

00681  
11  
11

**RENTA PETROLERA Y DINAMISMO EXPORTADOR  
MEXICO 1978-1990**  
(Tesis de Doctorado)

José Antonio Rojas Nieto  
Div. de Posgrado, Facultad de Economía, UNAM  
Asesor: Dr. Alejandro Valle Baeza

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Realizada con el apoyo del Programa Universitario de Energía  
Coordinación de la Investigación Científica, UNAM  
Abril 1991



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.

## INDICE

### PRESENTACION

Introducción General

### CAPITULO I: RENTA PETROLERA Y RESTRUCTURACION

1. La renta petrolera	1
2. Movimiento general de los costos de producción y de la renta	15
3. Una visión global de la relación precios-renta	28
4. Renta petrolera, acumulación y crisis	35
5. Renta petrolera y restructuración	59

### CAPITULO II: MEXICO EN EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

Introducción	71
1. El mercado petrolero internacional	76
1.1 La disponibilidad de las reservas mundiales de crudo	84
1.2 La capacidad productiva petrolera	89
1.3 Los inventarios petroleros mundiales	93
2. México en el mercado petrolero internacional	97
2.1 Grandes logros de la industria petrolera primaria mexicana	98
2.2 Las grandes limitaciones y los grandes retos de Pemex	102
2.2.1 El reto productivo de Pemex	103
2.2.2 El reto comercial de Pemex	106
3. Un nuevo Pemex para un nuevo Mexico y para un nuevo mercado petrolero	110
Anexo Estadístico II	111

### CAPITULO III: LOS COSTOS DE PRODUCCION DEL CRUDO MEXICANO

Introducción	124
1. Costos de exploración, desarrollo y explotación en la industria petrolera	127
2. México en el marco de la fertilidad petrolera internacional	134

3. Una aproximación a los costos internacionales de producción de crudo	143
4. Los costos de producción del crudo mexicano	152
4.1 Introducción: los rendimientos petroleros en el año de 1990	152
4.2 Los costos de producción del crudo mexicano	152
4.2.1 Costos de exploración: una descripción	156
4.2.2 Activos, reservas, producción y costos: una estimación	158
4.2.3 Costos, rentas y competencia	162
Anexo estadístico III	166
CAPITULO IV: LA CIRCULACION DE LA RENTA PETROLERA MEXICANA	
Introducción	180
1. Un recuento de la evolución específica de	187
2. La circulación de la renta petrolera mexicana 1974-1990	198
Anexo Estadístico IV	206
CAPITULO V: RENTA Y DINAMISMO EXPORTADOR	
1. El dinamismo exportador contemporáneo de México	209
2. La capacidad manufacturera mexicana	226
3. Exportaciones y subsidio energético	244
4. Ventajas, desventajas y riesgos del subsidio energético	261
5. Una reflexión final preliminar	265
Anexo Estadístico V	272
CONCLUSIONES	299
BIBLIOGRAFIA	306

## INDICE DE GRAFICAS

### CAPITULO I: RENTA PETROLERA Y RESTRUCTURACION

1. Evolución de la renta petrolera (primer caso)	28
2. Evolución de la renta petrolera (segundo caso)	29
3. Evolución de la renta petrolera (tercer caso)	32

### CAPITULO II: MEXICO EN EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

1. Estructura anual de la producción de crudo en el mundo 1973-1990	79
2. OPEP: Relación entre máximo histórico de producción y cuotas, 1990	80
3. Estructura de la demanda de energía en países de la OECD	81
4. Intensidad energética, países de la OECD 1970-90	82
5. Evolución de las reservas mundiales de crudo 73-90	85
6. Intensidad de explotación petrolera 1989	90
7. Inventarios, consumo, participación en la demanda y precios del petróleo, OECD	95
8. México: evolución petrolera 1970-1990: volumen	99
9. México: evolución petrolera 1970-1990: valor	101
10. Productividad petrolera	104
11. Índices productivos en Pemex	105
12. Principales exportadores de crudo a EEUU: 74-90	107

### CAPITULO III: COSTOS DE PRODUCCION DEL CRUDO MEXICANO

1. Equipos de perforación: EEUU 1970-1990	126
2. Equipos de perforación: México y OPEP 1970-1990	127
3. Rendimientos petroleros en el Medio Oriente 73-89	132
4. Rendimientos petroleros en el Mar del Norte 73-89	136
5. Rendimientos petroleros en América Latina 73-89	137
6. Rendimientos petroleros en América del Norte 73-89	138
7. Fertilidad petrolera e inversión en producción primaria en México 1973-1989	139
8. Petróleo en Estados Unidos 1954-1990	142
9. Costos y producción de crudo :EEUU 1960-1990	147
10. Evolución costos y pagos en explotación: EEUU 60-90	148
11. México: indicadores de costos	159
12. México: productividad petrolera 1970-1990	160
13. Costos y precios del crudo 1970-1990	161
14. Índices de rentabilidad petrolera: México 70-90	162
15. Costos de producción del crudo en México y en Estados Unidos 1970-1990	163

#### CAPITULO IV: CIRCULACION DE LA RENTA PETROLERA MEXICANA

1. Producción mundial de energía 1950-1990	182
2. Relación Costos de Petróleo 1974-1990	183
3. Excedente petrolero: México 74-90 (Anual)	195
4. Excedente petrolero: México 74-90 (Acumulado)	196
5. Derechos de Explotación de Hidrocarburos:1974-90	199
6. Tributación no petrolera 1974-90	200
7. Pemex y los ingresos del gobierno: 1974-90	201
8. Circulación del excedente petrolero 1974-90 (I)	202
9. Circulación del excedente petrolero 1974-90 (II)	203
10. Circulación del excedente petrolero 1974-90 (III)	204

#### CAPITULO V: RENTA PETROLERA Y DINAMISMO EXPORTADOR

1. México: exportaciones 1977-90	211
2. Exportación manufacturas no petrolera 1982-90	212
3. Exportación manufacturas no petroleras 1982-90	214
4. Exportaciones manufacturas no petroleras 1977-90	215
5. Evolución de exportaciones no petroleras	216
6. México: Evolución de demanda final 80-90	222
7. México: Eficiencia productiva manufacturera	241
8. Relación de precios México/EEUU 77-90	245
9. Relación de precios México/EEUU 77-90	246
10. Consumos energéticos industriales	249
11. Estructura de costos de acero y cemento	251
12. Industria de México 1965-1989	253
13. México: Subsidio energético industrial 1977-90	254
14. México: Subsidio energético industrial 1977-90	255
15. Ventas internas de electricidad 1977-90	256
16. Ventas internas de electricidad 1977-90	257
17. Evolución económica y energética 1977-90	258
18. México: Consumo total de energía 70-90	259
19. México: Consumo total de energía 70-90	260

## INDICE DE CUADROS

### CAPITULO I: RENTA PETROLERA Y RESTRUCTURACION

#### CAPITULO II: MEXICO EN EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

1. Principales reservas mundiales de crudo 1989	87
2. Capacidad productiva petrolera 1990	91
 Anexo Estadístico II.	 111
1. Reservas mundiales de crudo y condensado:1973-90	112
2. Producción mundial diaria de crudo: 1973-90	113
3. Inventarios de petróleo en la OECD:1973-90	114
4. Consumo de petróleo en la OECD: 1973-90	114
5. Relación Inventarios/Consumo, OECD:1973-90(días)	115
6. Relación de Inventarios/Consumo, OECD:1973-90(indices)	115
7. Cuotas de producción de la OPEP 1989 y 1990	116
8. Intensidad energética, OECD:1970-90	117
9. Demanda de energía, OECD:1970-90	117
10. EEUU:Volumen de crudo importado 1974-90	118
11. EEUU:Estructura del crudo importado por país 1974-90	118
12. EEUU:Valor del crudo importado 1974-90	119
13. EEUU:Estructura del valor del crudo por país 1974-90	119
14. EEUU:Precio del crudo importado 1974-90	120
15. EEUU:Relación de precios del crudo importado 1974-90	120
16. Panorama petrolero en EEUU:1974-90(con gráfica)	121
17. México:reservas y producción de petróleo 1970-90	122

#### CAPITULO III: COSTOS DE PRODUCCION DEL CRUDO MEXICANO

1. Perforación de pozos y explotación de campos en México 1977-1990	132
2. Costos de producción del crudo en EEUU 60-88	146
3. Costos promedio de producción del crudo 66-85	149
4. Costos de producción del crudo y el gas en países seleccionados	149
 Anexo Estadístico III.	 166
1. Número global mundial de pozos en operación 1973-88	167
2. Rendimiento por pozo productivo en la prod. petrolera	168
3. Producción y exportaciones de crudo y gas:México 1970-90	169
4. Perforación de pozos, explotación de campos y fertilidad petrolera, México 1973-1990	170
5. Empleo y productividad en Pemex 1970-1988	171
6. Productividad petrolera 1970-1990	171

7. Activos fijos en explotación petrolera, México 1970-88	172
8. México: Costos de producción de petróleo 1970-1988	173
9. Costos de producción de crudo en EEUU (tres estimaciones)	174
10. Costos de descubrimiento y desarrollo en EEUU: 1978-1988	175
11. México: evolución del tipo de cambio 1978-1990	176
12. Costos de producción de crudo y renta petrolera, México	177
13. Dinámica de los costos y la renta petrolera en México	178

#### CAPITULO IV: CIRCULACION DE LA RENTA PETROLERA MEXICANA

1. Estimaciones del excedente petrolero 1979-1985	190
2. Dinámica de los costos de producción de un barril de petróleo en México 1974-1990	192
Anexo Estadístico IV	206
1. Peso impositivo de Pemex en el Gobierno Mexicano	207
2. Circulación del excedente petrolero 1974-1990	207

#### CAPITULO V: RENTA PETROLERA Y EXPORTACIONES

1. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90(I)	210
2. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90 (II)	210
3. México: distribución sectorial de las exportaciones 82-90	217
4. Industria : participación en importaciones 1983-89	218
5. Importaciones de insumos y equipos de la manufactura	219
6. Participación de las exportaciones en el producto 1990	222
7. Exportaciones mundiales y países semindustrializados(I)	224
8. Exportaciones mundiales y países semindustrializados(II)	225
9. Participación sectores en la industria 1980-90	228
10. Estructura de la industria manufacturera 1980-90	229
11. Índices de volumen de la producción 1980-90	231
12. Exportaciones y formación de capital 1980-90	233
13. Principales firmas industriales exportadoras de México	235
14. Eficiencia productiva en países seleccionados 1980-89	242
15. Participación de la energía en los insumos 1980 y 1989	244

#### Anexo Estadístico V

1. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90(I)	273
2. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90(II)	273
3. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90(III)	274
4. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90(IV)	274
5. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90(V)	275
6. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90(VI)	275
7. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90(VII)	275
8. Exportaciones manufactureras no petroleras 1977-90(VIII)	275
9. Exportaciones mundiales y países semindustrializados(I)	276
10. Exportaciones mundiales y países semindustrializados(II)	276



11	Evolución de exportaciones y formación de capital 1980-90	277
12	Evolución de eficiencia productiva en países selec.	278
13	Dinámica económica de México 1978-90	278
14	Estructura Industrial de México 1985(I)	279
15	Estructura Industrial de México 1985(II)	279
16	Estructura Industrial de México 1988(I)	280
17	Estructura Industrial de México 1988(II)	280
18	Participación de sectores de industria en el PIB 1980-90	281
19	Estructura de la industria manufacturera 1980-90	281
20	Índice volumen de producción de la industria manufac.	281
21	Consumo final energético global de los sect. 1965-89(I)	282
22	Consumo final energético global de los sect. 65-89(II)	282
23	Consumo final energético global de los sect. 65-89(III)	283
24	Consumo final energético global de los sect. 65-89(IV)	283
25	Consumo de combustible y electricidad 1965-90 (I)	284
26	Consumo de combustible y electricidad 1965-90 (II)	285
27	Consumo de combustible y electricidad 1965-90 (III)	286
28	Valor consumo petrolíferos y elec. precios inter.77-90	291
29	Valor consumo global petrol. y elec. precios ext.77-90	291
30	Valor del Subsidio 1977-90	292
31	Valor del consumo 1977-90 (precios internos)	293
32	Valor del consumo 1977-90 (precios externos)	293
33	Subsidio energético a la industria 1977-90	294
34	Precios internos (moneda nacional)	294
35	Precios internos (dólares corrientes)	294
36	Precios externos (EEUU: unidades comerciales)	295
37	Precios externos (EEUU: unidades consumidas)	295
38	Relación precios internos/precios externos	295
39	Valor del subsidio 1977-90	296
40	Costos directos de operación de ramas selec.1980-89	297
41	México: Evolución económica y energética 1977-90	298
42	México: Ventas internas de electricidad 1977-90(I)	298
43	México: Ventas internas de electricidad 1977-90(II)	298
44	México: Ventas internas de electricidad 1977-90(III)	298

## Introducción

El presente trabajo ofrece los primeros resultados de una investigación realizada en el Área de Economía y Energía de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Economía con el apoyo del Programa Universitario de Energía de la Coordinación de la Investigación Científica de la UNAM.

La investigación ha tenido como objeto principal de estudio el análisis del origen, la evolución y el destino del excedente petrolero mexicano durante los últimos veinte años.

Se trata, además, de una investigación orientada teóricamente en la teoría de la renta y que pretende descubrir la significación económica del excedente implícito en los precios de todos aquellos bienes en cuya producción interviene un recurso natural monopolizable, en nuestro caso el petróleo. Se trata, como se explica en el trabajo, de un excedente económico cuyo origen se funda, al menos, en dos elementos principales: 1) la fertilidad y la ubicación del recurso natural; 2) el carácter exclusivo de su explotación derivado de la forma de propiedad, trates tanto de un recurso privado como de un recurso nacional administrado por el Estado.

En rigor y más concretamente, el trabajo que se presenta se ha centrado en el análisis del excedente proveniente de la fertilidad diferencial de los yacimientos petroleros mexicanos, reconocida en relación a las seis grandes zonas petroleras del mundo: Golfo Pérsico y Medio Oriente; África del Norte; Mar del Norte; Estados Unidos y Canadá; y, finalmente, América Latina en la que se encuentra México.

Identificado dicho excedente se propone una cuantificación preliminar y una identificación, también preliminar, de su destino, resaltando el respaldo que a través del subsidio energético dicho excedente ha proporcionado no sólo a la industria en general sino a las ramas exportadoras en particular, sobre todo durante los últimos siete años.

Hay que confesar que al comienzo de la investigación creí que el apoyo del subsidio energético a las exportaciones no petroleras había sido uno de los más importantes factores -junto con el apoyo fiscal, y de infraestructura, el diferencial salarial y el subsidio al tipo de cambio- para explicar el gran dinamismo de dicha exportaciones durante el periodo 1983-1990.

Su importancia es indudable, pero al descubrir que dicho subsidio tendió a debilitarse e, incluso, a cancelarse a partir de los primeros meses de 1991, su significación quedó relativizada.

Al cuantificar el excedente petrolero consolidado a través de las ventas externas de crudo y estimar el excedente teórico implícito en las ventas internas de combustibles y electricidad, se ha descubierto que dicho subsidio tendió a decrecer de manera importante a partir de 1983 y, por ello mismo, a perder significatividad para la industria mexicana.

No obstante, su importancia ha sido y es incuestionable. se trata de un factor fundamental en el impulso original de las exportaciones no petroleras después del quiebre económico de 1982, agudizado por la caída de los precios internacionales del petróleo. Esto, precisamente, se trata de mostrar en estos primeros resultados de la investigación, presentes en la tesis.

El orden de presentación de estos resultados es sumamente sencillo. En un primer capítulo se ofrecen las reflexiones que me parecieron más relevantes en cuanto a la relación fertilidad, costos, precios, excedente, renta y dinamismo económico.

En el segundo capítulo se presenta el panorama básico del mercado petrolero internacional y el papel de México en dicho mercado. En este marco el tercer capítulo constituye una continuación de esta reflexión, pero concentrada en el análisis de la evolución de la fertilidad petrolera mexicana y los costos de producción del crudo. Para esta parte del trabajo, preciso es señalarlo, ha sido fundamental la tarea de investigación y de apoyo de la Lic. Patricia Vázquez Contreras, realizada también con apoyo del PUE de la UNAM y que se expresó nitidamente en su tesis de licenciatura.

El capítulo cuarto trata de explicar, de manera breve, cómo circuló el excedente petrolero mexicano, sobre todo el captado en el mercado petrolero internacional, indicando el gran peso que tuvo este excedente para financiar al Estado mexicano durante el boom petrolero y después de él.

Y en el último capítulo, el quinto, se esboza la importancia del subsidio energético en el dinamismo exportador que experimentó nuestro país de 1983 a 1990, importancia que como se ha indicado antes, tendió a decrecer e, incluso, a eliminarse.

En un breve capítulo final de conclusiones comparto lo que, en mi opinión, son los logros y las limitaciones más importantes del trabajo aquí presentado, señalando, además, las líneas en las que será necesario profundizar.

Es importante decir que se trata de un trabajo que busca continuar la reflexión y la investigación que sobre el excedente petrolero han comenzado investigadores mexicanos como Arturo Bonilla, Francisco Colmenares, José Luis Manzo, Jesús Lechuga Montenegro, (pocos a pesar de todo), y áreas o instituciones de estudio e investigación como el Programa Universitario de Energía y la Facultad de Economía de la UNAM; la UAM Azcapotzalco, el Colegio de México y el Centro de Investigación y Docencia Económicas.

La intención original era la de recoger las reflexiones más importantes de estos investigadores y estos centros de estudio, y avanzar un poco más. Espero haberlo logrado, aunque reconozco que quedan muchos puntos por resolver, en torno a lo que se ha denominado origen, evolución y destino de la renta petrolera mexicana.

Pero por fortuna muchos de esos puntos pendientes ya se trabajan tanto en México como en otros países preocupados por analizar los aspectos vinculados a su riqueza petrolera como Venezuela, Ecuador, Perú e, incluso, el mismo Brasil.

Para finalizar hay que decir que resulta imprescindible agradecer los apoyos recibidos, tanto de los compañeros del Área de Economía y Energía y de algunos otros de la División de Posgrado, como de los miembros del Programa Universitario de Energía y de algunas otras dependencias de nuestra Universidad, como la Dirección General de Apoyo al Personal Académico. Menciono, en el primer caso, a Alejandro Valle que amablemente aceptó asesorar esta investigación, y a Benjamin García Páez, Gerardo Fujii,

Carlos Salas y Teresa Rendón siempre dispuestos a comentarme sus opiniones críticas sobre los avances de la investigación. Y en el segundo caso debo señalar mi agradecimiento por los apoyos de los doctores Mariano Bauer, Jaime Noriega y Luis Ponce, que leyeron el borrador de este trabajo y me ofrecieron sus opiniones.

Otros apoyos desinteresados con los que conté cotidianamente y que hoy debo agradecer son los de la Sra. Graciela Ortiz, los de Elizabeth Hernández Bayona y los de Patricia Vázquez; a ellas se debe mucho el desarrollo de mis trabajos cotidianos.

Termino expresando también mi más profundo agradecimiento y mi reconocimiento más sincero a mi Facultad, la Facultad de Economía, a la que, sin lugar a dudas, tanto debo.

## I. RENTA PETROLERA Y RESTRUCTURACION

### 1 La renta petrolera

En el marco global del proceso de reorganización económica y por la naturaleza de la industria petrolera en la que intervienen de manera definitiva las fuerzas naturales -en este caso a través de las cualidades y la ubicación de los yacimientos-, las actividades productivas petroleras desempeñan un papel específico y primordial para la restructuración de la economía mundial y las economías nacionales, no sólo porque todavía hoy cerca del setenta por ciento de las necesidades básicas de energía se satisfacen con hidrocarburos, sino porque también hoy la factura petrolera en el mercado internacional representa poco más de la quinta parte de la factura comercial internacional, y a través de ella se concreta la transferencia continua e ininterrumpida de volúmenes importantes del excedente social global a las empresas, ramas y países petroleros con costos de producción más ventajosos -por fertilidad o ubicación-, incluido México, bajo la forma de renta petrolera.

Esa transferencia de excedente social (plusvalor) al propietario petrolero se explicará, para el caso de la renta que más adelante caracterizamos como diferencial, por la existencia de ciertas condiciones naturales del yacimiento, que permiten un precio de costo inferior al del yacimiento marginal, o sea, aquel cuya explotación ha sido requerida por la evolución de la demanda o por la existencia de ciertos equilibrios geopolíticos que exigen su funcionamiento, a pesar de producir hidrocarburos con precios de costo elevados, como sería el caso de ciertas coyunturas del mercado mundial energético en las que a pesar de la drástica disminución de precios se ha requerido la continuidad de la producción de muchos yacimientos de altos costos de producción, principalmente estadounidenses e, incluso, de algunos yacimientos del Mar del Norte y de la Unión Soviética.

En otro caso - el de lo que denominaremos renta absoluta- se explicará exclusivamente por el carácter privado de la propiedad del yacimiento independientemente de que dicho propietario sea un individuo o sea un organismo, una corporación o el mismo Estado.

La renta, petrolera, entonces, no es sino una valorización del monopolio de las propiedades naturales y la ubicación del yacimiento que ejercen los propietarios; por lo tanto, presupone la propiedad del yacimiento e, indudablemente, la producción para el mercado, es decir la concurrencia del productor para obtener la dos formas diferenciadas de valorización de su propiedad, una de ellas vinculada a las características naturales y otra al hecho mismo de la propiedad y el control.



Se trata, además, de excedente social o plusvalor transformado en ganancia extraordinaria y más precisamente en renta, originado, e. primera instancia, a raíz de la diferencia que se establece entre el precio del costo del proceso que usufructa el yacimiento ventajoso respecto al precio de costo social más elevado, (marginal en nuestro caso), lo cual supone, desde luego, que se da en condiciones específicas de un mercado en el que se han reconocido ciertas cuotas del tiempo de trabajo global a las diversas esferas de la producción necesarias para la satisfacción de las necesidades sociales ( a través de los precios, fluctuantes por lo demás), de manera particular para las necesidades energéticas. Por esto, el monto de esta renta estará determinado por las cualidades del yacimiento y por el desarrollo social del trabajo en el ámbito petrolero que permite el nivel de aprovechamiento de estas cualidades. Pero dado el monto de la factura petrolera y su carácter económico (todavía imprescindible en los procesos productivos), también estará determinado por lo que antes hemos llamado equilibrios geopolíticos expresados en guerras de precios y guerras de cuotas de producción y participación en el mercado petrolero mundial.

En general nos orientaremos a hablar casi exclusivamente de la renta petrolera vinculada al diferencial de costos de producción y explicada por las diferencias que se establecen, a partir de las propiedades de los yacimientos petroleros que determinan, en cada caso una productividad diferencial, capaz de consolidar -según las circunstancias de la concurrencia mundial-, una ganancia extraordinaria (plusvalor extraordinario), que se transforma en renta en virtud de la organización social actual que permite el control absoluto de recursos naturales, sea por parte de un particular, una empresa, una corporación o un Estado, como antes se ha anotado.

Esta ganancia extraordinaria es cualitativamente diferente de la que se obtiene por una disminución del salario por debajo del valor de la fuerza de trabajo que teóricamente determina el salario promedio; por una elevación "artificial" de precios, posibilitada tanto por el control monopólico del mercado como por una coyuntura de demanda aceleradamente ascendente; o finalmente, por la existencia de condiciones tecnológicas excepcionales y aún no generalizadas en una esfera de la producción, que permiten al poseedor individual de esta tecnología una productividad diferencial, un plusvalor extraordinario que como todo excedente diferencial extraordinario puede o no consolidarse y constituirse en el mercado de acuerdo a las condiciones de la concurrencia.

La renta, pues, surge y "emana de una fuerza natural monopolizable que ...sólo se halla a la disposición de quienes a su vez dispongan de determinadas porciones del plantea y sus anexos... y cuya posesión constituye un monopolio en manos de su poseedor, una condición de elevada fuerza productiva del capital invertido que no puede lograrse mediante el proceso de producción del propio capital". <sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Marx C., EL CAPITAL, XXXVII, Tomo III, Vol. 8, Siglo XXI, Mexico 1975.

Se trata del excedente estudiado inicialmente por Adama Smith y por Ricardo y reconocido más nitidamente por Marx, según el cual "la renta es siempre renta diferencial, pues no entra en manera decisiva en el precio de producción general de la mercancía, sino que lo presupone;... además, no proviene de la elevación absoluta de la fuerza productiva del capital empleado o del trabajo apropiado por el mismo, pues la elevación general sólo puede reducir el valor de las mercancías, sino de la mayor productividad relativa de determinados capitales individuales invertidos en una esfera de la producción(subrayado JARN), en comparación con las inversiones de capital excluidos de estas condiciones favorecedoras excepcionales de la fuerza productiva creadas por la naturaleza... Pero (conviene aclarar,) la fuerza natural no es la fuente de la ganancia extraordinaria, sino sólo la base natural de la misma, por ser la base natural de la fuerza productiva excepcionalmente elevada del trabajo... Ni la propiedad de tierra crea la parte de valor que se tranforma en ganancia extraordinaria, sino que sólo capacita al terrateniente (propietario de la fuerza natural) para lograr que esta ganancia extraordinaria abandone los bolsillos del fabricante y vaya a parar a los suyos... (Se trata, además)... de una fuerza natural que no tiene valor, porque no representa un trabajo objetivado en ella... y cuyo precio no es otra cosa que renta capitalizada." ≈

---

≈ Marx C., Op. Cit., pp. 823-833. Véase también Bina (1983) Cap. 5.

Las causas generales de la renta petrolera de la que básicamente hablamos aquí son la fertilidad natural los yacimientos y su ubicación respecto a los centros de validación social, respecto a los mercados, siempre consideradas ambas -fertilidad y ubicación- desde la perspectiva de un nivel de desarrollo la ciencia y sus aplicaciones tecnológicas.

Pero podemos reconocer, en este contexto y como señala Marx, la existencia de algunas causas particulares de esta renta:

- 1) la distribución impositiva, sobretodo cuando es desigual;
- 2) las desigualdades a nivel de la fuerza productiva, aunque en el caso del petróleo se trata de una esfera con una tendencia muy acelerada a la homogeneización tecnológica y a su difusión creciente;
- 3) la desigual distribución de los capitales en la esfera petrolera. <sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Cfr. Marx., Caps. XXXVIII, Sección 6a Tomo III

Para nuestro caso específico entenderemos que la fertilidad se establecería en relación a las características físico-químicas de los petróleos, a su capacidad para realizar un trabajo -siguiendo la definición más tradicional de energía-y al grado, nivel o volúmen de recursos que un yacimiento permite recuperar. En este sentido, por ejemplo y dadas condiciones iguales, consideramos más fértil un pozo petrolero que produce crudo más ligero que otro que produce crudo más pesado. Y la ubicación, desde luego considerando los notables adelantos en el transporte, llevaría a valorar más un pozo petrolero del Golfo de Campeche respecto al mercado norteamericano, que un pozo Iraní respecto al mismo mercado estadounidense.

Como podemos notar, fertilidad y ubicación no tienen porqué actuar en el mismo sentido; un pozo muy fértil de Arabia Saudita tiene una ubicación más débil respecto a un pozo menos fértil del Mar del Norte en relación a los grandes centros industriales del norte de Europa.

Ahora bien, considerados los factores generales y señalados los particulares, normalmente podrían presentarse dos caso típicos de surgimiento de renta:

1) la denominada por Marx renta diferencial I, que alude a resultados desiguales de cantidades iguales de capital aplicados a yacimientos equivalentes en extensión, profundidad, dimensiones: \* se trata de diferentes productividades de iguales inversiones de capital en iguales yacimientos, de diferente fertilidad;

---

\* Para toda esta parte vease Marx C., sección 6a Tomo III. En particular estamos identificando la extensión agrícola con su análogo en el ámbito energético: profundidad de un pozo; dimensión de un yacimiento; gasto, volumen y longitud de una cuencia, etc. También ver Bina (1983).

• Las innovaciones actuales más importantes en la producción primaria de hidrocarburos se orientan a hacer más explotables los yacimientos, es decir, a facilitar y a optimizar la extracción del crudo y del gas. Nos referimos a los métodos de recuperación secundaria y terciaria de crudo, y a la perforación horizontal - hoy tan utilizadas-, que permiten superar el 30% original de volumen explotado de un yacimiento. Con recuperación secundaria se logra un incremento de entre 15 y 25%. Y con recuperación terciaria (o asistida), que incluye procesos térmicos, biológicos, químicos, duales y procesos miscibles o de inyección de fluidos supercríticos (al parecer la más prometedora), se espera un aumento sustancialmente mayor en el volumen de crudo extraído de los yacimientos (actualmente cercano, a lo más, al 50%). Para mayor información se puede consultar a Ponce Ramírez Luis e Izcapa Treviño Cecilia, Instituto de Investigaciones en Materiales, AVANCES Y PERSPECTIVAS DE LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN SUPERCRÍTICA, Programa Universitario de Energía, Coordinación de la Investigación Científica, UNAM, 1989. Además, se encuentra el gran de la perforación horizontal, que unido a la perforación asistida "a chorro" (JAD: Jet-assisted drilling) y a la perforación a altas temperaturas y altas presiones (HPHT: high-pressure y high-temperature); representan innovaciones que pueden abatir de manera importante los costos de exploración y de desarrollo. Sobre estos adelantos pueden consultarse los números recientes de Oil and Gas Journal, especialmente los de los dos últimos años.

2) y la denominada renta diferencial II, surgida cuando volúmenes de capital distintos son aplicados en el mismo yacimiento, lo que equivale a reconocer, en los hechos y en el mismo yacimiento dos circunstancias equivalentes a las existentes en el caso de la renta diferencial I.

En ambos casos surge una ganancia extraordinaria; la diferencia estriba en que en el caso de la renta II, aparecen situaciones específicas que tornan más complicada la transformación de la ganancia extraordinaria en renta diferencial, en la que influye, por cierto, la capacidad de crédito de los productores en la medida que puede determinar diferentes aplicaciones de capital en un mismo yacimiento, situación que genera complicaciones porque las sucesivas inversiones de capitales distintos pueden realizarse una vez que los precios de producción cambiaron -a la alza o a la baja-, aunque no se descarta que dos inversiones sucesivas se asociaran o se realizaran con precios de producción estables.



Los dos tipos de renta -renta I y renta II-, son igualmente ganancias extraordinarias surgidas de productividades naturales diferenciales -originales o inducidas- respecto a las productividades (marginales) ligadas a las que existen en los yacimientos marginales que definen los precios de producción de petróleo y en torno a los cuales se establecen los precios de mercado. Ahora bien, en el ámbito de la industria petrolera este precio de producción se establece en base al precio de costo individual mayor -marginal-, en la medida que la fijación en el precio medio implicaría la salida de la esfera de aquellos de precios de costo mayor, pero requeridos por la demanda social solvente (o por los equilibrios geopolíticos establecidos, precisamente, a partir de las condiciones naturales y de propiedad de los yacimientos), situación que sólo es posible en determinadas coyunturas pero al fin de las cuales, incluso, algunos productores de menor precio de costo en la situación anterior se convierte, una vez expulsados los de mayor precio de costo, en productores marginales. Y es que a diferencia de otros ámbitos de la industria, en la fase primarias de la industria petrolera, al igual que en otras esferas industriales vinculadas irrenunciablemente a ciertos recursos naturales, la existencia de una fertilidad y una ubicación específicas resulta definitiva del proceso productivo y de las formas de concurrencia. Más aún, la expansión de la producción de hidrocarburos sólo puede lograrse -ordinariamente y en el denominado largo plazo-

incrementando la producción en los yacimientos de poca fertilidad o de mala ubicación o incorporando nuevos yacimientos.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Las innovaciones actuales más importantes en la producción primaria de hidrocarburos se orientan a hacer más explotables los yacimientos, es decir, a facilitar y a optimizar la extracción del crudo y del gas. Nos referimos a los métodos de recuperación secundaria y terciaria de crudo, y a la perforación horizontal - hoy tan utilizadas-, que permiten superar el 30% original de volumen explotado de un yacimiento. Con recuperación secundaria se logra un incremento de entre 15 y 25%. Y con recuperación terciaria (o asistida), que incluye procesos térmicos, biológicos, químicos, duales y procesos miscibles o de inyección de fluidos supercríticos (al parecer la más prometedora), se espera un aumento sustancialmente mayor en el volumen de crudo extraído de los yacimientos (actualmente cercano, a lo más, al 50%). Para mayor información se puede consultar a Ponce Ramírez Luis e Izcapa Treviño Cecilia. Instituto de Investigaciones en Materiales. AVANCES Y PERSPECTIVAS DE LOS PROCESOS DE EXTRACCIÓN SUPERCRÍTICA. Programa Universitario de Energía. Coordinación de la Investigación Científica. UNAM, 1989. Además, se encuentra el gran de la perforación horizontal, que unido a la perforación asistida "a chorro" (JAD: Jet-assisted drilling) y a la perforación a altas temperaturas y altas presiones (HPHT: high-pressure y high-temperature) representan innovaciones que pueden abatir de manera importante los costos de exploración y de desarrollo. Sobre estos adelantos pueden consultarse los números recientes de Oil and Gas Journal, especialmente los de los dos últimos años.

Aunque antes se han señalado algunos elementos propios de esta renta - la diferencial-, respecto a otras formas de ganancia extraordinaria, es importante distinguirla de la ganancia extraordinaria surgida de la existencia de una productividad mayor que la media -de ordinario temporal- surgida a partir del control de innovaciones tecnológicas no extendidas aún en la esfera de la producción de que se trate, ni en la economía en general y denominada en ocasiones renta tecnológica. Pero también es necesario diferenciarla de las ganancias extraordinarias que surgen del mero control privado del yacimiento o de la posibilidad de establecer un precio monopólico, un precio determinado exclusivamente por la apetencia y la capacidad de compra de quienes pretenden adquirir el bien o la mercancía asociada a dicho precio, independientemente de su nivel y de su valor, en nuestro caso el petróleo.

Explicar pues el comportamiento de la concurrencia en el ámbito petrolero, en esta esfera tan internacionalizada y tan importante para la reproducción social en escala nacional y mundial, supone entender las características particulares y específicas del proceso productivo petrolero y los elementos que a nivel de la concurrencia implican estas características, tanto las fertilidades y ubicaciones como su carácter monopolizable. Se trata de elementos primordiales, que influyen en la determinación y el comportamiento de los precios por detrás de las modificaciones o alteraciones que las variaciones de la oferta y la demanda puedan generar, pues estas solamente provocarán oscilaciones en torno a los precios de producción, a su vez determinados por los tiempos de trabajo que la sociedad - a nivel nacional o mundial- reconoce acorde a sus necesidades, y siempre en referencia, inconsciente y fetichizada, a un tiempo de trabajo social global que origina mercancías particulares en cada una de las esferas de la producción hoy absolutamente autonomizadas por la división capitalista del trabajo, y sólo plenamente relacionadas entre sí a través del cambio, de la concurrencia, específicamente a través de los diversos precios que experimentan y de las diversas relaciones resultantes de dichos precios.

## 2. Movimiento general de los costos de producción y de la renta.

En cualquier condición en que se encuentren los precios del petróleo y bajo cualquier cambio que experimenten, se generará y se constituirá en el mercado energético, particularmente en el mercado petrolero (primario) una renta diferencial, pues para proveer las necesidades sociales de combustibles todavía resulta imprescindible -hasta ahora nada hay que permita suponer o reconocer lo contrario- la concurrencia de una multitud importante de países (podemos hablar de no menos de 30 productores importantes) y con ellos la concurrencia de un conjunto importante de yacimientos petroleros en los que se explota, a la vez, un conjunto importante de pozos de distintas profundidades, productores de crudo de diversas calidades y ubicados en distintas zonas, más o menos cercanas o lejanas de los grandes centros de consumo, reconocidos hoy en día en dos zonas principales : América del Norte y Europa Occidental, que representan prácticamente la mitad del consumo mundial de petróleo.

Pero considerando exclusivamente la producción en lo que se denomina boca de pozo, es decir, prescindiendo de las diferencias de costos ocasionadas por la ubicación de los yacimientos, reconocemos algunos factores que influyen en la determinación del monto de la renta que va a dar, al menos teóricamente, a los propietarios de los yacimientos. Se trata básicamente, como ya hemos esbozado antes, de la fertilidad del yacimiento y del volumen de capital requerido para localizar y extraer el crudo, que determinan los costos de producción unitarios. Hoy en día es posible asociar a las diferentes zonas productoras (en el mundo actual básicamente cinco, según constatamos en los capítulos siguientes), diferentes niveles de costos de producción o precios de costo unitarios, dependientes del volumen de capital requerido para la explotación del crudo y de la fertilidad de los pozos en que se invierte ese capital.

Ciertamente existen diferentes inversiones de capital asociadas a cada yacimiento, según sean sus características. Estas inversiones agrupan los costos totales por prospección, perforación y equipamiento productivo de cada pozo del yacimiento y en conjunto determinan, junto con los costos de materiales, suministros y fuerza de trabajo, los activos y el capital global necesario para la explotación petrolera, capital que debe rotar adecuadamente atendiendo a los desgastes físicos y sociotécnicos propios de la industria petrolera. Normalmente se habla en esta industria de periodos de rotación que oscilan entre cinco y siete años, aunque en los momentos de crisis se acelera esta rotación con la intención de incrementar la rentabilidad, con el riesgo concomitante del incremento, en ocasiones contable y artificial, de los costos de producción, como sucedió en México después de 1981 y 1982, a pesar del efecto contrarestante que tuvo la devaluación del peso en esos años.◊

---

◊. En la contabilidad petrolera se acepta como plazo razonable de depreciación de activos -rotación de capital fijo- el de cinco a siete años. Aquí se considera tanto la evolución económica y financiera del volumen de capital como la obsolescencia socio-técnica, aunque hay una larga discusión al respecto vinculando el periodo de rendimiento del yacimiento con el ritmo de depreciación. Consultese a Domínguez Vargas, Guillermo, *Costos de Descubrimiento y Desarrollo de Reservas Probadas de Hidrocarburos en México 1965-1984*, en Revista de Ingeniería Petrolera, México febrero 1987; PEMEX, *Sistema de Costos en la Industria Petrolera*, Grupo de Comercialización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, 781106, México; U.S. Department of Energy, *Costs and Index for Oilfield Equipment and Production Operations in the United States*, October 1978; Instituto Mexicano del Petróleo, *Modelo Integrador de Petróleos Mexicanos a la Economía Mexicana*, México, Julio 1982; Bradley Paul G., *The Economics of Crude Petroleum Production*, North-Holland Publishing Company, Amsterdam 1967.

Es importante señalar que a pesar de existir una larga tradición de análisis y discusión en torno a los plazos de depreciación de los equipos petroleros -diferenciados por cierto entre equipos de exploración, de desarrollo y de extracción-, los plazos contemporáneos normales en la industria no son inferiores a los cinco años ni superiores a los siete u ocho años, a pesar de que en estos periodos no haya declinado la producción del yacimiento. Así, se reconoce como un buen supuesto para evaluar los costos de producción el pensar en un ritmo de depreciación o tasa de rotación del capital petrolero de cinco a ocho años.

Por eso podemos pensar que con una tasa de rotación de esa magnitud el capital global asociado a cada yacimiento (a cada país) deberá circular anualmente en un monto presente correspondiente a su quinta (u octava) parte.

Luego, con la intención de determinar de manera general el costo de la producción anual de un barril equivalente de crudo (diaria, semanal, unitaria) deberemos sumar a la parte del valor de los activos totales del yacimiento (del país), correspondiente al capital constante fijo transferido (CCF), el costo de materiales, combustibles y demás insumos, correspondientes al capital constante circulante también transferido (CCC). A esto, finalmente, deberemos añadir el valor de la fuerza de trabajo requerida para la producción primaria de crudo (CV), para establecer una estimación del costo de la producción (CP) del crudo o su equivalente, precisamente en el periodo considerado para la rotación (en este caso en un año).



Esto nos permite expresar el costo de producción (CP) de la siguiente manera:

$$CP = CCF + CCC + CV$$

O lo que resultaría equivalente:

$$CP = CC + CV$$

donde CC es la suma de CCF con CCC, es decir del capital fijo transferido con el capital circulante reproducido.

Sin embargo, el valor de la producción (MP) estaría dado por la siguiente expresión:

$$MP = CP + PL$$

donde PL es, precisamente, el plusvalor o excedente social generado en la producción primaria del yacimiento (del país), que luego aparecerá como excedente bruto de beneficio de la industria primaria petrolera, una vez que el plusvalor producido quede sujeto a la redistribución concurrencial que significa el proceso de perecuación de la tasa de ganancia, en este caso en la economía mundial y en las partes de las economías nacionales articuladas a dicha economía, que constituyen la unidad de concurrencia referente para la industria petrolera.

Con esto, el costo de producción unitario (CPU), que resultaría de dividir el costo global de producción (CP) entre el volumen producido (VP) estaría dado, entonces, por la siguiente expresión:

$$\text{CPU} = \frac{\text{CP}}{\text{VP}}$$

donde VP corresponde, como hemos anotado antes, al volumen total de la producción petrolera del yacimiento (del país).

Similarmente, el valor unitario del crudo (MPU) estaría dado por la siguiente expresión:

$$\text{MPU} = \frac{\text{MP}}{\text{VP}}$$

o lo que sería equivalente:

$$\text{MPU} = \frac{\text{CP} + \text{PL}}{\text{VP}} = \frac{\text{CP}}{\text{VP}} + \frac{\text{PL}}{\text{VP}} = \text{CPU} + \text{PLU}$$

donde PLU sería el plusvalor asociado a cada unidad producida, que en el mercado aparecerá como el excedente bruto de beneficio por cada barril producido (si elegimos esta unidad de referencia), una vez que el valor unitario aparezca, a su vez, como precio de producción (finalmente de mercado) en la concurrencia petrolera.

Esto equivale a señalar, como también hemos indicado antes, que el costo de producción unitario es resultado de sumar la división del costo total global de la producción entre el volumen producido, con la división del excedente total generado igualmente dividido por el volumen de la producción. Pero el volumen de la producción (VP) resulta, precisamente, de multiplicar la fertilidad promedio de los yacimientos por el número de estos que se encuentra en explotación o, su equivalente, la fertilidad promedio de los pozos (FP) por el número total de pozos en explotación (NX).

Así, la expresión del costo de producción unitario estaría dada por las siguientes relaciones:

$$CPU = \frac{CP}{FP \times NX} = \frac{CPP}{FP}$$

donde CPP es el costo de producción por pozo, resultado de dividir los costos globales de producción (CP) por el número de pozos en explotación (NX).

Del análisis de esta última expresión podemos notar que el desarrollo de la productividad, resultado del desarrollo técnico, la capacitación obrera y la organización más eficiente del proceso productivo, puede traducirse tanto en un menor costo de producción por pozo como en una mayor fertilidad, en la medida que bien puede economizarse capital constante o capital variable, por un lado, o por el otro, aumentar el volumen de crudo producido por pozo utilizando el mismo volumen de capital.

Se trata, sin lugar a dudas, del elemento más dinamizador de la concurrencia petrolera. Sin embargo sin un desarrollo técnico espectacular que propicie los efectos indicados, una fertilidad natural superior a la de muchos productores puede ser razón suficiente para consolidar una gran capacidad competitiva, consolidación que se plasmará o expresará en la obtención de menores costos de producción individuales que los de muchos productores a quienes la explotación petrolera les representa mayor costo, sea por que requieren mayor capital invertido para recuperar el crudo, sea porque su fertilidad es menor o sea, finalmente, por la conjunción de ambos factores, como veremos con detalle más adelante, sobre todo a partir del análisis histórico de las fertilidades petroleras asociadas a los diversos productores.

Ahora bien, el valor de cada unidad producida puede expresarse de la siguiente manera:

$$\text{MPU} = \frac{\text{CPP}}{\text{FP}} + \text{PLU}$$

Este valor unitarios es, finalmente, el que aparecerá como precio de producción de cada unidad producida (PPU):

$$\text{PPU} = \frac{\text{CPP}}{\text{FP}} + \frac{\text{EBX}}{\text{FP} \times \text{NX}} + \frac{1}{\text{FP}} \times \frac{\text{CPP} + \text{EBX}}{(1 + \text{NX})}$$

Se trata de una expresión, como en el resto de relaciones señaladas antes, en la que se han homologado las calidades del crudo, las profundidades de los yacimientos o pozos en explotación y el volumen de capital invertido, haciéndose comparables los resultados. Esto es posible en virtud de que pozos de diferentes yacimientos con fertilidades diferentes y volúmenes de capital utilizado también diferentes puede reducirse, finalmente, a pozos que podemos denominar **homólogos** con volumen de capital invertido y profundidad equivalentes, modificándose, para ello, la fertilidad original con la intención de hacer las comparaciones de costos que aquí presentamos globalmente y que más adelante se hacen en otros capítulos.

Por ejemplo dos yacimientos o pozos con capitales invertidos  $K_1$  y  $K_2$  (o transferidos anualmente, es el mismo caso), tienen fertilidades  $FP_1$  y  $FP_2$  respectivamente, con la siguiente relación, en la que ya estarían consideradas las diferencias de calidad de crudo y de profundidad del pozo (las primeras al reconocer menor fertilidad que la real cuando el crudo es de baja gradación API y las segundas en el volumen de capital requerido para la recuperación):

Relación de capitales  $K_1 < K_2$

Esta diferencia de capitales invertidos (o transferidos) permite hablar de un factor de inversión diferencial  $fk(i,j)$  -donde  $i$  es el yacimiento de menor inversión y  $j$  el de mayor-, que nos determinarían la siguiente relación:

$$K_1 \times fk(1,2) = K_2$$

donde  $fk(1,2) > 1$

Suponiendo en una primera situación, linealidad en la relación capital-fertilidad, podemos comparar inversiones redefiniendo la fertilidad del yacimiento de mayor inversión:

$$FPN_2 = \frac{FP_2}{fk(1,2)}$$

Y esta nueva fertilidad, FPN2 tomara el lugar de FP2 en las comparaciones entre yacimiento para establecer la situación de sus costos, sus rentas y sus beneficios en una situación dada de precios.

Pero es posible que no exista linealidad, en cuyo caso sólo habría que establecer la situación específica del yacimiento para aproximar una función no proporcional respectiva, ascendente o descendente, teniendo la siguiente expresión como resultado:

$$\begin{aligned} & \text{FN2} \\ \text{FPN2} = & \text{-----} \\ & \text{FNP}(fk(1,2)) \end{aligned}$$

Con estas relaciones podemos lograr un análisis de los costos de producción unitarios de cada yacimiento (pozo o país) suponiendo inversiones equivalente u homogéneas de capital, para suponer, similarmente, beneficios unitarios equivalentes.

Así, el precio de producción individual dependería de los costos de producción por pozo, del número y de la fertilidad promedio de los mismos, y del excedente social que se logre transferir hacia la industria petrolera en general y, más específicamente, hacia la industria petrolera particular de un país (si se nos permite pensar en los países productores como las unidades de concurrencia fundamental, haciendo abstracción de las compañías petroleras, que complicarían el análisis pero no lo complejizarían).

Pero el costo global de producción (CP) está dado, recordando, por la suma de la depreciación (CCF) más el costo de materiales, combustibles y suministros (CCC) más, finalmente, el valor de la fuerza de trabajo (CV). Por eso, el costo promedio estará dado por la suma de la depreciación unitaria más el costo de los materiales requeridos para cada pozo más la suma de los salarios asociados también a cada pozo, dividido todo esto por la fertilidad de cada pozo (desde luego la redefinida para la comparación de yacimientos).

De este análisis obtendríamos costos de producción unitarios diferenciales, con las siguientes relaciones una vez ordenados :

$$CP1 < CP2 < CP3 < CP4 < CP5 < CP6 < CP7 < CP8 < \dots$$

Estas relaciones hablarían de costos ordenados cuyos productores pueden o no ser aceptados en el mercado de acuerdo a su situación.

Habrán casos en los que el mercado acepte como marginal (más caro) al productor CP3. En otras al productor CP7; o, en algunas más al productor CP5. En las tres situaciones dichos productores se convierten en productores marginales, cuyos costos son reconocidos por el mercado como los últimos a los que se les reivindica el beneficio medio, que será el mismo para cada productor, considerando que hemos homogeneizado capitales partiendo de la redefinición de fertilidades.



Evidentemente que todos aquellos productores cuyos costos estén por encima del marginal pueden optar por seguir en el mercado sin obtener el beneficio medio e, incluso, resistir una guerra de precios o una guerra de producción -casi siempre coincidentes, como luego se explicará- con pérdidas temporales o con algún subsidio.

Y evidentemente también, todos aquellos productores con costos menores a los marginales recibirán, como hemos indicado en el principio de este trabajo, un excedente diferencial -renta petrolera en este caso- cuya magnitud y evolución dependerá tanto de la magnitud y la evolución de sus costos como de la magnitud y la evolución de los precios, en este caso de los precios internacionales del petróleo.

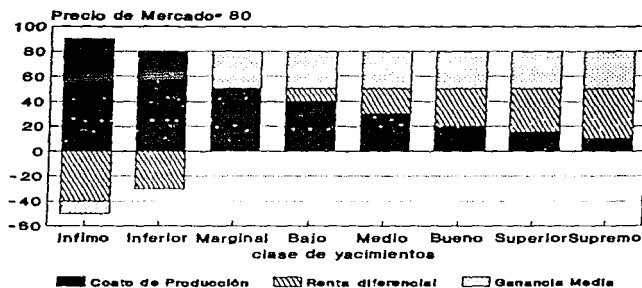
### 3. Una visión global de la relación precios-renta.

La evolución de la renta resulta de la evolución de los costos y de los precios. Es preciso insistir una vez más en que la renta no hace aumentar los precios sino que el aumento de precios, al identificarse ordinariamente con un reconocimiento de un costo marginal superior, tiende a aumentar la renta.

Podemos imaginar, al menos, tres situaciones típicas al respecto, asociadas a tres momentos del mercado con tres situaciones específicas de precios, sin cambios en el volumen del capital invertido ni en la fertilidad.

Una primera situación que podríamos considerar como situación inicial estaría descrita en la siguiente gráfica:

**1: EVOLUCION DE LA RENTA PETROLERA**  
(Situación de los diversos yacimientos)

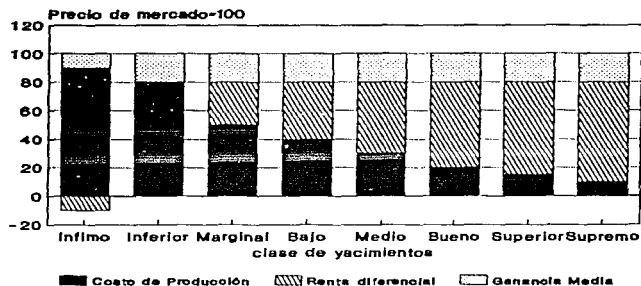


FUENTE: Elaboración propia, 1991

En este caso dos yacimientos, uno inferior y otro infimo, no pueden participar del mercado normal, a menos que se encuentran en condiciones de ser subsidiados o en disposición de recibir una ganancia inferior a la media. En cambio los yacimientos bajo, medio, bueno, superior y supremo -con costos de producción unitarios inferiores al marginal- reciben una renta diferencial y su ganancia media.

Una segunda situación caracterizada por elevación de precios se describiría en la siguiente gráfica:

## 2: EVOLUCION DE LA RENTA PETROLERA (Situación de los diversos yacimientos)



FUENTE: Elaboración propia, 1991

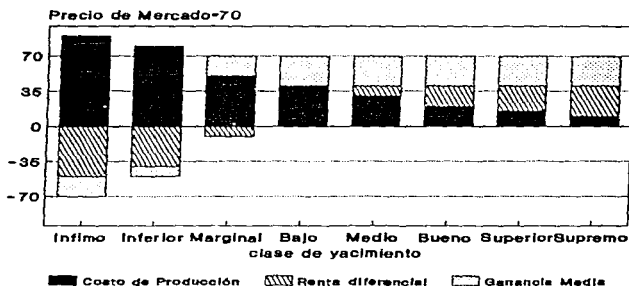
Los precios se han elevado -sea por elevación de costos sea por incremento de demanda-, y el nuevo costo reconocido como marginal es el costo del yacimiento inferior, a menos que los costos se hubieran incrementado proporcionalmente en todos los yacimientos y se estableciera con nuevas magnitudes la misma situación inicial..

Pero en caso contrario, con el ascenso de precios ascendió también el costo marginal y la renta recibida por cada productor, incluido el que en la situación inicial era productor marginal. Esta nueva situación de la industria y del mercado permite que un yacimiento que en circunstancias de mercado anteriores era inferior (al marginal), se convierta en yacimiento marginal. Incluso en estas nuevas circunstancias de mercado el yacimiento infimo podría incorporarse a la concurrencia -como acaso lo hizo el yacimiento inferior en la situación inicial-, siempre y cuando aceptara no obtener la ganancia media o recibiera subsidio.

En esta segunda situación, como hemos dicho, se incrementa la renta obtenida por cada yacimiento e, incluso, el que antes era marginal logra acceder a dicho excedente. La magnitud global de la renta petrolera se incrementará siempre y cuando permanezca estable o se incremente el volumen de crudo comercializado, lo que acontece siempre y cuando la elevación de precios obedezca a elevación de demanda y las exigencias productivas obliguen a mantener estable o creciente la demanda a pesar del nuevo costo marginal (nuevo precio) reconocido. No hay, en cambio y necesariamente por este mismo hecho, ascenso del beneficio medio a menos que la nueva situación exija incremento del volumen global de capital destinado a la esfera petrolera; pero si se experimentará aumento en la masa de beneficio en virtud de que las nuevas circunstancias del mercado han exigido la incorporación de nuevos productores, en este caso los de yacimiento inferior, que se tornan en marginales, o de la ampliación del nivel de producción de yacimientos que operaban más eficientemente en la situación preliminar; de aquí que siempre resulta importante para la concurrencia contar con margen ocioso de capacidad productiva.

Finalmente una tercera situación caracterizada por descenso de precios nos conduciría a lo que se describe en la gráfica que se presente enseguida. Se trata de una situación de disminución del precio, incluso por debajo de la primera situación, con lo que se operan cambios importantes, sobre todo para los productores menos eficientes que tienden a salir del mercado o a aceptar subsidio o beneficios inferiores a los medios.

### 3. EVOLUCION DE LA RENTA PETROLERA (Situación de los diversos yacimientos)



FUENTE: Elaboración propia, 1991

Aquí hay, efectivamente, una reducción de las rentas individuales y de la masa global de renta, a menos que aumente el nivel de producción de los productores más eficientes, situación que conducirá también a un incremento global de la masa de excedente que capta la industria petrolera vía renta o vía ganancia.

En general en estas circunstancias -las tres- lo que empieza siendo una variación de precios -incluso en algunos momentos una verdadera guerra de precios- se convierte casi de inmediato en una guerra de producción. En el primer caso porque cuando el incremento del costo marginal proviene de un aumento de demanda, a la par que este aumento permite a algunos productores ingresar al mercado, permite también a otros aumentar su renta. Así, si algunos de los más eficientes tienen capacidad ociosa podrán satisfacer el incremento de demanda que originó el incremento de precios con dicha capacidad excedentaria, tendiendo a recrudecer la concurrencia. Si, por el contrario, el incremento de precios es expresión de incremento generalizado de costos, se opera un proceso compensatorio reconvirtiendo a los productores a una nueva situación sin que necesariamente se concrete ingreso de nuevos petroleros al mercado o incremento de la masa de excedente que se convierte en renta.

Algo similar ocurre con el descenso de precios. Si es expresión de una disminución generalizada de costos, solamente se redefinen las posiciones. Pero si se trata de una disminución de la demanda, la guerra de precios desencadenará, similarmente a los momentos de ascenso ocasionados por la ampliación de la demanda, una disputa por la nueva demanda restringida, pudiendo desencadenarse también una guerra de producción si los productores que en la nueva situación quedaron en mejores circunstancias que los marginales tienen capacidad ociosa.

Esto se reconoce históricamente en momentos de expansión y contracción del número de pozos en explotación tanto en el ámbito de productores de gran fertilidad e importantes rendimientos, como de los productores marginales de más bajos rendimientos o más elevados costos.

