

20  
20



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**PATRON DE AGOTAMIENTO DE LOS  
HIDROCARBUROS CON BASE EN LOS  
RESULTADOS DE LA EXPLORACION PETROLERA**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**  
**P R E S E N T A :**  
**EDGAR BALFRE MONTOYA JIMENEZ**

DIRECTOR DE TESIS: DR. MARIO RUIZ CASTELLANOS.



MEXICO, D. F.

1988.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

29449



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-020

**SR. EDGAR BALFRE MONTOYA JIMENEZ**  
Presente

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

**PATRON DE AGOTAMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS CON BASE EN LOS  
RESULTADOS DE LA EXPLORACION PETROLERA**

- I INTRODUCCION**
- II SITUACION GENERAL DE LOS RECURSOS ENERGETICOS**
- III PROCESO DE DESCUBRIMIENTO DE LOS RECURSOS PETROLEROS**
- IV ALGUNOS CASOS DE PATRONES DE AGOTAMIENTO**
- V POSIBLE RELACION ENTRE EL PATRON GENERAL DE  
DESCUBRIMIENTO-AGOTAMIENTO Y LAS PROVINCIAS  
PETROLERAS DE MEXICO**
- CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 22 de junio de 1998  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS\*RI/R\*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PATRON DE AGOTAMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS CON BASE EN LOS  
RESULTADOS DE LA EXPLORACION PETROLERA

TESIS PRESENTADA POR : EDGAR BALFRE MONTOYA JIMENEZ

DIRIGIDA POR : DR. MARIO RUIZ CASTELLANOS

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

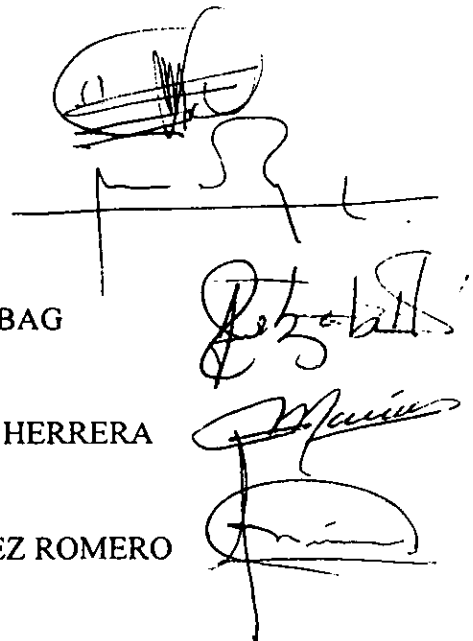
PRESIDENTE : ING. MAXIMINO MEZA MEZA

VOCAL : DR. MARIO RUIZ CASTELLANOS

SECRETARIO : DRA. JETZABETH RAMIREZ SABAG

PRIMER SUPLENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

SEGUNDO SUPLENTE: M. I. NESTOR MARTINEZ ROMERO



The image shows four handwritten signatures in black ink, arranged vertically on the right side of the page. The first signature is a stylized, somewhat circular scribble. The second signature is a more linear, horizontal scribble. The third signature is a cursive signature that appears to read 'Jetzabeth'. The fourth signature is another cursive signature that appears to read 'Maximino'.

## CONTENIDO

	Página
<b>CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPÍTULO II SITUACIÓN GENERAL DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS</b>	6
II.1 Presentación	6
II.2 Recursos Energéticos Renovables: Energía Hidroeléctrica, Energía Solar, Energía Eólica, Biomasa	10
II.3 Recursos Energéticos No Renovables: Gas Natural, Carbón, Energía Nuclear, Energía Geotérmica	12
<b>CAPÍTULO III PROCESO DE DESCUBRIMIENTO DE LOS RECURSOS PETROLEROS</b>	16
III.1 Generalidades	16
III.2 Modelo de Arps y Roberts	17
<b>CAPÍTULO IV ALGUNOS CASOS DE PATRONES DE AGOTAMIENTO</b>	36
IV.1 Caso de la Cuenca Pérmica	37
IV.2 Caso de la Costa Norteamericana del Golfo de México	44
IV.3 Caso de Israel	51
<b>CAPÍTULO V POSIBLE RELACIÓN ENTRE EL PATRÓN GENERAL DE DESCUBRIMIENTO - AGOTAMIENTO Y LAS PROVINCIAS PETROLERAS DE MÉXICO</b>	56
<b>CONCLUSIONES</b>	61
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	63

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

Actualmente los hidrocarburos representan un papel muy importante en el comportamiento general de la economía y en la orientación de la política económica. El impacto del sector petrolero en la actividad económica ha influido de manera directa, principalmente en el comercio exterior, en las finanzas públicas, y en mayor medida en la estructura del producto interno bruto y en la generación de empleos. Para los países productores de hidrocarburos los recursos petroleros constituyen una fuente generadora de divisas y un eje central alrededor del cual gira el resto de los sectores de la economía. Al situarse la industria petrolera como la actividad fundamental y el principal impulsor del desarrollo económico nacional, puede advertirse su efecto directo en el crecimiento de los servicios subsidiarios en las zonas de producción y refinado, en el estímulo del empleo de la industria de la construcción, servicios y comercio, así como en el apoyo al sector de la investigación de los campos de interés para esta industria.

En los próximos años, al reducirse la disponibilidad de petróleo, el desarrollo del sector energético a nivel nacional deberá ser impulsado fundamentalmente por las llamadas fuentes no convencionales o alternativas, que aunque pueden tener una magnitud de tamaño considerable, no aportan cantidades significativas de energía en el balance energético de un país y por lo tanto deben ser consideradas como soluciones de tipo local más que regional.

En el panorama internacional, las opciones más importantes para reemplazar a los hidrocarburos han sido el carbón y la energía nuclear; no obstante, el carbón contribuye en cantidades importantes, pero sólo en los pocos países que tienen suficientes reservas de este

recurso; a su vez, la existencia de carbón en México es muy limitada, lo que ha generado que su principal uso se destine a la industria siderúrgica y minerometalúrgica, dificultando su desarrollo en la generación de energía y reduciendo aún más su consumo. Por su parte, el desarrollo de la energía nuclear enfrenta resistencia a su crecimiento debido a su difícil procesamiento y a su carácter como fuente de radiactividad, por lo que su aprovechamiento en nuestro país es casi nulo, a excepción de exploraciones efectuadas en búsqueda de uranio en algunos estados de la república y a la instalación de una planta nuclear.

Durante el proceso de transición hacia otras fuentes de energía, es factible mencionar que la explotación de los hidrocarburos a nivel nacional continuará incrementándose en función de los requerimientos internos y de los volúmenes de exportación establecidos. La producción de derivados se fijará de acuerdo a la capacidad instalada y a los programas de inversión en refinación, mientras que la producción de gas asociado se determinará por la extracción correspondiente de petróleo.

Así mismo, la actividad petrolera contribuirá al desarrollo económico, no sólo por la generación de divisas a partir de la exportación de excedente de petróleo crudo para apoyar programas y medidas de recuperación económica, sino también por el suministro de energéticos al sector industrial y a los consumidores nacionales.

Con base en lo anterior, se puede afirmar que los hidrocarburos son el principal recurso a nivel nacional y la fuente más importante de recursos financieros del sector público y que seguirá siéndolo, dada la cantidad de recursos petroleros disponibles, la densidad de la población y el continuo aumento en la demanda de energía. Por lo tanto, en la generación y

conversión de energía, además de impulsar el uso de fuentes renovables del tipo eólico, biomásico o solar, con el propósito de disminuir en un grado significativo la dependencia del petróleo y gas natural, resulta conveniente conocer la magnitud de las reservas todavía existentes, con el objeto de programar una adecuada explotación de las mismas.

En lo que respecta a la estimación de la existencia de recursos energéticos a nivel mundial, regional o nacional, pueden utilizarse diversos métodos y modelos. Algunos métodos y modelos desarrollados requieren de información que los hace difíciles de utilizar y sólo son de aplicación local; sin embargo, a través del estudio de parámetros utilizados en la producción y exploración de los recursos del subsuelo, se ha podido establecer que el aprovechamiento de los yacimientos minerales o petroleros en una región, está determinado por un patrón básico de agotamiento. Fundamentalmente el agotamiento va ligado a un ciclo de producción y descubrimiento, caracterizado por la iniciación (nacimiento), incremento rápido (juventud), nivelación (madurez), y la declinación del sistema productor. Por ello, la importancia del conocimiento de tal patrón adquiere dimensiones de gran magnitud, lo que deja ver que su existencia debe ser ampliamente reconocida y estudiada en un país petrolero como el nuestro.

Con relación al agotamiento de los recursos minerales y en particular de los hidrocarburos, es importante mencionar dos aspectos fundamentales en el proceso de exploración: primero, la mayoría de los descubrimientos de aceite y gas en una región están contenidos en pocos campos grandes y segundo, los campos grandes son descubiertos en las primeras etapas de la exploración de una región. Además el comportamiento de la perforación exploratoria y,



los descubrimientos se pueden representar en tres diferentes etapas: la etapa inicial, la cual cubre un intervalo corto de pozos exploratorios perforados y en la cual los campos más grandes son descubiertos; la siguiente etapa es de transición, en la que el número de campos grandes descubiertos por pozo, declina relativamente en relación con el número total de descubrimientos por pozo, y en consecuencia, el volumen de petróleo descubierto por pozo exploratorio declina rápidamente. Y la última etapa, de una duración relativamente larga, en donde el volumen de petróleo encontrado por pozo exploratorio permanece a un nivel bajo pero estable, debido a que la mayoría de los campos descubiertos son pequeños.

En forma general y de acuerdo a resultados obtenidos en algunas regiones productoras de aceite y gas, la historia de descubrimiento en donde la mayor parte de las reservas son usualmente descubiertas tempranamente, siguiendo un corto y limitado esfuerzo de exploración y además, la velocidad de descubrimiento declina gradualmente conforme la exploración progresa, es referida con el término "cream-skimming". Lo anterior también indica que el aceite está concentrado en un número muy pequeño de campos grandes que se descubren al principio, en el proceso de exploración, por lo que cabe esperar que además de la declinación en descubrimientos, debe seguir la declinación en la producción.

Dada esta situación y sabiendo de antemano, el papel que desempeñan los hidrocarburos en el desarrollo económico y social del país, de inmediato puede verse la importancia de ubicar a México dentro del marco descrito por estos estudios, lo que permitirá definir con un grado importante de certeza, la magnitud de los recursos petroleros con que actualmente se cuenta y plantear su óptimo aprovechamiento en futuros planes de desarrollo.

Por todo lo anterior, el propósito de esta tesis es difundir la existencia de los patrones de agotamiento de los recursos petroleros y examinar muy brevemente con los datos disponibles la situación del desarrollo petrolero actual de México, con relación al patrón descrito. Para lograr lo anterior se empieza por manifestar la importancia que constituyen los recursos energéticos y en particular los hidrocarburos, por lo que se presenta un panorama de la utilidad de los recursos naturales, se revisan las condiciones actuales de algunos energéticos y sus características más importantes. Después se plantea un modelo de proceso de descubrimiento de los hidrocarburos, propuesto por Arps y Roberts y se analizan las regiones de la Cuenca Pérmica, la Costa Norteamericana del Golfo de México e Israel, en donde los resultados de exploración se comportan de acuerdo a lo previsto en el modelo mencionado. Posteriormente se describe un patrón general de descubrimiento-agotamiento y finalmente se estudia la posible relación entre dicho patrón y las provincias petroleras mexicanas.

## CAPÍTULO II

### SITUACIÓN GENERAL DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

#### II.1 PRESENTACIÓN

Durante miles de años el uso de los recursos naturales ha permitido la subsistencia del hombre en la tierra. De ellos el hombre ha obtenido una variedad de satisfactores, desde rocas para frotarlas y producir fuego, de pedernales para construir herramientas y aprovechar los recursos del suelo, hasta la excavación en el subsuelo en búsqueda de materias primas minerales, de satisfactores muy sofisticados como el uranio, etc. Entre los primeros grupos establecidos, los recursos que se buscaban y que eran indispensables comprendían sólo una gama limitada y prácticamente fácil de obtener, ya que las necesidades eran pequeñas, el número de integrantes reducido y los medios de producción rudimentarios. Conforme el hombre evolucionó, surgió el aumento gradual de las necesidades por satisfacer, se requirió un sinnúmero de materias primas en cantidades cada vez más grandes para una infinidad de usos, se modificó la forma de utilizar los recursos y al mismo tiempo, se substituyeron y crecieron tanto la variedad de recursos potenciales como los métodos y las técnicas para explotarlos.

En la actualidad, cada sociedad está vinculada a un tipo indispensable de infraestructura, misma que requiere del suministro de productos que se obtienen de la explotación de los recursos naturales y que repercuten en todos los aspectos de la vida diaria. El valor de los recursos naturales, tal como existe en la naturaleza, resulta difícil de cuantificar, ya que desde su descubrimiento, desarrollo y explotación, se requiere de inversión de capital y

trabajo, y en muchos casos de algún procesamiento antes de que puedan ser transportados del lugar donde se encuentran a otra localidad. Sin embargo, los recursos más importantes son los más usuales, los que tienen un significado económico y una “utilidad”, que depende de su demanda para obtener productos específicos que son manufacturados a partir de éstos.

La demanda de recursos naturales y en especial de recursos no renovables, ha aumentado notablemente debido a la industrialización de la sociedad y a que la población en lugar de estar distribuida fundamentalmente en zonas rurales, está concentrada en grandes ciudades, por lo que sus necesidades de satisfactores son mayores y muy variadas.

Hoy en día, se dispone de estimaciones de los recursos naturales que existen en casi todas las partes accesibles de la tierra, así como de las cantidades que de ellos se pueden obtener con la economía actual. Sin embargo, el incremento de la capacidad humana para explotar tales recursos, las altas tasas de crecimiento demográfico, y el proceso de urbanización, han ocasionado que se aprecie un creciente agotamiento de muchos de ellos.

Hasta hoy, la mayor parte de la energía utilizada en el mundo, proviene de la explotación de combustibles fósiles y en particular del petróleo, los cuales, además de su desigual distribución en la tierra, se gastan con gran rapidez, mientras que lo que se vuelve a generar de ellos por procesos naturales, es irrelevante desde el punto de vista de la humanidad.

En lo que respecta a la “utilidad” del petróleo, puede decirse que ha sido objeto de comercio cuando menos desde 3000 a.C.; sin embargo, su explotación moderna, económica y viable, se inició cuando terminó la perforación del pozo Drake, el 28 de agosto de 1859, en Titusville, Pennsylvania. Durante la revolución industrial y hasta la primera guerra mundial, el carbón alcanzó rápidamente la supremacía como energético en las naciones industrializadas, no obstante, fue durante este conflicto que dichas naciones aceleraron la conversión de su base energética del carbón al petróleo. Según el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, el petróleo suministra entre el 40 y el 50 por ciento de los recursos totales mundiales, por lo cual su empleo ha crecido exponencialmente durante más de un siglo, aumentando a una tasa promedio anual del 7 por ciento a partir de 1860 y hasta los primeros años de la década de los setenta.

