

Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México

ÍNDICE

I. ORIGEN DEL PETRÓLEO	3
Diagénesis	3
Catagénesis	6
Metagénesis	7
Metagénesis de gas seco	7
Formación del gas	8
Migración primaria	8
Migración secundaria	9
II. ERAS GEOLÓGICAS	10
Registro contenido en las rocas	12
Edad de los fósiles	13
Interpretación de la secuencia del Gran Cañón	14
Las rocas como registro de los movimientos de la tierra	17
Hutton y el uniformitarismo	17
Evolución y escala de tiempo	18
El tiempo absoluto y la escala de tiempo geológico	18
Los relojes en las rocas	19
Qué sucede con los átomos radiactivos	19
Escala de tiempo absoluto y estratigráfico	21
Descripción de la era precámbrica	22
III. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	22
Por tipo de trampas	22
Por tipo de fluido	26
IV. ETAPAS DEL PROCESO EXPLORATORIO	26
Estudio de las cuencas	26
Sistema petrolero	27
Identificación, evaluación y selección de plays	27
Identificación, evaluación y selección de prospectos	27
Prueba de prospectos	27
Delimitación y caracterización inicial	27
V. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS YACIMIENTOS EN MÉXICO	27
Región Marina	27

Región Marina Noreste	28
Región Marina Suroeste	28
Región Norte	29
Región Sur	31
VI. DESARROLLO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN MÉXICO	34
Perforación de pozos petroleros	35
Periodo de 1900 - 1937	
La perforación en México por compañías privadas	37
Periodo 1938 - 1960	
Maduración de la perforación nacionalizada	39
Periodo 1961 - 1980	
La perforación de los grandes yacimientos	40
Periodo 1981 - 1998	
Incorporación de tecnologías y creación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos (UPMP)	45
Conclusiones	50

Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México

I. ORIGEN DEL PETRÓLEO

La palabra petróleo significa aceite de piedra. De origen bituminoso, se trata de un compuesto de hidrocarburos, básicamente de carbono e hidrógeno, que en su forma natural se encuentra en estado sólido, líquido y gaseoso.

Existen varias teorías sobre los orígenes de la formación del petróleo que, de manera general, se pueden clasificar en dos grandes grupos: la de formación *orgánica* y la de formación *inorgánica*.

La *teoría inorgánica* tuvo gran aceptación durante muchos años. Sin embargo, cuando las técnicas del análisis geológico se perfeccionaron y se contó con información suficiente al respecto, se empezó a dar importancia a las teorías de formación orgánica. Según estos postulados, el petróleo es producto de la descomposición de organismos vegetales y animales que fueron sometidos a enormes presiones y a altas temperaturas en ciertos periodos de tiempo geológico.

La *teoría orgánica* está basada en dos principios fundamentales: la producción de hidrocarburos a partir de organismos vivos y la acción del calor sobre la materia orgánica formada biogénicamente. En las últimas décadas, el conocimiento geoquímico y la evidencia geológica en los estudios sedimentarios y petroleros han demostrado fehacientemente que la mayor parte del petróleo se originó de materia orgánica sepultada en una cuenca sedimentaria (figura 1). El factor fundamental para aceptar las teorías orgánicas, es que a

partir de estudios realizados en el laboratorio de rocas petrolíferas en campos productores se encontraron ciertas propiedades ópticas únicas de sustancias orgánicas. Estos resultados constatan el origen orgánico del petróleo.

Diagénesis

La *diagénesis* es el proceso de alteración biológica, física y química de los fragmentos orgánicos debido al pronunciado efecto de la temperatura. El espectro molecular simple de los hidrocarburos proviene del espectro complejo del petróleo; es decir, se debe a la formación diagenética de un amplio grupo de hidrocarburos derivados de moléculas orgánicas originales sumado a grandes cantidades de hidrocarburos originados por alteración térmica de la materia orgánica sepultada profundamente. La mayor cantidad de petróleo se forma de la materia orgánica calentada en la tierra.

La materia orgánica sintetizada por los vegetales, de la cual una pequeña parte se preserva e introduce en los

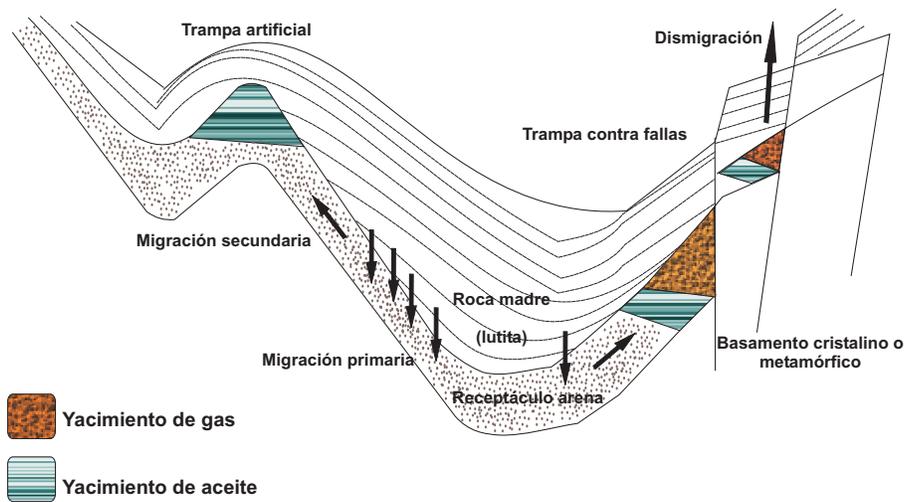


Figura 1 Almacenamiento de Hidrocarburos

sedimentos, es el origen de los combustibles fósiles: petróleo, gas natural, carbón, arenas y lutitas bituminosas. La síntesis clorofiliana permite a los vegetales fabricar los constituyentes de sus células. Para ello emplea el agua y el gas carbónico del aire si se trata de vegetales terrestres, o el disuelto en el agua cuando son organismos marinos. La glucosa es el más simple de los productos así formados y a partir de este primer compuesto se sintetizan el almidón, la celulosa y todos los otros constituyentes de la célula, siempre y cuando, las sales minerales indispensables estén presentes.

El aporte orgánico más importante es el de los vegetales superiores. Está regido por las condiciones geográficas, particularmente por el clima (temperatura, lluvia, etcétera). En el mar, el fitoplancton es el productor primario y fundamental de materia orgánica. La presencia de la luz (necesaria para la fotosíntesis) y la abundancia de sales minerales controlan su productividad. El fitoplancton comprende básicamente dos grupos de algas: las diatomeas y los dinoflagelados; además de los cocolitofóridos que forman el nivel trófico primario. El zooplancton, las bacterias y toda la fauna marina se alimentan de ellos para constituir así una cadena alimenticia compleja. Sin embargo, desde el punto de vista cualitativo, las producciones de materia orgánica marina son, en orden de importancia, las del fitoplancton, las del zooplancton y las de las bacterias.

La preservación de materia orgánica sólo puede efectuarse en un medio acuático: lagos, mares y océanos. En todos los medios, la materia orgánica es presa de microorganismos tales como bacterias, hongos, etcétera. Pero la degradación microbiológica en el medio aeróbico es la más severa: en los suelos terrestres y en el espacio subaéreo, 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 los lodos calcáreos finos), el acceso del oxígeno molecular se vuelve imposible. El oxígeno disuelto dentro de las aguas intersticiales de los lodos se elimina fácilmente por la degradación microbiana de las partículas de materia orgánica y no es reemplazado; el medio se vuelve entonces anaeróbico. La actividad de los organismos anaeróbicos contribuye a modificar la composición de la materia orgánica restante, aunque esta actividad cesa rápidamente.

Las proteínas, los lípidos, los glúcidos, la glucosa 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 presión muy bajas. La nutrición de las bacterias se realiza por vía osmótica a través de la membrana de la célula; primero destruyen por vía enzimática a los polímeros como las proteínas o los polisacáridos, luego los monómeros individuales como los aminoácidos y los azúcares simples son liberados. En ese momento pueden ser utilizados los microorganismos, ya sea como fuente de energía – la materia orgánica se mineraliza y vuelve al estado de CO_2 y H_2O – o 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” del circuito principal constituye la fuente de la materia orgánica fósil. El porcentaje de conservación de la materia orgánica y de su incorporación en los sedimentos es pequeño. Esta escala geológica puede evaluarse aproximadamente en 0.1% (figura 2).

En ciertos medios como el Mar Negro, el oxígeno disuelto desaparece a partir de los 200 m de profundidad; con el establecimiento de un medio reductor rico en hidrógeno sulfurado, puede calcularse en alrededor del 4% de la materia orgánica producida.

Eventualmente con el incremento de temperatura a grandes profundidades, se inician las reacciones de rompimiento térmico y catalítico de la matriz orgánica (kerógeno) para formar cientos de hidrocarburos que son combinados con la mezcla original biogénica simple.

El resultado de la conservación de los hidrocarburos fósiles, y sobre todo de la formación de nuevos hidrocarburos a partir del kerógeno, es la gran cantidad de petróleo disponible en el subsuelo en estado disperso. En efecto, los sedimentos porosos y permeables – arenas, calcarenitas –, en donde se encuentran en la actualidad los yacimientos de petróleo, contienen originalmente muy poca materia orgánica. Esto se debe simplemente a la necesidad de preservar esta degradación aeróbica en el mo-

Materia Viva

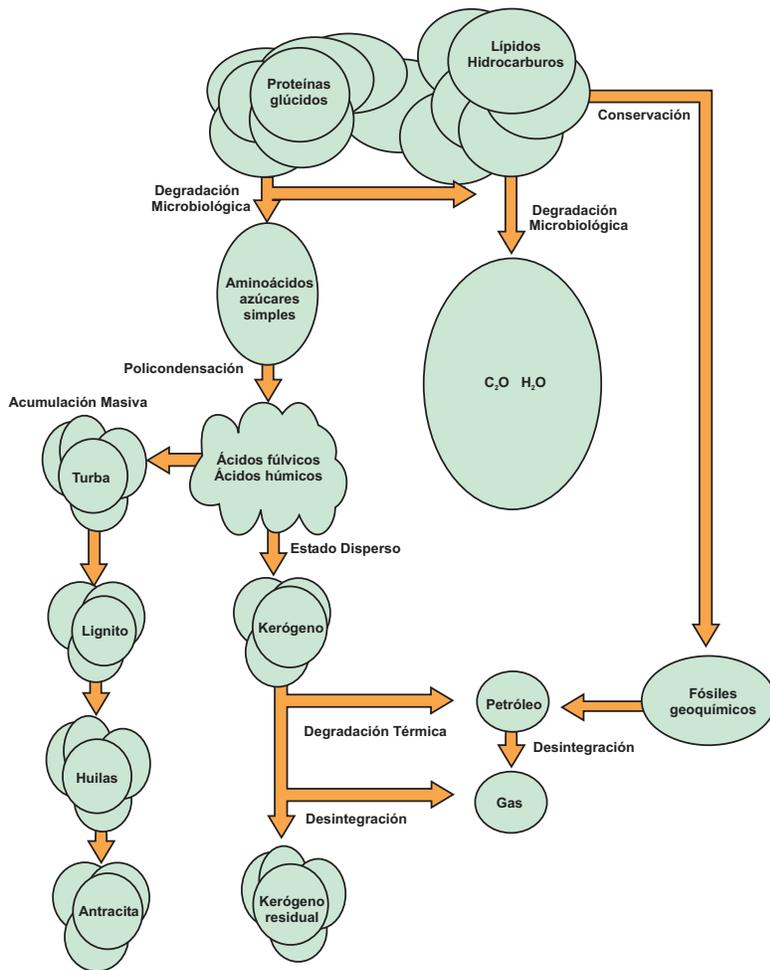


Figura 2 Formación de hidrocarburos a partir de materia orgánica

mento del depósito. En las rocas porosas, el agua cargada de oxígeno disuelto circula libremente, mientras los sedimentos de grano fino (arcilla, lodo calcáreo fino) constituyen rápidamente un medio cerrado. En este último tipo de rocas, comúnmente llamado *roca madre*, se conserva la materia orgánica para posteriormente formar el petróleo y el gas.

En una cuenca de sedimentación el depósito de nuevas capas continúa, en general, durante millones de años. Los sedimentos depositados con anterioridad son sepultados bajo cientos o miles de metros de depósitos posteriores, y así se ocasiona un aumento considerable de la temperatura. Este incremento o gradiente geotérmico varía de 1.5 a 8 °C/100m; en un

gran número de cuencas sedimentarias, un gradiente de 3 °C/100m representa un valor medio aceptable.

El factor más importante en el origen del petróleo es la historia térmica de las rocas generadoras. Durante la diagénesis, la mezcla compleja de componentes hidrocarburos produce toda una serie de reacciones de baja temperatura que a su vez provocan la formación de más hidrocarburos, y de otros materiales, debido a las pérdidas de oxígeno, nitrógeno y azufre. Aquí la diagénesis se define con una cubierta de temperatura en el rango que va desde la temperatura superficial hasta los 50 grados centígrados.

Uno de los principales agentes de la transformación durante la diagénesis temprana es la actividad microbiana. Los microorganismos aeróbicos que viven en la capa superior de los sedimentos consumen el oxígeno libre. Los anaeróbicos reducen los sulfatos para obtener el oxígeno requerido. La energía se suministra a través de la descomposición de la materia orgánica, la cual, durante el proceso, se convierte en dióxido de carbono, amoníaco y agua. Normalmente, la conversión se efectúa completamente en las arenas y parcialmente en los lodos. Algunos sólidos como el carbonato de calcio organodetrital y el óxido de silicio se disuelven, alcanzan una saturación y vuelven a precipitarse junto a los minerales autogénicos, como sulfuros de hierro, cobre, zinc, siderita, etcétera.

Dentro del sedimento, el material orgánico tiende al equilibrio. Los polímeros o "biopolímeros" biogénicos previos (proteínas, carbohidratos) se destruyen debido a la actividad microbiana durante la sedimentación y diagénesis primaria. Luego, sus constituyentes se reagrupan progresivamente en nuevas estructuras policondensadas ("geopolímeros") precursores del kerógeno. Cuando el depósito de la materia orgánica derivada de las plantas es masivo, comparado con la contribución mineral, se forma la turba y luego los carbones cafés (lignito y carbón sub-bituminoso), el hidrocarburo

más importante formado durante la diagénesis.

El final de la diagénesis de la materia orgánica sedimentaria se sitúa en la forma más conveniente cuando los ácidos húmedos extraíbles han disminuido hasta una cantidad menor, y la mayor parte de los grupos carboxilo han sido eliminados.

Catagénesis

Los procesos por los cuales la materia orgánica es alterada debido al efecto del aumento en la temperatura se llaman *Catagénesis*.

El depósito consecutivo de los sedimentos tiene como resultado el entierro de los lechos previos, a una profundidad que alcanza varios kilómetros de recubrimiento en cuencas subsidentes. Esto, junto con los movimientos tectónicos, representa un aumento considerable en la temperatura y la presión.

Las temperaturas en la tierra se incrementan de 2 a 5 grados centígrados por cada 100 metros de profundidad. Un aumento lineal en la temperatura causa un incremento lineal logarítmico en la razón de reacción para la mayoría de las reacciones involucradas en la formación del petróleo.

El aumento en la temperatura incrementa la solubilidad en los fluidos de los sedimentos de algunos compuestos orgánicos; también convierte los sólidos a líquidos y los líquidos a gas, e incrementa su habilidad para moverse y migrar. La catagénesis está definida dentro del rango de 50 a 100 grados centígrados.

La presión geostática debida a la sobrecarga puede ser de 300 a 1,000 ó 1,500 bars. Tal aumento en la presión y temperatura coloca al sistema fuera de equilibrio, y da como resultado nuevos cambios.

La materia orgánica experimenta entonces transformaciones mayores a través de una evolución progresiva: el kerógeno produce primeramente petróleo líquido; en una etapa subsecuente, se obtiene el gas húmedo y condensado (tanto el aceite líquido como el condensado van acompañados de una cantidad considerable de me-

tano); posteriormente los depósitos orgánicos masivos se modifican como diversas clases de carbón y producen también hidrocarburos.

Conforme la temperatura continúa aumentando, se rompen más enlaces por ejemplo, los enlaces de éster y algunos carbono – carbono. Las moléculas de hidrocarburos, particularmente las cadenas asfálticas, se producen a partir del kerógeno y de los compuestos de nitrógeno (N), azufre (S), oxígeno (O) previamente generados. Algunos de los hidrocarburos liberados son moléculas biogénicas C_{15} C_{30} comparables con los fósiles geoquímicos que fueron anteriormente entrampados en la matriz del kerógeno. La mayor parte de los nuevos hidrocarburos producidos durante la zona principal de la generación de aceite tienen peso molecular de intermedio a bajo. No disponen de una estructura característica o distribución específica, contrariamente a los fósiles geoquímicos que progresivamente se diluyen por estos nuevos hidrocarburos (figura 3).

Esta es la etapa más importante en la formación de aceites, aunque la generación de aceite líquido va acompañada de la formación de una significativa cantidad de gas.

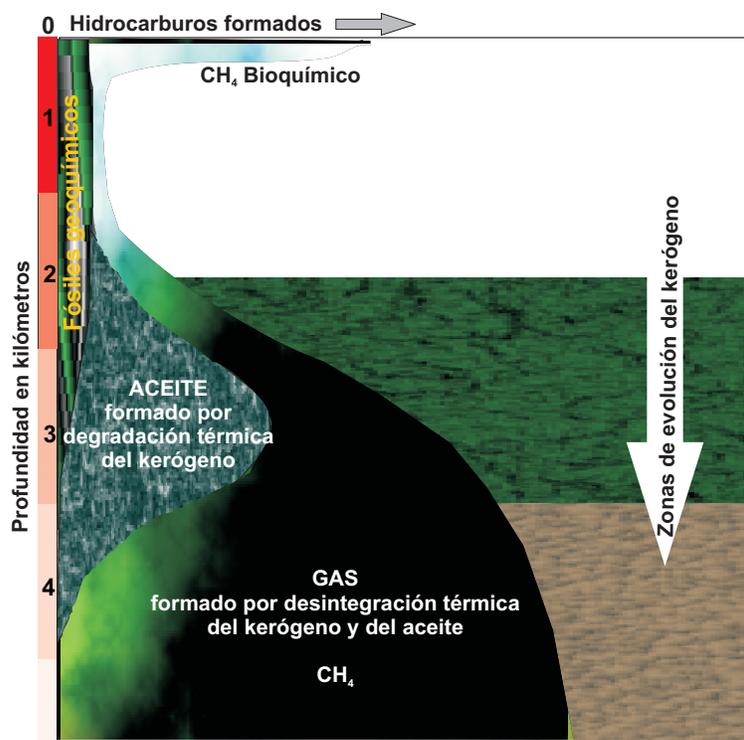


Figura 3 Evolución del kerógeno

A medida que la temperatura y el sepultamiento continúan aumentando, la ruptura de los enlaces carbono – carbono se presenta con más frecuencia y altera tanto a los hidrocarburos ya formados de la roca generadora como al kerógeno remanente. Los hidrocarburos ligeros se generan a través de esta desintegración, mientras que en los hidrocarburos de la roca generadora y el petróleo su proporción aumenta rápidamente.

Debido a la cinética de la formación y a la estructura del kerógeno, el metano se convierte velozmente en el compuesto liberado predominante.

La transformación global que se presenta durante la catagénesis es equivalente al proceso de desproporción. Por una parte, se generan hidrocarburos de contenido de hidrógeno creciente con una relación atómica hidrógeno/carbón promedio de 1.5 a 2.0 en el crudo, y 4.0 en el metano puro. Por otra parte, el kerógeno residual llega a ser agotado en hidrógeno con una relación atómica hidrógeno/carbón de aproximadamente 0.5 al final de la etapa de catagénesis.

El final de la catagénesis se alcanza en el intervalo en donde se completa la desaparición de las cadenas asfálticas de carbono en el kerógeno, y en donde se inicia el desarrollo de un ordenamiento de sus unidades básicas.

Metagénesis

En este estado, los minerales experimentan una transformación bajo condiciones de temperatura muy alta (entre 150 y 200 grados centígrados). Los minerales arcillosos pierden su intercapa de agua y alcanzan un alto grado de cristalinidad; los óxidos de hierro contienen agua estructural (Goethita) y cambian a óxidos sin agua (Hematita); también ocurre una severa disolución por presión y recristalización, además de la formación de cuarzo, e, inclusive, la desaparición de la estructura original de la roca.

Las rocas ricas en materia orgánica sufren bajo estas condiciones de temperatura la *metagénesis* de la materia orgánica. En este estado, los constituyentes orgánicos están compuestos solamente de metano y carbón residual, y entonces algunos cristales ordenan su desarrollo. El carbono se transforma en antracita. La producción, acumulación y preservación de materia orgánica no degradada es un

prerrequisito para la existencia de rocas generadoras de petróleo.

El término materia orgánica o material orgánico se refiere al material comprendido de moléculas orgánicas derivadas directa o indirectamente de ciertas partes de los organismos vivos, las cuales son depositadas y preservadas en sedimentos. En función de los eventos geológicos que sucedan, parte de la materia orgánica sedimentaria puede ser transformada en compuestos de petróleo. Por eso es importante tomar en cuenta que durante la historia de la Tierra, las condiciones de síntesis, depósito y preservación de la materia orgánica cambiaron considerablemente. Desde el Precámbrico (más de 570 millones de años) y hasta el Devónico (367 millones de años), la producción primaria de materia orgánica se realizó a partir del fitoplancton.

A partir del Devónico, se dio un gran incremento en la producción primaria debido a la contribución de plantas superiores terrestres. En el presente, el fitoplancton marino y las plantas superiores terrestres producen igual cantidad de materia orgánica.

Metagénesis del gas seco

Una vez que el material más débil se elimina, se presenta a través de la catagénesis con un alto grado de ordenamiento, una reorganización estructural en el kerógeno. Sin embargo, en esta etapa (metagénesis) no se generan cantidades significativas de hidrocarburos a partir del kerógeno, excepto una pequeña cantidad de metano. Las cantidades grandes de metano se pueden obtener como resultado de la desintegración de los hidrocarburos de la roca generadora y del petróleo líquido acumulado en los yacimientos.

La estabilidad del metano, aun a temperaturas superiores (hasta cerca de 550 °C), es tal que las profundidades de perforación actuales y futuras cercanas no alcanzarán las zonas en las que el metano pueda ser destruido a causa de la temperatura. No obstante, el metano se puede destruir debido a la presencia del azufre que puede presentarse originalmente como azufre libre debido a que la materia orgánica puede reaccionar con los sulfatos a temperaturas altas para producir azufre libre. A su vez, el azufre puede reaccionar con el metano para formar H₂S.

El bióxido de carbono se origina durante la diagénesis como parte del proceso de eliminación del kerógeno. También puede generarse algo de metano diagenético, particularmente de la materia orgánica de origen continental. Normalmente a éste se le denomina “gas de diagénesis temprana”.

Durante la etapa principal de formación de aceite también se generan hidrocarburos ligeros que se vuelven progresivamente más importantes, como lo indica la relación creciente de gas–aceite. Sin embargo, en esta etapa el metano normalmente queda subordinado a los hidrocarburos más pesados.

A mayor profundidad, la desintegración da origen a la etapa catagénica de formación de gas (en la que el metano es definitivamente predominante), y posteriormente a la etapa metagenética de gas seco (cuando solamente se genera metano), puede reaccionar con el metano para formar H₂S.

Formación del gas

Los hidrocarburos gaseosos: metano, bióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, se generan en diversas etapas de la evolución de la materia orgánica en los sedimentos. Se pueden formar por actividad bacterial en el sedimento joven depositado recientemente en el fondo de los mares o lagos. Normalmente se denomina “gas biogénico”.

El bióxido de carbono se origina durante la diagénesis como parte del proceso de eliminación del kerógeno. También puede generarse algo de metano diagenético, particularmente de la materia orgánica de origen continental. Normalmente a éste se le denomina “gas de diagénesis temprana”.

Durante la etapa principal de formación de aceite también se generan hidrocarburos ligeros que se vuelven progresivamente más importantes, como lo indica la relación creciente de gas–aceite. Sin embargo, en esta etapa el metano normalmente queda subordinado a los hidrocarburos más pesados.

A mayor profundidad la desintegración da origen a la etapa catagénica de formación de gas (en la que el metano es definitivamente predominante), y posteriormente a

la etapa metagenética de gas seco (cuando solamente se genera metano).

Durante la catagénesis y la metagénesis, se produce el sulfuro de hidrógeno junto con metano. Se pueden generar a partir del kerógeno y de los compuestos de azufre líquidos en el crudo. Cuando hay azufre libre, éste también puede reaccionar con los hidrocarburos para producir H₂S. El sulfuro de hidrógeno es particularmente abundante cuando la propia materia orgánica es rica en azufre, como sucede con las secuencias de carbonatos y carbonato evaporita. En tales condiciones geológicas, la generación de H₂S parece verse favorecida a gran profundidad (típicamente 3,000 a 4,000 m) y generalmente, en el mismo intervalo de temperatura que el metano. Finalmente, el bióxido de carbono se puede generar en la última etapa de la historia del petróleo, es decir, cuando las acumulaciones de crudo son degradadas, especialmente por actividad bacterial (figura 4).