Lo que resulta importante dejar aclarado aquí es que el incremento (decremento) de la factura petrolera puede venir de aumento (disminución) en precios o en volumen de crudo comercializado. Cuando este incremento (decremento) se explica por precios tienden a ingresar (salir) del mercado algunos productores, recurdeciéndose (en ambos casos) la concurrencia y bajando rentas. Y cuando se explica por elevación (disminución) de demanda también se recrudece la concurrencia impulsando precios a la baja con guerra de productores, expulsión de algunos de ellos y baja de rentas.

Solamente una disminución de costo en situación estable o aumento de precios que implica un reconocimiento de costos marginales más elevados tiende a incrementar rentas individuales, lo que se expresarán en aumento de la masa global de renta transferida a la esfera petrolera siempre y cuando el volumen comercializado no disminuya.



#### 4. Renta petrolera, acumulación y crisis.

En términos del dinamismo a largo plazo de la economía y de una tendencia secular a la sobreproducción, expresión de un crecimiento más acelerado de la composición del capital respecto al crecimiento de la tasa de plusvalor y de la tasa de rotación del capital, la evolución de la renta petrolera, sobre todo cuando se hace necesaria la incorporación de yacimiento o pozos menos productivos (marginales) no se asocia necesariamente a un fortalecimiento de la caída de la tasa de ganancia, como parece opinar Edith Klimovsky<sup>7</sup>. Si bien es cierto que "en la teoría de Marx... (se concibe la renta) como parte de la plusvalía extraída a la clase obrera", e, incluso, que "el incremento de la renta reduce forzosamente la porción de plusvalía disponible para las ganancias", el incremento de la renta no necesariamente hace caer la tasa de ganancia. Lo normal pudiera ser, efectivamente, que la renta tienda a deprimir la tasa de ganancia, pero puede haber un aumento compensatorio de la tasa de plusvalor que se exprese, incluso, en un crecimiento de la tasa de ganancia, no tan acelerado en virtud del crecimiento de la renta, pero no por eso negativo.

---

<sup>7</sup> Cfr. Klimovsky E., RENTA Y GANANCIA EN LA ECONOMIA POLITICA CLASICA., UAM 1985, p. 282.

En la perspectiva clásica ricardiana el aumento de la renta se asocia biunivocamente a la caída de la tasa de ganancia en virtud de que Ricardo asume como hipótesis la caída de la fertilidad natural de la tierra y la incorporación de tierras siempre peores ante los crecimientos de demanda. El desarrollo del análisis en este punto específico ha mostrado que no necesariamente se puede respaldar la hipótesis de fertilidad decreciente, por un lado, y el acceso a terrenos peores, por el otro. Es posible, pues, como lo muestra el análisis de Marx, acceso a tierras de mayor fertilidad, con elevación de la productividad y ascenso de la tasa de ganancia a pesar del ascenso de la renta de la tierra, incluso suponiendo crecimiento del salario real.

El beneficio global social depende sustancialmente de la evolución de la tasa de plusvalor y de la composición y la tasa de rotación del capital. En este sentido no hay una dependencia lineal como la sugerida por Ricardo respecto a la relación ganancia-renta; ni siquiera en la relación salarios/tasa de plusvalor.

Ciertamente, como dice Murray<sup>9</sup>, la renta "es una deducción del valor social global y está limitada por el valor total producido por el trabajo"<sup>7</sup>. De aquí que creciendo el valor social global puede haber crecimiento simultáneo de salarios, ganancia y renta, siempre y cuando las transformaciones en terminos de productividad lo permitan: "el incremento de la renta, por tanto, representa la apropiación del plusvalor incrementado producido por el trabajo agrícola, más que una deducción de un quantum dado del plusvalor de la economía en su conjunto. La distinción descansa, en parte, en la diferencia entre el concepto de Marx de valor como cristalización del tiempo de trabajo socialmente necesario establecido por la medición del trabajo entre las ramas y el concepto de Ricardo de tiempo de trabajo individual cristalizado en una mercancía aislada"<sup>10</sup>.

Ahora bien, para desentrañar con mayor vitidez la relación que guarda el comportamiento de la renta con el de la tasa de ganancia, y los procesos conexos a dicha relación, es preciso reconocer de qué tipo de renta se está hablando.

---

<sup>9</sup> Murray (1985)

<sup>7</sup> Cfr. Murray Robin, Op. Cit. pp. 109 y ss. p. 112, en Capraro y Foladori, Op. Cit.

<sup>10</sup> Murray R., Op. Cit. p. 114, en Capraro y Foladori, Op. Cit.

Hemos tratado de hablar de tres tipos de renta: renta diferencial, renta absoluta y renta de monopolio. La primera, la renta diferencial, como bien señala Guillermo Foladori<sup>11</sup>, ligada a la competencia al interior de cada rama; la segunda, la renta absoluta, determinada a través de la competencia que se establece entre ramas distintas de la producción; y finalmente, la tercera, la renta de monopolio, realizada dentro de una rama o entre ramas diferentes de la producción, pero formada en el nivel más apariencial de la competencia, en el mercado.

---

<sup>11</sup> Foladori Guillermo, LOS NIVELES DE COMPETENCIA Y LAS FORMAS DE RENTA, en Caprano y Foladori Op. Cit. Univ. Chapingo. La exposición de Foladori se funda en la importante distinción de niveles: 1) de los valores individuales a los valores de mercado; de los valores de mercado a los precios de producción a los precios de monopolio. Para comprender bien lo de Foladori sólo hay que reconocer -en torno al problema de la transformación, que en rigor los valores no se transforman en precios, sino que aparecen y existen en la competencia, en el mercado, en el espacio de la intercambiabilidad, como precios.

La renta diferencial es producto de una fertilidad desigual; en cambio la renta absoluta es el resultado de la validación impuesta a la sociedad del monopolio de la propiedad privada del suelo, relación propia del capitalismo. En tanto que la primera -renta diferencial- es resultante del efecto regulador determinado por la diferencia entre valores individuales y valores de mercado sustentado en los valores marginales impuestos por la demanda social solvente, la segunda -renta absoluta- surge de la diferencia entre valor y precio de producción, aunque para el caso de la esfera petrolera de más alta composición orgánica, se impone en virtud de la relación social de propiedad sobre los terrenos y con un monto no menor al que devengarían otros usos del predio destinado a la explotación petrolera. Finalmente la renta de monopolio surge de "fuera" de la lógica de creación del valor, y sólo se explica por el control de mercado que permite, incluso, rebasar y superar los límites de la ley del valor considerada parcialmente por un tiempo determinado y cuyo nivel se limita exclusivamente por la situación del mercado y el nivel de pago de los compradores. Pero en este último caso no se valoriza el tiempo de trabajo socialmente necesario para producir los bienes, sino otras cualidades ligadas a ellos que sólo pueden ser fruto de la acción de un monopolista<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Se trata de un razonamiento sustancialmente derivado de Foladori G. y de Capraro H., presente en sus respectivos trabajos de ESTUDIOS SOBRE LA TEORIA DE LA RENTA DEL SUELO, Universidad Autónoma de Chapingo, 1985.

Así pues, la existencia de la renta diferencial y de la renta absoluta -directa o derivada, como hemos explicado- surge de la imposibilidad del capital para producir las fuerzas naturales o los predios con yacimientos petrolíferos. Y en ese sentido la relación social de propiedad privada que media el uso y la utilización de las "porciones del planeta" bajo control, se valoriza a través de la renta diferencial y de la renta absoluta, en la dinámica misma de consolidación y reconocimiento del tiempo socialmente necesario de trabajo de los productos intercambiables, en nuestro caso de los hidrocarburos primarios, el crudo y el gas.

Para el caso de la esfera petrolera, tanto la renta absoluta como la renta diferencial se reconocen por la ligazón necesaria de los hidrocarburos a la naturaleza y por la diferenciación entre ellos -tal y como lo explica Francis Bidault<sup>13</sup>- por fertilidad, calidad, ubicación, o por la necesaria valorización de la propiedad privada de suelos, subsuelos y yacimientos, aunque esta propiedad privada esté en manos del Estado, situación que sólo hace que se concentre y se maneje este monto del plusvalor social generado, por el mismo Estado, con sus consecuencias políticas como se puede desprender, por ejemplo, del control directo de la renta petrolera por parte del Estado mexicano y del Estado venezolano, a diferencia del control y manejo indirecto de la misma renta petrolera por parte de los Estados británico y estadounidense, o de la renta cafetalera por parte del Estado salvadoreño o del Estado brasileño, a la que sólo acceden por vía impositiva, con toda la oposición de los propietarios directos de yacimientos y de zonas cafetaleras.

Otra situación es la renta de monopolio en el ámbito petrolero que puede permitir una elevación de precios de algunos combustibles o sus productos en virtud del control de mercado que puede ejercerse, como acaso pudieron ejercerlo en determinados momentos las Siete Hermanas (British Petroleum, Gulf, Mobil, SOCAL, Shell, Standard Oil y Texaco) o la OPEP.

---

<sup>13</sup> Véase Vidault Francis, **RENTAS DETERMINADAS Y RENTAS DETERMINANTES**, en Investigación Económica, Op. Cit. México 1979.

En la concepción de Ricardo, con productividad decreciente (ley de los rendimientos decrecientes)<sup>1\*</sup> la tasa de ganancia cae, precisamente, por el aumento de la renta (sólo diferencial en su caso), que a su vez expresa la necesidad de incorporar tierras peores al proceso productivo. Pero superando el presupuesto ricardiano de rendimientos decrecientes, la tasa de ganancia no tiene por qué disminuir con el aumento de la renta, incluso con el aumento salarial, que se puede dar con aumento de la tasa de plusvalor y con compensación -merced a la productividad y a la tasa de rotación del capital- de la elevación de la composición del capital.

En la industria petrolera estos movimientos son posibles y se verifican con relativa frecuencia, sobre todo a partir del desarrollo de métodos de recuperación asistida.

---

<sup>1\*</sup> Es muy interesante estudiar cómo surgió, a propuesta de Malthus, Ricardo, West y Torrens -en febrero de 1815- la "ley universal de los rendimientos decrecientes" que asocia la creciente renta de la tierra al aumento de la población y al aumento necesario del precio de los granos. Con fundamento en ella se pedía la apertura a la importación de granos (Ricardo) para apoyar el desarrollo industrial, dado que su cosecha en Inglaterra aceleraría los precios con todas sus consecuencias, entre las que figuraba el fortalecimiento de los terratenientes. Cfr. Sraffa P., THE WORKS AND CORRESPONDENCE OF DAVID RICARDO, Cambridge 1951, citado en Pasinetti L., CRECIMIENTO ECONOMICO., Op. Cit. p. 110.

<sup>1\*</sup> Más adelante se hace un esfuerzo por precisar la relación entre la renta y la recuperación de la tasa de ganancia, a propósito de definir la relación entre la renta, la salida de la crisis y la restructuración.



Sin embargo, si logran coincidir los aumentos de la composición del capital, la caída de la tasa de plusvalor y la desaceleración de la rotación del capital, y se hace necesaria la incorporación de yacimientos de combustibles (o mineros, áreas piscícolas o tierras agrícolas, por lo demás todas ellas marginales, o sea, de menor eficiencia), ciertamente el aumento necesario y concomitante de la renta petrolera (agraria, minera, piscícola, etc.) refuerza la caída de la tasa de ganancia. Pero no existe una relación lineal y biunívoca entre el incremento de la renta - diferencial y absoluta- con la caída de la tasa de ganancia, a pesar de que ordinariamente se comporten recíprocamente.

Es preciso reconocer, en cambio, que todo aumento de la renta representa una participación mayor del plusvalor total social generado y reconocido en la masa global de beneficios, cuya relación con la composición del capital, mediada por la tasa de plusvalor y la tasa de rotación del capital definen, entonces sí, la tasa de ganancia. De estas relaciones jamás consideradas por Ricardo por su confusión entre tasa de plusvalor y tasa de ganancia y su incapacidad para reconocer el origen del excedente en el capital variable, se desprende, entonces la relación adecuada entre tasa de ganancia y renta.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup>. Más adelante se hace un esfuerzo por precisar la relación entre la renta y la recuperación de la tasa de ganancia, a propósito de definir la relación entre la renta y la salida de la crisis y la restructuración.

Pero los energéticos pueden ser parte de los medios de producción o de los medios de consumo utilizados por la sociedad en su proceso de reproducción material. Como medio de producción combustibles y energéticos forman parte de la producción de un gran sector (sector I) orientado a producir elementos materiales que conforman el capital constante social; y como medio de consumo, los combustibles y energéticos forman parte de la producción de elementos que conforman el capital variable global social y que definen un gran sector productivo diferente al anterior pero necesariamente relacionado con aquel (sector II).

Además, como insumo y como producto del sector I los energéticos pueden ser, incluso, materia prima o materia auxiliar, aunque en ambos casos forman parte del capital constante y las tendencias que experimenten su valor y sus precios afectarán el comportamiento histórico del capital constante global de la esfera de la producción en la que se les utilice, trátase de una esfera orientada al mercado nacional o al mercado mundial.

A un cierto nivel de abstracción y prescindiendo de la evolución de ciertos elementos fundamentales de la acumulación: composición del capital, es decir, relación entre capital adelantado en medios de producción y capital adelantado en fuerza de trabajo, producción intensidad y destreza media del trabajo, magnitud de la jornada laboral, etc., la relación global entre los sectores I -de medios de producción- y II -de medios de consumo- exige un intercambio entre productos de ambos: medios de producción por medios de consumo. Precisamente la consolidación de los productos del sector I y del sector II se logrará en el cambio, exceptuando aquellas partes destinadas a reponer y ampliar el capital consumido en ambos sectores y que se identifica con una reposición en natura: se trata, para el sector I del capital constante consumido  $C_1$  más la parte del valor valorizado, del plusvalor que se destinará a ampliar, precisamente el capital constante  $C_1$  y que bien podemos expresar como  $b_1 a_1 P_1$ , donde  $P_1$  representa el plusvalor generado en el sector I,  $a_1$  la parte de ese plusvalor que se destina a ampliar la acumulación y  $b_1$  la parte de  $a_1 P_1$  que se destina a ampliar el capital constante del sector I. el resto de valores de uso producidos en el sector I, expresados en una magnitud de valor equivalente a la suma de  $V_1$  -adelantos para fuerza de trabajo en el sector I-,  $(1-a_1)P_1$  -rédito para el consumo capitalista- y  $(1-b_1)a_1 P_1$  -adelantos para ampliar el capital variable- deben ser intercambiados por productos del sector II ya que son medios de producción que no pueden ver satisfacer el consumo ni de capitalistas ni de trabajadores.

Por su parte el sector II, que produjo medios de consumo, repone en natura los adelantos de capital variable  $V_2$ , el consumo de los capitalistas del sector II:  $(1-a_2)P_2$ , siendo  $P_2$  el plusvalor generado en el sector II, y la ampliación de  $V_2$ , que se representa por  $(1-b_2)a_2P_2$ , donde  $a_2$  es la proporción que define la ampliación de la acumulación en el sector II y  $(1-b_2)$  la parte proporcional de esta proporción orientada a ampliar el capital variable  $V_2$  destinado a utilizar fuerza de trabajo.

Así pues, si la representación de los componentes de valor de las respectivas producciones de los sectores I y II es:

$$\text{Sector I:} \quad C_1 + V_1 + P_1$$

$$\text{Sector II:} \quad C_2 + V_2 + P_2$$

donde además, tratándose de reproducción ampliada tenemos:

$$P_1 = a_1P_1 + (1-a_1)P_1 \quad \text{y} \quad P_2 = a_2P_2 + (1-a_2)P_2$$

Y a su vez:

$$a_1P_1 = b_1(a_1P_1) + (1-b_1)(a_1P_1)$$

y

$$a_2P_2 = b_2(a_2P_2) + (1-b_2)(a_2P_2)$$

la relación de intercambio global se representa así:

$$V_1 + (1-a_1)P_1 + (1-b_1)(a_1P_1) \text{ ---- } C_2 + c_2(a_2P_2)$$
 siendo, pues,  $a_1$  y  $a_2$  las respectivas tasas de acumulación y  $b_1$ ,  $b_2$  las respectivas proporciones de ampliación del capital constante en ambos sectores.

Esto nos señala una interdependencia entre el consumo de los trabajadores y de los capitalistas en el sector I y la reposición y ampliación del capital constante en el sector II, interdependencia que nos permite reconocer que, en particular, los energéticos, como parte de la producción del Sector I y del Sector II influyen en este intercambio, es decir, influyen notoriamente en la reproducción.

Un aumento de la productividad en la esfera petrolera, se traduce -debe traducirse- en un aumento de la productividad general de la economía, en la medida en que los combustibles y la electricidad intervienen en la constitución del capital productivo, propician una desvalorización unitaria general que afectará más en aquellas esferas de la producción donde la participación de los energéticos sea mayor, es decir las energéticas (petroleras y eléctrica) y aquellas denominadas intensivas en energía. Así, si expresamos  $C_1$  como  $K_1 + E_1$ , siendo  $K_1$  representación de la magnitud de valor de los medios de producción no energéticos y  $E_1$  la representación de la magnitud de valor de los medios de producción energéticos; y similarmente expresamos  $C_2$  como  $K_2 + E_2$ , la relación generalizada del intercambio social global se representaría así:

$$V_1 + (1 - a_1)P_1 + (1 - b_1)(a_1P_1) - K_2 + E_2 + b_2(K_2 + E_2) = (K_2 + E_2)(1 + C_2)$$

donde  $b_2(K_2 + E_2)$  representa a  $b_2(a_2P_2)$ , la ampliación del capital constante en el sector II, pues dicha ampliación se expresará necesariamente en una ampliación del consumo productivo de energéticos.

Podemos reconocer, analizando a este nivel de abstracción el intercambio social -que a decir de Rosdolsky<sup>16</sup> demuestra una dependencia reciproca entre la sustitución de valor y la sustitución de materias-, que los aumentos de productividad en la esfera energética significan mayores unidades calorificas en el mismo valor, -expresadas en barriles, toneladas o sus equivalentes- y que cuando no va acompañada de una desvalorización de los productos energéticos, comporta la necesidad de un acrecentamiento de la tasa de acumulación en el sector II, pues de no hacerlo el valor de los medios de consumo producidos en el sector II tendrá un reconocimiento inferior, afectando tanto la tasa de ganancia del mismo sector II, como el desplazamiento de capitales que tenderian a trasladarse al Sector I, aparte de los efectos de inndar el mercado petrolero y generar fluctuaciones complementarias en los precios. Pero cuando este acrecentamiento de valores petroleros -de su masa de valores- es reconocido desvalorizando los productos, se experimenta una desvalorización del capital constante global de la economía de todas sus esferas productivas y en todos los países, en virtud de la participacion de los energéticos como materia auxiliar indisociable de los procesos productivos, colaborando a una elevación generalizada de la tasa de ganancia, situación que especialmente y con mayor intensidad puede darse en la desvalorización del petróleo y sus productos que participan en el consumo de los trabajadores, pues generaria una desvalorización de la fuerza de trabajo que aumentaria, desde luego, la tasa de

<sup>16</sup> Rosdolsky R., El Capital de Marx, pp. 501 y ss., Siglo XXI.

plusvalía y, consecuentemente, la tasa de ganancia. Precisamente por esto, el desarrollo de la productividad en la esfera petrolera (en la energética, en general) es sustancial para compensar la elevación de la composición del capital, que siempre deprime la tasa de ganancia. Y esto se logra con un mayor desarrollo tecnológico en la esfera petrolera: nuevas tecnologías de prospección, exploración, explotación y recuperación más eficientes, nuevos productos también más eficientes, o con la incorporación o desincorporación de nuevos yacimientos que permiten productividades sustancialmente mayores, aunque no hay garantía de que siempre se incorporen yacimientos de mayor fertilidad, lo cual ubica al desarrollo científico y tecnológico como el elemento sustancial para esta evolución.



Ahora bien, señalados estos elementos del intercambio global social y de cierta participación del petróleo en él, conviene notar, además, que esta interrelación está mediada por la tendencia a la igualación de la tasa de ganancia que se da en el contexto de una pugna de capitales entre sí y de una pugna entre compradores y vendedores de las diversas esferas de la producción en las que se van consolidando, originalmente, tasas de ganancia diferentes que, precisamente, la concurrencia tiende a nivelar en una tasa general de ganancia -ponderación de todas-, y en función de la cual se distribuyen los beneficios, siempre en relación a las magnitudes de capital correspondientes a cada esfera, independientemente de su magnitud y que se llama, como ya se ha mencionado también antes, tasa media de ganancia, la cual termina siendo el eje vertebrador de los diversos desplazamientos de capitales.

En última instancia, esta tasa general de ganancia resulta determinada por la composición de los capitales en las diferentes esferas de la producción que definen las diversas tasas de ganancia y por la distribución del capital social global y su participación cuantitativa particular en cada esfera. Pero la creciente internacionalización de la economía implica, también, una creciente subordinación de las economías nacionales al proceso general de reproducción de capital a escala mundial, de donde se puede reconocer que la determinación de la tasa general de ganancia implica la determinación de tasas nacionales, la determinación de las tasas internacionalizadas a través de empresas multinacionales y la determinación de un indicador de la rentabilidad internacional general, la tasa de interés, todos ellos elementos que tienden a orientar el movimiento internacional de capitales y la consecuente conformación internacionalizada de los sectores de medios de producción y medios de consumo con sus consecuentes interrelaciones.

Para el caso particular de la esfera de la producción de petróleo y gas natural y sus productos, hemos de notar un grado creciente de internacionalización -de donde es posible hablar de una rentabilidad internacional de esta industria- reconocida tanto en un conjunto importante de intercambios comerciales que se encuentran inscritos en la dinámica mundial de reposición de materias y de valor, como en los procesos internacionales de transferencia de tecnología y en los flujos de financiamiento de éste ámbito productivo, igualmente internacionalizados por la consolidación del crédito internacional, fenómenos que, en suma, manifiestan la instauración paulatina pero firme de una rentabilidad ya no sujeta a los meros espacios nacionales. Precisamente por el nivel tan elevado de internacionalización<sup>17</sup> que ha asumido la esfera petrolera, se reconoce una participación creciente de los Estados nacionales, tanto "productores" como "consumidores" en la gestión particular de la participación de esta esfera en la concurrencia mundial y en su rentabilidad particular. Más todavía si consideramos que a pesar de la homogeneización cada vez mayor de las tecnologías petroleras, esta esfera energética sigue siendo ocasión para la apropiación de una ganancia extraordinaria que se transforma en renta dada la gran significación del petróleo, que todavía es el energético de mayor significatividad en la concurrencia internacional. En este

---

<sup>17</sup> Para un análisis excelente sobre la internacionalización de la industria petrolera en particular y elementos sobre la industria energética en general, véase Chevalier, LA BAZA DEL PETRÓLEO, Laia, Barcelona, 1974.

caso, hablamos de una renta petrolera, como lo formulamos desde el comienzo de este trabajo.

Recapitulando hemos de decir que la apropiación de la renta petrolera se sujeta al comportamiento cíclico de la acumulación de capital, que deviene precisamente de la suerte que corre la composición del capital considerada tanto en términos de su valor como en términos técnicos. De manera particular el petróleo y sus productos actúan en el proceso de acumulación como materia prima, materia auxiliar o medio de consumo necesario para la reproducción de los trabajadores (gasolina para su transporte, gas doméstico), por lo que una parte es producida en el sector I y otra en el sector II, y desde este punto de vista, participan también en el intercambio generalizado que hemos descrito antes. Pero esto significa también que sus variaciones en términos de valor, afectan la composición orgánica C/v, de acuerdo al grado y nivel de participación en el capital constante adelantado o en el capital variable.

Resulta prácticamente evidente reconocer que es mayor la participación de los energeticos en C que en v, por lo que cambios en el valor del petroleo tenderán, prácticamente, a alterar la composición orgánica y, en consecuencia, a modificar la tasa de ganancia, a menos que se vean contrarrestados por un ahorro o un dispendio crecientes o por un crecimiento o una disminución más acelerada del consumo de energeticos como bien salario, situación que resulta sumamente difícil tanto por la participación que estos tienen en el consumo global de los trabajadores -baja en relación a otros rubros- como por cierta tendencia al aumento de la eficiencia de las tecnologías que median el consumo energético doméstico.

Así pues, un cambio en el valor del petróleo básicamente cambiará la composición y modificará la tasa de ganancia; pero esta tendencia no se puede considerar absoluta, en virtud de que los aumentos de productividad en la esfera petrolera, por lo demás permanentes, tienden a desvalorizar el crudo, desvalorizando simultáneamente el capital constante -como ya hemos comentado antes a propósito de los intercambios sectoriales y las respectivas tasas de ganancia- pero desvalorizando, en su respectiva proporción según el consumo, la fuerza de trabajo, con lo que se logra un aumento, leve pero definido, de la tasa de plusvalor. De esto concluimos que si bien el petroleo afecta la tasa de ganancia, esta afectación no es absoluta, pues hay ciertas contratendencias que impiden la absolutización a la que nos hemos referido.

De esto podemos intuir que una elevación de precios del crudo no pudo ser causa de una crisis, como se quiso explicar en los años de 1973-1974, pues para que esto fuera así, debieron haber precedido a esta coyuntura de elevación de precios, años de una caída importante de la productividad en la esfera petrolera, y debió haberse acrecentado de manera por demás acelerada en relación al crecimiento del producto, el consumo energético, situaciones que, desde luego, no acontecieron.

Ciertamente una elevación de precios del petróleo puede operar como catalizador de una tendencia generalizada, propia del capitalismo, a la sobreacumulación de capital, forma que asume, como también hemos comentado antes, el desarrollo de la productividad social del trabajo en este régimen productivo, por lo que precisamente el desenvolvimiento de esta fuerza productiva se convierte, contradictoriamente, en obstáculo a la valorización en la medida que se expresa en una composición orgánica creciente, que sólo puede modificarse con un abaratamiento de los elementos del capital constante y compensarse con una elevación de la explotación del trabajo y una reducción del salario, incluso por debajo del valor de la fuerza de trabajo.

Para el caso del petróleo el desarrollo de la productividad se puede traducir, también, en una sobreproducción de crudo manifestada en una "inundación" del mercado que tenderá a deprimir precios, afectando sus componentes, pero nunca al grado de ubicarse por debajo de su precio de costo más una ganancia, que temporalmente puede plantearse por debajo de la media, afectándose, más no anulándose, la ganancia extraordinaria surgida de la fertilidad natural de los yacimientos energéticos o de su ubicación o del carácter privado de su control, que experimentará cambios cuantitativos en la medida que la sobreproducción tenderá a "dejar fuera" a aquellos yacimientos de fertilidad menor y a convertir en yacimientos de fertilidad menor a otros de mayor productividad que los "expulsados".

Por ello, por el comportamiento general del proceso de acumulación: cíclico y de crisis recurrentes expresadas en la caída de la tasa general de ganancia, la renta petrolera se verá sometida también a cambios cuantitativos, dependiendo del comportamiento general de la acumulación y de la dinámica interna de la esfera productiva en la que las actividades de prospección o el desarrollo de la productividad en cualquiera de los procesos petroleros específicos pueden suponer la incorporación o el surgimiento de fertilidades mayores o productividades acrecentadas, que permanentemente redefinirán las diferencias entre los diversos yacimientos de crudo y gas natural.

Con todo lo anterior queda esbozada la articulación del petróleo en el proceso de acumulación en general y en la relación -a cierto nivel de abstracción- entre la reposición de materia y la reposición de valor expresada a través de los esquemas de reproducción antes indicados.

Resulta evidente reconocer, pues, que el comportamiento general de la reproducción social global, sujeto a crisis recurrentes, cíclicas y de diversos niveles de profundidad según el nivel de desarrollo de la productividad social y el grado de la sobreacumulación del capital, es el marco en el que se inscribe el desarrollo de la producción e intercambio de petróleo, esfera en la que además de una ganancia media se juega la posibilidad de consolidar una ganancia extraordinaria, tratése de renta diferencial, renta absoleta o renta de monopolio.



## 5. Renta Petrolera y reestructuración.

Evidentemente que todos los planteos anteriores nos conducen a identificar la relación que tanto en el plano teórico como en el histórico guardan la renta petrolera y la reestructuración actual del capitalismo mexicano y mundial. Siendo, por lo demás, la vinculación orientadora de este trabajo de investigación es necesario señalar algunos elementos complementarios.

En un primer nivel teórico, es preciso comentar que el proceso actual de reestructuración del capitalismo mexicano se realiza en el seno, inobjetable hoy, de la reorganización generalizada del sistema capitalista mundial que de suyo se orienta a instaurar una nueva fase de desarrollo económico generando las condiciones para la recuperación y elevación sostenida de la rentabilidad general de la economía. En ese contexto la renta a nivel global - como cualquier ganancia extraordinaria- representa en los hechos una mediatización y un obstáculo a dicho proceso, dado que toda renta -agraria, minera, de cualquier tipo- y toda ganancia extraordinaria implican una disminución de la porción de plusvalor destinada al sector no rentista para distribuirse entre él. Pero lo que a nivel global puede ser, en rigor, una merma del trabajo social que tiende a asignarse a las diferentes esferas económicas, y a través de ellas a las diversas naciones, a nivel particular puede significar una atenuación a la caída de la rentabilidad o la recuperación más acelerada y más consistente de la tasa de ganancia específica de una esfera económica rentista y, nuevamente a través de ella, de la economía nacional en la que esta esfera tenga importancia.

Es posible indicar que existen tres condiciones o ejes interrelacionados en torno a los cuales se vertebra el proceso orientado a superar la profunda crisis estructural actual:

- 1) las modificaciones estructurales internas,
- 2) las formas de articulación al mercado mundial,
- 3) la estructura y la dinámica del Estado nacional y del sistema mundial de Estados.

Estos ejes articulan las acciones que pretenden aumentar la tasa de plusvalor, disminuir la composición orgánica del capital y acelerar la rotación del capital global, requisitos indispensables para recuperar la tasa general de beneficio de la economía. Siendo, entonces, estos elementos las condiciones estructurales básicas para instaurar una nueva fase de crecimiento económico generalizado, las esferas o países capaces de consolidar ganancia extraordinaria-o, más específicamente, una renta- en la concurrencia internacional, tendrán algunas ventajas relativas<sup>1º</sup> para instaurar y acelerar, precisamente, dicha reestructuración. Por ello, la existencia en las economías nacionales de una o varias esferas capaces de concretar una renta en el mercado mundial, aparece como un elemento coadyuvante y definitorio de la naturaleza, la estructura y la dinámica del proceso de reorganización económica de las esferas económicas, de la economía nacional y, evidentemente, de la economía internacional, máxime si aceptamos, como se ha tratado de explicar, que vivimos los albores de una nueva fase de desarrollo del capitalismo mundial que está forzado a una apertura creciente de la economía y a un nivel superior de organización de la economía mundial.

---

<sup>1º</sup> Relativas porque con la fertilidad y la ubicación de un recurso natural es insuficiente enfrenta el grave reto de la concurrencia internacional.

Una esfera capaz de producir un plusvalor extraordinario que de acuerdo a las condiciones de la concurrencia, se concrete como ganancia extraordinaria, permitirá que el país en el que se ubica dicha esfera tenga, pues, esas ventajas relativas para su reestructuración; y digo de acuerdo a la concurrencia porque, en rigor, la generación de un plusvalor extraordinario no es sino una condición de posibilidad de transferir hacia si -esfera o nación- un monto extra de la parte del trabajo social del excedente social teóricamente producido.

Pero esto representa solamente una posibilidad teórica, que sólo el análisis concreto permite ratificar ya como actualidad histórica a través de múltiples y diversas tendencias.

En un primer sentido hemos de comentar, entonces, que la existencia de ámbitos o esferas económicas capaces de generar una renta se constituirá como un elemento definitorio de la nuevas estructuración interna de la economía.

En un segundo sentido diremos que dicha existencia se constituye también como una dato ineludible en la redefinición de las formas de articulación al mercado mundial.

Y en un tercer sentido hay que señalar, por último, que los Estados de naciones en las que exista alguna esfera o actividad económica capaz de consolidar una renta en el mercado, experimentaran transformaciones vinculadas necesariamente con dicho fenómeno.

Así, tanto en el caso de la rearticulación interna de las economías, como de la redefinición de su articulación al mercado mundial y de la nueva estructura y dinámica estatal y del sistema mundial de estados, la mera existencia de una posibilidad de concretar una renta, una ganancia extraordinaria, se convierte, de suyo, en un hecho económico inmanipulable e ineludible para las nuevas características y la nueva naturaleza histórica que asuman la configuración particular y general de la reproducción social.

Hay naciones en las que existe una base material fuerte o sólida para el desarrollo de esferas ligadas a la agricultura, a la ganadería, a la minería, a la pesca, a las industrias extractivas en general- desde luego que a la industria petrolera-, o en general a actividades económicas ligadas a la posesión y usufructo de recursos naturales: en estas naciones, entonces, existirán ventajas comparativas respecto a aquellas que no tengan este tipo de base material. Se trata, evidentemente, de ventajas vinculadas, como también se ha tratado de explicar en las primeras partes de este primer capítulo, a la fertilidad natural del recurso que se posee o a su ubicación respecto a los grandes centros de consumo del mercado mundial.

Por eso, teóricamente, la reestructuración en aquellos países poseedores naturales contará con apovos diferentes a los de aquellos países en los que o bien no se disponga de recursos naturales o bien se los tenga en condiciones de fertilidad y ubicación desventajosas o francamente marginales.

En un segundo nivel, el histórico, preciso es reconocer que existen, en los hechos, varias dimensiones que se resuelven en definitiva el carácter y la importancia de las ventajas comparativas. Estas dimensiones pueden variar de acuerdo al tipo de recurso natural de que se hable, pero genéricamente podemos hablar de las siguientes:

- 1) la disponibilidad del recurso natural que posee.
- 2) la fertilidad específica con que se cuente para la producción de dicho recurso.
- 3) la ubicación de dicho recurso.
- 4) su necesariedad
- 5) su sustituibilidad, dado el nivel actual del desarrollo científico-técnico y sus aplicaciones industriales.

Para el caso particular de los recursos petroleros hay que notar que existen efectivamente una "ventaja comparativa" por parte de los poseedores de reservas importantes de crudo y gas natural en el mundo y que dicha ventaja, por lo demás, constituye un elemento primordial a considerar en el análisis de los procesos de reestructuración y reorganización económica de los grandes productores y exportadores del crudo y del mundo en general. Ahora bien, ingresando en el análisis específico de lo que hemos denominado "dimensiones" de la ventaja comparativa en el caso de las reservas de hidrocarburos, es preciso describir las características generales de dichas dimensiones. 17

Para la primera dimensión, la disponibilidad, baste señalar que con ello quiero aludir a los montos del recurso en el mundo. En este caso al volumen de reservas probadas, probables y potenciales de hidrocarburos y su utilización actual en los procesos energéticos -como materia prima o como combustible- determina el nivel de disponibilidad, en estrecha vinculación con su mayor o menor facilidad de transporte, con la existencia de otros energéticos y combustibles y, finalmente con la mayor facilidad de transportación de ellos. Por ejemplo, siendo las reservas de carbon casi el 65 por ciento de los recursos energéticos mundiales, su disponibilidad está absolutamente mediatizada por sus dificultades de transportación; en cambio, los hidrocarburos, que sólo representan el 25 por ciento de las reservas probadas mundiales de energía, tiene disponibilidad mayor tanto por su facilidad de transportación -sobretudo el crudo- como por su extendida utilización.

En segundo lugar la fertilidad, constituye un factor que puede ser analizado en tres dimensiones particulares: la riqueza de un yacimiento en cuanto al tipo de crudo que proporciona (pesado, semipesado, ligero, ultraligero); la magnitud de dicho yacimiento evaluada en barriles disponibles; y, finalmente, la facilidad de extracción considerando la profundidad promedio y la dificultad para extraer los hidrocarburos del yacimiento.

---

<sup>19</sup> Las características particulares e históricas son objeto de estudio de los capítulos que se presentan enseguida.

En tercer término la ubicación que alude al lugar donde se localiza el yacimiento, un lugar cuya bondad se evalúa en términos no solo de las facilidades o dificultades de explotación (aspecto básicamente considerando en el análisis de la fertilidad) sino de su cercanía o lejanía con los grandes centros de distribución y consumo de hidrocarburos. Se trata, además, de un factor que se vincula también e inmediatamente con las facilidades o dificultades para transportar los hidrocarburos.

En cuarto lugar la necesariedad, que aludiría a la mayor o menor necesidad o requerimiento de los hidrocarburos para la evolución económica mundial. Es obvio que estamos frente a un conjunto de productos -el crudo, el gas los petrolíferos- que todavía hoy representan un elemento imprescindible para dicha evolución. En quinto y último lugar, la sustituibilidad, entendiéndola por ella la mayor o menor facilidad para que en lugar del crudo y el gas se utilice otro u otros energéticos y combustibles. Este factor está vinculado, obviamente, con el nivel de desarrollo tecnológico y sus aplicaciones en los procesos orientados a la producción de calor, iluminación, movimiento, por un lado, los procesos productivos orientados a la transformación industrial del gas, básicamente la petroquímica.



## 6. Consideración final.

En todos los casos, podrá colegirse de la breve explicación anterior, hemos hablado de dimensiones que se constituyen a partir de características naturales, pero cuya manifestación definitiva se ve severamente afectada por las situaciones sociales, entre las que el control privado de los yacimientos resulta el factor mas relevante, tratése, como hemos indicado en partes anteriores de este trabajo, de la propiedad individual o de un consorcio o, finalmente, de una nación o un Estado. La disponibilidad, la fertilidad, la ubicación, la necesidad y la sustituibilidad entonces, siendo mediadas socialmente por el control privado de los yacimientos de hidrocarburos, se definen y determinan por las propiedades naturales ligadas a los hidrocarburos y el nivel de desarrollo científico y tecnológico y sus aplicaciones a la industria petrolera.

Precisamente por esto, el papel de los hidrocarburos en la situación actual caracterizada por un relevante proceso social orientado a superar la crisis estructural vigente desde fines de los años sesentas, está íntimamente relacionado con el comportamiento histórico social que asumen las condiciones de producción y de mercado de la industria petrolera, condiciones que resultan ser la expresión concreta de las características naturales y sociales de esta esfera económica tan importante para la reproducción social.

Un país entonces, que posea hidrocarburos y que conjugue el máximo de factores en su provecho- disponibilidad, fertilidad y ubicación, en el marco de una profunda necesidad y una todavía raquitica sustituibilidad, contara con mejores condiciones para acceder a una porcion creciente del plusvalor socialmente generado a través, precisamente, de la ganancia extraordinaria que la esfera petrolera puede posibilidatar, consitituyéndose con ello en naciones capaces de obtener una renta, en nuestro caso una renta petrolera.

Sin embargo, por la naturaleza e implicaciones sociales globales de este fenómeno, se trata de una característica que necesariamente tenderá a se contrarrestada-incluso violentamente-, generándose asi un terreno de pugna permanente, a nivel de esferas y a nivel de naciones, entre una dinámica económica generalizada que busca recuperar la rentabilidad general y global de la economía y que encuentra en las esferas un obstáculo para ello.

Por ello, precisamente, se impone la necesidad de un análisis concreto de la evolucion del mercado petrolero internacional, que considere, al menos los siguientes puntos:

- 1) Las condiciones concretas de las reservas mundiales de hidrocarburos en cuanto a la fertilidad, la ubicacion y la disponibilidad;
- 2) La evolución de la producción y el consumo de crudo y gas natural;
- 3) Finalmente, por la naturaleza de este trabajo, el papel de Mexico en el panorama petrolero internacional

Se trata de la consideración de los elementos que nos permitan entender, como nos proponemos en este trabajo, el origen y la evolución del subsidio energético mexicano en el periodo 1978-1990, nuevo en el país por la disposición amplia y abundante de un recurso natural envidiado: los hidrocarburos, que le han venido a dar a nuestro país un nuevo perfil económico y social e incluso político por la propiedad nacional de este recurso, todavía hoy -a pesar de la moda neoliberal- en manos y bajo el control del Estado mexicano.

## CAPITULO II

### MEXICO EN EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

## II.-MEXICO EN EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

### Introducción

Hubiera sido muy difícil que en el año de 1970 pudiéramos imaginar a México como uno de los más importantes productores del mercado petrolero internacional. En ese año apenas contábamos con 5 mil 600 millones de barriles de hidrocarburos líquidos totales como reservas probadas, distribuidas en un 51 por ciento de crudo, 41 por ciento de gas natural y ocho por ciento de condensados, que globalmente representaban apenas el 0.5 por ciento de las reservas mundiales y que no le garantizaban a México un futuro energético promisorio, pues apenas se contaba con una reserva estática (relación reservas/producción) de solamente trece o catorce años.

Hoy, a veinte años de distancia y luego de más de trece años de "aventura petrolera", nuestro país cuenta con el 4.97 por ciento de las reservas de crudo en el mundo representados por 45 mil millones de barriles de crudo (4.6% mundial), que sumados al condensado y al gas disponibles en los yacimientos mexicanos representan 66.540 millones de barriles de hidrocarburos líquidos totales.

Pero además, este potencial petrolero permitió que México accediera a poco más de 130 mil millones de dólares durante el periodo 1978-1990 por concepto de ventas de crudo al mercado mundial, de los cuales más de la mitad -aproximadamente 75 mil millones- se obtuvieron de exportaciones a los Estados Unidos.

Se trata, indudablemente, de una presencia importante en el mercado mundial, aunque también controvertida, tanto a nivel interno como externo.

A nivel interno fué importante porque permitió una participación creciente a la masa de petrodólares concomitante al boom de precios, aunque controvertida porque precisamente dicho acceso propició alargamiento artificial de una dinámica económica que desde fines de 1974 había mostrado signos evidentes de crisis, retrayendo al aparato productivo mexicano de un imprescindible proceso de modernización tecnológica y de un importergable acceso a la concurrencia internacional a la que ya empezaba a someterse desde mediados de ese mismo año.

Y a nivel externo también importante y controvertida porque si bien el ascenso petrolero mexicano coadyuvó a redefinir el panorama petrolero mundial, dicha redefinición se tradujo en un debilitamiento generalizado de la Organización de Países Exportadores de petróleo (OPEP), pues junto con la producción de los países de la OECD y de los denominados petroleros independientes (Gran Bretaña, Noruega, Egipto y Omán, principalmente), la producción mexicana cubrió los descensos de la participación de la OPEP, impulsada desde 1979 por los mismos países de la OECD agrupados en la Agencia Internacional de Energía (AIE), como respuesta a la gran fortaleza financiera y política que los choques petroleros de 1973-1974 y 1978-1979 proporcionaron a los países de dicha organización petrolera.

Por lo anterior es posible asegurar que la existencia de este potencial petrolero modificó de manera radical las características del desarrollo económico mexicano, postergando por más de quince años un imprescindible proceso de reorganización económica que hoy se impulsa en condiciones más desventajosas que las que pudieron experimentarse en el momento en que aparecieron las primeras y más violentas señales de crisis, precisamente a finales de 1974 y principios de 1975.

México, en rigor, ha modulado y definido su forma de desarrollo a partir del acceso y la posesión a una cuota importante de la renta petrolera internacional. No sólo en la época del boom (1978-1981) sino aun durante los últimos años, pues incluso la aparentemente nueva forma de articulación de la economía mexicana al mercado internacional a través de las exportaciones no petroleras ha tenido entre sus diversos sustentos al potencial petrolero mexicano.

En este capítulo se pretende hacer una revisión de las características del potencial petrolero mexicano y de las implicaciones de su creciente participación en el mercado mundial de hidrocarburos, dejando para el siguiente capítulo el énfasis en el estudio del nivel de los costos de producción del crudo mexicano y sus diferencias respecto a otros productores, por un lado, y, por otro, el análisis de las consecuencias más importantes de la creciente participación de México en el mercado petrolero internacional.

El estudio de los costos de producción del crudo mexicano, derivados sustancialmente de la fertilidad y la ubicación de los yacimientos petroleros mexicanos, permite afirmar, como se trata de indicar más adelante, que la mayor fertilidad relativa de dichos yacimientos mexicanos respecto a un grupo importante de productores -no todos, ciertamente- y su ubicación ventajosa respecto al más grande consumidor e importador de crudo, los Estados Unidos, permitieron no sólo la transferencia de los beneficios ligados ordinariamente a cualquier tipo de explotación económica, sino el acceso a **beneficios extraordinarios** derivados precisamente de la valorización social de esa mayor fertilidad y de esa ubicación ventajosa.

Una conclusión obvia de esta situación, como trata de demostrarse también más adelante, es la naturaleza de dicho margen económico extraordinario obtenido en la comercialización internacional del crudo mexicano, margen que a pesar de ser muy inferior al que obtienen los grandes productores del Golfo Pérsico, ha posibilitado la existencia durante más de cincuenta años de un subsidio energético que ha sido capaz de coadyuvar favorablemente en el impulso de la competitividad de las manufacturas mexicanas -principalmente las de gran intensidad energética-, y de convertirse, asimismo, en la fuente principal de la fortaleza financiera del Estado mexicano, dado el carácter nacional de los recursos petroleros. Este punto se estudia con mayor detalle en el capítulo V, una vez que en el capítulo IV se ha presentado una



caracterización general de la reorganización económica e industrial de México.

Así, este capítulo se orienta, entonces, al estudio de las características principales del mercado petrolero internacional, de su evolución reciente y de los determinantes básicos de los juegos de la concurrencia tal y como estos aparecen en la superficie del mercado.

El siguiente capítulo, complementariamente se concentra en el estudio tanto de la naturaleza de la renta petrolera mexicana, convertida hoy en la principal fuente de financiamiento del estado mexicano, como de su evolución y, más precisamente de su papel como origen y soporte del subsidio energético existene implícitamente, como se trata de demostrar, en los precios internos de los combustibles y la electricidad industriales, que son inferiores -todavía, aunque ya por poco margen- a los internacionales. Y como corolario de esta explicación se trata de mostrar que al menos durante el periodo 1983-1990 este subsidio ha sido muy importante en el comportamiento de las exportaciones manufactureras mexicanas y que ha sido una de los elementos que han inhibido el desarrollo tecnológico del aparato productivo mexicano.

Para llegar a esto, como ya hemos mencionado, comenzaremos con una revisión somera del mercado petrolero internacional -sus características y tendencias principales- y de la participación de nuestro país en él.

## 1. El mercado petrolero internacional.

El mercado mundial de hidrocarburos -principalmente de crudo- se puede comprender como un sistema muy complejo que incluye e involucra multiples y diversos elementos, la mayoría de ellos en permanente movimiento y transformación.

Evidentemente, la variación del nivel de precios del crudo en este mercado mundial será expresión de algunos de esos factores (todos en ocasiones); pero podemos asegurar que las tendencias resultantes de estas variaciones en el mediano y en el largo plazos (3 a 4 años en adelante, por ejemplo), se fundan de manera primordial, aunque no única, en la dinámica y en la estructura de los costos internacionales de producción, sometidos en muchas ocasiones a variaciones permanentes derivadas de diversos factores: 1) la disponibilidad de las reservas de crudo; 2) la fertilidad de los yacimientos; 3) la ubicación de los pozos; 4) las dificultades de explotación asociadas; 5) el tipo o la calidad del crudo recuperado; 6) las técnicas de recuperación utilizadas; para sólo citar los determinantes principales de dichos costos de producción.

Pero en el marco de los movimientos tendenciales de mediano y largo plazo, determinados por estos elementos podemos identificar movimientos temporales, estacionales, comerciales o incluso politicos de corto plazo (días, semanas, y meses), resultado de acciones específicas de productores y consumidores -sean estos empresas, organismos, países o grupos de países-, en cualesquiera de las fases que conforman el proceso productivo y comercial de

la industria petrolera: la producción, el consumo, la exportación y la acumulación de inventarios de crudo, por una parte, y la producción de petrolíferos, básicamente gasolinas, turbosinas, combustibles industriales y lubricantes, por la otra.

El nivel de precios resultante, entonces, se constituirá a partir de la combinación múltiple de todos los factores enunciados -los del corto, y los del mediano y largo plazos-, que interactúan entre sí con intensidades y formas distintas según sean las circunstancias específicas. Cuando este nivel de precios permite que los productores obtengan beneficios extraordinarios incrementados, se dice que el mercado es de vendedores; por el contrario, cuando estos beneficios tienden a reducirse o aun a eliminarse se dice que el mercado es de consumidores.

Es preciso comentar que básicamente desde junio de 1981 nos encontramos en un mercado dominado fundamentalmente por compradores, luego de que desde 1973 el mercado se orientó fuertemente -sobre todo después de 1978- a favor de los productores.

Han sido tres los factores que influyeron en la orientación actual del mercado: 1) el papel tan importante que fueron adquiriendo los productores independientes en detrimento del control más riguroso que la OPEP llegó a tener del mercado petrolero en los años setenta y que hoy apenas empieza a recuperar; 2) las pugnas al interior de la misma OPEP y su efecto inmediato en cuanto a la violación de cuotas de producción acordadas, y que hoy han hecho crisis con el conflicto del Golfo

Pérsico, denominando así a la invasión de Kuwait por parte de Iraq a partir del 2 de agosto de 1990: 3). finalmente, el éxito relativo de las políticas de diversificación, y de ahorro y uso eficiente de energía, básicamente petróleo y petrolíferos, impulsadas principalmente por los grandes compradores de crudo, los países de la OECD.<sup>1</sup>

Respecto a lo primero, el papel de los productores independientes, sólo bástenos mencionar que en el año de 1973 de un total de 58.1 millones de barriles de crudo y condensados que se producían en promedio al día, la OPEP producía 31 millones, correspondientes al 53.4 por ciento que llegó a representar, por cierto, su máximo hitórico en cuanto a tasa de participación en la producción mundial. En cambio en ese mismo año los productores independientes sólo producían 1.8 millones de barriles diarios, que representaban una raquitica participación del 3.2 por ciento de la producción mundial, de la cual, por cierto, los países de la OECD producían el 22.5 por ciento.

Pero precisamente unos días antes de la invasión iraquí a Kuwait, la OPEP se encontraba ya en franco proceso de recuperación, pues mientras que en 1985 sólo participó con el 28.4 por ciento de la

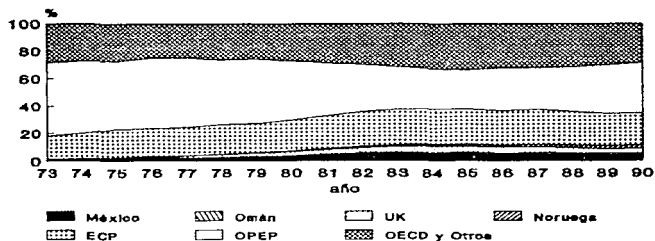
---

<sup>1</sup>. La Organización de Países para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD) se compone de 24 países vs sus colonias: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, España, Estados Unidos (incluidos Guam, Puerto Rico y las Islas Virgenes), Finlandia, Francia, Grecia, Holanda, Islandia, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, Nueva Zelanda, Noruega, Portugal, Reino Unido, Suecia, Suiza y Turquía.

producción mundial para mediados del año de 1990 alcanzó un nivel de 22.6 millones de barriles al día que va significó un 36.4 por ciento de la producción mundial.

En cambio en las misma fechas los productores independientes producian cerca de 8.5 millones de barriles al día, equivalentes al 13.7 por ciento de la producción mundial, luego de que diez años antes su participación en la producción mundial de crudo era absolutamente marginal.(Vease la gráfica siguiente).

**1: ESTRUCTURA ANUAL DE LA PRODUCCION DE CRUDO EN EL MUNDO 1973-1990**  
(tasa porcentual de participación)

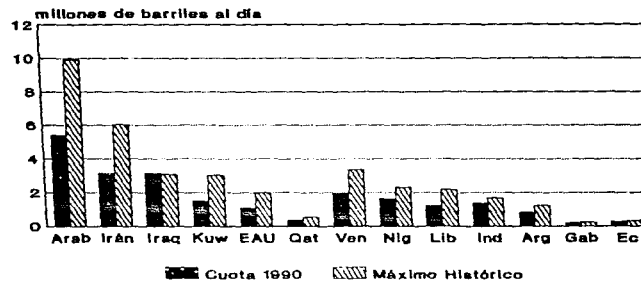


FUENTE: Elaborado con datos de Archivo del Area Economía y Energía, DEPE, UNAM.

En torno a lo segundo, las pugnas al interior de la OPEP, si el conflicto actual de la invasión de Kuwait por parte de Iraq no fuera suficiente como ejemplo, se puede revisar la historia de las reuniones de la OPEP desde 1980, en las que es posible reconocer no sólo el papel permanentemente hegemónico del miembro más fuerte de la organización, Arabia Saudita -eterno aliado de

los Estados Unidos-, sino la pugna cotidiana entre los pequeños de la OPEP, siempre buscando cuotas más elevadas, principalmente a partir de junio de 1981 en que empezaron a descender aceleradamente los precios del crudo en el mercado mundial. La revisión de la relación que guardaban hasta antes de la invasión iraquí las cuotas de producción y los máximos históricos logrados por cada miembro de la OPEP nos permiten descubrir uno de los resultados más importantes de más de diez años de pugnas: el favorecimiento de unos países en detrimento de otros. (Véase gráfica siguiente).

## 2. OPEP: RELACION ENTRE MAXIMO HISTORICO DE PRODUCCION Y CUOTAS, 1990.

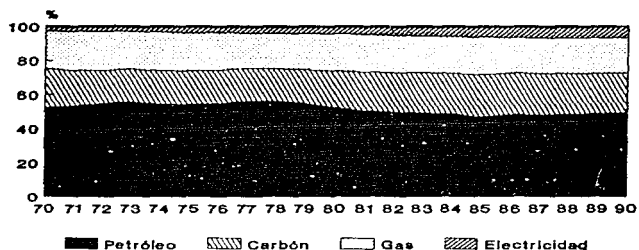


Fuente: Elaboración con datos de OPEP

Respecto a lo tercero, las políticas de diversificación y de uso eficiente y ahorro de energía en los países industrializados, hemos de decir, en primer lugar, que ha habido una disminución importante en su consumo de petróleo, pues de un máximo histórico

cercano a los 39 millones de barriles al día experimentado en los años de 1978 y 1979, se logró descender, en el año de 1985, a un volumen diario de 31 millones (-20.5%); y de una participación máxima de 55.7 por ciento, experimentada también en 1979, se logró en el mismo año de 1985 una participación mínima de 46.9 por ciento, porcentaje que se ha elevado con la baja de precios del crudo experimentada principalmente a fines de 1985 y durante 1986 (Véase gráfica siguiente).

### 3. ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA PAISES DE LA OECD 1970-1990

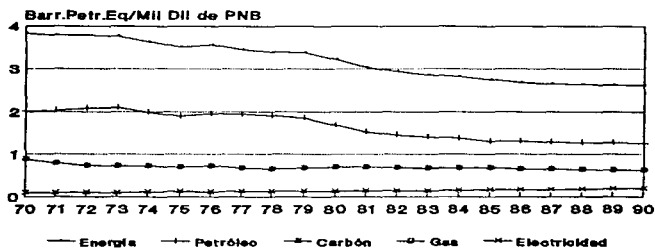


FUENTE: Tabti Mohamed & Brennan  
Garry, ENERGY INDICATORS, OPEC Review,  
Vol. XII, No. 3, Autumn 1988 y Estim. Prop.

Pero también se ha reducido de manera radical la intensidad energética en los países de la OECD, aunque es importante notar que esta reducción se inscribe en una tendencia general a la baja en la intensidad energética en los países industrializados que comenzó en el año de 1952. Sin embargo, el descenso se aceleró a partir de 1980, experimentándose hasta el año de 1990 un

descenso acumulado en la intensidad energética global del 22.6 por ciento respecto al año de 1988, que para el caso específico del petróleo es de 34 por ciento, casi once puntos superior al índice de intensidad energética global (Vease gráfica siguiente).

#### 4. INTENSIDAD ENERGÉTICA PAISES DE LA OECD 1970-1990



FUENTE:Tabti Mohamed-Tahar & Brennan  
Garry,ENERGY INDICATORS,OPEC Review,  
Vol.XII,No.3,Autumn 1988 y Estim.Propias

Así, estas tres importantes novedades del mercado petrolero internacional de los años ochenta respecto al mercado de la década de los años setenta, nuevos productores, debilitamiento interno de la OPEP, y ahorro y uso eficiente de energía principalmente en los grandes consumidores de la OECD, sintetizan la exitosa campaña de los países industrializados por controlar el mercado petrolero internacional después del gran movimiento nacionalizador que debilitó temporalmente a las Siete Grandes en los años sesenta.