El petróleo está presente en la mayoría de las actividades económicas, tanto de producción como de consumo. Su transformación industrial se ha destinado a satisfacer necesidades diarias de energéticos y materias primas para la industria petroquímica, por lo que además de su uso corriente en equipos consumidores de energía (como medios de transporte y centrales eléctricas), el petróleo representa el recurso natural de mayor importancia en la estructura actual del mercado energético mundial y constituye a su vez, la base fundamental para la planeación de modelos de desarrollo económico en una región, un estado o un país.

Para los países en vías de desarrollo, uno de los problemas que deberán resolver en los próximos años, será el incremento en la demanda de energía, específicamente de hidrocarburos, ocasionado en gran parte por el crecimiento poblacional y los problemas

económicos y estructurales que prevalecen en estos países. De esta manera, en tanto que los países industrializados han reducido el consumo de energía, los países no desarrollados registran un significativo nivel de desperdicio, ya que carecen de tecnología y de medidas para racionalizar su uso. Así mismo los países con suficientes recursos petroleros, tienden a cubrir sus necesidades energéticas a base de hidrocarburos y exportar más o menos, dependiendo de la magnitud de sus reservas y de otras consideraciones político-económicas. En lo referente al suministro de hidrocarburos, puede señalarse que la mayor parte de la demanda de aceite y gas a nivel mundial, es satisfecha por incrementos en la producción de regiones marinas mientras que la producción mundial de las regiones continentales, se ha nivelado y es soportada únicamente por adiciones a reservas en el Medio Oriente y descubrimientos esporádicos en Latinoamérica y Rusia.

Por consiguiente, dada la importancia que tiene el uso de los recursos energéticos, el carácter finito de los hidrocarburos y su perspectiva de agotamiento a mayor o menor plazo, resulta conveniente plantear su sustitución por nuevas fuentes de energía primaria. El gas natural, el carbón, la energía hidroeléctrica, la energía solar, la energía nuclear, la energía eólica, la energía geotérmica y la biomasa, son algunas alternativas que han alcanzado viabilidad económica y han mostrado factibilidad técnica para satisfacer las necesidades de algunas regiones que tienen difícil o limitado acceso a las formas más comunes de energía. Algunas características y aplicaciones de estas fuentes, son de interés en este texto para contemplar su posible introducción en el mercado energético y relacionar adecuadamente el significado de los patrones de declinación que se examinan más adelante.

## **II.2 RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES**

### **ENERGÍA HIDROELÉCTRICA**

La energía hidroeléctrica ha tenido un importante crecimiento en la generación de electricidad en los países desarrollados, los cuales controlan el 44 por ciento del potencial hidráulico en el mundo, a diferencia de los países en desarrollo, en los que sólo se aprovecha cerca del 4 por ciento de los recursos fluviales para producir electricidad. Aunque su expansión es significativa, existen limitaciones, ya que las instalaciones generadoras requieren de tiempos largos para su definición, diseño, adquisición e instalación, por lo que ante una evolución rápida de la demanda, debe preverse la expansión de los sistemas con oportunidad. Adicionalmente, la necesidad de producirla en el instante que se le requiere, la coloca en clara desventaja con la energía generada a partir del petróleo, debido a la imposibilidad de almacenarla como tal, además de esto, la irregular precipitación en algunos países, el deterioro al medio ambiente y su escasa participación (aproximadamente 3 por ciento) en el balance energético mundial, hacen que tenga características desfavorables para su desarrollo.

### **ENERGÍA SOLAR**

La investigación y desarrollo han determinado que la energía solar puede ser una fuente alterna de energía, no obstante su difícil captación. La energía solar puede usarse directamente en aplicaciones térmicas, puede convertirse en electricidad o se puede utilizar indirectamente, a través del aprovechamiento de los vientos y las olas. Debido a los diferentes climas que existen en el planeta, la recolección y conversión de la energía solar parece económicamente factible para latitudes tropicales, mientras que en latitudes

templadas, las perspectivas para su desarrollo parecen nulas. Sin embargo, a pesar de ciertas desventajas como la falta de disponibilidad en el tiempo de la demanda, el desarrollo de dispositivos para su almacenamiento a bajo costo y la necesidad de cambiar el urbanismo para permitir su adecuada captación, el potencial de la energía solar no es despreciable si se considera que es una fuente renovable, que puede tener importancia a largo plazo.

## **ENERGÍA EÓLICA**

El uso de la energía eólica ha declinado considerablemente desde épocas en que la mayor parte de la energía consumida en las zonas rurales, provenía de energía útil del viento. Actualmente, sólo algunos países como Alemania, Canadá, Dinamarca, Estados Unidos, Holanda, Inglaterra, Suecia y la antigua URSS, llevan a cabo programas para el aprovechamiento de esta fuente de energía, en contraste con el petróleo, las principales desventajas consisten en la solución de problemas técnicos para implantar sistemas eólicos, especialmente en los períodos sin viento y a las diferencias geográficas que influyen en su costo. Sin embargo, una característica favorable para su desarrollo es que es una fuente renovable de energía que puede ser aprovechada en pequeña escala en algunas localidades específicas.

## **BIOMASA**

El término biomasa se refiere a cualquier producto biológico (incluyendo la madera, productos vegetales, animales y todo tipo de residuos orgánicos) que puede convertirse en energía. Los desperdicios sólidos (basura) y líquidos (aguas negras) que se generan en



cualquier tipo de asentamiento humano, son también productos de la biomasa convertibles en energía.

La abundancia de recursos de biomasa es relativa y aparente, por una parte, debido a que existen otros usos importantes de la biomasa que compiten con el energético y por otra, no todos los recursos de la biomasa pueden aprovecharse económicamente para generar energía. Teóricamente, todos los productos de la biomasa podrían emplearse con propósitos energéticos, pero su aprovechamiento en grandes cantidades enfrenta problemas de recolección y almacenamiento, así como ecológicos, que no hacen recomendable este recurso energético. Sólo Estados Unidos, Canadá, Brasil, la mayoría de los países de Europa Occidental, la India, la República Popular de China y Australia, realizan estudios detallados sobre el potencial de sus recursos de biomasa.

### **II.3 RECURSOS ENERGÉTICOS NO RENOVABLES**

#### **GAS NATURAL**

El gas natural es un combustible conveniente para la utilización doméstica, comercial e industrial, debido a sus propiedades físicas y químicas. La dependencia por país difiere desde prácticamente cero en Suecia y Dinamarca, hasta casi el 30 por ciento en Estados Unidos y el 47 por ciento en los Países Bajos. La antigua Unión Soviética y el Medio Oriente, tienen más del 70 por ciento de las reservas probadas de gas natural en el mundo, por lo que las reservas más importantes están lejos de los mercados potenciales, sobre todo de Europa Occidental, Japón y América del Norte.

Debido al problema del transporte y a factores de índole política, el comercio intercontinental ha tenido un lento desarrollo, no obstante el gas natural es un combustible

conveniente desde el punto de vista de su uso y por su interacción con el medio ambiente. Así mismo, el gas natural constituye actualmente el 24 por ciento de la energía total consumida a nivel mundial, y suponiendo que se mantengan los niveles actuales de consumo, se prevé una duración de las reservas, de aproximadamente 65 años, siempre y cuando el gas pueda ser llevado a los mercados.

## CARBÓN

El carbón ha sido el principal energético de los países industrializados (todavía en 1950 representó el 59 por ciento de la energía primaria consumida en el mundo); sin embargo, ha significado poco en el proceso energético de los países en desarrollo. Tres países: Estados Unidos, la antigua URSS y China, disponen de casi el 60 por ciento de la producción carbonífera mundial y otro 15 por ciento lo aportan Polonia, la antigua Alemania Occidental y Gran Bretaña, aunque existe un potencial importante para el desarrollo del carbón en el Hemisferio Sur, particularmente en Colombia, donde se encuentran importantes yacimientos de hulla y antracita. El carbón puede sustituir al petróleo y al gas en la generación de electricidad y en la producción de calor industrial, también puede convertirse directamente en petróleo o gas; no obstante, su explotación sería a un alto costo, comparada con el beneficio que de éste se puede obtener.

A diferencia del petróleo, el carbón es sucio y difícil de distribuir y utilizar, causando además severos daños al medio ambiente desde las primeras etapas de su explotación, por lo que hay que resolver cuestiones sociales, económicas y ambientales para que sea aceptable una considerable ampliación de su uso. En México, las regiones carboníferas más importantes se localizan en los Estados de Coahuila, Sonora y Oaxaca, sin embargo, la

única en producción es la de Coahuila, debido a las industrias siderúrgicas ahí integradas y a la reducida canalización del carbón con fines energéticos. Del mismo modo, la disponibilidad total posible de este recurso en nuestro país, es sólo una fracción sin importancia en comparación con los hidrocarburos.

## **ENERGÍA NUCLEAR**

La característica fundamental de esta energía, como fuente de radiactividad, ha ocasionado una resistencia a su desarrollo en algunos países, no obstante que su costo es relativamente bajo en la generación de electricidad. Además de éste, los principales argumentos han sido el transporte, almacenamiento, tratamiento de los residuos del combustible, la fabricación de los reactores, la exploración y desarrollo de la minería del uranio, las instalaciones de enriquecimiento, los métodos más aceptables de reprocesamiento, y el largo intervalo de tiempo entre el inicio de un proyecto y la operación a pleno rendimiento.

Actualmente, sólo determinados países como Francia, Gran Bretaña, Estados Unidos, Japón, Alemania, Bélgica, los Países Bajos, Luxemburgo y la antigua URSS, disponen de la tecnología para la generación de energía nuclear. En lo referente a esta industria en nuestro país, los trabajos de exploración directa en búsqueda de uranio, se han concentrado principalmente en los Estados de Chihuahua, Nuevo León, Tamaulipas, Sonora, Durango, San Luis Potosí y Oaxaca; sin embargo, las reservas probadas son insuficientes para llevar a cabo programas que estimulen su crecimiento. En torno a su aprovechamiento, es importante mencionar que con la tecnología con que se cuenta hoy en día, las reservas totales de México sólo alcanzarían a abastecer durante unos 25 años el 4 por ciento de la energía que se consume en la actualidad.

## ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica se puede obtener a partir de recursos naturales de vapor o de rocas secas calientes. El vapor natural es competitivo económicamente, pero la base de los recursos es limitada, debido al procedimiento no muy común para atrapar vapor y obtener presión. Entre los países de mayor potencial en energía geotérmica, se encuentran Italia, Estados Unidos, México, Nueva Zelanda, la antigua URSS e Islandia, aunque se puede obtener en cantidades pequeñas en regiones en donde hay concentraciones significantes de temperatura. A su vez, la energía geotérmica no es una fuente importante por su magnitud fuera de las zonas volcánicas, lo cual hace que se tenga que usar localmente en la región en que se encuentra, sin embargo la principal desventaja de este recurso radica en que al igual que el petróleo, es una energía no renovable, ya que la velocidad de su regeneración está muy por debajo de la velocidad de explotación. La mayor diferencia, con respecto al petróleo, es su desgaste por sí misma debido al enfriamiento de la tierra, en tanto que los hidrocarburos pueden permanecer en el depósito hasta que se requiera su explotación. Su aprovechamiento en nuestro país está enfocado a la generación de energía eléctrica, principalmente en los Estados de Baja California, Jalisco, Michoacán y Puebla.

## **CAPÍTULO III**

### **PROCESO DE DESCUBRIMIENTO DE LOS RECURSOS PETROLEROS**

#### **III.1 GENERALIDADES**

El análisis de la actividad exploratoria en la cuantificación de los recursos petroleros, ha dado origen al reconocimiento de la existencia de patrones de descubrimiento y agotamiento de tales recursos, los cuales han sido documentados y han llegado a ser la base de un campo de investigación desde principios de la década de los setenta. Su desarrollo fue impulsado principalmente por el Dr. M. King Hubbert, quien efectuó predicciones relacionadas con la estimación de los recursos energéticos en los Estados Unidos, que llegaron a cumplirse con gran certeza en la mayoría de los casos. Así mismo, la disminución en número y tamaño de nuevos campos encontrados como parte de los objetivos de proyectos de exploración en diferentes regiones del mundo y de México, ha permitido llevar a cabo el seguimiento de los patrones mencionados, lo que significa que en la mayoría de las cuencas petroleras alrededor del mundo, el patrón de descubrimiento-agotamiento a que se hace referencia con anterioridad, se está manifestando en los hechos.

De esta manera, el conocimiento de los patrones de descubrimiento y agotamiento adquiere verdadera importancia, ya que al corresponder a la realidad, puede permitir prever la cantidad de reservas que podrán integrarse con la exploración futura en cada cuenca petrolera. En relación a la expansión y descubrimiento de nuevos campos en México, es conveniente considerar el estudio de los patrones de descubrimiento y agotamiento, puesto que permitirá conocer con un buen grado de aproximación la magnitud de los recursos petroleros todavía existentes. Por otra parte el reconocimiento de los comportamientos de

descubrimiento y agotamiento, y sus patrones generales, requiere encontrar los casos maduros, bien desarrollados, en los que la historia de exploración de los campos ha avanzado lo suficiente como para mostrar claramente los arquetipos de exploración-producción.

A este respecto, a continuación se describe un modelo de proceso de descubrimiento desarrollado por J. J. Arps y T. G. Roberts en 1958, el cual es uno de los mejores estudios efectuados en esta área, para posteriormente, en el capítulo IV, estudiar algunos casos concretos.

### **III.2 MODELO DE ARPS Y ROBERTS**

Arps y Roberts (op.cit) desarrollaron un modelo que predice que los campos más grandes son descubiertos más rápidamente que los campos pequeños, después de que una región ha sido inicialmente explorada. Su estudio se basó en información de la Cuenca Denver-Julesburg, en donde debido al tamaño de la muestra seleccionada, representada por miles de pozos y cientos de campos, se pudo desarrollar un riguroso método de análisis estadístico, el cual puede tener aplicación en provincias geológicas de México.

Las características fundamentales y el desarrollo del modelo, fueron las siguientes: Los primeros descubrimientos de petróleo en la Cuenca Denver-Julesburg se realizaron en los inicios de 1862 en los esquistos fracturados del Cretácico, cerca de Florence, Colorado, no obstante, fue hasta 1923 que la producción fue desarrollada sobre el Flanco Oeste de la cuenca.

Desde 1930 y hasta 1958, se perforaron 9,504 pozos en el Flanco Este de la cuenca, de los cuales 5,035 fueron exploratorios. A partir de 1955, el número de pozos perforados por año

declinó totalmente, en gran parte por la reducción en la perforación de pozos exploratorios; sin embargo, la producción del Flanco Este aumentó de 75,000 barriles durante 1949 a 41.5 millones de barriles en 1956, estabilizándose en 1957. Los resultados fundamentales de la exploración y desarrollo se pueden apreciar en la Fig. 1, en donde particularmente resulta interesante observar el incremento en el esfuerzo exploratorio entre 1954 y 1955 y la disminución de los pozos productores en el mismo lapso.