Migración primaria

Una vez creado, el petróleo se ubica dentro del espacio poroso de la roca generadora que por su propia naturaleza se encuentra ocupado por agua. Así, como no existe permeabilidad suficiente entre agua

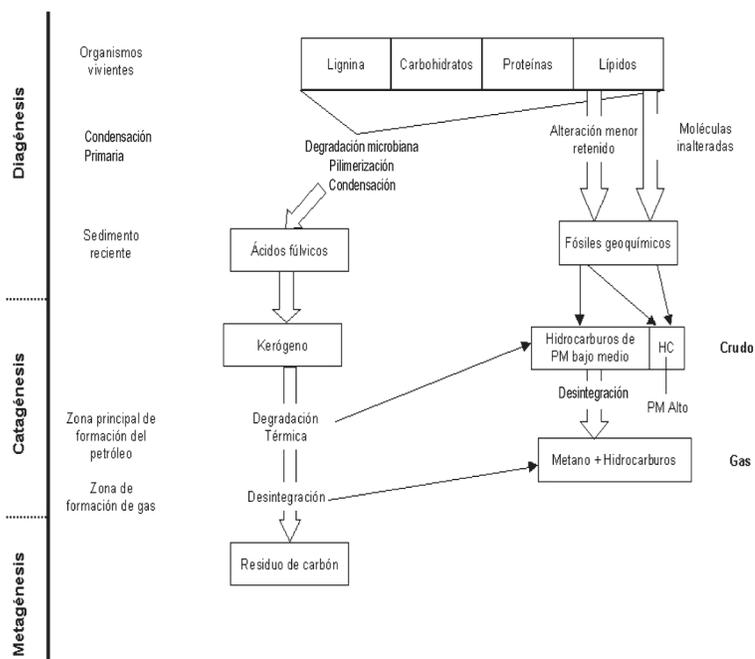


Figura 4 Etapas de generación del petróleo

y petróleo debido a su incompatibilidad de densidades, se crea una fuerte presión interna en la roca que propicia la expulsión del petróleo por poros minúsculos que, fractura la matriz mineral a su salida o aprovecha fallas preexistentes e inicia el proceso denominado *migración primaria* (figura 5). En promedio, el 40% del petróleo queda aprisionado en la impermeable roca generadora aunque, excepcionalmente, se pueda tener una tasa de expulsión del 80%, pero nunca del 100%.

Se conocen tres etapas de migración primaria asociadas a la permeabilidad relativa: la inmadurez en la que con 20% de petróleo y aunque haya mucha agua no se satura el espacio poroso y por lo tanto no hay expulsión; la madurez precoz con el 60% del petróleo

generado, en la que ya se ha saturado el espacio y se ha iniciado la expulsión y migración; el resto de la maduración hasta llegar al 100%, en la que el petróleo excedente sale de la roca. Finalmente en la senilidad se agota la capacidad de generación y no hay más expulsión de petróleo.

En los espacios porosos presentes en los conductos permeables, las gotas de petróleo se reúnen y se movilizan hacia las zonas de presión más baja para encontrar en las rocas vecinas las condiciones de porosidad y permeabilidad suficientes (rocas almacenadoras) para emplazarse dentro de ellas y habilitar el proceso de migración secundaria.

Migración secundaria

Es conveniente aclarar que siempre existen pérdidas de hidrocarburos durante esta migración debido a las múltiples vías de comunicación alternas (laterales y verticales); además, parte de este petróleo permanece adherido a las superficies de los granos de roca por las que atraviesa. Por su parte el agua intersticial ayuda a vencer la capilaridad del espacio poroso y a que el petróleo llegue a niveles superiores.

El viaje termina cuando el petróleo se encuentra con una roca impermeable que le impide el paso a posiciones más lejanas y por lo tanto no lo deja escapar. Precisamente la ubicación de los yacimientos petroleros depende de la forma de las rocas almacenadoras. Se puede tratar, entre otros, de capas idealmente paralelas así formadas desde el momento de su depósito con suficiente porosidad y permeabilidad como algunas capas de arena, o de las áreas con arrecifes de corales. También se pueden encontrar espacios más sofisticados, resultado de deformaciones por movimientos tectónicos que modifican las formas originales y

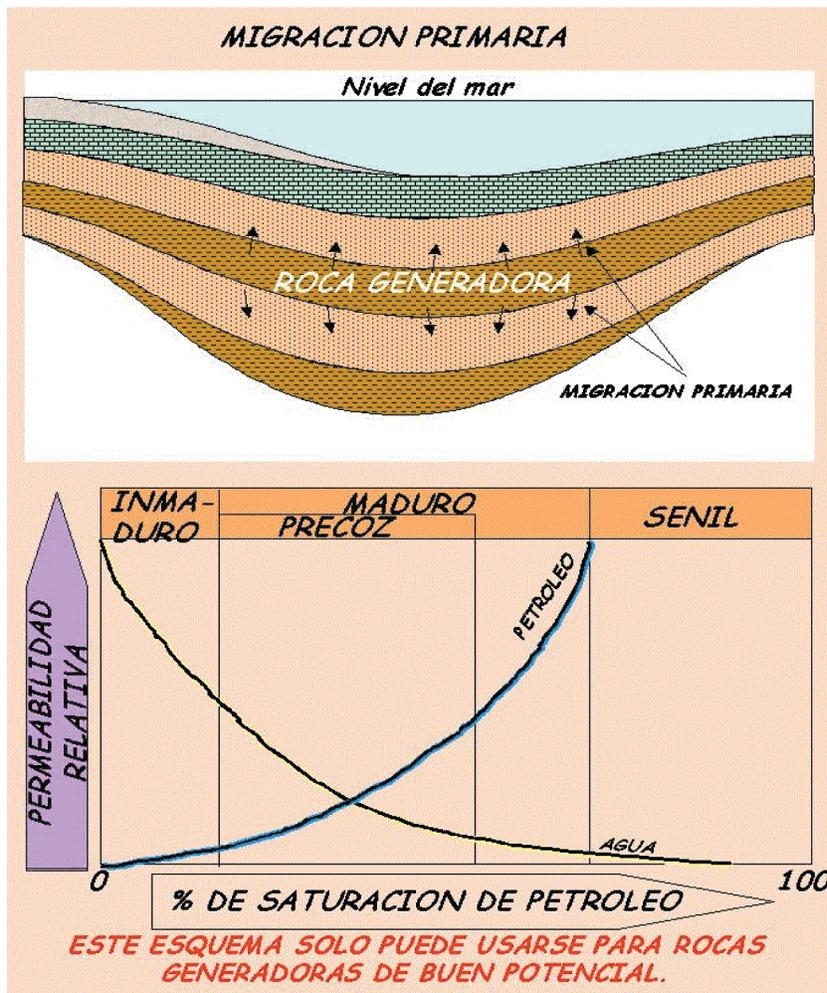


Figura 5 Migración Primaria

crean altos estructurales capaces de acumular petróleo (figura 6).

Las estructuras debidas a deformaciones pueden ser alteradas por rompimientos de las capas de roca. Estos rompimientos pueden construir vías

cias al uso combinado de la geología y la geoquímica. Con la ayuda de estas ciencias es posible predecir las áreas en donde pueden ocurrir nuevos descubrimientos de aceite y/o gas; conocer mejor los yacimientos existentes; detectar problemas en las instalaciones de producción e, inclusive, mejorar los procesos.

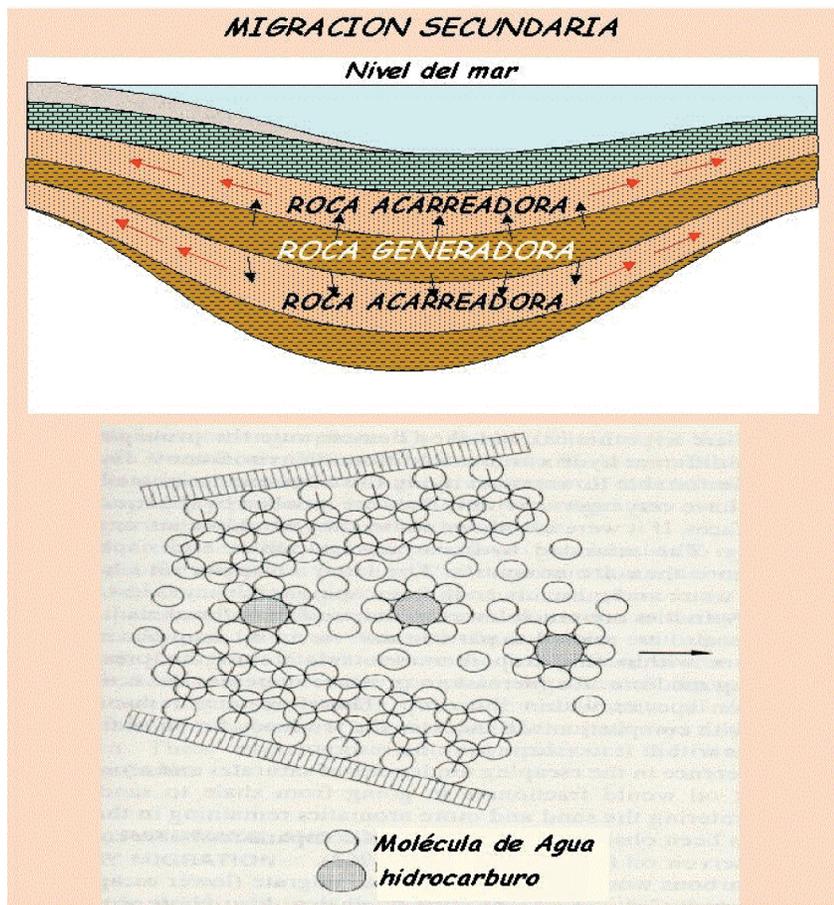


Figura 6 Migración secundaria

de migración hacia porciones más someras o bien crear yacimientos múltiples conocidos como trampas (figura 7).

La mecánica de generación o de expulsión, migración y acumulación del petróleo en trampas, así como su preservación en el subsuelo, es en realidad el proceso del sistema petrolero.

Un sistema petrolero describe las relaciones genéticas entre un volumen de roca generadora madura y todo el aceite o el gas que emana en su momento crítico. El análisis de sistemas petroleros incluye elementos esenciales para detectar una acumulación de petróleo gra-

ficie. La erosión y el transporte de grandes cantidades de polvo, cantos rodados, arena, sedimentos y arcilla a través de un río, requiere pocos días. Las barras de arena de la playa se mueven hacia dentro y hacia fuera durante días o semanas. En estos procesos podemos ver o sentir lo que está ocurriendo, mientras que otros no pueden ser observados directamente. Esto es aún más evidente cuando las escalas de tiempo son de cincuenta años o más; en estos casos nuestra memoria comienza a fallar y es entonces cuando recurrimos a registros históricos como, por ejemplo, para medir qué tanto se ha llenado un terreno pantanoso, qué tanto se ha erosionado una ladera, o cuánto ha cambiado su curso un río.

El estudio de una cuenca describe a las rocas sedimentarias en el momento de su depósito y deformación estructural, así como a las trampas individualmente perforables (*Prospectos*) o a una serie de trampas relacionadas (*Plays*). Contempla, también, una serie de trampas cuya información es insuficiente para sustentarla o carece de la calidad necesaria, y entonces no se consideran como prospectos.

II. ERAS GEOLÓGICAS

Una de las diferencias más importantes entre geólogos y científicos es su actitud respecto al tiempo. Muchos procesos de reacciones físicas y químicas medidos en laboratorio operan sobre periodos o escalas de tiempo de segundos o fracciones de segundo, mientras que los procesos geológicos observables directamente ocupan un lugar muy importante en un espacio de tiempo determinado. Los terremotos pueden durar minutos o segundos, pero las ondas sísmicas generadas por el terremoto tardan minutos u horas para viajar a lo largo de la Tierra o su superficie.

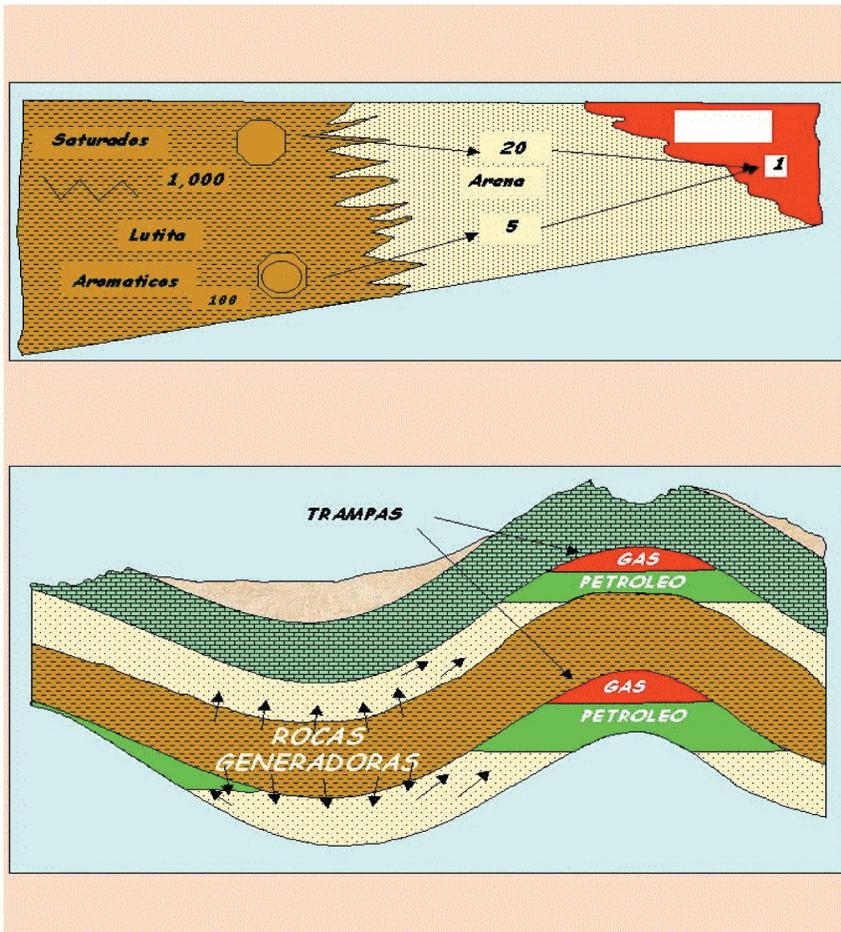


Figura 7 Generación, migración y acumulación de hidrocarburos

El tiempo se mide por relojes radiactivos y se infiere por el razonamiento de las medidas de los procesos físicos y químicos involucrados. Se ha concluido que la Tierra tiene cerca de 4.7 billones de años de antigüedad. ¿Qué ha sucedido en todo este tiempo? ¿Cuánto tiempo le llevó al proceso geológico crear las montañas o destruirlas? ¿Cuál es el periodo de vida de un río? Para cada una de estas escalas el tiempo varía desde unas cuantas decenas de años hasta unos billones de años.

Para una sociedad organizada la escala de tiempo es muy importante. En una escala geológica de millones o cientos de millones de años, la Tierra está lejos de permanecer estable. Durante ese lapso los continentes, océanos y cadenas montañosas se han movido horizontal y verticalmente grandes distancias. Aunque la evidencia de gran inestabilidad nos rodea, hace po-

cos años que los científicos han reconocido un patrón mundial de tiempo para estos movimientos.

¿Por qué se tiene especial cuidado con la escala de tiempo? Una de las razones más importantes radica en el corazón de la geología: la historia de la evolución de la Tierra tal como la concebimos actualmente. Las montañas que conocemos actualmente son de gran importancia en las escalas de tiempo pues proporcionan información valiosísima sobre lo sucedido en nuestro planeta durante millones de años. Esta idea proviene de una vieja regla de la ciencia física: si dos cosas se formaron en diferentes épocas, es como si se hubieran creado por procesos diferentes. La mayor parte del tiempo utilizamos este método empírico de manera inconsciente, pero algunas veces lo hacemos de forma acertada, como una guía para pensar en un problema específico.

Así, se han encontrado rocas de menos de 200 millones de años en la profundidad del océano, que nos han llevado a suponer que el mar tiene esta misma edad. Si una distancia de 10,000 km es utilizada para representar el ancho promedio del océano, que es la distancia entre las placas continentales, la separación es de 10,000 km / 200 millones de años, es decir, 5 centímetros por año.

La conocida Falla de San Andrés en California, EU, que se encuentra a lo largo de la placa del Pacífico Norte, se deslizó en el pasado sobre la placa de Norteamérica. Algunos lugares a lo largo de la falla han sido estudiados durante casi un siglo. En este lapso, la falla ha sufrido deslizamientos de 4 a 6 centímetros por año debido a terremotos y a la misma repetición del fenómeno. A lo largo de un gran periodo de tiempo, el régimen de movimiento puede ser determinado comparando formaciones geológicas distintivas que se han deslizado por la falla y las partes separadas que se mueven a lo largo de una y otra.

Los movimientos verticales pueden ser evaluados por los datos de depósitos marinos que se encuentran cerca del nivel del mar. Las montañas formadas por rocas y fósiles marinos han sido levantadas 3,000 metros en 15 millones de años, con un promedio de 0.2 milímetros por año. Hace aproximadamente 40,000 años, durante el último glaciario, el área comprendida actualmente por Noruega, Suecia y Finlandia fue cubierta por dos o tres kilómetros de hielo.

Aunque lentos, los procesos erosionales desgastan continuamente la corteza terrestre. La velocidad de erosión puede ser estimada si se añaden los productos desintegrados y disueltos por este fenómeno y que son transportados por los ríos y el viento. La velocidad de erosión que se registra en el continente norteamericano ha sido estimada en cerca de 0.03 milímetros por año. Así, para abrir una cuenca oceánica se necesitan cientos de millones de años; cerca de 20 millones de años para elevar una montaña y 100 millones de años para rebajarla a nivel del mar. La Tierra ha experimentado muchos ciclos de formación y erosión de montañas en cuatro millones de años. Sin elevaciones montañosas y otras formaciones, la Tierra se reduciría al nivel del mar.

Registro contenido en las rocas

El único registro de los fenómenos sucedidos en el pasado geológico se encuentra en las rocas preservadas de la destrucción erosional. Podemos encontrar muchos lugares en donde las capas de roca con líneas superficiales expuestas no han sido alteradas por el suelo o por cantos rodados. Tales exposiciones, denominadas afloramientos, varían su tamaño desde pequeñas proyecciones de roca visibles en una ladera hasta capas expuestas en los ríos de altos riscos que forman las paredes de los cañones

en las montañas. Los geólogos saben cómo utilizar esta información para realizar trabajos de ingeniería como un medio de corte para estudiar las secciones de roca expuestas. Bajo esta perspectiva, es posible calcular las dimensiones de un lugar como el Gran Cañón del río Colorado que tiene más de 1.5 kilómetros de profundidad en algunas secciones, con un ancho de 6 a 30 kilómetros y una longitud de 450 kilómetros (figura 8).

En el Gran Cañón podemos encontrar gran cantidad de rocas de distintas formas y tamaños con patrones característicos útiles para reconstruir la historia geológica.

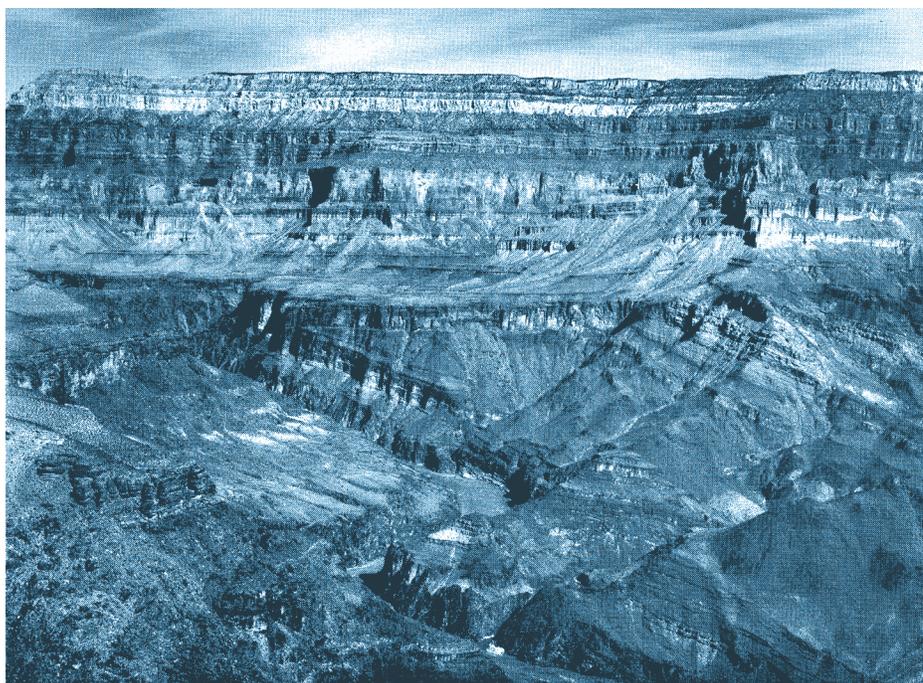


Figura 8 Vista panorámica del Gran Cañón del Colorado

Lo primero que puede apreciarse en estas rocas es su pronunciada capa horizontal, resultado de los asentamientos de las partículas acarreadas por aire o agua para formar capas de sedimentos. Esta afirmación está claramente basada en la observación de estas capas que se han depositado en las playas; y a las de lodo y sedimento que se acumulan en las orillas de los ríos.

Si se considera lo anterior, sería absurdo pensar que una capa sedimentaria puede ser depositada bajo una capa previa. Así podemos concluir que cualquier capa nueva que se añade a la serie, siempre se hará en la

parte superior. Evidentemente debemos añadir como condición indispensable, que ninguna serie deberá ser deformada y completamente plegada en una etapa posterior.

El tiempo de secuencia de la estratificación es la base simple para la escala del tiempo estratigráfico. Estas generalizaciones tan sencillas son un buen ejemplo del conocimiento: los verdaderos grandes descubrimientos son aquéllos que nos resultan perfectamente obvios gracias a que alguien los ha descubierto para nosotros. Nicolaus Steno, físico italiano, formuló en 1669 el principio de la horizontalidad original y el de la superposición; también fundamentó el principio de la continuidad original, según el cual, las capas sedimentarias forman al mismo tiempo de la depositación una hoja continua que termina solamente por adelgazamiento, por cambios graduales de la capa, diferente por su composición o por confinamiento de una pared o barrera, tal como la línea costera que confina un área deposicional. Partiendo de la ley de la continuidad se puede tomar intuitivamente la idea de que la cara de una capa, tal como se puede ver en la excavación de una carretera o en el Gran Cañón, es la etapa de rompimiento o erosión de una hoja continua.

Con base en estos tres principios se podría construir el reloj estratigráfico, siempre y cuando, fuera posible establecer una longitud total de tiempo y el intervalo necesario para que todas las rocas se acomodaran en cada capa; se tuviera idea del tiempo que le toma a cada capa depositarse, y que todos los tiempos pudieran ser contabilizados por este reloj.

Desafortunadamente, la última condición sería muy difícil de lograr. Basándose en la observación de flujo de los ríos y de otros tipos de sedimentación, pensamos que ciertos periodos de tiempo no son representados en una roca. Los sedimentos depositados en las orillas de los ríos, como por ejemplo el histórico Nilo en Egipto, no se acumulan de manera constante y uniforme. La escala de tiempo de depósitos en lagos es de días; pero también existen escalas para los tiempos entre los lagos a un intervalo que puede variar de pocos años a muchas décadas. En otras palabras, una laguna o una interrupción en la sedimentación, puede ser dos o tres veces más grande que la depositación de sedimentos en las lagunas.

Edad de los fósiles

Los fósiles, organismos antiguos conservados en algunas de estas rocas, constituyen otra herramienta útil para establecer la secuencia de una serie de depositaciones de rocas sedimentarias formadas por carbonato de calcio (CaCO_3) en forma de fragmentos de conchas de animales fósiles. Las pizarras son rocas endurecidas y compactadas de arcillas y lodo; y las areniscas, que están formadas de granos de arena cementados, también pueden contener materiales fósiles tales como conchas y fragmentos de conchas. Algunas de estas conchas fósiles son fácilmente identificables cuando se les compara con sus similares de hoy en día. Muchas otras se parecen a los animales de la actualidad, pero obviamente son diferentes, y otros, que también son restos de conchas animales, no se parecen nada a los actuales. No todos los fósiles son de animales invertebrados como las almejas y las ostras. Los excavadores de capas formadas descubrieron hace millones de años partes de algunos animales vertebrados como los reptiles o mamíferos y en algunas ocasiones también se pueden observar hasta restos de dinosaurios, esqueletos de peces y dientes de tiburón. Las plantas fósiles son abundantes, particularmente las que se encuentran dentro de las rocas y en las que contienen capas de carbón, en donde es posible encontrar helechos, hojas, varas, ramas y hasta troncos completos.

Así se llegó a la conclusión de que estos fósiles representan formas de vida en diferentes periodos de tiempo y que gracias ellos podemos deducir el flujo de la evolución de los organismos más primitivos tan complicados como el *homo sapiens*. Uno de los primeros en dar este salto fue Leonardo da Vinci y posteriormente Nicolaus Steno. Él comparó, en el siglo XX, los dientes de los tiburones de la actualidad con los conocidos como dientes linguales de Malta en el Mediterráneo; concluyó entonces que ambos provenían del mismo tipo de tiburón. Muchos objetaron la conclusión de Steno; pero las similitudes entre las formas de los animales modernos y estos fósiles, especialmente sus partes duras como dientes, huesos y conchas, se suman a un gran número de evidencias que pueden ayudar a determinar los orígenes de la Tierra.