Pero este éxito sólo puede ser colmado y continuado si, efectivamente, los países desarrollados de la OECD logran controlar también las reservas, la capacidad productiva instalada y los inventarios, también continuando, de manera firme, con las tendencias impulsadas en cuanto a los movimientos relativamente controlados de la demanda, de su diversificación y el impulso de una evolución eficiente de la intensidad energética, como hemos descrito antes.≈

Por ello resulta importante hacer una pequeña revisión de la situación actual que experimentan estas tres importantes características del mercado petrolero internacional: las reservas, la capacidad productiva y los inventarios para luego ingresar con mayor detalle (en el capítulo siguiente) al estudio de la fertilidad y la ubicación de los yacimientos petroleros internacionales y de los costos de producción del crudo en el mundo y, desde luego, en México.

---

≈.-La guerra en el Golfo Pérsico que comenzó, planeadamente y con la bendición del Consejo de Seguridad de la ONU, el 16 de enero de 1991 no es sino expresión del ánimo de control de la principal zona de reservas petroleras del mundo, principalmente por parte de los Estados Unidos que enfrentan un severo problema energético no solo por su bajísimo rendimiento petrolero, sus altos costos de producción y su también bajísima reserva estática (relación reservas producción) que es de solamente 10 años, sino por la pérdida de dinamismo del proceso de diversificación energética que se explica, entre otras cosas, por el creciente cuestionamiento social de la alternativa nuclear -única capaz, hasta cierto punto, de sustituir masivamente a los combustibles fósiles- y el retraso en la puesta en operación de las tecnologías energéticas alternativas: solar, eólica, maremotriz y fusión nuclear, principalmente.

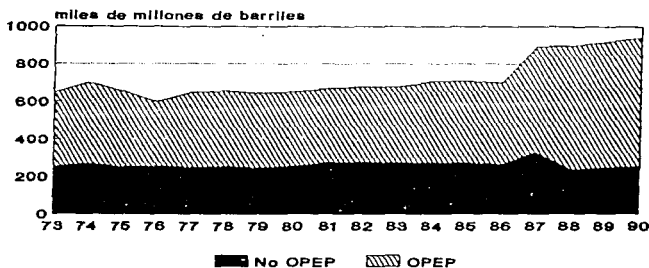
### 1.1 La disponibilidad de las reservas mundiales de crudo

Es importante notar que en general ha habido un agudo decaimiento de las inversiones en prospección y exploración ligado, indudablemente, a la misma caída de precios, por lo que no es de preverse -salvo cambios drásticos de largo plazo en estos-, una expansión especialmente importante de las reservas probadas de crudo capaz de afectar de manera inmediata la evolución del mercado de manera análoga a la experimentada por la expansión de las reservas en los países independientes.↗

---

↗. El decaimiento en las inversiones se ha registrado, primordialmente, a partir del año de 1982 como consecuencia de la drástica disminución de precios. Pero esta caída ha sido más drástica a partir de 1986, año en que también descendieron agudamente los precios internacionales del crudo. Por ejemplo en Estados Unidos en el segundo trimestre de 1981 operaban 4,400 equipos de perforación de pozos (Rotary Rigs); para fines de 1984 habían disminuido a cerca de 2,500 equipos; y el año pasado sólo operaron poco más de 850 equipos. En el caso de México la situación también mostró descenso drásticos: en 1980 y 1981 operaron 217 equipos que perforaron 1,251 y 1,261 kilómetros a una profundidad promedio próxima a los 3 mil metros; para fines de 1984 solo operaban ya cerca de 200 equipos; y el año pasado actuaban solamente un centenar de equipos a profundidades promedio cercanas a los 4 mil metros. En cuanto a la caída de la inversión en producción primaria en México, Raimundo González registra una caída real ligeramente superior al 80 por ciento de 1981 a 1990. De acuerdo a datos oficiales de Pemex recogidos por este autor, en 1981 se invirtió en producción primaria el equivalente a 7 mil millones de dólares de 1990; en cambio el año pasado dicha inversión apenas rebasó los mil 300 millones de dólares, también de 1990. Véase: Características básicas de la inversión pública en la industria Petrolera Mexicana, en DYNAMIS, Boletín de Energía de la UNAM, Año 2 Número 3, Mayo-Junio 1990.

## 5. EVOLUCION DE LAS RESERVAS MUNDIALES DE CRUDO 1973-1990



FUENTE: Elaborado con datos de OPEP, Oil and Gas Journal y Estim. Propias

Precisamente por este hecho, el que no se esperan novedades importantes a nivel de las reservas mundiales de crudo en el mundo ni en cuanto a nuevas tecnologías capaces de sustituir masivamente a los hidrocarburos, el Medio Oriente seguirá siendo la zona de reservas petroleras más importante del mundo con sus 654 mil millones de barriles, y Arabia Saudita (255 mil), Iraq(100 mil), los Emiratos Arabes Unidos (98 mil), Kuwait (95 mil) e Irán( 93 mil) las reservas más grandes del mundo con volúmenes recuperables superiores a los 90 mil millones de barriles.

Después de esta zona tan rica, la Unión Soviética (59 mil), Venezuela (58 mil) y México (54 mil) conforman las reservas más importantes del mundo con rangos superiores a los 50 mil millones de barriles, aunque con capacidades instaladas muy inferiores a las del Golfo Pérsico.

Otros petroleros independientes o agrupados en la OPEP con una importante participación en la producción como los mismos Estados Unidos (27 mil), China (24 mil), Libia (22 mil), Nigeria (16 mil), Noruega (10 mil), Canadá (7 mil), India (6 mil) y el Reino Unido (5 mil), por su volumen individual limitado de reservas sólo pueden resultar significativos en el denominado largo plazo si logran establecer una política petrolera unitaria -fuera o dentro de la OPEP- lo que no se ve sencillo.

Los Estados Unidos y demás países de la Agencia Internacional de Energía siempre se han esforzado por mediatizar la influencia de la OPEP, y han impulsado una política unitaria capaz de debilitar a los grandes productores petroleros de la organización, a veces actuando al interior de la misma a través de aliados como Arabia Saudita y otras ocasiones enfrentándola desde fuera en acuerdo -tácito o implícito- con los productores independientes. Precisamente en este contexto, el de lograr una política unificada capaz de contrarrestar a la OPEP desde fuera del organismo, la integración petrolera de México con Canadá y los Estados Unidos resulta estratégica para éste, como también resulta estratégica la conjunción de políticas con los países que explotan el Mar del Norte: Reino Unido y Noruega, y hoy con la misma Unión Soviética que se ha abierto totalmente a la participación extranjera en sus campos petroleros.

**1. PRINCIPALES RESERVAS MUNDIALES DE CRUDO 1989**  
(millones de barriles de crudo)

<u>Pais</u>	<u>Reservas</u>	
Arabia Saudita	255 mil	26%
Irak	100 mil	10%
Emiratos Arabes Unidos	98 mil	10%
Irán	93 mil	9%
Unión Soviética	59 mil	6%
Venezuela	58 mil	6%
México	54 mil	5%
Estados Unidos	27 mil	3%
China	24 mil	2%
Libia	22 mil	2%
Nigeria	16 mil	2%
Noruega	10 mil	1%
Indonesia	8 mil	1%
India	6 mil	1%
Reino Unido	5 mil	1%
<b>TOTAL MUNDIAL</b>	<b>990 mil</b>	<b>100%</b>

-----  
FUENTE: EIA, Annual Energy Review, 1990

Es posible afirmar, entonces, que en el terreno de las reservas las cinco grandes zonas del mundo son el Medio Oriente, América del Norte y Sudamérica, la Unión Soviética, Africa, y el Mar del Norte, y que en torno a estas zonas se agrupan países que descubren características naturales que definen en mucho las tendencias del mercado petrolero internacional y, por ello mismo, en torno a ellas se despliegan acciones que buscan el control de uno de los recursos naturales más importantes y estratégicos del mundo actual.

Pero existe un elemento que desde la perspectiva estadounidense obliga aún más a neutralizar el peso del Medio Oriente en el mercado petrolero internacional. Se trata de una de las

características petroleras más notables de la zona: el altísimo rendimiento de sus yacimientos, característica que ha obligado, como es de todos conocido, a que junto con los esfuerzos político-diplomáticos orientados a controlar el mercado petrolero se emprendan verdaderas acciones de guerra (de precios, de cuotas de producción, de acumulación de inventarios) que hoy han desembocado en el lamentable conflicto del Pérsico y cuya finalidad última es golpear de muerte a la OPEP y lograr el control definitivo de la zona petrolera más fértil del mundo, debilitando también la influencia de los países europeos y de Japón en la zona.\*

---

\*. Es importante notar que los Estados Unidos sólo surten un 25 por ciento de sus importaciones netas de crudo del Golfo Pérsico (básicamente de Arabia Saudita -60%-), en tanto que para Japón este porcentaje es del 81 por ciento y para los países europeos de la OECD es del 50 por ciento.

## 1.2 La capacidad productiva petrolera.

La estructura de la capacidad productiva petrolera nos permite reconocer la existencia de una tendencia casi permanente a la sobreexplotación de algunas reservas y a la subexplotación de otras, entendiéndose que la intensidad de explotación de una reserva se reconoce en niveles de sobreexplotación cuando su participación en la producción mundial de petróleo sea mayor que su participación en las reservas probadas; por el contrario reconoceremos una intensidad de explotación en niveles de subexplotación cuando su participación en la producción sea inferior a su participación en las reservas.

Así, por ejemplo, reconoceremos que en estos momentos -1990- se encuentran sobreexplotadas las reservas de las regiones de Mar del Norte (intensidad de explotación superior a 4.0), la Unión Soviética (coeficiente de intensidad de 3.23), y de América del Norte (intensidad de explotación superior a 3.0).

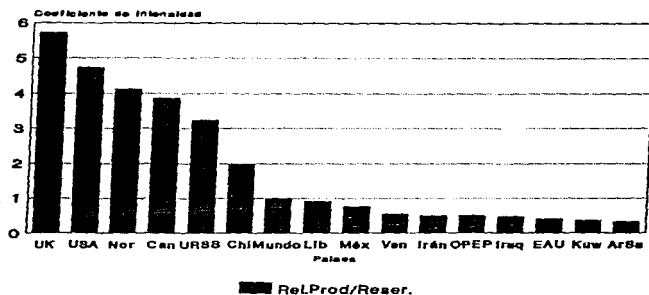
En cambio descubrimos tres importantes zonas de reservas subexplotadas: Medio Oriente (0.39 de coeficiente de intensidad), África (intensidad 0.40), y América Latina (0.85).

Por países la situación es, por un lado, más dramática en el Reino Unido (5.73 de intensidad), en los Estados Unidos (4.74), en Noruega (4.13), en Canadá (3.87) y en la Unión Soviética (3.23).

Pero por otro, se reconoce una explotación muchísimo más holgada en Arabia Saudita (0.34), Kuwait (0.37), en los Emiratos Arabes

Unidos (0.42), en Iraq(0.47) y en Irán(0.51). Asimismo e  
 Venezuela (0.54) y en México (0.77).(Véase gráfica siguiente).

## 6. INTENSIDAD DE EXPLOTACION PETROLERA 1989



FUENTE: Elaborado con datos de  
 EIA, Annual Energy Review, 1989

Por eso, el acuerdo político-diplomático o el control técnico, económico y aun militar de todos estos países de baja intensidad de explotación de sus reservas, constituye un objetivo estratégico para los grandes consumidores de crudo que no tienen reservas petroleras o cuyas recursos se encuentra sobreexplotados.

Por otra parte y en función de la disponibilidad de reservas, se han ido desarrollando las capacidades locales de producción, aunque muchas de esas capacidades obedecen más a requerimientos del mercado exterior que a necesidades propias. Esto ha conducido a hacer de los países exportadores petroleros naciones sustancialmente dependientes del acceso a la renta petrolera



internacional merced a sus exportaciones, y ha derivado en vulnerabilidades financieras y económicas muy grandes, como sucedió en el caso de nuestro país en la época del auge petrolero y como aconteció con Iraq a partir del segundo semestre de 1990, a raíz de la permanente violación de cuotas por parte de Kuwait y de los Emiratos Arabes Unidos, que mermó las ventas de petróleo de Iraq, constriñéndolo financieramente durante varios meses. Por eso, la posesión en gran escala de un recurso natural tan importante como el petróleo, como sucede en los países del Medio Oriente, ha frenado la industrialización y ha convertido a las naciones petroleras en economías rentistas, fuertemente dependientes de su capacidad productiva petrolera.

## 2. CAPACIDAD PRODUCTIVA PETROLERA ( barriles al día )

<u>Pais</u>	<u>Cap. Inst.</u>	<u>Frod. 1990</u>	<u>Cap. Ociosa</u>
Unión Soviética	12 mill.	10.82 mill.	10%
Estados Unidos	10 mill.	7.30 mill.	27%
Arabia Saudita	9 mill.	6.10 mill.	32%
Irán	6 mill.	3.05 mill.	49%
Iraq	4 mill.	2.32 mill.	42%
Venezuela	4 mill.	2.10 mill.	48%
EAU	3 mill.	2.06 mill.	31%
Kuwait	3 mill.	1.39 mill.	54%
México	3 mill.	2.53 mill.	16%
Reino Unido	3 mill.	1.84 mill.	39%
China	3 mill.	2.77 mill.	8%
Noruega	2 mill.	1.60 mill.	20%
MUNDIAL	70 mill.	60.11 mill.	14%

FUENTE: Elaborado con datos de OPEP, EIA y Oil and Gas Journal, diversos años.

Así, encontramos que Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait, Venezuela y el mismo Reino Unido operan con márgenes de capacidad ociosa muy importantes que en coyunturas conflictivas como la que ha vivido el mercado petrolero desde la supresión de la producción de Iraq y de Kuwait en agosto de 1990 se convierte en un margen de maniobra importante para ganar mercado.

Si revisamos, por ejemplo, los países que lograron cubrir el déficit de producción generado por la invasión de Iraq a Kuwait, descubrimos de manera inmediata que en orden de importancia, los siguientes países respondieron a los requerimientos del mercado: Arabia Saudita (1.8 millones diarios), Reino Unido y Noruega (370 mil barriles al día), Estados Unidos (220 mil al día), Irán (220 mil), EAU (200 mil), Nigeria (200 mil), Libia (150 mil), Venezuela (100 mil), Argelia (100 mil), México (50 mil).

Identificando la respuesta global reconocemos, entonces, que la OPEP incrementó en 2.750 millones al día su producción y los productores independientes en 790 mil barriles, cubriendo así los más de tres millones faltantes.

Esto permitió que estos países captaran un volumen mucho mayor de recursos, pues no sólo lograron más ventas, sino que sus nuevos suministros fueron entregados al mercado a precios notablemente incrementados, sobre todo entre los meses de agosto y octubre, en lo que se estabilizaba la producción, precisamente por los aumentos en la producción ya señalados y la liberación de inventarios que como veremos enseguida ha actuado como elemento regulador importante en el mercado petrolero los últimos meses.

### 1.3 Los inventarios petroleros mundiales.

Desde el primer choque petrolero en 1973-1974, los países en desarrollo impulsaron una renovada política de almacenamiento creciente de crudo a través del fortalecimiento de sus reservas comerciales y del respaldo más firme a sus reservas estratégicas.<sup>5</sup>

Globalmente la OECD incrementó sus reservas en 11 por ciento, pero los países de América que pertenecen a la organización - Canadá y Estados Unidos, por su carácter de petroleros importantes- solamente incrementaron sus inventarios en un 3.5 por ciento en promedio, en tanto que los miembros europeos de dicha organización lo hicieron en 15 por ciento, como expresión inmediata de su permanente fragilidad energética. La que, por cierto, se creía entonces pasajera en virtud de que se había apostado de manera prácticamente absoluta a la energía nuclear como alternativa capaz de sustituir masivamente a los hidrocarburos; sin embargo, pronto se demostraría que la alternativa nuclear -por muchas razones de índole técnica,

---

<sup>5</sup>. Las reservas incluyen petróleo crudo almacenado, crudos en proceso de refinación, líquidos del gas almacenados en plantas y productos refinados. Se incluyen aquí los crudos almacenados no destinados a usos militares que se encuentran en un país, en depósitos, oleoductos, terminales de descargo, y buques en puerto o en tránsito. Quedan excluidos de estas reservas el crudo y los productos almacenados en estaciones de servicio o en tránsito en transporte carretero o en ferrocarril. En Estados Unidos la reserva estratégica fue creada en el año de 1977 por el gobierno con la finalidad de tener abastecimientos en los periodos de interrupción abrupta de los suministros y se compone actualmente de un 63 por ciento de crudo y representa el 37 por ciento de los inventarios totales de dicho país.

económica, social y política - no podría llegar a ocupar el lugar esperado.◄

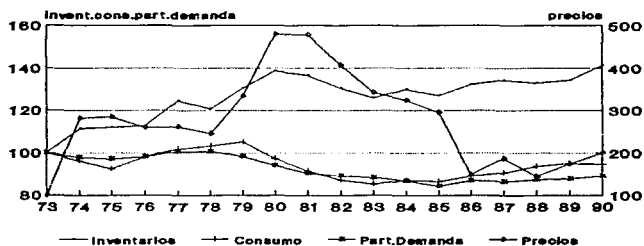
Es posible descubrir, entonces, que casi todos los países de la OECD reaccionaron en el año de 1974 a la elevación abrupta de precios (181 por ciento de 1973 a 1974) incrementando también abruptamente sus inventarios de crudo. Francia los incrementó en un 24 por ciento; Alemania en un 18 por ciento; Italia en un 10 por ciento; Japón en un 22 por ciento. Sin embargo, como ya anotábamos antes, los tres países de la OECD que son productores de petróleo -Canadá, Estados Unidos, y el Reino Unido, por cierto grandemente beneficiados con las explosiones de precios como describimos en el siguiente capítulo-, sólo incrementaron su almacenamiento de crudo en 4,7 y 3 por ciento respectivamente.

---

◄. En un trabajo anterior -Desarrollo Nuclear de México, Ed. UNAM, México 1989- trató de mostrar, precisamente, las diversas razones por las que la alternativa nuclear no logró -ni ha logrado aún- convertirse en la alternativa de sustitución de los hidrocarburos e, incluso, del mismo carbón, como se pensaba a fines de los años sesenta y como se intentó luego de los grandes choques petroleros de 1973-1974 y 1978-1980. No solamente se ha encarecido esta opción por la paulatina y continua incorporación de normas y mecanismos de seguridad para su funcionamiento, sino que sus conotaciones y sus posibles desviaciones militaristas -por el reprocesamiento de combustibles irradiados-, por un lado, y la falta de solución definitiva al manejo de los desechos nucleares por el otro, han generado una creciente oposición social que hoy tiene sumamente deprimida a esta opción. Sin embargo muchos técnicos y científicos con posiciones pronucleares moderadas consideran que el aumento de los problemas ecológicos, ambientales y de salud generados por el uso de combustibles fósiles que al consumirse despiden bioxido de carbono, óxidos nitrogenados y azufre a la atmósfera, pues agudizan el efecto invernadero, constituye un hecho que orientará a la sociedad nuevamente hacia la energía nuclear. Para un tratamiento sencillo y claro de este problema puede consultarse a Vélez O. Carlos, El Medio Ambiente y el Desarrollo de la Energía Nuclear, en DYNAMIS, Boletín de Energía de la UNAM, Año 1 Número 4, Septiembre-October 1989.

Ahora bien, la tendencia resultante luego de casi veinte años ha mostrado, efectivamente, un fortalecimiento estructural y permanente de las reservas petroleras de contingencia de los países industrializados. Incluso en los momentos de más drástica elevación de precios -1978 a 1980- los inventarios se incrementaron también aceleradamente llegando a lo que podríamos llamar su primer máximo en el año de 1980 y alcanzando su segundo máximo precisamente en el año de 1990. (Ver figura siguiente).

### 7. INVENTARIOS, CONSUMO, PARTICIPACION EN LA DEMANDA Y PRECIOS DEL PETROLEO, OECD (1973=100)



FUENTE: Elaboración propia con datos de EIA, OPEP, BP, 1990

Así, si bien la elevación de precios se convirtió en el elemento que impulsó originalmente al despliegue de una política de incremento de depósitos e inventarios de contingencia, una vez que el precio internacional del crudo tendió a disminuir -incluso aceleradamente-, los países altamente industrializados agrupados en la OECD no disminuyeron sus inventarios, incluso en momentos

en que era posible descubrir ya no solamente una disminución importante de su consumo petrolero, sino también descensos igualmente importantes en la intensidad energética y en la participación del petróleo en la estructura global de consumo de los siete grandes: Alemania, Canadá, Francia, Estados Unidos, Italia, Japón y el Reino Unido.

Es importante notar, por cierto, que estas características y la existencia de niveles de inventarios tan elevados han influido de manera radical -como se anota en el anexo de este capítulo- en el comportamiento de precios luego de la invasión iraquí de Kuwait, pues estos siete grandes industrializados (aliados en la Guerra contra Irak y bendecidos por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas) han impulsado una política de liberación de inventarios que ha permitido que en plena guerra en el Golfo Pérsico los precios del crudo hayan descendido aceleradamente.

## 2. México en el mercado petrolero internacional.

La anterior descripción del mercado petrolero internacional nos permite ofrecer una caracterización del papel que ha desempeñado nuestro país en la concurrencia petrolera internacional.

Con costos de producción superiores a los de las grandes reservas y los grandes productores del Medio Oriente -como se muestra en el siguiente capítulo también-, la industria petrolera mexicana ha tenido una evolución sorprendente, básicamente por las grandes ventajas comparativas que tiene respecto a su principal comprador, los Estados Unidos, con quien se concentra más del 50 por ciento de la comercialización de crudo y respecto al cual se experimentan costos de producción menores.

En el año de 1983 nuestro país vivió un momento sumamente importante de su vida petrolera, a pesar de la crisis en que se encontraba ya la industria petrolera internacional, pues experimentó cifras máximas de su historia petrolera reciente. Ese año se produjo el máximo histórico: mil 338 millones de barriles equivalentes de hidrocarburos correspondientes a 3.665 millones de barriles diarios, compuestos por 2.7 millones diarios de crudo (72.7 por ciento), 816 mil gas natural (22 por ciento) y 184 mil de condensados (5.3 por ciento). Pero este mismo año, como contraparte, se logró la máxima participación de nuestras exportaciones de crudo en las importaciones de los Estados Unidos (23 por ciento) colaborando con este país en el proceso de debilitamiento de la OPEP que se había impulsado desde mediados de la década anterior (los años setenta) para contrarrestar la

fortaleza que habia alcanzado la organización petrolera con los dos ascensos de precios (1973-1974 y 1978-1980). Y también como contraparte al gran potencial productivo a que habia arribado nuestro país, ese año fue el último antes de que empezara a descender la eficiencia productiva primaria (evaluada en barriles producidos por hombre ocupado) que luego de 1983 no ha experimentado ningún ascenso.

Dicho brevemente la historia reciente de nuestra industria petrolera está plagada de hechos brillantes pero también de tres fenómenos que hoy pueden ser calificados como bochornosos: 1) una operación ineficiente de la industria; 2) un apoyo implícito prácticamente permanente al intento estadounidense por debilitar a la OPEP; 3) un manejo dispendioso de los recursos petroleros obtenidos por la exportación de crudo.

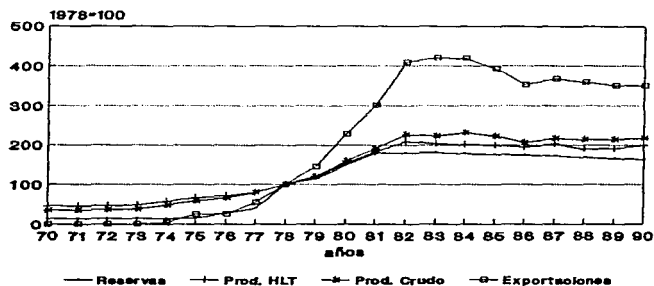
### 2.1 Grandes logros de la industria petrolera primaria mexicana.

En el año de 1970 México contaba solamente con cinco mil 500 millones de barriles de reservas totales de hidrocarburos; en el año de 1983 arribó a la extraordinaria cifra de 72 mil 500 millones y luego de una explotación intensiva de más de diez años con volúmenes globales no inferiores a los tres millones de barriles equivalentes al día, se tienen 65 mil 500 millones de barriles de hidrocarburos líquidos totales de reservas. El mismo año de 1970 nuestro país tenía un volumen de producción acumulado de seis mil 194 millones de barriles y hoy, veinte años después, dicho volumen es cuatro veces mayor: 24 mil 378 millones de



barriles, a pesar de que de 1983 a 1988 la producción de hidrocarburos totales descendió cada año.

### 8. MEXICO: EVOLUCION PETROLERA 1970-1990 Indices de Volumen



FUENTE:Elaboración con datos de Pemex.

La evolución del volumen de los recursos petroleros mexicanos nos da un leve esbozo del gran dinamismo que adquirió esta esfera en nuestro país. A pesar de que en los años de 1973 y 1974 México fué importador neto de crudo, a partir de dicho año el crecimiento de cuatro indicadores petroleros básicos: reservas, producción de hidrocarburos líquidos totales, producción de crudo y exportaciones, experimentó un impulso sin precedentes. Sin embargo, jamás hubo coincidencia entre el ritmo de evolución de las reservas y de la producción con la expansión de las exportaciones. Esta característica -la desproporción entre el crecimiento de la producción y el crecimiento de las exportaciones-, determinará el papel que nuestro país asumió en toda la época del boom petroleros y que ya hemos indicado

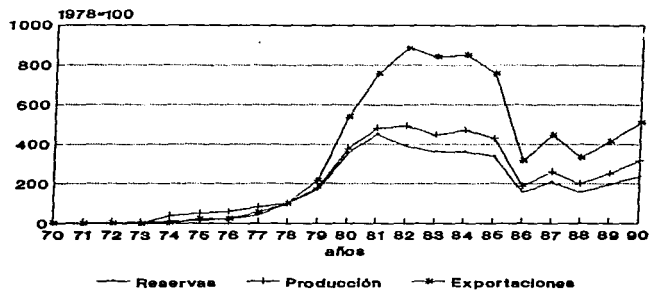
brevemente antes. Junto con Gran Bretaña, Noruega y Canadá ( para hablar de los más importantes), México coadvuvo a desconcentrar las importaciones petroleras de los Estados Unidos -a pesar de recibir siempre un precio inferior por su mezcla-, debilitando fuertemente a la OPEP y, sobre todo, apoyando las enormes presiones estadounidenses a Arabia Saudita, que de ser el principal proveedor de crudo a nuestros vecinos del norte, vio disminuida drástica y aceleradamente su participación en el mercado de las importaciones de crudo de los Estados Unidos. En términos del valor de los recursos petroleros mexicanos, el dinamismo es todavía mayor al de su magnitud física. Si las exportaciones en volumen se elevaron un 300 por ciento respecto al año de 1978 -de notable dinamismo petrolero-, el valor de estas creció 900 por ciento, alterando radicalmente la situación y el dinamismo económicos mexicanos y posponiendo casi diez años, como se ha mostrado en diversos análisis<sup>7</sup>, la reorganización de una economía que exigía urgentes transformaciones estructurales desde 1974.

---

<sup>7</sup>. Entre los estudios más importantes para documentar esta interpretación del boom petrolero mexicano podemos encontrar los siguientes estudios: Alvarez Alejandro, La Crisis Global del Capitalismo en México, 1968-1985, Ed. Era, México 1987; Guillén Romo, Héctor, Orígenes de la Crisis en México, 1940-1982, Ed. Era México, 1984; Huerta G., Arturo, Economía Mexicana, más allá del milagro, IIEC-UNAM, Ed. Cultura Popular, México 1986; Lechuga M., Jesús, El Dilema de la Economía Mexicana, ensayos de interpretación, UAM, Ed. Cultura Popular, México 1987; Rivera Ríos, Miguel Ángel, Crisis y Reorganización del Capitalismo Mexicano, 1960-1985, Ed. Era, México 1986; Valenzuela Feijóo, José, El Capitalismo Mexicano en los ochenta, Ed. Era, México 1986. Y dese luego el estupendo trabajo sobre Pemex de Colmenares, Francisco, Femex: Crisis y Reestructuración, Tesis de Doctorado, Depfe, UNAM, 1990.

## 9. MEXICO:EVOLUCION PETROLERA 1970-1990

Indíces de Valor



FUENTE:Elaboración con datos de Pemex.

Este sesgo rentista que adquirió la economía mexicana le impidió ingresar a un proceso temprano de reorganización financiera, productiva y comercial, pues fue posible seguir subsidiando la tasa de rentabilidad de la economía -descendente desde principios de los años setenta- gracias, precisamente, al acceso a un impresionante volumen de dólares por exportaciones petroleras. Estamos hablando, ni más ni menos, que de 122 mil 557 millones de dólares corrientes, que representan 117 mil millones de dólares constantes de 1982 y que a valor presente significan, también ni más ni menos que 156 mil millones de dólares, cifra superior en casi 50 por ciento a nuestra deuda externa actual, como más adelante se documenta.

## 2.2 Las grandes limitaciones y los grandes retos de Pemex.

Nuestro país vive en este año de 1991 una intensa preocupación en torno a la iminente integración comercial con Estados Unidos y Canadá y, consecuentemente, en torno al futuro inmediato y próximo de nuestra industria petrolera y de Pemex. Los intereses de los estadounidenses por el petróleo mexicano están fuera de toda duda a pesar de que formalmente se afirme que ni el petróleo ni la electricidad ni los braceros ingresarán en las negociaciones del Acuerdo de Libre Comercio con Estados Unidos y Canadá (ALC).

A pesar de la grave descapitalización de la industria petrolera mexicana, en el futuro inmediato el problema no se reduce a la búsqueda de formas nuevas para impulsar de manera firme y continua un renovado flujo de inversión orientado a revertir la grave descapitalización a la que ha arribado la empresa estatal más importante de América Latina. Siendo esto imprescindible los retos más importantes de la industria petrolera son dos: la urgencia de superar la ineficiencia productiva a la que ha conducido su descapitalización, y de redefinir sus esquemas de comercialización para adecuarse a las nuevas condiciones que imponen tanto la integración de México al ALC como la nueva situación del mercado petrolero internacional luego de la derrota iraquí en el Golfo Pérsico.<sup>5</sup> por un lado, pero por otro la necesidad de sostener los principios constitucionales y de política exterior que han regido la explotación y la comercialización de hidrocarburos en nuestro país desde la expropiación.

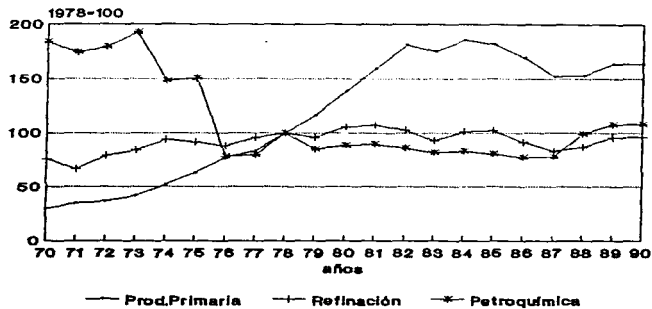
### 2.2.1 El reto productivo de Pemex.

La realidad histórica reciente de la productividad en Pemex es sumamente controvertida. En el ámbito de la la perforación de pozos y la explotación de campos se registra una sustancial disminución de las actividades de Pemex, pues la caída en el número de equipos en funcionamiento y de campos descubiertos es acompañada por un incremento importante de la profundidad promedio. Para el caso de la producción primaria de crudo (y en general de los hidrocarburos líquidos totales), la eficiencia productiva evaluada en términos de los barriles diarios producidos por hombre ocupado ha sido desigual los últimos años. Si bien Pemex experimentó un importante ascenso productivo durante los años del boom petrolero (1977-1982), a partir de dicho año su evolución ha sido desigual, tendiendo fuertemente al estancamiento y la caída.

En lo que toca a la producción de petrolíferos o refinación, la tendencia histórica de la productividad -evaluada de manera similar- registra un estancamiento desde el año de 1977, sólo mostrándose algunas fluctuaciones descendentes prácticamente insustanciales.

Y finalmente, en cuanto a la petroquímica básica el comportamiento ha sido similar: la productividad se ha mantenido prácticamente estancada también desde 1977.

## 10. PRODUCTIVIDAD PETROLERA 1970-1990

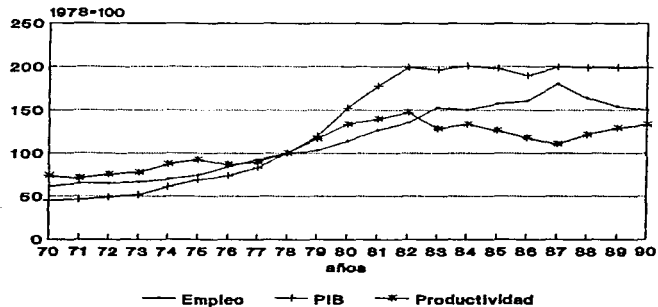


FUENTE:Elaborado con datos de PEMEX,1991

La explicación de este fenómeno no es sencilla, pero hay dos elementos que han incidido de manera fundamental en este comportamiento: 1) en primer lugar, la ampliación de Pemex -de sus niveles de producción- se fundó más en la expansión acelerada de sus activos (equipos y maquinaria) que en el aprovechamiento intensivo y productivo de los mismos, por paradójico que esto pueda parecer. Es decir, se incrementaron los niveles de producción de crudo, de refinación y de petroquímica en base a la compra de muchísimo equipo, como lo demuestra la evolución del registro de activos de la paraestatal.. atendiendo más a los requerimientos exteriores que a las necesidades del mercado externo; 2) en segundo lugar, a la expansión acelerada de equipos correspondió una expansión en ocasiones más acelerada de empleos, sobrecargando -por decirlo así- las instalaciones y, con ello, abatiendo de manera drástica los niveles de producción por hombre ocupado, con sus consiguientes efectos regresivos: costos

ficticios, subutilización productiva de equipos, ineficiencia de operación e ineficiencia, asimismo, de trabajadores.

### 11. INDICES PRODUCTIVOS EN PEMEX 1970-1990



FUENTE: Elaboración con datos de Pemex

Esto fué posible, entre otras cosas, por dos razones también: la compra acelerada de equipos y maquinaria permitió el enriquecimiento acelerado de funcionarios -administrativos y sindicales-, como se ha documentado ampliamente los últimos años en nuestro país; pero además, la expansión ficticia del empleo fué condición ineludible para el fortalecimiento de la burocracia sindical y su relación de connivencia con los altos funcionarios de Pemex y, en definitiva, con los altos funcionarios estatales, en el marco de la más pura y lamentable tradición corporativa mexicana.

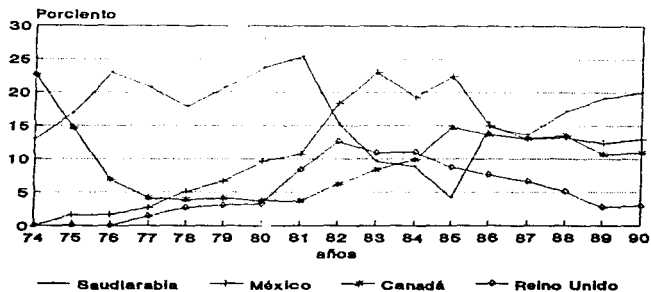
### 2.2.2 El reto comercial de Pemex.

No obstante que la participación relativa de nuestro país en el mercado petrolero internacional ha descendido -incluso considerando el incremento registrado durante el periodo del conflicto en el Pérsico-, su participación en los flujos internacionales de crudo sigue siendo significativa. En primer lugar porque junto con los productores denominados independientes -Reino Unido, Noruega, Egipto, India, Indonesia y Malasia, entre otros- nuestro país forma parte de la oferta no OPEP que en algunos momentos ha sido factor importante para debilitar al de por sí ya debilitado cartel petrolero. Pero en segundo término porque México se ha convertido en un proveedor muy importante para los Estados Unidos, país que luego de los choques petroleros impulsó una amplia diversificación de sus importaciones.

Es preciso reconocer que nuestro país llegó a ser el primer proveedor de crudo de los Estados Unidos durante el periodo 1982 a 1986, colaborando al debilitamiento de otros proveedores y apoyando, en los hechos, la estrategia energética del vecino del norte, tanto para debilitar a la OPEP como impulsar una baja de precios sostenida, capaz de apoyar su política antirrecesiva.. De hecho se desplazó a Arabia Saudita, país que junto con Nigeria y Argelia ha sido uno de los proveedores más importantes de Estados Unidos, hoy una vez más el primero seguido de México.



## 12. PRINCIPALES EXPORTADORES DE CRUDO A EEUU (Participación en Importaciones de EEUU)



FUENTE: Elaborado con datos de EIA, 1991

Pero las nuevas condiciones del mercado petrolero internacional han obligado a que Pemex busque una nueva estrategia de comercialización de su crudo, tratando de no restringirse a los tradicionales contratos de compra venta más fijos, más formales, más estables e incluso más seguros, pero más inflexibles en sus precios y sus cantidades. Incluso dentro de esta búsqueda se ha defendido la necesidad de que México participe decididamente en el mercado spot, un mercado que se determina merced a la conjunción de una gran multitud de transacciones cotidianas, libres y abiertas, entre productores y consumidores.

En este marco, por ejemplo, podemos comprender, por cierto, la decisión tomada por el gobierno mexicano a fines de 1990 en el sentido de contratar un seguro para los ingresos petroleros de este año, tan incierto en el terreno petrolero por los efectos que todavía puede ocasionar el resultado en la guerra del Pérsico.

En todo estos casos se trata, indudablemente, de movimientos vinculados tanto a la reorganización de la economía mexicana como a la restructuración administrativa y comercial de Pemex que se ha ido traduciendo en una nueva idea sobre la organización de la paraestatal y que, entre otras cosas, ha originado una reorganización orientada a la consolidación de un conglomerado de empresas cuya finalidad es la de atender más eficientemente las diversas fases de la industria petrolera. Una de las más controvertidas y singificativas es la empresa que coordina los movimientos comerciales de Pemex en el mercado petrolero mundial: Petr6leos Mexicanos Internacional (PMI).

El reto que enfrenta PMI es conjugar los principios constitucionales y la tradición exterior de nuestro país con una actuación comercial aguda e inteligente en el marco de una nueva visión sobre la empresa paraestatal.

Pero esta nueva visión de Pemex ha conducido a una aparente dicotomía: ¿Pemex debe ser una empresa en todfo el sentido de la palabra o debe continuar siendo básicamente el organismo gubernamental, más aún, nacional, en el que descansa la slvaguarda de la soberanía energética mexicana?

Tratándose de una pregunta compleja, la dictomía puede resultar ficticia si pensamos que las exigencias de la economía contemporánea y, sobre todo, del futuro económico de nuestro país -vinculado ineludiblemente a la suerte de las economías de Canadá y Estados Unidos-, plantean la necesidad de combinar los criterios comerciales y de mercado con los principios

constitucionales de control nacional del petróleo y abasto prioritario al mercado interno.

Al margen de su reorganización administrativa, Pemex debe ser capaz de participar activa y eficientemente en el mercado petrolero internacional - lo que por cierto supondría una diversificación mayor de nuestras exportaciones-, pero también debe seguir siendo salvaguardia eficaz de los recursos nacionales más importantes, todavía hoy sustento económico de un proyecto nacional que a pesar de las grandes transformaciones económicas, de la globalización de la economía y de la internacionalización financiera debe orientarse a satisfacer las necesidades básicas de la población mexicana.

No es sencillo -hay que repetirlo- conjugar criterios de rentabilidad y eficiencia, criterios comerciales, con criterios sociales y políticos que rescaten la dignidad y la honorabilidad, aun de las transacciones comerciales más elementales. Pero la estrategia de Pemex y, más precisamente, la política comercializador de PMI debe descansar en dichos principios para que nuestro país no arribe a la vergonzante actuación de los más puros especuladores de Nueva York o de Rotterdam, ni se vea sumido exclusivamente ante las presiones estadounidenses desplegadas a propósito de la firma del ALC ni, finalmente, se quede encerrado en el mundo del aislamiento para proteger falsamente su petróleo.

### 3. Un nuevo Pemex para un nuevo México y para un nuevo mercado petrolero.

Por todo lo anterior, la reorganización de Pemex debe atender de manera prioritaria estos dos grandes problemas, los derivados de su decaimiento productivo y los que le impone un nuevo mercado petrolero que hoy presenta como novedad un mayor control de las reservas petroleras por parte de Estados Unidos y un debilitamiento -casi de muerte- de la organización petrolera más importante de la historia, la OPEP.

Cualquier definición comercial que no se apoye en el reforzamiento productivo de la paraestatal tenderá a debilitarse en virtud de que la fortaleza comercializadora de México se sustenta, de manera primordial y como tratamos de mostrarlo en el siguiente capítulo, en los menores costos de producción de su crudo. Se trata, entonces, de una grave responsabilidad porque el proyecto económico, social y político de nuestro país se nutre económicamente de la operación productiva eficiente de Pemex y del excedente comercial que permiten la exportaciones petroleras. En este contexto no es ocioso reafirmar nuestros principios, tanto constitucionales como de política exterior, sin negar la necesidad de una actuación comercial aguda e inteligente.

Se trata, sin lugar a dudas, de una de los retos contemporáneos más importantes que enfrentamos los mexicanos.

ANEXO ESTADISTICO CAPITULO II

4.- RESERVAS MUNDIALES DE CRUDO Y CONDENSADOS POR AÑO  
(Miles de millones de barriles)

AÑOS	OPEP															ECP	
	ARABIA SAUDITA (b)	IRAN	KUWAIT (c)	IRAK	ABU DHABI (c)	DUBAI (c)	SHARJAH (c)	QATAR	LIBIA	ARGELIA	NIGERIA	GABON	ECUADOR	VENEZUELA	INDONESIA	CHINA (d)	URSS (e)
1973	145.0	55.0	55.0	31.5				6.5	30.4	7.7	20.0			14.0	12.0	20.0	90.0
1974	165.0	55.0	72.8	35.0				6.0	30.4	7.7	21.0			15.0	15.0	25.0	83.4
1975	148.5	64.5	48.0	34.3				5.9	26.1	7.4	23.2			17.7	14.0	20.0	80.4
1976	100.0	63.0	57.4	34.0				5.7	25.5	6.8	19.5			15.3	12.5	20.0	79.1
1977	150.0	62.0	57.0	34.5				5.6	25.0	6.6	18.7			18.2	10.0	20.0	75.0
1978	165.7	59.0	62.2	32.1				4.0	24.3	6.3	18.2			18.0	10.2	20.0	71.0
1979	163.4	58.0	65.4	31.0				3.8	23.5	8.4	17.4			17.9	9.6	20.0	67.0
1980	165.0	57.5	64.9	30.0				3.6	23.0	8.2	15.7			18.0	9.5	20.5	63.0
1981	164.6	57.0	64.5	29.7				3.4	22.6	8.1	16.5			20.3	9.8	19.9	63.0
1982	162.4	55.3	64.2	41.0				2.4	21.5	9.4	16.8			21.5	9.6	19.5	63.0
1983	166.0	51.0	63.9	43.0				3.3	21.3	9.2	16.6			24.9	9.1	19.1	63.0
1984	169.0	48.5	60.0	44.5				3.4	21.1	9.0	16.7			25.8	8.7	19.1	63.0
1985	168.8	47.9	69.8	44.1				3.3	21.3	8.8	16.6			25.6	8.5	18.4	61.0
1986	166.6	48.8	92.0	47.1				3.2	21.3	8.8	16.0			25.0	8.3	18.4	59.0
1987	167.0	92.9	91.9	100.0				3.2	21.0	8.5	16.0			56.3	8.4	18.4	59.0
1988	167.0	92.9	91.9	100.0	92.2	4.0		3.2	21.0	8.5	16.0			56.3	8.4	18.4	59.0
1989	170.0	92.9	91.9	100.0	92.2	4.0	1.5	3.2	22.0	8.4	16.0	0.7	1.4	58.1	8.3	23.6	58.5
1990	n.d.	n.d.	n.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

AÑOS	OECD INDEPENDIENTES															
	USA +	CANADA +	MEXICO +	BRASIL +	ARGENTINA	AUSTRALIA	OMAN	UK +(f)	NORUEGA +	Egipto	OPEP*	ECP*	OECD*	INDEPEND*	MUNDIAL	
1973	25.0	11.0	3.3					10.0	4.0		397.1	100.0	36.0	17.3	646.4	
1974	25.0	11.0	3.5					15.7	7.3		432.9	108.4	36.0	26.5	701.5	
1975	33.0	7.1	4.0					16.0	7.0		406.6	100.4	40.1	27.0	657.4	
1976	31.3	6.2	7.3					16.8	5.7		347.7	98.1	37.5	29.7	599.5	
1977	29.5	6.0	10.4					19.0	6.0		397.6	95.0	35.5	35.4	646.0	
1978	28.5	6.0	28.4					16.0	5.9		404.0	91.0	34.5	50.3	654.0	
1979	26.5	6.8	33.6					15.4	5.8		398.3	87.0	33.3	54.7	644.2	
1980	26.4	6.4	47.2					14.8	5.5		396.3	83.5	32.8	67.5	648.7	
1981	29.8	7.3	57.0					14.8	7.6		396.5	82.9	37.1	79.4	671.0	
1982	29.9	7.0	57.0					13.9	6.8		405.1	82.5	36.8	77.9	679.3	
1983	27.3	6.7	57.1					13.2	7.7		408.2	82.1	34.0	77.9	678.9	
1984	27.3	7.1	56.4					13.6	8.3		436.6	82.1	34.4	78.3	737.0	
1985	29.0	6.5	55.6					13.0	10.9		434.7	79.4	34.5	79.5	707.0	
1986	24.6	6.9	54.9					9.0	10.5		437.0	77.4	31.4	74.4	698.4	
1987	25.3	6.8	54.1					5.2	14.8		565.1	77.4	32.1	74.4	892.8	
1988	33.4	7.7	54.1	2.3	2.3	1.7	4.0	5.2	14.8	4.3	661.4	77.4	41.1	84.4	896.5	
1989	34.6	9.0	54.1	2.6	2.3	1.7	4.1	4.3	10.4	4.3	670.6	82.1	43.6	79.5	916.6	
1990	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.0	n.d.	n.d.

FUENTE: OPEP, OECD, EIA, Ferex, 1991



3.-INVENTARIOS DE PETROLEO EN PAISES DE LA OECD 1973-1990  
(MB)

	FRANCIA	ALEMANIA	ITALIA	REINO UNIDO	OECD EUR.	CANADA	JAPON	USA	OECD
1973	201	181	152	156	1070	140	303	1008	2588
1974	249	213	167	161	1227	145	370	1074	2880
1975	225	187	143	165	1154	174	375	1133	2903
1976	234	208	143	165	1205	153	380	1112	2918
1977	239	225	161	148	1268	167	409	1312	3224
1978	201	238	154	157	1219	144	413	1278	3122
1979	226	272	163	169	1353	150	460	1341	3379
1980	243	319	170	168	1464	164	495	1392	3587
1981	214	297	167	143	1337	161	482	1484	3531
1982	193	272	179	125	1258	136	484	1430	3376
1983	153	249	149	118	1142	121	470	1454	3255
1984	152	239	159	112	1130	128	479	1556	3362
1985	139	233	157	123	1092	113	494	1519	3284
1986	127	252	155	124	1133	111	509	1593	3418
1987	127	259	169	121	1130	126	540	1607	3474
1988	140	266	155	112	1118	116	538	1597	3440
1989	138	271	164	118	1133	114	577	1581	3476
1990	149	271	155	118	1177	117	578	1711	3655

4.- CONSUMO DE PETROLEO EN PAISES DE LA OECD 1973-1990  
(MBD)

	FRANCIA	ALEMANIA	ITALIA	REINO UNIDO	OECD EUR.	CANADA	JAPON	USA	OECD
1973	2.422	2.915	2.147	2.301	14.521	1.707	5.071	17.308	39.612
1974	2.260	2.612	2.090	2.138	13.708	1.740	4.960	16.653	38.117
1975	2.136	2.515	1.940	1.872	13.059	1.718	4.502	16.322	36.600
1976	2.280	2.708	1.991	1.856	13.813	1.751	4.771	17.461	38.864
1977	2.235	2.837	1.907	1.880	13.795	1.779	5.231	18.431	40.359
1978	2.169	3.048	1.948	1.850	13.963	1.823	5.142	18.847	40.892
1979	2.385	3.073	2.013	1.930	14.670	1.893	5.480	18.513	41.646
1980	2.256	2.707	1.934	1.725	13.634	1.873	4.960	17.056	38.595
1981	2.023	2.449	1.874	1.590	12.515	1.768	4.848	16.058	36.269
1982	1.880	2.372	1.781	1.590	12.053	1.578	4.582	15.296	34.517
1983	1.835	2.324	1.750	1.531	11.765	1.448	4.395	15.231	33.793
1984	1.754	2.322	1.646	1.849	11.736	1.472	4.576	15.726	34.500
1985	1.775	2.338	1.717	1.634	11.681	1.504	4.384	15.726	34.271
1986	1.772	2.498	1.738	1.649	12.102	1.506	4.439	16.281	35.279
1987	1.789	2.424	1.855	1.603	12.255	1.548	4.484	16.665	35.911
1988	1.797	2.422	1.836	1.697	12.427	1.693	4.752	17.293	37.093
1989	1.856	2.278	1.940	1.752	12.561	1.763	4.981	17.325	37.607
1990	1.856	2.363	1.854	1.815	12.661	1.726	5.152	16.935	37.465



5.-RELACION INVENTARIOS/CONSUMO EN PAISES DE LA OECD 1973-1990  
(Días de consumo disponibles)

	FRANCIA	ALEMANIA	ITALIA	REINO UNIDO	OECD EUR.	CANADA	JAPON	USA	OECD
1973	83	62	71	68	74	82	60	58	65
1974	110	82	80	75	90	83	75	64	76
1975	105	74	74	88	88	101	83	69	79
1976	103	77	72	89	87	87	80	64	75
1977	107	79	64	79	92	94	78	71	80
1978	93	78	79	85	87	79	80	68	76
1979	95	89	81	88	92	79	84	72	81
1980	108	118	88	97	107	88	100	82	93
1981	106	121	89	90	107	91	99	92	97
1982	103	115	101	79	104	86	106	93	98
1983	83	107	85	77	97	84	107	95	96
1984	87	103	97	61	96	87	105	99	97
1985	78	100	91	75	93	75	113	97	96
1986	72	101	89	75	94	74	115	98	97
1987	71	107	91	75	92	81	120	96	97
1988	78	110	84	66	90	69	113	92	93
1989	74	119	85	67	90	65	116	91	92
1990	80	115	84	65	93	68	112	101	98

6.- RELACION INVENTARIOS/CONSUMO EN PAISES DE LA OECD 1973-1990  
(Relación de participaciones)

	FRANCIA	ALEMANIA	ITALIA	REINO UNIDO	OECD EUR.	CANADA	JAPON	USA	OECD
1973	1.27	0.95	1.08	1.04	1.13	1.26	0.91	0.89	1.00
1974	1.46	1.08	1.06	1.00	1.18	1.10	0.99	0.85	1.00
1975	1.33	0.94	0.93	1.11	1.11	1.28	1.05	0.88	1.00
1976	1.37	1.02	0.96	1.18	1.16	1.16	1.06	0.85	1.00
1977	1.34	0.99	1.06	0.99	1.15	1.18	0.98	0.89	1.00
1978	1.21	1.02	1.04	1.11	1.14	1.03	1.05	0.89	1.00
1979	1.17	1.09	1.00	1.08	1.14	0.98	1.03	0.89	1.00
1980	1.16	1.27	0.95	1.05	1.16	0.94	1.07	0.88	1.00
1981	1.09	1.25	0.92	0.92	1.10	0.94	1.02	0.95	1.00
1982	1.05	1.17	1.03	0.80	1.07	0.88	1.08	0.96	1.00
1983	0.87	1.11	0.88	0.80	1.01	0.87	1.11	0.99	1.00
1984	0.89	1.06	0.99	0.62	0.99	0.89	1.07	1.02	1.00
1985	0.82	1.04	0.95	0.79	0.98	0.78	1.18	1.01	1.00
1986	0.74	1.04	0.92	0.78	0.97	0.76	1.18	1.01	1.00
1987	0.73	1.10	0.94	0.78	0.95	0.84	1.24	1.00	1.00
1988	0.84	1.18	0.91	0.71	0.97	0.74	1.22	1.00	1.00
1989	0.80	1.29	0.91	0.73	0.98	0.70	1.25	0.99	1.00
1990	0.82	1.18	0.86	0.67	0.95	0.69	1.15	1.04	1.00

FUENTE: Para todos los cuadros, EIA y OECD,1991

**7. CUOTAS DE PRODUCCION DE LA OPEP**  
(mbd y pctje)

	Ene-Junio 1989		Oct-Dic. 1989		Enero-Junio 1990	
Arabia Saudita*	4525	24.46	5014	24.46	5380	24.36
Irán	2640	14.27	2926	14.27	3140	14.22
Iraq	2640	14.27	2926	14.27	3140	14.22
Kuwait*	1037	5.61	1149	5.60	1500	6.79
EAU	988	5.34	1095	5.34	1095	4.96
Qatar	312	1.69	346	1.69	371	1.68
Subt.Med.Ote.	12141	65.63	13455	65.63	14626	66.22
Venezuela	1636	8.84	1812	8.84	1945	8.81
Nigeria	1355	7.32	1501	7.32	1611	7.29
Libia	1037	5.61	1149	5.60	1233	5.58
Indonesia	1240	6.70	1374	6.70	1374	6.22
Argelia	695	3.76	771	3.76	827	3.74
Gabón	166	0.90	184	0.90	197	0.89
Ecuador	230	1.24	254	1.24	273	1.24
Total OPEP	18500	100.00	20500	100.00	22086	100.00

FUENTE:Elaboración propia con datos de la OPEP,1990

\*)Incluye la mitad de la producción de la zona neutral

mbd)miles de barriles al día; pctje)participación porcentual.

**8.-INTENSIDAD ENERGETICA EN PAISES DE LA OECD**  
(BPE/MilldIPNB)

	Energía	Petróleo	Carbón	Gas	Electricidad
1970	3.83	2.01	0.89	0.84	0.10
1971	3.79	2.03	0.80	0.86	0.10
1972	3.79	2.08	0.74	0.86	0.11
1973	3.76	2.10	0.73	0.82	0.10
1974	3.64	1.99	0.73	0.81	0.12
1975	3.51	1.90	0.70	0.79	0.13
1976	3.56	1.95	0.72	0.77	0.12
1977	3.45	1.94	0.68	0.70	0.13
1978	3.40	1.91	0.66	0.70	0.13
1979	3.38	1.85	0.68	0.71	0.13
1980	3.22	1.69	0.70	0.70	0.13
1981	3.03	1.53	0.70	0.66	0.14
1982	2.94	1.46	0.69	0.64	0.15
1983	2.86	1.41	0.68	0.61	0.15
1984	2.82	1.37	0.68	0.61	0.16
1985	2.75	1.30	0.69	0.60	0.17
1986	2.69	1.30	0.65	0.56	0.17
1987	2.65	1.28	0.65	0.56	0.17
1988	2.65	1.27	0.64	0.56	0.18
1989	2.64	1.27	0.63	0.55	0.19
1990	2.63	1.26	0.63	0.54	0.20

FUENTE: Elaboración propia con datos de EIA, OECD y BP, 1991  
Nota: los datos de 1990 son estimados.