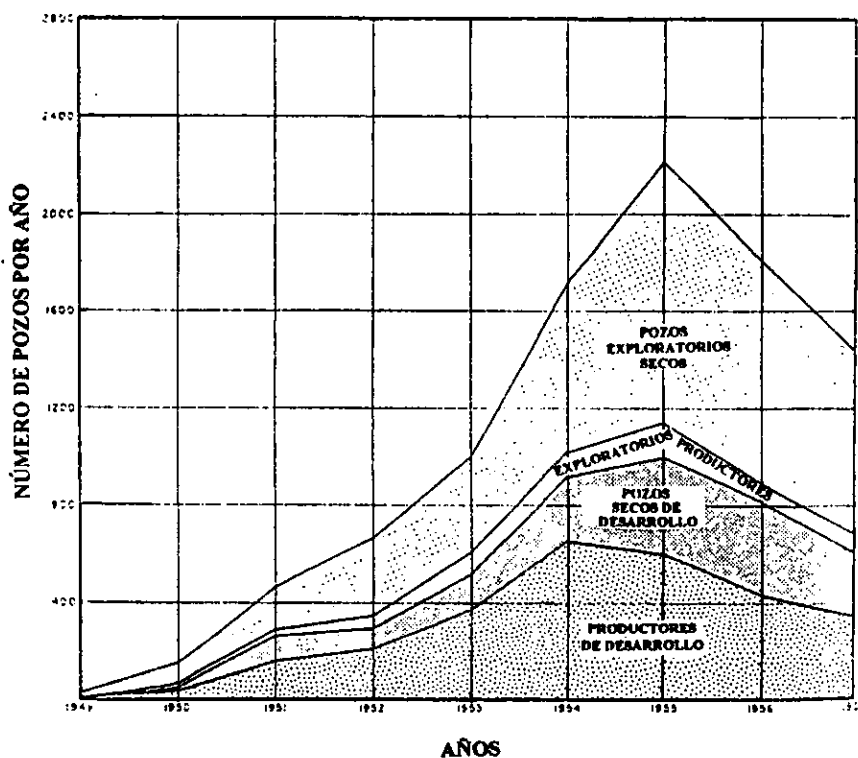


Fig. 1 Pozos perforados por año en el Flanco Este de la Cuenca Denver-Julesburg.

El área en estudio, la cual se ilustra en la Fig. 2, comprende una muestra representativa que incluye la porción del Flanco Este de la cuenca, la cual abarca una extensión de 5.7 millones de acres, aproximadamente 23,000 km<sup>2</sup>. La producción proviene de trampas del Cretácico Inferior, del tipo estratigráfico; se consideraron campos de aceite de una misma formación y se excluyeron otras formaciones productoras, además de campos de gas produciendo. Se seleccionaron 338 campos de aceite, con una producción acumulada hasta el 1° de enero de 1958, de más de 173 millones de barriles de aceite, cantidad equivalente a aproximadamente 2 meses de la producción mexicana actual.



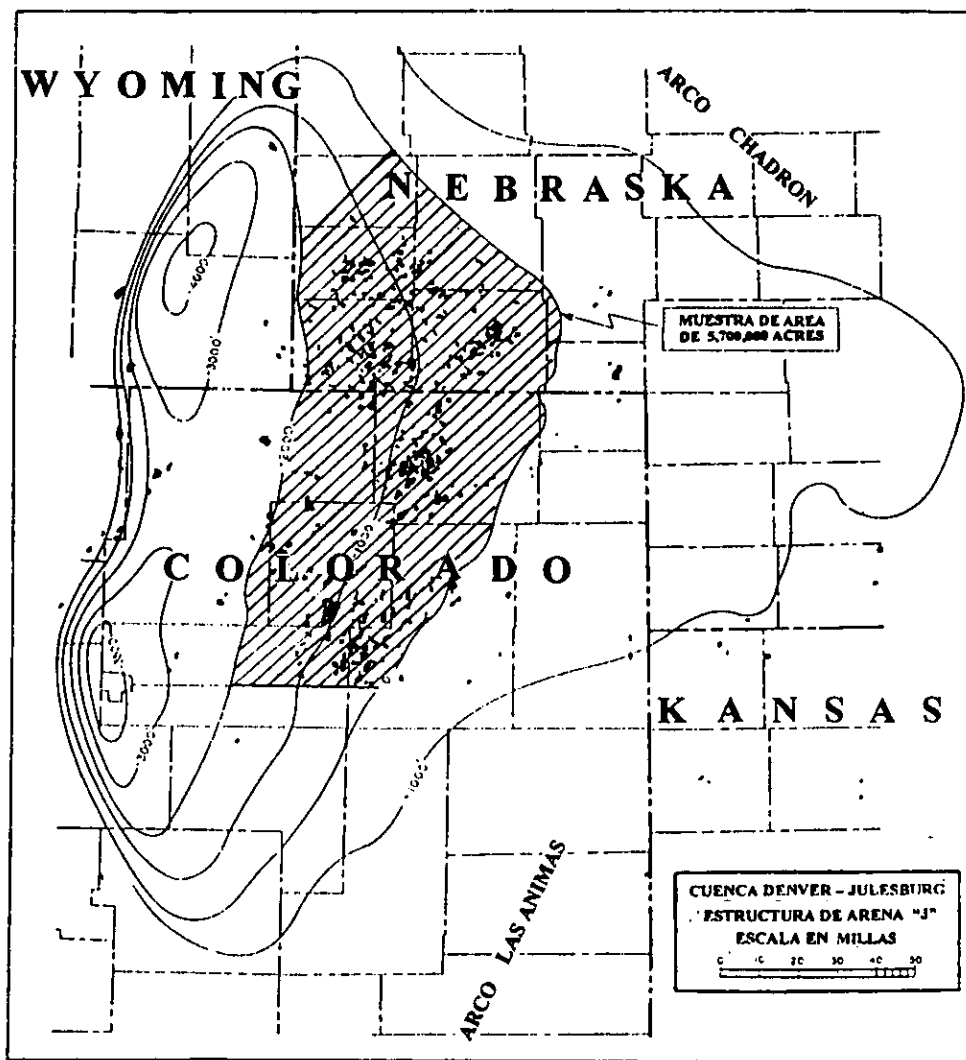


Fig. 2 Localización del área en estudio.

Para todos los campos se obtuvieron los siguientes parámetros: área productiva, en acres (A), número de pozos secos (N) necesarios para establecer los límites de productividad y recuperación total de aceite estimada en miles de barriles (U). Así mismo, cabe mencionar que dicha recuperación se refiere a la cantidad total de hidrocarburos que se pueden extraer de un depósito por energía propia del yacimiento y se puede obtener a partir de estudios volumétricos y/o de curvas de declinación establecidas durante estudios efectuados en los yacimientos.

Posteriormente, con el objeto de simplificar el manejo de los datos estadísticos, los autores mencionados construyeron una tabla de frecuencias en la que los campos fueron arreglados en nueve grupos de acuerdo a su área, registrando el número de veces que aparecen en la muestra en cada uno de los grupos. El límite de cada grupo se fijó en casi dos veces el límite del grupo precedente (Tabla 1).

GRUPO	RANGO DE ÁREA PRODUCTIVA (ACRES)	NÚMERO DE CAMPOS	ÁREA TOTAL PRODUCTIVA DE TODOS LOS CAMPOS (ACRES)	TOTAL DE POZOS SECOS DELINEADOS DE TODOS LOS CAMPOS	RECUPERACIÓN TOTAL ESTIMADA DE TODOS LOS CAMPOS M bbls	ÁREA PRODUCTIVA PROMEDIO POR CAMPO (ACRES)	NÚMERO DE POZOS SECOS DELINEADOS PROMEDIO POR CAMPO	RECUPERACIÓN TOTAL PROMEDIO ESTIMADA POR CAMPO M bbls
1	< 28	56	560	99	567	10	1.77	10.1
2	28 - 57	77	3,040	209	4,084	39	2.71	53.0
3	57 - 113	41	3,200	146	6,766	78	3.56	165.0
4	113 - 226	70	10,770	261	20,702	154	3.73	295.7
5	226 - 453	40	12,680	220	38,304	317	5.50	957.6
6	453 - 905	33	21,280	264	61,915	645	8.00	1,876.2
7	905 - 1,810	19	23,640	178	85,150	1,244	9.37	4,481.6
8	1,810 - 3,620	1	3,120	15	11,460	3,120	15.00	11,460.0
9	>3,620	1	8,300	25	50,750	8,300	25.00	50,750.0
TOTAL O PROMEDIO	-----	338	86,590	1,417	279,698	256	4.19	827.4

Tabla 1. Datos Estadísticos de la Cuenca Denver-Julesburg contra área.

El promedio de pozos secos (N) necesarios para establecer los límites de productividad y la recuperación total promedio (U) de esta tabla se graficaron como círculos y triángulos, respectivamente, contra el área promedio en papel log-log (Fig. 3), además, se incluyó un número cerca de cada punto, el cual indica la cantidad de campos en cada grupo.

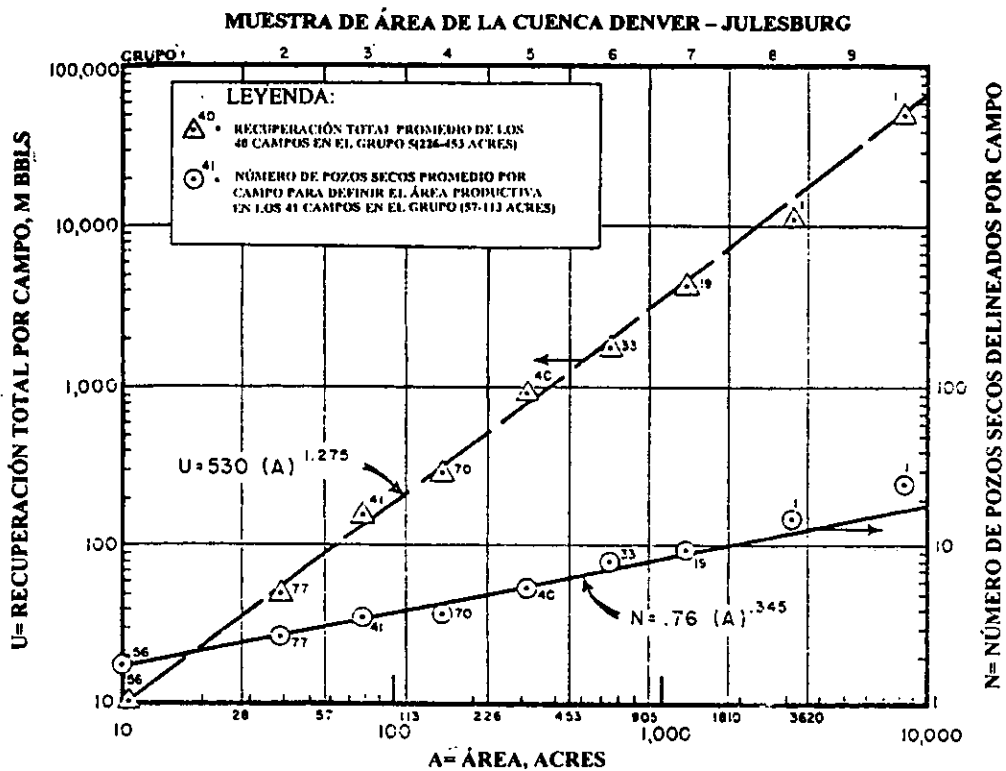


Fig. 3 Relación de la recuperación total estimada y número de pozos secos delineados contra el área de campos de aceite.

De acuerdo a la relación entre los pozos necesarios para establecer los límites de productividad y el área, y debido a la tendencia de los puntos graficados, se realizó un ajuste por el método de mínimos cuadrados, obteniendo como resultado la ecuación:

$$N = 0.76(A)^{0.345}$$

Donde:

N, es el promedio de pozos secos necesarios para establecer los límites de productividad de un campo de A acres, en tamaño. Ecuación en la que aplicando las propiedades de los logaritmos con el objeto de obtener una ecuación equivalente, en la que el área de los campos (A), se introduzca en Km<sup>2</sup> se tiene:

$$N = 0.76 (A)^{0.345}$$

$$\frac{N}{0.76} = (A)^{0.345}$$

Tomando logaritmos en ambos miembros de la ecuación:

$$\ln \left( \frac{N}{0.76} \right) = \ln (A)^{0.345}$$

$$\ln \left( \frac{N}{0.76} \right) = 0.345 \ln (A)$$

Considerando:

$$A[\text{Acres}] = \left[ A'(\text{Km}^2) \left( \frac{1 \text{ Acre}}{4.0968 \times 10^{-3} (\text{Km}^2)} \right) \right]$$

y sustituyendo en la ecuación anterior:

$$\ln \left( \frac{N}{0.76} \right) = 0.345 \ln \left( \frac{A'}{4.968 \times 10^{-3}} \right)$$

$$\ln \left( \frac{N}{0.76} \right) = \ln \left( \frac{A'}{4.0968 \times 10^{-3}} \right)^{0.345}$$

sacando antilogaritmos en ambos miembros de la ecuación:

$$\frac{N}{0.76} = \left( \frac{A'}{4.0968 \times 10^{-3}} \right)^{0.345}$$

despejando N, finalmente se obtiene:

$$N = 0.76 (244.09 A')^{0.345}$$

Donde:

N, es el promedio de pozos secos necesarios para establecer los límites de productividad de un campo de A' kilómetros, en tamaño.

De la misma manera, por la relación entre la última recuperación U y el área A, se ajustaron los puntos a una línea recta por el método de mínimos cuadrados, obteniéndose como resultado la ecuación

$$U = 530(A)^{1.275}$$

Donde:

U, recuperación total promedio para un campo de Acres, en tamaño.

A su vez las ecuaciones anteriores demostraron que los campos del Cretácico Inferior en la Cuenca Denver-Julesburg se ajustaron al tratamiento estadístico, gracias a la considerable muestra estadística disponible. Por lo que se usaron para predecir los posibles resultados de

campos encontrados en base a su recuperación total en el área en estudio, los 338 campos que fueron descubiertos como resultado de 3,705 pozos exploratorios se arreglaron en 15 grupos de acuerdo a su recuperación total estimada (Tabla 2). Los límites de estos grupos se seleccionaron de nuevo en relaciones de dos, de tal manera que cada grupo representa una recuperación total promedio de casi el doble del grupo precedente.