¿Pero, cómo influye todo esto para determinar una escala de tiempo? La principal evidencia se puede

encontrar en las rocas del Gran Cañón en donde existe una gran variedad de fósiles en las rocas expuestas, particularmente en las calizas. Cada capa de calizas encierra una importante cantidad de fósiles de distintas especies, diferentes de una capa a otra. Este arreglo vertical de diversos fósiles se conoce como sucesión de fauna. En esta forma de vida en secuencia, los fósiles representan a las capas de rocas sedimentarias de los fósiles, la secuencia estratigráfica, la fauna y las series estratigráficas que tienen el mismo orden. Por conveniencia, para representar en un mapa las calizas y otras rocas, se deben agrupar en función de las capas de la misma edad estratigráfica y de los materiales con las mismas propiedades y apariencia física. Esta combinación de propiedades y apariencia se conoce como litología. Cada formación representa un conjunto de capas de rocas distintivas que pueden ser reconocidas fácilmente como una unidad.

Una vez que las formaciones y las secuencias estratigráficas hayan sido dibujadas en papel a través de los años, y en todo del mundo se lleguen a formar todas las sucesiones de fauna, se podrán comparar con las secuencias. Esta es la regla en las formaciones fosilíferas de todas las edades desde el inicio del Periodo Cámbrico, cuando los animales con conchas evolucionaron.

Estos ensambles fósiles pueden ser utilizados como "huellas" de formaciones; cada ensamble tiene una característica distintiva, aun cuando algunas especies particulares pueden presentarse en diversas formaciones.

Esta característica de los fósiles en los sedimentos fue observada por William Smith en los conjuntos de fósiles que encontró en Inglaterra en 1793. Smith, ingeniero e inspector, trabajó en las minas de carbón y elaboró mapas topográficos de túneles. No tenía idea de la evolución orgánica que Darwin enunció años más tarde, sin embargo, hizo hincapié en las formaciones que contenían fósiles distintos pero con similitudes útiles para distinguir una formación de otra. Como para el siglo XIX ya se conocían los elementos necesarios para dibujar una sucesión estratigráfica de rocas en diferentes lugares y niveles, los planos de Smith contaron con esos adelantos.

Interpretación de la secuencia del Gran Cañón

En el Gran Cañón, las rocas expuestas en la parte de abajo son oscuras y forman capas o cuerpos insertados en un corte transversal de estructuras. Algunas de ellas están formadas por cristales de cuarzo y otras por partículas tan pequeñas que son imperceptibles a simple vista. Estas características son interpretadas por los geólogos como evidencias de origen ígneo; esto quiere decir que estas rocas fueron formadas por el enfriamiento y solidificación de material caliente fundido o magma. Se infiere que los cuarzos cristalinos se formaron en las rocas mientras estuvieron sepultadas en la profundidad de la tierra; estas *intrusivas* se originaron como magma caliente que migró hacia las fracturas y otras fisuras que rodean las rocas. Los cristales grandes son característicos de las intrusivas y el resultado de un enfriamiento lento del magma que tiene lugar debajo de la superficie. Las rocas de grano fino, *extrusivas*, fueron formadas como flujos de lava y depósitos de ceniza de erupciones volcánicas. Sus características de textura fina indican el rápido enfriamiento en la superficie.

Otro grupo de rocas expuestas en este río son las de textura laminar o de hojas, conocidas como *foliadas*, formadas por la alineación de minerales a lo largo o en planos ondulados. La foliación puede confundirse con las capas. Estas rocas metamórficas fueron sedimentarias e ígneas, pero han sido alteradas por la acción del calor y la presión que ejerce la profundidad que las sepulta.

Las rocas más bajas del río, de la formación Vishnu, son una mezcla compleja de rocas ígneas y metamórficas. No tienen fósiles y no hay forma de conocer su edad observando sus minerales y su textura. No obstante, se sabe que la formación Vishnu es la roca más antigua del Gran Cañón. Debido a su posición, proporciona la primera vista de su historia. Las rocas del Vishnu, originalmente formadas por flujos de lava, depósitos de ceniza y sedimentos, fueron sepultadas profundamente por rocas que actualmente las cubren; su metamorfosis se debió al calor y a la presión, y posteriormente fueron invadidas por el magma. Siguiendo a la Vishnu, se observa una capa en línea discontinua; es decir una *disconformidad angular* con una superficie de erosión que separa dos conjuntos de rocas depositadas en forma no paralela. Esto significa que origi-

nalmente las capas horizontales de abajo fueron deformadas y se erosionaron, aunque la capa inferior se depositó horizontalmente. Las rocas muestran en muchas partes la evidencia de tales deformaciones físicas. Las capas sedimentarias, una vez que se encuentran horizontales, están en lugares foliados (inclinados en una estructura ondulada) y fallados (quebrados y desplazados a lo largo de fracturas). Las mismas características estructurales, algunas veces más difícilmente reconocidas, se encuentran en rocas ígneas y metamórficas. Sin embargo, se puede añadir un episodio de deformación y levantamiento a la historia de sedimentación, sepultamiento y metamorfosis.

Las rocas que se encuentran en el Vishnu son calizas, pizarras y areniscas. En las series del Gran Cañón, estas rocas no contienen fósiles de organismos con conchas como las del Cámbrico, ni rocas de eras más jóvenes, así es que no pueden ser atadas a una sucesión de fauna estándar. Las conclusiones de la inspección de estas series, es que son más jóvenes que la Vishnu, pero más antiguas que las rocas subsecuentes, y su inclinación es posterior a su posición horizontal original. Las rocas sedimentarias como éstas son perfectamente ordinarias en todos los aspectos, excepto por dos características: contienen fósiles sin conchas aunque pudieran contener organismos como las algas, y pueden estar asociados con deformaciones y rocas metamorizadas como las del Vishnu. En el siglo XIX, las rocas de este tipo eran parte de un conjunto de estratos fosilíferos jóvenes conocidos como el Precámbrico, no obstante, siempre permanecieron en un foliamento complejo y fallado en contraste con un menor número de deformaciones de rocas jóvenes. (figura 9).

Otra disconformidad claramente observable es la que separa las series del Gran Cañón en los guijarros cafés de tepetate. El tepetate no contiene fósiles pero su edad se puede determinar refiriéndola a otras formaciones porque se mezcla entre ellas creando una sucesión. Más arriba de esta formación se encuentra otra constituida básicamente de pizarra, denominada Ángel Brillante. Esta pizarra contiene pocos fósiles, muchos de los cuales son trilobites artrópodos extintos relacionados con los actuales cangrejos. Las distinciones entre los trilobites de diferentes edades pueden ser utilizadas por los paleontólogos para fechar estas rocas. Comparando las especies de trilobites de diferentes secuencias estratigráficas en distintas partes del mundo se ha elaborado una sucesión compuesta. Como resultado de estos estudios, los geólogos han encontrado que la pizarra de Ángel Brillante que se encuentra abajo del tepetate no fosilífero en la parte oeste del Cañón es más antigua que la del este del mismo. Esto indica que el mar en el que se depositó esta pizarra se movió posteriormente al este. La pizarra Ángel Brillante empezó a depositarse en el mar y gradualmente se movió hacia la tierra como prueba de la trasgresión. Una vez más, la simple evidencia geométrica permite concluir que el mar avanzó lentamente del oeste al este; transporta continuamente la arena a lo largo de las playas, y el lodo a la profundidad del mar. Por el contrario, la retirada del mar y la distribución inversa de sedimentos con relación a las líneas marinas se conoce como regresión. Aun a gran distancia, la mayoría de las formaciones que se ven en las paredes del Gran Cañón se pueden distinguir fácilmente.

La siguiente formación es una caliza llamada Temple Butte, delgada y fácilmente imperceptible a lo



Figura 9 Afloramiento de una estructura ondulada

largo de las paredes del Cañón. Lo importante de éstas calizas es que contienen esqueletos fósiles de organismos primitivos. Se sabe, por la sucesión general de animales fósiles que estos peces vivieron en una etapa muy posterior a la de los trilobites del Muav. Los fósiles de animales marinos que vivieron en la etapa de sedimentación del Muav y el Temple Butte se han visto en formaciones de varias partes del mundo. Estas son evidencias de una gran brecha en los registros, de una disconformidad entre la Muav y el Temple Butte. Si algún sedimento fue depositado durante esta etapa, representada por una disconformidad, fue posteriormente erosionado sin dejar rastro. La secuencia implicó una historia de sedimentación del Muav y sepultamiento (pero sin deformación, permanece horizontal), antes de ser levantada, erosionada y posteriormente cubierta por los sedimentos que integran ahora la formación Temple Butte.

La disconformidad entre Temple Butte y las calizas de Redwall representan un tipo de brecha, al igual que la disconformidad entre las formaciones Redwall y la Supai. La era de Redwall es conocida por su esparcido contenido de fósiles no marinos y de plantas como aquéllos que se encuentran en las capas de carbón de Estados Unidos y Europa. De igual importancia son las huellas de reptiles primitivos de la formación Supai (figura 10).

En las paredes del Gran Cañón se encuentran otras disconformidades, precisamente en la parte superior de la formación de pizarras rojas llamada Supai. La Hermit es sucedida por las arenas de Coconino que contienen más huellas de animales vertebrados, aunque se distingue de otras capas porque no es uniforme y horizontal y está compuesta por muchos sedimentos compactados con materiales con inclinaciones de 35°. Este tipo de capas se conoce como cruzadas; característica de las dunas de arena sobre la tierra y de las formadas en corrientes de ríos y bajo el mar. Basándose en huellas de animales vertebrados y en los tipos de dunas en capas cruzadas, muchos geólogos creen que la formación Coconino nació por acción del viento. La siguiente formación que se observa en esta secuencia es la Kaibab.

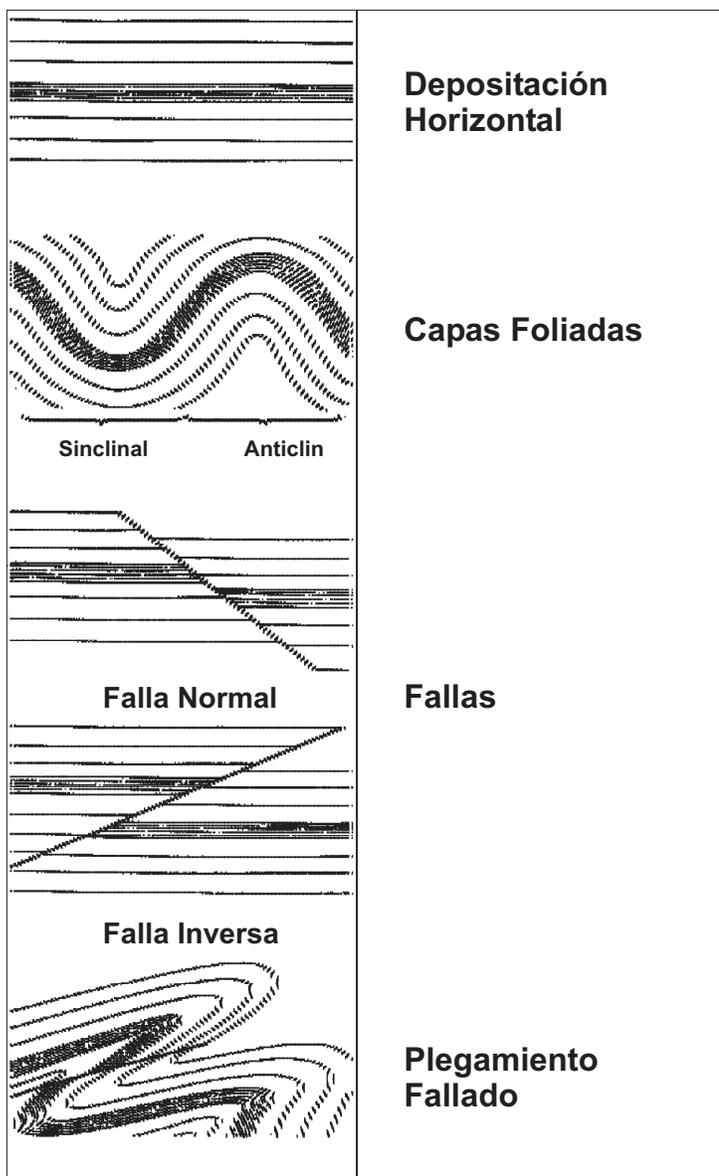


Figura 10 Tipos de estructuras

Si se hiciera una inspección detallada de las secciones del Gran Cañón, se observarían formaciones más jóvenes que el Kaibab. Partiendo de las sucesiones fragmentarias, se podría construir una composición que incluiría arenas rojas, café, grises y amarillas, conglomerados y pizarras que contienen los famosos troncos petrificados, y en algunos lugares hasta restos de dinosaurios.

Las rocas del Gran Cañón contienen muchas historias sobre el avance y retroceso de los mares, de la aparición y desaparición de diferentes tipos de organismos

y de los de medios terrestres y marinos en los que esta remarcable variedad de sedimentos fue depositada. Pero una de las historias más importantes es la del tiempo que está representado en las rocas del Gran Cañón y registrado en las disconformidades entre muchas de las formaciones. De la escala de tiempo radiactivo, basada en los elementos radiactivos de los minerales, se sabe, por ejemplo, que la formación Vishnu tiene una edad que va de 1,400 a 1,500 millones de años, y que la parte superior de Kaibab tiene cerca de 225 millones de años.

Las rocas como registro de los movimientos de la Tierra

Las disconformidades no sólo datan los intervalos de erosión, también registran los movimientos más antiguos de la Tierra. Las capas ubicadas bajo tales disconformidades fueron foliadas, inclinadas, falladas y levantadas antes de que se produjera la erosión. Este fenómeno antecedió a los movimientos de la Tierra por la subsidencia de la corteza que pudo contabilizar no sólo los cambios debidos a la erosión sino también a la sedimentación.

Las disconformidades se pueden explicar como registros de periodos de la construcción de las montañas, aunque en la actualidad sólo se ven sus raíces. Las disconformidades –brechas de tiempo entre dos unidades que han formado capas planas paralelas – son menos drásticas pero también implican la misma secuencia general de levantamiento, erosión y subsidencia.

Existen otras formas para describir las secuencias de tiempo. No obstante, las rocas ígneas no están estratificadas como sedimentos, también tienen características que las colocan en una escala de tiempo. Las intrusiones ígneas inyectadas como un magma móvil pueden mostrar contactos suaves. Estos contactos cortan de manera cruzada e interrumpen las estructuras originales en las rocas. Tales cortes de intrusiones forman las discordancias. Son tipificadas por hojas delgadas denominadas diques que se pueden acoplar a cualquier ángulo. Las intrusiones pueden mostrar contactos concordantes, como los travesaños, que siguen las capas de los sedimentos dentro de los cuales son intrusionadas. Las concordancias y las discordancias relacionadas entre las rocas ígneas y las sedimentarias adyacentes, metamórficas y otras rocas ígneas, pueden ser utilizadas para datar estas formaciones de la

misma forma que las leyes de Steno relacionadas con la horizontalidad original y la superposición que se puede usar para figurar las edades relativas de los sedimentos. De manera similar, los pliegues y las fallas pueden encajar en secuencias de tiempo como un pozo.

Hutton y el uniformitarismo

No obstante que se ha utilizado el razonamiento en la interpretación de las secuencias del Gran Cañón y aparentemente ésta es correcta, fue hasta el siglo XVII cuando los geólogos estuvieron listos para creer que había habido una evolución en la superficie de la Tierra. Hasta entonces se encontraron con el reto de dar una explicación sobre la formación de rocas bajo la perspectiva de que la Tierra fue creada por Dios con sus valles, ríos y montañas tal como se ve actualmente. La manera actual de observar la Tierra reconoce además los constantes cambios debidos a las fuerzas geológicas que modifican la superficie y el interior de nuestro planeta.

Un caballero escocés, James Hutton, mostró el camino con su libro *Teoría de la Tierra con pruebas e Ilustraciones*, presentada por primera vez a la Sociedad Real de Edimburgo en 1785. La gran orientación de Hutton es su reconocimiento a la naturaleza cíclica de los cambios geológicos y la forma como los procesos ordinarios, operaciones por grandes intervalos de tiempo, pueden efectuar cambios importantes. Él razonó, partiendo de la observación, que las rocas decaen lentamente y se desintegran bajo la acción del agua y el aire. Este proceso –descomposición de la roca – produce ruinas de grava, arena y sedimentos, y fomenta la erosión de la Tierra. El agua y el aire también actúan como medios de transporte de las partículas, muchas de las cuales terminan muy arriba o abajo del nivel del mar. Los depósitos son compactados, cementados hasta que finalmente se vuelven rocas sedimentarias, en un tiempo posterior según Hutton, el calor subterráneo y la expansión térmica pueden producir una intrusión de rocas ígneas. El episodio plutónico podría estar acompañado por un levantamiento de sedimentos y deformación interna de pliegues y fallas y por la construcción de montañas u orogenia. Los sedimentos marinos emergen en forma de tierra llevando los depósitos a las partes altas en donde son erosionados en la tierra que nuevamente emerge y así vuelve a iniciarse el ciclo.

Hutton observó y estudió cada etapa del ciclo: en el caso de las montañas erosionadas, los ríos transportan las partículas de roca al mar, las olas del mar golpean las rocas, las arenas y los lodos caen al fondo y posteriormente son sepultados en el fondo del mar. Debido a las leyes químicas y físicas, el comportamiento geológico no cambia y entonces con el tiempo se puede inferir, mediante el estudio de los procesos en el presente, su comportamiento en el pasado. Hutton, seguido por Charles Lyell (*Principios de Geología*, 1830), utilizó y publicó este principio de uniformitarismo. Este uniformitarismo, como se conoce actualmente, no apoya el precepto de que la velocidad de los cambios geológicos o su naturaleza precisa tengan que ser los mismos. El vulcanismo pudo ser más frecuente en el pasado que ahora. No obstante, los volcanes de la antigüedad seguramente liberaron gases y depositaron capas de ceniza y flujo de lava, tal como los modernos cuando hacen erupción. Uno de los razonamientos de los geólogos sobre el estudio de la erupción del volcán Santa Helena, fue aprender cómo interpretar los depósitos de los volcanes antiguos.

Muchos de los conceptos utilizados en el campo moderno de la interpretación se basan en los descubrimientos hechos por los geólogos a fines de los siglos XVIII y XIX, pero fue Hutton el primero en reconocer que los cuerpos ígneos deben ser más jóvenes que las rocas que intrusionan. Hutton también observó que los fragmentos de rocas en formaciones sedimentarias o ígneas deben pertenecer a rocas más antiguas de las que forman parte, y fue la primera persona que tuvo la idea de que un ciclo de levantamiento, erosión, subsidencia y sedimentación, podría mostrarse como una disconformidad en los registros estratigráficos.

Con estos principios, los geólogos del siglo XIX abrieron una nueva era. La historia contenida en formaciones de rocas pudo finalmente ser descrita, y quienes escribieron lograron viajar tiempo atrás para ver las capas antiguas. Esto hizo posible reconstruir las interrelaciones entre montañas, océanos, climas, animales y plantas desde hace mucho tiempo. Ahora, la geografía y la geología tienen una contraparte histórica: la *paleogeografía* y la *paleología*.

Evolución y escala de tiempo

El concepto de la evolución tuvo gran impacto debido a que su estructura teórica apoyó el concepto de que el tiempo relativo cambió en las especies fósiles y que podrían utilizarse para elaborar una escala estratigráfica de tiempo. Los nombres de los periodos de tiempo fueron tomados con base en tres preceptos: la localidad geográfica en donde las formaciones se presentaron mejor; el lugar en donde fueron primeramente estudiadas; o bien, por algunas características particulares de su propia formación. Por ejemplo, el Jurásico se denominó así por las montañas Jura de Francia y Suiza, así como el Carbonífero fue denominado, a su vez, por las rocas sedimentarias con carbón de Europa y Norteamérica.

Cada periodo de la escala de tiempo estratigráfico es representado por un sistema apropiado de rocas, y diferenciado por periodos de tiempo y sistemas. Cada una de estas unidades es representada por épocas y los sistemas por series. Las épocas y las series tienen nombres geográficos, a excepción de los nombres antiguos de muchas de las épocas que son llamadas simplemente Superiores, Medias e Inferiores.

El tiempo absoluto y la escala de tiempo geológico

La pregunta sobre cuántos años están exactamente representados en una roca en la escala de tiempo estratigráfico ha sido debatida durante los últimos 2,500 años. Se sabe que Xenophanes (570 – 470 años AC) fue el primero en reconocer a los fósiles como restos de formas de vida así como en relacionarlos correctamente con las rocas originadas por sedimentos en el fondo marino. Más aún concluyó que tales rocas y fósiles deben tener una gran edad. Alrededor del año 450 antes de Cristo, el gran historiador griego Herodotus navegó a lo largo de la parte baja del río Nilo. Sus observaciones le permitieron razonar que el delta del Nilo fue formado por una serie de inundaciones; después dedujo que si una simple inundación formó una delgada capa de sedimentos, debió tomarle miles de años crecer al delta del Nilo.

La evidencia demanda un gran periodo de tiempo para tener cualquier efecto en la transformación de las montañas y la acumulación de sedimentos. En la búsqueda de la escala de tiempo de procesos y utilizando la idea del uniformitarismo, los geólogos

han podido definir que las rocas son muy antiguas y aún más la Tierra.

Al mismo tiempo, los físicos disfrutaban de una nueva serie de actividades. Aplicando las ideas de Galileo y Newton, quien en 1687 estableció las bases para la teoría de la gravedad, los físicos pudieron calcular el tiempo que se requiere para la formación y órbitas de los miembros del sistema solar. El tiempo necesario observado es mucho mayor que el registrado en la Biblia. Sin embargo, antes del siglo XIX los físicos sólo se apegaban a los preceptos religiosos ortodoxos. Isaac Newton fue un hombre devoto. A pesar de esto, a mediados del siglo XVIII el francés Comte de Bufón analizó la velocidad de disolución y enfriamiento de unas bolas de acero. Sus conclusiones las resumió en una interrogante: en el interior de la Tierra debe haber metal para calcular cuánto tiempo le tomó enfriarse. Su resultado, 75,000 años, no fueron tan satisfactorios: para los fundamentalistas, fue mucho tiempo y para muchos geólogos fue muy poco.

Más tarde, Herman Ovi Helmholtz, uno de los fundadores de la ciencia termodinámica, analizó el problema de la luminosidad del sol y posteriormente Immanuel Kant calculó que si la luminosidad del sol proviene de una combustión ordinaria solamente podría permanecer ardiendo mil años. Después determinó que provenía de un calor que requería una contracción gravitacional de la gran masa del sol y partiendo de este estudio, determinó que la edad de la Tierra era de 20 a 40 millones de años.

El descubrimiento de mayor importancia para el mundo llegó en 1895 cuando, un físico francés, Henri Becquerel descubrió la radiactividad en sales de uranio casi al mismo tiempo que el alemán Willhelm descubrió los rayos X. Poco después, Marie Curie hizo el crucial descubrimiento y aislamiento del radio, elemento radiactivo. En 1905 el físico Ernest Rutherford complementa el estudio al descubrir que los procesos radiactivos de los minerales podían ser utilizados para fechar las rocas. Él dató un mineral uranio en su laboratorio en la Universidad de McGill en Montreal, Canadá. En el mismo año, Boltwood en Yale, Estados Unidos, descubrió el "ionium" que era un isótopo de torio. Fue hasta 1913 cuando Soddy clarificó la naturaleza de los isótopos cuyos métodos podrían ser refinados y hacerlos más aproximados.

Los relojes en las rocas

Los pioneros de la física nuclear descubrieron que los átomos de ciertos elementos, como los radioactivos, se desintegran espontáneamente para formar átomos de diferentes elementos y liberan energía en el proceso. Lo más importante de esta herramienta es que *la velocidad promedio de desintegración es fija y no varía con ninguna de las condiciones químicas o físicas típicas* que afectan a muchos de los procesos físicos o químicos. Esto significa que una vez que una pequeña cantidad de un elemento radiactivo es creado en algún lugar del Universo, comienza a actuar firmemente como un engrane de reloj balanceado apagando el estallamiento de un átomo y después otro a una velocidad definida.

Para utilizar esta herramienta es necesario tener un marco de referencia: los números que se utilizan para leer el reloj radiactivo son proporcionados en forma de átomos nuevos, los *hijos de los elementos* que están formados de otros que se desintegraron anteriormente, los *elementos padres*. Si se pueden identificar y contar los elementos hijos de los átomos y si se conoce la velocidad promedio de decaimiento, se puede determinar el tiempo en que no existían los hijos. La idea es simple, pero su aplicación práctica requiere un mayor esfuerzo por parte de aquellos geólogos que combinan sus conocimientos de física nuclear con los de geología: los expertos en geocronología.

Qué sucede con los átomos radiactivos

Todos los átomos contienen un núcleo denso en donde prácticamente se encuentra toda la masa del átomo. Alrededor del núcleo hay una nube de electrones. El núcleo contiene dos tipos de partículas: el protón con una carga eléctrica positiva de +1 y el neutrón eléctricamente neutro. En un átomo completo, el número de protones en el núcleo está balanceado por igual número de electrones en el exterior de la nube; cada uno de ellos tiene una carga negativa de -1. El número de protones (o electrones) es único para cada elemento y se denomina número atómico (generalmente simbolizado con una "Z"). La suma de las masas de los protones y neutrones es el peso atómico del átomo. Todos los átomos del mismo elemento tienen el mismo número atómico; por ejemplo, el número atómico del carbón es 6. Los diferentes isótopos de un elemento tienen el mismo número de protones

pero diferente número de neutrones. Los isótopos de carbón existen con 6, 7 y 8 neutrones, con masas atómicas de 12, 13 y 14. De estos isótopos, el carbono 12 (^{12}C) y el carbono 13 (^{13}C) son estables; es decir, no cambian o se desintegran espontáneamente. Pero el ^{14}C decae también de manera espontánea al elemento nitrógeno. Otro elemento que experimenta el mismo fenómeno es el rubidio 87 (^{87}Rb), que se transforma a estroncio 87 (^{87}Sr). Una diferencia importante entre el decaimiento del ^{14}C y el ^{87}Rb es la velocidad a la que los átomos decaen. Esa velocidad es conocida comúnmente como término de vida media: el tiempo requerido por la mitad del número original del átomo radiactivo para que decaiga. Es decir, que después de que un elemento radiactivo es incorporado dentro de un mineral, al término de la primera vida media, se queda una mitad; al fin de la segunda vida media se queda un cuarto; al fin de la tercera un octavo y así sucesivamente.