**9.- DEMANDA DE ENERGIA EN PAISES DE LA OECD**  
(Miles de BEP/día)

	Energía	Petróleo	Carbón	Gas	Electricidad
1970	59869	31397	13843	13068	1560
1971	61392	32805	12966	13932	1690
1972	64529	35475	12600	14651	1803
1973	67765	37814	13230	14838	1883
1974	66089	36068	13160	14748	2113
1975	63505	34439	12592	14194	2279
1976	67446	36910	13567	14675	2294
1977	67663	38016	13426	13757	2464
1978	69321	38937	13463	14203	2718
1979	70984	38940	14384	14851	2808
1980	68625	36062	14902	14810	2851
1981	65314	33282	15154	14426	3052
1982	63485	31613	14940	13735	3196
1983	63343	31201	15176	13529	3436
1984	65421	31761	15687	14240	3733
1985	66028	31077	16568	14351	4033
1986	66215	32127	16128	13760	4200
1987	67270	32426	16394	14101	4348
1988	68526	33426	16400	14200	4500
1989	69250	33901	16500	14250	4600
1990	69800	34620	16500	14300	4760

FUENTE: Elaboración propia con datos de EIA, OECD y BP, 1991

4a.- EEUU: Volumen del crudo importado  
(mbd.)

	Ar. Saud.	OPEP Ar.	OPEP	México	Canadá	U.K.	NoOPEP	TOTAL
1974	447.6	707.6	2544.5	n.d.	787.6	n.d.	924.6	3469.1
1975	690.5	1336.5	3214.3	65.2	603.1	n.d.	884.5	4098.8
1976	1218.6	2387.7	4566.2	86.7	363.4	n.d.	732.5	5298.7
1977	1368.9	3142.1	5651.3	179.3	269.9	92.4	953.9	6605.2
1978	1141.6	2938.1	5177.6	323.7	245.6	169.7	1185.9	6363.5
1979	1344.8	3004.6	5108.8	433.4	268.2	197.8	1408.3	6517.1
1980	1250.3	2509.5	3877.7	508.3	197.8	175.6	1400.0	5277.7
1981	1113.8	1770.0	2919.4	470.4	161.9	367.8	1476.8	4396.2
1982	532.3	732.7	1731.5	640.9	213.7	439.6	1753.0	3484.5
1983	322.2	529.2	1476.7	765.2	277.9	363.9	1856.8	3333.5
1984	306.5	639.8	1515.2	662.8	340.0	379.5	1921.5	3436.7
1985	133.0	296.4	1316.3	716.2	468.9	280.3	1879.7	3196.0
1986	618.8	854.9	2116.9	630.3	571.2	318.4	2066.8	4183.7
1987	635.6	964.9	2407.4	607.4	611.0	306.4	2264.9	4672.3
1988	878.0	1410.2	2685.6	675.1	690.0	259.8	2431.9	5117.5
1989	1109.8	1786.4	3372.4	721.4	619.3	160.9	2442.9	5815.3
1990	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

FUENTE: EIA, 1990

4.- EEUU: Estructura del volumen de crudo importado  
(Porcentaje)

	Ar. Saud.	OPEP Ar.	OPEP	México	Canadá	U.K.	NoOPEP	TOTAL
1974	12.90	20.40	73.35	n.d.	22.70	n.d.	26.65	100.00
1975	16.85	32.61	78.42	1.59	14.71	n.d.	21.58	100.00
1976	23.00	45.06	86.18	1.64	6.86	n.d.	13.82	100.00
1977	20.72	47.57	85.56	2.71	4.09	1.40	14.44	100.00
1978	17.94	46.17	81.36	5.09	3.86	2.67	18.64	100.00
1979	20.64	46.10	78.39	6.65	4.12	3.04	21.61	100.00
1980	23.69	47.55	73.47	9.63	3.75	3.33	26.53	100.00
1981	25.34	40.26	66.41	10.70	3.68	8.37	33.59	100.00
1982	15.28	21.03	49.69	18.39	6.13	12.61	50.31	100.00
1983	9.67	15.87	44.30	22.95	8.34	10.92	55.70	100.00
1984	8.92	18.62	44.09	19.28	9.89	11.04	55.91	100.00
1985	4.16	9.27	41.19	22.47	14.67	8.77	58.81	100.00
1986	14.79	20.43	50.60	15.07	13.65	7.61	49.40	100.00
1987	13.60	20.65	51.52	13.00	13.08	6.56	48.48	100.00
1988	17.16	27.56	52.48	13.19	13.48	5.08	47.52	100.00
1989	19.08	30.72	57.99	12.41	10.65	2.77	42.01	100.00
1990	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

FUENTE: EIA, 1990

## 42.-EEUU:Valor del crudo importado .

(m\$dl.)									TOTAL
Ar.Saud.	OPEP	Ar.	OPEP	México	Canadá	U.K.	NoOPEP		
1974	1.9	3.2	11.6	n.d.	3.3	n.d.	4.0	15.6	
1975	3.1	6.2	14.9	0.3	2.8	n.d.	4.1	19.0	
1976	5.8	11.6	22.2	0.4	1.8	n.d.	3.6	25.8	
1977	6.8	16.4	29.6	0.9	1.4	0.5	4.9	34.5	
1978	5.8	15.4	27.1	1.6	1.3	0.9	6.3	33.4	
1979	9.4	22.8	39.7	3.3	2.0	1.6	11.8	51.5	
1980	13.7	30.2	47.5	5.9	2.2	2.3	17.9	65.4	
1981	13.9	23.4	39.0	5.8	1.9	5.0	19.6	58.6	
1982	6.8	9.4	22.0	6.7	2.1	5.5	20.2	42.2	
1983	3.5	5.8	16.1	7.2	2.6	4.1	19.1	35.2	
1984	3.3	6.8	16.0	6.5	3.3	4.1	19.7	35.7	
1985	1.2	2.8	12.9	6.7	4.4	2.9	18.2	31.1	
1986	2.9	4.1	10.4	2.8	2.8	1.7	10.2	20.6	
1987	3.9	6.1	15.5	3.7	3.8	2.1	14.6	30.1	
1988	4.4	7.0	13.9	3.1	3.4	1.5	12.4	26.3	
1989	7.0	11.3	21.8	4.3	3.8	1.1	15.6	37.4	
1990	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	

FUENTE: EIA, 1990

## 43.-EEUU:Estructura del valor del crudo importado

(porcentaje)									TOTAL
Ar.Saud.	OPEP	Ar.	OPEP	México	Canadá	U.K.	NoOPEP		
1974	12.2	20.5	74.4	n.d.	21.2	n.d.	25.6	100.0	
1975	16.3	32.6	78.4	1.6	14.7	n.d.	21.6	100.0	
1976	22.5	45.0	86.0	1.6	7.0	n.d.	14.0	100.0	
1977	19.7	47.5	85.8	2.6	4.1	1.4	14.2	100.0	
1978	17.4	46.1	81.1	4.8	3.9	2.7	18.9	100.0	
1979	18.3	44.3	77.1	6.4	3.9	3.1	22.9	100.0	
1980	20.9	46.2	72.6	9.0	3.4	3.5	27.4	100.0	
1981	23.7	39.9	66.6	9.9	3.2	8.5	33.4	100.0	
1982	16.1	22.3	52.1	15.9	5.0	13.0	47.9	100.0	
1983	9.9	16.5	45.7	20.5	7.4	11.6	54.3	100.0	
1984	9.2	19.0	44.8	18.2	9.2	11.5	55.2	100.0	
1985	3.9	9.0	41.5	21.5	14.1	9.3	58.5	100.0	
1986	14.1	19.9	50.5	13.6	13.6	8.3	49.5	100.0	
1987	13.0	20.3	51.5	12.3	12.6	7.0	48.5	100.0	
1988	16.7	26.6	52.9	11.8	12.9	5.7	47.1	100.0	
1989	18.7	30.2	58.3	11.5	10.2	2.9	41.7	100.0	
1990	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	

FUENTE: EIA, 1990

14.- EEUU: Precios del crudo importado

(Dólares por barril)

	Ar.Saud.	OPEP	Ar.	OPEP	México	Canadá	U.K.	NoOPEP	TOTAL
					n.d.	11.48	n.d.	11.85	12.32
1974	11.63	12.39	12.49	12.49	n.d.	11.48	n.d.	11.85	12.32
1975	12.30	12.71	12.70	12.70	12.61	12.72	n.d.	12.70	12.70
1976	13.04	13.31	13.32	13.32	12.64	13.57	n.d.	13.46	13.34
1977	13.61	14.30	14.35	14.35	13.75	14.21	14.83	14.07	14.31
1978	13.92	14.36	14.34	14.34	13.54	14.50	14.53	14.55	14.38
1979	19.15	20.79	21.29	21.29	20.86	20.43	22.16	22.96	21.65
1980	30.02	32.97	33.56	33.56	31.80	30.47	35.88	35.03	33.95
1981	34.19	36.22	36.60	36.60	33.78	32.16	37.24	36.36	36.52
1982	35.00	35.15	34.81	34.81	28.64	26.92	34.28	31.57	33.18
1983	29.76	30.03	29.87	29.87	25.78	25.63	30.87	28.18	28.93
1984	29.50	29.12	28.93	28.93	26.87	26.59	29.60	28.09	28.46
1985	24.72	25.88	26.85	26.85	25.63	25.71	28.35	26.53	26.66
1986	12.84	13.14	13.46	13.46	12.17	13.43	14.63	13.52	13.49
1987	16.81	17.32	17.64	17.64	16.69	17.04	18.78	17.66	17.65
1988	13.73	13.60	14.18	14.18	12.58	13.50	15.82	13.97	14.08
1989	17.28	17.33	17.71	17.71	16.33	16.81	18.73	17.50	17.62
1990	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

FUENTE: EIA, 1990

15.- EEUU: Relación de precios del crudo importado

(Respecto al promedio)

	Ar.Saud.	OPEP	Ar.	OPEP	México	Canadá	U.K.	NoOPEP	TOTAL
					n.d.	0.93	n.d.	0.96	1.00
1974	0.94	1.01	1.01	1.01	0.99	1.00	n.d.	1.00	1.00
1975	0.97	1.00	1.00	1.00	0.95	1.02	n.d.	1.01	1.00
1976	0.98	1.00	1.00	1.00	0.96	0.99	1.04	0.98	1.00
1977	0.95	1.00	1.00	1.00	0.94	1.01	1.01	1.01	1.00
1978	0.97	1.00	1.00	1.00	0.94	0.94	1.02	1.06	1.00
1979	0.88	0.96	0.98	0.98	0.96	0.94	1.06	1.03	1.03
1980	0.88	0.97	0.99	0.99	0.94	0.90	1.02	1.00	1.00
1981	0.94	0.99	1.00	1.00	0.92	0.88	1.03	0.95	1.00
1982	1.05	1.06	1.05	1.05	0.86	0.81	1.07	0.97	1.00
1983	1.03	1.04	1.03	1.03	0.89	0.89	1.07	0.97	1.00
1984	1.04	1.02	1.02	1.02	0.94	0.93	1.04	0.99	1.00
1985	0.93	0.97	1.01	1.01	0.96	0.96	1.06	1.00	1.00
1986	0.95	0.97	1.00	1.00	0.90	1.00	1.08	1.00	1.00
1987	0.95	0.98	1.00	1.00	0.95	0.97	1.06	1.00	1.00
1988	0.98	0.97	1.01	1.01	0.89	0.96	1.12	0.99	1.00
1989	0.98	0.98	1.01	1.01	0.93	0.95	1.06	0.99	1.00
1990	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

FUENTE: EIA, 1990

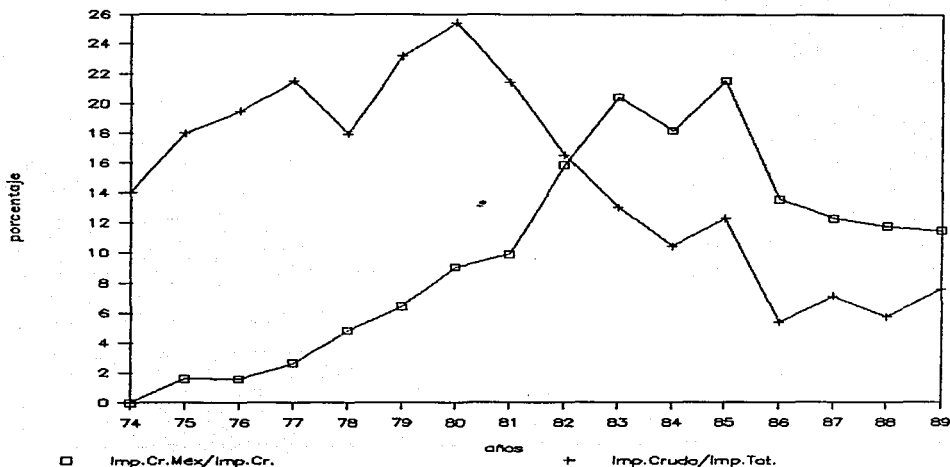
AL-- PANORAMA PETROLERO DE LOS ESTADOS UNIDOS 1974-1990

EEUU: Relación de importaciones de crudo

	Imp. Cr. Mex. (mMdl.)	Imp. Crudo (mMdl.)	Imp. Tot. (mMdl.)	Cr. Mex/Cr. To (Porcentaje)	Imp. Cr/Imp. Tot. (Porcentaje)
1974	n.d.	15.6	110.9	n.d.	14.1
1975	0.3	19.0	105.6	1.6	18.0
1976	0.4	25.8	132.5	1.6	19.5
1977	0.9	34.5	160.4	2.6	21.5
1978	1.6	33.4	186.1	4.8	17.9
1979	3.3	51.5	222.2	6.4	23.2
1980	5.9	65.4	257.0	9.0	25.4
1981	5.8	58.6	273.4	9.9	21.4
1982	6.7	42.2	254.9	15.9	16.6
1983	7.2	35.2	269.9	20.5	13.0
1984	6.5	35.7	341.2	18.2	10.5
1985	6.7	31.1	252.5	21.5	12.3
1986	2.8	20.6	382.3	13.6	5.4
1987	3.7	30.1	424.4	12.3	7.1
1988	3.1	26.3	459.5	11.8	5.7
1989	4.3	37.4	492.9	11.5	7.6
1990	5.0	40.0	502.9	12.5	8.0

FUENTE: EIA, 1990

Crudo mexicano en Estados Unidos 74-90



47. MEXICO: RESERVAS Y PRODUCCION DE PETROLEO 1970-1990  
(Millones de barriles)

	RESERVAS		PRODUCCION		PRODUCCION ACUMULADA	R/p (2) IND. RESERV AÑOS (1980=100)
	TOTALES DE HIDROCARBUROS	T.C.A. %	TOTAL DE (*) HIDROCARBUROS	T.C.A. %		
1970	5568	---	304	---	6194	18 9.3
1971	5428	-2.51	298	-1.97	6492	18 9.0
1972	5388	-0.74	309	3.69	6801	17 9.0
1973	5432	0.82	318	2.91	7119	17 9.0
1974	5773	6.28	379	19.18	7498	15 9.6
1975	6338	9.79	439	15.83	7937	14 10.5
1976	11160	76.08	469	6.83	8406	24 18.6
1977	16002	43.39	533	13.65	8939	30 26.6
1978	40194	151.18	658	23.45	9597	61 66.8
1979	45803	13.95	785	19.30	10382	58 76.2
1980	60126	31.27	1015	29.30	11397	59 100.0
1981	72008	19.76	1199	18.13	12596	60 119.8
1982	72008	0.00	1372	14.43	13968	52 119.8
1983	72500	0.68	1338	-2.48	15306	54 120.6
1984	71750	-1.03	1325	-0.97	16631	54 119.3
1985	70900	-1.18	1317	-0.60	17948	54 117.9
1986	70000	-1.27	1283	-2.58	19231	55 116.4
1987	69000	-1.43	1329	3.59	20560	52 114.8
1988	67600	-2.03	1248	-6.09	21808	54 112.4
1989	66450	-1.70	1258	0.80	23066	53 110.5
1990	65500	-1.43	1312	4.29	24378	50 108.9

(1) Incluye crudo, condensado, líquidos del gas natural y gas seco equivalente a crudo.

(2) R/P cociente de las reservas probadas en cada año, entre la producción anual de hidrocarburos del mismo año.

FUENTE: Anuario Estadístico y Memoria de Labores 1990, PEMEX.



### CAPITULO III

## LOS COSTOS DE PRODUCCION DEL CRUDO MEXICANO

### III. Los costos de producción del crudo mexicano

#### Introducción.

Elaborar una estimación verosímil de los costos de producción de petróleo en México y en el mundo supone conocer con el mayor detalle posible, precisamente, la magnitud y la evolución de los elementos que conforman o constituyen este costo de producción.

En el caso de la industria petrolera es preciso incorporar no solamente los elementos que intervienen en la explotación directa del crudo en las plataformas -en tierra adentro (onshore) o en el mar (offshore)-, sino también los gastos de las actividades de prospección y exploración, aunque no sólo de aquellas orientadas al descubrimiento de la reserva a explotar sino también de aquella que buscan reservas capaces de sustituir a estas una vez que se hayan explotado.

En este sentido el concepto de costos al que aquí nos referimos se relaciona directamente con el de reserva probada, que es el volumen estimado de todos los líquidos estadísticamente definidos como petróleo crudo (o simplemente crudo) que según los datos de geología y de ingeniería se considera con razonable certidumbre que pueden ser recuperables en el futuro próximo de los yacimientos, en las condiciones técnicas y económicas existentes en el momento de ser estimadas.

Así, el costo total de producción del petróleo crudo se constituye con la suma de los costos de las actividades de prospección y exploración destinadas a descubrir un barril de crudo (recuperable en el momento actual o en el futuro próximo).

más los costos de las actividades de desarrollo orientadas a cuantificar las reservas más, finalmente, los costos de las actividades de explotación orientadas a extraer dicho barril.<sup>1</sup>

Hemos de mencionar desde las primeras líneas de este capítulo que aquí reducimos nuestro análisis al estudio de los costos directos de producción, considerando como tales (según precisamos más adelante), a aquellos que se realizan exclusivamente en las actividades productivas de la fase primaria petrolera y que tienen la composición indicada :exploración, desarrollo y explotación, de los yacimientos petroleros. Por tanto no se incluyen en este concepto ni los costos de transporte -que en ocasiones pueden ser tanto o más significativos que los del proceso de producción primaria, como sucede en la Unión Soviética-, ni los costos denominados indirectos, que incluyen los gastos financieros, los impuestos y los demás gastos vinculados con el funcionamiento general de la producción primaria de petróleo, pero no con el proceso productivo mismo. La determinación de estos costos directos de producción supone, entonces, una aproximación a las actividades de exploración y desarrollo y sus costos, y a los costos de equipamiento de los pozos petroleros para ponerlos a punto, es decir, para prepararlos para una producción cotidiana capaz de recuperar, en un periodo determinado, el volumen de reserva depositado en él.

---

<sup>1</sup>. Para analizar con detalle estos tres componentes puede consultarse a Bradley Paul G., The Economics of Crude Petroleum Production, North-Holland Publishing Company, Amsterdam 1967.

Para reconocer ese periodo de recuperación del vacimiento hablaremos de la reserva estática entendiendo por ella la relación entre el volumen de reservas de crudo depositadas en el y el volumen de crudo que de él se extrae: reservas /producción. concepto análogo al de la reserva estática de un país que relaciona, asimismo, el volumen nacional de crudo cuya existencia está probada y el volumen periódico que que en dicho país se explota.

Generalmente se habla de una reserva estática denominada, precisamente en años, dado que las reservas probadas están dadas en barriles de crudo (o de crudo equivalente) y la producción en barriles por año.

1. Costos de exploración, desarrollo y explotación en la industria petrolera.

En la determinación de los costos de producción del petróleo se indica, normalmente, una cantidad determinada a cargo de la parte de prospección y exploración, hablandose así de un costo de descubrimiento y desarrollo de reservas probadas de aceite y gas. La expresión más simple utilizada para describir este costo es la siguiente:

Costo de exploración y de reserva probada  
Costo de desc. y des. =-----  
Reserva probada incorporada

Se estima que esta parte constituye una parte importante del costo total de producción, por lo demás variable en virtud de que se incluyen actividades cuyos costos pueden comportarse de manera muy irregular<sup>2</sup>. Se trata de los costos ligados a los análisis iniciales que se realizan para evaluar el potencial de las zonas con posibilidades petroleras, análisis iniciales que incluyen un

<sup>2</sup>Para darnos una idea de lo irregular de estos costos basten mencionando las irregularidades en los costos de exploración y desarrollo de los yacimientos de petróleo y gas de Mississippi, Alabama en Estados Unidos. Por ejemplo para yacimientos del Eoceno Terciario se registraron costos por este concepto - exploración y desarrollo- de 38 dólares por barril; para el Cretácico Superior de 6.85 dólares; para el Cretácico Inferior de 6.37; y, finalmente, para el Jurásico de 23.13 dólares. Las estimaciones actuales de costos reconocen que un costo de descubrimiento cercano a los siete dólares por barril resulta competitivo a nivel actual de precios (15 a 20 dólares). (Cfr. Culbertson Verne L. WHAT ARE WE PAYING TO FIND OIL, GAS IN MISSISSIPPI, ALABAMA?, en Oil and Gas Journal, week of 7 May, 1990).

conjunto importante de trabajos de campo como los de geología superficial, de geología de reconocimiento y semidetalle, o como los trabajos de geoquímica, de sismología, de gravimetría, de magnetoteluría, de registro sísmico y de geología de subsuelo, suponiendo, además, mucho trabajo denominado de gabinete correspondientes a las áreas de geoquímica, de evaluación geológica y de integración e interpretación geofísica y geológica.

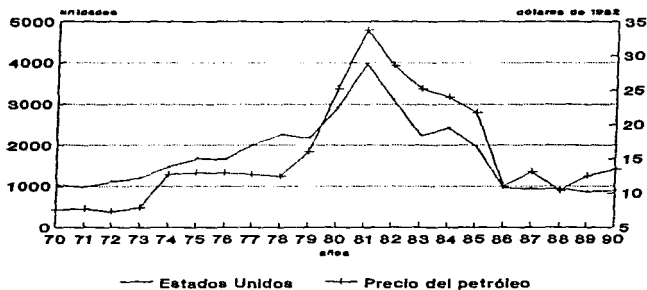
Gracias a este tipo de trabajos se determinan las localizaciones exploratorias que son la base para determinar las áreas específicas de perforación. Los trabajos en estas áreas exigen la utilización de drilling rigs, equipos de perforación de pozos exploratorios que constituyen la base de evaluación de las reservas.

En el mundo petrolero contemporáneo (1960 a 1990) estas actividades exploratorias han experimentado un comportamiento variable, vinculado estrechamente al comportamiento de los precios internacionales del crudo. La gran fase de ascenso de precios (1973-1981) impulsó la actividad exploratoria y la fase de descenso (1982-1986) evidentemente la desestimó. Solamente la ligerísima recuperación experimentada por los precios después del fatídico verano de 1986 ha permitida que no siga cayendo la actividad exploratoria e, incluso, en algunos casos es posible reconocer una ligerísima recuperación de las actividades exploratorias.

Para el caso de un petrolero tan importante -para todo el mundo y especialmente para México- como los Estados Unidos el nexo tan

estrecho entre la evolucion de precios y la utilización de equipos de perforación para exploración y desarrollo es evidente. (Ver grafica siguiente).

1.-EQUIPOS DE PERFORACION 1970-1990  
Estados Unidos

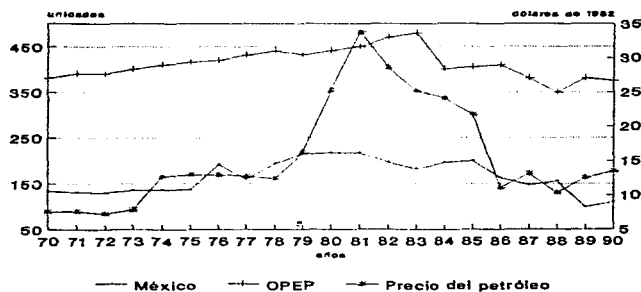


FUENTE: EIA, 1990

Por lo demás, la significación de la perforación en Estados Unidos es muy grande pues nunca ha sido inferior al 50 por ciento de los equipos totales en operación en el las economías de mercado (sin incluir a los países de economía centralmente planificada) e incluso en los años de lo que podemos llamar auge exploratorio (1979-1985), este país llegó a operar entre el 70 y el 80 por ciento de los equipos totales en funcionamiento. Y para el caso de México - que a lo más ha llegado a concentrar solamente el siete por ciento de los equipos de perforación de la industria petrolera internacional-, las fluctuaciones en el

comportamiento de las actividades exploratorias no ha tenido cambios tan drásticos como en el caso estadounidense: no obstante, el número de equipos destinados a la perforación de pozos, tanto de exploración como de desarrollo, también se ha visto fuertemente influenciada por el comportamiento de los precios internacionales del petróleo. En general todos los productores han experimentado cambios en sus actividades exploratorias vinculadas a los cambios de precios. Incluso -como se muestra en la gráfica siguiente-, la mismísima OPEP, que ha concentrado los últimos diez años entre el 10 y el 12 por ciento de los equipos de perforación, desestimó levemente sus actividades de prospección y exploración cuando dichos precios descendieron en el mercado mundial.

## 2-EQUIPOS DE PERFORACION 1970-1990 México y OPEP



FUENTE: EIA, PEMEX, 1990



Como puede verse en la anterior grafica, los paises exportadores agrupados en la OPEP experimentaron cambios menos drasticos en sus actividades de exploracion: la variacion de precios les ha afectado menos, podemos decirlo asi, aunque la razon de fondo ha sido la alta maniobrabilidad de sus campos de explotacion y sus vacimientos, en virtud de la enorme fertilidad que tienen, en promedio notablemente superior a la del resto del mundo, sobre todo para el caso de los paises del Golfo Persico, zona tradicionalmente conflictiva en virtud de que, como hemos indicado en el anterior capitulo, concentra no sólo las reservas más abundantes del mundo sino las reservas de mayor calidad y de menor costo de producción.

Hay que notar, sin embargo y por paradójico que parezca, que el éxito exploratorio y el éxito del desarrollo de vacimientos se encuentra relativamente desligado al volumen de las actividades exploratorias: con pocos equipos se han descubierto vacimientos muy fértiles v. en ocasiones, muchos equipos no han permitido descubrimientos sustanciosos.

Para el caso de nuestro pais esto resulta más o menos evidente, pues a pesar de que el éxito exploratorio o de desarrollo (relación entre pozos productivos y pozos explorados o desarrollados) se ha mantenido constante o, incluso, se ha elevado, el número total de equipos destinados a estas actividades ha disminuido drasticamente, principalmente a partir del año de 1982.

4.-PERFORACION DE POZOS Y EXPLOTACION DE CAMPOS, MEXICO:1977-1990

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Perf.	317	337	422	274	311	248	303	393	172	101	132	82
Term.	307	333	432	405	353	305	192	287	145	121	144	123
Expl..84	83	83	63	65	61	58	69	63	67	37	33	42
Prod.	29	30	35	24	18	17	14	13	21	8	6	14
Exito(%)34	36	42	36	27	27	24	27	32	29	19	19	33
Desa.	223	250	349	242	288	244	124	219	178	76	111	91
Prod.	173	203	291	297	237	214	190	171	142	61	90	62
Exito(%)77	21	83	86	82	87	84	73	74	91	81	81	77
Equipos194	214	217	217	197	182	195	200	163	146	155	99	
Km.Per.	914	975	251	1261	1023	861	1023	1111	677	487	464	344
Pf.Pr.2883	2519	2964	3271	3289	3471	3292	3666	3913	3859	3515	4195	
Cm.Desc	20	25	34	21	18	17	10	7	10	3	2	10
Acceite	11	17	28	10	10	11	10	5	4	2	2	6
Gas	9	8	6	11	3	6	0	2	6	1	0	4
C.Prod.256	298	323	323	328	294	283	269	284	305	305	315	
P.Exp.4309	4390	4706	4621	4350	4349	4454	4211	4627	4772	4462	4740	
Produc.659	785	1015	1199	1372	1338	1325	1317	1283	1329	1248	1258	
Fert.	419	489	590	710	864	842	815	856	759	762	766	727

FUENTE: Elaborado con datos de diversas memorias de Pemex.1990.

Nota: La profundidad promedio (Pf.Pr.) está dada en kilómetros por pozo. Y la fertilidad (fert.) en barriles de hidrocarburos líquidos por cada pozo al día. Cm.Desc:campos descubiertos. C.Prod.Campos Productivos.

Como puede verificarse en el cuadro anterior, en nuestro país la actividad exploratoria más intensa se registró en los años sesenta y solamente hasta principios de los setenta -con un menor número de equipos- se accedió al enorme potencial petrolero que hoy tiene situado a nuestro país como la octava reserva de crudo más importante del mundo (quinta en cuanto a hidrocarburos líquidos totales). Así, descubrimos que para México la magnitud absoluta de las actividades exploratorias -que aquí hemos asociado al número de equipos en funcionamiento, pero que debe vincularse al número de pozos y a la cantidad de kilómetros

perforados-, evoluciono de manera descendente desde 1973, elevándose, en cambio, la profundidad promedio de los pozos, tanto exploratorios como de desarrollo -impulsando con ello la elevación de costos de producción-, aunque aumentando también de manera muy importante el volumen total de reservas -frenando, así, dicha la elevación de costos que hemos indicado antes-.

Es notorio, entonces, el éxito de la exploración en México durante los años setenta, éxito que culminó, precisamente en los años de 1980 y 1981 vispera de la gran caída petrolera que lleva ya casi diez años, con el registro máximo de algunos indicadores muy importantes de la producción primaria petrolera. Se trata del número de pozos perforados (422), del número de pozos terminados (432), del número de pozos productivos localizados (35), del nivel del éxito exploratorio (42%), del número de pozos de desarrollo (349), y también del éxito exploratorio (42 %).

## 2. México en el marco de la fertilidad petrolera internacional

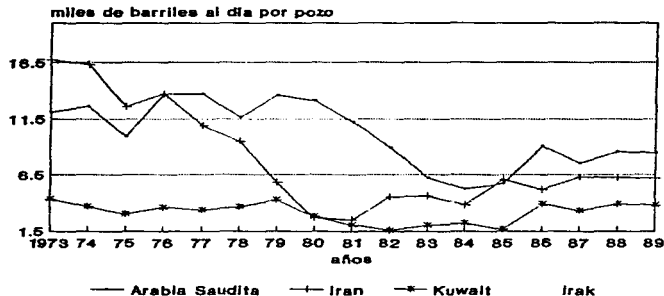
En el contexto de este notable impulso a las actividades exploratorias y de desarrollo de la industria petrolera mexicana experimentado después de los primeros años de la década de los setenta, Pemex fue desplegándose como una empresa muy importante capaz de mostrar no solo a México sino a todo el mundo, expresiones nitidas de una maduración productiva e indicadores también muy claros del enorme potencial natural que tenía bajo su responsabilidad.

Uno de esos indicadores, quizá el más importante, fue el de la fertilidad de los yacimientos petroleros mexicanos. Se trata de un indicador que empezó a ascender levemente en el año de 1973 y que a partir de 1979 experimentó un aumento muy acelerado que ubicó a nuestro país en condiciones muy ventajosas para competir en el mercado petrolero internacional, pues a pesar de que su fertilidad petrolera promedio era muy inferior a la de petroleros tan importantes como Arabia Saudita, Iraq, Irán, los Emiratos Arabes Unidos, Kuwait, entre otros, esta fertilidad era notablemente superior a la del país que empezó a recibir las principales remesas de crudo mexicano, los Estados Unidos e, incluso también superiores de un fuerte productor, abastecedor importante de los estadounidenses: Canadá.

En el panorama internacional la fertilidad petrolera es sumamente diversa. Tenemos zonas altamente fértiles como la del Golfo Pérsico en la que el rendimiento promedio se encuentra por encima de los 3 mil barriles al día por pozo, aunque para el caso de Arabia Saudita este rendimiento ha superado los 13 mil barriles

diarios por unidad productiva (1976 a 1980). Se trata, además, de una zona caracterizada, como veremos más adelante, por bajos costos de producción y una calidad muy alta de su crudo, que por lo demás requiere pocas unidades para su explotación. Por ejemplo, el gran productor de la zona -Arabia Saudita- solo ha requerido de unos 700 pozos en promedio entre 1973 y 1990 para lograr su impresionante producción. En otros casos, Irán, Kuwait e Irak, se han explotado respectivamente 500, 350 y 300 pozos en promedio los últimos veinte años.

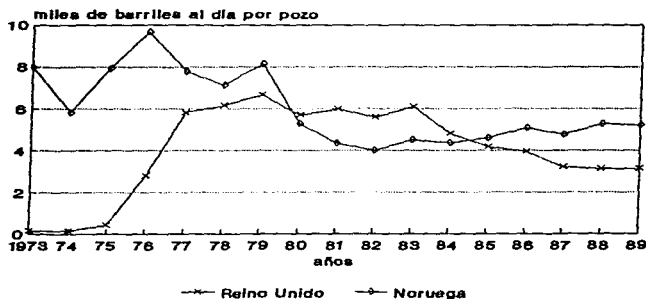
### 3.-Medio Oriente



Con rendimientos similares a los que han experimentado últimamente los productores de la zona del Pérsico, los dos grandes productores de la zona del Mar del Norte, el Reino Unido y Noruega, tienen la desventaja de explotar su petróleo

básicamente en una zona marina, de difícil acceso y difíciles condiciones meteorológicas y climatológicas, por lo que sus costos de producción tienden a ser mucho más elevados. No obstante se estos productores han requerido explotar relativamente pocos pozos para obtener su producción. En el caso del Reino Unido hablamos de no más de 700 pozos en los últimos años; y en el caso de Noruega solamente de 200 pozos.

#### 4.-Mar del Norte

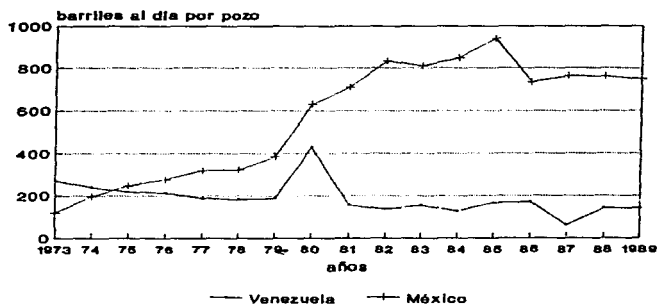


Para el caso de los grandes productores del continente americano, Canadá, Estados Unidos México y Venezuela, identificamos rendimientos muy inferiores, no sólo respecto a la zona del Golfo Persico sino, incluso, respecto al Mar del Norte. Sin embargo, al menos para el caso de Venezuela y México (en el caso de nuestro país hemos presentado antes los rendimientos), las

fertilidad de los yacimientos es mucho mayor que la de Canadá y Estados Unidos, América Latina.

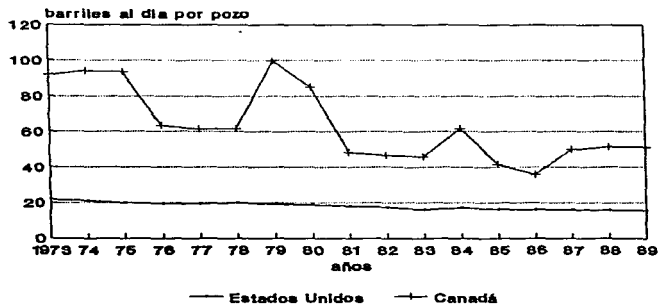
En México y Venezuela, sin embargo, se ha requerido la explotación de varios millares de pozos, cerca de 4 mil en México y más de 12 mil en Venezuela. Los rendimientos expresan, entonces, la realidad de unos yacimientos muchísimo menos fértiles que las dos zonas arriba mencionadas (Pérsico y Mar del Norte). No obstante en estos dos países se tienen costos de producción muy inferiores a los de Canadá y Estados Unidos en virtud de que en estos últimos países se requieren, también respectivamente, cerca de 40 mil y más de 600 mil pozos para los importantes volúmenes de crudo y condensados que se producen.

### 5.-América Latina



El caso más dramático -para usar un término sencillo y benévolo- es, indudablemente, el de Estados Unidos, pues no puede menos que utilizar medio millón de pozos, correspondientes ultimamete al 70 por ciento de los pozos productivos del mundo, para producir solamente entre el 12 y el 15 por ciento del crudo mundial.

### 6.-América del Norte



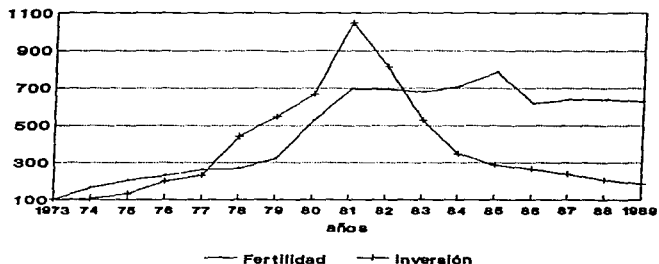
Otro caso que podríamos considerar también dramático es el de la Unión Soviética. En este país, primer productor mundial con cerca del 17 por ciento del crudo mundial, se explotan cerca de 150 mil pozos petroleros, con rendimientos aproximados a los 85 barriles al día por pozo, por lo que sus costos resultan también muy altos respecto a los del Pérsico, pero también respecto al Mar del Norte y a los productores de América Latina.

Y más específicamente en cuanto a México hemos de mencionar que en los años sesenta, la fertilidad petrolera mexicana era de apenas unos escasos 180 barriles al día por pozo: pero para el



año de 1978 ya se había arribado a un importante nivel de 418 barriles al día por pozo; y para 1982 se alcanzó la máxima fertilidad que hayan registrado en promedio los yacimientos mexicanos -864 barriles-, rendimiento que sin embargo ha tendido a disminuir ligeramente por el absurdo proceso de sobreexplotación de los yacimientos del que hemos hecho mención antes y que ilustramos más detalladamente unas líneas más adelante. (Véase gráfica siguiente).

**7.-Fertilidad petrolera e inversión  
Producción primaria de México 73-89.  
(1973=100)**



FUENTE: Pemex, 1990

Sin embargo, como ya anotamos en el capítulo anterior, el dinamismo petrolero mexicano que a la par que permitió el incremento de la producción y de los rendimientos se fue traduciendo en una importante tendencia a la sobreexplotación de los yacimientos obedeció, indudablemente y de manera primordial, a la lógica de un mercado que presionaba para el abastecimiento seguro de crudo y que al experimentar un proceso acelerado de

elevación de precios permitía, asimismo, un proceso similarmente acelerado de elevación de los costos marginales de producción. Es muy difícil demostrar que la explotación intensiva del petróleo mexicano obedeció casi exclusivamente a las necesidades de la población o, al menos, a los requerimientos de la reestructuración y el fortalecimiento de la economía mexicana. No estamos insinuando que no se lograron algunos beneficios con el boom petrolero. Pero en la medida que la economía mexicana experimentaba desde 1971 y 1972 evidentes signos de agotamiento y urgencia de una reorganización financiera, productiva y comercial, los recursos petroleros debieron destinarse a dicho objeto y no a generar, como de hecho sucedió, un auge ficticio que inhibió la reorganización productiva, el desarrollo de la innovación tecnológica y la adaptación creciente a una economía mundial cada vez más abierta y más interrelacionada. Pero el auge petrolero también retrasó la reorganización, refundacionalización o reforma del Estado mexicano, que simialrmente desde los primeros años de la década de los setenta había dado muestras de requerir una transformación de fondo. Sólo de paso hemos de recordar que el volumen global de recursos petroleros captados por México entre 1978 y 1982 fue de aproximadamente 100 mil millones de dólares de los cuales el 95 por ciento provinieron de la exportación de productos primarios, básicamente crudo, aunque durante los años de 1978 a 1981 también se exportó un volumen importante de gas. Pero lo que quisiéramos explicar aquí es el origen de estos importantes recursos, pues aunque una parte importante de estos

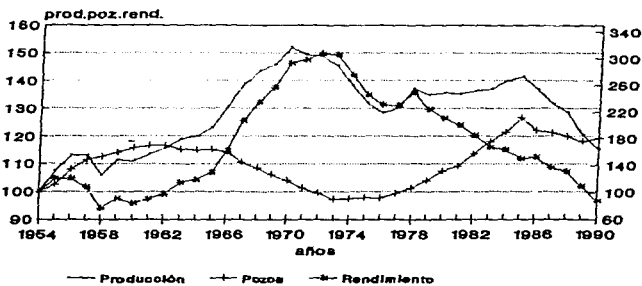
recursos proviene, como en todas las actividades económicas, de la valorización o rentabilidad de las inversiones, la parte más importante de los recursos captados por la exportación de crudo (al igual que acontece en toda exportación de productos cuyo proceso productivo está directamente ligado a la utilización de recursos naturales) surge de los menores costos de producción del crudo y los hidrocarburos mexicanos, comparados con los costos de los productores marginales más significativos (más caros y de mayor producción) cuyo ingreso al mercado petrolero fue posible merced a la impresionante elevación de precios.

Estamos pensando, sin lugar a dudas y como ya habíamos sugerido antes en los grandes productores marginales del mercado petrolero internacional: Estados Unidos, la Unión Soviética, Gran Bretaña y Noruega, principalmente, que a partir de 1973 ampliaron de manera importante su producción, gracias a la elevación de precios que hizo rentable a un número importante de sus yacimientos.

Como hemos mencionado también antes, la fertilidad promedio de estos productores es sumamente baja comparada no sólo con México sino, sobre todo, con los grandes petroleros del Pérsico. Y en el caso del Mar del Norte, pese a la fertilidad alta se registran costos elevados por lo difícil de las condiciones de explotación, como también antes hemos mencionado.

Un caso particular de muchísima relevancia para nuestro país es el de los Estados Unidos. Este país tiene la desgracia de tener una bajísima fertilidad en promedio en sus pozos, situación que no es nueva pues desde hace muchísimos años se ha registrado este bajo rendimiento. (Ver gráfica).

### 3.-Petróleo en Estados Unidos 1954-1990 (1954=100)



FUENTE: EIA, 1990

Se trata, sin lugar a dudas, de un caso que dramático, pues siendo los segundos productores mundiales de crudo en el mundo con una participación fluctuante entre el 12 y el 15 por ciento los últimos años (la Unión Soviética participa con un promedio de entre 17 y 19 por ciento también los últimos años), tienen la fertilidad promedio más baja del mundo: 13 barriles al día por pozo los últimos años). Así, el panorama petrolero estadounidense -por el peso y la importancia de Estados Unidos en el mercado petrolero y en la economía mundial- se convierte en un lastre para la economía mundial, pues no sólo no tienen petróleo suficiente para su gran consumo sino que el que tienen lo extraen con una bajísima productividad y con altos costos de producción.

### 3.Una aproximación a los costos internacionales de producción de crudo.

Durante el año de 1982 en los Estados Unidos el costo promedio de perforación y equipamiento de un pozo petrolero (productor de crudo y condensado) fue de 347 mil dólares; por eso, si consideramos que en ese año de 1982 se encontraban en explotación 580 mil pozos, a valor presente de 1982 estos activos representaban un monto global de 200 mil millones de dólares para producir exactamente 8,649 millones de barriles al día, correspondiendo a cada pozo un rendimiento diario de 14.9 barriles .

Pero, además, considerando que en ese año los Estados Unidos tenían un volumen global de reservas de 27.9 millones de barriles recuperables en el mejor de los casos con el número de pozos existente en un periodo de ocho años -dada la relación reservas/producción-, tendremos que simplemente por el costo de equipamiento de cada pozo se amortiza anualmente en cada barril de crudo que se produce diariamente la cantidad de 7.22 dólares. Sin embargo, para estimar lo que serían, en promedio, los mínimos costos directos de producción<sup>3</sup>, habría que pensar en un plazo de amortización que puede ubicarse entre los cinco o siete años. Esto

---

<sup>3</sup>.-No se incluyen aquí un conjunto de costos o gastos que aquí consideraremos indirectos, como las cargas financieras, los gastos corrientes no productivos y, desde luego, los impuestos. Todos estos costos no son sino participaciones del excedente generado en la rama petrolera, pero no pueden ser considerados, en la perspectiva que asumimos en este trabajo, como costos directos de producción.

nos permite tener una buena aproximación los costos de producción de crudo en Estados Unidos -los más caros del mundo- sumando a la amortización resultante (tomando cinco, seis o siete años) los costos de las actividades y los estudios de prospección, por una parte, pero por otra también los costos operativos de explotación para obtener dichos costos directos de producción como un resultado de la suma de depreciación de los activos fijos de las actividades de exploración y explotación, el costo de los materiales, la energía, y los servicios utilizados para la producción primaria y, finalmente, los salarios y las remuneraciones de los trabajadores.

Tomando los datos que proporciona el Departamento de Energía de los Estados Unidos respecto al costo anual de los pozos perforados, tanto de exploración como de desarrollo y su equipamiento respectivo, es posible establecer una tendencia general de los costos que, como hemos dicho antes, sería el mínimo promedio para los yacimientos de los Estados Unidos, considerando, como es posible, que la depreciación representa no menos del 70 por ciento de los costos totales. (En México no ha sido inferior al 67 por ciento)

Así, el costo quedaría descrito por la siguiente expresión:

**COSTO DE PRODUCCION = Depreciación+Consumos Intermedios+Salarios.**

Y, consecuentemente, el precio por esta otra:

## PRECIO=COSTO DIRECTO DE PRODUCCION + GANANCIA

Y de acuerdo a la perspectiva asumida, en las ganancias estarían comprendidas las ganancias industriales, las ganancias comerciales, las ganancias bancarias originadas por pagos de créditos y financiamientos, las ganancias de accionistas y, en general, los gastos no ligados a la producción directamente.

Con esto obtendríamos para el caso de los Estados Unidos un costo de producción que se ubicaría en un promedio de entre 14 y 18 dólares de 1982, precisamente en los años del boom petrolero (1978-1981), según consideremos la participación del costo de los pozos en el costo total (60 o 70 por ciento) y el plazo de amortización. Se trata, incluso, de un costo conservador, pues la recuperación de crudo en Estados Unidos ha ido exigiendo la incorporación de inyección de agua y otros métodos secundarios de explotación petrolera y la perforación horizontal, actividades que todavía son costosas.

Ahora bien, si hacemos este mismo cálculo para el periodo comprendido entre los años 1960 a 1990, el rango de oscilación de precios se ubicaría, en dólares constantes de 1982, entre los 6 y los 19 dólares constantes de 1982, aunque a nivel del comportamiento tendencial, los costos promedio de producción mostrarían un ligerísimo descenso de 1960 a 1971, seguido de un rápido ascenso entre el 1971 y 1982, para luego experimentar, nuevamente, una leve disminución entre este último año y el año de 1990 ligada, como puede verse en las gráficas

correspondientes, a la incorporación de pozos y yacimientos, derivada a su vez de la elevación brutal de precios experimentada en el periodo.

2-COSTOS	DE	PRODUCCION		DEL	CRUDO	EN	ESTADOS	UNIDOS	1960-1988
Año	Poz (un)	Prod mbd	Ren bdp	Cost. D182	Cost5 d82/b	Cos6 d/b	Cos7 d/b	Precio d/b	
1960	591	7035	11.9	169.1	11.12	9.26	7.94	9.32	
1961	595	7183	12.1	164.4	10.66	8.89	7.62	9.26	
1962	596	7332	12.3	170.0	10.82	9.01	7.73	9.09	
1963	589	7542	12.8	159.9	9.78	8.15	6.98	8.92	
1964	588	7614	12.9	153.9	9.30	7.75	6.64	8.75	
1965	589	7804	13.2	167.6	9.90	8.25	7.07	8.46	
1966	583	8295	14.2	177.7	9.78	8.15	6.98	8.23	
1967	565	8810	15.6	185.5	9.31	7.76	6.65	8.13	
1968	554	9096	16.4	209.7	10.00	8.33	7.14	7.80	
1969	542	9238	17.0	217.2	9.98	8.31	7.13	7.76	
1970	531	9637	18.1	206.4	8.90	7.42	6.36	7.57	
1971	517	9463	18.3	176.6	7.55	6.29	5.39	7.64	
1972	508	9441	18.6	201.1	8.47	7.06	6.05	7.29	
1973	497	9208	18.5	209.6	8.86	7.38	6.33	7.86	
1974	498	8774	17.6	204.1	9.07	7.56	6.48	12.7	
1975	500	8375	16.8	233.7	10.92	9.10	7.80	12.93	
1976	499	8132	16.3	239.5	11.50	9.59	8.22	12.98	
1977	507	8245	16.3	252.6	12.16	10.13	8.69	12.7	
1978	517	8707	16.8	286.0	13.39	11.16	9.56	12.47	
1979	531	8552	16.1	309.3	15.03	12.53	10.74	16.08	
1980	548	8597	15.7	317.5	15.84	13.20	11.32	25.19	
1981	557	8572	15.4	357.8	18.20	15.17	13.00	33.80	
1982	580	8649	14.9	347.4	18.24	15.20	13.03	28.52	
1983	603	8688	14.4	273.2	14.84	12.37	10.60	25.21	
1984	621	8879	14.3	243.3	13.32	11.10	9.51	24.03	
1985	647	8971	13.9	243.9	13.77	11.47	9.83	21.72	
1986	623	8680	13.9	250.1	14.05	11.71	10.04	10.98	
1987	620	8349	13.5	209.6	12.18	10.15	8.70	13.12	
1988	612	8140	13.3	236.3	13.56	11.30	9.68	10.37	
1989	603	7613	12.6	229.6	14.23	11.86	10.17	12.55	
1990	610	7309	12.0	229.4	14.99	12.49	10.70	13.98	

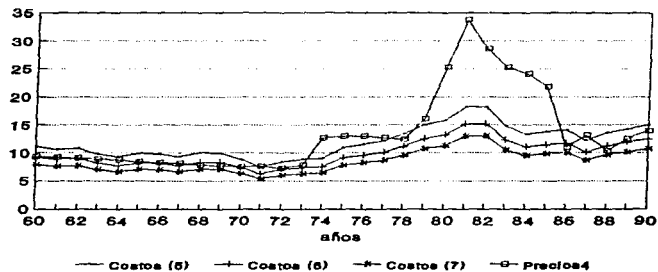
FUENTE: Elaborado con datos del EIA y estimaciones propias, 1990.

La grafica muestra de manera muy fiel este comportamiento de los costos, independientemente del nivel que, finalmente, se consiere pertinente, en nuestro caso el ligado a un periodo de rotación de



seis años, que permite eliminar pérdidas por la explotación primaria de crudo.

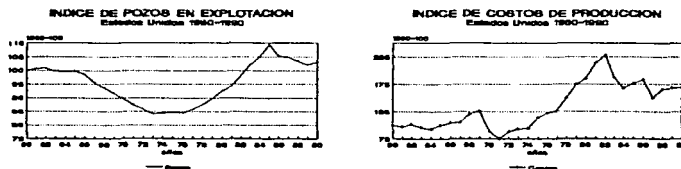
### 9.-COSTOS Y PRECIOS DE CRUDO:EEUU 1960-90 (Dólares de 1982)



FUENTE:Elaborado con datos de EIA  
y estimaciones propias, 1990.

Es muy importante notar que a partir de 1982 se registra una disminución de los costos directo promedio de producción de crudo estadounidense, en una interesante coincidencia -sobre todo después de 1983- con la disminución en el número de pozos en explotación ligada, sin lugar a dudas, al descenso drástico de precios.

#### 40.-EVOLUCION DE COSTOS Y POZOS EN EXPLOTACION Estados Unidos 1960-1990



FUENTE: Elaborados con datos de EIA, 1991

Este tipo de cálculos coincide con otras estimaciones realizadas por analistas internacionales en cuanto a los niveles y el comportamiento de los costos de producción en Estados Unidos; se trata de estimaciones que consideran, efectivamente, tanto la significación de la depreciación en los costos y la estructuración de estos, como los comportamientos en las diversas regiones productoras.

En un primer caso hay que mencionar el trabajo de D. J. H. Behling Jr (Petroleum Industry Capital Spending and its Financing, 1936-1985) presentado en el XII Congreso del Petróleo Mundial en Houston, Texas en abril de 1987, y según el cual el costo promedio para los años 1966-1985 de exploración y explotación del petróleo por regiones geográficas y en dólares constantes de 1982 estaría dado por el siguiente comportamiento.

**3.-COSTO PROMEDIO DE PRODUCCION DEL CRUDO 1966-1985**  
(dólares de 1982)

Estados Unidos	4.96
Canada	3.42
Europa	2.25
América Latina	1.53
Asia/Pacífico	1.44
Africa	0.72
<u>Medio Oriente</u>	<u>0.32</u>

FUENTE: Behling Jr., Op. Cit.

En un segundo caso tenemos las estimaciones del autor polaco Jan Danielewski, en su artículo Cost of production and prices of fossil fuels, (OPEC Review, An energy and development forum, Vol. XIII, No.2, Summer 1989), arriba a un resultado próximo al que hemos presentado, siguiendo un cálculo similar.

**4.-COSTOS DE PRODUCCION DEL CRUDO Y DEL GAS EN PAISES SELECCIONADOS**

(Dólares constantes de 1982)

	1973	1981	1982
Estados Unidos	3.63	14.40	14.64
Canadá	2.56	9.10	8.42
Venezuela	1.10	3.77	8.42
Resto de América	2.84	5.41	5.10
Europa Occid.	4.05	7.40	6.94
Africa	1.21	3.95	3.85
Asia y Oceanía	2.89	7.05	7.99
<u>Medio Oriente</u>	<u>0.39</u>	<u>1.67</u>	<u>1.66</u>

FUENTE: Danielewski Jan, Op.Cit.

En un tercer caso tenemos un conjunto de estimaciones sobre los costos directos promedio de producción del crudo en la industria petrolera internacional que nos proporcionan cifras similares, aunque preciso es insistir una vez más aquí que no hay una coincidencia plena respecto a los niveles de costos. Sin embargo

para el caso de las diferencias entre regiones si existe el consenso al que hemos aludido antes.

Un informe presentado por la compañía británica Company County Natwest WoodMac (CNWWM) a mediados del año de 1988 indicaba que en la zona del Mar del Norte había mucho más reservas que las estimadas hasta ese momento (15 mil millones de barriles) con costos marginales de producción ubicados en un rango de entre 3.76 y 4.52 dólares de 1988 por barril (3.10 y 3.73 en dólares de 1982)<sup>4</sup>.

En otros cálculos de costos restringidos a los costos de operación -sin incluir amortización ni, desde luego, costos financieros- realizados por Michael G. Renner (OPEC Review, Vol. XII, No. 1, Spring 1988, p.49 y ss.) se habla de costos promedio de operación de 5 dólares por barril para el 95 por ciento de las reservas del Mar del Norte y de 11 dólares para el 5 por ciento restante. (Respectivamente 4.12 y 9.1 dólares de 1982).

Una cuarta estimación complementaria, proporcionada por Jean Marie Martin, director del IEPJE (Institute d'Etudes Politiques et Juridiques de l'Énergie) de Grenoble, Francia ubicaba los costos directos promedio de producción para el año de 1988 en dos dólares para Arabia Saudita, 4 a 6 dólares para México; 8 a 11 dólares para el Mar del Norte; y 12 a 13 dólares para Brasil. (Respectivamente 1.65, 4.10, 7.40 y 10.30 dólares de 1982).

---

\*.Esto, precisamente, se trata en la siguiente parte de este trabajo. En ese informe se entiende el costo marginal en su concepción tradicional, es decir, aquél que se implica en la extracción de un barril mas de crudo suponiendo la capacidad instalada existente y los costos de operación existentes.

considerando, también respectivamente, costos de 2.5, 9 y 12.50 dólares de 1988)5.

En quinto término y finalmente el Petroleum Outlook de los Estados Unidos presentó en el año de 1989 una estimación de los costos de descubrimiento y desarrollo del crudo en los Estados Unidos y en otras partes del mundo, señalándose un rango variable de entre 4 y 15 dólares constantes de 1982 por barril, reconociendo también un punto máximo (en 1979 a diferencia de 1982) y un descenso a partir de dicho punto máximo como también lo presentan otras estimaciones.

Precisamente con apoyo en estas diversas evaluaciones y considerando el comportamiento de los rendimientos que hemos presentado, es posible concluir que, efectivamente, Estados Unidos y la Unión Soviética tienen los costos de producción más elevados de la industria petrolera, seguidos del Mar del Norte, luego de América Latina y, finalmente, de los países del Golfo Pérsico con los costos más bajos del mundo.