GRUPO	RANGO DE RECUPERACIÓN TOTAL ESTIMADA M bbls	NÚMERO DE CAMPOS DESPUES DE 3,705 POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS	NÚMERO DE CAMPOS LEIDOS DE LA FIGURA 5	RECUPERACIÓN TOTAL PROMEDIO ESTIMADA <sup>2</sup> M bbls	ÁREA PRODUCTIVA PROMEDIO (ACRES)	TOTAL DE CAMPOS <sup>1</sup> ESTIMADOS
1	1 - 2	3	3.0	1.7	2.5	967.7
2	2 - 4	8	7.4	3.0	3.9	1,453.8
3	4 - 8	14	13.0	5.3	6.1	1,651.8
4	8 - 16	23	25.0	12.2	11.7	1,656.7
5	16 - 32	26	35.0	23.4	19.4	1,401.1
6	32 - 64	52	43.0	47.6	34.0	994.4
7	64 - 128	36	46.0	87.5	54.7	669.4
8	128 - 256	45	45.0	181.3	97.3	378.7
9	256 - 512	38	40.5	390.7	178.2	195.8
10	512 - 1,024	34	34.0	791.0	309.8	102.6
11	1,024 - 2,048	28	27.5	1,420.7	490.5	58.3
12	2,048 - 4,096	17	17.0	2,944.7	868.5	25.1
13	4,096 - 8,192	10	10.0	4,962.0	1,306.0	12.2
14	8,192 - 16,384	3	3.2	10,987.0	2,442.0	3.3
15 <sup>1)</sup>	16,384 - 65,536	1	.5	50,750.0	8,108.0	.5

Tabla 2. Datos estadísticos del área en estudio de la cuenca Denver-Julesburg contra la recuperación total.

1) dos ciclos binarios

2) de la ecuación:  $U=530(A)^{1.275}$

3) de la ecuación:  $(F_0)_A=(F_{3,705})A/(1-e^{-0.0013A})$

Con base en los resultados de la tabla anterior, se construyó un diagrama de frecuencias (Fig.4), obteniendo como resultado una figura similar a la forma de campana de la curva de probabilidad normal.

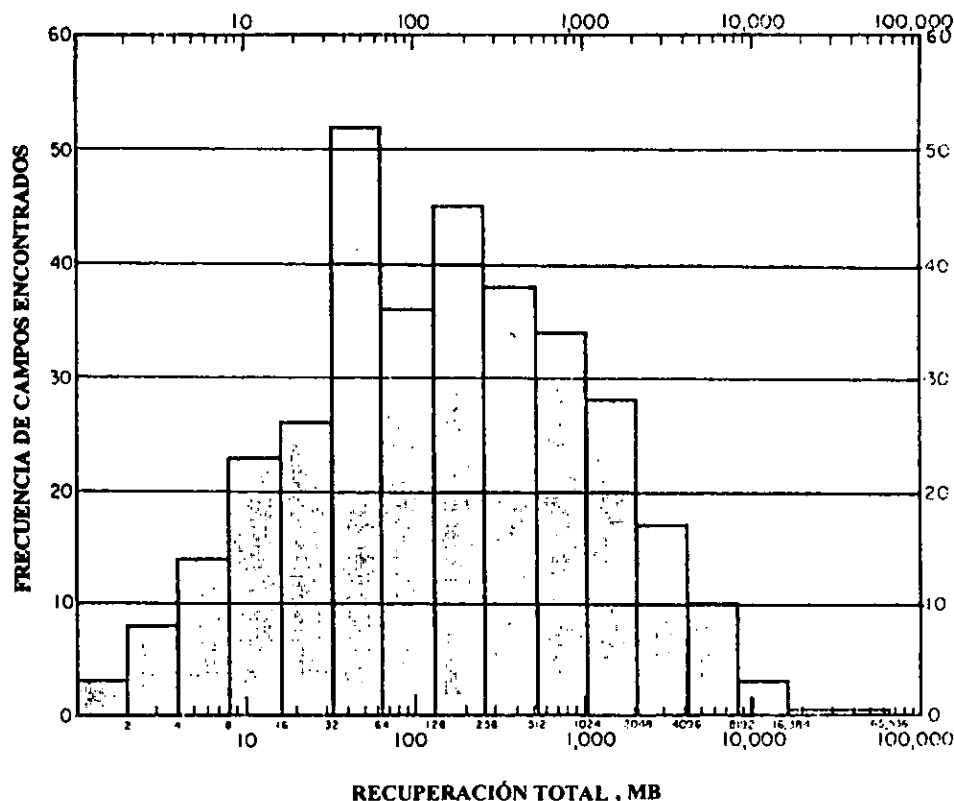


Fig.4 Diagrama de frecuencias de campos encontrados contra la recuperación total.

Por otra parte, antes de efectuar un pronóstico de los posibles resultados de perforación adicional, se intentó reconstruir el posible diagrama de frecuencias de los campos existentes antes de que empezara la exploración en el área en estudio, por lo que la gráfica de la Fig. 4 fue regraficada en papel log-log (Fig. 5), obteniendo una curva suave etiquetada con “ $F_{3,705}$ ”, la cual indica la distribución de frecuencia después de que se perforaron 3,705 pozos exploratorios en el área en estudio.



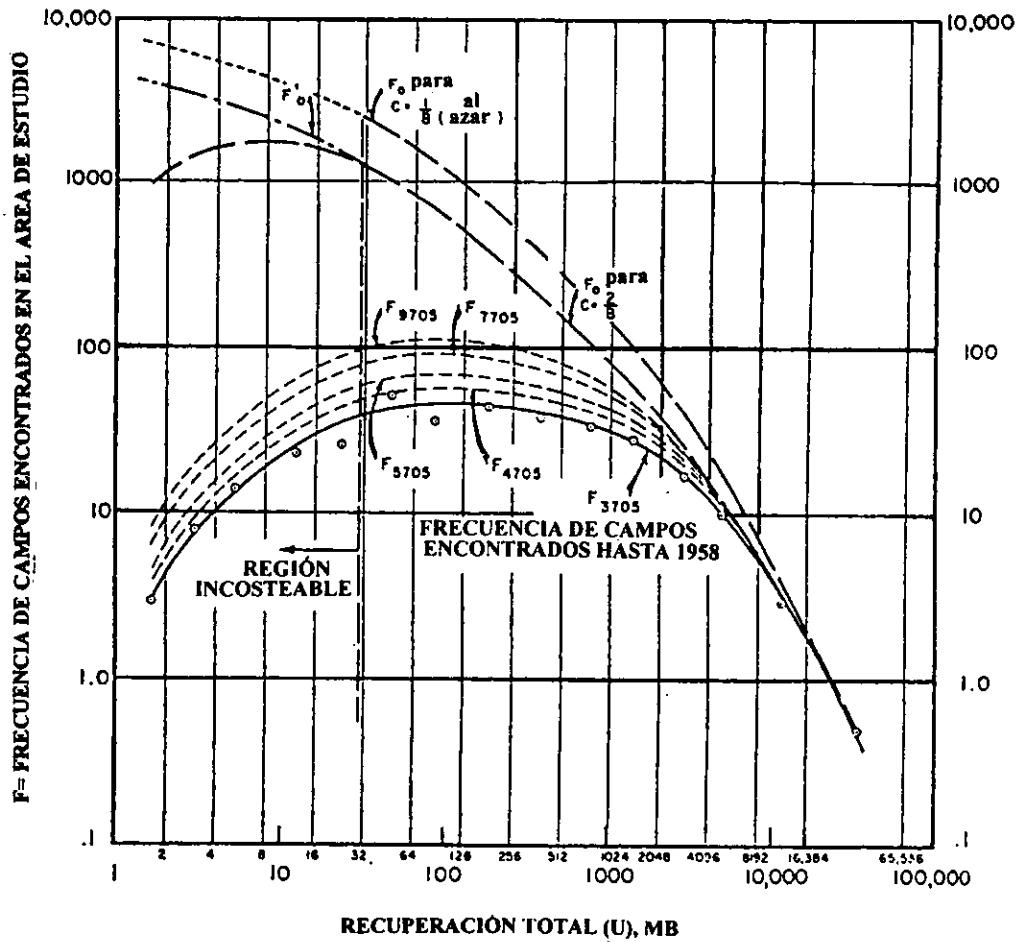


Fig. 5 Diagrama de frecuencia de campos contra última recuperación a medida que se incrementa la perforación.

Por lo tanto se determinó que la oportunidad de encontrar otro campo de un tamaño entre los límites  $A$  y  $A+\Delta A$  en el área en estudio para cada pozo exploratorio perforado adicionalmente ( $\Delta F \cdot \Delta A / \Delta W$ ) debe ser proporcional a el número de campos restantes sin

descubrir, del tamaño considerado  $[(F_0 - F)\Delta A]$  y también proporcional al área de cada campo (A).

Es decir:

$$\frac{\Delta F \cdot \Delta A}{\Delta W} = CA (F_0 - F) \Delta A$$

en donde,  $\Delta F \cdot \Delta A$ , representa el número de campos adicionales entre los límites A y  $(A + \Delta A)$  descubiertos por la perforación de  $\Delta W$  pozos exploratorios, C es una constante dependiente del método de exploración usado, A es el área promedio de los campos,  $F_0$  es la frecuencia de los campos existentes inicialmente (frecuencia original), y F es la frecuencia de cada uno de los campos después de que un número de pozos exploratorios fueron perforados.

En forma diferencial:

$$\frac{dF}{(F_0 - F)} = C \cdot A \cdot dW$$

La integración de la ecuación anterior entre los límites  $F=0$  al comienzo de la exploración ( $W=0$ ) y  $F=F_w$  cuando W pozos exploratorios son perforados, condujo a la siguiente expresión:

$$F_w = F_0 (1 - e^{-CAW})$$

La cual es una función del tamaño A y el número acumulativo de pozos exploratorios perforados (W), y en donde “e” representa la base de los logaritmos naturales.

Para determinar la magnitud de la constante C, la cual depende del método de exploración usado, se consideraron tres casos:

1er. Caso. Perforación al azar en el área en cuestión.- Este es un caso hipotético el cual supone que si la perforación en una área en estudio fuera totalmente al azar, y si el área total cubierta por los campos ya encontrados es pequeña comparada con la extensión total de la cuenca explorada B, entonces la constante C debe ser igual a 1/B, y la ecuación de frecuencia, sería:

$$F_w = F_0(1 - e^{-AW/B})$$

Es decir, la probabilidad de encontrar al azar, un campo de tamaño A, es proporcional a la relación del área total de todos los campos de cada tamaño restante y el área total de la parte inexplorada de la cuenca, B.

2do. Caso. Patrón de perforación.- Si la perforación adicional de pozos exploratorios  $\Delta W$  es uniformemente distribuida en un patrón regular sobre el área total de la cuenca, B, por ejemplo: un pozo perforado en o cerca de una sección de casi 640 acres, entonces la oportunidad de encontrar campos más grandes que el patrón de espaciamiento, es

obviamente igual a uno, por lo tanto, campos con más de una milla cuadrada en el área, no pueden dejar de ser descubiertos.

De esta manera, para campos donde  $A > (B/W)$ ,

$$F_w = F_0$$

y para campos donde  $A < (B/W)$ ,

$$F_w = F_0(1 - e^{-A/W/B})$$

En otras palabras, un patrón de perforación debe ser más eficiente que la perforación al azar.

3er. Caso. Perforación utilizando guías geológicas y geofísicas.- Dependiendo de la calidad de las guías geológicas o geofísicas y de la naturaleza de las trampas, las oportunidades de éxito pueden ser mejores que la perforación al azar. Es decir que la información sísmica y el conocimiento de mapas de isopacas, así como de estudios de productividad, han ayudado a disminuir el margen de error de la actividad exploratoria, por lo que la constante C, debe ser por lo tanto más grande que  $1/B$ .

De acuerdo a estadísticas sobre perforación exploratoria, la relación de éxito entre exploración por consejos técnicos de geología o geofísica en el período 1944-1956, en los Estados Unidos, fue de 2.75 veces tan bueno como la relación de éxito para pozos exploratorios que fueron perforados por razones no técnicas; sin embargo, la relación para la Cuenca Denver-Julesburg probablemente no fue tan alta, debido a la naturaleza de las trampas, por lo que para el propósito de esta estimación se usó la relación de 2.

Con  $C=2/B$ , la ecuación de frecuencia se lee:  $F_w = F_0(1 - e^{-2CAW/B})$

La cual a su vez fue aplicada a la distribución de frecuencias para  $W=3,705$  pozos exploratorios de la Tabla 2, y para cada uno de los quince grupos de campos, el número de campos existentes inicialmente,  $F_0$ , se obtuvo de:

$$(F_0)_A = \frac{(F_{3,705})A}{(1 - e^{-0.0013A})}$$

La constante 0.0013 en el exponente, está basada en los 3,705 pozos exploratorios perforados en el área en estudio hasta el 1° de enero de 1958, y sobre el área de la muestra estudiada de 5.7 millones de acres; así, se tiene:

$$(2) \cdot (3,705) \div (5.7) \cdot (10^6) = 0.0013$$

Por ejemplo, en el grupo 11, el cual comprende campos con una recuperación total estimada de entre 1,024,000 y 2,048,000 barriles, 27.5 campos (leídos de la curva  $F_{3,705}$  en la Fig. 5) fueron encontrados en el área de estudio, con una recuperación promedio de 1,420,700 barriles y una área promedio, de acuerdo a la relación de la ecuación:  $U=530(A)^{1.275}$ , de 490.5 acres.

Por lo tanto:

$$1 - e^{-(0.0013)(490.5)} = 0.4715$$

entonces

$$F_0 = (27.5) \div (0.4715) = 58.3 \text{ campos}$$

La frecuencia de ocurrencia resultante,  $F_0$ , calculada de la misma manera, es tabulada para todos los grupos en la Tabla 2, y es gráficamente mostrada en la Fig. 5. De aquí se puede observar que comparando “la curva de frecuencia de ocurrencia”,  $F_0$ , con la “curva de

frecuencia de los campos encontrados” ,  $F_w$  , la mayoría de los campos más grandes en el área estudiada ya han sido encontrados. Sin embargo, un número muy grande de campos más pequeños, están todavía sin descubrir, como lo indica la separación entre las dos curvas.

También puede ser notado que la curva de ocurrencia muestra una tendencia hacia arriba a la izquierda de las recuperaciones totales del orden de 30,000 barriles. Debajo de este punto se ve una tendencia hacia abajo, la razón es que éste es el rango de descubrimientos incosteables, y la frecuencia de campos encontrados es fuertemente afectada por muchos de estos descubrimientos.

Una extrapolación en la cual se ignoró este factor económico es mostrada como una extensión punteada,  $F_0'$ , a su vez, con base en esta extrapolación, el área total bajo la curva representa la cantidad total de aceite que se puede obtener por recuperación primaria en la zona del Cretácico Inferior en el área estudiada, sin incluir las posibilidades de recuperación secundaria y los efectos de los campos de gas.

Posteriormente, se realizó una probable distribución de frecuencia de campos descubiertos por números variables de pozos adicionales. La ecuación,  $F_w = F_0(1 - e^{-2AW/B})$  fue usada de nuevo para este propósito, y los valores previamente calculados de  $F_0$ , insertados. Por ejemplo, en el cálculo para el grupo 11 se puede esperar que 27.5 campos con una recuperación total promedio de 1,420,700 barriles y una área promedio de 490.5 acres sean descubiertos; así mismo, es probable que  $58.3 - 27.5 = 30.8$  campos se encuentren todavía sin ser descubiertos en el área en estudio.