Se puede comparar la velocidad de decaimiento de ^{14}C , 5,570 años, con el del ^{87}Rb que tiene una vida media de 47 billones de años. Es la vida media que dicta que ^{14}C es comúnmente utilizado para cronometrar únicamente los últimos 30,000 años o para la historia de la Tierra, poco más de 5 vidas medias. En contraste, tres billones de años, relacionadas con la edad de muchas rocas encontradas en la tierra, es solamente cerca de 1/16 de una simple vida media del ^{87}Rb . Este factor hace del rubidio 87 una fácil elección para determinar la edad de las rocas.

El carbono 14 y el rubidio 87 experimentan un simple proceso de decaimiento. El primer esquema de decaimiento que ha sido utilizado para fechar es el elemento uranio, utilizado ampliamente en la actualidad. El uranio tiene dos isótopos radiactivos, cada uno de ellos decae a un isótopo de plomo y helio. Otro elemento, el torio, también puede decaer a plomo. Las vidas medias de estos decaimientos es de miles de millones de años, lo cual los hace apropiados para datar los objetos más antiguos de nuestro sistema solar.

Otro isótopo radiactivo de gran importancia para datar la antigüedad de las rocas es el potasio 40. Decae por un esquema que tiene dos rutas. En una de ellas, el ^{40}K decae a un isótopo de calcio, ^{40}Ca . Cerca del 89% de los átomos del ^{40}K en cualquier grupo de átomos sigue esta ruta. El 11% restante de los átomos del ^{40}K decaen a la forma del gas inerte argón, ^{40}Ar . La ruta de decaimiento posterior es la

que se utiliza para fechar, debido a que la hija, ^{40}Ar , puede ser fácilmente distinguida del argón ordinario formado de otra forma; mientras que ^{40}Ca es calcio ordinario y los átomos de origen radiogénico no pueden ser distinguidos de otros.

Una vez que se descubrieron los isótopos y se inventaron instrumentos que permitieron realizar análisis químicos, comenzó la tarea de identificar la edad de las rocas. El decaimiento del uranio-torio fue el primero que se estudió y es en esencia el más utilizado. Esto se debe a su facilidad de uso, pues sólo requiere un análisis químico ordinario para uranio y plomo. Es bastante exacto para dar una fecha aproximada en rocas que contienen minerales de uranio y en rocas que se considera contienen poco plomo. Desafortunadamente, no se puede distinguir entre el plomo que se origina de los diferentes isótopos de uranio y de torio.

El siguiente desarrollo en orden de importancia se dio entre 1920 y 1930, cuando el espectrómetro de masa fue inventado. Ese instrumento fue diseñado para producir un haz de átomos eléctricamente cargados de la muestra que se va a estudiar. El haz pasa a través de campos magnéticos y eléctricos, de tal forma que los átomos son deflectados por una cantidad que depende directamente de su masa. Estos isótopos de elementos pueden ser separados. La precisión y sensibilidad de estos instrumentos se ha improvisado firmemente, por lo que actualmente se pueden analizar hasta cantidades por minuto de isótopos individuales.

No todos los decaimientos radiactivos pueden ser analizados por la espectrometría de sus masas. Muchas etapas del ^{14}C son determinadas del carbón en una planta muerta. Durante el crecimiento, las plantas se incorporan fijamente a una pequeña cantidad de ^{14}C a lo largo de otros isótopos de carbón contenidos en el dióxido de carbono de la atmósfera. Cuando una planta muere se detiene la fotosíntesis y no se lleva un nuevo ^{14}C . La cantidad relativa de ^{14}C en este punto, es aproximadamente el mismo que el radio en la atmósfera (un radio que se considera con un constante remanente para los últimos cien mil años), pero decrece firmemente con la edad como el decaimiento radiactivo del ^{14}C . La cantidad de ^{14}C remanente se mide indirectamente por el conteo del decaimiento de partículas emitidas por el ^{14}C que aún permanece en la muestra. El conteo, llamado ^{14}C activo, puede ser utilizado para calcular la edad, si partimos de que el decaimiento de partículas producidas es proporcional al

número de átomos de ^{14}C presentes, y ese conteo puede ser comparado con la actividad más alta de una muestra contemporánea de ^{14}C .

Hasta hace pocos años, era difícil extender este método hacia eras mayores de 40,000 años. Apenas hace cinco años, los físicos comenzaron a desarrollar métodos que utilizan aceleradores de partículas para medir los átomos del ^{14}C en la muestra, más que el conteo de las partículas que decaen. Esto ha permitido datar materiales de 70,000 años de edad, como la habilidad de fechar eventos relacionados a la reciente era glacial y el crecimiento de la cultura humana ha mejorado notablemente.

Una vez que los minerales en una roca son formados, cualquier elemento radiactivo guarda todo el tiempo transcurrido. Lo que actualmente se mide, es el tiempo transcurrido del elemento padre radiactivo que forma parte de una roca y cuyos elementos hijos no pueden escapar. Por ejemplo, cuando el uranio se incorpora a una roca formada de minerales que se congelan de un estado líquido, es separado por el proceso de cristalización del plomo formado por el decaimiento previo. Una vez que el proceso de decaimiento se transforma en una roca sólida, los elementos hijos son atrapados y las cantidades de plomo son eventualmente producidas. Esta cantidad de padres e hijos en una muestra de roca son una medida del intervalo de tiempo entre lo actual y el tiempo en que la roca se cristalizó. Estos métodos basados en el decaimiento del uranio, rubidio y potasio proporcionan la fecha de cristalización de las rocas en las que se encuentran estos minerales y, por interferencia geológica, de cualquier otra roca que tiene una edad definida en relación con la roca analizada. Así, cuando se fecha la cristalización de un granito, se sabe también que está rodeado por rocas sedimentarias, en las que el granito se intrusionó cuando se cristalizó, y que puede no ser más joven que el granito. Para determinar la edad absoluta de las rocas sedimentarias fechadas estratigráficamente es necesario saber la edad geológica de las rocas sedimentarias así como conocer los fósiles y estratos que la cubren, siempre y cuando sean más jóvenes que otras rocas radiactivamente fechadas o contengan minerales fechables.

Muchos factores pueden originar errores en las fechas obtenidas directamente por métodos radiactivos. Por ejemplo, si las soluciones de agua subterránea han

disuelto parte del plomo producido por el decaimiento del uranio, la edad puede ser subestimada. Otros eventos geológicos como el calentamiento o la disolución parcial de una roca en un episodio metamórfico posterior pueden poner en cero el reloj geológico. La interpretación de las edades de potasio-argón es complicada debido a que el elemento hijo es argón, un gas que puede difundirse fuera del mineral sólido, y esto provoca una falsa edad joven de la roca. Si partimos de que la velocidad de difusión del argón depende en gran medida de la temperatura, que se fecha actualmente, y puede ser interpretada como el tiempo en que la roca se enfrió, permitiendo el suficiente argón para que la roca se detuviera, ese tiempo se ha mostrado para apreciar posteriormente la formación de la roca. Entonces una dificultad en la interpretación de la fecha radioactiva es proporcionada como una ventaja y usada para aprender más acerca de la historia compleja de las rocas, tales como el tiempo de enfriamiento o episodios metamórficos.

Escalas de tiempo absoluto y estratigráfico

Los geólogos que trabajan en sedimentos fósiles tienen un reloj fino para medir el tiempo. Este artefacto es suficiente para que los geólogos puedan distinguir las edades relativas de formaciones de pocos metros de espesor, pero que pueden representar periodos de tiempo superiores a un millón de años. Se debe recordar, un millón de años, que es solamente 1/5000 de la historia de la tierra. El registro de las rocas del mundo entero de sedimentos fósiles ha sido mapeada y subdividida en el esquema de eras, épocas y edades, los geólogos estudian las rocas fosilíferas en el campo que necesita solamente conocimientos de paleontología para hacer un cálculo aproximado de la época en que las rocas se estudiaron.

Utilizar la escala de tiempo estratigráfico es como leer un reloj que permite definir un tiempo de otro, pero sin dar una idea exacta de la realidad. Este descubrimiento no fue tan sorprendente como el de la edad radioactiva inmediatamente vista por algunos geólogos como un medio para hacer un reloj combinado que funcionara como un guardador de tiempo absoluto. Diez años después del descubrimiento de la radioactividad se fechó la primera roca por el método del uranio-plomo. Ocho años más tarde Arthur Holmes, un joven geólogo inglés, que aún no recibía su grado de doctorado, publicó la primera edición de lo que sería una obra clásica: *La*

edad de la Tierra. Holmes dijo que el fechado de la edad radioactiva era opuesto a la escala de tiempo estratigráfico que encerraban las relaciones de la edad de los sedimentos fechados por los fósiles e intrusionados por las rocas ígneas, los cuales fueron fechadas por la radioactividad. La primera estimación del comienzo del Cámbrico fue colocada cerca de 600 millones de años antes del presente. Su última estimación, publicada en 1959, poco antes de su muerte, fue la misma.

La edad Fanerozoica contiene rocas con fósiles de organismos altos que representan cerca de 600 millones de años. Está dividida en etapas desiguales que son: la Paleozoica de 350 a 400 millones de años, la mesozoica de 150 millones de años; la Cenozoica de 70 millones de años. Los estratigráficos del siglo XIX dividieron en partes la columna geológica de acuerdo con lo que creían conveniente o apropiado en el área que estudiaban. Si los chinos y los indios hubieran hecho el mismo trabajo estratigráfico, la columna podría tener diferencias lejanas.

Descripción de la era Precámbrica

Debido a que no hay fósiles para relacionarla, la Precámbrica ha guardado siempre un misterio para los estratigráficos. Aunque no han estado disponibles para revelar las secuencias complicadas de rocas sedimentarias, ígneas y metamórficas en pequeñas áreas donde fue posible correlacionar una capa a la siguiente, la conjetura completa que se requirió para correlacionar una parte de un continente con otro.

Existen dos importantes diferencias entre el fechado radiactivo del Precámbrico y el fechado estratigráfico del Fanerozoico. En primer lugar, los eventos del Precámbrico que pudieron ser datados son episodios significativos de intrusiones ígneas, metamorfismo o construcción de montañas; mientras que el Fanerozoico es fechado por las edades de los sedimentos. Debido a estas diferencias, el Precámbrico proporciona un mayor registro discontinuo por la ocurrencia de intrusiones, metamorfismo y construcción de montañas que son irregularmente comparados a casi todos los registros continuos de sedimentación. En segundo lugar, la resolución o aproximación del fechado radiactivo en el Precámbrico, aunque está firmemente improvisado, permanece más bajo que el fechado estratigráfico en el buen conocimiento de las

partes del Fanerozoico. Como se ha notado anteriormente, los estratígrafos pueden dividir sus columnas en dos unidades que pueden tener menos de cien años de edad, y pueden estimar casualmente el tiempo relativo a los diez millones de años más cercanos.

Con todo lo anteriormente descrito, se puede formar un reloj geológico que describe la historia de la Tierra. El reloj mostrado en forma de espiral (figura 11) está formado de tal manera que cada revolución representa un billón de años cada subdivisión; *las horas*, corresponden a 100 millones de años y los minutos, representan un periodo de 10 millones de años. A simple vista en este reloj se puede observar que la era Fanerozoica representa un periodo corto de tiempo en la historia de la Tierra y el poco tiempo en que la humanidad ha evolucionado (figura 12).

Ejercicios

1. ¿Qué son las escalas de tiempo y cómo puede medirse su duración?
2. Elabore un dibujo que muestre: la depositación de los sedimentos; una intrusión de rocas ígneas; una capa de sedimentos deformados; erosiones; intrusiones por diques ígneos y lavas extrusivas, y depositación de sedimentos.
3. Muchas partículas finas de material se depositan a una velocidad de 1 cm/1,000 años. A esta velocidad de depositación ¿cuánto tiempo tardaría en acumularse una secuencia de un kilómetro, si la secuencia fuera interrumpida cada diez años por una disconformidad durante la cual no hay depositación por un millón de años?

III. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Los yacimientos petrolíferos se clasifican básicamente por el tipo de trampa en que se forman o por la clase de fluidos que almacenan (figura 13).

Por el tipo de trampa en que se almacenan, los yacimientos se clasifican en:

Trampas de Tipo Estructural.- Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas tales como los anticlinales y los sinclinales (simétricos y asimétricos).

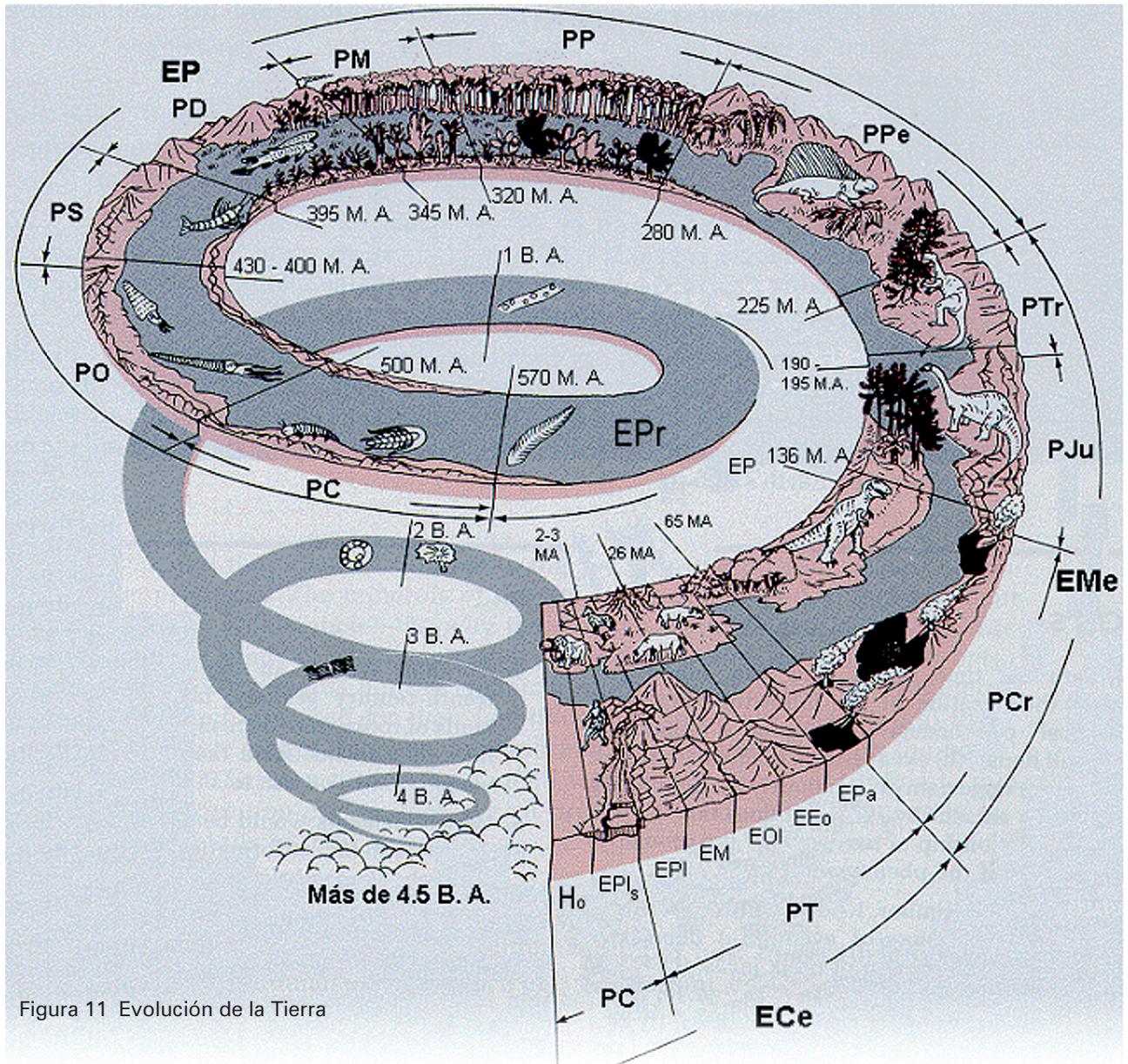


Figura 11 Evolución de la Tierra

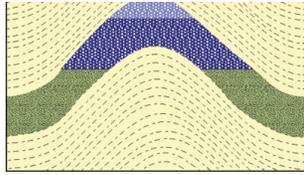
EPr = Era Precámbrica
 PC= Período Cámbrico
 PO = Período Ordovícico
 PS = Período Silúrico
 PD = Período Devónico
 EP = Era Paleozoica
 PM = Período Misisípico
 PP = Período Pensilvánico
 PPe= Período Pérmico
 PTr = Período Triásico
 PJu = Período Jurásico
 EMe = Era Mesozoica
 PCr = Período Cretácico
 MA = Millones de años

EPa = Época del Paleoceno
 EEo = Época del Eoceno
 EOI = Época del Oligoceno
 EM = Época del Mioceno
 EPI = Época del Plioceno
 EPLs = Época del Pleistoceno o reciente
 EH = Época del Holoceno
 ECe = Era Cenozoica
 PC = Período Cuaternario
 PT = Período Terciario
 BA= Billones de años

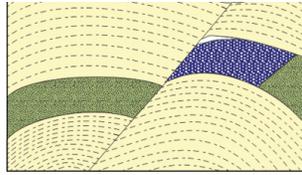
Era	Tiempo	Periodo	Millones de años antes del presente	Época	Eventos geológicos y paleontológicos mejor conocidos
	Roca	Sistema		Series	
Cenozoica	Cuaternario		01	Reciente	Glaciación mundial Evolución del homosapiens
			2	Pleistoceno	
	Terciario		7	Plioceno	Orogenia del Himalaya Evolución temprana del homo
			28	Mioceno	
			37	Oligoceno	Orogenia alpina Aparición de caballos
			53	Eoceno	
			65	Paleoceno	
			65		
Mesozoica		Cretácico	136	Primera etapa de montañas rocallosas	Evolución de plantas Aparición de aves y mamíferos
		Jurásico	190	Océano Atlántico	
		Triásico	225	Apalaches	
Paleozoica		Pérmico	280	Ensamble final de pangea	Reptiles
	Carbonífero	Pensilvánico	320	Formación extensiva de carbón	
		Misisípico	345		Árboles
		Devónico	395	Orogenia europea	Plantas Peces primitivos
		Silúrico	430		
		Ordivícico	500		
		Cámbrico	570		
	Precámbrica		Proterozoico	2,300	Evolución de organismos multicelulares y de conchas
		Arcaico	2,800		
			4,800		
			4,700		

Figura No. 12 Eras geológicas

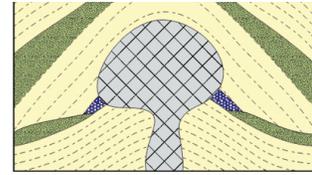
SECCIONES DE TRAMPAS GEOLOGICAS



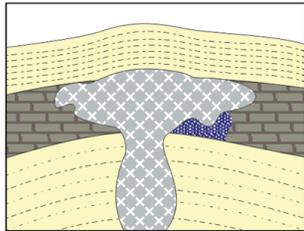
ANTICLINAL (A)



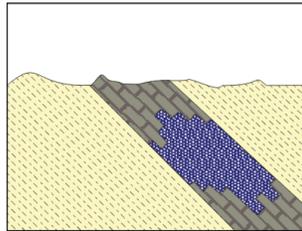
COMBINACIÓN PLIEGUE Y FALLA (E)



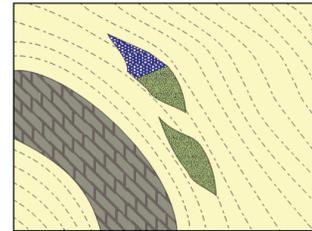
INTRUSIÓN SALINA (F)



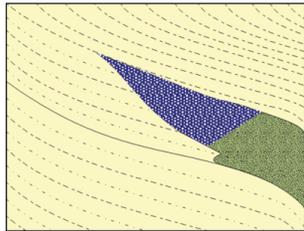
INTRUSIÓN IGNEA (G)



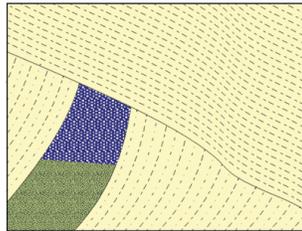
SELLO SÓLIDO DE HIDROCARBUROS



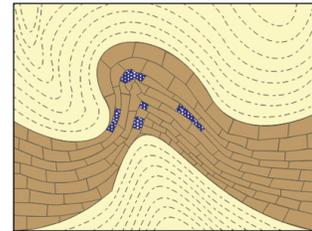
LENTES DE ARENAS (I)



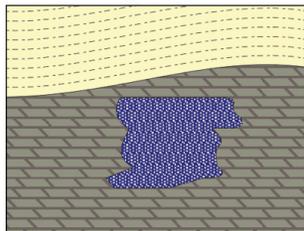
MONOCLINAL Y VARIACIÓN DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD (J2)



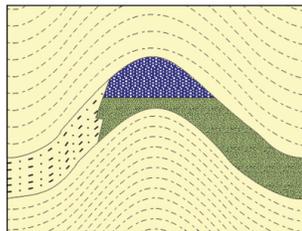
DISCORDANCIA (7)



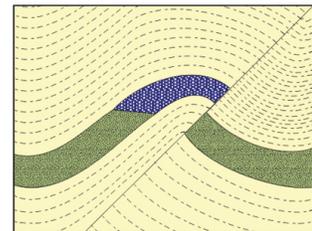
ZONA FRACTURADA (H)



CAMBIO DE POROSIDAD POR METASOMATISMO DOLOMÍTICO



COMBINACIÓN DE PLIEGUE Y VARIACIÓN DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD (J)



COMBINACIÓN DE PLIEGUE, FALLA Y VARIACIÓN DE POROSIDAD (J)

 ACEITE

Figura No. 13

Trampas estratigráficas.- Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen. Un cambio lateral de arena a lutita constituye una trampa estratigráfica

Trampas combinadas.- Se refieren a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos

Trampas asociadas a intrusiones ígneas.- Se conocen casos en los que una intrusión ígnea (sill) hace las funciones de roca sello.

Otra forma de clasificar los yacimientos es **por el tipo de fluidos** que almacenan, y son:

Aceite negro.- Contiene hidrocarburos líquidos viscosos de color café oscuro a negro con densidades que varían de 30 a 40 °API.

Aceite volátil.- Los hidrocarburos contenidos por ese tipo de yacimiento son de color café claro con matiz amarillo, rojo, o verde, y su densidad varía de 40 a 50 °API.

Gas y condensado.- Estos yacimientos contienen hidrocarburos condensados, en los que predomina el gas en fase líquida. Típicamente, su densidad se encuentra entre 50 y 70 °API.

Gas húmedo.- Almacenan gas con pequeñas cantidades de líquido de color claro o rosado, y sus densidades varían entre 60 y 70 °API.

Gas seco.- Estos yacimientos contienen gas seco como el metano, que tiene una fracción mol superior al 95%; básicamente no contienen líquidos.

IV. ETAPAS DEL PROCESO EXPLORATORIO

El objetivo de la exploración en México es evaluar el potencial petrolífero del subsuelo, patrimonio de la Nación, e incorporar reservas probadas de hidrocarburos dentro de normas de excelencia a nivel mundial bajo el

marco estricto de seguridad industrial y protección ecológica.

Con el fin de cumplir los objetivos anteriores, la exploración petrolera se debe realizar en las siguientes etapas: (figura 14).

1. **Estudio de cuencas.**
2. **Sistema petrolero.**
3. **Identificación, evaluación y selección de plays.**
4. **Identificación, evaluación y selección de prospectos.**
5. **Prueba de prospectos.**
6. **Delimitación y caracterización inicial.**

1. Estudio de las cuencas

Los estudios de cuencas están encaminados a definir la secuencia estratigráfica, espesor y tipo de roca (depositadas inicialmente en forma de sedimentos en depresiones marinas como el actual Golfo de México), así como el tiempo de su deformación. Esto con la finalidad de estimar qué tipo de rocas pueden almacenar petróleo o gas. Para lograrlo, se requiere apoyarse en investigaciones como la interpretación de imágenes (fotografías) de satélite, estudio de afloramientos, estudios geoquímicos, cartografiado de chapopoterías, y levantamientos geofísicos regionales. La sismología exploratoria es la más resolutive: mediante la inducción por medios artificiales (vibrosismos, dinamita, étera.) de

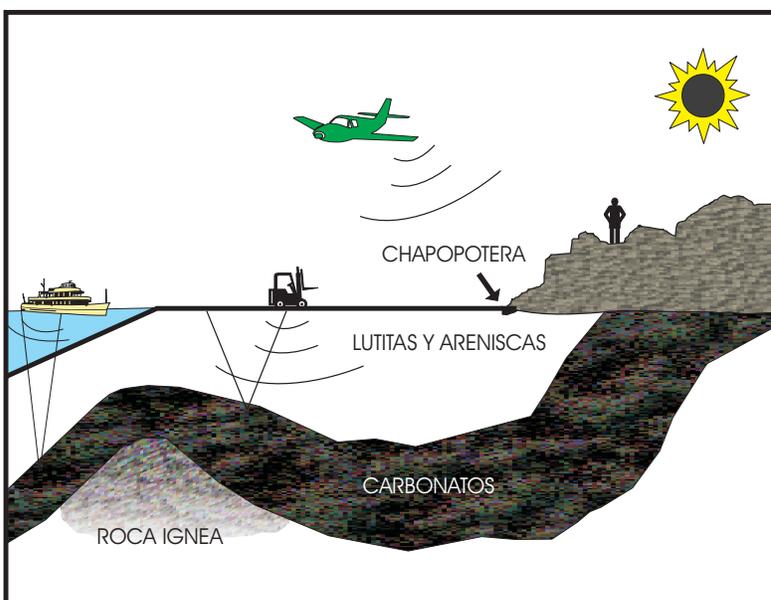


Figura 14 Etapas del proceso exploratorio

energía acústica al interior de la tierra y la detección de las ondas reflejadas por las diferentes capas geológicas ayuda a predecir la estructura y probable composición de las rocas en el subsuelo. Esta hipótesis se corrobora posteriormente con la perforación de pozos de sondeo estratigráfico.