---

5. Para consultar estos datos véase Petroleum Economist, Diciembre de 1988, Vol.LV.No.12; OPEC Review, Primavera de 1988, Vol.XII, No.1; Martin J.M., Notas de Conferencia dictada en el IFAL, México, .Noviembre de 1988.

#### 4. Los costos de producción del crudo mexicano.

##### 4.1 Introducción: los rendimientos petroleros en 1990.

Con la apertura del Muro de Berlín y la reincorporación de los países de Europa Oriental al mercado mundial, a la concurrencia internacional, se pensó en los efectos inmediatos que podría generar la posible ampliación de la participación soviética en el mercado internacional. Ciertamente la Unión Soviética cuenta con el 6.6 por ciento de las reservas mundiales de crudo -las sextas del mundo-, pero se trata de un volumen que se recupera a costos sumamente elevados en comparación con los costos inferiores (Medio Oriente), con los costos medios (América Latina), incluso respecto al Mar del Norte que tiene costos elevados. Los costos de producción de la Unión Soviética sólo son equiparables a los de la zona productora más cara del mundo, los Estados Unidos.

-Un indicador de esta situación es la relación entre la producción anual de crudo y el número de pozos productivos en operación; se trata del indicador más inmediato de la eficiencia natural, del rendimiento o la fertilidad de los yacimientos, y en torno al cual se reconocen diferencias y características especiales e importantes.

A nivel mundial se puede hablar de una operación de casi 900 mil pozos con una producción diaria de 60.5 millones de barriles. De estos volúmenes de pozos y yacimientos la OPEP, con cerca de 25 mil pozos en funcionamiento, produjo 23.4 millones de barriles, lo que se traduce en un rendimiento promedio de 936 barriles al

día por cada pozo de los productores más importantes del mundo. Pero al interior de la OPEP tenemos los más altos rendimientos mundiales, pues Arabia Saudita produjo en el año de 1990 la cantidad de 6.3 millones de barriles al día utilizando solamente unos 600 pozos, lo que se tradujo en un rendimiento promedio de 10 mil 500 barriles al día. En cambio, la Unión Soviética y los Estados Unidos -primeros y segundo productor en 1990 con 11.4 y 7.3 millones respectivamente-, tuvieron que explotar, también respectivamente, 140 y 620 mil pozos con rendimientos promedio de 81 y 12 barriles diarios, aproximadamente. En el Mar del Norte, por cierto, se tienen rendimientos elevados; el Reino Unido produjo en 1990 un volumen aproximado de 1.820 millones diarios de crudo en cerca de 780 pozos con rendimiento promedio de 2,300 barriles en cada uno de ellos; y Noruega, con 230 pozos en funcionamiento produjo 1.620 millones de barriles diarios, lo que le da un rendimiento promedio de 7 mil barriles. Sin embargo, a pesar de estos altos rendimientos, la explotación mar adentro (offshore), especialmente en el Mar del Norte es sumamente costosa, por lo que sus precios promedio, sin ser los más elevados del mundo si se ubican en una franja superior al promedio, hoy ubicado en los productores latinoamericanos, México, Ecuador y Venezuela, principalmente, pues Brasil también tiene altos costos de recuperación.

México, explotó en el año de 1990 cerca de cuatro mil pozos, produciendo cada uno de ellos 637 barriles diarios, lo que hizo posible una producción anual de 2.548 millones de barriles al día

(la sexta del mundo después de la URSS, EEUU, Arabia Saudita, China e Irán).

El panorama de la fertilidad, como se puede notar, es sumamente heterogéneo, por ello la fortaleza petrolera no puede derivar, exclusivamente, de la posesión de un volumen de reservas. La posesión de grandes recursos no da fortaleza petrolera per se; es precios conjuntar reservas con fertilidad y con fuerza de mercado. El ejemplo más obvio de esa situación es, como ya esbozábamos, la Unión Soviética, que sólo teóricamente podría penetrar el mercado petrolero con más fuerza, pero sus bajos rendimientos, sus altos costos de recuperación y su lejanía de grandes centros consumidores -exceptuando Europa- le impide poder penetrar más el mercado, aunque también tiene severos obstáculos por su decaimiento productivo y su descapitalización.<sup>6</sup>

Nuestro país combina una eficiencia media importante (ciertamente no excepcional) con un volumen importante de reservas, además de una privilegiada ubicación -aunque compleja y riesgosa- por su cercanía con el consumidor de petróleo más importante del mundo. Por todo esto contará con una sólida posición petrolera en el futuro, en el que no se esperan sorpresas especiales a nivel de la evolución de costos, una evolución caracterizada por el descenso de los marginales, el ascenso de los medios -paulatino, aunque leve-, y el sostenimiento de los bajos.

6. Recientemente los soviéticos manifestaron su interés en que capitales extranjeros coadyuven en la recuperación de la industria petrolera soviética, señalada como máxima prioridad por el gobierno de Gorbachov. Cfr. Alponente Juan María, El petróleo soviético, abierto al capital extranjero, en El Nacional, 7 de diciembre de 1990, México.



Pero es importante notar y advertir, que Pemex no puede eludir la urgente responsabilidad de utilizar y optimizar sus ventajas naturales, impulsando aún más su eficiencia productiva y cuidando al máximo una renta petrolera a la que se ha accedido y todavía se accede, a través de una utilización cada vez más eficiente de ella.

Es precisamente el volumen de esta renta lo que resulta importante evaluar y reconocer, para sopesar en su justa dimensión la grave responsabilidad que ha comportado, precisamente, su utilización pasada y presente y, en definitiva, su uso futuro. Para ello resulta imprescindible, entonces, el establecimiento de una nivel y un comportamiento de los costos de producción del crudo mexicano y su comparación con los costos que hemos señalado como marginales, los de Estados Unidos.

#### 4.2 Los costos de producción del crudo mexicano.

En el marco de un dinamismo bastante irregular de los costos internacionales del crudo, la evolución de los costos de producción del crudo mexicano manifiestan tres grandes tendencias: una primera de elevación moderada registrada desde fines de los años sesenta hasta el año de 1973, al que le precedieron tres años de estabilidad de costos. Una segunda de descenso acelerado, vivida en los años del boom petrolero, es decir, entre 1974 y 1982. Y, finalmente, una tercera, nuevamente de elevación paulatina, de 1983 hasta 1990.

Estas tendencias se pueden descubrir atendiendo al comportamiento anual general de los tres componentes de los costos directos de producción: 1) los activos fijos de la producción primaria; 2) los componentes del consumo intermedio (materiales, materias auxiliares, energía, servicios productivos); 3) la masa salarial de la producción primaria petrolera.

Así, considerando estas variables (depreciación, consumo intermedio y salarios de la producción primaria), podemos elaborar una estimación sobre los costos directos, considerando, incluso, el gasto de Pemex en exploración.<sup>7</sup>

#### 4.2.1 Costos de exploración.

Para el caso de México los costos de exploración y desarrollo consideran tres conceptos : 1) costos de exploración, que incluye aquellos gastos relacionados con la evaluación primaria de un área

---

<sup>7</sup>. El primer tipo de estimación está ampliamente documentado en el trabajo realizado por Patricia Vázquez C., como tesis de licenciatura: Producción y costos en la fase primaria de la industria petrolera en México 1970-1986. En este trabajo se realiza un análisis del comportamiento de los activos de Pemex utilizados en la producción primaria y registrados en sus Estados Financieros. Se añade a la depreciación anual el monto del consumo intermedio y de la masa salarial registrada por la rama 6 del Sistema de Cuentas Nacionales (SCN) -Producción petrolera primaria-, y se prorratea el monto global entre los barriles de petróleo equivalente producido. Es importante notar que el SCN experimentó cambios después de 1980 y que solamente las cuentas más recientes permiten evaluar con mayor precisión los costos asignados estrictamente a la explotación primaria. En cuanto al registro de los gastos de exploración y desarrollo en Pemex, hemos seguido el trabajo de Domínguez Vargas, Guillermo, Costos de descubrimiento y desarrollo de reservas probadas de hidrocarburos en México, 1955-1984, en Revista de Ingeniería Petrolera, febrero de 1987, México.

de estudio; 2) **costos de desarrollo**, que considera los costos implicados en la determinación de la magnitud de las reservas e incluye las instalaciones de producción necesarias para comprobar la cantidad de crudo existente en el yacimiento; 3) **costos de servicios**, en el que se comprenden los apoyos necesarios para la etapa de exploración y desarrollo.

En este marco conceptual se han calculado los costos implicados en el descubrimiento y el desarrollo de cada barril de crudo de las reservas probadas de hidrocarburos durante los años del periodo 1967-1984, concluyéndose que por este concepto se experimentó el siguiente comportamiento:

<u>Periodo</u>	<u>Costo</u>
1967-1970	1.03 dll.
1971-1975	1.63 dll.
1976-1980	0.41 dll.
1981-1984	2.81 dll.

FUENTE:Elaborada con datos de Vargas G.,Op.Cit.(1987).

Esta estimación de los costos de descubrimiento y desarrollo incluye, entonces, los costos implicados tanto en la búsqueda y la determinación de la magnitud de las reservas, como los costos de las actividades orientadas a preparar la explotación final de los yacimientos. Los costos de explotación implicaran, por lo tanto, el equipamiento final de los pozos y los elementos superficiales para la extracción del crudo a la boca del pozo.

---

\*.Consúltese a Dominguez Vargas, Guillermo, Costos de Descubrimiento y Desarrollo de Reservas Probadas de Hidrocarburos en México 1965-1984, en Ingeniería Petrolera, México febrero de 1987.

En virtud de esta diferenciación, los costos de producción primaria totales deben considerar el valor total de los activos o equipo involucrados en las tres actividades (exploración, desarrollo y explotación) -reconociendo su depreciación, amortización o rotación anual-, los costos diversos de materiales y, finalmente, los costos de la mano de obra involucrada en las tres actividades.

Completar la estimación de estos costos supone, por tanto, evaluar el volumen de los activos, su tasa de rotación, lo que podemos denominar consumos intermedios y, finalmente, la masa salarial implicada en las actividades realizadas en un periodo de referencia determinado<sup>9</sup>. Una aproximación a esta evaluación se puede realizar utilizando los datos del Sistema de Cuentas Nacionales para la rama 06, que corresponde precisamente a la producción primaria de crudo y de gas.<sup>10</sup>

#### 4.2.2 Activos, reservas, producción y costos: una estimación de costos de producción.

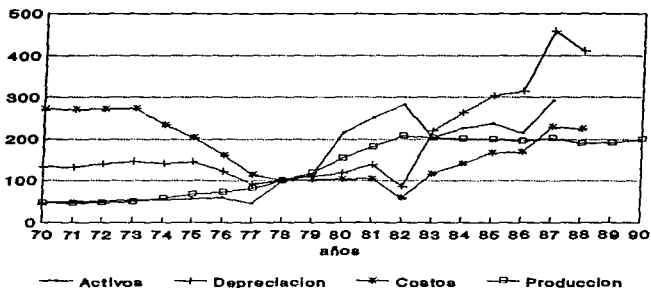
---

9. En este trabajo hemos considerado un año como el periodo de reconocimiento del volumen de activos depreciados.

10. Las cuentas nacionales proporcionan datos más precisos a partir de 1986, con series originadas en 1980, en virtud de que se han desprendido de la rama 06 (producción primaria de petróleo) diversas actividades correspondientes a otras esferas económicas como la del transporte, la del comercio, la de los servicios médicos, entre otras. Sin embargo, como estimación preliminar es posible la utilización de las series estadísticas anteriores al año de 1986.

El dinamismo particular de los acervos de capital destinados a la producción primaria de crudo y gas ha experimentado los últimos treinta años tres comportamientos diferenciados. Hasta el año de 1978 es posible reconocer una gran estabilidad a pesar de los incrementos de la inversión experimentados desde 1974. Luego se reconoce un crecimiento real acelerado hasta el año de 1982, crecimiento que se estabiliza dos o tres años para luego experimentar nuevamente un ascenso al que sigue una severa caída a partir de 1988 hasta el año de 1990.

#### 11.-MEXICO:INDICADORES DE COSTOS 1978=100

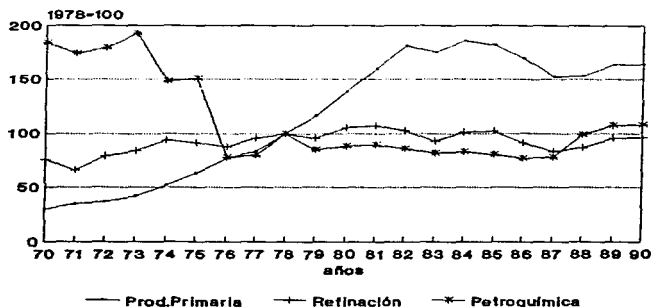


FUENTE: Elaboración con datos oficiales.

Se trata del reflejo evidente del dinamismo de la inversión, que ha experimentado un comportamiento análogo, y cuyos efectos más nocivos (sobreacumulación de activos) no se notan sino hasta el año de 1982, precisamente cuando empieza a disminuir la relación entre el excedente de explotación petrolera generado en la producción primaria y el valor de los acervos de capital y,

también, cuando se estanca la productividad física de la explotación petrolera.

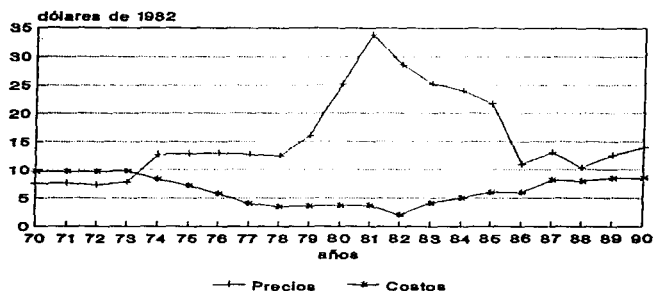
### 12-PRODUCTIVIDAD PETROLERA 1970-1990



FUENTE: Elaborado con datos de PEMEX, 1991

De 1970 a 1977 identificamos un comportamiento estable de los acervos de capital en su valor monetario internacionalizado (dólares), comportamiento que se ve acompañado de una estabilidad relativa de costos, situándose el promedio de estos entre 1971 y 1975 en 9 dólares constantes de 1982. Pero a partir de que empiezan a hacerse sentir los efectos de las grandes inversiones (1974), los costos tienden a disminuir de manera importante, apoyados de manera primordial en el notable crecimiento del rendimiento petrolero, que de 1977 a 1980 se duplicó, arribando a su máximo histórico en el año de 1985, año en que empieza a derecer, acompañado de un aumento importante en los costos directos de producción.

### 13.-COSTOS Y PRECIOS DEL CRUDO 1970-1990 México



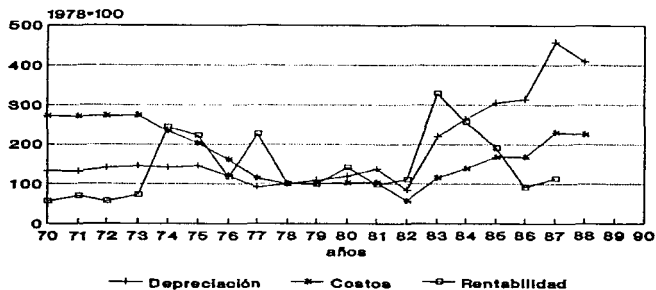
FUENTE: Elaboración con datos oficiales.

Este comportamiento de los costos se expresa, en dólares constantes de 1982, en niveles promedio de nueve dólares entre 1971 y 1975; de cinco dólares entre 1975 y 1978; de tres entre 1978 y 1982, en pleno auge petrolero y, finalmente, de seis dólares entre 1983 y 1989. Hay que notar, sin embargo, que los ascensos recientes obedecen más a una política de depreciación acelerada que disminuye renta pero incrementa ganancia global al disminuir aceleradamente el valor total de los activos, hecho que se impulsó después del estallido económico de 1982 y que se aceleró con la caída de la inversión en ese periodo.

Sin embargo, este comportamiento corresponde no sólo a la evolución de los activos, sino de manera primordial y como ya anotábamos antes, al comportamiento de la tasa de depreciación, pues partiendo de tasas superiores al 50 por ciento entre 1971 y 1977 se arriba a porcentajes bajos, inferiores al 25 por ciento, entre 1978 y 1983, para terminar el periodo de referencia

nuevamente con tasas de depreciación superiores al 30 y hasta el 35 por ciento.

#### 14.-INDICES DE RENTABILIDAD PETROLERA México 1970-1990



FUENTE:Elaborada con datos de Pemex,1991

Un análisis de los activos que considerara tasas de depreciación estables del 25 por ciento (aceptables en la industria petrolera), nos conduciría a hablar de costos promedio para el periodo de 4 a 6 dólares corrientes, lo que ciertamente correspondería más a una realidad capaz de captar, como se indica más adelante, un volumen sustancioso de la renta petrolera internacional.

#### 4.2.3 Costos, rentas y competencia.

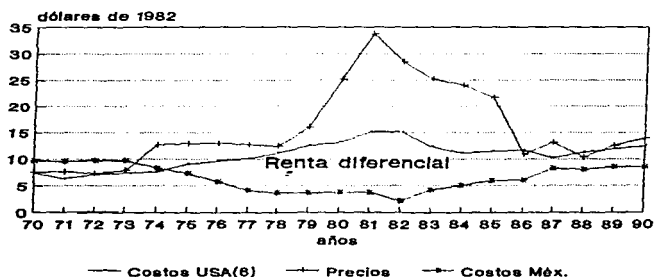
Efectivamente, simplemente considerando la diferencia de costos de producción entre México y Estados Unidos y suponiendo, como lo hemos venido haciendo, que los costos estadounidenses son los



marginales, podemos imaginar un volumen total de renta captada entre los años 1975 y 1990 en que Mexico ha sido un importante exportador de crudo de 38 mil millones de dólares constantes de 1982, lo que equivale a valor presenta a cerca de 58 mil millones de dolares del total captado por nuestro pais por concepto de exportacion de petroleo exclusivamente.

Los años de mayor captación de renta coinciden, efectivamente, con los años de elevación de precios. Pero no es esta elevación la que impulsa el crecimiento de la renta sino, precisamente, la elevación de los costos de producción marginales, posibilitados, ciertamente, por la elevación de precios, a su vez explicada tanto por el dinamismo de la demanda internacional de petróleo como por la elevación de los costos de producción experimentada en los años del boom petrolero.

### 15.-COSTOS DE PRODUCCION DEL CRUDO 1970-1990 México y Estados Unidos (Rotación 6 años)



FUENTE: Elaboración con datos oficiales.

El año de mayor captación de renta fué 1982, con un volumen no inferior a los siete mil millones de dolares, bajo el supuesto del nivel de costos estadounidenses que hemos presentado antes.

Y el año de menor captación de renta fue el de 1987, debido a la conjunción de una baja cotización de precios que hace salir a productores caros y a una elevación de los costos de producción en nuestro país (Véase Cuadro del anexo estadístico).

Comparando, entonces, la evolución de los costos mexicanos con los de Estados Unidos, obtenemos el resultado que se muestra en la gráfica anterior, y que permite reconocer la interrelación tan grande que se establece entre el nivel de demanda, los precios, los costos y el volumen de excedente diferencial -renta petrolera- al que se puede acceder.

Es evidente que México ha resistido la presión del mercado, la fuerza de la concurrencia merced a tres fenómenos principales: su rendimiento promedio notablemente superior a los Estados Unidos; el impulso descendente de los costos y su elevación moderada; y, finalmente, su ubicación y su cercanía respecto a la mayor economía del mundo.

Pero este dinamismo petrolero, más específicamente, este dinamismo rentista posibilitó también una política de fuerte especulación durante los años del auge petrolero e inhibió el desarrollo tecnológico y la reorganización industrial al impulsar el dinamismo productivo relativo que se ha vivido de 1982 a 1989 sobre la base de bajos salarios, energéticos subsidiados y tipo de cambio también subsidiado con los fondos de la renta petrolera internacional que todavía hoy capta nuestro país a pesar de toda

la retracción productiva en que se encuentra Pemex, básicamente proque a la elevación de costos de producción acompañó el descubrimiento de yacimientos riquísimos en la Sonda de Campeche (Cantarell, Abkatun, Ku, Pol, Chuc e Ixtoc) con una fertilidad cercana a los ocho mil barriles diarios (promedio similar al del Pérsico) y que han permitido sostener una plataforma de exportación capaz de alimentar la reorganización de la economía, con muchísimos riesgos y desventajas, pero también con un éxito impresionante, principalmente en cuanto al dinamismo que alcanzó al extroversión de la economía, es decir, el desarrollo del sector externo a través de un impulso firme a las denominadas exportaciones no petroleras que, como tratamos de mostrar más adelante, han sido impulsadas de manera firme por el respaldo de esa renta que la bondad de los yacimientos, sobre todo de Campeche, ha posibilitado.

México, entonces, ha accedido durante más de diez años a un volumen muy importante de recursos por la exportación de crudo, y parte de esos recursos obedece, exclusivamente, a los menores costos de producción de nuestro país respecto a los productores marginales. Pero se trata tanto de una fertilidad natural cuanto de un rendimiento inducido que es preciso conservar y profundizar mediante una explotación más racional de nuestros hidrocarburos y un apoyo firme, prioritario, por lo demás, a esta noble esfera petrolera a la que mucho debemos, a pesar de los abusos en su manejo y disposición.

### ANEXO ESTADISTICO CAPITULO III

4. NUMERO GLOBAL MUNDIAL DE POZOS EN OPERACION (PROMEDIO POR AÑO)  
(pozos)

AÑOS	OPEP										ECP						
	ARABIA SAUDITA	IRAN	KUWAIT	IRAK	ABU DHABI	DUBAI	SHARJAH	QATAR	LIBIA	ARGELIA	NIGERIA	GABON	ECUADOR	VENEZUELA	INDONESIA	CHINA	URSS
1973	627	350	692	133	142			92	895	574	898	122		12461	2567		
1974	670	369	692	156	150			81	979	826	1088	137		12450	2710		
1975	711	425	692	156	216			88	851	984	1052	184		10718	3018		
1976	701	428	595	170	209			77	877	826	1259	212		10720	3162		
1977	754	518	586	200	232			77	797	801	1374	240		11932	3421		
1978	875	551	586	250	240			95	817	989	1322	211		11909	3644		
1979	725	547	590	250	250			95	896	970	1457	218		12486	3823		
1980	733	547	590	250	341			124	886	1000	1451	242		5042	3700		
1981	782	530	546	280	277			128	889	1050	1491	250		13610	4077		
1982	555	530	570	290	352			125	891	1085	1312	266		14029	4241		
1983	555	530	530	290	222			125	905	1090	1296	270		11604	4840		
1984	555	530	530	290	254			174	905	1090	1177	270		13512	4840		
1985	n.	361	572	n.	254			174	671	n.	1153	294		10103	5378		
1986	n.	361	363	n.	392			174	661	n.	1111	500		10103	5124		
1987	588	361	363	868	1001	150	20	174	664	840	1522	299	942	28101	6065	39500	128000
1988	588	361	363	820	1001	150	20	174	678	840	1513	312	952	12857	6470	43700	145000

OECD

INDEPENDIENTES

AÑOS	USA	CANADA	MEXICO	BRASIL	ARGENTINA	AUSTRALIA	OMAN	UK	NORUEGA	OPEP	ECP	OECD	INDEPEND. TOTAL*
1973	497378	22996	4345			394		63	4	19553	0	520374	4806 544733
1974	497631	21202	3301			373		57	6	20318	0	518833	3737 542888
1975	500333	18573	3285			361		77	24	19095	0	518906	3747 541748
1976	499110	25055	3282			378		90	29	19237	0	524165	3879 547281
1977	507034	26112	3419			359		135	36	20932	0	533146	3949 558027
1978	516752	25800	4145			375		109	50	21489	0	542552	4679 568720
1979	531395	18322	4200			370		240	50	22307	0	549718	4860 576885
1980	547717	20721	3384			403		220	100	14906	0	568428	4177 587511
1981	557009	33404	3593			399		361	117	23916	0	590413	4470 618793
1982	580142	33907	3605			435		379	131	24196	0	614049	4550 642795
1983	636900	36388	3640			509		387	144	22257	0	672288	4680 700225
1984	615500	31146	n.d.			545		535	171	24127	0	646646	1251 672024
1985	642000	41480	3209			746		627	178	18960	0	685480	4760 709200
1986	639735	50037	3737			879		661	178	18789	0	689772	5455 714016
1987	612420	37382	3768	5909	8389	926	1004	787	215	41958	167500	651312	29998 891768
1988	612448	38557	3798	6166	9061	951	1093	755	223	27099	188700	651005	22017 898821

FUENTE: FUENTE: OPEP, OECD, EIA, Pemex

2. RENDIMIENTO POR POZO PRODUCTIVO EN LA PRODUCCION PETROLERA (PROMEDIO DIARIO ANUAL)  
(barriles de petróleo al día por pozo)

AÑOS	ARABIA SAUDITA				AEU DHABI		DUBAI	SHARJAH	QATAR	LIBIA	ARGELIA	NIGERIA	GABON	ECUADOR	VENEZUELA	INDONESIA	CHINA	URSS
	IRAN	KUWAIT	IRAQ															
1973	12114.8	16745.7	4264.2	15172.9	9190.1			6195.7	2430.2	1911.1	2287.3	1229.5			270.1	521.2		
1974	12656.7	16319.8	3679.2	12634.6	8837.5			6395.1	1553.6	1221.5	2072.6	1474.5			239.0	507.4		
1975	9950.8	12568.2	3011.6	14500.0	6495.4			4977.3	1739.1	999.0	1694.9	1212.0			218.9	432.7		
1976	13679.4	13745.3	3599.0	14205.9	7617.2			6454.5	2204.1	1301.5	1641.8	1099.1			213.8	475.6		
1977	13731.3	10932.4	3360.1	11740.0	7185.3			5779.2	2588.5	1438.2	1517.5	925.0			187.6	492.8		
1978	11675.1	9513.6	3636.5	10248.0	6029.2			4073.7	2425.9	1247.7	1434.9	990.5			181.8	448.7		
1979	13597.7	5791.6	4237.3	13908.0	5852.0			5347.4	2333.7	1261.9	1580.0	931.2			188.7	416.2		
1980	13130.0	2681.9	2920.3	10584.0	3944.3			3798.4	2065.5	1106.0	1418.3	719.0			429.4	425.9		
1981	11209.1	2483.0	2069.6	3203.6	4093.9			3242.2	1247.5	954.3	965.8	604.0			154.9	393.4		
1982	8942.1	4511.3	1554.7	3614.3	2485.8			2656.0	1275.0	909.7	980.9	582.7			135.1	312.4		
1983	6192.4	4607.5	1988.7	3789.7	3504.5			2152.0	1221.0	888.1	952.9	574.1			155.2	308.9		
1984	5216.1	3834.0	2194.3	4210.3	2755.9			1867.8	1088.4	930.3	1179.3	581.5			125.5	264.5		
1985	5720.7	6072.0	1636.4	n.d.	3102.4			1566.7	1526.1	n.d.	1293.1	585.0			166.4	219.0		
1986	9084.7	5182.8	3900.8	n.d.	2436.2			1913.8	1564.3	n.d.	1317.7	330.0			171.3	263.1		
1987	7576.6	6293.6	3347.1	2395.2	1056.9	2520.0	2250.0	1793.1	1465.4	1173.8	834.4	528.4	178.3	61.5	216.2	67.8	98.2	
1988	8571.4	6221.6	3884.3	3180.5	1143.9	2366.7	2000.0	1810.3	1492.6	1191.7	918.0	560.9	324.6	141.9	196.1	62.9	86.4	

AÑOS	OECD								INDEPENDIENTES				ECP	OECD	INDEPEN	MUNDIAL
	USA	CANADA	MEXICO	BRASIL	ARGENTINA	AUSTRALIA	OMAN	UK	NORUEGA	OPEP						
1973	22.0	92.0	120.8				989.8	127.0	8000.0	1585.6			25.1	383.5		
1974	21.0	94.1	197.8				1034.9	140.4	5833.3	1512.4			24.0	526.9		
1975	20.0	93.4	245.4				1138.5	415.6	7916.7	1423.7			22.6	628.0		
1976	19.5	63.4	277.4				1103.2	2766.7	9655.2	1598.1			21.6	726.7		
1977	19.5	61.6	317.6				1200.6	5814.8	7777.8	1493.8			21.5	891.6		
1978	19.9	61.8	320.9				1157.3	6185.1	7140.0	1390.5			21.9	889.3		
1979	19.1	99.7	385.2				1181.1	6658.3	8140.0	1389.7			21.8	1028.6		
1980	18.8	85.0	629.4				947.9	5679.3	5270.0	1869.1			21.2	1351.9		
1981	18.2	48.4	738.9				985.0	5072.0	4316.2	945.5			19.9	1411.2		
1982	17.6	46.8	833.0				857.5	5589.4	3992.4	797.1			19.2	1560.0		
1983	16.1	45.8	809.3				821.2	6093.0	4500.0	777.2			17.7	1521.6		
1984	17.1	61.0	850.1				911.9	4811.2	4362.6	690.8			19.2	1569.1		
1985	16.5	41.7	940.5				770.8	4162.7	4578.7	847.3			18.1	1777.5		
1986	16.0	35.9	735.9				583.6	3926.5	5089.9	993.3			17.4	1531.3		
1987	16.2	50.2	764.1	100.2	50.9		592.9	569.7	3217.3	4762.8	432.7	91.0	18.2	408.4	65.9	
1988	15.9	51.6	761.9	93.7	49.6		544.7	547.1	3100.7	5291.5	743.2	81.0	18.0	387.7	67.9	

FUENTE: OPEP, OECD, EIA, Penex, 1991

3.- PRODUCCION Y EXPORTACIONES DE CRUDO Y GAS NATURAL

AÑO	PR. CRUDO (M.B)	T.C.A. %	EXP. CRUDO (M.B)	T.C.A. %	GAS NATURAL (M de m3)	T.C.A. %	INDICE (1980=100)
1970	156586	---	0	---	18832	---	43.7
1971	155911	-0.43	0	---	18220	-3.25	43.5
1972	161367	.50	0	---	18696	2.61	45.1
1973	164909	2.19	0	---	19164	2.50	46.1
1974	209855	27.26	5804	---	21087	10.03	58.6
1975	261589	24.65	34382	492.38	22270	5.61	73.1
1976	293117	12.05	34470	0.26	21855	-1.66	81.9
1977	358090	22.17	73736	113.91	21149	-3.23	100.0
1978	442607	23.60	133247	80.71	26474	25.18	123.6
1979	536566	21.23	194485	45.96	30146	13.87	149.8
1980	708593	32.06	302956	55.77	36772	21.98	197.9
1981	844241	19.14	400778	32.29	41972	14.14	235.8
1982	1003084	18.81	544614	35.89	43890	4.57	280.1
1983	981222	-2.18	561005	3.01	41897	-4.54	274.0
1984	1024341	4.39	558004	-0.53	38893	-7.17	286.1
1985	986697	-3.67	523520	-6.18	37248	-4.23	275.5
1986	912639	-7.51	470704	-10.09	35463	-4.79	254.9
1987	954990	4.64	490925	4.30	36159	1.96	266.7
1988	945357	-1.01	478252	-2.58	35948	-0.58	264.0
1989	945668	0.03	466397	-2.48	36920	2.70	264.1
1990	963580	1.89	466215	-0.04	37741	2.22	269.1

(1) Incluye crudo y condensado

\* En los 3 últimos años del crudo se incluye solo condensados recuperados en fase líquida.

4. MEXICO: PERFORACION DE POZOS Y EXPLOTACION DE CAMPOS 1977-1990

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Fozos perforados	431	431	389	321	328	317	387	422	374	311	248	303	303	173	121	132	82	132
Fozos terminados	422	409	353	336	307	307	333	432	405	353	305	282	288	246	103	144	123	106
Fozos expl.	183	100	87	79	79	84	83	83	63	65	61	58	69	68	27	33	42	43
Product.	24	20	13	25	30	29	30	35	24	18	17	14	19	22	8	6	14	14
Exito(%)	23	20	15	32	38	35	36	42	38	28	28	24	28	32	30	18	33	33
Fozos des.	319	321	300	246	228	223	250	349	342	288	244	224	219	178	76	111	81	63
Product.	249	245	212	200	176	173	203	291	297	237	214	190	171	142	63	90	63	59
Exito(%)	78	76	71	81	77	78	81	83	87	82	88	85	78	60	63	81	78	94
Equipos	136	137	137	192	160	184	214	217	197	182	195	200	163	146	155	99	91	
Milon. Perf.	1047	1031	954	938	916	914	975	1251	1261	1023	861	1028	1111	677	467	464	344	448
Prof. Prox. (s/p)	2429	2392	2452	2922	2793	2883	2519	2964	3372	3299	3472	3393	3667	3913	3650	3515	4195	3394
Campos Descub.	12	8	6	19	26	20	25	34	21	18	17	10	7	10	3	2	10	10
Aceite	6	4	3	8	17	11	17	28	10	10	11	10	5	4	2	2	6	7
Gas	6	4	3	11	9	9	8	6	11	8	6	0	2	6	1	0	4	3
Campos en Prod.	169	189	195	230	206	256	298	323	323	328	294	283	288	284	395	305	315	320
Pozos en Explot.	4339	4043	4074	3802	4079	4309	4390	4706	4621	4350	4349	4454	4211	4627	4772	4462	4740	4700
Producción(MB)	318	379	439	469	533	659	785	1015	1199	1372	1338	1325	1317	1283	1329	1248	1258	1234
Fertilidad(hld/p)	201	257	295	338	358	419	490	591	711	864	843	815	857	760	763	766	727	719

FUENTE: Elaborado con datos de Pemex, 1990



5.- Empleo y productividad  
en Pemex 1970-1989

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Empleo total(hc)	71878	76180	75932	77794	81042	86752	98833	108276	116690
INDICE-EMP(1978=100)	62	65	65	67	69	74	85	93	100
PIB-06(Mp-80)	21436	21273	22173	22909	27736	32645	34773	40582	56564
PIB-33(Mp-80)	7943	8369	9070	9987	10673	11064	11936	12868	13678
PIB-34(Mp-80)	1787	2055	2474	2730	3422	3696	4060	4039	4592
PIB-Pemex(Mp-80)	31166	31697	33717	35626	41831	47405	50789	57489	68834
INDICE-PIB(1978=100)	45	46	49	52	61	69	74	84	100
Productividad(mp-80/ho)	433.60	416.08	444.04	457.95	516.16	546.44	513.89	530.95	589.89
INDICE-PROD(1978=100)	74	71	75	78	88	93	87	90	100

Empleo y productividad  
en Pemex 1970-1989

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Empleo total(ho)	119926	133067	148012	157747	178774	175420	183179	187117	210157	191096
INDICE-EMP(1978=100)	103	114	127	135	153	150	157	160	180	164
PIB-06(Mp-80)	61691	81818	96382	110863	107591	109472	106609	99327	103418	102518
PIB-33(Mp-80)	15465	17287	18972	18244	17804	18676	19454	19361	20034	19844
PIB-34(Mp-80)	5320	5820	6909	7910	9900	9882	10278	11833	13869	14754
PIB-Pemex(Mp-80)	82476	104925	122263	137017	135295	138030	136341	130521	137321	137116
INDICE-PIB(1978=100)	120	152	178	199	197	201	198	190	199	199
Productividad(mp-80/ho)	687.72	788.51	826.03	868.59	756.79	786.85	744.30	697.54	653.42	717.52
INDICE-PROD(1978=100)	117	134	140	147	128	133	126	118	111	122

6.--PRODUCTIVIDAD PETROLERA	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Prod. PP. (1978=100)	30	35	37	42	52	63	77	84	100
Prod. Ref. (1978=100)	76	66	79	84	94	92	83	96	100
Prod. Petrq. (1978=100)	184	175	179	193	148	151	78	80	100

-PRODUCTIVIDAD PETROLERA	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Prod. PP. (1978=100)	116	139	160	182	176	186	182	170	153	153	164	164
Prod. Ref. (1978=100)	96	105	107	103	93	101	102	92	83	87	96	96
Prod. Petrq. (1978=100)	85	88	90	86	82	83	80	77	78	99	108	108

7.-ACTIVOS FIJOS BRUTOS EN EXPLORACION Y EXPLOTACION  
(1970-1987)

AÑO	ABKF (M.p corr)	T.C.Prom. (p/D11)	ABKF (D11 corr)	DEF-PIB USA (1980=100)	ABKF (M D11 1980)	INDICE (1980=100)	INDICE (D11 corr)
1970	22000.0	12.50	1760.0	49.01	3591.2	21.8	10.7
1971	24735.2	12.50	1978.8	51.81	3819.5	23.2	12.0
1972	26000.0	12.50	2080.0	54.26	3833.5	23.2	12.6
1973	29720.4	12.50	2377.6	57.76	4116.4	25.0	14.4
1974	32000.0	12.50	2560.0	63.01	4062.8	24.6	15.5
1975	36926.9	12.50	2954.2	69.19	4269.3	25.9	17.9
1976	51157.2	15.43	3315.4	73.63	4502.9	27.3	20.1
1977	61030.2	22.57	2704.0	78.53	3443.3	20.9	16.4
1978	146711.2	22.77	6443.2	84.25	7647.9	46.4	39.1
1979	182202.9	22.81	7987.9	91.72	8709.4	52.8	48.4
1980	378507.7	22.95	16492.7	100.00	16492.7	100.0	100.0
1981	514659.1	24.32	21162.0	109.68	19293.4	117.0	128.3
1982	1163943.3	46.22	25182.7	116.69	21581.6	130.9	152.7
1983	2270325.8	120.20	18887.9	121.24	15579.3	94.5	114.5
1984	3631951.0	167.80	21644.5	125.67	17223.2	104.4	131.2
1985	6049822.3	257.00	23540.2	129.40	18191.1	110.3	142.7
1986	13301663.5	611.90	21738.3	132.91	16356.2	99.2	131.8
1987	42289150.0	1377.86	30691.9	137.34	22347.5	135.5	186.1
1988		2273.04		142.12	0.0	0.0	0.0
1989		2464.26		147.37	0.0	0.0	0.0
1990		2818.12		154.96	0.0	0.0	0.0

FUENTE: Elaboración propia en base en los Estados Financieros de PEMEX, 1970-1987.

8.-MEXICO; COSTOS DE PRODUCCION DEL BARRIL EQUIVALENTE DE PETROLEO 1970-1989

DEPRECIAC	CIA	RAS	CIA	RAS	COSDIR1	COSDIR2	COSDIR1	COSDIR2	
ANUAL	ANUAL	ANUAL	ANUAL	ANUAL	ANUAL	ANUAL	BARRIL	BARRIL	
(mMpCorr.)	(MpCorr.)	(MpCorr.)	(MpCorr.)	(MpCorr.)	(mMpCorr.)	(mMpCorr.)	(D11.Corr)	(D11.Corr)	
									1970
16.15	2.7641	2.4386			21.35		5.73		1971
18.00	2.8662	2.4187			23.29		6.03		1972
19.87	3.2328	2.5264			25.63		6.45		1973
21.00	4.5942	2.8959			28.49		6.01		1974
23.68	4.3861	3.4759			31.54		5.75		1975
26.11	4.8898	4.2267			35.23		4.87		1976
30.48	8.4291	5.2021			44.11		3.67		1977
36.15	8.4488	6.9728			51.57		3.44		1978
42.94	16.0465	9.4851			68.47		3.82		1979
51.59	32.5822	14.2071	12.361	9.624	98.38	73.57	4.22	3.16	1980
69.68	47.0836	18.7055	18.092	14.389	135.47	102.16	4.65	3.50	1981
86.66	72.1358	26.9941	23.162	21.427	185.79	131.25	2.93	2.07	1982
602.65	138.3623	40.7034	57.883	31.618	781.72	692.15	4.86	4.30	1983
1046.93	306.8127	65.1514	92.658	53.854	1418.90	1193.45	6.38	5.37	1984
1908.10			217.365	120.17		2245.63		6.63	1985
4818.27			379.719	176.117		5374.11		6.85	1986
16347.72			873.127	436.023		17656.87		9.64	1987
25000.12			1648.495	978.539		27627.15		9.74	1988
									1989
									1990

FUENTE:Elaborado con datos de Pemex, Banco de Mexico y SPP, 1991

9.-COSTOS DE PRODUCCION DEL CRUDO EN ESTADOS UNIDOS 1960-1988

	Pozos	Produccion	Rendim.	Cost.Prom.	Costo(5)	Costo(8)	Costo(10)	Precios	P-C(5)	P-C(8)	P-C(10)
	(miles)	(mbd)	(b/d/p)	(dll.82)	(dll82/bbl)	(dll82/bbl)	(dll82/bbl)	(dll.82)	(dll.82)	(dll.82)	(dll.82)
1960	591	7035	11.9	169.1	11.12	6.95	5.56	9.32	-1.80	2.37	3.76
1961	595	7183	12.1	164.4	10.66	6.66	5.33	9.26	-1.40	2.60	3.93
1962	596	7332	12.3	170.0	10.82	6.76	5.41	9.09	-1.73	2.33	3.68
1963	589	7542	12.6	159.9	9.78	6.11	4.89	8.92	-0.86	2.81	4.03
1964	588	7614	12.9	153.9	9.30	5.81	4.65	8.75	-0.55	2.94	4.10
1965	589	7604	13.2	167.6	9.90	6.19	4.95	8.46	-1.44	2.27	3.51
1966	583	8295	14.2	177.7	9.78	6.11	4.66	8.13	-1.18	2.31	3.47
1967	565	8810	15.6	185.5	9.31	5.82	5.00	7.80	-2.20	1.55	2.80
1968	554	9096	16.4	209.7	10.00	6.25	4.99	7.76	-2.22	1.52	2.77
1969	542	9238	17.0	217.2	9.98	6.24	4.99	7.57	-1.33	2.01	3.12
1970	531	9637	18.1	206.4	8.90	5.56	4.45	7.57	-1.33	2.01	3.12
1971	517	9463	18.3	176.6	7.55	4.72	3.78	7.64	0.09	2.92	3.86
1972	508	9441	18.6	201.1	8.47	5.30	4.24	7.29	-1.18	1.99	3.05
1973	497	9208	18.5	209.6	8.86	5.54	4.43	7.86	-1.00	2.32	3.43
1974	498	8774	17.6	204.1	9.07	5.67	4.53	12.72	3.65	7.05	8.19
1975	500	8375	16.8	233.7	10.92	6.83	5.46	12.93	2.01	6.10	7.47
1976	499	8132	16.3	239.5	11.50	7.19	5.75	12.98	1.48	5.79	7.23
1977	507	8245	16.3	252.6	12.16	7.60	6.08	12.73	0.57	5.13	6.65
1978	517	8707	16.8	288.0	13.39	8.37	6.69	12.47	-0.92	4.10	5.78
1979	531	8552	16.1	309.3	15.03	9.39	7.52	16.08	1.05	6.69	8.56
1980	548	8597	15.7	317.5	15.84	9.90	7.92	25.19	9.35	15.29	17.27
1981	557	8572	15.4	357.8	18.20	11.37	9.10	33.80	15.60	22.43	24.70
1982	580	8649	14.9	347.4	18.24	11.40	9.12	28.52	10.28	17.12	19.40
1983	603	8688	14.4	273.2	14.84	9.28	7.42	25.21	10.37	15.93	17.79
1984	621	8688	14.3	243.3	13.32	8.33	6.66	24.03	10.71	15.70	17.37
1985	647	8971	13.9	243.9	13.77	8.60	6.88	21.72	7.95	13.12	14.84
1986	623	8680	13.9	250.1	14.05	8.78	7.03	10.98	-3.07	2.20	3.95
1987	620	8349	13.5	209.6	12.18	7.61	6.09	13.12	0.94	5.51	7.03
1988	612	8140	13.3	230.3	13.56	8.47	6.78	10.37	-3.19	1.90	3.59
1989	603	7613	12.6	229.6	14.23	8.90	7.12	12.55	-1.68	3.65	5.43
1990	610	7309	12.0	229.4	14.99	9.37	7.49	13.98	-1.01	4.61	6.49

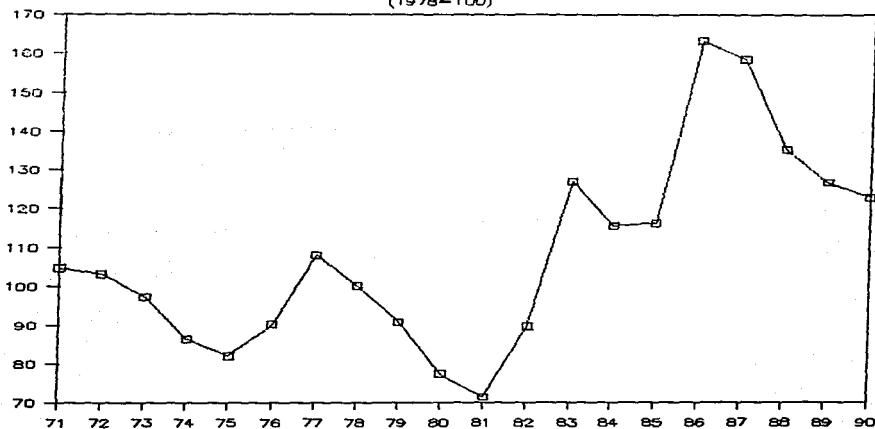
FUENTE: Elaborado con datos del EIA y estimaciones propias,1990.

40.-OIL FINDING AND DEVELOPMENT COSTOS 1978-1988

	USA (D11/bbl.)	USA (D.82/bbl.)	Foreign (D11/bbl.)	Foreign (D.92/bbl.)	Worldwide (D11/bbl.)	Worldwide (D.82/bbl.)
78	6.64	9.19	4.15	5.75	5.42	7.50
79	11.74	14.94	6.66	8.47	9.78	12.44
80	10.57	12.34	6.17	7.20	8.46	9.87
81	11.68	12.43	5.59	5.95	8.53	9.08
82	9.86	9.86	8.66	8.66	9.44	9.44
83	9.08	8.74	5.25	5.05	7.20	6.93
84	6.80	6.31	3.94	3.66	5.60	5.20
85	8.17	7.37	6.38	5.75	7.48	6.75
86	7.11	6.24	7.41	6.51	7.23	6.35
87	4.72	4.02	3.27	2.79	3.97	3.38
88	5.09	4.20	4.73	3.90	4.90	4.04

FUENTE: Petroleum Outlook by John S. Herold, Inc.,  
5 Edgewood Avenue, Greenwich, Ct. 06830.

MEXICO: TIPO DE CAMBIO REAL 1971-1990  
(1978=100)



FUENTE: Elaborado con datos oficiales.

14.- MEXICO: Evolución del Tipo de Cambio 1978-1990

	TCNom.	DIPIB	DGNP	TCReal78	INDICE78
71	12.490	32.25	61.50	23.820	104.63
72	12.490	34.26	64.40	23.482	103.14
73	12.490	38.67	68.56	22.146	97.27
74	12.490	47.45	74.79	19.685	85.46
75	12.490	54.93	82.13	18.676	82.03
76	15.440	65.68	87.40	20.545	90.24
77	22.579	85.64	93.21	24.575	107.94
78	22.767	100.00	100.00	22.767	100.00
79	22.805	120.22	108.86	20.650	90.70
80	22.951	154.73	118.70	17.607	77.33
81	24.320	194.96	130.19	16.241	71.34
82	46.220	313.79	138.50	20.401	89.61
83	120.200	597.56	143.91	28.947	127.14
84	167.800	950.64	149.17	26.330	115.65
85	257.000	1489.87	153.60	26.496	116.38
86	611.900	2599.72	157.76	37.131	163.09
87	1377.860	6222.50	163.02	36.098	158.55
88	2273.040	12462.01	168.70	30.770	135.15
89	2464.260	14929.44	174.93	28.874	126.82
90	2814.800	18512.61	183.93	27.967	122.84

FUENTE: Elaborado con datos oficiales, 1991

12.-MEXICO: COSTOS DE PRODUCCION DEL BARRIL EQUIVALENTE DE PETROLEO 1970-1990

Y RENTA PETROLERA DIFERENCIAL 1975-1990

	DEPRECIAC ANUAL	CIA1 ANUAL	RAS1 ANUAL	CIA2 ANUAL	RAS2 ANUAL	COSDIR1 ANUAL	COSDIR2 ANUAL	COSDIR1 BAERIL	COSDIR2 BARRIL	COSDIR1 BARRIL	COSDIR2 BARRIL
	(mMpCorr.)	(MpCorr.)	(MpCorr.)	(MpCorr.)	(MpCorr.)	(mMpCorr.)	(mMpCorr.)	(D11.Corr.)	(D11.Corr.)	(D11.80)	(D11.82)
70	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	8.31	9.70
71	16.15	2.7641	2.4386	n.d.	n.d.	21.35	n.d.	5.73	4.29	8.27	9.65
72	18.00	3.8862	2.4187	n.d.	n.d.	23.29	n.d.	6.03	4.51	8.31	9.70
73	19.87	5.2328	2.5264	n.d.	n.d.	25.63	n.d.	6.45	4.82	8.35	9.74
74	21.00	4.5942	2.8959	n.d.	n.d.	28.49	n.d.	6.01	4.50	7.14	8.33
75	23.68	4.3661	3.4759	n.d.	n.d.	31.54	n.d.	5.75	4.30	6.21	7.25
76	26.11	4.8898	4.2267	n.d.	n.d.	35.23	n.d.	4.87	3.64	4.94	5.77
77	30.48	8.4291	5.2021	n.d.	n.d.	44.11	n.d.	3.67	2.74	3.49	4.07
78	36.15	8.4488	6.9728	n.d.	n.d.	51.57	n.d.	3.44	2.57	3.06	3.57
79	42.94	16.0465	9.4851	n.d.	n.d.	68.47	n.d.	3.82	2.86	3.12	3.64
80	51.59	32.5822	14.2071	12.361	9.624	98.38	73.57	4.22	3.16	3.16	3.69
81	69.68	47.0836	18.7055	18.092	14.389	135.47	102.16	4.65	3.50	3.19	3.73
82	86.66	72.1358	26.9941	23.162	21.427	185.79	131.25	2.93	2.07	1.77	2.07
83	602.65	138.3623	40.7034	57.883	31.618	781.72	692.15	4.86	4.30	3.55	4.14
84	1046.93	306.8127	65.1514	92.658	53.854	1418.90	1193.45	6.38	5.37	4.27	4.98
85	1908.10	n.d.	n.d.	217.365	120.17	n.d.	2245.63	n.d.	6.63	5.13	5.98
86	4818.27	n.d.	n.d.	379.719	176.117	n.d.	5374.11	n.d.	6.85	5.15	6.01
87	16347.72	n.d.	n.d.	873.127	436.023	n.d.	17656.97	n.d.	9.64	7.02	8.19
88	25000.12	n.d.	n.d.	1648.495	978.539	n.d.	27627.15	n.d.	9.74	6.85	8.00
89	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	8.50
90	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	8.50

FUENTE:Elaborado con datos de Pemex, Banco de México y SPP, 1991

Nota: Los datos de 1970,1989 y 1990 son estimados.Y de la serie COSDIR2 los datos 1970-1980.  
Renta 1975-1990: 37552 dolares de 1982 ; 58055 dolares de 1990.

43.-DINAMICA DE LOS COSTOS DE PRODUCCION DE UN BARRIL DE PETROLEO CRUDO EQUIVALENTE 1974-1990

(Dolares constantes de 1982)

	Cost. Max. (D11/b)	Cost. USA (D11/b)	Precio (D11/b)	Exc. Dif. (D11/b)	Exc. Comp. (D11/b)	Exc. Pet. (D11/b)	ExDifTot. (M. D11)	Ex. CompToExPeTot. (M. D11)	Vol. Exp. (Mil. B.)	Val. Exp. (M. D11)	Exc. Dif. AExComAc. (M. D11)	ExcPeAc (M. D11)	ExInt. (M. D11)		
74	4.50	7.14	19.74	2.64	12.60	15.24	15.72	73.15	59.47	5804	114.58	15.32	73.15	88.47	3110.40
75	7.25	9.10	19.27	1.85	10.17	12.03	63.71	349.79	413.50	34382	662.71	79.04	422.94	501.97	2732.54
76	5.77	9.59	19.30	3.82	9.72	13.53	131.58	334.91	466.48	34470	665.36	210.61	757.84	968.45	3500.27
77	4.07	10.13	19.88	6.06	9.75	15.81	446.70	718.82	1165.52	73736	1465.95	657.31	1476.66	2133.97	4494.68
78	3.57	11.16	18.39	7.59	7.24	14.83	1011.36	964.45	1975.81	133247	2450.86	1668.67	2441.11	4109.78	4587.25
79	3.64	12.53	24.92	8.89	12.40	21.29	1728.57	2411.13	4139.70	194485	4847.28	3397.25	4852.24	8249.49	7281.35
80	3.69	13.20	36.39	9.52	23.19	32.71	2883.50	7025.86	9909.36	302956	11025.90	6280.74	11878.10	18158.85	13267.94
81	3.73	15.17	35.31	11.44	20.14	31.58	4584.35	8072.74	12657.09	400778	14150.87	10865.09	19950.85	30815.94	14005.14
82	2.07	15.20	28.69	13.13	13.49	26.62	7149.14	7348.63	14497.77	544614	15624.98	18014.24	27299.48	45313.71	12204.60
83	4.14	12.37	25.43	8.23	13.06	21.29	4615.00	7326.84	11941.63	561005	14265.40	22629.23	34626.11	57255.34	8944.80
84	4.98	11.10	24.90	6.12	13.80	19.92	3413.20	7701.40	11114.60	558004	13895.70	26042.44	42327.51	68369.94	9288.73
85	5.98	11.47	22.84	5.49	11.37	16.86	2874.02	5951.39	8825.40	523520	11957.40	28916.46	48278.89	77195.35	7808.15
86	6.01	11.71	10.41	5.70	-1.30	4.40	2683.39	-611.06	2072.33	470704	4901.27	31599.85	47667.83	79267.68	1945.67
87	8.19	10.15	13.63	1.96	3.48	5.44	962.09	1706.35	2668.44	490925	6690.26	32551.94	49374.19	81936.12	2522.45
88	8.00	11.30	10.05	3.30	-1.25	2.05	1578.32	-596.29	982.03	478252	4806.08	34140.26	48777.90	82918.15	959.14
89	8.50	11.86	12.36	3.36	0.50	3.86	1567.67	232.38	1800.04	466397	5764.42	35707.92	49010.27	84718.19	1849.73
90	8.50	12.49	14.45	3.99	1.96	5.95	1859.29	914.83	2774.12	466215	6736.95	37567.21	49925.10	87492.31	2959.47

FUENTE: Elaborado con datos oficiales y estimaciones propias, 1991



## CAPITULO IV

### LA CIRCULACION DE LA RENTA PETROLERA MEXICANA

## CAPITULO IV: LA CIRCULACION DE LA RENTA PETROLERA

### Introducción.

Como hemos tratado de explicar en el primer capítulo, todo producto del trabajo en cuyo proceso prodctivo interviene un recurso natural -de manera permanente u ocasional o de manera sustancial o contingente-, tiende a constituir su valor y su valor de cambio en vinculación estrecha con la mayor o menor incidencia del recurso natural en la determinación del tiempo necesario para su producción.

