6 500	65 000	30 400	3 269	20 000	4 000
1974	65 000	35 000	6 000	72 800	30 400	3 536	21 000	7 300
1975	64 500	34 300	5 850	68 000	26 100	3 954	20 200	7 000
1976	63 000	34 000	5 700	67 400	25 500	7 279	19 500	5 660
1977	62 000	34 500	5 600	67 000	25 000	10 428	18 700	6 000
1978	59 000	32 100	4 000	66 200	24 300	28 407	18 200	5 900
1979	58 000	31 000	3 760	65 400	23 500	33 560	17 400	5 750
1980	57 500	30 000	3 585	64 900	23 000	47 224	16 700	5 500
1981	57 000	29 700	3 434	64 480	22 600	56 998	16 500	7 620
1982	55 308	41 000	3 425	64 230	21 500	56 998	16 750	6 800
1983	51 000	43 000	3 330	63 900	21 270	57 096	16 550	7 660
1984	48 500	44 500	3 350	90 000	21 100	56 410	16 650	8 300

(1) Incluye condensado.

TOMADO DEL ANUARIO ESTADISTICO 1984 PETROLEOS MEXICANOS.

**RESERVAS PROBADAS ESTIMADAS DE PETROLEO CRUDO
DE LOS PRINCIPALES PAISES AL 31 DE DICIEMBRE**

(Millones de barriles)

(Continuación)

AÑO	REINO UNIDO	REP. POPULAR CHINA	U.R.S.S.	VENEZUELA	ZONA NEUTRAL	RESTO DEL MUNDO	TOTAL MUNDIAL
1960	5		24 000	17 354	2 900	8 442	266 556
1961	5		23 500	16 882	4 800	11 445	277 430
1962	6		22 149	16 805	7 000	11 625	300 130
1963	1		32 000	17 011	10 000	9 797	326 907
1964	1		33 000	17 249	10 000	12 559	342 526
1965	10		35 000	17 366	10 000	11 490	365 124
1966	9		38 000	16 870	11 000	14 123	388 146
1967	10		36 000	15 956	12 000	15 318	399 898
1968	8		37 123	15 621	13 080	13 881	419 632
1969	7	20 000	58 000	16 005	13 000	28 420	501 728
1970	1 000	20 000	60 000	24 000	17 000	34 725	583 596
1971	5 000	20 000	65 000	19 500	10 000	5 941	559 678
1972	5 000	19 500	75 000	13 700	16 000	85 781	681 586
1973	10 000	20 000	80 000	14 000	17 500	51 978	644 922
1974	15 700	25 000	83 400	15 000	17 500	42 621	700 027
1975	16 000	20 000	80 400	17 700	6 400	40 835	656 059
1976	16 800	20 000	78 100	15 270	6 300	47 023	592 782
1977	19 000	20 000	75 000	18 200	6 200	41 419	645 997
1978	16 000	20 000	71 000	18 000	6 480	33 227	654 014
1979	15 400	20 000	67 000	17 870	6 260	32 143	644 233
1980	14 800	20 500	63 000	17 950	6 060	29 166	648 685
1981	14 800	19 895	63 000	20 300	6 500	33 517	670 709
1982	13 900	19 485	63 000	21 500	5 840	35 682	678 888
1983	13 150	19 100	63 000	24 850	5 695	35 157	678 398
1984	13 590	19 100	63 000	25 845	5 420	34 547	706 477

La impresión se realizó en la
Unidad de Difusión de la Facultad de Ingeniería