Por otra parte, para determinar el número de pozos requeridos para encontrar estos campos restantes, se resolvió la ecuación  $F_w = F_0(1 - e^{-2AW/B})$  simulando un incremento de 1,000

pozos exploratorios, siguiendo el mismo grado de dirección geológica y geofísica, por lo tanto  $W=3,705+1000= 4,705$  pozos, entonces:

$$F_w = 58.3(1 - e^{-(2 \times 490.5 \times 4705)(5.7 \times 10^{-6})}) = 58.3(0.555)$$

$$F_w = 32.4 \text{ campos}$$

y el número de campos encontrados con este incremento de perforación, sería:

$$\Delta F_w = 32.4 - 27.5 = 4.9 \text{ campos}$$

Se realizaron cálculos similares para todos los grupos y para incrementos de 1000, 2000, 4000, y 6000 pozos, y se representaron los resultados como una serie de curvas (Fig. 5), etiquetadas, respectivamente, con  $F_{4705}$ ,  $F_{5705}$ ,  $F_{7705}$ , y  $F_{9705}$ . Por lo tanto, se espera que los resultados de la perforación adicional disminuyan gradualmente, en número y tamaño, ya que los campos más grandes ya fueron encontrados.

En resumen, el modelo de proceso de descubrimiento de Arps y Roberts, es como sigue:

$$F_A(W) = F_A(\infty)(1 - e^{-CAW/B})$$

Donde:

$F_A(W)$  = Número acumulativo de descubrimientos estimado a ser realizado en tamaño de clase A por la perforación de  $W$  pozos

$F_A(\infty)$  = Total de campos de tamaño de clase A encontrados en la cuenca

$B$  = Área de la cuenca

$A$  = Área promedio de los campos en el tamaño de clase dado

$W$  = Número acumulativo de pozos exploratorios, y

$C$  = Eficiencia de exploración

Esto se puede representar en un diagrama esquemático:

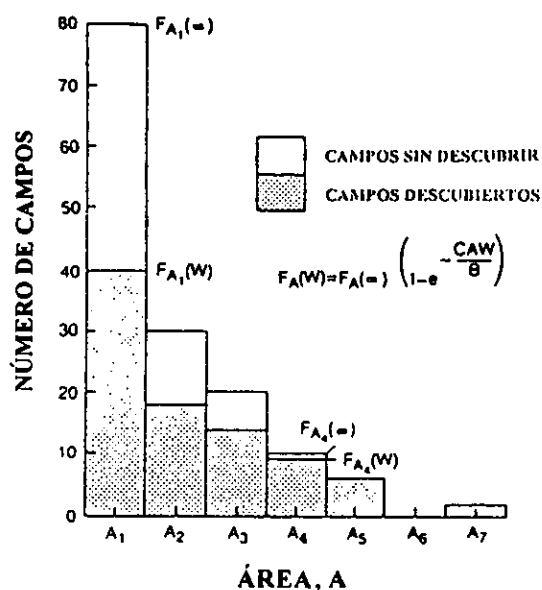


Fig. 6 Modelo de proceso de descubrimiento de Arps y Roberts después de que W pozos han sido perforados.

Es decir, los campos más grandes son descubiertos más rápidamente que los campos más pequeños; eso es,  $F_{A_4}(W)$  es una proporción más grande de  $F_{A_4}(\infty)$   $F_{A_1}(W)$  es de  $F_{A_1}(\infty)$ . Esto muestra que el agotamiento de los campos dentro de cada tamaño de clase A, va como una función exponencial declinante. En lo referente a este patrón de exploración y descubrimientos, según el cual Dan Gill se le denomina “cream-skimming”, se puede decir que ocurre solamente cuando C es mayor que 1.0, valores de C menores que 1.0 describen escenarios en los cuales la mayoría de las reservas son descubiertas hacia el final del programa de exploración, después de una larga secuencia de pozos secos y solamente descubrimientos menores. Cuando C es igual a 1.0 la línea resultante es una línea recta que indica una velocidad de descubrimiento que permanece constante durante la historia de exploración.



## CAPÍTULO IV

### ALGUNOS CASOS DE PATRONES DE AGOTAMIENTO

La región de la Cuenca Pérmica en Estados Unidos, la región Norteamericana del Golfo de México y la región de Israel, son algunas de las regiones en donde de acuerdo a información obtenida durante el proceso de exploración de los recursos petroleros, el comportamiento en los descubrimientos de aceite y gas ha seguido la tendencia del modelo propuesto por Arps y Roberts. Para conocer la magnitud de los recursos disponibles durante el estudio, se consideró conveniente utilizar la clasificación de campos, establecida por la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) (Tabla 3). La cual consiste en el ordenamiento de los campos en base a la cantidad de barriles de aceite equivalente (BOE) recuperables, tomando en cuenta que 1 barril de aceite crudo es equivalente a 5270 pies cúbicos de gas.

TAMAÑO DE CLASE	TAMAÑO DE RANGO (MILLONES DE BOE RECUPERABLES)
1	0.0 a 0.006
2	0.006 a 0.012
3	0.012 a 0.024
4	0.024 a 0.047
5	0.047 a 0.095
6	0.095 a 0.19
7	0.19 a 0.38
8	0.38 a 0.76
9	0.76 a 1.52
10	1.52 a 3.04
11	3.04 a 6.07
12	6.07 a 12.14
13	12.14 a 24.3
14	24.3 a 48.6
15	48.6 a 97.2
16	97.2 a 194.3
17	194.3 a 338.6
18	338.6 a 777.2
19	777.2 a 1554.4
20	1554 a 3109.0

Tabla 3. Clases de tamaño de campos.

#### IV.1 CASO DE LA CUENCA PÉRMICA

Los descubrimientos en la Cuenca Pérmica la cual abarca parte de los Estados de Nuevo México y Texas en los Estados Unidos (Fig. 7 ), fueron de 23.9 billones de barriles de aceite crudo recuperable y 71.0 trillones de pies cúbicos de gas natural hasta el 31 de diciembre de 1974. Estos descubrimientos representan 18 por ciento de todo el aceite crudo y 10 por ciento de todo el gas natural encontrado en los Estados Unidos hasta ese año. A finales de 1974, se descubrieron 4,014 campos de aceite y gas con la perforación de 30,417 pozos exploratorios, aproximadamente 1 campo por cada 7 pozos, a diferencia de la Cuenca Denver-Julesburg en donde se requirió perforar casi 15 pozos exploratorios para encontrar 1 campo de aceite.

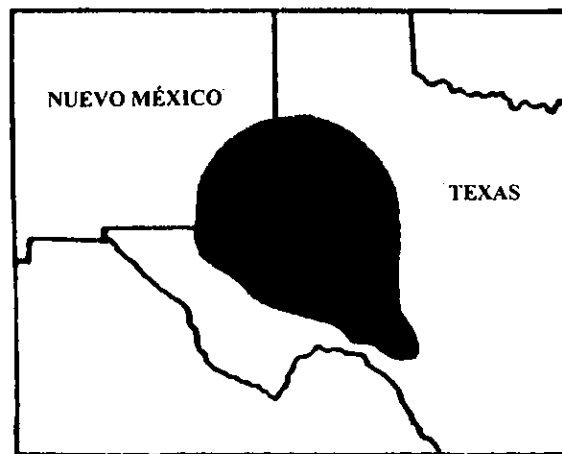


Fig.7 Cuenca Pérmica en los Estados Unidos.

La historia de perforación exploratoria en la cuenca comprende diferentes velocidades de descubrimiento por unidad de perforación, que se pueden ajustar en tres diferentes fases. La primera fase que fue durante 1921 a 1938, cuando se perforaron los primeros 2,015 pozos y 31 de los 70 campos más grandes de aceite y gas se descubrieron. Es decir, una etapa corta de perforación y una velocidad de descubrimiento promedio alta, en la que el tamaño promedio de los campos descubiertos fue de 121 millones de BOE recuperables.

La siguiente fase abarcó el período de 1939 a 1950, durante el cual se perforaron adicionalmente 4,271 pozos exploratorios y el número de campos descubiertos por pozo disminuyó en comparación con la etapa anterior, en este período se encontraron 448 campos con una recuperación promedio de entre 27.7 y 22.7 millones de BOE. Y la tercera o última fase que comenzó en 1951 y en la cual hasta finales de 1974, se habían descubierto 3,454 campos de aceite y gas de los cuales el 73.8 por ciento tienen una recuperación de menos de 1 millón de BOE cada uno.

La caída en el tamaño promedio de los campos descubiertos después de las primeras fases de exploración, se puede observar en la Fig. 8. Particularmente, el período de 1921 a 1974 fue dividido en 14 intervalos durante cada uno de los cuales se perforaron casi 2,000 pozos exploratorios, los intervalos caen en 3 fases: una inicial, la cual finalizó por 1938, una fase de transición en donde se aprecia una marcada declinación de la velocidad de descubrimiento, y una fase larga que empezó en 1955 cuando la velocidad de descubrimiento fue baja pero estable. Además, se puede observar que a medida que el número acumulativo de pozos exploratorios se incrementa, las posibilidades de encontrar un campo de gran magnitud se reducen.

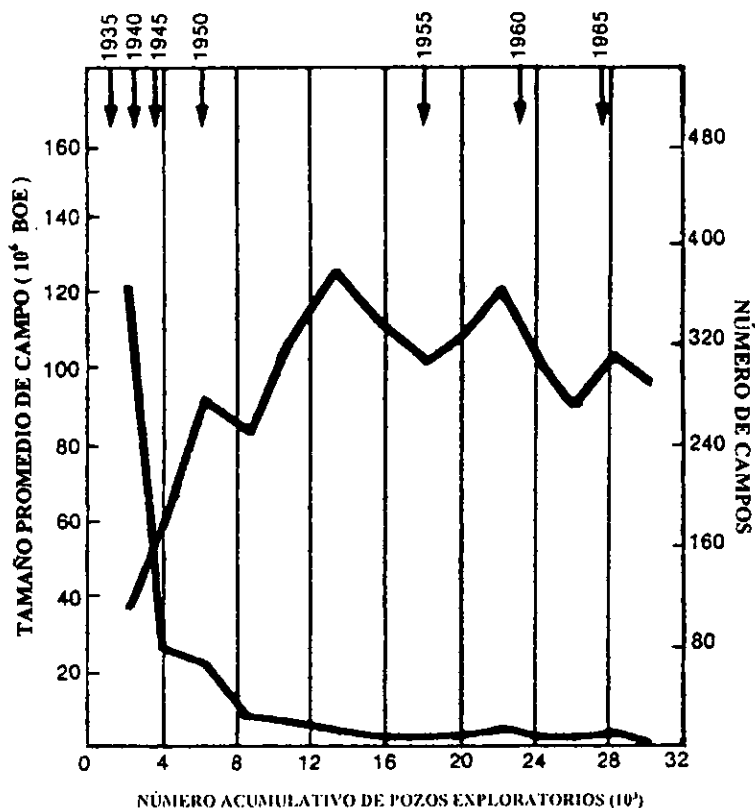


Fig. 8 Diferentes velocidades de exploración en la Cuenca Pérmica.

A su vez, la profundidad promedio de los pozos exploratorios en la región ha seguido una tendencia gradual hacia agujeros más profundos, ya que tan sólo durante cuatro períodos sucesivos de diez años, comenzando en 1935-45 y finalizando en 1965-75, las profundidades registradas fueron de 4000, 6200, 6300 y 7500 pies. Así mismo, el área total de proyección superficial de los 70 campos más grandes descubiertos es de 11,074 km<sup>2</sup>, de la misma forma, el área total de proyección superficial de 2,795 campos que contienen menos de 1 millón de BOE, es de 2,279 km<sup>2</sup> y su área de proyección superficial promedio es de 0.82 km<sup>2</sup>, lo que quiere decir que la probabilidad de existencia de un campo grande es de 193 veces menos que la de un campo pequeño.

Por consiguiente, el análisis del número y tamaño de los campos encontrados en la Cuenca Pérmica deja ver que los descubrimientos más importantes se realizan en los inicios de un proyecto de exploración, lo que a su vez está en función del área de proyección superficial de los campos y de la profundidad a la cual se encuentran los depósitos. Al mismo tiempo el avance de la historia de perforación en el área estudiada establece que los descubrimientos se pueden ajustar en diferentes clases, de acuerdo al tamaño de cada uno de los campos encontrados, como lo ilustra la Fig. 9, en la cual las 4 líneas negras muestran las cantidades de petróleo descubierto en campos de 4 clases de tamaño, las cuales contienen menos de 1 millón de BOE, de 1 a 10 millones de BOE, de 10 a 100 millones de BOE, y 100 o más millones de BOE, en diferentes intervalos perforados en la cuenca. Por lo que es factible decir que cada categoría de campos tiene características propias de agotamiento y que los campos más grandes son los más rápidos en declinar.

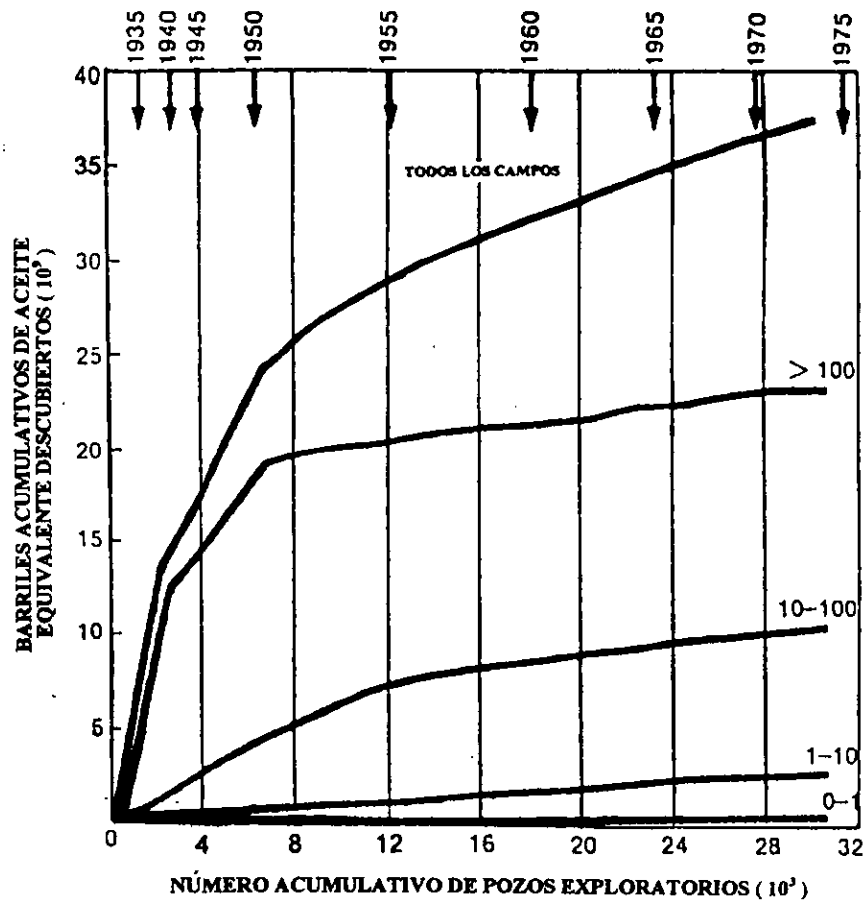


Fig. 9 Clasificación de los campos encontrados en la cuenca Pérmica.