Las diferentes condiciones en las que intervienen los recursos naturales y las diferentes características que asume dicha intervención, definen un rango de tiempos de trabajo diferenciales que establecen, a su vez y en el ámbito de la concurrencia, costos de producción diferenciales de mercancías o productos que, precisamente en función de dichas diferencias, tienden a ordenarse jerárquicamente. Sin embargo, es importante notar que una demanda social solvente variable determina implícitamente un nivel marginal también variable del reconocimiento de los tiempos individuales de producción. Se trata del nivel marginal en torno al cual se ordenan, por orden jerárquico respecto a los tiempos individuales, el conjunto de productos del trabajo homologados y equivalentes. Así, tanto para el caso de los hidrocarburos -petróleo y gas- como para el caso de otros combustibles energéticos y minerales o productos agrícolas pecuarios, piscícolas o silvícolas, el establecimiento

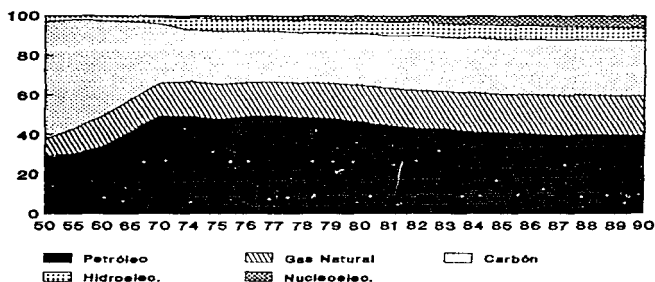
de la tendencia de la demanda social(solvente) -aquella que fundamenta el reconocimiento en términos concretos v abstractos los productos del trabajo- determina el tiempo o costo de producción marginal que se reconocera de entre los productores, tiempo o costo que define a su vez al resto de productores, precisamente en torno al diferencial de tiempos y costos respecto a este producto marginal. Para el caso del petróleo, del gas, del carbón, del uranio y de la misma electricidad -generada esta por cualquier via-, encontramos procesos en los que hay una importante y definitiva participación de los recursos naturales. Los procesos energéticos -calor, iluminación, movimiento, transformaciones químicas- pueden ser generados a través de uno o varios combustibles y energéticos; y estos, a su vez y considerando su homologación, pueden ser expresión de diversos costos de producción, costos que en virtud del alto desarrollo de la internacionalización en la esfera de los energéticos tienden a consolidarse como costos internacionales de producción.

Todavía hoy, en 1991, más del noventa por ciento de la producción y el consumo mundial de energía primaria provienen de recursos naturales no renovables. Y el diez por ciento restante se presenta como electricidad generada por una fuente renovable: hidráulica. En todos los casos, sin embargo, hay condiciones diferenciales de producción y productividad incluidos los cauces hidráulicos. No son homogéneas las condiciones de producción de carbón en Estados Unidos, la Unión Soviética y China -hablando de las tres reservas mas grandes del mundo que concentran mas del cincuenta y cinco por ciento de las reservas recuperables de este

combustible-; y menos homogenas son, todavia, las condiciones de recuperacion de este combustible mineral en Canada, Colombia, la India y Australia.

Similarmente, como hemos analizado en capitulos anteriores, encontramos condiciones de produccion y productividad diferenciales para los casos del crudo y el gas extraidos en el Medio Oriente, Africa, Europa, Canada, Estados Unidos y America Latina.

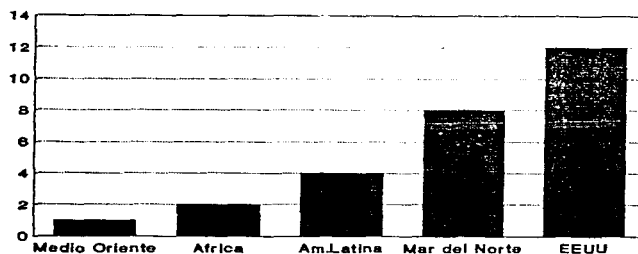
### 1.-PRODUCCION MUNDIAL DE ENERGIA 1950-1990 (Estructura por tipo de energético)



FUENTE: Elaborado con datos de ONU,1991

El costo promedio de la exploración y la explotación (producción primaria) del petróleo por regiones geográficas durante el periodo 1966-1985 ha sido sustancialmente menor en el Medio Oriente no sólo respecto a zonas con altos costos como Canadá, Estados Unidos y el Mar del Norte para citar los más elevados, sino aun respecto a Africa (Argelia, sobretodo) y America Latina (Venezuela, Mexico y Ecuador, principalmente).

## 2.-RELACION COSTOS DE PETROLEO 1974-90 (Por región)



FUENTE: Estimado con datos caps.II y III

Evidentemente el diferencial no sólo se establece entre el costo marginal -en el ejemplo citado en el cuadro el de los Estados Unidos- sino entre los diferentes costos entre si. Esto plantea que todos los productores con mejores condiciones de recuperación del petróleo en el mundo que aquellos que muestra el costo marginal del momento -por decirlo así para aludir la referencia continua y permanente con el comportamiento de la demanda social solvente- están en condiciones de captar un excedente equivalente al diferencial existente entre sus costos y el costo marginal, sin perjuicio de captar, también, otros excedentes como el derivado de una productividad diferencial asociada a su capacidad tecnológica específica no generalizada; o el excedente que resulta ser expresión de la valorización del carácter privado de la propiedad de los yacimientos petrolíferos o las fuentes energéticas; o, finalmente el excedente derivado del control

monopólico del mercado que, por cierto en algunos momentos puede ser negativo como en el caso de México, identificandose este comportamiento con parte del monto de subsidios transferidos a empresas, esferas y sectores económicos mediante precios inferiores a los que se pudieran obtener en el mercado internacional.

Así, el excedente general al que hemos estado aludiendo desde el comienzo no se reduce, exclusivamente -al menos conceptualmente-, al diferencial captado por tener un costo de producción menor al vigente en el mercado, sino al que se acumula sumando tanto este diferencial de costos como al monto expresión de la valorización del carácter privado de la fuente energética y al monto que es la expresión cuantitativa del control de mercado. En el primer caso hemos hablado de una renta diferencial; en el segundo de una renta absoluta; y en el tercero de una renta de monopolio, y al hablar de excedente petrolera será importante distinguir cualitativamente estos tres componentes a pesar de las dificultades para establecer su monto periódicamente. Pero también hay que estar atentos a identificar los excedentes que son resultado o expresión del control de un método tecnológico de prospección, exploración o recuperación que no se ha generalizado en toda la industria petrolera.

Teóricamente hemos mostrado cómo la renta diferencial es una parte inscrita en el costo de producción o precio de costo; la renta absoluta es una parte fuera del precio de costo pero dentro del precio de producción (por cierto teóricamente sumergida en el problema de la transformación); y la renta de monopolio es una

parte del precio de mercado, pero se encuentra teóricamente fuera tanto del precio de costo como del precio de producción.

El hecho de retomar brevemente estas consideraciones resulta de la mayor importancia para entender no solo la dinámica histórica del excedente petrolero y de la renta petrolera, sino también los efectos globales y específicos que los cambios en el control del mercado, en la evolución de los precios de producción y en los costos de producción tienen sobre cada uno de los componentes de la renta petrolera global.

Un encarecimiento de los costos de producción afecta inmediatamente los márgenes del excedente diferencial; un cambio en el precio de mercado sin cambio en los costos de producción tiende a afectar el margen absoluto de la renta; una apertura de mercado a una mayor concurrencia afecta inmediatamente el margen de monopolio, aunque ordinariamente tiende a afectar también el margen absoluto y los márgenes diferenciales precisamente por las implicaciones de la apertura sobre los precios de mercado, los precios de producción y los nuevos precios de costo vigentes. Nuestro país, como el resto de países petroleros, se ha visto sometido a una dinámica energética que ha implicado, por una parte, una variación continua de sus costos de producción, pero también un cambio también continuo de sus precios de producción y de sus precios de mercado. Por ello no sólo se ha modificado el monto absoluto de la renta petrolera mexicana sino que se han visto alterados sus elementos constitutivos, incluyendo los márgenes negativos resultantes de la política de subsidios, a

pesar de que esta ha tendido a modificarse rápidamente, como veremos en el segundo apartado de este trabajo.



#### 4. Un recuento de la evolución específica de la renta petrolera mexicana 1974-1990.

Ha habido varios intentos de evaluación cuantitativa de la renta petrolera mexicana. La mayoría de ellos ha partido del análisis global de los Estados Financieros de PEMEX; unos como el de José Luis Manzo Yépez<sup>1</sup>, trata de evaluar la magnitud del excedente transferido mediante la definición de tres circuitos: subsídios, que analiza transferencias vía precios; deuda, que evalúa la magnitud transferida mediante el servicio, básicamente a la deuda externa; y fiscal, que calcula el monto apropiado por el Estado mexicano vía impuestos. El excedente petrolero evaluado por Manzo es producto del diferencial entre el monto de los ingresos globales, evaluados por Manzo a través de la suma de los ingresos reportados y los subsidios otorgados, y los gastos normales, que se conforman con los gastos de operación no financieros y la inversión física. Pese a su globalidad esta metodología permite un primer acercamiento general a los márgenes del excedente petrolero mexicano, pues, entre otras cosas, excluye de los gastos normales los gastos financieros, los impuestos y los subsidios, concentrándolos, en rigor, en el concepto de excedente. Subsiste, sin embargo, la contabilización en base al balance financiero global de PEMEX, cuando el excedente petrolero, en términos estrictos, corresponde exclusivamente a la

<sup>1</sup> Manzo Yépez, José Luis, PEMEX: TRANSFERENCIA DEL EXCEDENTE Y DETERIORO FINANCIERO, en Lechuga M., Jesús, EL DILEMA DE LA ECONOMÍA MEXICANA, Ensayos de Interpretación, Edit. Cultura Popular y UAM, México, 1987.

fase de producción primaria y las magnitudes de los subsidios al mercado interno mediante precios corresponden a una renta diferente a la obtenida en el mercado mundial por exportaciones. Un segundo trabajo también orientado a la definición cuantitativa del excedente petrolero mexicano ha sido elaborado por Jesús Lechuga Montenegro<sup>2</sup>, quien luego de recoger las definiciones que sobre los recursos petroleros se hacen en el Plan Global de Desarrollo (agosto 1980); en el Plan Nacional de Desarrollo Industrial (marzo de 1979); en el Programa Nacional de Energéticos (agosto 1984); en un texto del investigador del CIDE A Vázquez Enrique (1979); y, finalmente, en un texto del investigador del Programa de Energéticos del COLMEX Javier Estrada (1984); ofrece una cuantificación de dicho excedente. El Plan Global de Desarrollo entiende el excedente petrolero como "el ahorro corriente de PEMEX antes del pago de impuestos"; el Plan Nacional de Desarrollo Industrial como "la capacidad adicional de gasto que da a la economía la exportación de hidrocarburos"; el Programa Nacional de Energéticos como "el remanente una vez deducido el gasto de divisas del sector energético para operación e inversión"; el investigador del CIDE lo presente como "la contribución neta que PEMEX hace a la balanza de pagos, menos el valor del déficit agrícola"; y, finalmente el investigador del Colegio de México como "los ingresos adicionales que se obtienen por encima de los que hubiera sido un ingreso normal si las mismas cantidades de

---

<sup>2</sup> Lechuga M., Jesús... Op. Cit.

capital y trabajo que se emplean en la industria petrolera hubiesen sido aplicadas en otras industrias".

Estas definiciones conducen a estimacion diversas: para el periodo 1979 a 1985, la estimacion acumulada del Plan Global de Desarrollo significa ni más ni menos que 58 mil millones de dólares constantes de 1982 o su equivalente en dólares de 1990, es decir, 77 mil millones. A su vez, la formula de determinación de este excedente por parte de la Secretaria de Energía Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) en su Programa Nacional de Energéticos nos conduce a un monto acumulado, para el mismo periodo, de 61 mil 666 millones de dólares de 1982 o su equivalente en dólares de 1990, 81 mil 892 millones. Y de acuerdo al investigador del CIDE este monto equivale a 68 mil 196 millones de dólares de 1982 y; en canto a la estimación del investigador del Colegio de México, el monto es de 57 mil 222 millones de dólares de 1982, es decir, 75 mil 991 millones de dólares presentes de 1990, sobresaliendo en esta última forma de determinacion una renta negativa de 44 mil 900 millones de dólares de 1982 para el año de 1985.

Para el mismo periodo nuestras estimaciones se ubican en 73 mil millones de dolares de 1982 o su reequivalente de 96 mil millones de dólares presentes.

Más acuciosamente, Lechuga Montenegro hace dos cálculos compatibles del excedente petrolero: uno primero que es resultado de la diferencia entre las exportaciones totales y los pagos totales al exterior (con el inconveniente de que se mezclan cuentas de la rama de producción primaria con las de PEMEX.

considerado globalmente); y un segundo que deduce a esta diferencial las compras internas de maquinaria, equipo e insumos y los sueldos y salarios (que también tiene el mismo inconveniente señalado antes). Según la primera estimación, el monto global para el mismo periodo es de 73 mil 668 millones de 1982 o 97 mil 831 millones de dólares de 1990; y según la segunda estimación esa cifra se reduce a 62 mil 253 millones de 1982 y 82 mil 672 millones del año 1990.

**1-ESTIMACIONES DEL EXCEDENTE PETROLERO 1979 a 1985.**  
(Cifras acumuladas en millones de dólares de 1982 y 1990)

Plan Global de Desarrollo	58 mil	77 mil
Programa Nacional de Energéticos	62 mil	82 mil
CIDE	68 mil	91 mil
Colegio de México	57 mil	76 mil
UAM-Az I.	74 mil	98 mil
UAM-Az II	62 mil	83 mil
<u>FE-UNAM(JARN)</u>	<u>73 mil</u>	<u>96 mil</u>

FUENTE: Elaboración personal con datos de los autores, tomado de Lechuga Montenegro, Jesús., EXCEDENTE Y RENTA PETROLERA: UN INTENTO DE MEDICION. 1975-1985, en n Lechuga M., Jesús., EL DILEMA DE LA ECONOMIA MEXICANA, ECP y UAM., 1987.

Hemos comentado que siendo importantes estas estimaciones tienen el inconveniente de mezclar cuentas específicas de la rama de producción primaria (rama 6) con datos contables globales de PEMEX que incluyen las ramas de refinación y petroquímica (ramas 33 y 34). Como ya anotamos en el capítulo anterior, existe un conjunto de elementos complementarios a las formas anteriores de estimar la renta que pueden desprenderse del análisis de la matriz insumo-producto de 1980 y del Sistema de Cuentas Nacionales, pues desde 1980 las estimaciones de las actividades económicas de PEMEX lograron especificarse con mayor detalle. Según informan los técnicos de SPP- se diferenciaron y se

desglosaron los datos principales de las siguientes actividades de PEMEX :

- 1) Extracción de petróleo crudo y gas natural
- 2) Refinación de petróleo
- 3) Petroquímica Básica
- 4) Construcción
- 5) Producción y distribución de gas seco
- 6) Comercio
- 7) Transporte por agua
- 8) Servicios Médicos

Estas modificaciones metodológicas de los técnicos de SPP permiten, entonces, descubrir realmente los componentes del consumo intermedio de la rama de producción primaria y los montos salariales de la misma. Como lo hemos calculado antes, a los montos del consumo intermedio y de las remuneraciones salariales (CI+RAS) de la rama de producción primaria (rama 6. SCN,SPP) les sumamos la depreciación de los activos de la fase primaria (exploración y explotación de crudo y gas asociado), podemos descubrir sus costos directos totales, como lo hemos hecho en el capítulo anterior.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Una presentación detallada de esta metodología seguida en el Área de Economía y Energía se encuentra en Vázquez C., Patricia, TENDENCIAS RECIENTES DE LA PRODUCCION PRIMARIA DE CRUDO Y GAS EN MEXICO 1970-1988, Borrador de Tesis de Licenciatura, Facultad de Economía, UNAM, México 1989.

2.DINAMICA DE LOS COSTOS DE PRODUCCION DE UN BARRIL DE PETROLEO CRUDO EQUIVALENTE 1975-1990

(Dólares constantes de 1982)

	Cost.Mex. (D11/b)	Cost.USA (D11/b)	Precio (D11/b)	Exc.Dif. (D11/b)	Exc.Comp. (D11/b)	Exc.Pet. (D11/b)	ExDifTot. (M.D11)	Ex.CompTo (M.D11)	ExPeTot. (M.D11)	Vol.Exp. (Mill.B.)	Val.Exp. (M.D11)	Exc.Dif.AE (M.D11)	ExComAc. (M.D11)	ExcPeAc (M.D11)
74	4.50	7.14	19.74	2.64	12.60	15.24	15.32	73.15	88.47	5804	114.58	15.32	72.15	88.47
75	7.25	9.10	19.27	1.85	10.17	12.03	63.71	349.79	413.50	34382	662.71	79.04	422.94	501.97
76	5.77	9.59	19.30	3.82	9.72	13.53	131.58	334.91	466.48	34470	665.36	210.61	757.84	968.45
77	4.07	10.13	19.88	6.06	9.75	15.81	446.70	718.82	1165.52	73736	1465.95	657.31	1476.66	2133.97
78	3.57	11.16	18.39	7.59	7.24	14.83	1011.36	964.45	1975.81	133247	2450.86	1668.67	2441.11	4109.78
79	3.64	12.53	24.82	8.89	12.40	21.29	1728.57	2411.13	4139.70	194485	4847.28	3397.25	4852.24	8249.49
80	3.69	13.20	36.39	9.52	23.19	32.71	2883.50	7025.86	9909.36	302956	11025.90	6280.74	11878.10	18158.85
81	3.73	15.17	35.31	11.44	20.14	31.58	4584.35	8072.74	12657.09	400778	14150.87	10865.09	19950.85	30815.94
82	2.07	15.20	28.69	13.13	13.49	26.62	7149.14	7348.63	14497.77	544614	15624.98	18014.24	27299.48	45313.71
83	4.14	12.37	25.43	8.23	13.06	21.29	4615.00	7326.64	11941.63	561005	14265.40	22629.23	34626.11	57255.34
84	4.98	11.10	24.90	6.12	13.80	19.92	3413.20	7701.40	11114.60	558004	13895.70	26042.44	42327.51	68369.94
85	5.98	11.47	22.84	5.49	11.37	16.86	2874.02	5951.39	8825.40	523520	11957.40	28916.46	48278.89	77195.35
86	6.01	11.71	10.41	5.70	-1.30	4.40	2683.39	-611.06	2072.33	470704	4901.27	31599.85	47667.83	79267.68
87	8.19	10.15	13.63	1.96	3.48	5.44	962.09	1706.35	2668.44	490925	6690.26	32561.94	49374.19	81936.12
88	8.00	11.30	10.05	3.30	-1.25	2.05	1578.32	-596.29	982.03	478252	4806.08	34140.26	48777.90	82918.15
89	8.50	11.86	12.36	3.36	0.50	3.86	1567.67	232.38	1800.04	466397	5764.42	35707.92	49010.27	84718.19
90	8.50	12.49	14.45	3.99	1.96	5.95	1859.29	914.83	2774.12	466215	6736.95	37567.21	49925.10	87492.31

FUENTE: Elaborado con datos oficiales y estimaciones propias, 1991

Estas estimaciones nos condujeron a determinar un precio de costo de un barril de crudo mexicano típico -con las correspondientes ponderaciones de istmo, maya, olmeca y condensados del gas- a 4.07 dólares constantes de 1982 a partir del año de 1977, definiéndose, aproximadamente\* la siguiente evolución tanto de

\* Es importante notar que a partir de 1980 SPP modificó su metodología, en acuerdo con PEMEX, para establecer las cuentas de la producción primaria. Siguiendo la evolución de los costos de la serie anterior se han estimado los costos de producción para los años 1974 a 1990.

los costos como de los excedentes: renta diferencial, renta absoluta y ganancia industrial.

Si cotejamos este costo de producción con el costo marginal que se va definiendo cada periodo (en este caso cada año, a pesar de que en rigor se trata de un movimiento diario), obtenemos el monto del excedente diferencial, es decir, el que se valida al interior del precio de costo, debiendo completarse esta determinación con la de los otros componentes del excedente petrolero: el de la validación del carácter privado de la explotación petrolera ~~-excedente absoluto-~~ y que se ubica al interior del precio de producción convertido en precio de exportación de crudo (o de otros productos petroleros, petroquímicos, agrícolas, mineros o industriales, como se mostrará más adelante para ilustrar cómo la renta petrolera reaparece como ganancia industrial de los exportadores); y el de la ganancia industrial estricta que aparece junto al excedente absoluto una vez que a los ingresos globales de exportación de crudo (o de ventas internas que se exteriorizan luego) se le deducen los costos globales y la renta diferencial o, lo que es lo mismo, los costos globales validados en el mercado mundial a través del reconocimiento del costo marginal del periodo y la ganancia industrial. Así, por ejemplo, para el año de 1982, con ingresos globales de exportación de crudo de aproximadamente 14.500 millones de dólares, correspondientes a 545 millones de barriles al año (1.49 millones diarios) y con costo de producción mexicano del orden de 2.07 dólares por barril y costo marginal internacional de 15.20 dólares, obtendremos un monto de 13.13

dólares por barril de excedente diferencial; 13.49 dólares por barril de excedente complementario (que suma renta absoluta con ganancia industrial), obteniendo como renta global por barril la cantidad de 26.62 dólares si tomamos como precio promedio de ese año el de 28.69 dólares que corresponde a la cotización promedio de la mezcala mexicana de exportación, precisamente en el año de 1982.

Con esto obtenemos las relaciones fundamentales que nos permiten obtener estas cantidades:

PRECIO PROMEDIO INTERNACIONAL=	COSTO DE PRODUCCION MEXICANO+
	EXCEDENTE DIFERENCIAL+
	GANANCIA INDUSTRIAL PETROLERA+
	EXCEDENTE ABSOLUTO

Y las magnitudes específicas, en dólares constantes de 1982, serían las siguientes:

PRECIO PROMEDIO INTERNACIONAL(México):	28.69 dll.
COSTO DE PRODUCCION MEXICANO:	2.07 dll.
EXCEDENTE DIFERENCIAL:	13.13 dll.
EXCEDENTE COMPLEMENTARIO	13.49 dll.

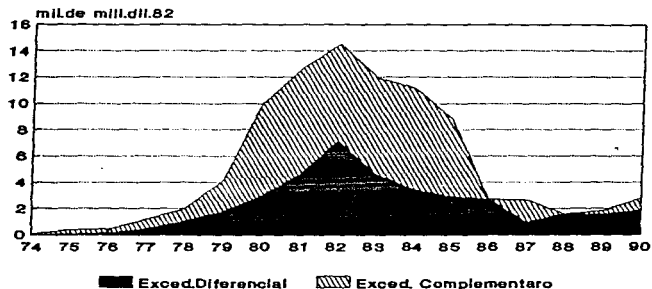
Esto nos permite hablar, entonces, de un excedente diferencial anual, para ese año de 1982, de siete mil 150 millones de dólares



y de un excedente complementario de siete mil 350 millones. Y en conjunto de un excedente petrolero total de 14 mil 500 millones de dólares.

### 3.-EXCEDENTE PETROLERO 1974-1990

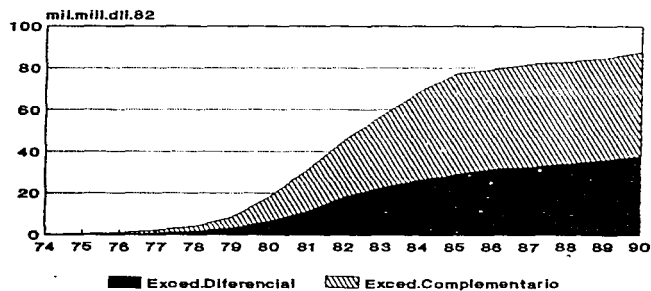
Volumen anual



FUENTE:Elaboración con datos oficiales.

Efectuando estas operaciones durante todo el periodo en que nuestro país ha sido exportador petrolero obtenemos un monto global de renta de 38 mil millones de dólares (constantes de 1982) de excedente diferencial acumulado y de 50 mil millones de excedente complementario, lo que nos permite reconocer un monto global de 88 mil millones de dólares de excedente petrolero global.

#### 4.- EXCEDENTE PETROLERO 1974-1990 Volumen Acumulado



FUENTE:Elaborado con datos oficiales.

Estas cantidades a valor presente representan, respectivamente, 50 mil millones, 66 mil millones y 116 mil millones de dólares, como ya habíamos anotado en la parte final del capítulo anterior.

Es necesario reconocer, entonces, que el dinamismo general del excedente en cuanto a su obtención se encuentra vinculada, entonces, a la evolución de los costos de producción de nuestro país y los costos marginales vigentes en el mercado mundial; al comportamiento de la ganancia industrial; y, finalmente, al comportamiento de los precios de mercado, que resultan ser uno de los extremos para evaluar el comportamiento de este excedente, siendo el otro, por razones obvias, los costos de producción.

Una drástica caída de los precios internacionales del crudo, como la experimentada en 1986 -incluso después, a pesar de cierta recuperación-, afecta de manera inmediata el monto del excedente absoluto; nunca la determinación del excedente diferencial, cuyo comportamiento depende, sustancialmente, de la evolución interna y del comportamiento internacional de los costos de producción.

Ahora bien, al interior del excedente que hemos denominado complementario se incluyen, como también hemos explicado, el excedente absoluto y la ganancia industrial. La asignación de la cuota a cada uno de estos componentes depende, en los hechos, de la evolución de los precios pero también de la evolución de la ganancia media industrial. Una tendencia descendente de la ganancia industrial petrolera puede acompañarse, según se comporten los precios, con ascenso, estabilización o descenso del excedente absoluto. La pugna concurrencial, no sólo al interior de la industria petrolera sino entre ésta y el resto de esferas y ramas económicas, tiende a afectar de manera inmediata el componente absoluto del excedente. En cambio, el componente diferencial se ve sometido a otra dinámica, también influida por la dinámica de la competencia, pero no directamente subordinada a ésta, a pesar de que la tendencia de los costos y los determinantes de esta tendencia -productividad del trabajo, fertilidad de los yacimientos, ubicación, innovaciones tecnológicas e, incluso, mayor explotación de la fuerza de trabajo- también son movidos relativamente por la dinámica concurrencial.

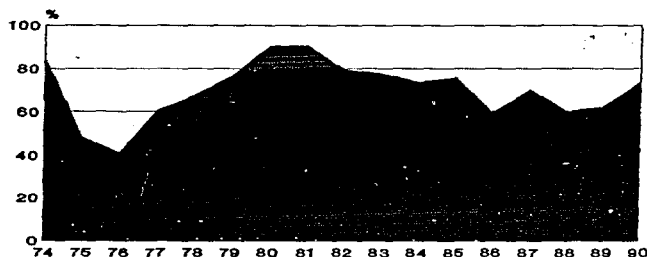
## 2. La circulación de la renta petrolera mexicana.

Una vez que hemos tratado de aclarar tanto el origen del excedente petrolero -rentas y beneficios-, y que hemos intentado aproximarnos a su evaluación cuantitativa y a su dinamismo, resulta de suma importancia reconocer su circulación y su destino. Es evidente que la naturaleza política del excedente petrolero se funda en la propiedad nacional de los yacimientos de hidrocarburos que indica con toda precisión el artículo 27 de la Constitución de la República Mexicana. En virtud de ello, también sin lugar a dudas, el excedente petrolero constituye una de las bases económicas más importantes (la más, podemos decir) para el Estado mexicano. Por ello no es de extrañar que el volumen principal de la renta ha circulado, desde 1978 más particularmente, como impuesto. Esto se ha hecho mediante la forma denominada Derecho por la Explotación de Hidrocarburos (DEHC), que a partir de 1977 empezó a cobrar gran significación en cuanto a su participación no sólo en el monto de los ingresos presupuestales petroleros del Estado Mexicano sino en los ingresos globales.

Los ingresos petroleros llegaron a ser, ni más ni menos, que el 45.5 por ciento de los ingresos presupuestales globales del gobierno federal, incluso en un año con precios de exportación en descenso, aunque con precios internos en ascenso como se verifica en las partes siguientes de este trabajo.

Pero lo curioso de la participación petrolera es su aguda concentración en los Derechos de Explotación de Hidrocarburos, que llegaron a representar, precisamente los años de 1980 y 1981, el 90 por ciento de los impuestos petroleros globales, representando la quinta parte de los ingresos gubernamentales también totales.

### 5.-DERECHOS DE EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS (Participación en impuestos petroleros)



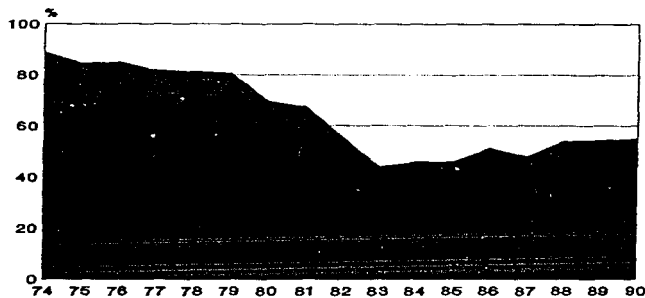
■ DEHC

FUNTE: Elaborado con datos oficiales.

Con este notable impulso de la tributación petrolera, sobre todo -como ya hemos dicho- a partir de 1977, los ingresos tributarios no petroleros fueron perdiendo significación, pues de significar casi el 90 por ciento de los ingresos gubernamentales totales, hoy en día sólo significan el 55 por ciento, participación a la que se ha llegado después de haber caído, incluso en plena crisis, a una participación mínima del 44 y el 48 por ciento en los años de 1983 y 1984, mismos en los que se registra la máxima participación de los ingresos petroleros, aunque no el máximo de

la participación en estos, de los Derechos de Explotación de Hidrocarburos.

#### 6.-TRIBUTACION NO PETROLERA 1974-1990 (Participación en Ingresos del gobierno)



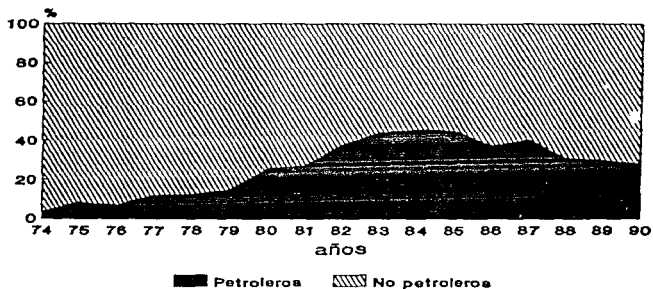
FUENTE: Elaborado con datos oficiales

Es evidente, entonces, que la circulación más importante de la renta petrolera representó una drástica alteración de la estructura de financiamiento del gobierno mexicano. Pero con ello representó, asimismo, la ocasión para posponer y mediatizar una reforma fiscal capaz de expresar no sólo una alternativa de desarrollo más justa sino, incluso, más eficiente en términos de la capacidad financiera del Estado.

La tributación global -incluida la petrolera que, por cierto, no incluye los DEHC-, solo significa por más de la mitad de los ingresos gubernamentales totales, situación que representa, sin lugar a dudas, una verdadero contrasentido para el desarrollo, situando a nuestro país entre los países con una de las más bajas tasas fiscales del mundo, hecho que en la época del auge

petrolero se había profundizado y que hoy, en el marco de la reorganización económica, empieza a modificarse lentamente.

### 7.-PEMEX Y LOS INGRESOS DEL GOBIERNO 74-90 (Participación en por ciento)



FUENTE: Elaborado con datos de Pemex.

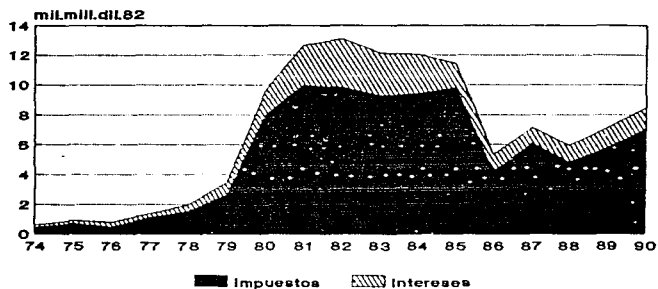
En el terreno estricto de las transferencias originadas en el proceso primario petrolero, hemos de comentar que los DEHC representan para el periodo de exportación de crudo de nuestro país -1974 a 1990-, la cantidad global acumulada de 90 mil millones de dólares constantes de 1982 (es decir, 121 mil millones de dólares presentes), lo que, evidentemente, no sólo se pagó en divisas y a partir de las exportaciones, sino también en moneda nacional a partir de una excedente petrolero interno (por cierto muy inferior al que teóricamente debió haberse acumulado si los precios de los productos petroleros hubieran tenido niveles internacionales en el periodo) que se utilizó, junto con el externo tanto para el pago de impuestos como para el pago de intereses, rubro que ha constituido permanentemente la segunda

vía de circulación -por llamarlas así- del excedente petrolero mexicano.

En cuanto a intereses pagados por Pemex hemos de señalar que si bien se trata de un monto menor al de los impuestos pagados al gobierno, llega a ser una cifra significativa para los 17 años del México exportador de crudo. Se trata de un monto global acumulado de 23 mil millones de dólares constantes de 1982, equivalentes a 30 mil dólares presentes.

Así, por transferencias vía impuestos y vía intereses Pemex proporcionó la importante cantidad de 150 mil millones de dólares -presentes- en 17 años, lo que representa un promedio anual cercano a los nueve mil millones de dólares -presentes- durante dicho período.

#### 8.-CIRCULACION DE EXCEDENTE PETROLERO México 1974-1990



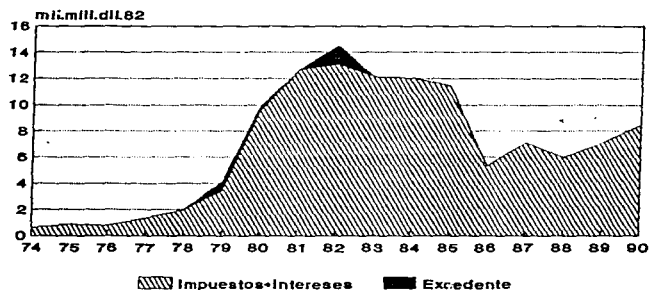
FUENTE:Elaboración con datos oficiales

Merced a este volumen tan importante de transferencias, el excedente petrolero (externo, en este caso) fue totalmente



minimizado en cuanto a potencial financiero de Pemex, reduciéndose, directamente, a soporte financiero del Estado, principalmente de su deuda, tanto interna como externa.

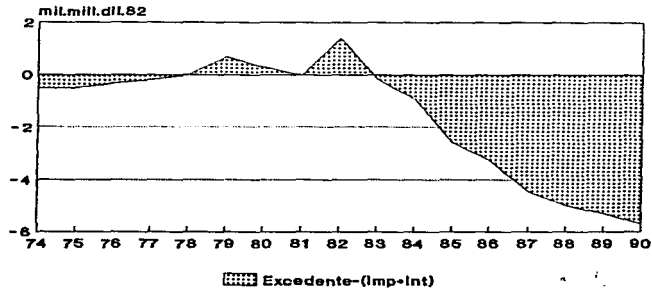
### 9.-CIRCULACION DE EXCEDENTE PETROLERO México 1974-1990



FUENTE:Elaboración con datos oficiales

Con esto, el resultado fue de un saldo negativo del excedente petrolero externo global -salvo los años de 1979, 1980 y 1982, como se nota en las gráficas-, que debió ser complementado con el excedente interno que se logró concretar en el mercado interior a pesar de los bajos precios de los petrolíferos soportados por un bajísimo precio interno del crudo a refinar. Esto significa que en la medida que iba ascendiendo el monto del excedente petrolero total, aumentaban -incluso más que proporcionalmente- los impuestos y los intereses que debía pagar Pemex.

## 10-CIRCULACION DE EXCEDENTE PETROLERO México 1974-1990



FUENTE:Elaboración con datos oficiales

Este saldo negativo, como hemos esbozado antes, debió ser cubierto, entonces, por el excedente petrolero consolidado en el mercado interior, producto de la venta del crudo no exportado a las refinerías para la producción de petrolíferos.

Pero además, este excedente interno se vio severamente diezmado por las transferencias implícitas a toda la economía por el bajo precio del crudo enviado a refinar internamente. Se trata, sin lugar a dudas, de transferencias de significativa magnitud, capaces de alentar, como tratamos de mostrar en la última parte de este trabajo, una competitividad manufacturera internacional fundada en menores costos de producción que los internacionales. Pero estos menores costos de producción manufacturera fueron generados por un conjunto importante de factores entre los que es preciso anotar, por su relevancia, el subsidio energético, el bajo salario y el subsidio al tipo de cambio.

En particular, reconoceremos el subsidio energético en el monto resultante de restar al valor del consumo de petrolíferos calculado con precios internacionales, el valor del mismo consumo calculado a precios internos.

De eso, precisamente, nos ocuparemos en los siguientes apartados, cuidando de observar detenidamente tanto la transformación de las exportaciones manufactureras mexicanas - para reconocer la competitividad en su dinamismo-, como la evolución energética global y de la industria en particular, que se encuentran a la base de dicho subsidio.

ANEXO ESTADISTICO CAPITULO IV

4.- PARTICIPACION IMPOSITIVA DE PEMEX 1974-1990

	DEHC (mMp)	INPECOB. (mMp)	INTRIGOB. (mMp)	INTRINOP. (mMp)	INPRECOB. (mMp)	DEHC (MD82)	INPECOB. (MD82)	INTRIGOB. (MD82)	INTRINOP. (MD82)	INPRECOB. (MD82)	DH/INPE (%)	INP/ING (%)	INTRI/INGITNOP/ING (%)	
74	2.8	3.3	84.1	83.6	94.1	415	489	12459	12385	13941	84.8	3.5	89.4	88.8
75	5.3	11.0	117.5	111.8	132.4	715	1484	15852	15083	17862	48.2	8.3	88.7	84.4
76	4.6	11.2	145.1	138.5	163.1	472	1150	14903	14225	16752	41.1	6.9	89.0	84.9
77	16.6	27.5	200.5	189.7	231.8	1093	1810	13205	12489	15260	60.4	11.9	86.5	81.8
78	25.2	37.3	264.0	251.9	309.2	1533	2269	16058	15322	18808	67.6	12.1	85.4	81.5
79	46.9	61.4	353.0	338.5	418.7	2616	3425	19689	18880	23354	76.4	14.7	84.3	80.5
80	156.8	173.8	492.2	475.2	683.1	7972	8837	25025	24161	34731	90.2	25.4	72.1	69.6
81	228.5	252.5	652.1	628.1	930.6	9995	11045	28525	27475	40707	90.5	27.1	70.1	67.5
82	454.2	573.0	960.6	841.8	1515.4	9827	12397	20783	18213	32787	79.3	37.8	63.4	55.5
83	1159.2	1492.6	1822.4	1489	3396.6	9282	11952	14592	11923	27197	77.7	43.9	53.7	43.8
84	1700.2	2315.9	2956.1	2340.3	5089.0	9408	12815	16357	12950	28159	73.4	45.5	58.1	46.0
85	2790.1	3683.3	4669.6	3776.4	8218.3	9789	12923	16384	13250	28835	75.8	44.8	56.8	46.0
86	2389.9	4881.3	8714.0	6722.6	13111.3	4146	7004	12503	9646	18812	59.2	37.2	66.5	51.3
87	9847.3	14084.5	20887.7	16650.5	34884.7	6072	8685	12880	10267	21511	69.9	40.4	59.9	47.7
88	13338.3	22269.0	47486.5	38555.8	71481.2	4818	8044	17152	13926	25819	59.9	31.2	66.4	53.9
89	17914.7	28801.3	63336.7	52450.9	96273.0	5756	9254	20350	16852	30932	62.2	29.9	65.8	54.5
90	26295.9	35652.5	86076.7	70000.1	127243.8	7026	9526	23000	18704	34000	73.8	28.0	67.6	55.0

FUENTE: Elaborado con datos oficiales y estimaciones propias, 1991

2.-CIRCULACION DEL EXCEDENTE PETROLERO 1974-1990

	DXHC (mMp)	DXHC (MD11)	INTERESES (mMp)	INTERESES (MD11)	TOT. II. (mMp)	TOT. II. (MD11)	DXHC (MD11.82)	INTERESES (MD11.82)	TOTAL (MD11.82)	EXC.PETR. (MD11.82)	EPE-TOTII (MD11.82)	DXHCAC. (MD11.82)	INTER.AC. (MD11.82)	TOTALAC. (MD11.82)
74	2.8	224	1.3	104	4.1	328	415	193	607	88	-519	415	193	607
75	5.3	424	1.5	120	6.8	544	715	202	917	414	-504	1130	395	1524
76	4.6	298	3.0	194	7.6	493	472	308	781	466	-314	1602	703	2305
77	16.6	735	3.9	173	20.5	908	1093	257	1350	1166	-184	2695	960	3655
78	25.2	1107	7.4	325	32.5	1432	1533	450	1983	1976	-7	4228	1410	5638
79	46.9	2056	14.9	653	61.8	2709	2616	831	3447	4140	693	6844	2241	9085
80	156.8	6932	32.3	1407	189.1	8740	7972	1642	9615	9999	295	14816	3884	12699
81	228.2	9383	61.7	2537	289.9	11920	9982	2699	12681	12657	-24	24799	6583	31380
82	454.2	9827	150.7	3250	604.9	13087	9827	3260	13087	14498	1410	34625	9843	44468
83	1159.2	9644	354.4	2948	1513.6	12592	9282	2838	12120	11942	-178	43907	12681	56587
84	1700.2	10132	474.9	2830	3175.1	12962	9408	2628	12036	11115	-921	53315	15309	68623
85	1790.1	10856	464.0	1805	3254.1	12662	9789	1628	11417	8825	-2592	63105	16937	80040
86	2389.9	4723	823.5	1346	3713.4	6069	4146	1182	5328	2072	-3256	67251	18118	85368
87	9847.3	7147	1719.8	1248	11567.1	8495	8072	1060	7133	2668	-4464	73323	19179	92501
88	13338.3	5458	3144.6	1383	16482.9	7251	4318	1136	5954	982	-4972	78141	20315	92541
89	17914.7	7270	4171.3	1893	23066.0	8963	5756	1340	7095	1800	-5296	83897	21655	105551
90	26295.9	7331	5395.5	1915	31691.4	11246	7026	1442	8468	2774	-5694	90923	23096	114019

FUENTE: Elaborado con datos oficiales y estimaciones propias, 1991

## CAPITULO V

### RENTA PETROLERA Y DINAMISMO EXPORTADOR

## CAPITULO V. RENTA Y DINAMISMO EXPORTADOR.

### 1. El dinamismo exportador contemporáneo.

La consolidación de una nueva fase del desarrollo capitalista mexicano durante los años 1962 a 1969 tendió a profundizar una forma de articulación comercial al mercado mundial centrada en gran medida en la exportación de productos agrícolas y en algunos productos manufactureros de las llamadas industrias ligeras: alimentos, textiles, vestido, en general bienes de consumo. Precisamente el año de 1974 experimento el máximo histórico de la participación de las manufacturas en las exportaciones ligadas a la dinámica y la estructura económica heredadas de los años sesenta. Pero la década de los difíciles y controvertidos años setenta, con el impulso -relativo pero definitivo- que proporcionó el acceso de nuestro país a la renta petrolera internacional, significó el cambio cualitativo y cuantitativo de las exportaciones manufactureras mexicanas. No sólo se registro un descenso relativo de la participación de las manufacturas en las exportaciones globales que arribo a su mínimo histórico en el año de 1982, sino que se fue gestando una transformación del tipo de manufacturas exportadas, sustituyendose paulatinamente -y sobre todo a partir de 1983- las viejas mercancías de consumo por los insumos industriales, mas propios de la consolidación de una industria pesada nueva, de alta competitividad industrial y de alta intensidad de capital: siderurgia, química, celulosa y papel, minerales no metálicos, vidrio y caucho, fibras y resinas sintéticas, minerometalurgía, y producción de maquinaria y equipo, principalmente productos de la industria automotriz.

1-EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(millones de dólares)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TOTALES	4650	6173	8817	15512	19420	21230	22312	24196	21664	16031	20656	20565	22765	26779
NO PETR	3614	4200	4843	4692	4846	4753	6295	7595	6897	9724	12026	13854	14889	16676
MANUFAC	2084	2548	2836	2767	2816	3125	4710	5742	5077	7142	9907	11523	12530	13892
Al.B.Ta	638	757	799	772	679	702	725	822	751	937	1313	1363	1268	1300
Text.Ve	180	188	209	185	181	150	191	275	195	333	566	619	623	680
Madera	51	73	72	55	59	52	82	98	72	100	134	182	197	220
Papel	64	67	74	79	81	78	75	97	86	138	222	322	269	220
Petroq.	1	50	113	117	133	116	136	161	107	87	121	210	160	269
Química	241	250	336	395	457	442	628	756	674	830	1093	1385	1537	1750
Plástico	16	20	20	18	23	26	44	65	41	78	112	156	179	210
M.noMet	140	156	136	128	125	140	210	289	313	375	447	521	567	610
Siderur	92	136	131	70	64	112	319	378	240	443	630	762	867	933
Minerom	85	136	146	120	70	378	562	510	402	474	630	805	1033	1200
PM.MYE.	542	680	755	785	894	888	1663	2217	2129	3286	4618	5236	5782	6500
MAQUILA	345	452	638	772	976	851	818	1155	1268	1295	1598	2337	3052	3500
PETROL.	1036	1973	3974	10820	14574	16477	16017	16601	14767	6307	8630	6711	7876	10103
Crudo	987	1774	3765	9449	13305	15623	14793	14968	13309	5580	7877	5883	7292	8952

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno, 1991.

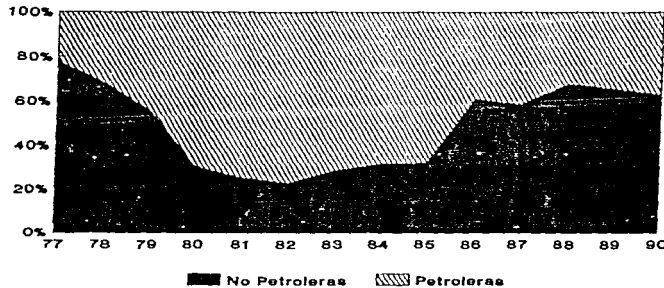
2-EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(Estructura porcentual)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TOTALES	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
NO PETR	77.72	68.04	54.93	30.25	24.95	22.39	28.21	31.39	31.84	60.66	58.22	67.37	65.40	62.27
MANUFAC	44.82	41.28	32.17	17.84	14.50	14.72	21.11	23.73	23.44	44.55	47.96	56.03	55.04	51.88
Al.B.Ta	13.72	12.26	9.06	4.98	3.50	3.31	3.25	3.40	3.47	5.94	6.36	6.63	5.57	4.85
Text.Ve	3.87	3.05	2.37	1.19	0.93	0.71	0.86	1.14	0.90	2.08	2.74	3.01	2.74	2.54
Madera	1.10	1.18	0.82	0.35	0.30	0.24	0.37	0.41	0.33	0.62	0.65	0.88	0.87	0.82
Papel	1.38	1.09	0.84	0.51	0.42	0.37	0.34	0.40	0.40	0.86	1.07	1.57	1.18	0.82
Petroq.	0.02	0.81	1.28	0.75	0.68	0.55	0.61	0.67	0.49	0.54	0.59	1.02	0.70	1.00
Química	5.18	4.05	3.81	2.55	2.35	2.08	2.81	3.12	3.11	5.18	5.29	6.73	6.75	6.53
Plástico	0.34	0.32	0.23	0.12	0.12	0.12	0.20	0.27	0.19	0.49	0.54	0.76	0.79	0.78
M.noMet	3.01	2.53	1.54	0.83	0.64	0.66	0.94	1.19	1.44	2.34	2.16	2.53	2.49	2.28
Siderur	1.98	2.20	1.49	0.45	0.33	0.53	1.43	1.56	1.11	2.76	3.05	3.71	3.81	3.48
Minerom	1.83	2.20	1.66	0.77	0.36	1.78	2.52	2.11	1.86	2.94	3.05	3.91	4.54	4.48
PM.MYE.	11.65	11.02	8.56	5.06	4.60	4.18	7.45	9.16	9.83	20.50	22.36	25.46	25.40	24.27
MAQUILA	7.42	7.32	7.24	4.96	5.03	4.01	3.67	4.77	5.85	8.08	7.74	11.36	13.41	13.07
PETROL.	22.28	31.96	45.07	69.75	75.05	77.61	71.79	68.61	68.16	39.34	41.78	32.63	34.60	37.73
Crudo	21.23	28.74	42.70	60.91	68.51	73.59	66.30	61.86	61.43	34.81	38.13	28.61	32.03	33.43

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno, 1991.



## 1.-MEXICO: EXPORTACIONES 1977-1990 (Distribución por tipo)



FUENTE: Elaborada con datos oficiales

En términos del dinamismo específico y la participación en las exportaciones manufactureras no petroleras se observa el siguiente comportamiento:<sup>1</sup>

- 1) Siderurgia, básicamente apoyada con la exportación de laminados y tubos, y con una importante participación en las exportaciones manufactureras no petroleras (6.72 por ciento);
- 2) Plásticos y caucho, con un crecimiento importante en las manufacturas de plástico y de resinas sintéticas y en la producción y exportación de llantas y cámaras, aunque con una

<sup>1</sup> Hay que tener más cuidado en la caracterización de estas exportaciones: un análisis más riguroso de algunas de sus características mostraría que una parte importante de estas exportaciones es la de las manufacturas cuya producción requiere altos volúmenes de combustibles y electricidad, productos en los que los industriales exportadores tienen un alto subsidio, fundado en los menores costos de producción del crudo y el gas mexicano.

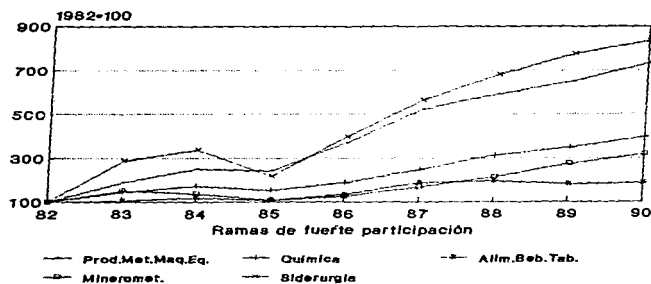
participación limitada en las exportaciones manufactureras no petroleras (1.51 por ciento):

3) Productos metálicos, maquinaria y equipo, centrada en la acelerada exportación de automóviles, motores y partes automotrices, y en las ventas externas de equipo de computación y cuya participación en la estructura de las exportaciones manufactureras no petroleras es importantísima con casi la mitad del global (47 por ciento):

4) Textiles y vestido, que a pesar de sus dificultades ha sido una de las de mayor dinamismo exportador, conservando una participación siempre cercana al cinco por ciento.

5) Minerales no metálicos, con un notable crecimiento en las exportaciones de cemento hidráulico y clínquer, por un lado, y manufacturas del vidrio por otro, logrando una participación del 4.39 por ciento en ese tipo de exportaciones:

## 2.-EXPORTACION MANUFACTURAS NO PETROLERA México 1982-1990



FUENTE: Elaborado con datos oficiales

5) Madera y sus productos, cuya expansión exportadora se ha fundado en artículos de madera labrada, y en muebles y artefactos, a pesar de su baja participación (1.58 por ciento):

7) Química, sustancialmente con la exportación de ciertos ácidos -sobretudo policarboxilicos-, de materias plásticas y resinas sintéticas, y de colores y barnices preparados, para sólo mencionar las mercancías más importantes, habiendo logrado sostener su importante participación del 12.6 por ciento:

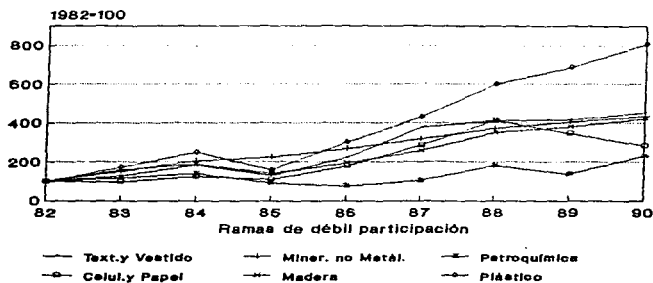
8) Minerometalúrgica, a través de la exportación de plata, cobre, plomo en barras y zinca afinado, y con una participación en el global de 8.64 por ciento.

9) Celulosa y papel, con una concentración muy particular en la exportación de publicaciones e impresos, aunque con una participación de sólo 1.58 por ciento, similar a la de la rama de manufacturas de madera;

10) Petroquímica -con cloruro de plivinilo y amoniaco (en descenso, por cierto)-, para experimentar una leve participación del dos por ciento;

11) Alimentos, bebidas y tabaco, que merced a la comercialización externa de legumbres y hortalizas, frutas y sus jugos y productos, productos del mar preparados, cerveza y tequila, sostuvo una importante participación (10 por ciento), aunque notablemente inferior a su participación tradicional antes del auge petrolero (25 a 30 por ciento).

### 3-EXPORTACION MANUFACTURAS NO PETROLERAS México 1982-1990



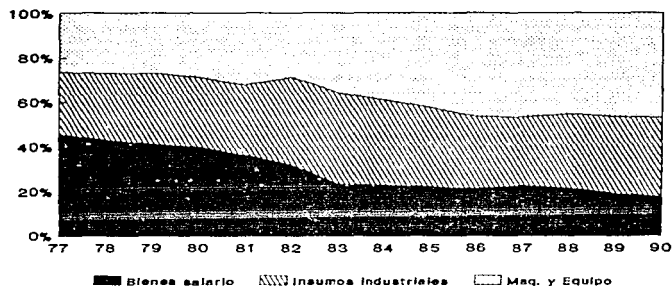
FUENTE: Elaborado con datos oficiales

Esto nos conduce a observar una importante interrelación entre el dinamismo exportador -evaluado en el crecimiento acumulado de las exportaciones a partir del año de 1982- y el peso específico de cada división, rama y producto. Algunas ramas de gran dinamismo como la del plástico y caucho, madera y celulosa y papel, tienen una participación limitada. Otras, como la de minerales no metálicos o textil y del vestido todavía no llegan a constituirse en las ramas de mayor peso en las exportaciones manufactureras no petroleras de nuestro país, aunque tienen una importante significación.

Finalmente, las ramas con mayor dinamismo e importancia son, sin lugar a dudas, la de productos metálicos, maquinaria y equipo, por un lado, y la química, la siderurgia y la minerometalurgia por el otro. Se trata de ramas de alta intensidad de capital y que experimentan una franca tendencia a la recuperación de su eficiencia productiva.

Este comportamiento, reconocido en la agrupación de las ramas en tres grandes bloques, bienes salario, insumos industriales y maquinaria y equipo, nos permite reconocer un notable reforzamiento de la participación del bloque de ramas de la división de maquinaria y equipo (47 por ciento en 1990), y una consolidación de las ramas agrupadas en el bloque de insumos industriales (36 por ciento). En cambio, hay una pérdida relativa de significación de las exportaciones tradicionales de bienes salario.

#### 4.-EXPORTACIONES MANUFACTURAS NO PETROLERAS (Estructura 1977-1990)

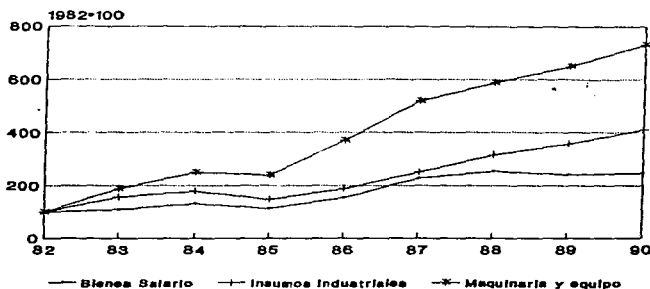


FUENTE:Elaborada con datos oficiales

Esto, sin lugar a dudas, muestra una nueva forma de integración con el mercado mundial, especialmente con el mercado estadounidense, a partir de los dos grandes bloques exportadores: insumos industriales, y maquinaria y equipo, sorprende, además, el gran dinamismo de este último bloque, que de 1983 a 1990 creció más del 500 por ciento.

Todo pareciera indicar que estos dos bloques -maquinaria y equipo, e insumos industriales-, tenderan a integrarse cada vez mas con la industria de los Estados Unidos, y que su dinamismo, de manera creciente, se vinculara con la evolucion de la economia en aquel pais.

### 5. EVOLUCION DE EXPORTACIONES NO PETROLERAS (Bloques de manufacturas)



FUENTE: Elaborada con datos oficiales

Por otra parte, la evolucion de las ramas industriales de gran dinamismo exportador muestra también un comportamiento muy particular en cuanto a otras dos características importantes:

- 1) su estructura sectorial, reconociendo a los sectores exportadores: publico, privado nacional, firmas con inversion extranjera y empresas transnacionales;
- 2) su grado de exteriorización, analizado tanto en la participacion de sus exportaciones y sus importaciones de insumos

en su producto, y de los bienes de capital importados en su formación de capital.