2. Sistema petrolero

Una vez definida la potencialidad de la pila de sedimentos de una cuenca para almacenar hidrocarburos, se inician los estudios para detectar las áreas de rocas que generan y concentran aceite o gas (Sistema petrolero) en algún lugar de la cuenca sedimentaria. Los métodos más valiosos utilizados son análisis geoquímicos de las rocas e hidrocarburos presentes (chapoteras e impregnaciones en las rocas) y modelado de madurez térmica.

3. Identificación, evaluación y selección de plays

Play.- Es un grupo de prospectos o campos con similitudes geológicas en cuanto a generación, acumulación, trampa, maduración, migración y preservación. La organización de los tipos de plays para análisis económico es fundamental para el proceso de evaluación.

Los trabajos de identificación y evaluación de los objetivos petroleros (*play*) permiten delimitar aquellas áreas con mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos; es decir, que las rocas generadora y almacenadora, trampa y sello así como la sincronía y migración estén presentes. Para ello se requieren estudios complementarios, de sismología y análisis de laboratorio, así como la perforación de un pozo denominado de "evaluación de potencial".

4. Identificación, evaluación y selección de prospectos

Prospecto.- es una trampa mapeada no perforada sobre un *play*, en donde existe información sísmica de suficiente calidad para definir totalmente los cierres estructurales y/o estratigráficos. El prospecto deberá tener el volumen suficiente de reservas y un bajo riesgo para obtener un VPN (Valor Presente Neto) y VME (Valor Monetario Esperado) positivos.

La siguiente etapa es la identificación y selección de prospectos (localizaciones de pozos exploratorios) para lo cual se detallan los cuatro elementos ya cita-

dos con el fin de seleccionar el área más factible de perforarse y que incorpore el mayor volumen de petróleo. Para alcanzar esto, es necesario efectuar trabajos de detalle sismológico, interpretación geológica y geofísica detallada y modelado geoquímico.

5. Prueba de prospectos

Localizado el mejor sitio, se realiza la prueba de prospectos de perforación con la finalidad de confirmar los postulados objetivos petroleros. Los geólogos y paleontólogos del estudio de las muestras cortadas por el pozo y del análisis de los registros geofísicos evalúan las capas del subsuelo y seleccionan aquellas en donde es factible extraer hidrocarburos.

6. Delimitación y caracterización inicial

Lead.- Es una trampa parcialmente mapeada y no perforada sobre un *play*, en una trampa estructural y/o estratigráfica sin definición suficientemente como para aprobarse su perforación y sin un trabajo adicional que reduzca su incertidumbre.

Descubierto el yacimiento, es posible entrar a la última fase del proceso exploratorio: la evaluación de campos. En esta etapa se realizan los estudios necesarios para conocer con mayor seguridad la anatomía interna del yacimiento, la cantidad de reservas de petróleo que contiene la estructura descubierta, así como la forma más rentable y racional para extraer los hidrocarburos. En esta etapa, la geología, geofísica e ingeniería de yacimientos entran en acción.

Es importante mencionar que en cada una de las etapas de este proceso exploratorio se realiza un análisis económico con la finalidad de determinar la rentabilidad de las inversiones y descartar las áreas de mayor riesgo.

V. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS YACIMIENTOS EN MÉXICO

Los yacimientos petrolíferos ubicados en el territorio mexicano han sido agrupados en tres regiones con fines de estudio, control y desarrollo: la Región Marina, la Región Norte y la Región Sur.

La Región Marina, a su vez, está integrada por dos regiones: la *Marina Noreste* y la *Marina Suroeste*.

La Marina Noreste se encuentra ubicada al suroeste del país, dentro de la plataforma continental y del talud del Golfo de México. Abarca una superficie de más de 166 mil kilómetros cuadrados y queda totalmente incluida dentro de las aguas territoriales nacionales, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

como para la adquisición de información sísmica tradicional, en 1979.

Gracias a la elaboración de secciones geológicas estructurales y a los planos correspondientes, con el apoyo de diferentes actividades geológicas de evaluación regional y de detalle, se definieron los sistemas de depósito y su evolución geológica, y además se obtuvo una mejor caracterización de los yacimientos.

La Región Marina Suroeste se encuentra ubicada al sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud continental del Golfo de México. Abarca una superficie de 352,390 kilómetros cuadrados; en la parte sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, en dirección este con la Región Marina Noreste; al norte por las líneas limítrofes de las aguas territoriales; y al oeste con el proyecto Golfo de México de la Región Norte.



Con la información geológica obtenida de los pozos perforados en la península de Yucatán, norte de Campeche y los del área continental de Chiapas–Tabasco, se inició la elaboración de mapas paleogeográficos del Jurásico y Cretácico que indicaron condiciones estructurales y sedimentológicas similares entre la Sonda de Campeche y del área de Chiapas–Tabasco.

En esta porción se delinearón 30 estructuras con cierre estructural favorable para la acumulación de hidrocarburos. De las estructuras interpretadas, sobresalieron las del complejo Cantarell, una de las cuales fue perforada en 1975. El pozo exploratorio Chac–1 confirmó la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, en donde se producen aceite y gas en dolomías clásticas (brechas) del Paleoceno Inferior y Cretácico Superior. Su producción inicial diaria de aceite fue de 952 barriles. Este descubrimiento fue un incentivo para los trabajos de operación geológica, procesado interpretación de información sísmica, así

Desde el punto de vista exploratorio, la región se localiza dentro de la Provincia Geológica Marina de Coatzacoalcos. Sus antecedentes se remontan a 1923, cuando compañías petroleras extranjeras realizaron estudios geofísicos en la porción continental. En 1949, bajo la administración de Petróleos Mexicanos, se hicieron estudios de la porción marina frente a las costas de Coatzacoalcos y Veracruz; se perforó un pozo terrestre con dirección al mar, denominado Tortuguero–1. La actividad exploratoria continuó en forma irregular hacia el mar y en 1959 se descubrió el campo Santa Ana, productor de aceite en arenas del Mioceno de la formación Encanto. El descubrimiento de este campo confirmó el potencial petrolero del área marina. Sin embargo, es posible considerar como el verdadero inicio de la historia de la Región Marina Suroeste en 1971, cuando se concluyó el pozo Marbella-1.

A partir de esa fecha, la actividad exploratoria se incrementó, particularmente hacia la Sonda de Campeche. En 1979, se descubrió un yacimiento de aceite ligero con el pozo Abkatún 1–A que se termi-



franja oolítica del Kimmeridgiano (Campos Uech y Och), de las calizas fracturadas del Cretácico (Campos Yum, Misón y Kix); los de las brechas distales del Cretácico Superior (Campos Chuc, Abkatún, Pol y Caan).

La Región Norte es la más extensa del sistema petrolero nacional con más de 2 millones de kilómetros cuadrados. Limitada al norte con Estados Unidos de Norteamérica, al este con el Golfo de México, al poniente con el Océano Pacífico y al sur con el Río Papaloapan.

nó el 10 de abril del mismo año. Ahí se produce aceite de 28 grados API, a una profundidad total de 3,600 metros, en la formación Brecha Paleoceno y Cretácico Superior.

El marco geológico de la región contiene elementos que constituyen el Golfo de México: la Plataforma de Yucatán, las Cuencas Terciarias del Sureste, la Cuenca de Veracruz y la Sierra de Chiapas, sobre las cuales ocurrieron diversos eventos estructurales. La tectónica regional está definida por las placas de Norteamérica, el Caribe y Cocos.

La estratigrafía de la Región Marina Suroeste la constituyen, básicamente, rocas terrígenas y carbonatadas. Las primeras son más frecuentes en el Terciario y las segundas en el Mesozoico. Los mejores yacimientos de la región se localizan en el Mesozoico, como los de la

Esta región abarca los estados de Baja California Norte, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Durango, Zacatecas, San Luis Potosí, Nayarit, Aguascalientes, Jalisco, Colima, Michoacán, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Puebla, Tlaxcala, México, Morelos, Distrito Federal y parcialmente en las entidades de Guerrero, Oaxaca y Veracruz.



La historia de la región comienza en abril de 1881, fecha en la que el doctor Adolph Autrey tomó posesión de una mina de petróleo ubicada en la Hacienda de Fuebero, municipio de Coatzintla, Veracruz, que bautizó con el nombre de La Constancia. Desde entonces, se han realizado trabajos de exploración y explotación de las zonas con chapopoteras que existen en la región cercana a la actual ciudad de Poza Rica. Estos trabajos dieron como resultado la instalación de la Refinería ubicada en la actual población de Papantla, Veracruz.

La historia comercial de la industria petrolera se inicia en México en 1900, cuando los norteamericanos Charles A. Candfield y Edward L. Doheny compraron la hacienda El Tulillo, en el municipio de Ébano, San Luis Potosí y crearon la empresa Mexican Petroleum of California. En los terrenos de esta propiedad de 113 hectáreas, que se extendía hacia los estados de Tamaulipas y Veracruz, se habían advertido señales de hidrocarburos en el subsuelo. Los nuevos propietarios pronto comenzaron a perforar en un campo cercano al cerro de La Dicha. A este primer campo petrolero lo llamaron El Ébano.

El 14 de mayo de 1901, al llegar a la profundidad de 433 metros, brotó aceite de un pozo que fue bautizado con el nombre de Doheny-1, con una producción de apenas 50 barriles diarios. Entre esta fecha y 1903 se perforaron 19 pozos más, con resultados similares o menos favorables. Cabe señalar que la producción que se obtuvo de los pozos de este campo no llegó a los 200 barriles diarios, por lo que se consideró un fracaso. Posteriormente la compañía Mexican Petroleum revivió debido a dos hechos concretos: un crédito por 50 mil pesos que concedió el Banco de San Luis Potosí a Doheny, y a la interpretación del ingeniero mexicano Ezequiel Ordóñez, quien marcó el sitio correcto para hallar el petróleo muy cerca del cerro La Pez, en Ébano, San Luis Potosí. El 3 de abril, cuando se perforaba a una profundidad de 500 metros, brotó un chorro de aceite negro a quince metros de altura del pozo denominado La Pez-1, del cual se extrajeron 1,500 barriles diarios de petróleo crudo durante varios años. Con esta producción inició el vertiginoso negocio que comprendía la exploración, explotación y comercialización del petróleo en México.

Sin duda, uno de los pozos más espectaculares en la historia petrolera no sólo de México sino del mundo fue el Cerro Azul -4, localizado en los terrenos llama-

dos el Toteco y Cerro Azul, propiedad en aquel entonces de la Huasteca Petroleum Company. El 10 de febrero de 1916, el pozo Cerro Azul-4 al llegar a la profundidad de 545 metros, arrojó la tubería del pozo, destrozó la torre y alcanzó una altura de 180 metros. Lo primero que salió a la superficie, fue gas con una presión constante después de arrojar las herramientas y haber roto la válvula. La producción del Cerro Azul-4, al 31 de diciembre de 1921, alcanzó más de 57 millones de barriles. En la actualidad fluye con 17 barriles diarios, y junto con el Casino-7 y el Potrero del Llano-4, han sido de los pozos más productivos en la historia petrolera mundial.

En el área cercana a Poza Rica fueron definidas las primeras localizaciones basadas en las chapopoteras del lugar. El primer pozo productor de la región fue el pozo Furbero-2, de la compañía El Águila, que se terminó en el mes de octubre de 1907, a 581 metros. Este aportó una producción inicial de 25 barriles diarios de aceite, con lo cual se propició que dicha compañía decidiera instalar una vía de ferrocarril y un oleoducto hasta la estación de Cobos, a 7 kilómetros del puerto de Tuxpan, Veracruz.

La compañía de petróleo El Águila continuó con la exploración en los campos Mecatepec y Poza Rica. En febrero de 1928 terminó la perforación del pozo Mecatepec-4 a 1,000 metros de profundidad con una producción diaria de 7,051 barriles de aceite, y el 24 de julio de 1920 es terminado el pozo Poza Rica-2 a 2,047 metros de profundidad, con una producción diaria inicial de 31 barriles de aceite y 101,777 pies cúbicos de gas.

De entre 1940 a 1950, y después de la nacionalización de petróleo en 1938, se construyó la refinería Poza Rica y se intensificó la exploración en las áreas de Miquetla, Jilapa, Poza Rica, Presidente Alemán, Vicente Guerrero y Tecolutla. Entre 1950 y 1951, se incrementaron las actividades y se estudiaron las áreas en donde se encuentran los campos de la nueva Faja de Oro.

De 1955 a 1960, en la Región Norte, se realizaron descubrimientos de hidrocarburos fuera de las áreas tradicionalmente productoras, y se incorporaron reservas de campos como Tres Higueras, Tamaulipas- Constituciones, San Andrés Hallazgo, Tres Hermanos y Cerro del Carbón, entre otros. Durante los años sesenta se dieron los descubrimientos de la porción marina entre los que

destacan los campos Esturión, Tiburón, Atún, Bagre, Arenque, Tintorera, Morsa y Escualo.

Los años setenta fueron una etapa importante para la Región Norte. Se localizaron importantes yacimientos en el área de Papaloapan como Remudadero, Mata Pionche, Cópite, Mecayucan y, en especial, se estimaron las reservas del Paleocanal de Chicontepec. De 1980 a 1998, los descubrimientos se han dado principalmente en el área de Burgos y pequeñas reservas de aceite a lo largo de la región.

La Región Sur se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana. Limitada al norte con el Golfo de México con la Región Norte en el paralelo 18 grados, al noroeste con el Río Tesechoacán, hacia el sureste limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al sur con el Océano Pacífico. Su superficie es aproximadamente de 390 mil kilómetros cuadrados y comprende

perforó un pozo a 27.4 metros de profundidad, en el anticlinal identificado con su mismo apellido, Sarlat. En 1886, estableció una pequeña producción de aceite que no llegó a explotarse comercialmente.

Durante 1905, las compañías extranjeras que operaban en México produjeron aceite en forma comercial en el campo denominado Capoacán, en domos salinos cercanos a Coatzacoalcos, Veracruz. Más tarde, fue producido aceite de diversas estructuras. Así, en 1911, se extrajo aceite de la estructura denominada Ixhuatlán; en 1928, de la de Concepción; en 1929, de la de Tonalá–El Burro; y en 1931, de la llamada El Plan, todas ellas situadas en el sur de Veracruz. Los dos últimos campos fueron los de mayor importancia. Su producción de arenas proviene del Mioceno Inferior, Medio, Superior y Plioceno, asociadas a domos salinos o masas de sal existentes en el área.



En 1940, se descubre el campo Progreso, ubicado al sureste de Villahermosa, Tabasco. Después, en 1949, se descubrió el yacimiento de hidrocarburos de La Venta, cuyo primer pozo entró en operación en 1954, con una producción de 125 barriles diarios de aceite con una densidad de 36 grados API; de hecho, es una de las mejores calidades de aceite en la producción nacional de crudo.

Paralelamente, en 1950, entraron en operación los campos Fortuna Nacional y Sarlat en Macuspana, y aunque en esa época, la falta de una carretera al interior del estado dificultaba las comunicaciones y limitaba la actividad

los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.

La exploración en la porción sur y sureste de México se inició prácticamente desde fines del siglo pasado, cuando en 1863 el sacerdote Manuel Gil y Sáenz descubrió lo que él llamó Mina de San Fernando, cerca del poblado de Tepetitán, en el estado de Tabasco. En 1883, el doctor Simón Sarlat, gobernador de Tabasco,

exploratoria, se perforaron pozos en los municipios de Cárdenas, Huimanguillo y Macuspana, pertenecientes a las áreas denominadas Comalcalco – Terciario y Ciudad Pemex. Sin embargo, con la llegada del ferrocarril del sureste y la construcción del tramo carretero Coatzacoalcos – Villahermosa, se facilitó la construcción de algunos caminos por parte de Pemex, con el propósito de realizar exploraciones en los municipios de Cárdenas, Huimanguillo,

Teapa, Jalapa, Macuspana y Tenosique, culminando con la perforación, en 1951, del pozo José Colomo y el descubrimiento de los campos Cuauhtémoc y Bitzal, todos productores de gas, localizados en el municipio de Macuspana.

La importancia de estos hallazgos motivó el establecimiento de la planta de absorción de gas licuado en Ciudad Pemex, primera planta industrial petrolera en Tabasco, inaugurada el 3 de marzo de 1958. En ese mismo año, se inició también la construcción del gasoducto Ciudad Pemex–Minatitlán, por donde sería enviada la producción gasera hacia el Bajío y al centro y oeste del país.

Hasta finales de los años cincuenta, las principales zonas petroleras se localizaron al oriente del estado de Tabasco, en el actual sector operativo Ciudad Pemex, que comprende parte de los municipios de Macuspana, Jonuta y Centla. Por otro lado, la exploración al margen derecho del Río Tonalá, al poniente de La Chontalpa, permitió el descubrimiento de los yacimientos Cinco Presidentes, Sánchez Magallanes, Ogarrio y La Central.

Durante la década de los sesenta, el aumento de la demanda nacional de crudo, de gas natural, de líquidos de absorción, de productos derivados del gas natural y de productos petroquímicos, provocó una expansión moderada de la actividad petrolera en Tabasco, apoyada en parte por la construcción de la red carretera. Así, en 1963 se inició la construcción de la planta de absorción de La Venta, y la explotación de los campos Samaria, Carrizo y Platanal en las cercanías de Villahermosa. Asimismo, se intensificó el desarrollo de los campos de gas natural de los municipios de Centla, Jonuta y Macuspana.

En 1965, la producción diaria de crudo alcanzó la cifra de 104 mil barriles por día y la de gas llegó a 596 millones de pies cúbicos. Entre ese mismo año y 1972, se intensificó la exploración en el Distrito Comalcalco–Terciario, que dio como resultado el desarrollo y operación de los campos Tupilco, El Golpe y Mecocacán. En ese periodo, el área petrolera de Tabasco estaba configurada por las zonas de explotación Macuspana y La Venta. Estas estaban unidas por ductos que permitían enviar hidrocarburos a la zona de Coatzacoalcos – Minatitlán.

En 1972, se inició una nueva etapa en la producción de hidrocarburos en esta porción del país, con los descubrimientos de los campos que corresponden al Mesozoico Chiapas–Tabasco. La producción de hidrocarburos se consolidó como una de las principales actividades económicas del país. Este salto cualitativo debido a las formaciones del Mesozoico en el área Chiapas–Tabasco permitió la expansión de la industria petrolera, a partir de 1974. Un factor importante en esa expansión fue el alza en los precios del petróleo que permitió la perforación de pozos con más de 3,500 metros de profundidad.

El Gobierno Federal dio un fuerte impulso a la industria petrolera en la región. En 1977 esto permitió al distrito de Comalcalco consolidarse como área productora con un potencial que justificó el incremento de 36 equipos de perforación en 1972, a 46 en 1974. Hacia 1977, la cifra llegó a 50 y, con la contratación de compañías perforadoras, se logró incrementar a 134 en 1980. Esto significó que en 1980 se utilizaran en el estado de Tabasco y su área adyacente a Reforma, Chiapas, casi la mitad del total de equipos de perforación disponibles en el país.

El desarrollo de los campos Cactus, Sitio Grande, Nispero, Samaria y Cunduacán, dio como resultado un incremento notable en la producción de crudo y gas. La producción anual en el distrito de Comalcalco fue de 92 mil barriles por día en 1973, y de 370 mil barriles por día en 1975. Con el desarrollo de los nuevos campos Paredón, Oxiacaque y Girdaldas, el volumen de producción diaria en 1979 llegó a 1'163 mil barriles por día. Por su parte, la producción de gas natural creció de 701 millones de pies cúbicos por día en 1972 a 1,132 millones de pies cúbicos por día en 1975. Esta producción fue duplicada en 1981, cuando los distritos de Comalcalco y Ciudad Pemex obtuvieron 2,600 millones de pies cúbicos por día.

Desde el punto de vista de la infraestructura, entre 1973 y 1981 se construyeron las líneas de conducción necesarias para interconectar las diversas instalaciones de procesamiento y transformación: Ciudad Pemex con Cactus; Cunduacán con Samaria; Paredón con Cactus y el complejo marítimo Akal con la terminal Dos Bocas. En ese periodo, se tendieron alrededor de 4,500 kilómetros de ductos para estos fines, que incluyen el troncal del Sistema Nacional

de Gas puesto en operación en 1978, con 78 kilómetros de ductos que atraviesan el municipio de Huimanguillo de oriente a poniente.

A principios de los ochenta, se descubrieron nuevos campos como Jujo–Tecominoacán, Cárdenas Mora y Bellota, que resultaron productores en estructuras del Cretácico Inferior y Jurásico Superior. Durante los siguientes cinco años se encontraron en la parte norte y occidental de la región, los yacimientos más significativos de esta década: Puerto Ceiba, Caparroso, Sen y Pijije.

La suma de la producción comercial de los campos Sen en 1984, Luna en 1985, Pijije en 1986 y otros campos, permitieron integrarlos en un complejo de producción denominado Miguel A. Zenteno Basurto. El desarrollo de este complejo compensó la declinación natural de la región. Aunque hay que enfatizar que en la década de los ochenta también sobresalen los campos Jujo y Tecominoacán por su producción.

CUESTIONARIO

- 1- El origen del petróleo es:
 - a) Orgánico
 - b) Inorgánico
- 2.- Las propiedades ópticas del petróleo apoyan la teoría:
 - a) Orgánica
 - b) Inorgánica
- 3.- La Diagénesis es:
 - a) El proceso de alteración biológico físico y químico
 - b) Una alteración biológica
 - c) Generación de petróleo por calentamiento
 - d) Ninguna de las definiciones mencionadas
- 4.- El principal aporte de materia orgánica para la formación del petróleo actual es:
 - a) Pequeños animales
 - b) Animales marinos
 - c) Vegetales superiores
- 5.- Las producciones más importantes de materia orgánica fósil son:
 - a) Peces y moluscos
 - b) Algas marinas
 - c) Fitoplancton, zooplancton y bacterias
- 6.- El porcentaje de conservación de materia orgánica fósil es:
 - a) 50%
 - b) Menor al 4%
 - c) Entre 7 y 18%
- 7.- La reacción del rompimiento térmico y catalítico de la matriz orgánica se llama:
 - a) Térmisis
 - b) Sedimentación térmica
 - c) Kerógeno
 - d) Ninguna
- 8.- Durante la diagénesis el factor más importante en el origen del petróleo es:
 - a) Historia térmica de las rocas generadoras
 - b) Velocidad de sedimentación
 - c) Salinidad del agua de mar
- 9.- De acuerdo con tu criterio, la actividad microbiana durante la diagénesis es:
 - a) Muy importante
 - b) Intranscendente
 - c) No afecta
- 10.- La catagénesis se define como:
 - a) El proceso de transformación en el lecho marino
 - b) Alteración de la materia orgánica debido al efecto del aumento de temperatura
 - c) Transformación por presión
- 11.-La temperatura definida a la actividad de catagénesis es:
 - a) Entre -5 y 12 °C
 - b) Mayor de 150 °C
 - c) En un rango de 50 a 100 °C
- 12.- A la reorganización estructural del kerógeno se le llama:
 - a) Catagénesis
 - b) Estabilidad del gas
 - c) Metagénesis
- 13.-La migración primaria del petróleo ocurre por:
 - a) No existe espacio poroso dentro de la roca generadora
 - b) Por la permeabilidad de la roca generadora
 - c) Por la presión de sobrecarga

14.- El porcentaje de petróleo residual de la roca generadora es:

- a) Del 5%
- b) Del 5 al 15%
- c) Del 20 al 40%

15.- La migración primaria consta de:

- a) Una expulsión (primera etapa)
- b) Tres etapas asociadas a la permeabilidad relativa

VI. DESARROLLO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN MÉXICO

Una vez explicados los conceptos primordiales sobre el origen del petróleo, en este capítulo describiremos el desarrollo de la perforación de pozos en México.

La cadena de explotación de la industria petrolera abarca varias especialidades. Una de las más importantes, por el monto de la inversión y el alto riesgo que representa, es la "perforación". Esta actividad nació a mediados del siglo XIX y se convirtió en generadora de riqueza y efervescencia tecnológica y comercial en una buena parte del mundo actual durante el siglo XX; genera, además, una gran cantidad de puestos laborales y propicia polos de desarrollo en los puntos geográficos en donde se asienta.

La perforación petrolera nació accidentalmente: su objetivo original era la búsqueda de agua. El primer pozo perforado con el propósito de producir petróleo fue el bautizado como "Drake", que se terminó el 27 de agosto de 1859 en Estados Unidos de América, con una profundidad de 22.4 metros. Sin embargo, se tienen antecedentes de perforación petrolera en China y Egipto, aunque fue hasta finales del siglo XIX y a lo largo del XX cuando se lograron los avances tecnológicos que hoy admiramos.