En lo que respecta a las futuras velocidades de descubrimiento de aceite y gas en la región en estudio, se efectuó un pronóstico posterior a 1974 empleando el modelo de Arps y Roberts en los intervalos de 0 a 5000, 5000 a 10000, 10000 a 15000 y 15000 a 20000 pies de profundidad, con 20 incrementos sucesivos de 1000 pozos exploratorios. Los resultados permiten observar (Tabla 4) que de manera similar a la actividad exploratoria llevada a cabo antes de 1974, los campos de gran magnitud disminuyen a medida que se incrementa la profundidad, ya que se espera encontrar 150.9 campos, y a excepción del tamaño de clase 1, el número más grande de descubrimientos pronosticados es en la clase 7 (0.19 a 0.38 millones de barriles de aceite equivalente) con 16.7 campos dentro de los cuatro intervalos perforados.

TAMANO DE CLASE	0-5000 PIES DE PROFUNDIDAD	5000-10000 PIES DE PROFUNDIDAD	10000-15000 PIES DE PROFUNDIDAD	15000 PIES DE PROFUNDIDAD	TOTAL
1	7.5	10.1	2.8	0.3	20.7
2	3.0	5.4	1.7	0.3	10.4
3	2.9	5.7	2.0	0.0	10.6
4	3.2	6.4	3.1	0.4	13.1
5	4.3	7.6	2.6	0.3	14.8
6	4.4	7.7	2.9	0.5	15.5
7	4.1	8.9	3.4	0.3	16.7
8	3.0	6.9	2.9	0.1	12.9
9	2.9	6.6	3.2	0.1	12.8
10	1.6	4.8	2.3	0.5	9.2
11	0.8	3.2	2.8	0.4	7.2
12	0.3	1.7	1.7	0.1	3.8
13	0.0	0.6	0.6	0.2	1.4
14	0.0	0.2	0.2	0.3	0.7
15	0.0	0.1	0.1	0.7	0.9
16	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
17	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
TOTAL	38.0	75.9	32.3	4.7	150.9

Tabla 4. Número de descubrimientos esperados en cada tamaño de clase con el primer incremento de 1000 pozos exploratorios.

Así también el volumen total de petróleo estimado en los 20 incrementos disminuye gradualmente (Tabla 5), en tanto que el número de pozos perforados y la profundidad aumentan, lo que lleva a considerar que los campos sin descubrir a profundidades inferiores a los 20000 pies, contienen volúmenes pequeños de aceite y gas y que el seguimiento y análisis de los resultados obtenidos pueden ayudar a continuar el estudio del patrón de descubrimiento-agotamiento en la Cuenca Pérmica.

INCREMENTO PERFORADO	INTERVALO 0-5000 PIES	INTERVALO 5-10000 PIES	INTERVALO 10-15000 PIES	INTERVALO 15-20000 PIES	TOTAL
1	16.5	74.8	61.0	101.8	254.1
2	15.7	71.2	58.2	91.4	236.5
3	15.0	67.9	55.5	81.2	219.6
4	14.4	64.9	53.1	71.6	204.6
5	13.8	62.2	50.8	62.7	189.5
6	13.2	59.7	48.7	54.5	176.1
7	12.7	57.4	46.7	47.2	164.1
8	12.2	55.2	44.9	40.6	152.9
9	11.7	53.2	43.1	34.9	142.9
10	11.3	51.4	41.4	29.9	134.0
11	10.9	49.6	40.0	25.5	126.0
12	10.5	48.0	38.4	21.8	118.7
13	10.1	46.4	37.0	18.6	112.1
14	9.8	45.0	35.7	15.8	106.3
15	9.5	43.7	34.4	13.5	101.1
16	9.2	42.4	33.2	11.6	96.4
17	8.9	41.2	32.1	9.9	92.1
18	8.6	40.1	30.9	8.5	88.1
19	8.4	39.0	29.9	7.4	84.7
20	8.1	38.0	28.8	6.4	81.3
TOTAL	230.5	1051.3	843.8	754.8	2881.1

Tabla 5. Volumen total de petróleo estimado (Millones de Barriles de Aceite Equivalente) para ser descubierta en el futuro por 20 incrementos sucesivos de 1000 pozos exploratorios en cada intervalo de profundidad.



## IV. 2 CASO DE LA COSTA NORTEAMERICANA DEL GOLFO DE MÉXICO

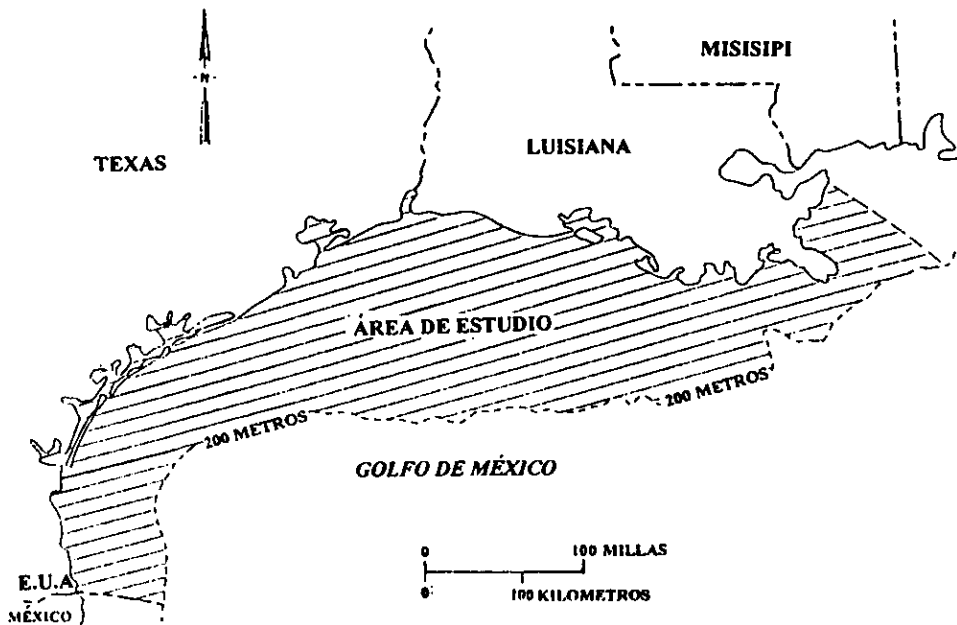


Fig. 10 Localización del área en estudio en el Golfo de México.

Durante las primeras etapas de exploración en la región Norteamericana del Golfo de México (Fig.10), en 1958 la velocidad de descubrimiento de aceite y gas fue relativamente alta, ya que se encontraron cerca de 7 millones de barriles de aceite equivalente por pozo y se descubrieron los campos más grandes (tamaño de clases 18 y 19) con los primeros 800 pozos exploratorios. Posteriormente, durante el período de 1959 a 1978, se perforaron casi 6000 pozos exploratorios y se encontraron aproximadamente 4000 campos de aceite y gas, disminuyendo la velocidad de descubrimiento en casi 2 millones de barriles de aceite equivalente por pozo exploratorio (Fig. 11).

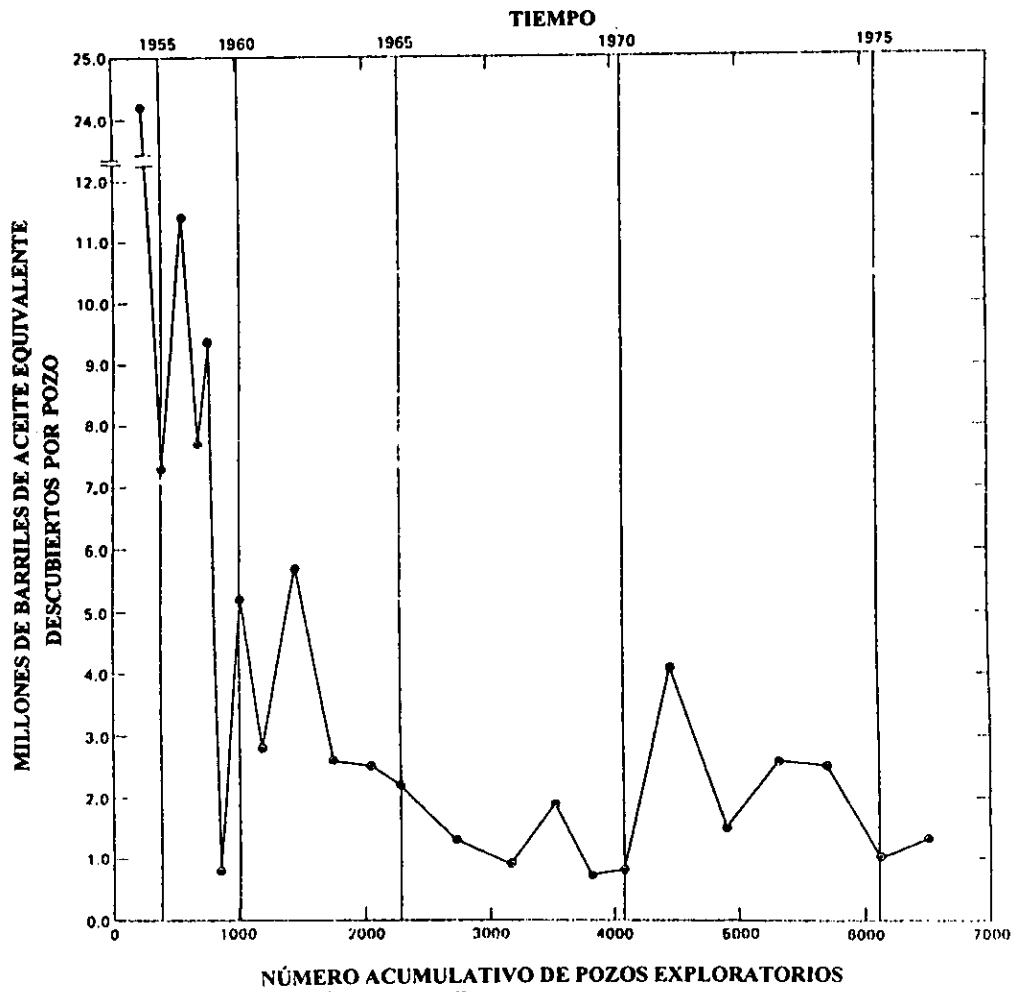


Fig.11 Velocidad de descubrimiento de aceite y gas en el Golfo de México en el área estudiada.

A partir de 1970 la perforación se enfocó a la exploración y descubrimiento de campos de gas natural en rocas del Pleistoceno, por lo que el área en estudio se subdividió en los conjuntos Mioceno-Plioceno y Pleistoceno (Fig. 12).

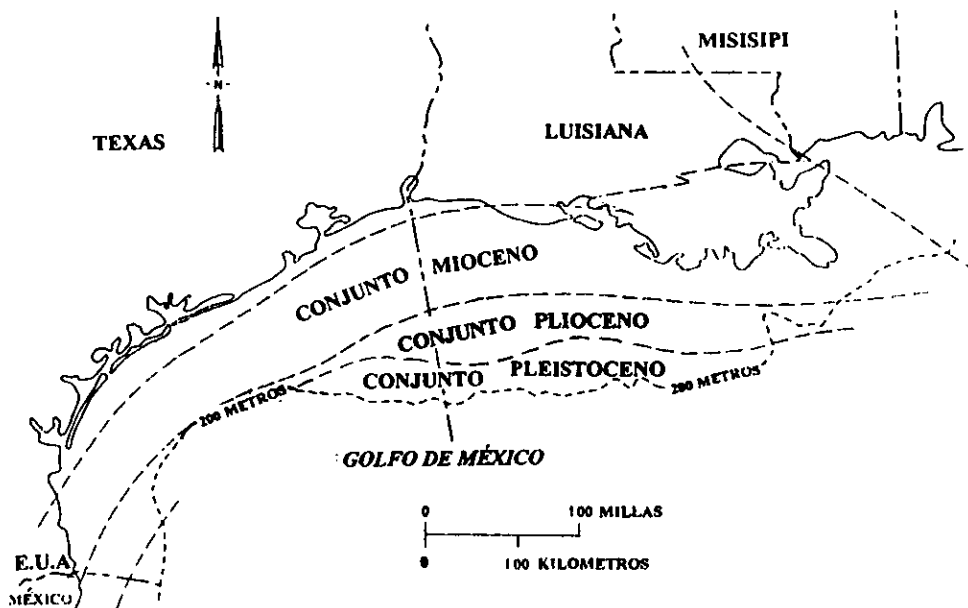


Fig. 12 División del área en estudio en los conjuntos Mioceno-Plioceno y Pleistoceno.

Como resultado se obtuvo un patrón de ascenso en las curvas de velocidad de descubrimiento acumulativo de cuatro de las cinco clases de tamaño de campos más grandes (Fig. 13, segmento entre 2500 y 4100 pozos exploratorios acumulados) y en las cinco clases más pequeñas (Fig. 14 y 15).

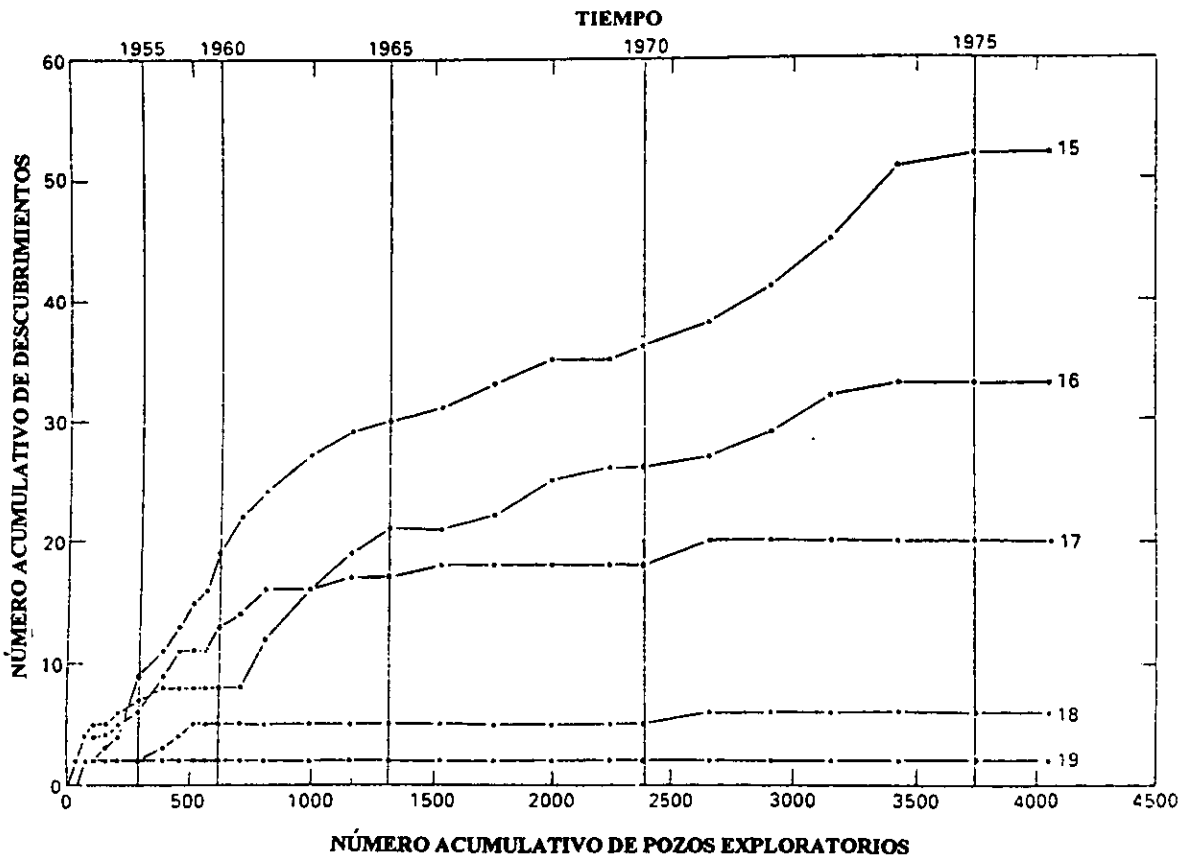


Fig.13 Número acumulativo de campos descubiertos, en tamaño de clases 15-19.