### 3. MEXICO: DISTRIBUCION SECTORIAL DE LAS EXPORTACIONES 1982-1990

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Públicas	84%	78%	74%	73%	48%	50%	39%	40%	41%
Privadas	16%	22%	26%	27%	52%	51%	61%	60%	59%
- Nacional.	10%	15%	15%	11%	18%	18%	21%	20%	20%
- Transnac.	6	7%	11%	16%	33%	33%	40%	40%	39%

FUENTE: Elaborado con datos oficiales y estimaciones propias, 1991

En cuanto a lo primero, la estructura sectorial es posible reconocer un rápido crecimiento de las exportaciones de las empresas trasnacionales, ligado a la caída de la participación del sector público en las exportaciones, vinculada, por lo demás, a la evolución de los precios internacionales del petróleo. El capital ligado a empresas nacionales -por cierto algunas con participación de la inversión extranjera directa- ha incrementado su peso en las exportaciones globales, pero este incremento apenas se duplica en siete años, en tanto que la participación de las empresas trasnacionales se elevó más del 650 por ciento, como un resultado tanto del propio dinamismo exportador de las trasnacionales como de la caída de los ingresos petroleros ligado al desplome de precios, principalmente durante los años de 1986 y 1988.

En cuanto a lo segundo, su grado de exteriorización, hemos de notar también, importantes cambios, en algunos casos ocasionados por una reestructuración -lenta pero gradual- de la rama, y en otros atribuible básicamente a la fase recesiva que globalmente ha experimentado la economía durante los últimos años.

A principios del periodo el comportamiento del contenido importado de las materias primas de las ramas que dinamizaron sus exportaciones fluctuaba entre el 0.1 y 32 por ciento.

#### 4-INDUSTRIA DE MEXICO: PARTICIPACION DE IMPORTACIONES 1983-1989.

M.P.Imp./M.P.Tot.

Al.Beb.Tab	---
Text.Vest.Cuero	---
Madera	---
Cel.yPapel	16%
Division Quimica	8 al 32%
Miner.no Met.	1 al 7%
Div.Metalica y Mineromet.	13%
Pord. Met. Maq.y Equipo	20 al 30%
Otras Manufacturas	---

FUENTE: Elaborado con datos oficiales, SCN y Banco de México.

Las esferas industriales de mayor participación importado en sus insumos industriales son, precisamente, las que concentran el mayor volumen de insumos importados durante el periodo: productos metálicos, maquinaria y equipo; química, derivados del petróleo, caucho y plástico. Y al interior de estas esferas, sobresale el comportamiento de las ramas siguientes: automotriz -ensamblado de automóviles y fabricación de motores y partes-; resinas y fibras artificiales; hule; plástico. Otras ramas de menor contenido importado han mostrado una participación importante -incluso sostenida a pesar de la recesión- en la importación de insumos industriales y bienes de capital. Es el caso de las industrias del vidrio, del cemento y del hierro y el acero. Existen también algunos casos típicos en cuanto a un estancamiento prácticamente absoluto en la importación de insumos. Es el caso de las ramas de refinación petrolera y



petroquímica básica (PEMEX) que prácticamente cancelaron sus importaciones durante el sexenio pasado. En cambio, a pesar de cierta disminución notable respecto a los años del boom petrolero, las ramas de producción primaria de petróleo y gas, de generación de electricidad y de la construcción han sostenido un importante volumen de importaciones, muchas de ellas de bienes de capital.

**5.-IMPORTACIONES DE INSUMOS Y EQUIPO DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA.**  
(Miles de Millones de dólares)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Imp.Tot.	23.4	14.4	8.6	11.3	13.2	11.4	12.2	18.9	23.4	29.8
-Ins.Ind.	13.5	8.4	5.7	7.8	9.0	7.6	8.8	13.0	15.1	17.9
-Ins.a Mf.	7.0	4.1	2.1	3.0	3.8	3.6	5.6	7.9	9.0	11.0
Mf/Tot.	52%	38%	46%	38%	42%	47%	64%	61%	50%	61%
-B.de C.	7.6	4.5	2.2	2.6	3.2	3.0	2.6	4.0	4.8	6.8
-BC.a Mf.	2.4	1.5	0.5	0.6	0.8	1.0	1.0	1.5	2.0	3.4
Mf/Tot.	32%	33%	20%	22%	26%	33%	37%	36%	41%	59%

FUENTE: Elaborados con datos oficiales.

Los datos de la manufactura de 89 y 90 son estimaciones propias.

Hemos de notar, finalmente, la existencia de ramas deficitarias respecto a sus requerimientos productivos -insumos, maquinaria y equipo-. Se trata de ramas cuyas exportaciones no alcanzan a pagar sus divisas necesarias para ello y que deben ser "subsidiadas" por otros sectores superavitarios en este sentido. Es el caso de las divisiones industriales de la celulosa, el papel y sus productos; de resinas y fibras artificiales; de elástico; del hule. Otras, en cambio, son superavitarias en este sentido, es decir, sus exportaciones alcanzan a pagar sus

requerimientos productivos importados: vidrio, cemento, siderúrgica, automotriz y, evidentemente, la rama petrolera integrada, aunque el factor fundamental en esta esfera es la exportación de crudo. En algunos casos sólo varios años de recuperación sostenida permitiran notar la resultante final de cada rama, resultante que, por cierto, debe distinguirse aunque relacionarse con el superávit de productos.

Por ejemplo, divisiones industriales como la de alimentos, bebidas y tabaco; la textil, de prendas de vestir y de artículos de cuero; la de madera y sus manufacturas; la de minerales no metálicos; entre otras, se han convertido en ramas superavitarias tanto en términos de producto como en términos de rama. En cambio, la división de celulosa, papel y sus productos, resulta globalmente deficitaria, pues todavía el mercado interno exige muchos productos de esta rama del exterior y, asimismo, las exportaciones de esta industria son insuficientes para el pago de sus requerimientos productivos. Otras divisiones como la química, la metálica básica y la de productos metálicos, maquinaria y equipo son superavitarias respecto a sus requerimientos productivos -sobre todo a partir de 1983-, pero siguen siendo deficitarias respecto a sus productos. Esto se puede explicar, en parte, por algunos productos químicos específicos: algunos aceros especiales y sus manufacturas; algunos equipos; y en general por la debilidad que experimenta nuestro país en la fabricación de máquinas y máquinas para hacer máquinas, a pesar del desarrollo que ha tenido esta división industrial.

Pero también en estos casos que hemos mencionado, la paulatina recuperación de la economía y su ineludible internacionalización nos permitieran caracterizar de forma más definitiva la naturaleza superavitaria o deficitaria -de productos y requerimientos productivos- de las diversas divisiones y ramas industriales de la manufactura mexicana. Y en este caso, como en muchos otros, será imprescindible una evaluación más rigurosa de los resultados, pues no puede plantearse como objetivo fundamental -a veces único- el superávit comercial y la autosuficiencia financiera de las ramas industriales.

Un juicio más a fondo de las perspectivas de diversas ramas industriales en nuestro país exige la incorporación de muchos elementos: pertinencia económica, pertinencia social, efecto ambiental y ecológico, para sólo citar algunos.

Y en cuanto a la participación de las exportaciones en el producto, es imprescindible reconocer inicialmente que este indicador ha experimentado un sensible aumento a nivel general de la economía.

De manera particular, hemos de notar que diversas ramas se encuentran exportando volúmenes y valores muy importantes de su producción. La automotriz exporta más del 40 por ciento de sus automóviles; la de motores ha llegado a una exportación superior al 75 por ciento de su producción; la metálica básica exporta casi el 15 por ciento de su producto; la división química, del caucho y del plástico exporta la quinta parte de su producción. Se trata de ejemplos que ilustran la tendencia general de la

economía a incrementar la relación de las exportaciones respecto al producto nacional.

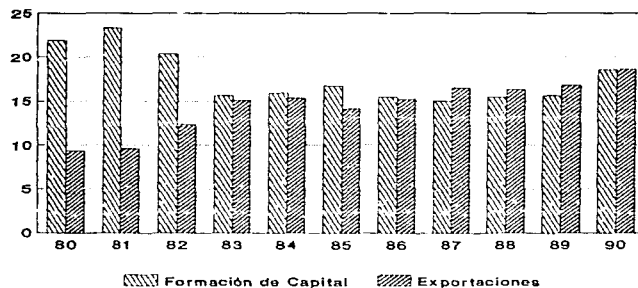
#### 6. PARTICIPACION DE LAS EXPORTACIONES EN EL PRODUCTO 1990

Rama	Participación
Minería	45%
Automotriz	45 a 55%
Motores Autom.	75 a 80%
Siderúrgica	13 a 15%
Minerometalúrgica	13 a 15%
Química	20 a 30%
Prod. Metálicos, Maq. y Eq.	25 a 30%

FUENTE: Elaborado con datos de Banco de México y estimaciones propias.

A nivel general de la economía, también es posible percibir esta creciente exteriorización a partir de la tendencia contemporánea de las exportaciones.

#### 6.-MEXICO:EVOLUCION DE DEMANDA FINAL 80-90 (1980=100)



FUENTE: Elaborada con datos oficiales.

Esta tendencia general represento 11 por ciento en 1987, 12 por ciento en 1988, 11 por ciento en 1989 y casi 12 por ciento en

1990. participación muy importante, sostenida a pesar de la caída de precios del petróleo. luego de que en los años previos al boom petrolero apenas representaba entre el 5 y el 7 por ciento. Si, además, consideramos que en el año de 1990 las exportaciones no petroleras significaron el 62 por ciento, su participación en el producto nacional significaba el 7, un porcentaje que se ha sostenido establemente los últimos años y que manifiesta un ascenso importante dado el contexto ascendente en el que se inscribe y que, presumiblemente, puede llegar en los próximos años a 12 y 13 por ciento del producto nacional.

Sin embargo, un juicio más acertado sobre esta tendencia -sus orígenes, su naturaleza y sus perspectivas- exigiría un análisis más acucioso de la dinámica comercial internacional. Baste mencionar que a pesar del incremento tan notable que han experimentado en nuestro país las exportaciones no petroleras, más concretamente las exportaciones manufactureras no petroleras, nuestro país no ha logrado acceder al máximo histórico de su participación en las exportaciones mundiales: 1.4 por ciento en el año de 1984. Ciertamente el ascenso y la caída de la participación mexicana en el comercio mundial ha sido expresión de la evolución de los precios internacionales del crudo. Pero un indicador de la solidez de la nueva conformación industrial y de la nueva articulación de nuestro país al mercado mundial será, evidentemente, la consolidación de dicha participación y su aumento, al margen de la factura petrolera.

En cualquier hipótesis, el impulso exportador mexicano no puede ser despreciado, aunque lo más importante a considerar será,

entonces, la persistencia y definitividad que padquiera: se trata de una característica que deberá tender a asumir una naturaleza estructural dentro de la economía, lo que se lograra en la medida que se sustente de manera creciente en la redefinición de la base tecnológica, de la base productiva; en la recalificación de la fuerza de trabajo; en la redefinición de las formas de organización del trabajo; en suma en la sustitución de la actual heterogeneidad tecnologico-productiva por otra que permita la recuperación del salario y del empleo; la superación de la eficiencia productiva y, en general de la productividad (que no es lo mismo); la eliminación paulatina de ciertos subsidios que impiden la consolidación estructural de esta tendencia, como ha sucedido ya con los combustibles y la electricidad que a partir de abril de este año de 1990 se han amarrado a los precios internacionales. Esto, presumiblemente, sucederá también con otras materias primas y, desde luego, con el subsidio implícito en el diferencial salarial y en el tipo de cambio.

**7.-EXPORTACIONES MUNDIALES Y DE PAISES SEMIINDUSTRIALIZADOS 80-90**  
(Participación en porcentaje)

	1980	1982	1984	1986	1988	1989	1990
Industr.	65.5	66.8	68.1	73.4	74.0	73.5	73.6
<u>En desarr.</u>	<u>33.5</u>	<u>31.9</u>	<u>29.8</u>	<u>14.5</u>	<u>26.0</u>	<u>26.5</u>	<u>26.4</u>

FUENTE: Elaborado con datos del FMI, 1991

De no lograrse la consolidación de esta tendencia exportadora sobre "bases firmes", este comportamiento volverá a ser suplantado o eliminado, sobre todo en el momento en que el mercado interno se recupere o cuando no sea posible va mantener

márgenes importantes de subvaluación y precios subsidiados de algunas materias primas.

Precisamente con la intención de esbozar preliminarmente el "grado de maduración" de esta nueva característica de la base económica de México resulta importante reconocer la evolución y el comportamiento de la capacidad de producción y de la eficiencia productiva<sup>2</sup>.

**8.-EXPORTACIONES MUNDIALES Y DE PAISES SEMINDUSTRIALIZADOS 1980-1990**  
(Miles de Millones de dólares)

	1980	1982	1984	1986	1988	1989	1990	Exp/PIB
								(%)
Mund.	1892	1729	1783	1992	2684	2891	3036	n.d.
Industr.	1240	1155	1215	1463	1986	2126	2233	17
En des.	633	551	532	489	698	765	803	19
Arg.	8.1	7.6	8.1	6.9	9.1	9.6	10.1	11
Brasil	20.1	20.2	27.1	22.3	33.8	34.4	35.9	9
Corea	17.5	21.9	29.2	34.7	60.7	62.3	65.1	41
España	20.7	20.5	23.6	27.2	40.3	44.5	48.1	20
Grecia	5.2	4.3	4.8	5.6	5.4	7.5	9.1	22
Hong Kong	19.7	21.1	28.3	35.4	63.2	73.1	80.1	112
India	8.6	9.4	9.5	9.5	13.3	15.8	18.9	6
Singapur	19.4	20.8	24.1	22.5	39.3	44.7	49.8	n.d.
Turquia	2.9	5.7	7.1	7.4	11.7	11.6	12.1	18
Yugosl.	9.1	10.3	10.3	10.4	12.7	13.5	13.9	24
México	15.6	21.2	24.4	16.2	20.8	23.8	26.8	16

FUENTE: Elaborado con datos del FMI. Los datos de 1990 son estimados.

La relación Exp/PIB es para 1989

<sup>2</sup> Múltiples estudiosos han profundizado estas características productivas y tecnológicas de las diversas esferas industriales. Enrique de la Garza, Raul Corra y Javier Meloan presentan una parte muy sugerente al respecto en su libro **CRISIS Y REESTRUCTURACION PRODUCTIVA EN MEXICO**, UAM-I, México 1988.

## 2. La Capacidad Manufacturera Mexicana.

Luego de mas de siete años de impulso limitado a la modernizacion, la industria manufacturera ha mostrado una leve caida de 1.5 a 2 puntos en su participaci3n en el producto nacional, b3sicamente por el comportamiento err3tico de los precios internacionales del producto. Sin embargo los 3ltimos a3os tanto el sector industrial en general como el manufacturero en particular ha experimentado un dinamismo ligeramente superior al del propducto global. En el a3o de 1990 el crecimiento de la indsutria fue de 5.4 por ciento y el de la manufactura de 5.2, superior al 3.8 del producto global.

El descenso registrado en la participaci3n del producto industrial en el global, sin embargo, no puede ocultar el incremento notable de algunas esferas industriales tambi3n en su participaci3n en el producto, ni tampoco el hecho de que la industria manufacturera ha experimentado comportamientos mejores que los del producto global. Cuando el producto ha caido, la manufactura ha caido menos que la economia en su conjunto; cuando esta ha crecido -asi sea ligeramente- la manufactura ha crecido a3n m3s. Se trata de una tendencia o comportamiento relativamente nuevo, expresi3n de una orientaci3n econ3mica objetiva, crecientemente centrada en el desarrollo industrial, acaso similar al comportamiento de los a3os sesenta, pero distinto en cuanto al tipo de esferas y ramas que hoy dinamizan la economia en su conjunto, como lo hemos anotado a proposito de las exportaciones.



Globalizando un poco se reconoce en los últimos siete u ocho años un ligero crecimiento de la minería -situación por demás importante dada la caída de los precios del petróleo y de la misma plataforma de exportación-; la minería ha llegado a exportar el 43 por ciento de su producción -minería no petrolera en el año de 1988- por lo que paulatinamente su inserción en el mercado mundial ha ido determinando su comportamiento económico. Primordialmente se exportan concentrados de cobre, manganeso y zinc (la plata se exporta en barras, por lo que su exportación se adjudica a la manufactura minerometalúrgica al igual que el plomo y un poco del zinc y del cobre) y el precio de estos productos ha experimentado alzas recientes. El cobre, por ejemplo, ascendió de 1978 a 1980, para luego caer estrepitosamente durante cinco años y experimentar nuevamente ascenso de precios de 1986 a 1988. El manganeso ha tenido un comportamiento similar. El zinc, en cambio, ha mostrado un ligero ascenso desde 1977.

Al interior de la industria la participación de la minería básicamente se ha sostenido, reconociéndose un ligero repunte en 1983.

Algo similar podemos afirmar para la manufactura en general: en cambio, para la construcción y la electricidad -como anotamos enseguida- el comportamiento ha sido opuesto: la construcción cae drásticamente y la electricidad tiende a consolidar su peso en la estructura industrial, a pesar de cierta desaceleración reciente de sus ventas.

9.PARTICIPACION DE LOS SECTORES DE LA INDUSTRIA EN EL PIB 1980-1990  
(Porcentaje)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Min.	3.2	3.4	3.7	3.9	3.8	3.7	3.7	3.8	3.8	3.6	3.6
Manufact.	22.1	21.6	21.2	20.4	20.7	21.3	21.0	21.1	21.4	22.3	23.1
Construc.	6.4	6.8	6.3	5.3	5.4	5.4	5.0	5.1	4.8	4.9	5.0
Elec	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5
<u>Industria</u>	<u>32.7</u>	<u>32.8</u>	<u>32.3</u>	<u>30.8</u>	<u>31.1</u>	<u>31.7</u>	<u>31.0</u>	<u>31.4</u>	<u>31.4</u>	<u>32.3</u>	<u>33.2</u>

FUENTE:Elaborado con datos del Sistema de Cuentas Nacionales,1991  
Los datos de 1990 son estimados.

Hay que notar, sin embargo, que la estructura de la industria manufacturera no expresa de manera trivial el dinamismo exportador de algunas ramas o, en su caso, los efectos drásticos de la caída del mercado interno. Ramas como la de alimentos, la química y la de minerales no metálicos tienden a aumentar su participación. Otras como textiles, madera y productos metálicos, maquinaria y equipo muestran un importante descenso, a pesar de su dinamismo exportador. Permanecen estables las metálicas básicas y la de papel e impresion.

Se trata, sin lugar a dudas, de una expresión del dinamismo económico manufacturero de los últimos siete años, fuertemente influido por la recesión, por un lado, y por la apertura comercial, por el otro.

Además, en este desarrollo se ha fortalecido al interior de la misma industria manufacturera la participación de algunas esferas como la química, la de maquinaria y equipo, la de celulosa y papel e, incluso, la de alimentos y bebidas aunque no al nivel de su máximo histórico experimentado en el año de 1983.

**10. ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 1980-1989**  
(Participación en por ciento)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
AlBebTab.	24.6	24.1	25.9	27.7	26.8	26.2	27.7	27.4	26.4	26.5	26.5
TextVest.	13.8	13.7	13.4	13.7	13.2	12.8	12.8	11.8	11.9	11.2	11.1
Madera	4.2	4.0	4.0	4.1	4.0	3.8	3.9	3.8	3.6	3.6	3.6
Cel.Pap.	5.5	5.4	5.6	5.6	5.7	5.8	5.9	6.1	5.7	6.0	6.0
Quimica	14.9	15.3	16.1	17.2	17.6	17.5	17.9	18.1	18.3	18.4	18.5
MinMet.	7.0	6.8	6.8	6.8	6.8	7.0	6.9	7.4	6.9	7.0	7.0
Met.Bás.	6.1	6.1	5.7	5.8	6.1	5.8	5.8	6.4	6.5	6.1	6.2
Pro.M.MyE	21.3	21.9	19.8	16.7	17.3	18.5	16.6	16.8	18.3	18.9	19.1
Qtras Mf.	2.6	2.7	2.7	2.4	2.5	2.6	2.5	2.2	2.3	2.3	2.0
FUENTE:	Elaborada		con		datos		del		SCN, 1991		

En síntesis, en el ámbito de las manufacturas identificamos tres tipos de comportamientos. Un primer tipo corresponde a las ramas que han mostrado comportamiento positivo, es decir, que han crecido. En este caso hablamos de una quincena de ramas: carnes y lácteos; molienda de nixtamal; café; azúcar; cuero y calzado; triplay; papel y cartón; petroquímica básica; química; abonos y fertilizantes; fibras y resinas sintéticas; cemento; maquinaria y equipo eléctrico; aparatos eléctricos; motores y accesorios automotrices. Un segundo tipo corresponde a ramas de comportamiento estable; procesamiento de frutas; aceites; alimentos para animales; fibras blandas; jabones y detergentes; hierro y acero; metales no ferrosos; muebles metálicos; metálicas estructurales; aparatos electrónicos; equipo y material del transporte; aproximadamente, entonces, once actividades industriales. Y un tercer tipo es el de las actividades industriales que han caído; molienda de trigo; bebidas alcohólicas; cerveza; refrescos; tabaco; fibras duras; prendas de vestir; imprenta; derivados del petróleo; farmacéuticos; hule;

plásticos; vidrio; maquinaria y equipo; electrodomésticos; automotriz.

Estos tres comportamientos no concuerdan con una tipificación unívoca que permita afirmar que han crecido las orientadas al exterior; que han permanecido estables las que combinan exportaciones con mercado interno; y que se han deprimido las concentradas en el mercado interno. Pero esta tipología no permite comprender las transformaciones que se experimentan en cuanto a la dinámica económica de las manufacturas mexicanas, pues hay ramas deprimidas que muestran un gran dinamismo exportador, como la de fabricación de cerveza, la del hule, los plásticos, el vidrio y la fabricación de maquinaria y equipo de cómputo; y hay también ramas ascendentes básicamente orientadas al mercado interno como la de molienda de nixtamal y la de abonos y fertilizantes. O, finalmente, ramas o actividades industriales relativamente estables que se orientan al mercado interno como la de jabones y detergentes y la de alimentos para animales; y otras que han aumentado sus exportaciones como la del hierro y el acero y la de equipo y material de transporte.

Una revisión somera de la evolución de los índices del volumen de producciones permite constatar lo que hemos comentado: que existen ramas con dinamismo exportador que no han aumentado tan notablemente su volumen de producción (es el caso de la textil, por ejemplo) en virtud de que han exportado como consecuencia - aunque no solo- de la depresión del mercado interno.

ANEXOS DE VOLUMEN DE LA PRODUCCION 1980-1990

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
PIB	100	109	108	104	107	110	106	107	109	113	117
MINERIA	100	115	125	124	128	129	126	131	131	131	136
MANUFACT.	100	107	104	96	101	108	104	108	112	119	125
AlBebTab.	100	105	108	107	109	115	117	118	117	124	130
TextVest.	100	103	97	91	93	98	92	92	96	97	92
Madera	100	106	109	101	106	112	108	106	104	108	108
Cel.Pap.	100	102	102	101	109	117	115	114	114	122	125
Química	100	106	109	108	113	119	116	121	123	132	137
MinMet.	100	108	106	92	97	106	92	103	97	103	109
Met.Bás.	100	105	94	87	100	97	89	102	108	113	119
ProdM.MyE	100	114	101	81	88	101	94	103	114	125	136
Otras Mf.	100	112	102	80	90	101	103	108	118	136	140
CONSTR.	100	110	100	80	90	91	78	82	79	80	85
ELECTRIC.	100	109	116	118	126	135	140	148	156	169	175
INDUSTRIA	100	109	106	96	102	108	102	107	109	114	121

FUENTE:Elaborada con datos del SCN y de Banco de México,1991

En cuanto a las ramas de construcción y electricidad, sólo hemos de reiterar su comportamiento totalmente opuesto. La industria de la construcción -ligada estrechamente a la formación de capital y a los programas de vivienda para los trabajadores- se ha deprimido drásticamente. La industria eléctrica -ligada al comportamiento general de la economía- ha crecido como ninguna; esto se explica por un proceso de electrificación creciente no sólo de los sectores residencial, público e industrial, sino de manera preponderante -por su dinamismo, aunque todavía no por su participación- del agro, más concretamente del bombeo agrícola. En los últimos ocho años la participación del fluido eléctrico en el consumo energético agrícola se elevó más del 60 por ciento, llegando a representar en el año de 1988 el 25 por ciento de los combustibles y energéticos consumidos en el campo.

Este comportamiento se explica, a su vez, por una intensificación y una extensión del consumo en industrias y distritos de riego - muchos de ellos de productos de exportación-, que prácticamente han triplicado su consumo en el periodo indicando, abatiendo con ello sus costos, en virtud de que los precios de la electricidad han evolucionado no sólo por debajo de todas las materias primas consumidas en la industria, sino específicamente por debajo de los petrolíferos. Dos zonas han mostrado con especial énfasis este dinamismo: por un lado la del Bajío, básicamente los estados de Querétaro, Guanajuato y Aguascalientes; y por otro la del Noroeste, básicamente Sinaloa y Sonora y sus grandes distritos de riego.

Por cierto que un elemento complementario que puede explicar la intensificación y la extensión del consumo de electricidad en el campo es el decaimiento del nivel freático de los pozos y la perforación clandestina de los mismos. Hay que recordar también que uno de los componentes principales de las exportaciones lo constituyen, precisamente, las legumbres y hortalizas y las frutas empacadas y semimanufacturadas, todos ellos productos ligados a los distritos de riego de nuestro país.

Todos estos comportamientos -ligados por cierto a la evolución de la eficiencia productiva, como se anota enseguida- expresan de alguna manera la evolución de las condiciones productivas de las

---

° No se presenta aquí la evolución de los cambios tecnológicos, los cambios en la estructuración y organización de los procesos de trabajo ni, consecuentemente, los cambios en la estructuración de la fuerza de trabajo y en sus niveles de cualificación.

ramas, de su capacidad instalada y ociosa y de la dinamica que han asumido en estos ultimos años la formacion de capital y la constitucion de sus activos industriales.

La agudizacion de la crisis economica a partir de junio de 1980 ha significado un estancamiento productivo muy agudo, experimentado por la dinamica productiva industrial de manera muy especial. A partir de 1982 los acervos de capital pròductivo en México prácticamente se estancaron; en términos netos -es decir, descontada la depreciación o consumo de capital fijo anual- se experimentó una caída real cercana al 25 por ciento, lo que refleja que los ritmos de capitalización e inversión productiva del periodo posterior a 1982 no fueron suficientes para reponer el consumo de capital.

#### **12.-EVOLUCION DE LAS EXPORTACIONES Y LA FORMACION DE CAPITAL 80-90**

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
FBKF/DF.	21.9	23.3	20.4	15.6	15.9	16.7	15.4	15	15.4	15.6	18.5
EXP/DemF.	9.4	9.6	12.3	15.1	15.3	14.1	15.2	16.5	16.3	16.8	18.6

FUENTE: Elaborado con datos de Banco de México y de SPP, 1991  
Los datos de 1990 son estimados en base a cifras oficiales.

La disminuci3n de la inversi3n productiva lleg3 a representar un monto acumulado cercano al 26 por ciento entre 1980 y 1988, aunque el volumen de recursos m3s bajo del periodo se registr3 en 1983: 31 por ciento, tambi3n respecto al monto de la inversi3n en 1980. Precisamente por esta dinamica la participaci3n de la inversi3n productiva en la demanda final disminuy3 casi un 30 por

4. Vease tanto la informaci3n del III Censo Industrial 1985 (con datos de 1983), INEGI-SPP, México 1989 como INEGI, Censos Econ3micos 1989, Resultados Oportunos, México 1990.

ciento. Para el caso de la industria manufacturera esta caída fue del 38 por ciento. también en dicho periodo, mostrando -aquí sí, a diferencia del comportamiento a nivel del producto- un deterioro mayor que el de la economía en su conjunto.

Este deterioro modificó la estructuración industrial de los activos productivos en nuestro país: modificó también la concentración de capital industrial, de empleo, de masa salarial y, consecuentemente, modificó la participación industrial -como ya esboqué en la primera parte- del dinamismo económico ligado a las exportaciones.

Según los datos censales de 1985, solamente 1.4 por ciento de los establecimientos industriales del país agrupan al 55 por ciento del personal ocupado total y concentran el 65.5 por ciento de las remuneraciones totales, concentrando también el 76 por ciento del valor agregado censal y el 81 por ciento de los activos fijos y totales de toda la industria nacional.

Similar información aparece en los Censos Económicos de 1989. En ellos se constata que, efectivamente, mil establecimientos de la industria manufacturera mexicana (0.8 por ciento), concentran el 32 por ciento del empleo, 54 por ciento de las remuneraciones y, ni más ni menos, que el 65 por ciento del gasto por consumo productivo y el 68 por ciento de los ingresos manufactureros.

Datos similares se observan en el consumo de combustibles y de electricidad. Se estima que cerca de 300 establecimientos consumen el 60 por ciento de los combustibles industriales que vende Pemex y la cuarta parte de toda la electricidad que vende CFE.



Dentro de estos establecimientos que concentran los diversos rubros de la actividad industrial y del consumo de combustibles y electricidad se encuentran, evidentemente, las firmas privadas nacionales, transnacionales y paraestatales que han mostrado el mayor dinamismo exportador los últimos años.

### **13-PRINCIPALES FIRMAS INDUSTRIALES EXPORTADORAS DE MEXICO**

#### **Privadas Nacionales**

Met Mex Peñoles- Minería  
Minera México- Minería  
Celanes Mexicana-Textil y de Fibras Sintéticas  
Petrocel-Fibras Sintéticas  
Cifunsa-Autopartes  
HYLSA-Siderúrgica  
Cementos Mexicanos-Cementera  
CYDSA-Química y Fibras  
Rassini Rheem-Autopartes  
Mexinox-Siderurgia  
Prod.Mexicana de Tubos-Siderurgia  
FISA-Siderurgia  
Cervecería Modelo-Cervecería  
Vitro-Vidrio

#### **Transnacionales**

General Motors-Automotriz  
Chrysler-Automotriz  
Volkswagen-Automotriz  
Ford Motor C.-Automotriz  
IBM de México-Electrónica  
Rinnir-Autopartes  
Nem-Mex-Electrónica  
Nissan-Automotriz  
Burroughs-Electrónica  
Hewlett Packard-Electrónica  
ELF-Derivados del Petróleo  
Cyanamid-Química Farmacéutica

#### **Paraestatales**

Petroleos Mexicanos- Petróleo y petroquímica  
SIDERMEX-Siderurgia  
Hules Mexicanos-Huilería

En cuanto a la estructura de la industria mexicana, el mismo Censo Industrial de 1985 muestra concentraciones muy particulares e interesantes. Por ejemplo, la división de ramas metálicas básicas, que sólo cuenta con el 0.8 por ciento de las unidades censadas, concentra el 3.7 por ciento de la población ocupada; el 5.4 por ciento de la masa salarial industrial; el 6 por ciento de la inversión registrada en el año del censo; y, finalmente, el 9 por ciento de los activos fijos totales de la industria mexicana y el 7 por ciento de los ingresos. En cambio, la división de alimentos, bebidas y tabaco, que concentra el 34.5 por ciento de los establecimientos industriales, solamente cuenta con el 7 por ciento de los activos industriales, con el 12.9 por ciento de la masa salarial y con el 15.7 por ciento de la población ocupada y el 22 por ciento de los ingresos manufactureros. Estas relaciones, por lo demás, expresan una diversidad de intensidades de capital y de concentración industrial muy importantes para la reestructuración contemporánea del sector industrial.\*

Un hecho interesante a constatar es el significado de las industrias estatales fundamentales: la petrolera integrada y la eléctrica. La petrolera concentra solamente el 4.7 por ciento del empleo industrial pero el 21.5 de los activos industriales; la eléctrica, por su parte, representa el 3.7 del empleo, pero tiene el 19.5 por ciento de los activos. (Por cierto que curiosamente la inversión fija bruta de la Comisión Federal de

---

\* Véase tanto la información del XI Censo Industrial 1986 (con datos de 1985), INEGI, SPP, México 1989 como INEGI, Censos Económicos 1989, Resultados Oportunos, México 1990.

Electricidad de el año censal superó a la inversión en PEMEX). Integradas -las ramas petrolera v eléctrica- representan ni mas ni menos que el 41 por ciento de los activos industriales, cifra que por si misma abre un conjunto de preguntas importantes sobre el papel de estas empresas paraestatales en la reestructuración y sobre la misma reestructuración de la industria paraestatal, que desde luego incluiria, al menos todavia, a la siderúrgica, la de fertilizantes y a otras de bienes de capital, sólo para indicar las más importantes.™

Es importante comentar, también, que pese a los pocos datos se ofrecen respecto a la capacidad física de las divisiones y ramas industriales en nuestro país, algunos estudios recientes™ muestran que la recesión efectivamente, ha obligado a muchas empresas, esferas y divisiones industriales a actuar con márgenes

---

™ Personalmente me parece superficial un juicio sobre el significado definitivo de la denominada desincorporación de empresas estatales o "adelgazamiento" estatal, sin entrar al análisis detallado del tipo de ramas, esferas y empresas que seguirá teniendo el estado y las nuevas políticas que tiende a impulsar en ellas y a partir de ellas. Un elemento central para este análisis debiera ser -como se ha tratado de señalar en una nota anterior- el hecho de que México, a pesar de la elevación de los costos de producción del crudo, todavía tiene costos inferiores a los de Estados Unidos, Brasil v Gran Bretaña v Noruega, para señalar los productores de costos mayores. Este hecho, como se ha pretendido demostrar en este trabajo ha sido soporte fundamental tanto de la fortaleza estatal, dado que controla la renta petrolera derivada v en general el excedente petrolero, como del impulso a las exportaciones no petroleras, dado que dicha renta sustenta los subsidios en los combustibles.

™ Un trabajo reciente sumamente interesante al respecto es el elaborado conjuntamente por la SECOFI v la Japan International Cooperation Agency (JICA). En los principales datos que ofrezco aquí he tomado esta referencia v algunos informes de Cámaras Industriales.

de capacidad ociosa muy importantes, aunque dichos márgenes han tenido a reducirse paulatinamente los últimos años.

En promedio la microindustria -5 a 6 trabajadores por establecimiento- mantuvo un margen de capacidad ociosa mayor al de la pequeña -43 a 45 trabajadores-, la mediana -164 a 166- y la gran empresa -623 a 632 trabajadores en promedio por establecimiento-. Pero existen máximos y mínimos interesantes. Los máximos en la micro corresponden, precisamente, a la industria de bebidas, de maquinaria y equipo eléctrico, de hule y plástico y química; sus mínimos son calzado y cuero, textil y prendas del vestido. En la pequeña industria los máximos corresponden a hule y plástico y calzado y cuero; los mínimos, por su parte, a productos metálicos y a maquinaria y equipo no eléctricos. Las de mayor capacidad utilizada en la mediana industria son hule y plástico y bebidas; y las de menor capacidad utilizada -más ociosas- son prendas de vestir y alimentos. En lo correspondiente a la gran industria, las de máxima capacidad utilizada -menos ociosas- son hule y plástico, química y minerales no metálicos (vidrio, cemento y otros productos); y las de menor utilización son imprenta y editorías y maquinaria y equipo no eléctrico.

Y en cuanto a las ramas de gran dinamismo exportador: siderurgia; plástico-caucho; metálicas, maquinaria y equipo; textiles y del vestido; celulosa y papel; minerales no metálicos; madera y sus productos; química; hemos de mencionar que no experimentan -según los datos de 1985 y 1986- el mismo comportamiento en cuanto a capacidad utilizada (o capacidad ociosa). Si aceptamos -como de

hecho sucede- que las exportadoras de mayor intensidad de capital de rama se identifican prácticamente con las grandes, empresas, resulta importante riesgoso reconocer capacidades utilizadas en hule y plásticos, química y minerales no metálicos, superiores al 75 por ciento, lo que de hecho no deja de ser riesgoso pues la reactivación del mercado interno que empieza a operarse puede representarles serios problemas, principalmente en cuanto a desabasto interno con sus consecuencias para otras ramas -dado que todas son de insumos industriales- y, probablemente, caída de su dinamismo exportador, con sus efectos financieros correspondientes. En cambio, ramas como la de textiles y del vestido, alimentos y productos metálicos -que incluso tienden a distribuirse más en cuanto a su dimensión y sus márgenes de capacidad ociosa- tendrían mayor capacidad de respuesta a una reactivación de mercado interno<sup>7</sup>.

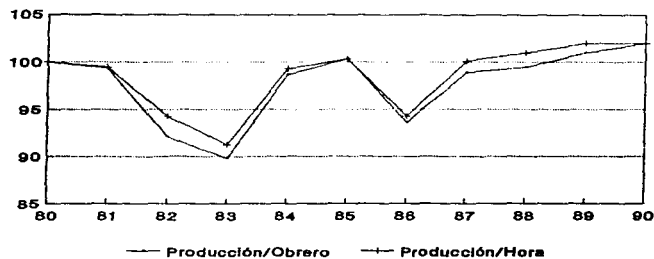
<sup>7</sup> Evidentemente que un juicio más rigurosos sobre este aspecto tan importante -capacidad de respuesta ante el mercado interno reactivado y capacidad para sostener el dinamismo exportador- exigiría un análisis más riguroso y detallado de la información industrial disponible, alguna de la cual se ha tratado de presentar aquí. Es preciso considerar, evidentemente, márgenes de capacidad; nivel de producción y calidad de la misma; estructura de costos; eficiencia productiva; nivel de insumos y bienes de capital importados requeridos; solidez financiera en términos de divisas; saldo comercial de rama y de productos. Por ejemplo, una reactivación del mercado interno en automóviles, cemento, gasolinás, amoníaco, azúcar, vidrio y sus productos, hule y caucho (látex), prendas de vestir, calzado y productos de cuero, no implicaría pérdida de dinamismo exportador, ni desabasto interno, ni siquiera habría necesidad de seguir deprimiendo salarios, pues en lo general se trata de ramas que empiezan a recuperar su eficiencia productiva, como se anota un poco más adelante. Para consultar un estudio detallado sobre capacidad utilizada reciente de la industria mexicana por tamaño puede verse SECOFI y Japan International Cooperation Agency, La Industria Mexicana por escala productiva, 1987, México 1988.

Hemos de indicar, además, que la eficiencia productiva de la manufactura, evaluada por el momento solo con la relación entre el valor real de la producción entre hora hombre trabajada. Se trata de un indicador limitado porque no nos permite diferenciar los aumentos en la eficiencia ligados a cambios tecnológicos, cambios en la organización de la producción, en la organización del trabajo y en la cualificación de la fuerza de trabajo; de cambios básicamente logrados por aumento de la intensidad del trabajo. Un estudio muy interesante de Teresa Rendón y Carlos Salas \* muestra que en la manufactura en general, el producto por obrero ha mostrado un comportamiento siempre por debajo del producto por hora trabajada expresión de una caída en las horas trabajadas mucho mayor que una caída en las horas por semana trabajadas por obrero. Esto mostraría, aunque sea de manera indirecta, una mayor intensificación en el uso de la fuerza de trabajo industrial, aunque no resuelve la duda, pese a una caída mayor del empleo.

---

\* Rendón T., Salas C., Reestructuración Económica y Empleo. DEFFE-UNAM (mimeo). En este trabajo se reseñan los cambios que a nivel de empleo ha implicado lo que podríamos llamar primera fase de la reestructuración industrial mexicana, cambios tanto a nivel ramas como a nivel de regiones.

7.-MEXICO:EFICIENCIA PRODUCTIVA MANUFACTUR  
(1980=100)



FUENTE:Rendón T,Salas C,Reestructuración Productiva y Empleo, DEPFE, 1988(Mimeo)  
Los datos de 1989 y 1990 son estimados.

Lo cierto es que durante el periodo, la eficiencia productiva de la industria manufacturera no se desplomó, lo que en verdad resulta interesante. Pero en virtud de que los países con los que México mantiene su comercio evolucionaron más favorablemente que nuestro país en este sentido, si existe un decrecimiento relativo importante que es preciso superar para dar mayor solidez a la nueva tendencia exportadora de esta nueva o seminueva industria que se reestructura muy lentamente en algunos casos y muy abruptamente en otros.

14.-EVOLUCION DE LA EFICIENCIA PRODUCTIVA DE LA MANUFACTURA EN PAISES  
SELECCIONADOS

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Méx.	100	99	94	91	99	100	94	100	102	104
UK	100	108	111	121	128	132	136	145	152	154
Japón	100	104	110	116	124	131	134	139	150	155
EEUU	100	102	104	111	117	122	126	130	134	135
Francia	100	103	110	113	115	118	122	126	133	137
Alemania	100	102	104	110	114	118	118	120	126	129
Dinamarca	100	102	102	107	107	105	101	102	102	103

FUENTE: Monthly Labor Review, US Department of Labor y Banco de México, 1990

Evidentemente que este comportamiento general <sup>3</sup> no permite ver algunas ramas que si muestran un avance en este indicador de eficiencia productiva. Se percibe un comportamiento ligeramente ascendente de algunas ramas de bienes salario como la de enlatado de leche; de galletas y pastas; aceites; tejidos de algodón; y de algunas ramas exportadoras: celulosa y papel; llantas y cámaras; fibras y resinas sintéticas; madera y sus productos; vidrio y cristal y sus productos. Hay un comportamiento estancado -propio del promedio de la manufactura- de ramas de consumo como el empaçado de carne; de harina de maiz; de cigarros; de cerveza; de alimentos para animales; y de ramas exportadoras como vidrio plano y liso; productos metalicos; maquinaria y equipo; cemento hidraulico; fundición y laminación primaria; laminación secundaria de hierro y acero; tubos y postes; abonos y

<sup>3</sup> Los datos proporcionados muestran tendencias durante los últimos diez años; no se presentan ni comparan -tanto para el caso de países como para el de las ramas manufactureras que sirven de ilustración- los niveles absolutos de eficiencia existentes.



fertilizantes. Finalmente hay un evolucion descendente -en ocasiones ligera pero otras francamente declinante- de ramas como la de empackado de frutas v legumbres, v de pescado v mariscos; de fabricaci3n de casimires y pa3os; de pinturas, barnices y lacas; cobre; aluminio; e, incluso, de ensamblado de autom3viles.

### 3. Exportaciones y Subsidio Energético.

Es muy importante notar que algunas de las esferas con mayor dinamismo exportador son, precisamente, ramas en las que el consumo de energía y sus costos resultan importantes. Por ejemplo, de las once divisiones manufactureras, ocho de ellas son ramas intensivas en energía, entendiéndose por ello que es la alta participación de sus insumos energéticos en los insumos totales, o lo que es lo mismo, que la eficiencia energética, entendida como unidad calorífica consumida por unidad de producto y los costos energéticos, entendidos como el volumen global de combustibles y energéticos consumidos multiplicados por sus precios respectivos, resultan sumamente importantes para determinar los costos globales de producción de los productos de cada rama y, a través de esto, determinantes para obtener una mayor competitividad en el mercado internacional.

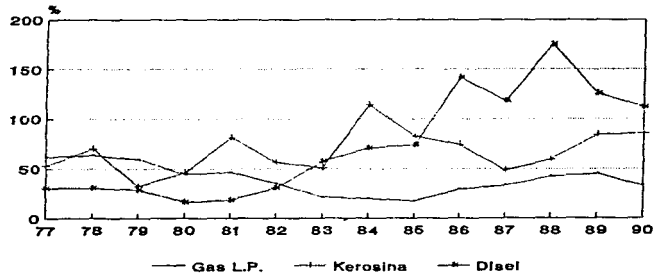
#### **15. PARTICIPACION DE LA ENERGIA EN LOS INSUMOS NACIONALES DE RAMAS INDUSTRIALES 1980-1989** (Evaluada a precios internos)

	1980	1989
1) Petroquímica básica	66.2	71.3
2) Química básica	19.1	17.6
3) Cemento	17.3	18.3
4) Vidrio	13.3	14.2
5) Acero	9.7	9.8
6) Manuf. Minerales no Met.	5.5	6.5
7) Fertilizantes	4.8	5.7
8) Celulosa y papel	4.5	4.5
9) Resinas	3.2	3.5
10) Plásticos	2.5	2.5
11) Hule	2.5	2.5

FUENTE: Elaborado con datos del Sistema de Cuentas Nacionales.

Ciertamente esta participación es sumamente importante para esferas como la petroquímica; la de otros no metálicos (en general artículos de construcción); para la química básica; la industria del cemento; la del vidrio; la del hierro y el acero; citando sólo aquellas en las que la participación de los costos energéticos en los costos de sus insumos nacionales representa una participación superior al 10 por ciento. Sin embargo, es preciso notar que en general, para el año 1980, los combustibles industriales: combustóleo, gas natural, diesel, gas L.p., y electricidad, se encontraban fuertemente subsidiados, subsidio que sin bien ha ido disminuyendo paulatinamente apenas hasta abril de este año de 1991 se está cancelando a raíz del establecimiento de nuevos precios internos de los combustibles por parte de Pemex en base a fórmulas ligadas a los combustibles internacionales.

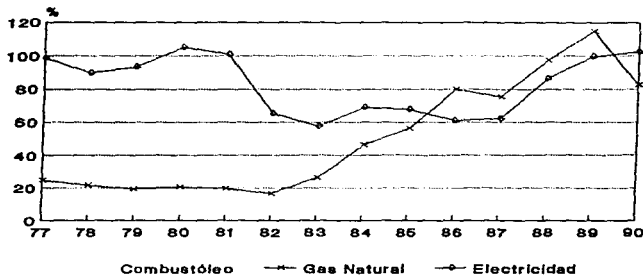
### 8.-Relación de precios México/EEUU 77-90 (Combustibles industriales)



FUENTE:Elaborado con datos de Pemex,  
SEMIP y EIA, 1991

Es notorio, sin embargo, que los precios de los combustibles y de la electricidad han tenido a subir poco a poco, aunque no de forma tal que se eliminara el subsidio energético, al menos hasta el año de 1990. No obstante, en algunos casos el nivel interno de precios accedió muy rápidamente -aunque no establemente- a los niveles internacionales. Nos referimos al diesel e, incluso, a la misma electricidad para los años de 1980 y 1981.

**9.-Relación de precios México/EEUU 77-90**  
(Combustibles y electricidad)



FUENTE:Elaborado con datos de Pemex, SEMIP y EIA, 1991

Evidentemente los grandes consumidores de energía, de combustibles y de electricidad son quienes más aprovecharon y se beneficiaron de este subsidio. Sin embargo, solo en la medida que el mercado se ha ido abriendo y que se han ido incrementando las exportaciones, es posible reconocer que una parte importante de dicho subsidio se ha ido validando como ganancia industrial de los exportadores, una vez que colocan parte de su producción en

el mercado mundial. Se trata de un subsidio análogo al que proporcionan los bajos salarios, el bajo precio de ciertas materias primas e, incluso, el tipo de cambio. Pero a diferencia de los bajos salarios y en semejanza relativa con el subsidio implícito en el bajo precio de materias primas, de bajo costo de infraestructura y de tipo de cambio subvaluado, el subsidio energético se funda en el diferencial de costos de producción del crudo mexicano -base del resto de energéticos industriales, incluida la electricidad- (he aquí la diferencia con los bajos salarios) y representa un monto consolidado por el Estado - que es quien coordina, opera y controla la producción primaria y la refinación- (he aquí la semejanza), que evidentemente se refleja en las finanzas públicas, a pesar de que de suyo PEMEX proporcione casi la mitad de los ingresos gubernamentales y su contribución tributarias represente el 10 por ciento del producto nacional, como los hemos indicado en el anterior capítulo.

Este subsidio energético -vía precios inferiores a los precios internacionales- resultó definitorio durante los años 1983-1989 para impulsar y fortalecer (un tanto artificialmente) la competitividad internacional de productos como el acero, los automóviles, los petroquímicos, los químicos, el vidrio, el aluminio, el cemento, los materiales de construcción, la celulosa y papel, el azúcar, los fertilizantes, el hule, ciertos productos de la industrias minero-metalúrgica<sup>1º</sup>, para sólo citar los más

<sup>1º</sup> A este respecto los datos de una de las más grandes minas de plata de México y América Latina resultan aleccionadores. En 1988 esta mina consumió 733 mil litros de gasolina para sus equipos y vehículos a gasolina; 14 millones de litros de diesel para sus 25

importantes, y que paulatinamente han ido constituyendo un conjunto muy importantes para avanzar en la concurrencia internacional y superar, de alguna manera, los límites que al comercio exterior contemporáneo impone el recrudecimiento de ciertas prácticas proteccionistas.

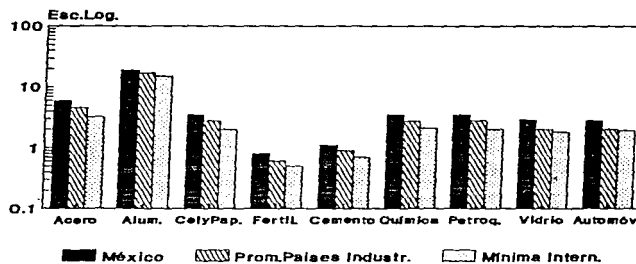
Pero el incremento de la competitividad internacional, de las manufacturas mexicanas exige -entre otras cosas- el incremento de la eficiencia en la utilización de los combustibles y energéticos, siquiera para acceder a los estándares internacionales. Para el caso de la siderurgia, el consumo por tonelada es de 5.9 a 6.4 millones de kilocalorías por tonelada de acero; un automóvil 2.0 toneladas de peso requiere, por su parte, 5.6 millones de kilocalorías, es decir, 2.8 por toneladas de peso; una tonelada de petroquímicos requiere 3.5 millones de kilocalorías; una tonelada de químicos, también requiere 3.5 millones de kilocalorías; así, similarmente, se descubren coeficientes de intensidad energética variables, pero que para el caso de las ramas antes indicadas -muchas de ellas, como hemos visto, de fuerte dinamismo exportador- resultan definitivos de la llamada competitividad internacional, junto con otros factores: productividad media de la rama, nivel salarial, rotación de activos, bajo precio en materias primas no

---

camiones de 140 toneladas que movilizan 14 mil toneladas al día (un promedio de 4 movimientos por camión al día, que supone un gasto diario de 2,333 litros por camión al día); y 134 GWH para sus molinos eléctricos -de barras, de bolas y remoladoras- que, precisamente, procesan las 14 mil toneladas al día. Estas 134 GWH son, a manera de ejemplo, el consumo de

energéticas, para sólo citar algunos y diferenciarlos del factor envolvente, el tipo de cambio.

### 10-CONSUMOS ENERGETICOS INDUSTRIALES (Mill.KCal/Ton)



FUENTE: Elaborado con datos de SEMIP,  
Gamba, Jet al INDUSTRIAL ENERGY  
RATIONALIZATION, Banco Mundial, y otras.

Para el caso del acero el consumo mexicano medio supera en un 42 por ciento al promedio mundial y es un poco menor que el doble del mínimo internacional. En el caso del cemento el consumo nacional guarda relaciones equivalentes a las del acero respecto a los estándares internacionales -medio y mínimo-. En cuanto al azúcar las relaciones anteriores son del 30 y 105 por ciento respectivamente; para la celulosa y el papel, y para los petroquímicos básicos las relaciones indicadas son del 25 y el 75 por ciento en ambos casos. Es decir, México puede aumentar su competitividad industrial aumentando su eficiencia energética industrial en rangos que oscilan entre el 30 y el 40 por ciento solo considerando los promedios internacionales. Este tipo de incremento en la eficiencia energética puede proporcionar -

considerando inalteradas el resto de condiciones de producción y comercialización- un aumento de la competitividad cercano al 20 por ciento.

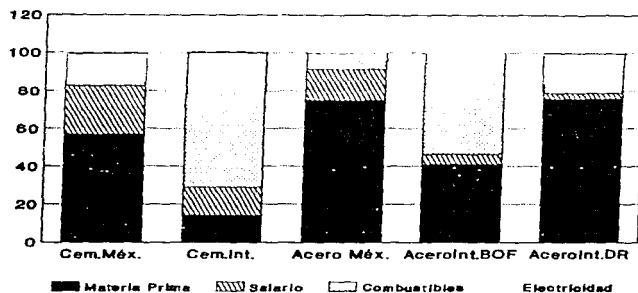
Si asumimos que en general a nivel internacional las ramas indicadas muestran una participación de entre el 25 y el 50 por ciento ( en ocasiones un poco más, como es el caso del cemento) de los combustibles, la electricidad y, en general los energéticos en sus costos directos de operación (excluyendo costos financieros y depreciación amortización), una mayor eficiencia y un precio diferencial menor pueden proporcionar -de hecho proporcionan- una ventaja muy importante en la comercialización internacional de estos productos de alta intensidad energética.

Sin exagerar podemos decir que una de las palancas más fuertes de las exportaciones "no petroleras" durante los años 1983-1989 fue, sin duda, el nivel inferior de precios de los combustibles, la electricidad y, en general, los energéticos mexicanos respecto a los precios internacionales.

Dos casos ilustran fehacientemente las implicaciones de este diferencial de precios. Tomando exclusivamente costos directos de operación, que incluyen materias primas y auxiliares, combustibles, electricidad y demás energéticos y salario, las estructuras del acero y el cemento mexicanos son radicalmente diferentes a las estructuras de costos internacionales.



## 11.- ESTRUCTURA DE COSTOS DE ACERO Y CEMENTO



FUENTE: Elaboración propia con datos del Banco Mundial, de SEMIP y SPP.

Otra muestra indirecta de este diferencial de precios los proporciona la industria de la celulosa y el papel. En los estándares internacionales -básicamente elaborados a partir de los países industrializados- el papel Kraft blanqueado requiere 53 dólares de combustibles por tonelada (Energía adquirida) el papel cartoncillo o cartulina requiere 64 dólares por tonelada; y, finalmente, el papel periódico requiere 107 dólares por tonelada. Para México el consumo de energía en los últimos años por tonelada de papel es, aproximadamente, de 3.5 millones de kilocalorías por tonelada (por cierto no muy lejano del estandar internacional). Tomando en cuenta el precio medio de los combustibles mexicanos -en base al petróleo crudo equivalente- este calor representa aproximadamente 2.33 barriles de crudo Istmo o, también aproximadamente, 2.5 barriles de combustóleo pesado que a precios corrientes representa 9.01 dólares por barril, lo que implica que producir una tonelada de papel cuesta,

en cuanto a energía, cerca de 25 dolares, menos de la mitad de lo que cuesta internacionalemente.

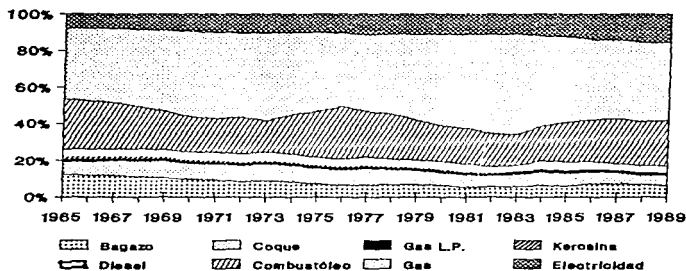
Evidentemente esta situación difiere de rama a rama y de empresa a empresa. No es similar el comportamiento, en cuanto a precios y en cuanto a rendimientos, de los diversos energéticos. Tampoco son similares las estructuras en cuanto al tipo de energéticos industriales. Estas diferencias, precisamente, fundan las diferencias en cuanto al aprovechamiento de esta "ventaja comparativa" que, como se podrá colegir de toda nuestra exposición, no es sino excedente petrolero, transferido a los industriales y que para el caso de los exportadores se traduce en una ganancia industrial extraordinaria. Algunas ramas concentran su consumo energético en el gas natural: petroquímica básica, fertilizantes, vidrio, hule. Otras los concentran en el combustóleo: cemento. Unas más, en cambio, están altamente electrificadas: y, en cierto, sentido, la automotriz. Pero muchas ramas guardan una estructura energética muy diversificada: siderurgia, química, celulosa y papel, minería, entre otras. Finalmente, la industria de la construcción se concentra casi al 100 por ciento en el diesel.