En México, el desarrollo de la industria de la perforación ha respondido históricamente a factores de tipo económico, político y social que se han visto reflejados en la oferta y demanda de este servicio.

Durante las dos terceras partes del presente siglo, la explotación de hidrocarburos estuvo enfocada principalmente a la extracción de grandes volúmenes por medio de la perforación intensiva. Al disminuir

los yacimientos fáciles y someros y, debido a condiciones más severas, la perforación se convirtió en una actividad estratégica que debió apoyarse en otras disciplinas para obtener el éxito deseado y el descubrimiento de nuevas reservas.

En este capítulo, se presenta un análisis histórico de los aspectos más sobresalientes de la perforación ilustrado con datos estadísticos que aclaran las políticas de explotación que ha tenido nuestro país en esta disciplina. También se describen los avances tecnológicos más trascendentes, y los que se promueven actualmente para enfrentar los retos del próximo milenio.

A unos cuantos meses de finalizar el siglo, resulta interesante hacer una retrospectiva de la evolución de este importante segmento de la industria petrolera, sin el cual no hubiera sido posible la extracción de hidrocarburos. La perforación de pozos es una actividad generadora de interesantes ángulos de análisis que confluyen en la creatividad humana, la fuerza indomable de la naturaleza y, sobre todo, la voluntad decidida del hombre por generar satisfactores.

Los diferentes objetivos de la perforación de pozos en México y el mundo son:

La explotación de aguas subterráneas, que como objetivo primario no sólo cubrió las necesidades de riego y consumo doméstico e industrial, sino que también dio a conocer la geología, hidrología, características y potencial de los acuíferos. En México hasta 1968 había alrededor de 14 mil 399⁽¹⁾ pozos perforados para este fin, algunos de los cuales son utilizados aún para la observación, explotación y recarga de mantos acuíferos.

Otro de los objetivos está relacionado con la industria del azufre. Para la explotación de ese recurso se usaron un total de 379 pozos con una profundidad promedio de 288 m en ese mismo año.

La industria de la electricidad se benefició también con la perforación. Hizo posible la explotación de zonas geotérmicas contenedoras de grandes cantidades de vapor que se utiliza para generar la energía eléctrica tan indispensable en la vida

(1) *Perforadora Latina, S.A.* México y el aprovechamiento de sus aguas subterráneas. México, 1971.

moderna. Hasta 1997 el país contaba con 495 pozos geotérmicos, con una profundidad promedio de 1,600 m.⁽²⁾

En la porción oriental del Valle de Mexicali, en el campo geotérmico de Cerro Prieto, se perforó en 1990 el pozo M-205 con 4 mil 389 metros, considerado en esa fecha como el más profundo del mundo.

Otro objetivo de la perforación fue la construcción de cavernas almacenadoras de hidrocarburos en domos salinos, que desempeñan un papel estratégico en la seguridad y el manejo de este recurso en los tiempos de crisis. Actualmente existen 12 cavernas perforadas en los domos salinos de Tuzandepetl, a una profundidad promedio de 900 m, con una penetración de 300 a 400 m dentro de la sal. La capacidad total de almacenamiento de las cavernas es de 9.7 MMBP (figura 15).

La perforación ha contribuido, además, al descubrimiento de grandes yacimientos de uranio y carbón.

Por último, también ha sido utilizada para solucionar problemas que se presentan en las zonas sísmicas y para determinar parámetros de las formaciones atravesadas que ayuden a la construcción de viviendas más seguras.

A continuación, centraremos nuestro análisis en la perforación realizada exclusivamente con propósitos petroleros.

Perforación de pozos petroleros:

A lo largo del siglo esta actividad se ha visto afectada por un sinnúmero de factores políticos, económicos y sociales que han propiciado una serie de repuntes (*Gráfica 1*); el primero, debido al incremento del precio del petróleo, favoreció la actividad de perforación hasta alcanzar en el año de 1926 la cuota de 808 pozos perforados, sin duda alguna la mayor del siglo.

El segundo repunte se presentó en 1960, con 762 pozos perforados. Este fenómeno se debió a los

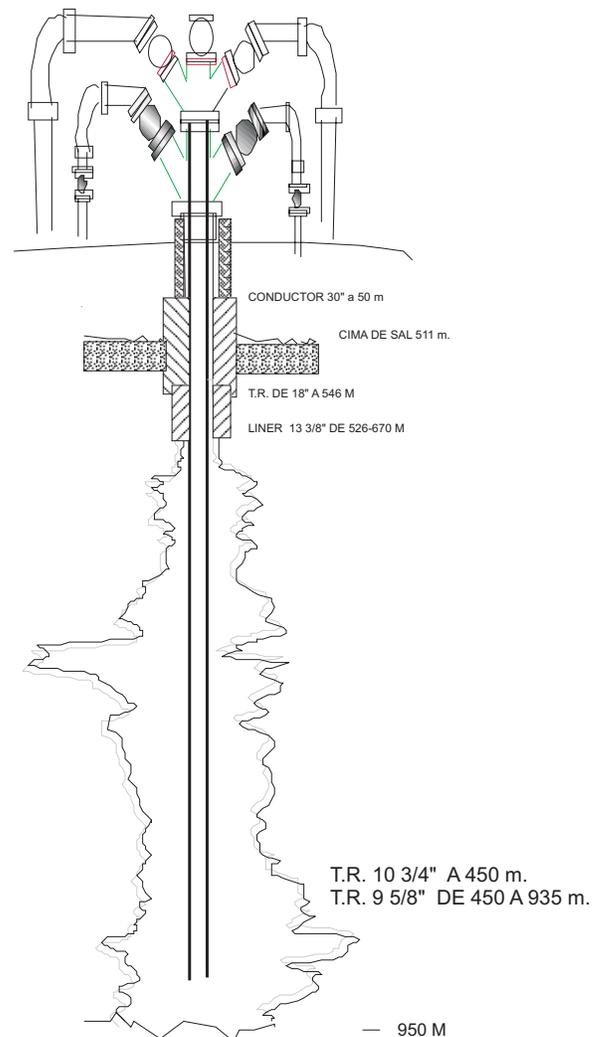


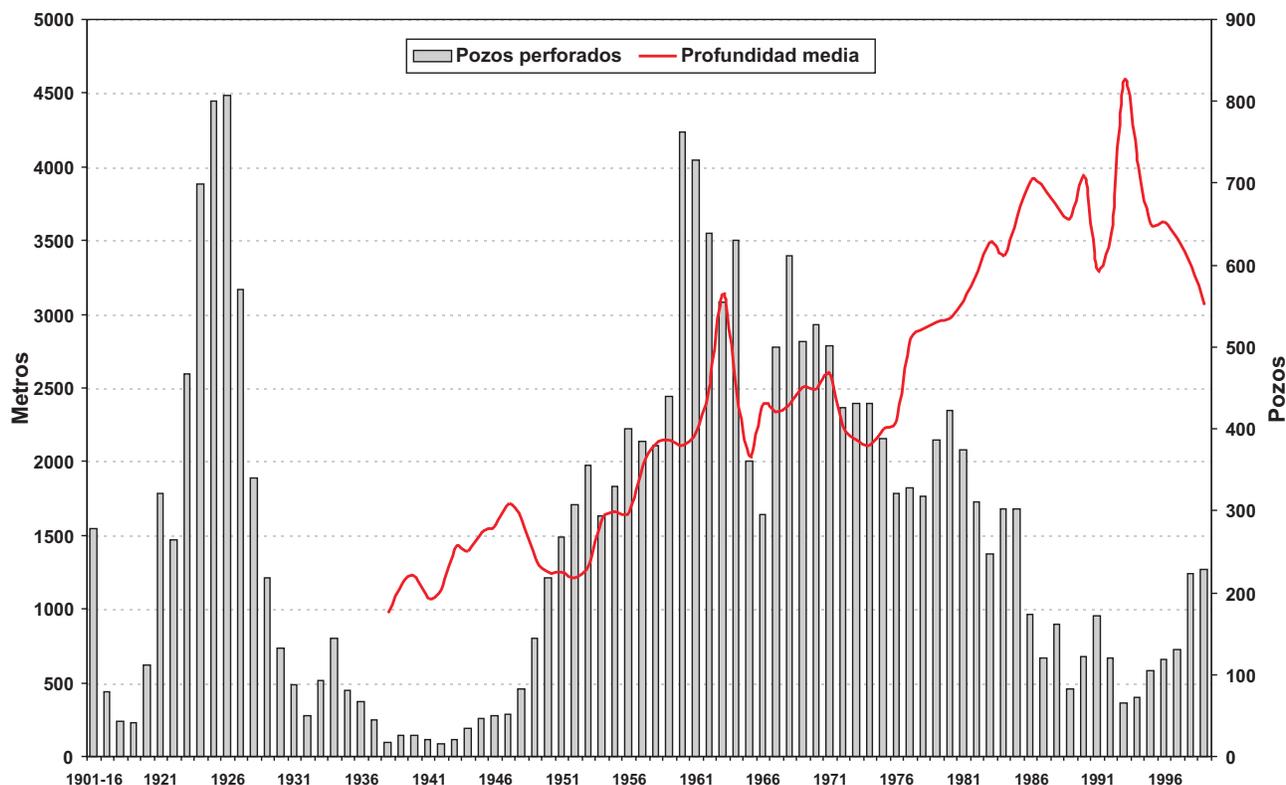
Figura 15 Pozo Tuzandepetl 312
Capacidad de almacenamiento 764,000 bls

problemas entre naciones del Medio Oriente, que propiciaron un alza en el precio del barril de crudo que llegó a los 3.1 dólares por barril.

En 1966, se presentó una drástica caída en la actividad perforadora ocasionada por la disminución del gasto público; así sólo se perforaron 296 pozos. De cualquier manera, en 1968 se presentó un tercer repunte debido a la perforación de 612 pozos que mantuvieron el costo del crudo en un promedio de 3 dólares por barril.

(2) *Comisión Federal de Electricidad, Geometría, Revista mexicana de geoenergía, Vol. 7 Mayo-Agosto 1991.*

Pozos Perforados y Profundidad Media



Fuente: Estadística UPMP.

Gráfica 1

En 1980, cuando el precio del barril del petróleo mexicano alcanzó casi los 40 dólares, se inició el cuarto repunte que propició el retorno de la actividad y la perforación de 422 pozos en ese año.

Es importante señalar que para localizar nuevos yacimientos es necesario perforar a profundidades cada vez mayores. A principios del siglo los pozos perforados no alcanzaban más allá de los 100 metros. En la actualidad el promedio nacional es de 3 mil 477 m, y en las divisiones geográficas Norte, Sur y Marina, se tienen 3 mil 054, 4 mil 543 y 3 mil 550 m, respectivamente, para pozos de desarrollo.

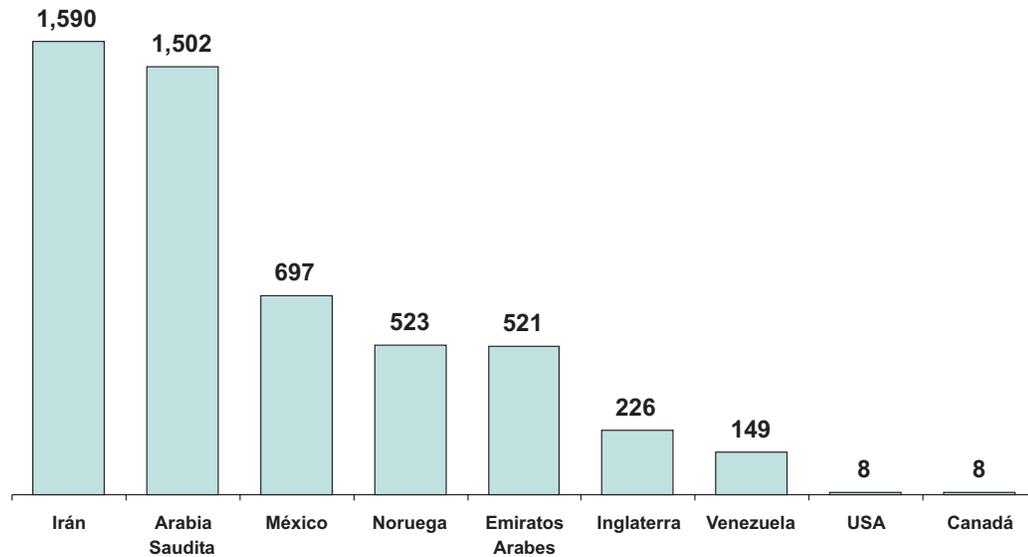
En cuanto al número de equipos en operación, únicamente se tienen datos a partir de la expropiación petrolera, mismos que se clasifican en propios y de compañías; estos últimos alcanzaron en 1960 el número máximo de 56 equipos.

Se puede concluir que para diciembre de 1999 se habían perforado 23,156 pozos para la búsqueda o explotación de yacimientos de hidrocarburos con fines comerciales.

México, en función de la cantidad de pozos que perfora, y por el número de equipos que opera por año no alcanza el nivel de Estados Unidos de Norteamérica; sin embargo, es importante señalar que el índice de producción por pozo de acuerdo con las estadísticas realizadas entre 1985 y 1996 lo ubica en el tercer lugar mundial sólo superado por los grandes productores de crudo como Irán y Arabia Saudita (gráfica 2).

Con el fin de realizar el análisis de lo acontecido a lo largo del presente siglo, se optó por dividirlo en cuatro periodos de acuerdo con los acontecimientos que han marcado los grandes

Índice de Producción (Miles de barriles/Pozo/Año)



Calculado con información de Oil and Energy Trends Annual Statistical Review, Mayo 1998.
Año base 1985, producción y pozos acumulados a 1996.

Gráfica 2

cambios en Pemex y, por consiguiente, en la perforación de pozos:

- 1900-1937** La perforación en México por compañías privadas.
- 1938-1960** Maduración de la perforación nacionalizada.
- 1961-1980** Perforación de los grandes yacimientos.
- 1981-2000** Incorporación de tecnologías y creación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de pozos.

A continuación se presenta la reseña de cada etapa.

Periodo 1900 – 1937

La perforación en México por compañías privadas

La perforación de pozos se inició en el siglo XIX; como ya señaló, el primer pozo petrolero en América fue el “Drake”, perforado en 1859, en Titusville, Pensilvania EU, a una profundidad de 22.4 m, y con

una producción de 20 barriles diarios. En México, la perforación del primer pozo con fines petroleros se realizó en el Cerro del Tepeyac⁽³⁾ en 1862. En el presente siglo, en 1900, se descubrió “La Faja de Oro”, uno de los mejores campos del mundo. A raíz de esto y de las concesiones petroleras otorgadas por el gobierno a las compañías en 1901, se inició la perforación de pozos en México y la producción de hidrocarburos con carácter industrial.

En este mismo año se descubrió y empezó a desarrollar el campo El Eban, en San Luis Potosí. El primer pozo Doheny No. Uno⁽⁴⁾, de 19 que fueron perforados, alcanzó una profundidad de 165 m y su producción fue de 50 barriles diarios; cuatro pozos más fueron productores: tres, con 100 barriles por día y uno con escasos diez barriles diarios; los otros catorce resultaron secos.

De 1901 a 1917 la información disponible sobre la cantidad de pozos perforados por año es escasa. Sin embargo, se sabe que el pozo La Pez 1, perforado en el Cerro de La Pez Eban, San Luis Potosí, en 1904, a

(3) *Agenda estadística Pemex*, 50 aniversario. 1988.

(4) *Episodios petroleros. Pemex*. 50 aniversario. 1988.

una profundidad de 501 m, tuvo una producción de 1,500 barriles diarios. Al final de 1916 se habían perforado un total de 279⁽⁵⁾ pozos, de los cuales el 63% habían resultado productores (174). La producción anual creció de 10 mil 334 a 55.3 millones de barriles⁽⁶⁾.

Fue 1918, un año crucial para la industria, cuando se concedió a las compañías la explotación del subsuelo, a cambio del 5% en regalías; esto mantuvo el nivel de actividad de perforación en 42 pozos productores y 13 improductivos.

Para esta época, la actividad perforadora se había incrementado y la explotación de los yacimientos se realizaba al máximo de producción, hasta agotarse; por esta razón las cuotas de producción eran enormes y declinaban rápidamente. El gas era prácticamente quemado en su totalidad.

En 1920 los precios promedio de crudo alcanzaron los valores más elevados. Este fenómeno motivó un incremento notable en la perforación que pasó de 43 pozos perforados en 1919 hasta alcanzar 808 en 1926: su valor más alto antes de la expropiación petrolera y con un crecimiento promedio anual de 110 pozos, (tabla 1).

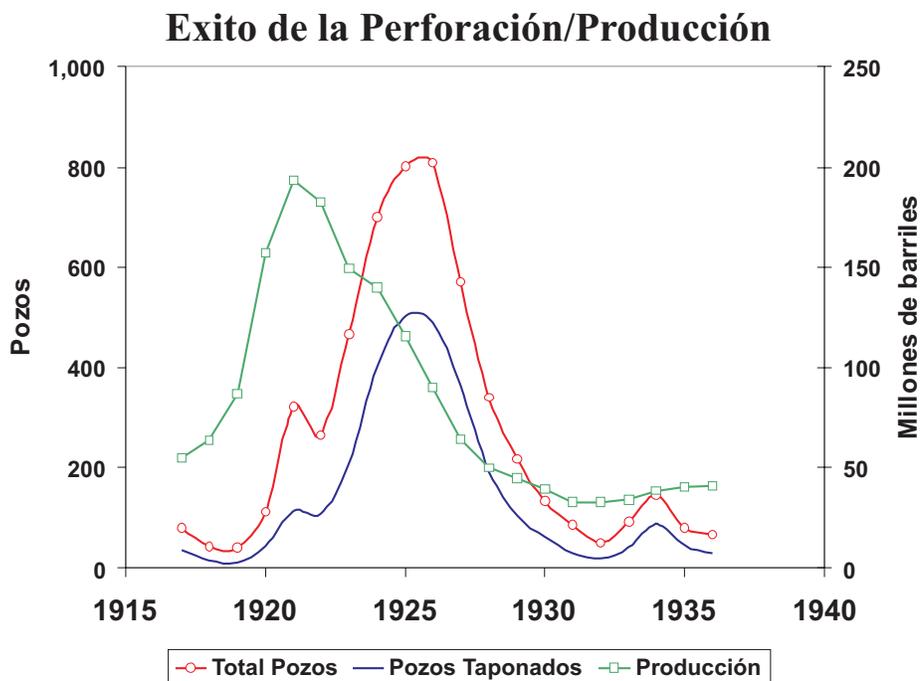
Los porcentajes de éxito que se alcanzaron en el periodo que antecedió a la expropiación, fluctuaban en una banda del 40 al 60% (gráfica 3), con una tendencia a disminuir en aquellos años en los que se logró perforar un mayor número de pozos. A su vez la producción anual presentó un comportamiento similar con 182.3 millones de barriles en 1922.

Años	Dólares / Barriles
1892	0.51
1920	5.07
1929	1.67
1930	1.39
1931	1.91
1932	1.02
1933	0.87
1934	1.21
1935	1.17
1936	1.30

El Petróleo de México, 1963.

Tabla 1

A partir de 1926, la baja en el precio del crudo se vio reflejada en la actividad de perforación, que alcanzó su nivel más bajo en 1932 con 50 pozos. El promedio anual de pozos que se dejaron de perforar era de 126. Hasta 1937 el total de pozos perforados fue de 5 mil 743.



Fuente: Compilación de datos Históricos del Petróleo en México. Petroleos Mexicanos 1968 y Krauze Enrique, Historia de la revolución mexicana.

Gráfica 3

(5) El petróleo en México. Tomo 1, Pemex 50 Aniversario. Gobierno de México. Santos Llorente, Javier.

(6) Compilación de datos históricos del petróleo en México. Pemex. 1968.

Periodo 1938–1960
Maduración de la perforación
nacionalizada

En el primer año de la industria nacionalizada se perforaron solamente 17 pozos; de éstos, 11 resultaron productivos y 6 improductivos. La carencia de personal capacitado para la operación de los equipos y el bloqueo decretado por las compañías extranjeras a quienes les fueron expropiadas instalaciones obligaron a reducir la perforación. Prácticamente en toda la década de los 40 los niveles de perforación fueron muy bajos: el promedio anual de pozos perforados entre 1938 y 1949 sólo alcanzó 32; en 1942 se perforaron únicamente 15 pozos, (tabla 2).

Año	Productivos	Improductivos	Total
1938	11	6	17
1942	7	8	15
1946	31	18	49
1950	133	85	218
1954	193	100	293
1958	286	93	379

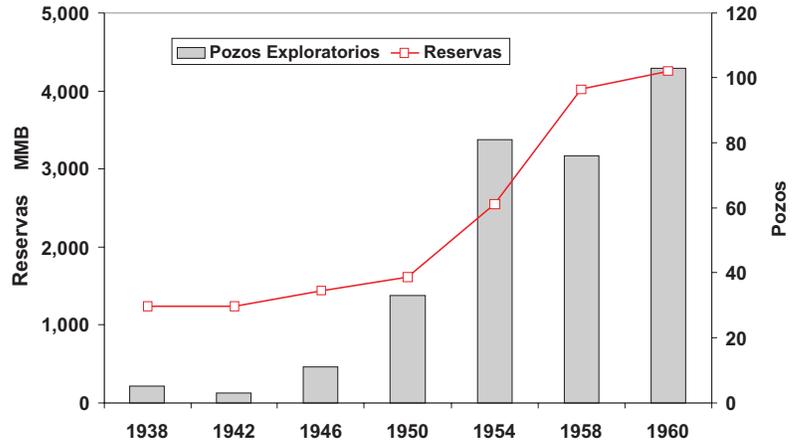
El petróleo en México, 1963.

Tabla 2

En 1950 empezó a consolidarse la perforación. Se apreció por el incremento en el éxito de pozos productores que alcanzó el 61% a una tasa de crecimiento de 16% anual.

La perforación de la industria nacionalizada logró mantener un balance adecuado entre reservas y producción. Obtuvo un vigoroso crecimiento propiciado en gran parte por dos factores: un mayor número de pozos exploratorios perforados gracias a la capacitación del personal dedicado al trabajo de perforación, y por la localización de reservas que crecieron a una tasa del 6% anual, (gráfica 4).

Perforación para incorporar reservas



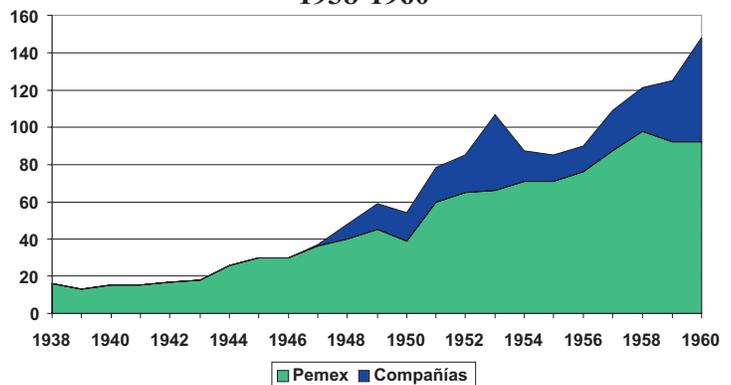
Fuente: El petróleo de México, Enrique González y Agustín Acosta, 1963. Y Estadística UPMP.

Gráfica 4

A este periodo se le ha denominado “Maduración de la perforación nacionalizada”, aunque es importante señalar que a finales de la década de los 40 incursionaron nuevamente las compañías perforadoras contratadas por Petróleos Mexicanos, con cero participación en los beneficios obtenidos de la producción de crudo. Para 1960 operaban 56 equipos de compañías, la cifra más alta registrada desde la expropiación hasta nuestros días, (gráfica 5).

Mantener la tasa de crecimiento de la producción anual en 5% durante este periodo fue una de las razones que obligaron a incrementar la

Equipos de Perforación
1938-1960

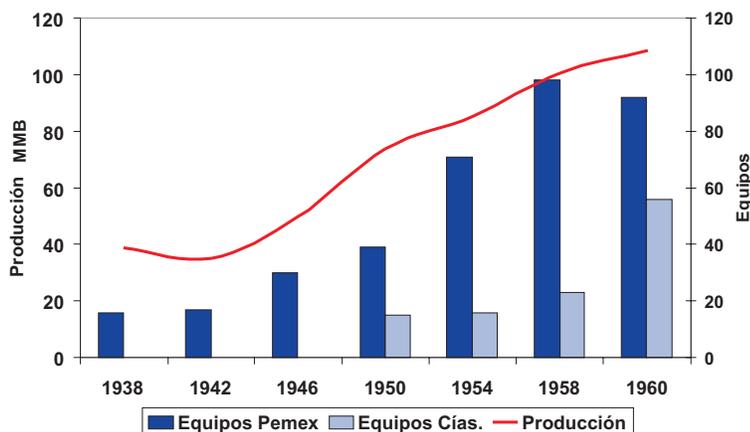


Fuente: Estadística UPMP

Gráfica 5

perforación de pozos. De ahí que el comportamiento de los equipos en operación tenga una tendencia similar, (gráfica 6).