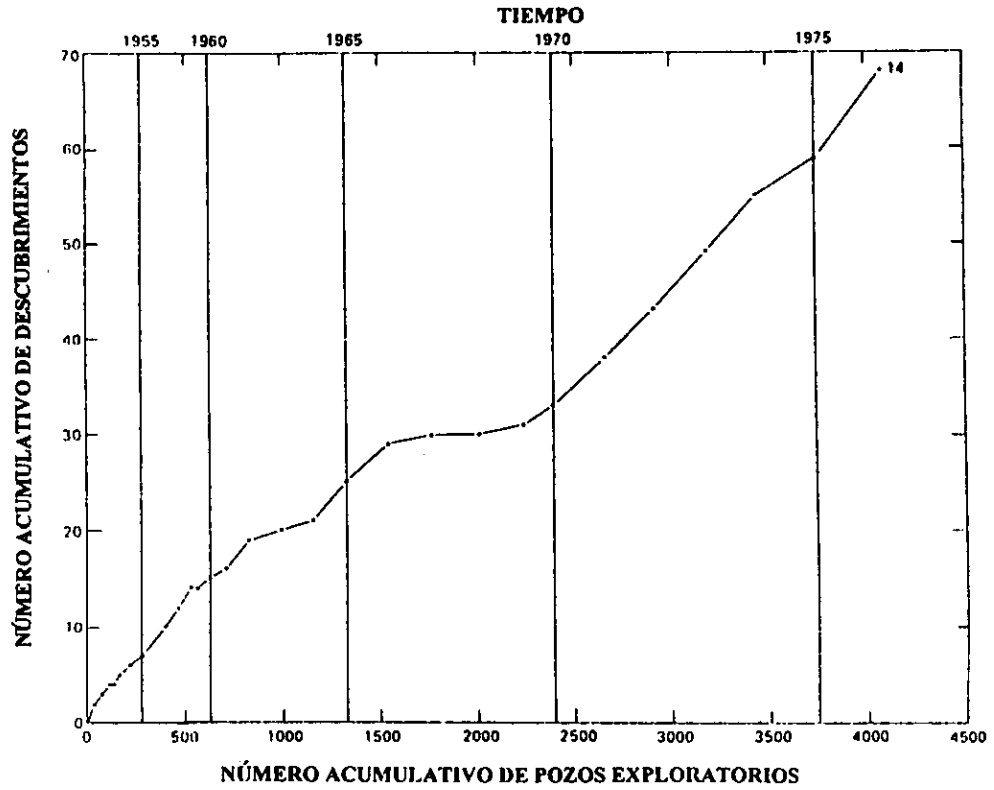


Fig. 14 Número acumulativo de campos descubiertos, en tamaño de clase 14.

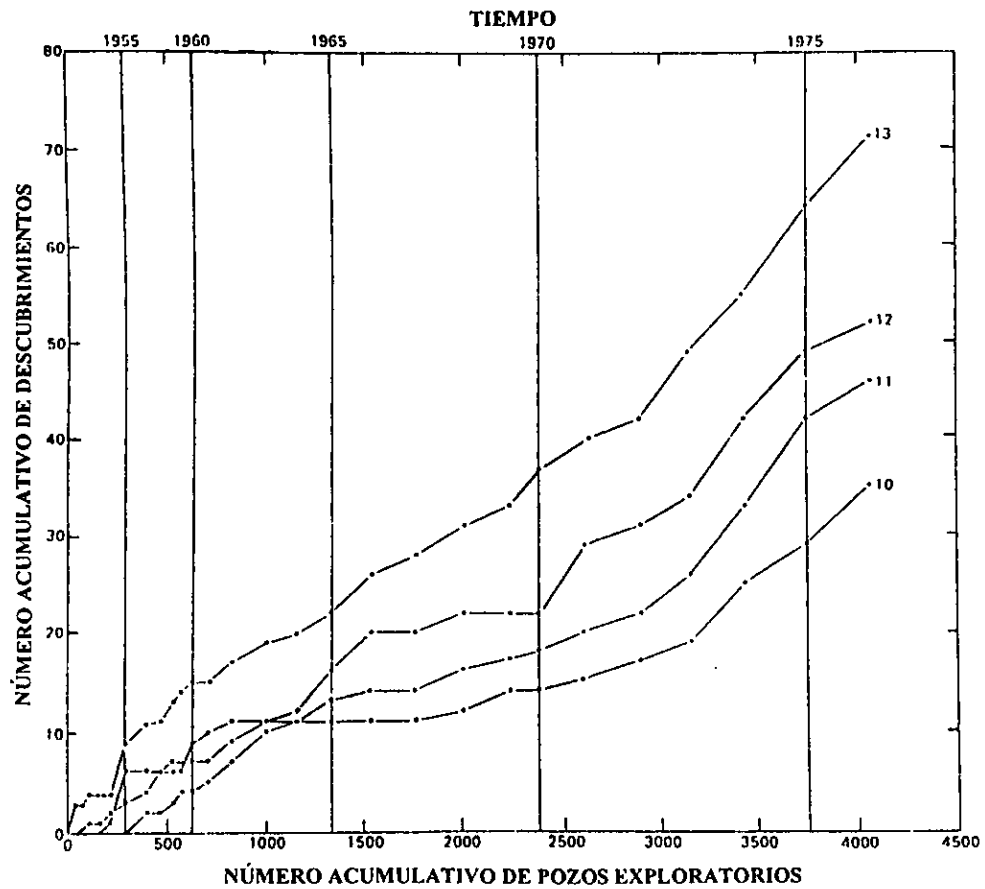


Fig. 15 Número acumulativo de campo descubiertos, en tamaño de clases 13-10.

En términos generales y con base en los resultados obtenidos desde los inicios de la exploración en el área estudiada, puede decirse que de manera similar a las regiones de la Cuenca Pérmica y la Cuenca Denver-Julesburg, la historia de descubrimiento petrolero en la Costa Norteamericana del Golfo de México, ha seguido la tendencia del modelo “cream-skimming”, ya que los descubrimientos más importantes de aceite se efectuaron con los primeros años de exploración en un período muy corto y disminuyeron en tamaño y frecuencia a medida que avanzó la perforación exploratoria.

A su vez, la búsqueda de campos de gas permite considerar que la modificación en el comportamiento de las curvas de descubrimiento en ambos conjuntos, fue ocasionada por el incremento de número de campos de gas y del mismo modo que sucede con los campos de aceite, los descubrimientos más importantes de gas (clase 15 a 19 ) se efectuaron al comienzo del programa de exploración, lo cual implica que en las regiones con características favorables para la acumulación de gas, el modelo “cream-skimming”, también se cumple.

Por otra parte, en relación a las diferentes etapas de perforación reconocidas en el estudio de la Cuenca Pérmica, la interpretación de la historia de descubrimiento de aceite y gas en la Costa Norteamericana del Golfo de México, se refiere a que debido al tamaño de clase de campos encontrados en los descubrimientos más importantes, así como la disminución gradual de los mismos, las primeras etapas ya transcurrieron y posiblemente la perforación se ubique en una fase de descubrimientos de menor importancia, sin descartar el descubrimiento de depósitos de gran magnitud.

### IV. 3 CASO DE ISRAEL

La exploración en la región de Israel comenzó en 1953 y hasta 1991 se habían perforado 263 pozos exploratorios y 122 pozos de desarrollo en 6 regiones, como resultado se encontraron 3 campos de aceite, 6 campos de gas, 4 descubrimientos incosteables de aceite y 1 descubrimiento incosteable de gas. Con los primeros 71 pozos exploratorios se descubrieron noventa por ciento de las reservas probadas, con un porcentaje promedio de éxito de 7 por ciento y una velocidad de descubrimiento promedio de 0.88 MMBOE por pozo exploratorio.

Posteriormente se perforaron 192 pozos los cuales se consideraron sin éxito, ya que solamente se hallaron 3 descubrimientos menores y 3 descubrimientos incosteables. Además, el porcentaje de éxito promedio fue de 4.2 por ciento y la velocidad promedio de descubrimiento de 0.04 MMBOE por pozo exploratorio. La disminución en el tamaño de descubrimientos de aceite y gas y su ubicación en la región explorada se puede ver en la Tabla 5 y Fig. 16, así mismo, dicha figura ilustra los números correspondientes al orden en el cual fueron encontrados los depósitos.



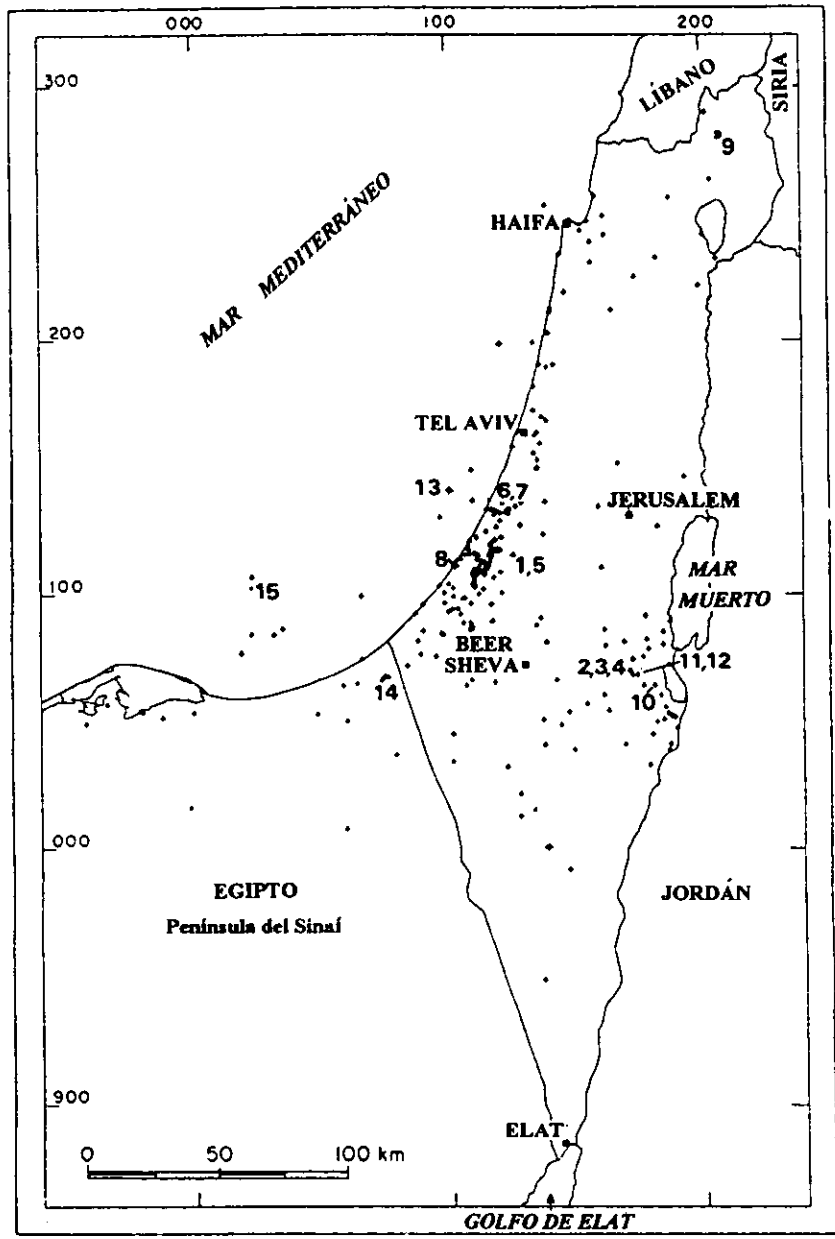


Fig. 16 Localización de los descubrimientos en Israel y distribución de los pozos exploratorios.

CAMPOS Y DESCUBRIMIENTOS INCOSTEABLES	LUGAR	ZONA PRODUCTORA	LITOLOGÍA	NIVEL ESTRATIGRÁFICO	RESERVAS EN EL LUGAR (MMBOE)
1. HELEZ	LIMITE DE LA PLACA MESOZOICA	HELEZ HELEZ NIR'AM ZOHAR	ARENISCA DOLOMITA CALIZA CALIZA	CRETACICO SUPERIOR CRETACICO INFERIOR JURASICO SUPERIOR JURASICO MEDIO	40
2. ZOHAR GAS	ARCO SIRIO	ZOHAR	CALIZA	JURASICO MEDIO	9.8
3. KIDOD GAS	ARCO SIRIO	ZOHAR	CALIZA	JURASICO MEDIO	1.7
4. HAGANNA'IM GAS	ARCO SIRIO	ZOHAR	CALIZA	JURASICO MEDIO	1.3
5. KOKHAV	LIMITE DE LA PLACA MESOZOICA	HELEZ  HELEZ NIR'AM ZOHAR	ARENISCA  DOLOMITA CALIZA CALIZA	CRETACICO INFERIOR  CRETACICO INFERIOR JURASICO SUPERIOR JURASICO MEDIO	10
6. ASHDOD	ARCO SIRIO	ZOHAR	CALIZA	JURASICO MEDIO	1
7. ASHDOD GAS	SAQUIYE	YAFO	CALIZA	PLIOCENO	0.1
8. SHIQMA GAS	SAQUIYE	SHIQMA	ARENISCA	MIOCENO SUPERIOR	1.2
9. GOHEN GAS (NO COMERCIAL)	HULA GAS	NOTERA	LIGNITA	HOLOCENO	0.01
10. ZUK TAMRUR (NO COMERCIAL)	ARCO SIRIO	GERANIM	ARENISCA	TRIASICO MEDIO	1
11. GURIM 3 (NO COMERCIAL)	ARCO SIRIO	INMAR	ARENISCA	JURASICO MEDIO	0.1
12. GURIM 4 (NO COMERCIAL)	ARCO SIRIO	KOKHAL	ARENISCA	JURASICO MEDIO	4
13. YAM 2 (NO COMERCIAL)	ARCO SIRIO	SEDEROT	CALIZA	JURASICO MEDIO	7
14. SADOT GAS (EGIPTO)	ARCO SIRIO	BINA	CALIZA	TURONIANO	5

Tabla 5 . Descubrimientos de aceite y gas en Israel

De esta forma, los descubrimientos efectuados siguen el patrón definido como “cream-skimming”, no obstante que el área estudiada es de menor tamaño comparada con otras regiones en donde se ha estudiado este patrón.