Perforación para incorporar producción

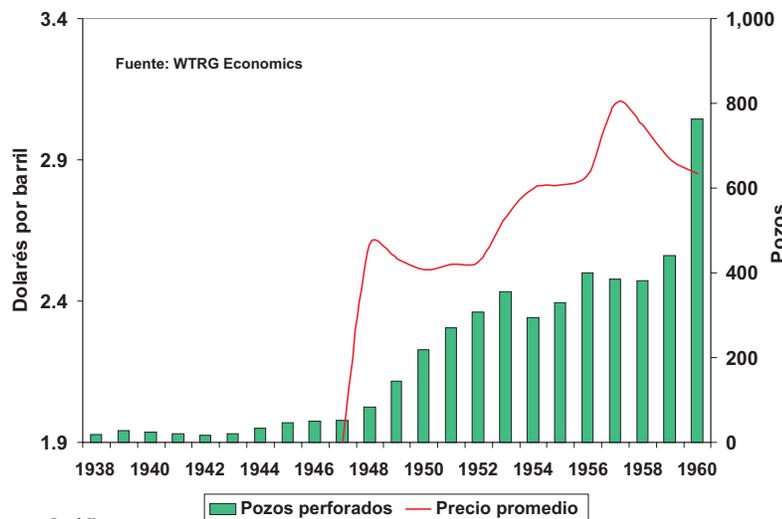


Fuente: Compilación de datos Históricos del Petróleo en México. Petroleos Mexicanos 1968 y Estadística UPMP.

Gráfica 6

Otro factor importante en el incremento de la perforación de pozos fue el precio internacional del crudo que llegó a 3.1 dólares por barril⁽⁸⁾, debido principalmente a los problemas de Irán y a la crisis ocasionada por el cierre del Canal de Suez, (gráfica 7).

Precio Internacional del Crudo



Gráfica 7

De 1938 a 1960 se perforaron un total de 4 mil 669 pozos, de los que 1,036 fueron exploratorios y 3 mil 633 para desarrollo de campos, con una longitud perforada de 8 mil 6 km. El total de pozos acumulados al año de 1960 fue de 10 mil 412. La profundidad media por pozo en 1938 era de 1,000 m, cifra que fue creciendo en forma paulatina hasta 1950 y 1960, cuando se incrementó en más de 100% para pasar de 1,481 a 3 mil 159 m, (gráfica 8).

Periodo 1961 – 1980

La perforación de los grandes yacimientos

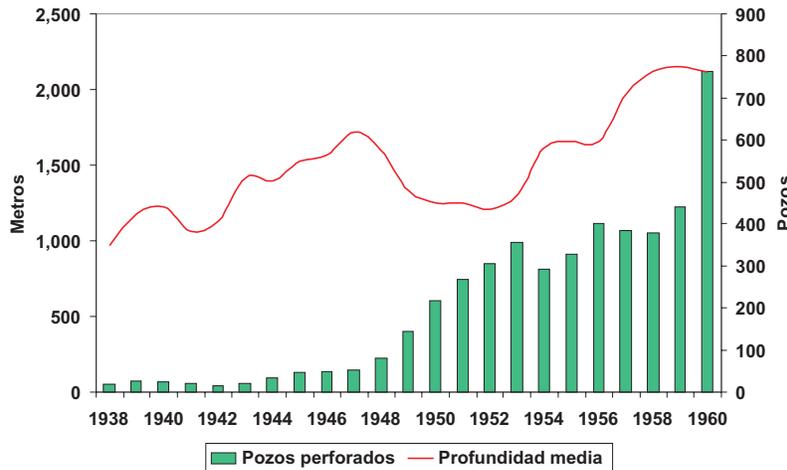
Los cambios ocurridos en el escenario internacional originaron ajustes en los objetivos y estrategias de la actividad exploratoria. Se orientó hacia áreas de mayor potencial y con mejores perspectivas en términos económico-financieros. Consecuentemente, Petróleos Mexicanos reorientó sus trabajos de exploración y perforación hacia zonas de mayor potencial productivo.

En este lapso se perforaron 9 mil 310 pozos en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, Veracruz, Tabasco, Chiapas y Campeche, de los cuales, 2 mil 167 fueron exploratorios con una profundidad promedio de 3 mil 400 m. El porcentaje de éxito de pozos productores que incorporaron reservas, osciló del 10 al 40% (gráfica 9). Cabe destacar que durante el periodo anterior, 1951 y 1953, se incursionó en proyectos marinos frente a las costas de Tuxpan, en donde se perforaron 16 pozos en Isla del Toro y 14 en Cabo Rojo⁽¹⁰⁾. Se encontró petróleo solamente en tres de ellos ubicados en la formación "El Abra" del Cretácico Medio, extensión de la Faja de Oro terrestre en donde se encontró en 1963 la primera estructura comercialmente productora. Fue descubierta por el pozo "Isla de lobos 1-B" sobre una isla artificial construida en un pequeño arrecife formado

(8) WTRG Economics, *Crude oil price, history*

(10) Conacyt, *El petróleo mexicano en el mundo*, 2da. Edición, Ciencia y desarrollo.

Pozos Perforados y Profundidad Media

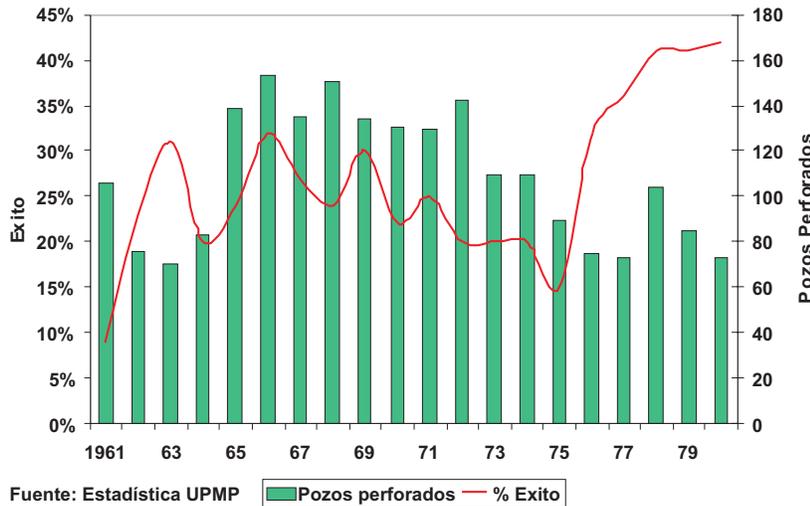


Fuente: Estadística UPMP
Gráfica 8

El éxito alcanzado en la exploración de hidrocarburos durante los 70 fue el apoyo fundamental para que México pasara de ser importador neto a exportador: Se convirtió en uno de los productores con mayores reservas a escala mundial y en un participante destacado en el mercado petrolero internacional.

En 1972 se descubrió el área cretácica de Chiapas-Tabasco, con los pozos "Sitio Grande No. 1" y "Cactus No. 1"; en 1976 se perforó el pozo "Páramo 1", el más profundo del periodo, en el entonces Distrito Villahermosa, a una profundidad de 7 mil 300 m; también se descubrió el campo "Chac" en la Sonda de Campeche, con el cual se iniciaron las operaciones marinas en el sureste.

Exito Perforación/Exploración



Fuente: Estadística UPMP
Gráfica 9

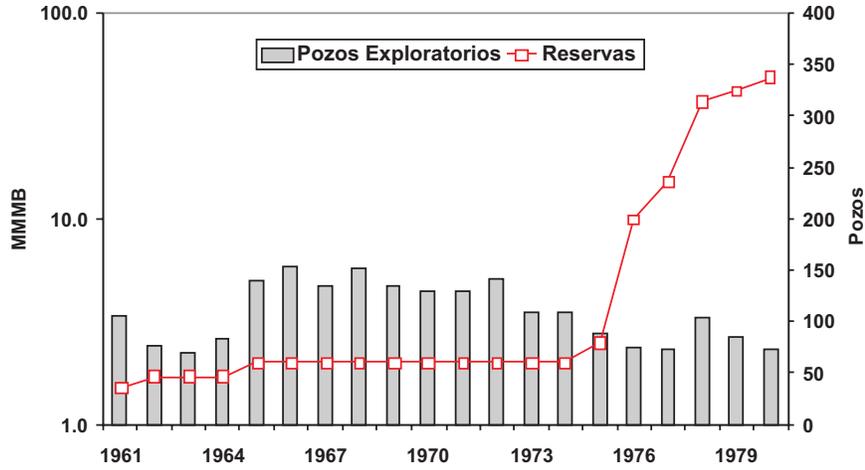
Las reservas probadas totales de hidrocarburos se incrementaron debido a varias razones. Primero, por la revisión de procedimientos de cálculo y la adopción de nuevos conceptos de clasificación; por la incorporación de nuevos campos del mesozoico de Tabasco y Chiapas en 1977, del paleocanal de Chicontepec en 1978, y de la Sonda de Campeche que aportó incrementos notables a partir de 1979 con el descubrimiento del campo "Akal". Esta extensión del "Chac" que incluye a ambos y se conoce como Complejo "Cantarell", es uno de los yacimientos más grandes del mundo, y permitió alcanzar un incremento sustancial en las reservas, (gráfica 10).

en la porción norte de la Faja de Oro marina. Como referencia, es interesante citar que el desarrollo formal de las operaciones costa afuera en los Estados Unidos de Norteamérica inició en 1948⁽¹¹⁾, en las costas de Louisiana y Texas.

En desarrollo de campos se perforaron 7 mil 143 pozos, con una profundidad promedio de 2 mil 900 m y un 85% de éxito en pozos productores. La reestructuración de Pemex por líneas de negocios coadyuvó a este propósito, (graficas 11 y 12).

(11) API. *History of petroleum engineering*, Tomo II.

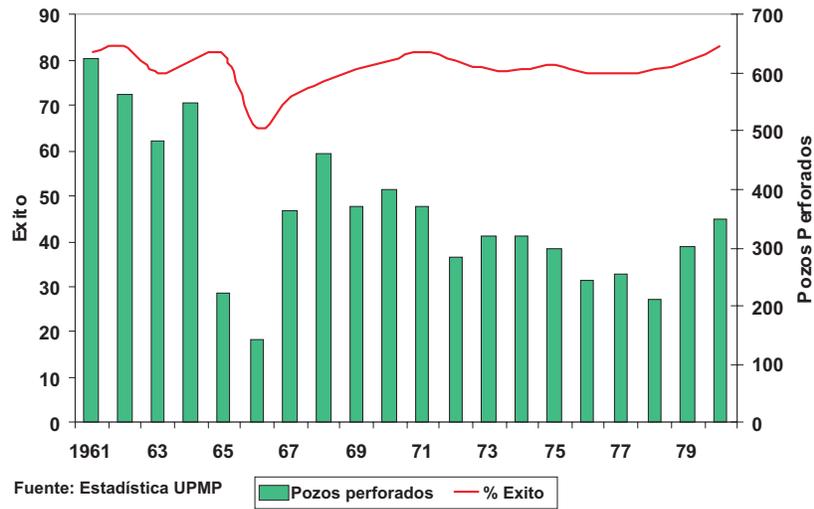
Perforación para incorporar reservas



Fuente: El petróleo de México, Enrique González y Agustín Acosta, 1963. y Estadística UPMP.

Gráfica 10

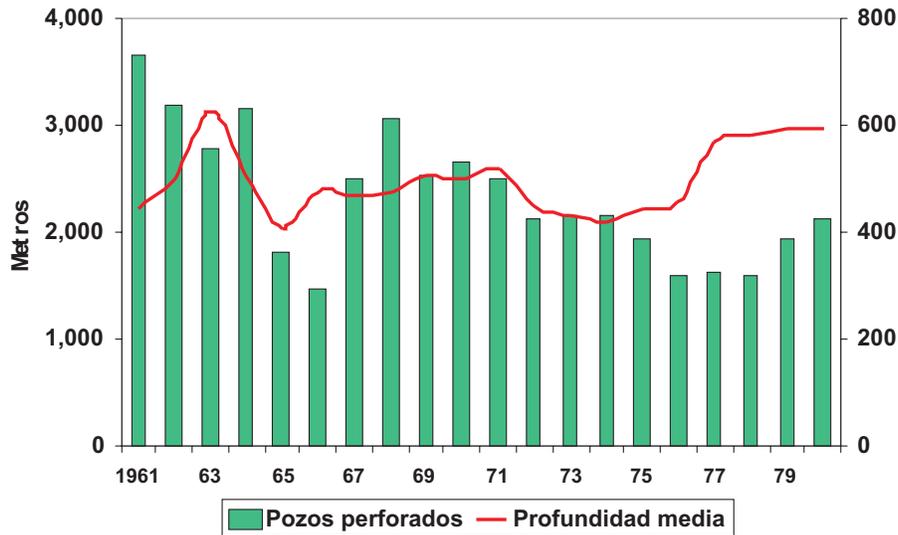
Exito Perforación Producción



Fuente: Estadística UPMP

Gráfica 11

Pozos Perforados y Profundidad Media



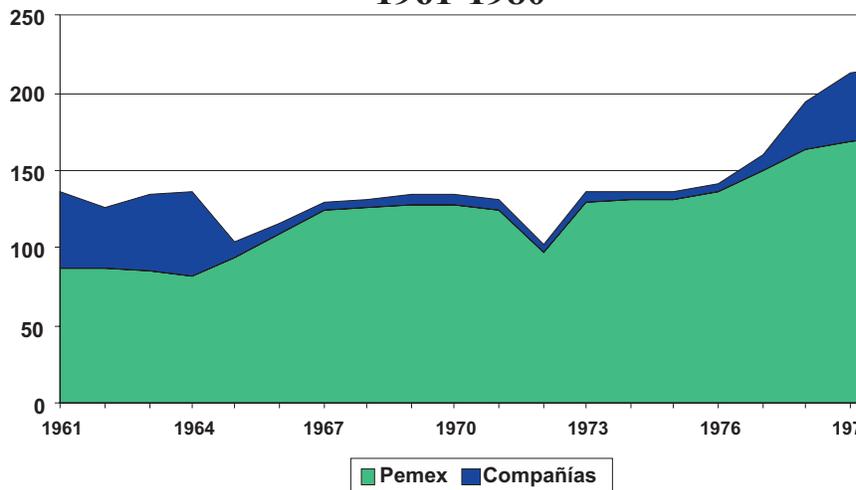
Fuente: Estadística UPMP

Gráfica 12

En el período, los equipos operados por compañías se mantuvieron en un promedio de 6 por año, para finalizar con un repunte de 45 equipos en 1980. Se calcula que la participación de las compañías en la perforación de pozos, fue del 13%, (gráfica 13).

Por lo que se refiere a kilómetros perforados, se alcanzaron 24 mil 588 que corresponden a un 285% de incremento con respecto al periodo anterior, (gráfica 14).

Equipos de Perforación 1961-1980



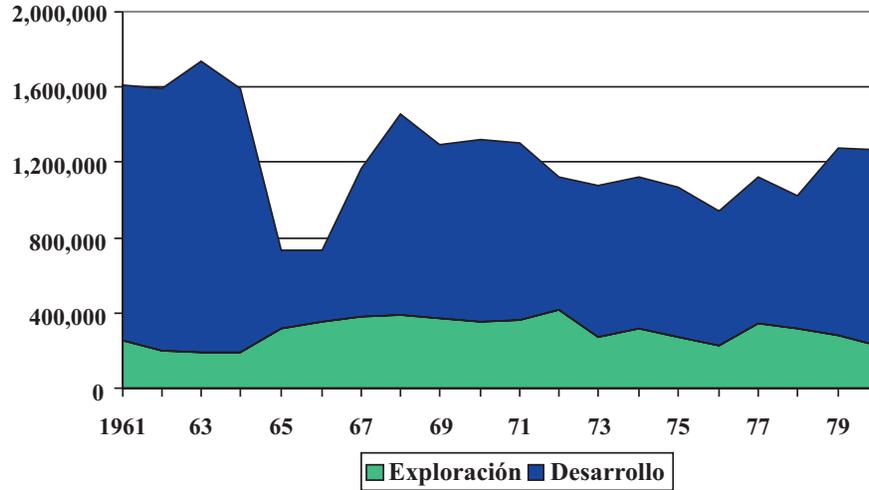
Fuente: Estadística UPMP

Gráfica 13

En el renglón de los precios del barril de crudo se manifestaron dos tendencias principales que afectaron la perforación; la primera, fue la persistencia en el precio de 2 dólares por barril que generó una pendiente negativa en la actividad, con algunas variaciones por año; la segunda, se presentó al término del periodo cuando el crudo alcanzó sus valores récord (gráficas 15,16), y se activó así la perforación con un incremento de 53 pozos en promedio por año, lo que justificó el empleo de un mayor número de equipos de compañías.

Gracias a la evolución de la tecnología y del personal califi-

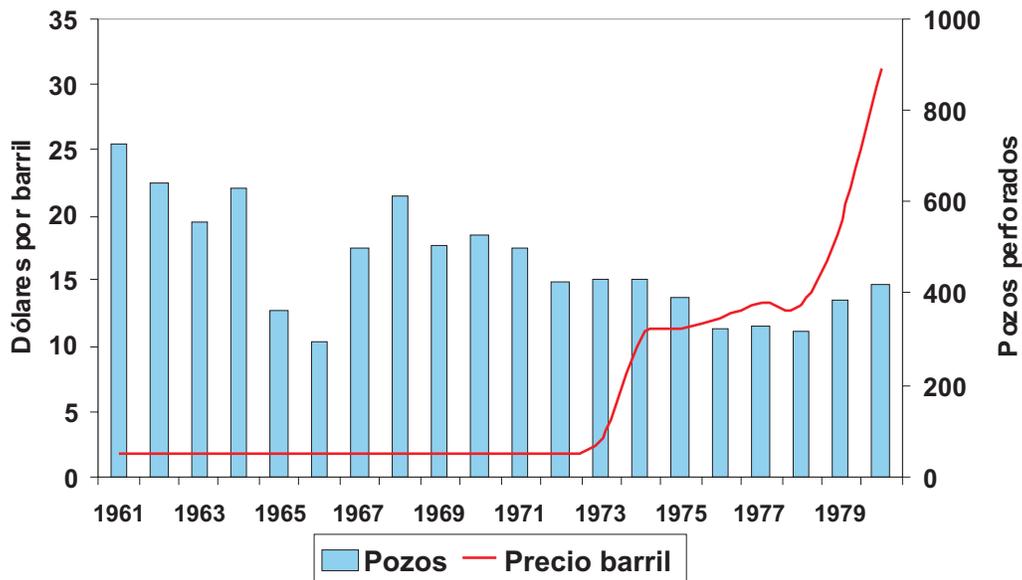
Metros Perforados (1961 - 1980)



Fuente: Estadística UPMP

Gráfica 14

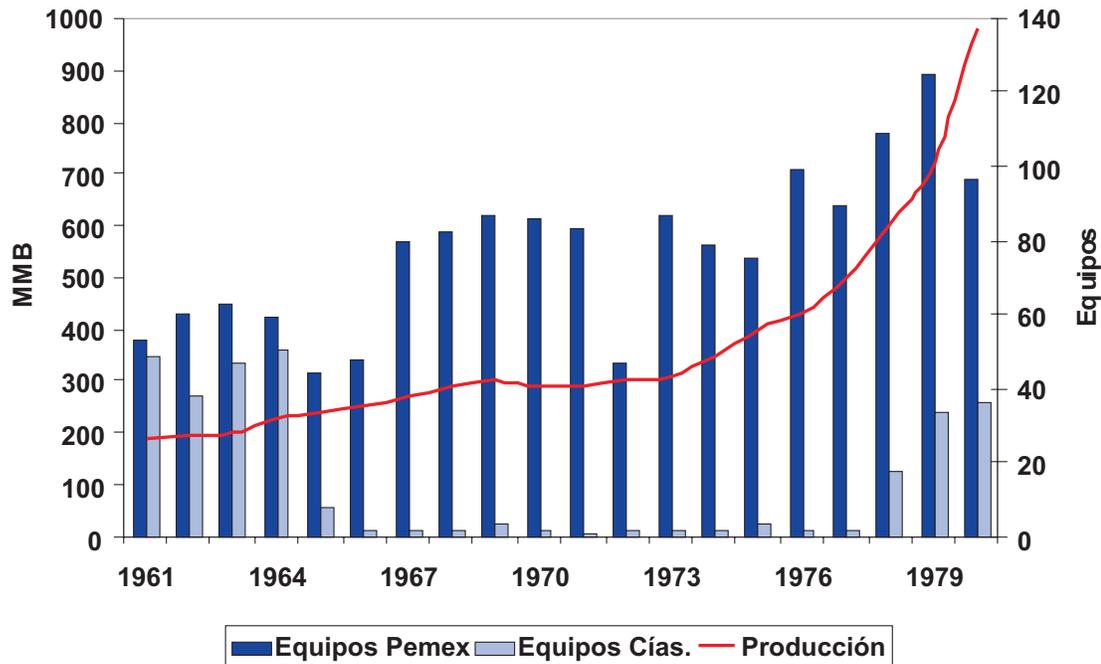
Precio Internacional del Petróleo



Fuente: British Petroleum, Statical Review of World Energy, 1998, y Estadística UPMP.

Gráfica 15

Perforación para incorporar producción



Fuente: Memorias de labores y Estadística UPMP.

Gráfica 16

cado para perforar a profundidades mayores, se descubrieron los yacimientos más grandes e importantes del país. México pasó de importador a exportador; no obstante, se continúa incrementando la brecha tecnológica con respecto a los países petroleros más desarrollados.

La fundación del Instituto Mexicano del Petróleo fortaleció la capacitación de los trabajadores a todos los niveles; logró disminuir la frecuencia de accidentes al mismo tiempo que procuró la preservación del medio ambiente.

Periodo de 1981 - 1998

Incorporación de tecnologías y creación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos (UPMP).

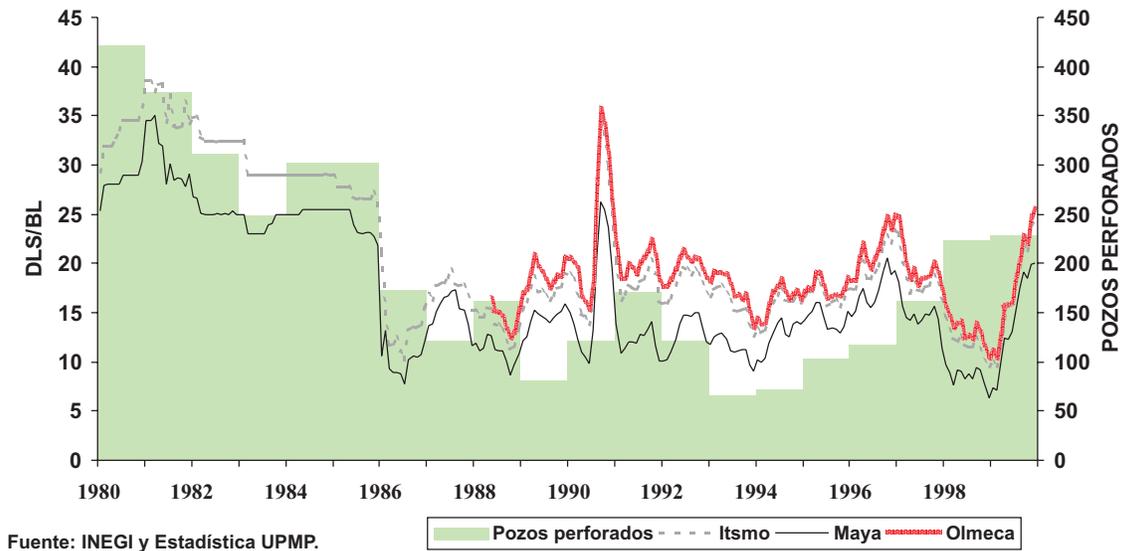
El desarrollo de la perforación y exploración en tirantes de agua cada vez mayores marcó el inicio de la explotación en la Sonda de Campeche.

En la década de los 80 se registraron cambios importantes en el escenario del mercado petrolero internacional. En 1981, el crudo mexicano Istmo

alcanzó su valor máximo de 39 dólares por barril (gráfica 17), debido principalmente a los grandes volúmenes de crudo que consumían los países desarrollados como Estados Unidos de Norteamérica, Alemania y Francia, y a las estrategias adoptadas por esas mismas potencias para comprar y almacenar hidrocarburos. Esto mantuvo los niveles de perforación con un promedio de 327 pozos/año de 1980 a 1985, y como consecuencia, se alcanzaron las máximas cuotas de producción de este periodo, como la registrada en 1982 que fue de 1,313 MMBPCE.

En 1986, al producirse un drástico abatimiento del precio del crudo por debajo de los 10 dólares, se inició un periodo de incertidumbre con crisis recurrentes, que obligó a bajar los niveles de perforación a un promedio de 136 pozos/año hasta 1992. En consecuencia, entre 1993-94 los niveles de actividad de la perforación fueron los más bajos de las últimas décadas, con promedios de 70 pozos/año, que prácticamente igualaron a los obtenidos a finales de los años 40. Es importante destacar la relación directa que se da entre el volumen de las reservas y el número de pozos que se perforaron en este periodo: **"A mayor número de pozos**

Precios promedio del crudo



Fuente: INEGI y Estadística UPMP.

Gráfica 17

perforados mayor incorporación de reservas”, según se muestra en la gráfica 18.

Las reservas declinaron a una tasa media anual de 1.2%. Esta tendencia refleja, por una parte, el efecto

de restricciones financieras que en algunos años significaron ritmos de reposición menores a los volúmenes de extracción y, por la otra, a estimaciones más exactas y confiables que las estimadas en años anteriores. Para la perforación exploratoria la tasa anual de declinación fue del 6% hasta 1995; es a partir de 1996 cuando la actividad tiende a recuperarse con un crecimiento anual de 25%.