Por otra parte, es importante mencionar que con base en la disminución gradual de la magnitud de los campos de gas y aceite encontrados (Tabla 5, columna 6), se puede afirmar que el modelo “cream-skimming” puede ocurrir de manera individual para gas o aceite o de manera simultánea en una región, un estado o un país, que cuente con reservas de estos recursos.

A su vez la curva de descubrimiento petrolero (Fig.17), la cual se deriva del modelo de proceso de descubrimiento de Arps y Roberts, permite cuestionar acerca de la eficiencia de los programas de exploración implantados y de la cantidad de recursos todavía existentes por descubrir, por lo que el comportamiento de la curva se vería significativamente modificado si se llegaran a encontrar cantidades considerables de nuevas reservas, ya avanzada la exploración. Sin embargo, como ha podido verse en otras regiones estudiadas como la Cuenca Pérmica y la región de la Costa Norteamericana del Golfo de México, la mencionada modificación al patrón de descubrimiento difícilmente ocurriría.

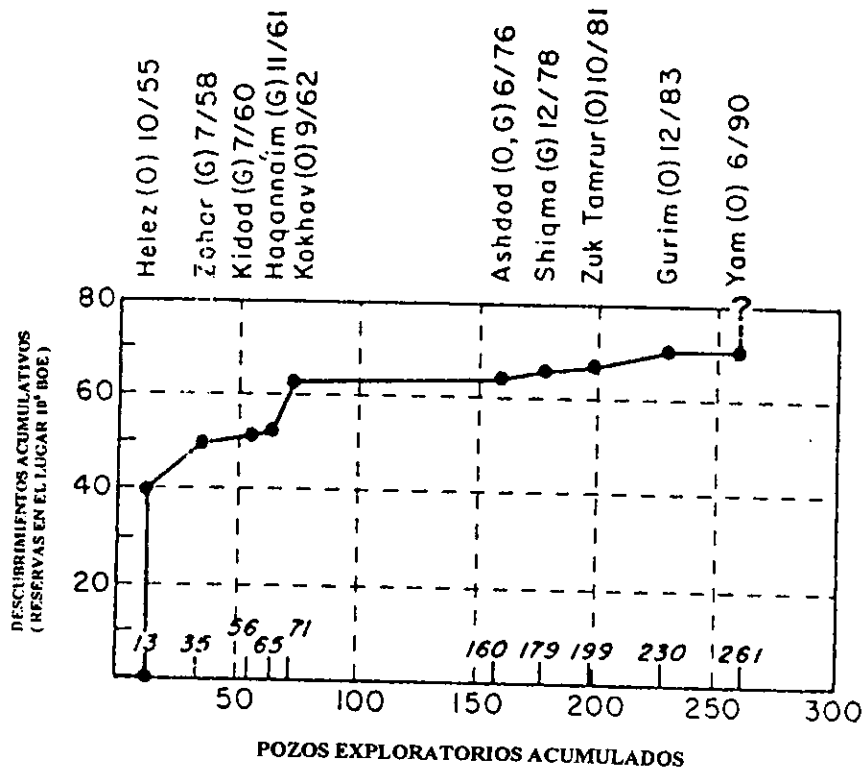


Fig. 17 Curva de descubrimiento de aceite y gas en Israel.

## CAPÍTULO V

### POSIBLE RELACIÓN ENTRE EL PATRÓN GENERAL DE DESCUBRIMIENTO- AGOTAMIENTO Y LAS PROVINCIAS PETROLERAS DE MÉXICO

De acuerdo a los resultados obtenidos durante el proceso de descubrimiento de los hidrocarburos en las regiones estudiadas (región de la Cuenca Pérmica, región de la Costa Norteamericana del Golfo de México y la región de Israel) se puede establecer que la exploración en una región cualquiera, sigue un cambio sistemático en el perfil de velocidades de descubrimiento de los campos y se reconoce, de acuerdo a un patrón general que tiene las siguientes características: por una parte, el patrón de la historia de descubrimiento en la mayoría de las regiones productoras de aceite y gas se comporta según el modelo "Cream-Skimming", es decir que la mayor parte de las reservas son frecuentemente descubiertas tempranamente, siguiendo un corto y limitado esfuerzo de exploración y la velocidad de descubrimiento declina gradualmente conforme avanza la actividad exploratoria. Dicho de otra manera, la mayor parte del aceite y gas están concentrados en un número muy pequeño de campos grandes que usualmente son descubiertos durante la primera etapa de exploración a que se hace referencia con anterioridad. En lo que respecta a esta afirmación se puede mencionar que la secuencia de exploración en Israel se ajusta al modelo citado, dado que el 90 por ciento de sus recursos petroleros se descubrieron con los primeros 71 pozos exploratorios y fueron disminuyendo conforme se incrementó la exploración. Así mismo, cada tamaño de campo de aceite y gas, posee características propias de declinación y velocidad de descubrimiento, siendo los campos más grandes en tamaño, los primeros en declinar.

Por otra parte, también las velocidades de descubrimiento por unidad de perforación exploratoria, se pueden ajustar en tres fases o etapas diferentes, la primera, una etapa corta cuando la velocidad de descubrimiento es alta, la segunda, una etapa de transición, cuando el número de campos descubiertos disminuye a medida que se incrementa la perforación, y la tercera etapa en donde el volumen de aceite descubierto por pozo exploratorio permanece a un nivel bajo pero estable, notándose además, una tendencia gradual hacia la perforación de agujeros cada vez más profundos.

Con relación a esta característica, conviene citar la historia del descubrimiento en la Cuenca Pérmica, la cual se puede ajustar en las etapas citadas, como son la fase inicial, que terminó en 1938, cuando se encontraron 31 de los 70 campos más grandes de aceite y gas con un tamaño promedio de 121 millones de BOE recuperables, la segunda fase en la cual el tamaño promedio de los campos descubiertos fluctuó entre 27.7 y 22.7 millones de BOE y la tercera etapa que comenzó en 1951 y en la cual hasta finales de 1974, de los 3,454 campos de aceite y gas descubiertos, el 73.8 por ciento contenía una recuperación promedio menor a 1 millón de BOE. Así mismo, la profundidad de los pozos perforados aumentó en cuatro períodos sucesivos de diez años, comenzando en 1935-45 y finalizando en 1965-75, en los cuales la profundidades registradas fueron de 4000, 6200, 6300 y 7500 pies, respectivamente.

Por consiguiente, cabe destacar que de acuerdo a lo sucedido en los casos estudiados, el descubrimiento y explotación de las provincias petroleras en el mundo, no se estudia por regiones geográficas sino por sus características geológicas y genéticas. En lo referente al

estudio de los patrones de agotamiento en nuestro país, es importante mencionar que se carece de información precisa que indique el desarrollo específico de las regiones o campos existentes, por lo que posiblemente no se llegue a apreciar con detalle el significado de los patrones estudiados. Sin embargo, es necesario considerar que dichos patrones están directamente relacionados con la disminución en la velocidad de descubrimiento, por lo cual conviene citar, entre otros ejemplos, la región Ébano-Pánuco, en donde además de la declinación en la producción desde inicios de la década de los setenta, la cantidad de depósitos encontrados hasta 1963, resultó escasa en comparación con el número de campos descubiertos hasta antes de 1938 (Fig.18). Lo que significa que probablemente las etapas más importantes en la secuencia de exploración y descubrimiento en esta región ya han transcurrido y sólo se lleguen a encontrar descubrimientos de menor importancia.

En otro aspecto, puede citarse a la antigua Faja de Oro, la cual fue desarrollada hasta antes de la expropiación petrolera y en donde se ha venido manifestando una creciente declinación de los campos, así como de la producción, lo cual hace que la participación de los recursos petroleros de esta área en la integración de las reservas totales del país, sea mínima y por consiguiente, la presencia de alguno de los patrones estudiados se haga evidente.

Así también, además de las áreas mencionadas existen otras regiones que han dado origen a un incremento de las reservas y de la producción, particularmente las zonas productoras de Chiapas, Tabasco y Campeche. No obstante, las dos primeras ya presentan indicios de declinación en la producción, como consecuencia de su acelerada explotación durante la segunda mitad de la década de los setenta, a su vez, dado el nivel de trabajos de exploración y perforación representados por tres períodos: localización de reservas (1969-1972), auge

(1973-1976) y explotación intensiva (1977-1980), la historia de velocidad de descubrimiento en esta área podría estar estrechamente ligada a alguno de los patrones descritos con anterioridad.

En relación a la zona de Campeche, se puede señalar que dada la magnitud de los depósitos que la integran, como es el caso del yacimiento Cantarell, el cual es el más grande del país y el sexto en importancia en el mundo, la historia de descubrimiento posiblemente pueda ubicarse como el comienzo de un modelo "Cream-Skimming" o como una de las primeras etapas de exploración descritas en el caso de la Cuenca Pérmica.

Adicionalmente, dada la dependencia energética de los hidrocarburos y su impacto en la estructura económica mexicana, resulta conveniente el reconocimiento y estudio de los patrones de agotamiento de dichos energéticos, ya que el óptimo aprovechamiento de los mismos, depende en gran parte de una adecuada explotación. En ese sentido la integración y el seguimiento de los patrones mencionados contribuye a una mejor cuantificación de las reservas existentes, a la implantación de los ritmos óptimos de producción y en forma muy especial, a los niveles convenientes de exportación

En particular, el análisis de los patrones de agotamiento de los recursos petroleros a nivel nacional, debe estar ligado a su carácter de fuente no renovable y a la ausencia de recursos energéticos no petroleros (fundamentalmente carbón y uranio), por lo que su conocimiento puede permitir la elaboración de estudios formales sobre su sustitución, controlar las inversiones en esta industria y además, considerar variables importantes en la determinación de futuras demandas de energía.

**ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA**





## CONCLUSIONES

Dada la importancia de los hidrocarburos como la fuente de energía más importante para satisfacer el constante crecimiento de las demandas energéticas a nivel nacional, así como su carácter de recurso no renovable a que se hace referencia en seguida, se hace conveniente considerar, además, la necesidad de plantear el uso de otras fuentes de energía que contribuyan a disminuir en un grado significativo la dependencia de los hidrocarburos. Al respecto, algunas alternativas que han alcanzado viabilidad económica y han mostrado factibilidad técnica para satisfacer las necesidades energéticas en algunas regiones, han sido el gas natural, el carbón, la energía hidroeléctrica, la energía solar, la energía nuclear, la energía eólica, la energía geotérmica y la biomasa.

No obstante, a pesar de su gran distribución geográfica de algunas energías alternas como las del tipo eólico, solar y biomasa, su aporte en el balance energético de un país resulta mínimo, así mismo, en el caso de la energía geotérmica, la hidroelectricidad y el carbón, puede decirse que aportan cantidades significativas pero sólo en los países que poseen una base extensa de estos recursos, no en el caso mexicano. En lo que respecta a la energía nuclear y el gas natural, éstos contribuirán en el suministro energético en gran medida en que se superen los problemas técnicos que conduzcan a su mejor aprovechamiento.

A su vez, para descubrir cantidades adicionales de hidrocarburos que constituyan la verdadera fuente energética nacional, será necesario mantener un nivel adecuado de exploración, por lo que se considera que el estudio del modelo de proceso de descubrimiento desarrollado por Arps y Roberts, podría contribuir a establecer con un buen grado de aproximación, la magnitud y la cantidad de los campos todavía existentes en las provincias petroleras mexicanas.

De la misma manera, el análisis de la historia de exploración de la Cuenca Pérmica y el patrón sistemático de descubrimiento de la región Norteamericana del Golfo de México e Israel, permiten establecer la existencia de los patrones de agotamiento. Mismos que mediante su estudio y reconocimiento, pueden ayudar a definir el óptimo aprovechamiento de los recursos petroleros, a la elaboración de estudios formales que contemplen su sustitución, al control de las inversiones, a la planeación de un mayor y mejor crecimiento de la economía y a la consideración de futuras demandas de energía.

## BIBLIOGRAFIA

Arps, J.J., and Roberts, T.G., 1958, Economics of drilling for Cretaceous Oil on East Flank of Denver-Julesburg Basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.42, p. 2549-2566.

Alonso Concheiro Antonio y Rodríguez Viquira Luis, 1985, Alternativas Energéticas: Fondo de Cultura Económica y CONACYT, México, 583 p.

Bartlett Albert A., 1979, Forgotten Fundamentals of the Energy Crisis; part 1: Mineral and Energy Resources, Colorado School of Mines, v.21, No. 5, p. 1-13.

Bueno Zirion y Cols., 1988, México: El Desafío del Largo Plazo (Condicionantes y Perspectivas): Limusa, México, 234 p.

Colin J. Cambell and Jean H. Laherrere, March 1998, The End of Cheap Oil: Scientific American, p 60-65.

Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, 1980, El Petróleo en México y en el Mundo, México, 336 p.

Dan Gill., 1992, Israel's Petroleum Discovery Curve: Nonrenewable Resources, Oxford University Press, v.1, p. 231-238.

Dev George, 1996, *International Focus, Offshore Magazine*, v.56, No.12, p.8.

Drew, L.J., 1990, *Oil and gas forecasting*: New York, Oxford University Press, 252 p.

García Paéz Benjamín, 1989, *La Política de Hidrocarburos en el Proceso de Reordenación Económica.1981-1983*: Facultad de Economía, Economía de los 80, UNAM, México, 292 p.

García Rojas Antonio, 1963, *La exploración petrolera en México de 1938 a 1963*: Petróleos Mexicanos, 21 p.

Le Blanc, 1977, *Supply and Demand: Global Oil/Gas Demand to be Met by Offshore*, *Offshore Magazine*, v.57, No. 6, p. 72, 73-75.

Petróleos Mexicanos, 1984, *El Petróleo*, Gerencia de Información y Relaciones Públicas de Petróleos Mexicanos, 139 p.

Root, D.H., and Drew, L.J., 1979, *The Pattern of Petroleum Discovery Rates*: *American Scientist*, v.67, p. 648-652.

Willars Andrade Jaime Mario, 1984, *El petróleo en México: Efectos Macroeconómicos, Elementos de Política y Perspectivas*, El Colegio de México, México, 220 p.

WAES(Workshop on Alternative Energy Strategies), 1981, Energía: Perspectivas Mundiales 1985-2000: Fondo de Cultura Económica, México, 406 p.