En las reservas por pozo productor se observa una drástica reducción en 1998, pues con la perforación del pozo delimitador Ayin DL1 quedó definido el yacimiento del mismo nombre que no incrementó reservas, (gráfica 19).

Perforación para incorporar reservas

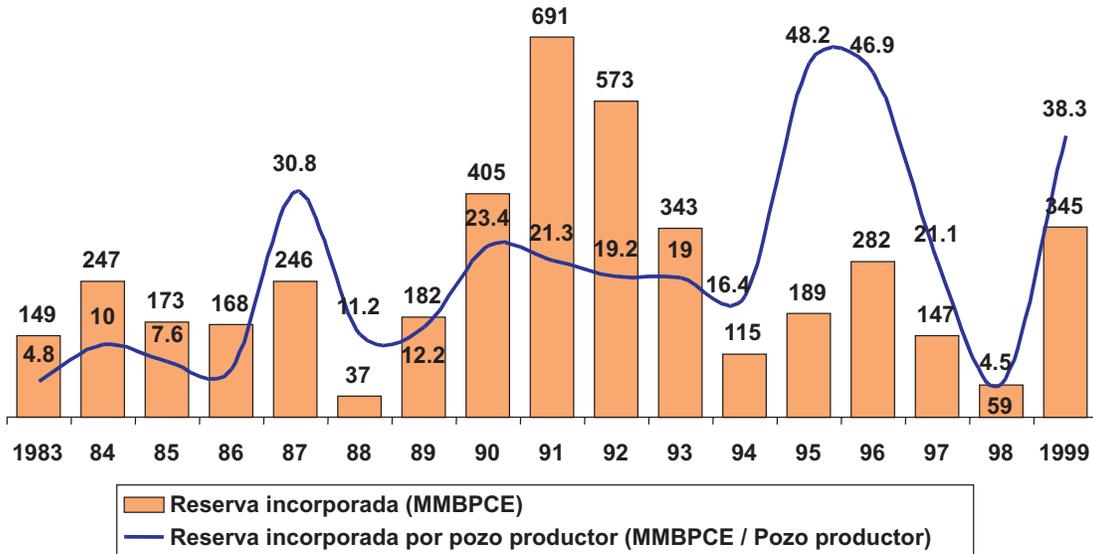


Fuente: Pemex, Memorias de labores 1984, 1986, 1988, 1989 y Secretaría de Energía.

Gráfica 18

Gracias a la creciente eficiencia en cuanto a la perforación de pozos, y en general en todas las actividades, se logró a principios del periodo un éxito superior al 80%, hasta un 90 y 98% en 1998 (Gráfica 20). Esto

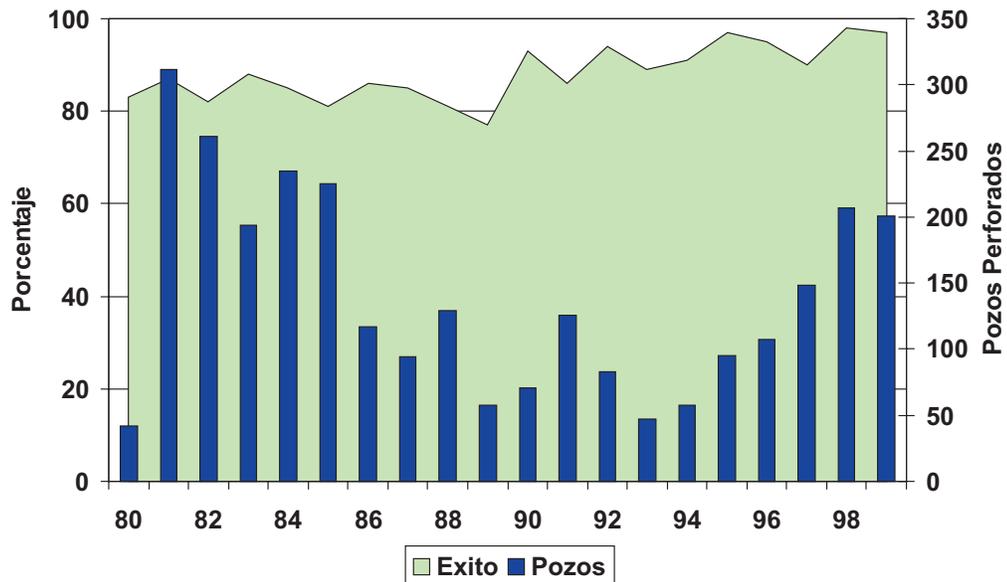
Reserva incorporada por pozo productor



Fuente: Ingeniería Petrolera, Agosto 1997. Artículo "Plan Estratégico de Exploración".

Gráfica 19

Exito en Perforación de Desarrollo



Fuente: Memorias de Labores Pemex, Secretaría de Energía y Estadística UPMP

Gráfica 20

demuestra el grado de desarrollo de la perforación en México. (tabla 3).

Región	Miles de barriles de aceite	Millones de pies cúbicos de gas
Norte	81	1224
Sur	587	1996
Marina	2238	1570
Sistema	2906	4790

Tabla 3

La perforación en este último periodo, al 31 de Diciembre de 1999, llegó a 3 mil 467 pozos de los cuales 702 fueron de exploración. Uno de ellos, el "Jolosin 1", alcanzó la profundidad de 7 mil 615 mts. que representa el récord nacional a la fecha, comparable solamente con los registrados por Estados Unidos en pozos tanto con fines petroleros como con el de mayor profundidad, cuyo objetivo fue obtener información sobre el origen de la corteza terrestre para fines científicos, (gráfica 21).

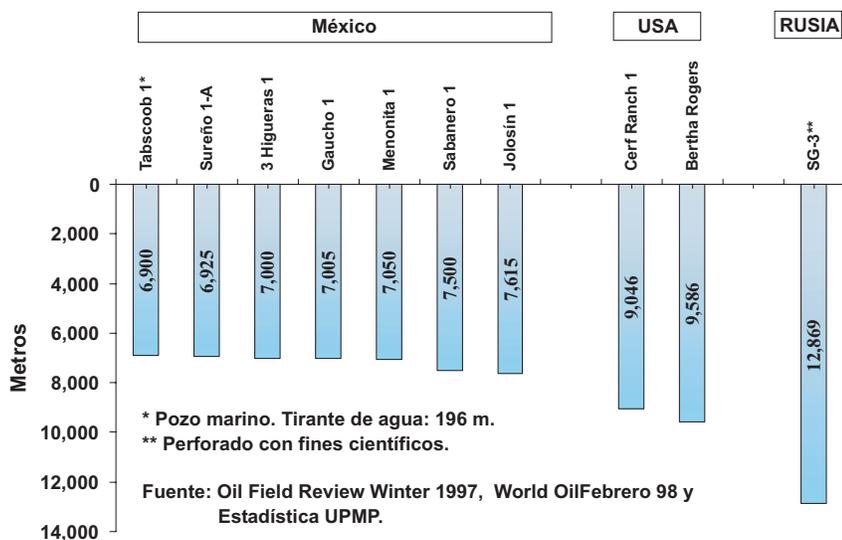
En lo referente a desarrollo de campos, se perforaron 2 mil 765 pozos a una profundidad promedio de 3 mil 323 m, entre los que están incluidos los pozos inyectores, horizontales y multilaterales, (gráfica 22).

Al cierre de 1999 se habían perforado 12 mil 320 kilómetros en todo el periodo, y de la expropiación a la fecha citada, se tiene un total acumulado de 44 mil 887 kilómetros incluidos los de exploración y desarrollo, (gráfica 23).

En la perforación marina, la cercanía de nuestros campos a la costa mantuvo la perforación en aguas someras debido a la naturaleza de los yacimientos o megayacimientos, como en algunos casos se les ha llamado, que se encuentran en tirantes de 45 m promedio; sin embargo, en los últimos años se empezó a incursionar a mayores profundidades, como el pozo "Chucktah 1", en el Golfo de México, perforado en un tirante de agua de 384 m a una profundidad de 4,968 m como récord nacional, (gráfica 24).

Actualmente, debido al incremento de la demanda de gas, su producción ha tenido gran importancia y por esta razón se ha incrementado la actividad de perforación principalmente en la Cuenca de Burgos, en donde las profundidades medias son del orden de 3 mil m.

Pozos Profundos

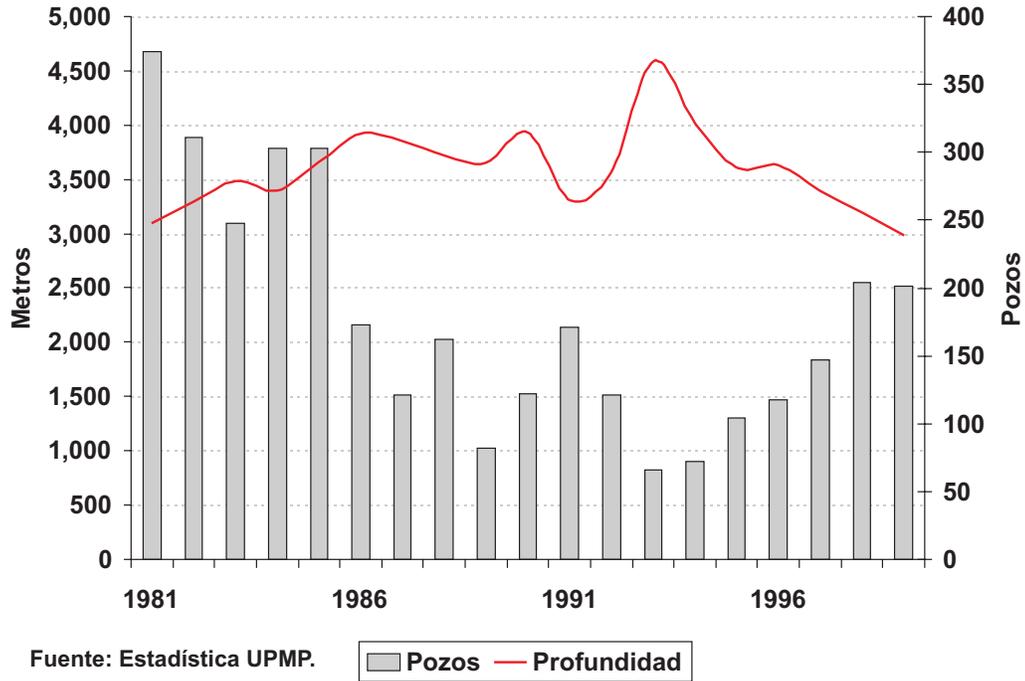


Gráfica 21

Es importante señalar que en la búsqueda de alternativas para optimizar la perforación se realizó un estudio comparativo (Benchmarking) de Perforación y Mantenimiento de Pozos con las compañías internacionales de perforación que operaban en el norte del Golfo de México, denominado por sus siglas en inglés OFSE (Oil Field Services and Equipment), y cuyas conclusiones permitieron reorientar los esfuerzos de la perforación en México.

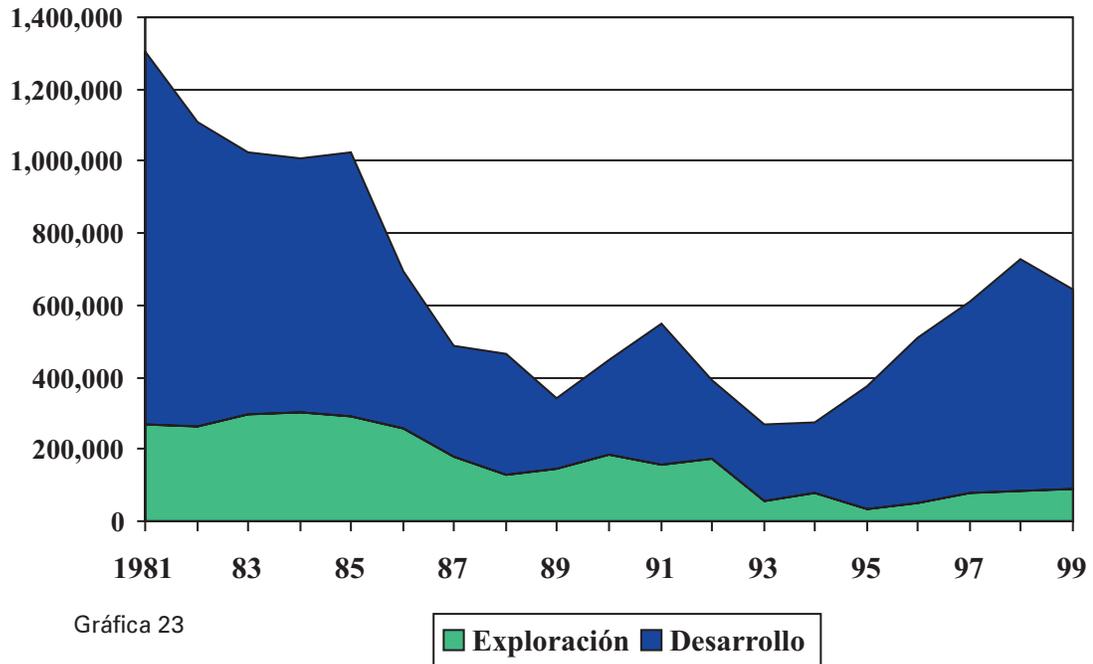
Con estos antecedentes, se generó el programa denominado OTP (Optimización de Tiempos de

Profundidad Media de Perforación



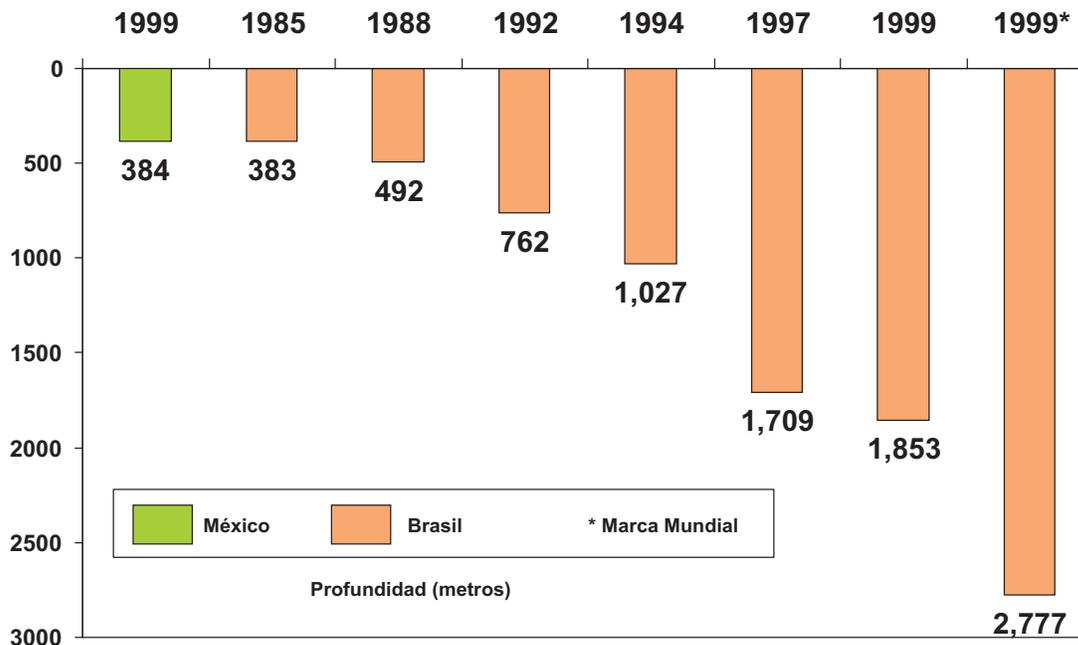
Gráfica 22

Metros Perforados (1981 - 1999)



Gráfica 23

Récord en Tirántes de Agua



Fuente: Oil & Gas Journal, Revista Latinoamericana. Mayo/Junio 1998.
Offshore Marzo 1999

Gráfica 24

Perforación) que se aplicó en todo el sistema, tanto para la perforación propiamente dicha, como para la reparación y el mantenimiento de pozos.

El énfasis en el mejoramiento de la competitividad ha derivado en procesos generalizados para capitalizar el conocimiento, de tal forma que al cerrar el siglo, los indicadores señalan que la perforación ha llegado a obtener tales niveles de eficiencia operativa que la ubican a nivel internacional.

El número de equipos y pozos perforados en la Unión Americana es superior a los de México, (gráficas 25 y 26). Cabe destacar que, en el país vecino, un gran número de esos pozos se perforan a profundidades someras y en algunos casos con producciones de 10 a 20 barriles por día; aún con esta mínima cuota resultan rentables para sus propietarios. Los índices de producción por pozo en México revelan que con menos pozos perforados se obtienen grandes volúmenes de producción.

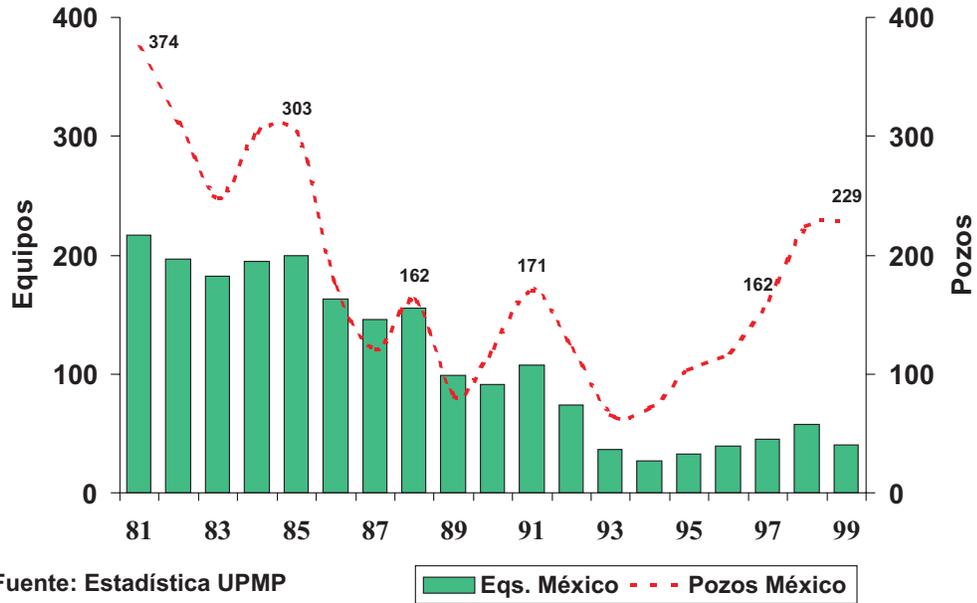
La eficiencia operativa obtenida en los últimos ocho años, en función del índice de pozos

perforados por equipo/año, se debe a la aplicación de prácticas mejoradas y a la tecnología utilizada, (gráfica 27).

Conclusiones

- 1.- La perforación es fundamental para la producción de hidrocarburos. Es también una importante fuente de ocupación y desarrollo en los puntos geográficos en los que se asienta.
- 2.- La tecnología y el personal experto han sido la base para descubrir y desarrollar los grandes yacimientos que han ubicado al país dentro de los primeros productores del mundo.
- 3.- Para mantener e incrementar la producción y reservas es necesario sostener un nivel de actividad de perforación equilibrado en función de la demanda mundial de petróleo y de su costo en el mercado internacional.
- 4.- Las alianzas y desarrollo de proyectos compartidos con empresas líderes en el ramo, y la globalización en la que se ve inmerso nuestro

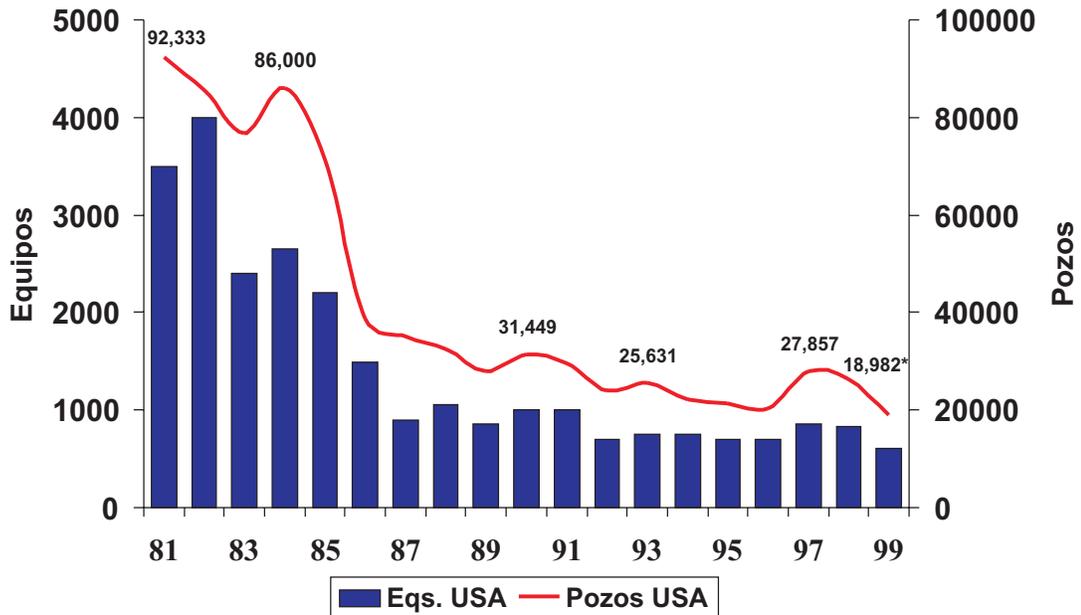
Pozos y Equipos de México (1981 - 1999)



Fuente: Estadística UPMP

Gráfica 25

Pozos y Equipos de USA (1981 - 1999)

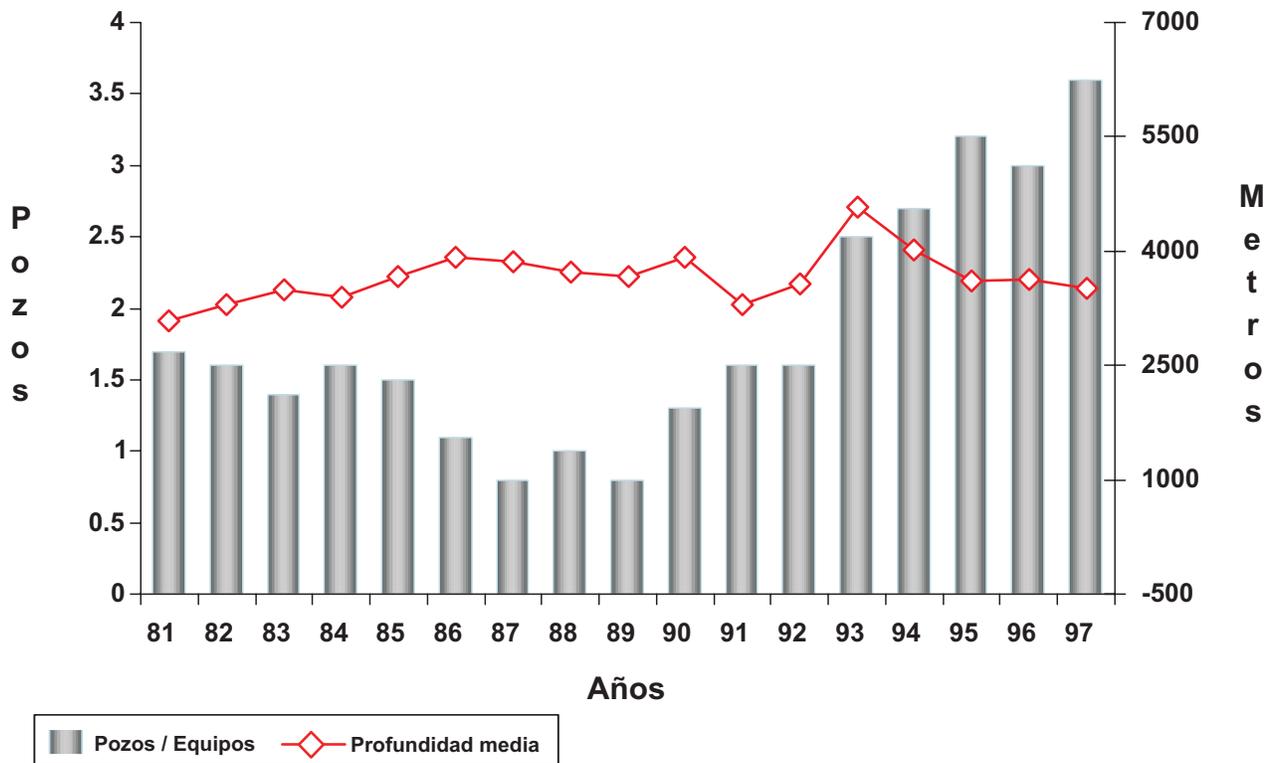


Fuente: Oil and Energy Trends Annual Statistical Review, Mayo 1998. Baker Hughes Rig Count.

* Octubre de 1999. Spears and Associates, Inc.

Gráfica 26

Pozos perforados por equipo (exploración y desarrollo)



Gráfica 27

país, han reducido la brecha tecnológica entre México y las grandes potencias petroleras del mundo.

BIBLIOGRAFÍA

- *El petróleo en México y en el mundo*. Bernard Tissot.
- *Petroleum Engineering PE 406, Reservoir Fluids*:
- *Sampling and Analysis*, Karl R. Lang, David A. T.
- Donohue, Ph. D., J. D.;
- *Petroleum Engineering PE 502, Reservoir Fluid Flow and Natural Drive Mechanism*, Aziz S. Odeh.
- *Earth*, Frak Press, Raymond Siever
- *Las Reservas de Hidrocarburos de México* Volumen I y II. Evaluación al 1 de enero de 1999, PEMEX
- *Documentos diversos*, Archivo de PEMEX, 1999.