Estas diferencias, como se ha tratado de sugerir, tiene una importancia fundamental en el momento de evaluar el destino del subsidio energético o de la recuperación internacional de la renta - diferencial y el excedente complementario- por parte de los exportadores. Incluso es posible descubrir <sup>11</sup> que la

<sup>11</sup> No se presenta este trabajo este análisis; pero basta decir que más del 65 por ciento de las exportaciones no petroleras son

estructura del consumo particular de combustibles de los últimos tres años ha mostrado este comportamiento.

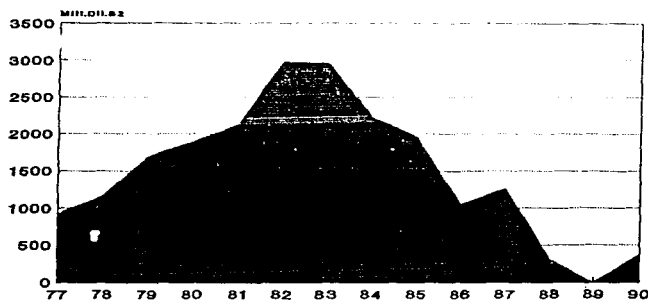
**12-INDUSTRIA DE MEXICO 1965-1989**  
**CONSUMO DE COMBUSTIBLES Y ELECTRICIDAD**  
 (Estructura de participación porcentual)



Merced a este comportamiento, es posible estimar el excedente petrolero transferido a la industria, principalmente durante los años de los auge -petrolero y exportador manufacturero-

realizadas por empresas transnacionales o filiales de aquellas, lo que viene a mostrar que en el caso de los subsidios energéticos son precisamente las transnacionales las que más se han beneficiado.

### 13.-MEXICO:SUBSIDIO ENERGETICO INDUSTRIAL (Monto anual real, 1977-1990)

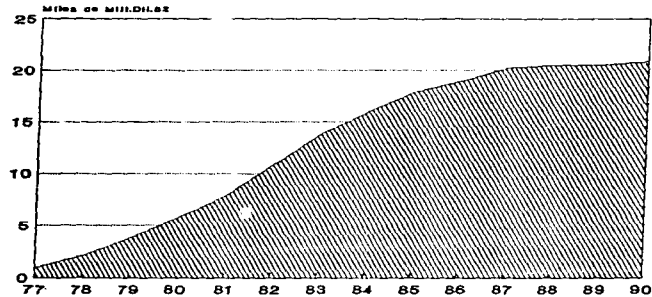


FUENTE: Elaborado con datos oficiales

Estamos hablando de montos anuales que llegaron a ser superiores a los dos mil millones de dólares constantes de 1982, y cuya acumulación de 1977 a 1990 significó cerca de 21 mil millones de dólares, también onstantes de 1982.

Este monto representa la tercera parte del subsidio energético global a la economía, implícito en los precios de combustibles y electricidad.

#### 14.-MEXICO:SUBSIDIO ENERGETICO INDUSTRIAL (Monto acumulado real, 1977-1990)



FUENTE: Elaborado con datos oficiales

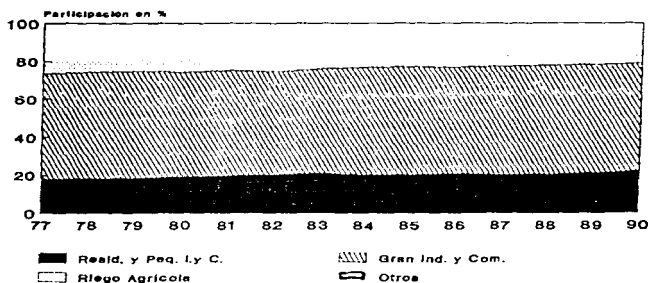
Esto permite reconocer que la evolución del aprovechamiento del diferencial de precios se ha comportado de manera vinculada a la evolución de los precios de los diversos combustibles, la electricidad y, en general los energéticos. La evolución de estos precios durante los últimos años ha sido más lenta para la electricidad seguida por el gas natural, el combustóleo el diesel y, finalmente, el gas L.P. Esto ha implicado una tendencia muy suave pero perceptible hacia la electricidad, el gas y el combustóleo, respectivamente, en detrimento de la utilización del diesel y del gas L.P.

Pero dada la dificultad que implica la reestructuración del consumo energético en la industria, la tendencia a la modificación del tipo de combustible es, como se ha comentado, sumamente suave. Donde es más claramente perceptible es en la

agricultura -sobre todo la de exportación: jitomate, legumbres y hortalizas, fresas y demás frutos de riego, etc.- Baste mencionar que en 1980 la electricidad participaba con 13.4 por ciento en el consumo final de la agricultura y que para 1988 esta participación se elevó hasta un 23 por ciento, lo que da un crecimiento global durante los últimos ocho años del 72 por ciento, cifra que contrasta con el crecimiento de la electrificación en la industria -28 por ciento- y en el sector residencial y público -21 por ciento-.

La gran industria (junto con el gran comercio) no ha alterado su participación en el consumo de electricidad: siendo del 55 por ciento en 1980 bajó un poco en 1982 -54 por ciento- y se elevó nuevamente desde 1983 hasta alcanzar, en el año de 1987, una participación del 57 por ciento, que se ha sostenido establemente.

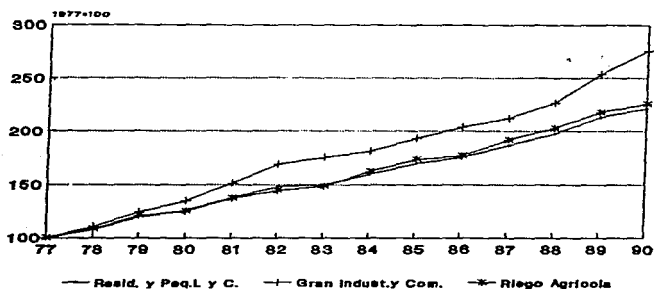
### 15.-VENTAS INTERNAS DE ELECTRICIDAD México 1977-1990



FUENTE: Elaborado con datos de CFE.

En cuanto al dinamismo que experimentan los sectores consumidores de electricidad, hemos de comentar la rapidez del desarrollo del consumo residencial y del pequeño comercio y la pequeña industria, superior al de la gran industria y el gran comercio e, incluso, al del bombeo agrícola.

### 16.-VENTAS INTERNAS DE ELECTRICIDAD México 1977-1990

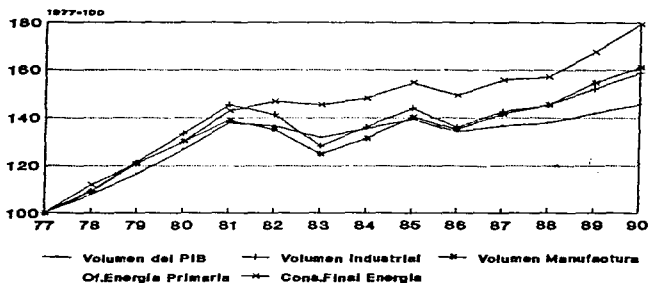


FUENTE: Elaboración con datos de CFE.

Esta situación es sorprendente si tomamos en cuenta que hemos vivido unos años básicamente recesivos y que, en general, el volumen de la producción industrial ha tendido a caer o a estabilizarse respecto a su comportamiento en el año de 1980. En general el consumo final de energía evolucionó por encima tanto de la oferta de energía primaria -haciendo caer los márgenes de capacidad ociosa- como del PIB real -mostrando todavía un importante déficit-. Incluso por encima del índice de la producción industrial con lo que podemos comprobar que en

la industria el dispendio es todavía mayor que en el resto de la economía.

### 17.-EVOLUCION ECONOMICA Y ENERGETICA México 1977-1990



FUENTE: Elaborado con datos oficiales

México sigue siendo un país dispendioso en energía. No sólo se utilizan muchos combustibles y muchísima electricidad para el dinamismo productivo nacional, sino que se la utiliza mal, con altos coeficientes de intensidad energética que permanecieron inalterados muchos años por el bajo nivel de precios y el subsidio energético implícito.

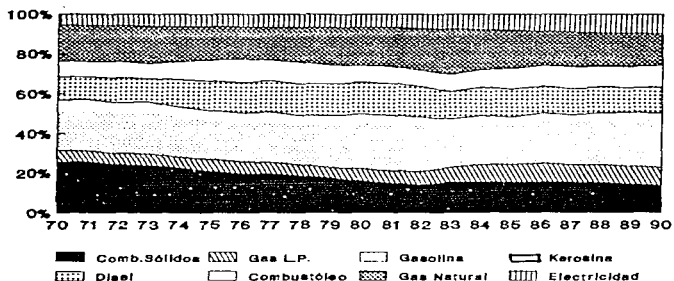
Pero en la medida que estos precios se han ido modificando, los grupos industriales, las empresas y, en general, las diversas actividades económicas han tenido que empezar un proceso de revisión a fondo de sus esquemas energéticos.

Si nosotros pensamos, como hemos venido comentando, en las grandes líneas energéticas de los últimos años, notaremos, en primer término, que subsiste la gran concentración petrolera.



sobre todo en combustibles del sector transporte -que por cierto ya ha superado a la industria en volumen de energía consumida-; y en segundo término que tienden a disminuir los combustibles sólidos: leña, bagazo y coque de carbon; en tercer termino que globalmente la electricidad, a pesar de su creciente importancia, sigue teniendo una baja participación -incluso menor a la de la petroquímica-.

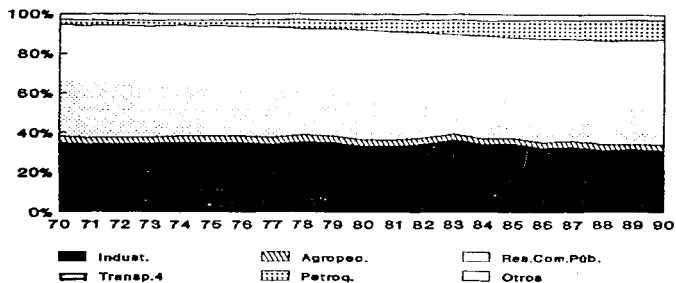
### 18.- MEXICO; CONSUMO TOTAL DE ENERGIA 70-90 (Por tipo )



FUENTE: SEMIP, Balances de Energía, 1991

Pero también, como ya comentábamos, México tiende a modificar paulatinamente su esquema energético sectorial, no sólo por el hecho de que desde el año de 1988 el sector transporte se ha convertido en el primer consumidor -quizá el más ineficiente también-, sino porque el incremento del consumo industrial y agropecuario se ha acelerado, paradójicamente, en una época fuertemente recesiva de nuestra economía.

**19.-MEXICO:CONSUMO TOTAL DE ENERGIA 70-90**  
(Por sector consumidor)



FUENTE: SEMIP, Balances de energía,1991

Este comportamiento, impropio de un país que debe utilizar eficientemente su riqueza en materia de combustibles y electricidad, nos obliga a algunas reflexiones preliminares sobre esto que hemos denominado subsidio energético y que, como se ha tratado de demostrar, ha constituido uno de los elementos fundamentales para lograr un crecimiento sin precedentes en cuanto a las llamadas exportaciones no petroleras. Estamos hablando, como lo hemos indicado antes, de cerca de Nov. con la instauración de un nuevo esquema de precios de los combustibles y la supresión, prácticamente, del subsidio eléctrico, la estructura productiva mexicana enfrenta uno de los mayores retos de su historia, tener la capacidad de enfrentar la concurrencia internacional sin subsidio energético.

#### 4. Ventajas, desventajas y riesgos del subsidio energético

Lo primero que sobresale al analizar el importante diferencial de precios de los energéticos respecto a los precios internacionales es el enorme dispendio que se manifiesta de dos maneras básicas: i) una alta ineficiencia energética evaluada en la relación del consumo de energía por unidad física de producto -en torno a la cual hemos mostrado ya algunos coeficientes ilustrativos-; ii) una pérdida de capacidad económica no sólo de las empresa energéticas -PEMEX, CEFE, CLYFC- sino del gobierno, que en última instancia debe controlar y coordinar el excedente petrolero que en virtud de al apertura comercial y el sostenimiento -a pesar de su disminución- de precios de combustibles inferiores ha adoptado una nueva forma: ganancia extraordinaria industrial de los exportadores.

Es una ventaja producir crudo, licuados del petróleo y gas natural a costos inferiores de los internacionales, sobre todo de los productores marginales: Estados Unidos y Mar del Norte. Pero este diferencial tiende a disminuir paulatinamente por la dinámica creciente de los costos mexicanos de producción, puede cada vez se perfora más lejos de tierra, más profundamente con un tirante mayor de agua, en yacimientos cada vez más pequeños: precisamente por esto no se puede transferir indiscriminadamente. Pero tampoco se puede transferir indiscriminadamente el excedente que he denominado absoluto por el comportamiento errático de los precios de mercado, sujetos de manera creciente a las presiones

de los grandes consumidores a través de sí mismos y de los productores independientes: este margen absoluto llegó a ser negativo en los años de 1986 y 1988; en este último año no se tradujo en un déficit de excedente (aquel que implicaría una caída en la ganancia industrial e, incluso en precios inferiores a los costos de producción) si implicó una severa contracción de los ingresos públicos y del margen económico de maniobra por parte del Estado.

Se trata, entonces, de una importante ventaja pero que requiere un manejo muy escrupuloso; y, el menos, los datos iniciales que he aportado manifiestan que este manejo escrupuloso no ha existido. Ciertas ramas que han aprovechado de manera importante este subsidio han fundado su exportación en su utilización intensiva, sin que sta se haya visto acompañada de una elevación importnte de su eficiencia industrial, ya no sólo energética sino global: su productividad. Muchas otras, como también ha comentado, son ramas de fuerte peso trasnacional: química, petroquímica secundaria; caucho y plástico; hule (llantas); automotriz. Quizá sobresalgan de esta dinámica tres ramas específicas: siderurgia, cemento y celulosa y el papel en las que el predominio del capital privado nacional es mayor. Pero en cualquier caso se descubre una transferencia muy importante y en cierto sentido indiscriminada hacia los industriales exportadores, únicos capaces de validar internacionalmente este excedente -diferencial o absoluto-.

Para el caso de los industriales básicamente orientados hacia el mercado interno -incluyendo un porcentaje de la producción de los

exportadores- es importante notar que este margen actúa como apoyo para su competitividad interna, dada la creciente apertura comercial; junto con el arancel representa la barrera para la penetración de industriales extranjeros. Pero además de la inconveniencia de que un recurso nacional se entregue -sin más- a industriales nacionales y extranjeros, es importante notar la evolución de costos y predios para estar atentos a las implicaciones paulatinas de este tipo de transferencias.

México ha ingresado a una nueva forma de su evolución económica: con mayor apertura; sin tanta protección; con una reorganización industrial paulatina -lenta por la astringencia financiera-; con una desincorporación creciente de empresas y organismos antes públicos; con la redefinición de regiones y esferas a impulsar. En este contexto este tipo de subsidio resulta de suma importancia para modular y moldear el proceso de reorganización económica mexicana; resulta, entonces, imprescindible profundizar el análisis de su evolución; destino; sus implicaciones; sus resultados.

Una de las urgentes observaciones que hay que hacer en esta modulación y en dicho moldeo es el efecto que puede tener la recuperación económica sobre los márgenes de actuación y desenvolvimiento del subsidio energético. Por un lado será imprescindible que el Estado tenga mayor capacidad económica (esta sólo puede venir de una mayor tasa tributaria o del manejo de la renta) pero otras muchas ramas exportadoras -básicamente de insumos industriales y ligadas a la industria automotriz- deberán incrementar su volumen de producción para la reactivación y

consumir más energéticos y combustibles, por un lado, pero por otro mostrar una mayor productividad -tanto energética como global- si es que se desea, efectivamente, sostener el ritmo actual de exportaciones y lograr, al mismo tiempo, una reactivación de la economía.

Un análisis (que no se presenta aquí todavía) muestra que no todas las ramas Exportadoras tienen capacidad de responder a un crecimiento del mercado interno y a un sostenimiento de sus exportaciones. En este sentido el subsidio energético no puede ser el motor de la organización ni de la reactivación, a pesar de que tenga un papel preponderante e ineludible.

En todo caso es necesario discutir que ramas requieren subsidio; por qué; por cuánto tiempo; en qué regiones. Y mostrar cómo este subsidio puede irse modificando, a la par de otros factores fundamentales; diferencial salarial; precio de materias primas; productividad energética y global; rotación de activos e inversiones; y, finalmente, tipo de cambio.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> Esto nos conduce, evidentemente, a una reflexión más detallada sobre el comportamiento de estos factores, misma que por razones de espacio y por naturaleza de esta presentación no se presenta aquí.

### 5. Una Reflexión Final Preliminar

No es posible negar el éxito del impulso a exportación de manufacturas no petroleras. Se trata de un dinamismo sin precedente en la historia de México y que comparado con el dinamismo global de las exportaciones de otros países semiindustrializados resulta también sorprendente. Corea acumuló un crecimiento del 197 por ciento de 1982 a 1990 y exporta casi el 40 por ciento de su producto; España de 135 por ciento y exporta el 20 por ciento de su producción. Grecia exporta el 22 por ciento de su producto y en el mismo período crecieron sus exportaciones en 112 por ciento.

Las exportaciones no petroleras mexicanas crecieron de 1982 a 1990 en una tasa acumulada cercana al 251 por ciento; y las manufacturas no petroleras en 350 por ciento. De manera particular las exportaciones de Maquinaria y Equipo crecieron, en el mismo lapso, 632 por ciento.

Se trata, efectivamente, de un éxito. Pero su definitividad no es tan evidente. ¿Se ha fundado en una reestructuración tecnológica, productiva, de la fuerza de trabajo, organizativa de la industria mexicana? ¿Cuáles son los goznes articuladores de este tremendo dinamismo? ¿Qué consistencia tendrá en el futuro próximo? Una presentación preliminar de algunos comportamientos en la industria nos permiten sostener una razonable duda:

1) Salvo algunas ramas -alimentos, impresión, química global, productos metálicos, maquinaria y equipo- no hay una variación

sustancial del volumen de producción capaz de reconocer ramas reestructuradas y dinamizadas por el mercado exterior:

2) No hay, todavía, una alteración radical de la participación de las manufacturas en la estructura productiva nacional, aunque los cambios en este sentido permiten reconocer un movimiento, una transición orientada a fortalecer el peso de industrias de alta intensidad de capital;

3) A pesar de la caída importante en los precios del petróleo, la manufactura no avanzó radicalmente al interior de la estructura industrial;

4) Parece existir un elemento importante en el impulso de este dinamismo exportador que no se identifica plenamente con la reestructuración industrial: el subsidio energético fundado en la renta petrolera;

5) El dinamismo exportador no se identifica con un dinamismo de la inversión productiva, aunque se puede negar que algunas empresas y esferas no anularen su formación de capital y gradualmente se han ido reestructurando. Esto lo podemos reconocer en los volúmenes diferenciados de importación de bienes de capital y de insumos industriales; en los márgenes de capacidad ociosa; en la concentración de activos y de inversión durante el periodo; en la evolución de la eficiencia productiva;

6) Finalmente, el dinamismo exportador no ha logrado alterar de manera radical -todavía- el nivel de la participación de México en el comercio mundial: una profundización en este sentido vendría a fortalecer el juicio de definitividad que se pudiera hacer en torno a esta nueva tendencia comercial y las nuevas



tendencias industriales. Los límites financieros; productivos; y comerciales; -muchos de ellos en proceso de revisión y ajuste- han actuado en contra de la intencionalidad del capital y el estado mexicanos de definir de manera radical una nueva forma de articulación al mercado mundial y una nueva estructura productiva interna, expresión de un cambio estructural y de una modernización tecnológica, productiva, financiera y comercial. Pero la tendencia está delineada y hay más de un indicio de su orientación. Aunque también hay más de un indicio de los apoyos - que podríamos llamar- "relativamente artificiales" que han fortalecido esta tendencia: subsidio en materias primas e infraestructura; subsidio combustibles y electricidad; bajos salarios; baja tasa fiscal; subvaluación del tipo de cambio. En el terreno energético específico es importante resaltar diversos elementos que han caracterizado la utilización del recurso nacional más importante de México.

Un primer elemento a destacar es la persistencia de una tendencia que se originó hace varios lustros pero que desde hace poco más de diez años se ha venido agudizando: se trata del consumo nacional de energía, cuyo comportamiento ha mostrado un dinamismo superior, en mucho no únicamente al de la oferta de energía primaria sino al volumen de la producción manufacturera y de la producción global nacional. El volumen de la producción nacional apenas igualó al volumen de la producción de año de 1981 -año de pleno auge petrolero-; pero lo dramático es que se ha requerido un volumen de energéticos y combustibles superior al de dicho año en un 10 por ciento exactamente. Quiere esto decir que el

dispendio energético no sólo no se ha frenado sino que se ha profundizado y que sigue siendo una prioridad nacional orientarse hacia un consumo más eficiente y un ahorro mayor de combustibles y energéticos.

El segundo elemento a destacar es la persistente concentración de la estructura producción de energía en los hidrocarburos; todavía tenemos una concentración excesiva en el petróleo crudo, el gas asociado y el no asociado y los condensados. Es ligeramente superior al 90 por ciento, por lo que sigue siendo un imperativo económico y energético la consolidación de una estructura energética diversificada, no necesariamente con las monumentales y absurdas centrales nucleares de potencia, como Laguna Verde, sino con una red nacional, descentralizada y regionalmente coordinada, de pequeñas obras hidroeléctricas, que todavía pueden proporcionar un importante monto de electricidad a nuestro país, para hablar únicamente de una fuente plenamente probada.

El tercer término, hay que destacar un ligero pero importante aumento del consumo energético, fundamentalmente de materias primas para la industria petroquímica. En la medida que esta participación no energética aumente, estaremos utilizando más racional e inteligentemente nuestros recursos energéticos, en este caso nuestro petróleo y nuestro gas.

Pero como contraparte de este hecho importante, un cuarto punto a destacar es la dramática constancia en el porcentaje destinado al autoconsumo del propio sector energético y a las pérdidas por transportación, distribución y almacenamiento: se trata ni más ni menos que del 41 por ciento de la producción. Aquí hay que

insistir una vez mas en la necesidad de que Pemex y CFE sean cada vez más eficientes, por un lado, y por el otro, en la necesidad de apoyar el desarrollo tecnologico de ámbitos como el de los nuevos materiales superproductores que se traducidrán en una mayor eficiencia del proceso energético global.

En quinto término, y específicamente en lo relacionado con el consumo sectorial debe señalarse la constancia de una distribución prácticamente típica: la industria y el transporte venian consumiendo prácticamente lo mismo -36 por ciento respectivamente-, pero ya el sector transporte sobrepasó a la industria. Además, el consumo residencial, comercial y público sigue siendo la cuarta parte del consumo energético global.

Lo que, en cambio, ofrece algunas novedades es el consumo de energia de algunas ramas económicas específicas.

Para algunas de las ramas intensivas se registra un pequeño aumento de la eficiencia, sobre todo en petroquímica básica, en química, en celulosa y papel, en vidrio, en la industria automotriz. Otras en cambio, han permanecido estables (cemento, fertilizantes, minería) y dos muy importantes han perdido eficiencia (aluminio y siderurgia). Este aspecto sigue siendo de vital importancia para el actual proceso de reorganización económica de México y su orientación hacia un perfil crecientemente exportador. En tanto estas industrias no aumentan sustancialmente su eficiencia energética (desde luego que toda su eficiencia productiva) no podrán contar con un elemento imprescindible para ganar competitividad en el mercado internacional sobre bases firmes. Hay que insistir hasta la

sociedad que el esquema de precios de los energéticos y combustibles en México había venido alentando las ineficiencias como la que he señalado y otorgando subsidios implícitos que paulatinamente se fueron manifestando como aspectos regresivos para toda la economía. Hoy, sin embargo, el nuevo esquema de precios abre un nuevo panorama y una nueva situación, lo que no debe eliminar -cuando sea necesario- la posibilidad de mantener en algunos casos un margen de subsidio, siempre y cuando los precios de nuestro petróleo se sigan manteniendo por debajo de los internacionales marginales.

Por último y como una reflexión de gran importancia hay que señalar que la tendencia a una mayor electrificación de nuestro país, tanto absoluta como relativa, es un fenómeno aparentemente originado -también hay que señalarlo con insistencia- en el sostenimiento de un precio muy bajo de la electricidad que sigue impidiendo una sanidad financiera sustancial a CFE. Pero también el precio de la electricidad va está por prácticamente a niveles internacionales (sobre todo el promedio de las tarifas industriales) y con ello, presumiblemente, se desacelerará, como ya sucede, la expansión de las ventas de electricidad.

En todos estos aspectos que hemos mencionado nos enfrentamos... no hay que dudarlo, a un esquema propio de un país en desarrollo con severas limitaciones productivas y tecnológicas pero con recursos naturales abundantes y de bajo costo. Se trató de un esquema con bondades pero con muchas, muchísimas, desventajas, en virtud de que se ha propiciado no sólo el rezago técnico sino el dispendio de recursos y una operación económica altamente

rentista y parasitaria que, sin embargo, el nuevo perfil de la  
concurrència internacional tiende a desterrar.

El reto que se le plantea a nuestro país en este sentido-el  
energético- es aprovechar al máximo sus recursos y alenmtar su  
eficiencia al máximo para fortalecer, también al máximo, su nivel  
de competitividad industrial. hoy convertido en una de las  
divisas económicas más importantes.

**ANEXO ESTADISTICO CAPITULO V**

1. EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(Variación anual)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TOTALES	27.22	32.75	42.83	75.93	25.19	9.32	5.10	8.44	-10.46	-26.00	28.85	-0.44	10.70	17.63
NO PETR	16.85	16.21	15.31	-3.12	3.28	-1.92	32.44	20.65	-9.19	40.99	23.67	15.20	7.47	12.00
MANUFAC	22.83	22.26	11.30	-2.43	1.77	10.97	50.72	21.91	-11.58	40.67	38.71	16.31	8.74	10.87
Al. B. Ta	20.15	18.65	5.55	-3.38	-12.05	3.39	3.28	13.38	-8.64	24.77	40.13	3.81	-6.97	2.52
Text. Ve	-1.09	4.44	11.17	-11.48	-2.16	-17.13	27.33	43.98	-29.09	70.77	69.97	9.36	0.65	7.15
Madera	n.d.	43.14	-1.37	-23.61	7.27	-11.86	57.69	19.51	-26.53	38.89	34.00	35.82	8.24	11.68
Papel	3.23	4.69	10.45	6.76	2.53	-3.70	-3.85	29.33	-11.34	60.47	60.87	45.05	-16.46	-18.22
Petroq.	-75	4900.00	126.00	3.54	13.68	-12.78	17.24	18.38	-33.54	-18.69	39.08	73.55	-23.81	68.13
Química	2.12	3.73	34.40	17.56	15.70	-3.28	42.08	20.38	-10.85	23.15	31.69	26.72	10.97	13.86
Plástico	77.78	25.00	0.00	-10.00	27.78	13.04	69.23	47.73	-36.92	90.24	43.59	39.29	14.74	17.32
M. noMet	70.73	11.43	-12.82	-5.88	-2.34	12.00	50.00	37.62	8.30	19.81	19.20	16.55	8.83	7.58
Siderur	70.37	47.83	-3.68	-46.56	-8.57	75.00	184.82	18.50	-36.51	84.58	42.21	20.95	13.78	7.61
Minerom	-2.29	60.00	7.35	-17.81	-41.67	440.00	48.68	-9.25	-21.18	17.91	32.91	27.78	28.32	16.17
PM. MyE	35.84	25.46	11.03	3.97	13.89	-0.67	87.27	33.31	-3.97	54.34	40.54	13.38	10.43	12.42
MAQUILA	-5.74	31.01	41.15	21.00	26.42	-12.81	-3.88	41.20	9.78	2.13	23.40	46.25	30.59	14.68
PETROL.	84.19	90.44	101.42	172.27	34.70	13.06	-2.79	3.65	-11.05	-57.29	36.83	-22.24	17.36	28.28
Crudo	82.78	79.74	112.23	150.97	40.81	17.42	-5.31	1.18	-11.08	-58.07	41.16	-25.31	23.95	22.76

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno, 1991.

2. EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(Índice, 1977=100)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TOTALES	100	133	190	334	418	457	480	520	466	345	444	442	490	576
NO PETR	100	116	134	130	134	132	174	210	191	269	333	383	412	461
MANUFAC	100	122	136	133	135	150	225	276	244	343	475	553	601	667
Al. B. Ta	100	119	125	121	106	110	114	129	118	147	206	214	199	204
Text. Ve	100	104	116	103	101	83	106	153	108	185	314	344	346	378
Madera	100	143	141	108	116	102	161	192	141	196	263	357	386	431
Papel	100	105	116	123	127	122	117	152	124	216	347	503	420	344
Petroq.	100	5000	11300	11700	13300	11600	13600	16100	10700	8700	12100	21000	16000	26900
Química	100	104	139	164	190	183	261	314	286	344	454	575	638	726
Plástico	100	125	125	113	144	162	275	406	256	488	700	975	1119	1313
M. noMet	100	111	97	91	89	100	150	206	224	268	319	372	405	436
Siderur	100	148	142	76	79	122	347	411	251	482	685	828	942	1014
Minerom	100	160	172	141	62	445	661	600	471	556	741	947	1215	1412
PM. MyE	100	125	139	145	165	164	307	409	343	506	666	866	1067	1199
MAQUILA	100	131	185	224	283	247	237	233	342	375	463	677	685	1014
PETROL.	100	190	384	1044	1407	1590	1546	1602	1428	609	833	648	760	975
Crudo	100	180	381	957	1346	1583	1499	1517	1348	565	798	596	739	907

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno, 1991.

EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(Indice, 1982=100)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TOTALES	22	29	42	73	91	100	105	114	102	76	97	97	107	126
NO PETR	76	88	102	99	102	100	132	160	145	205	253	291	313	351
MANUFAC	67	82	91	89	90	100	151	184	162	229	317	369	401	445
Al.B.Ta	91	108	114	110	97	100	103	117	107	133	187	194	181	185
Text.Ve	120	125	139	123	127	100	127	183	130	222	377	413	415	453
Madera	98	140	138	106	113	100	158	188	138	192	258	350	379	423
Papel	82	86	95	101	104	100	96	124	110	177	285	413	345	282
Petroq.	1	43	97	101	115	100	117	139	92	75	104	181	138	232
Quimica	55	57	76	89	103	100	142	171	152	188	247	313	348	396
Plastic	62	77	77	69	88	100	169	250	158	300	431	600	688	808
M.noMet	100	111	97	91	89	100	150	206	224	268	319	372	405	436
Siderur	82	121	117	63	57	100	285	338	214	396	563	680	774	833
Minerom	22	36	39	32	19	100	149	135	106	125	167	213	273	317
PM.MyE.	61	77	85	88	101	100	187	250	240	370	520	590	651	732
MAQUILA	41	53	75	91	115	100	96	136	149	152	188	275	359	411
PETROL.	6	12	24	66	88	100	97	101	90	38	52	41	48	61
Crudo	6	11	24	60	85	100	95	96	85	36	50	38	47	57

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno,1991.

4-EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(Estructura interna)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
MANUFAC	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Al.B.Ta	30.61	29.71	28.17	27.90	24.11	22.46	15.39	14.32	14.79	13.12	13.25	11.83	10.12	9.36
Text.Ve	9.64	7.38	7.37	6.69	6.43	4.80	4.06	4.79	3.84	4.66	5.71	5.37	4.97	4.89
Madera	2.45	2.86	2.54	1.99	2.10	1.66	1.74	1.71	1.42	1.40	1.35	1.58	1.57	1.58
Papel	3.07	2.63	2.61	2.86	2.88	2.50	1.59	1.69	1.69	1.93	2.24	2.79	2.15	1.58
Petroq.	0.05	1.96	3.98	4.23	4.72	3.71	2.89	2.80	2.11	1.22	1.22	1.82	1.28	1.94
Quimica	11.56	9.81	11.85	14.28	16.23	14.14	13.33	13.17	13.28	11.62	11.03	12.02	12.27	12.60
Plastic	0.77	0.72	0.71	0.65	0.82	0.83	0.93	1.13	0.81	1.09	1.13	1.35	1.43	1.51
M.noMet	6.72	6.12	4.80	4.63	4.44	4.48	4.46	5.03	6.17	5.25	4.51	4.52	4.53	4.39
Siderur	4.41	5.34	4.62	2.53	2.27	3.58	6.77	6.58	4.73	6.20	6.36	6.61	6.92	6.72
Minerom	4.08	5.34	5.15	4.34	2.49	12.10	11.93	8.88	7.92	6.64	6.36	6.99	8.24	8.64
PM.MyE.	26.01	26.69	26.62	28.37	31.75	28.42	35.31	38.61	41.93	46.01	46.61	45.44	46.15	46.79

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno,1991.



5. EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(millones de dólares)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
MANUFAC	2084	2548	2836	2767	2816	3125	4710	5742	5077	7142	9907	11523	12530	13892
Bi.Sal.	933	1085	1154	1091	1000	982	1073	1292	1104	1508	2235	2486	2357	2420
Ins.Ind	575	748	882	848	872	1214	1899	2159	1777	2287	3033	3839	4343	4972
Maq.Eq.	542	660	755	785	894	888	1663	2217	2129	3286	4618	5236	5782	6500

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno,1991.

6. EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(Estructura por utilización)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
MANUFAC	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Bi.Sal.	44.77	42.58	40.69	39.43	35.51	31.42	22.78	22.50	21.75	21.11	22.56	21.57	18.81	17.42
Ins.Ind	27.59	29.36	31.10	30.65	30.97	38.85	40.32	37.60	35.00	32.02	30.61	33.32	34.66	35.79
Maq.Eq.	26.01	26.69	26.62	28.37	31.75	28.42	35.31	38.61	41.93	46.01	46.61	45.44	46.15	46.79

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno,1991.

7. EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(Evolución anual)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
MANUFAC	22.83	22.26	11.30	-2.43	1.77	10.97	50.72	21.91	-11.58	40.67	38.71	16.31	8.74	10.87
Bi.Sal.	23.89	16.29	6.36	-5.46	-8.34	-1.80	9.27	20.41	-14.55	36.59	48.21	11.23	-5.19	2.67
Ins.Ind	21.82	30.09	17.91	-3.85	2.83	39.22	56.43	13.69	-17.69	28.70	32.62	26.57	13.13	14.48
Maq.Eq.	35.84	25.46	11.03	3.97	13.89	-0.67	87.27	33.31	-3.97	54.34	40.54	13.38	10.43	12.42

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno,1991.

8. EXPORTACIONES MANUFACTURERAS NO PETROLERAS 1977-1990  
(Índice, 1982=100)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
MANUFAC	67	82	91	89	90	100	151	184	162	229	317	369	401	445
Bi.Sal.	95	110	118	111	102	100	109	132	112	154	228	253	240	246
Ins.Ind	47	62	73	70	72	100	156	178	146	188	250	316	358	410
Maq.Eq.	61	77	85	88	101	100	187	250	240	370	520	590	651	732

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI e Informes de Gobierno,1991.

Bienes Salario: Al.Beb.Tab.,Text.Vest.Cuero, Madera, Papel.

Insumos Industriales: Petroq., Quim., Plást., Min. no Met., Sider., Mineromet.

9. EXPORTACIONES MUNDIALES Y DE PAISES SEMIINDUSTRIALIZADOS 1980-1990  
(Millones de dolares)

	1980	1982	1984	1986	1988	1989	1990	Exp/PIB (%)
Mundiales	1892	1729	1783	1992	2684	2891	3036	
Industr.	1240	1155	1215	1463	1986	2126	2233	17
En desarr	633	551	532	489	698	765	803	19
Argentina	8.1	7.6	8.1	6.9	9.1	9.6	10.1	11
Brasil	20.1	20.2	27.1	22.3	33.8	34.4	35.9	9
Corea	17.5	21.9	29.2	34.7	60.7	62.3	65.1	41
España	20.7	20.5	23.6	27.2	40.3	44.5	48.1	20
Grecia	5.2	4.3	4.8	5.6	5.4	7.5	9.1	22
Hong Kong	19.7	21.1	28.3	35.4	63.2	73.1	80.1	112
India	8.6	9.4	9.5	9.5	13.3	15.8	18.9	6
Singapur	19.4	20.8	24.1	22.5	39.3	44.7	49.8	n.d.
Turquia	2.9	5.7	7.1	7.4	11.7	11.6	12.1	18
Yugoslavi	9.1	10.3	10.3	10.4	12.7	13.5	13.9	24
México	15.6	21.2	24.4	16.2	20.8	22.8	26.8	16

FUENTE: Elaborado con datos del FMI. Los datos de 1990 son estimados.  
La relación Exp/PIB es para 1989

10. EXPORTACIONES MUNDIALES Y DE PAISES SEMIINDUSTRIALIZADOS 1980-1990  
(Estructura de participación)

	1980	1982	1984	1986	1988	1989	1990
Mundiales	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Industr.	65.5	66.8	68.1	73.4	74.0	73.5	73.5
En desarr	23.5	31.9	29.6	24.5	26.0	26.5	26.4
Argentina	0.4	0.4	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3
Brasil	1.1	1.2	1.5	1.1	1.3	1.2	1.2
Corea	0.9	1.3	1.6	1.7	2.3	2.2	2.1
España	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.5	1.6
Grecia	0.3	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.3
Hong Kong	1.0	1.2	1.6	1.8	2.4	2.5	2.6
India	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6
Singapur	1.0	1.2	1.4	1.1	1.5	1.5	1.6
Turquia	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Yugoslavi	0.5	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
México	0.9	1.2	1.4	0.9	0.8	0.8	0.9

FUENTE: Elaborado con datos del FMI. Los datos de 1990 son estimados.

44. EVOLUCION DE LAS EXPORTACIONES Y LA FORMACION DE CAPITAL 1980-1990

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
FBKF/Dem.	21.9	23.3	20.4	15.6	15.9	16.7	15.4	15	15.4	15.6	18.5
EXP./Dem.	9.4	9.6	12.3	15.1	15.3	14.1	15.2	16.5	16.3	16.8	18.6

FUENTE: Elaborado con datos de Banco de México y del SCN,SPP, 1991  
Los datos de 1990 son estimados en base a cifras oficiales.

42. EVOLUCION DE LA EFICIENCIA PRODUCTIVA DE LA MANUFACTURA EN PAISES SELECCIONADOS

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
México	100	99.3	94.3	91.3	99.3	100.3	94.3	100.1	102	104
UK	100	105	111.4	120.9	127.6	132.2	135.7	145	152.2	154
Japón	100	103.7	110	116	124.3	131.3	133.5	139	149.6	155
EEUU	100	102.2	104.4	110.5	116.5	121.9	125.9	130.2	133.7	135
Francia	100	103	110.3	113.1	115.4	118.4	122	125.9	132.6	137
Alemania	100	102.2	103.7	109.8	113.9	118.2	119.2	120	125.5	129
Dinamarca	100	101.7	102	107	106.5	104.7	101.1	102.3	102.3	103

FUENTE: Monthly Labor Review, US Department of Labor y Banco de Mexico, 1990

## 3. DINAMICA ECONOMICA DE MEXICO 1978-1990

J. Antonio Rojas Nieto

Año	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
PIB(mMp)	2443.2	3206.4	4470.1	6127.6	9797.8	17870.7	29471.6	47391.7	79131.1	193462.4	395882.9	494054.8	6566069.0
DEF-PIB-80	65.5	78.4	100.0	126.0	202.8	386.2	614.5	963.2	1669.9	4016.7	8106.9	9833.5	127367.9
PIB-80(mMp)	3730.5	4092.2	4470.1	4862.2	4831.7	4628.9	4796.1	4920.4	4738.6	4816.5	4883.3	5024.2	5155.2
FBK(mMp)	527.6	769.9	1106.8	1616.8	2248.8	3137.0	5287.2	9048.3	15414.7	35630.0	75057.1	96452.5	13500.0
DEF-FBK-80	70.5	85.2	100.0	125.7	210.1	408.6	647.1	1026.8	1983.4	4596.2	9135.5	11081.4	1391.6
FBKF-80(mMp)	748.2	904.2	1106.8	1286.4	1079.4	767.7	817.0	881.2	777.2	775.2	821.6	870.4	970.1
FBKF/PIB-80(%)	20.1	22.1	24.8	26.5	22.2	16.6	17.0	17.9	16.4	16.1	16.8	17.3	18.8
TCP(p/d11)	21.77	22.81	22.95	24.51	57.18	150.29	185.19	310.28	637.88	1405.81	2289.58	2483.38	2838.36
PIB(Md11)	167360.84	140568.51	194775.60	250004.08	171350.12	118961.34	159142.50	152738.49	124053.27	137616.32	172906.34	198944.50	2313331.99
FBKF(Md11)	23171.95	33753.00	48226.58	65964.91	39328.44	20872.98	28550.14	29161.72	24165.52	25344.82	32782.04	38839.20	4756.27
IXDA(Md11)	283	810	1623	1701	626	684	1442	1871	2421	3877	3157	2242	2500
IXDA/FBK(%)	1.65	2.40	3.37	2.58	1.59	3.28	5.05	6.42	10.02	15.30	9.63	5.77	52.56
POC(mp)	18175	19073	29280	21548	21482	20995	21482	21955	21640	21843	21892	21950	22000
RAS(mMp)	925.1	1209.7	1610.9	2295.4	3450.2	5247.7	8444.8	13589.8	22605.2	51361.9	101640.1	126845.0	152214.0
INPC-78	100	118.2	149.3	191.1	303.6	612.9	1014.1	1599.7	2979.2	6906.6	14791.2	17750.7	21246
Año	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
INPC-80	67.0	79.2	100.0	128.0	203.3	410.5	679.2	1071.5	1995.4	4626.0	9907.0	11889.3	14230.4
RAS-80(mMp)	1381.2	1526.8	1610.9	1793.3	1696.7	1278.3	1243.3	1268.3	1132.8	1110.3	1025.9	1066.9	1069.6
RAS/PIB-80(%)	37.0	37.3	36.0	36.9	35.1	27.6	25.9	25.8	23.9	23.1	21.0	21.2	20.7
SALPRO-80	75.99	80.05	79.43	83.22	78.98	60.89	57.88	57.77	52.35	50.83	46.86	48.61	48.62
CCF(mMp)	145.9	191.2	383.5	527.2	956.3	2176.3	3358.7	5331.2	10870.9	25278.3	46654.1	48226.3	61339.3
CCF-80(mMp)	206.9	224.5	383.5	419.5	455.2	532.6	519.0	519.2	548.1	550.0	510.7	435.2	4407.8
CCF/FBK-80(%)	27.7	24.8	34.6	32.6	42.5	69.4	63.5	58.9	70.5	70.9	62.2	50.0	454.4
EBX(mMp)	1230.6	1594.1	2132.7	2847.4	4533.4	9125.6	15287.3	24043.2	39740.7	98259.1	208773.8	247027.4	3283034.5
EBX-80(mMp)	1879.0	2034.5	2132.7	2259.4	2235.6	2362.7	2487.8	2496.3	2379.8	2446.3	2575.3	2512.1	2577.6
EBX/PIB-80(%)	50.4	49.7	47.7	46.5	46.3	51.0	51.9	50.7	50.2	50.8	52.7	50.0	50.0
INCFBK-80(mMp)	156.0	202.6	179.6	-216.0	-302.7	49.3	64.2	-104.0	-2.0	46.4	46.8	99.7	99.7
INCFAS-80(mMp)	145.6	84.1	182.4	-96.6	-418.4	-35.0	25.1	-135.5	-22.5	-84.4	40.9	2.8	2.8
INCAC-80(mMp)	301.5	266.7	362.0	-312.6	-721.1	14.3	89.3	-239.5	-24.5	-38.0	89.7	102.5	102.5
TAK-FBK(%)	8.3	10.0	8.4	-9.6	-13.5	2.1	2.6	-4.2	-0.1	1.9	1.9	4.0	4.0
TAK-AC(%)	16.0	14.1	17.0	-13.8	-32.3	0.6	3.6	-9.6	-1.0	-1.6	3.5	4.1	4.1
TC-TAK-FBK(%)	20.0	-15.4	-213.5	41.6	-115.4	23.7	-261.4	-98.0	-2356.9	-0.1	109.4	109.4	109.4
TC-TAK-AC(%)	-12.2	20.4	-181.5	133.1	-101.9	494.5	-367.4	-89.2	50.4	-324.6	17.0	17.0	17.0

FUENTE:Elaboración propia con datos oficiales.

Nota: Para 1989 y 1990 se han recogido datos preliminares y estimaciones oficiales

44. ESTRUCTURA INDUSTRIAL DE MEXICO 1985

	Unidades	Ocupación	Salarios	Act.Fij.	Inversión	Sal/Ocup	Int.Cap.
	(mho)	(mMpc)	(mMpc)	(mMpc)	(mMpc)	(pd/ho)	(Mpc/ho)
MINERIA	853	175	282	5548	152	4415	21.7
MANUFACT.	131327	2578	2769	16203	1301	2943	6.3
Al.Beb.Ta	47295	525	469	2137	135	2447	4.1
Text.Vest	15988	391	323	888	78	2263	2.3
Madera	15389	124	75	215	15	1657	1.7
Cel.Pap.	7036	133	150	944	33	3090	7.1
Química	5018	375	541	4492	523	3953	12.0
Min.no Me	9462	142	159	1402	59	3048	9.9
Met.Bás.	1063	123	197	2726	139	4368	22.2
Prod.M.My	28914	738	834	3357	314	3096	4.5
Otras Mf.	1162	27	23	42	5	2334	1.6
CONSTRUCC	4999	470	394	2363	274	2297	5.0
ELECTRIC.	37	125	203	5845	569	4449	46.8
INDUSTRIA	137216	3348	3648	29959	2295	2985	8.9

FUENTE: XII Censo Industrial, 1986 (datos 1985) INEGI, SPP, Mexico 1989.

45. ESTRUCTURA INDUSTRIAL DE MEXICO 1985

	Unidades	Ocupación	Salarios	Act.Fij.	Inversión	Int.Sal	Int.Cap.
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
MINERIA	0.62	5.23	7.73	18.52	6.62	1.48	2.54
MANUFACT.	95.71	77.00	75.90	84.03	56.69	9.99	9.70
Al.Beb.Ta	34.47	15.66	12.85	7.12	5.86	0.32	0.45
Text.Vest	11.65	11.65	9.35	2.95	3.40	0.25	0.25
Madera	11.22	3.70	3.06	0.72	0.65	0.56	0.19
Cel.Pap.	5.13	3.97	4.11	3.15	1.44	1.04	0.79
Química	3.66	11.20	14.83	14.99	22.79	1.31	1.24
Min.no Me	6.90	4.24	4.32	4.68	2.57	1.02	1.10
Met.Bás.	0.77	3.67	5.40	9.10	6.06	1.47	1.48
Prod.M.My	21.07	22.04	22.86	11.21	13.63	1.04	0.51
Otras Mf.	0.85	0.61	0.63	0.14	0.22	0.28	0.17
CONSTRUCC	3.64	14.94	11.80	7.99	11.94	0.77	0.55
ELECTRIC.	0.03	3.72	5.56	19.51	24.79	2.49	5.23
INDUSTRIA	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	1.00	1.00

FUENTE: XII Censo Industrial, 1986 (datos 1985) INEGI, SPP, Mexico 1989.

46. ESTRUCTURA INDUSTRIAL DE MEXICO 1988

	Unidades	Ocupación	Salarios	Gastos	Ingresos	Sal/Ocup	Int.Gast.	Int.Ing.
	(mho)	(mMpc)	(mMpc)	(mMpc)	(mMpc)	(pd/ho)	(Mp/ho)	(Mp/ho)
MINERIA	2002	85	800	2475	5576	25786	29.12	6.97
MANUFACT.	137206	2295	19127	116533	168688	22833	50.78	8.82
Al. Beb. Ta	49886	437	3065	27096	37024	19216	62.00	12.08
Text. Vest	16568	395	2359	9477	13723	16362	23.99	5.82
Madera	15789	106	463	2020	2910	11967	19.06	6.29
Cel. Pap.	7628	121	1031	6217	8676	23344	51.38	8.42
Quimica	4768	317	3686	30429	44559	31857	95.99	12.09
Min. no Me	14199	113	1007	4519	7650	24415	39.99	7.60
Met. Bás.	857	91	1277	8727	11868	38446	95.90	9.29
Prod. M. My	26045	687	6052	27309	41040	24135	39.75	6.78
Otras. Mf.	1466	28	187	739	1238	18297	26.39	6.62
CONSTRUCC	5426	334	1365	6355	8906	11197	19.03	6.52
ELECTRIC.	36	119	655	4100	8500	15080	34.45	12.98
INDUSTRIA	144670	2833	21947	129463	191670	21224	45.70	8.73

FUENTE: Censos Económicos 1989 (datos 1988) INEGI, SPP, México 1990.

Datos de electricidad estimados en base a Censos y SCN, INEGI 1988.

47. ESTRUCTURA INDUSTRIAL DE MEXICO 1988

	Unidades	Ocupación	Salarios	Gastos	Ingresos	Sal/Ocup	Int.Gast.	Int.Ing.
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
MINERIA	1.38	3.00	3.65	1.91	2.91	1.21	0.64	0.80
MANUFACT.	94.84	81.01	87.15	90.01	88.01	1.08	1.11	1.01
Al. Beb. Ta	34.48	15.43	13.97	29.93	19.32	0.91	1.36	1.38
Text. Vest	11.45	13.94	10.75	7.32	7.16	0.77	0.53	0.67
Madera	10.91	3.74	2.11	1.56	1.52	0.56	0.42	0.72
Cel. Pap.	5.27	4.27	4.70	4.80	4.53	1.10	1.12	0.96
Quimica	3.20	11.19	16.80	23.50	23.25	1.50	2.10	1.38
Min. no Me	9.81	3.99	4.59	3.49	3.99	1.15	0.88	0.87
Met. Bás.	0.59	3.21	5.82	6.74	6.19	1.81	2.10	1.06
Prod. M. My	13.80	24.25	27.58	21.09	21.41	1.14	0.87	0.78
Otras. Mf.	1.01	0.99	0.85	0.57	0.65	0.56	0.59	0.76
CONSTRUCC	3.75	11.79	6.22	4.91	4.65	0.55	0.42	0.75
ELECTRIC.	0.02	4.20	2.98	3.17	4.43	0.71	0.75	1.49
INDUSTRIA	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	1.00	1.00	1.00

FUENTE: Censos Económicos 1989 (datos 1988) INEGI, SPP, México 1990.

48. PARTICIPACION DE LOS SECTORES DE LA INDUSTRIA EN EL PIB 1980-1990

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Mineria	3.2	3.4	3.7	3.9	3.8	3.7	3.7	3.8	3.8	3.6	3.6
Manufact.	22.1	21.6	21.2	20.4	20.7	21.3	21.0	21.1	21.4	22.3	23.1
Construc.	6.4	6.8	5.3	5.3	5.4	5.4	5.0	5.1	4.8	4.9	5.0
Electr.	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.5
Industria	32.7	32.8	32.3	30.8	31.1	31.7	31.0	31.4	31.4	32.3	33.2

FUENTE: Elaborado con datos del Sistema de Cuentas Nacionales, 1991  
Los datos de 1990 son estimados.

49. ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 1980-1990

(%)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Al. Beb. Ta	24.6	24.1	25.9	27.7	26.8	26.2	27.7	27.4	26.4	26.5	26.5
Text. Vest	13.8	13.7	13.4	13.7	13.2	12.8	12.8	11.8	11.9	11.2	11.1
Madera	4.2	4.0	4.0	4.1	4.0	3.8	3.9	3.8	3.6	3.6	3.6
Cel. Pap.	5.5	5.4	5.6	5.6	5.7	5.8	5.9	6.1	5.7	6.0	6.0
Quimica	14.9	15.3	16.1	17.2	17.6	17.5	17.9	18.1	18.3	18.4	18.5
Min. no Me	7.0	6.8	6.8	6.8	6.8	7.0	6.9	7.4	6.9	7.0	7.0
Met. Bas.	6.1	6.1	5.7	5.8	6.1	5.8	5.8	6.4	6.5	6.1	6.2
Prod. M. My	21.3	21.9	19.8	16.7	17.3	18.5	16.6	16.8	18.3	18.9	19.1
Otras Mf.	2.6	2.7	2.7	2.4	2.5	2.6	2.5	2.2	2.3	2.3	2.0

FUENTE: Elaborada con datos del SCN, 1991

20. INDICE DEL VOLUMEN DE PRODUCCION DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA 1980-1990

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
PIB	100	109	108	104	107	110	106	107	109	113	117
MINERIA	100	115	125	124	128	129	126	131	131	131	136
MANUFACT.	100	107	104	96	101	108	104	108	112	119	125
Al. Beb. Ta	100	105	108	107	109	115	117	118	117	124	130
Text. Vest	100	103	97	91	93	98	92	92	96	97	92
Madera	100	106	109	101	106	112	108	106	104	108	108
CEL. Pap.	100	102	102	101	109	117	115	114	114	122	125
Quimica	100	106	109	108	113	119	116	121	123	132	137
Min. no Me	100	108	105	92	97	106	92	103	97	103	109
Met. Bas.	100	105	94	87	100	97	89	102	108	113	119
Prod. M. My	100	114	101	81	88	101	94	103	114	125	136
Otras Mf.	100	112	102	80	90	101	103	108	118	136	140
CONSTRUCC	100	110	100	80	90	91	78	82	79	80	85
ELECTRIC.	100	109	116	118	126	135	140	148	156	169	175
INDUSTRIA	100	109	106	96	102	108	102	107	109	114	

FUENTE: Elaborada con datos del SCN, 1991

\* CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGIA 1965-1999 DE PERU \*

GLOBAL DE LOS SECTORES	LEÑA	BAGAZO DE CAÑA	TOTAL DE COMBUSTIBLES SOLIDOS	GAS LIQUIDADOS							TOTAL DE PETROLIO (PESOS)	GAS NO RECIBADO	GAS	TOTAL GAS NATURAL	ELECTRICIDAD	TOTAL	METROCUADRA	OTROS	
				LITROS	GALONES	KWH	DIESEL	COMBUSTIBLE	TOTAL	GALONES									GALONES
1965	11231.02	4.33	0.87	13279.04	11.83	34.44	14.66	18.49	14.58	101.40	2866.73	608.03	3674.97	12117.44	147.23	235.29	5.25		
1966	112563.91	6.73	1.09	13273.72	13.70	37.63	17.33	20.28	17.81	108.25	2922.23	1111.44	4092.99	13339.53	179.19	335.43	5.09		
1967	112529.25	7.28	1.23	13288.26	17.47	40.40	17.40	21.72	18.47	114.86	3122.14	1245.26	4477.20	14923.24	193.40	432.00	6.46		
1968	114336.44	7.02	1.44	14147.10	17.10	44.17	18.42	24.44	19.49	122.02	3207.91	1706.02	4913.73	14674.43	202.29	375.02	6.40		
1969	114562.82	7.29	1.49	14516.10	17.97	46.19	18.93	24.90	18.18	126.13	3334.32	2279.79	5614.11	15171.63	216.87	397.95	6.77		
1970	114779.25	7.23	1.43	14928.10	19.29	51.46	19.26	26.90	19.51	134.54	3275.13	2036.70	5311.83	15487.56	225.20	404.18	7.00		
1971	115235.45	7.22	1.48	15279.34	20.43	55.34	18.74	27.13	19.40	138.45	3426.38	2776.91	6203.39	15547.21	224.48	408.75	7.29		
1972	115692.27	7.03	1.86	15611.17	21.42	57.74	19.81	31.84	20.47	152.29	3537.48	2990.06	6527.54	16246.64	232.26	479.43	8.72		
1973	115900.00	7.96	2.14	15910.01	23.06	64.24	20.72	33.37	19.42	162.80	3126.34	4266.15	7394.49	16829.33	236.19	514.59	9.79		
1974	116143.64	8.14	2.21	16175.98	23.25	66.41	23.29	40.81	20.32	180.21	3104.45	4373.23	7477.88	17053.49	292.18	544.26	9.32		
1975	116331.02	7.43	2.16	16411.42	27.87	70.12	23.75	47.83	19.99	200.76	3080.77	4573.91	7674.68	17556.20	316.97	532.08	10.00		
1976	116594.25	7.33	2.33	16664.21	28.28	75.44	25.32	52.33	20.31	219.84	2900.43	4913.02	7713.63	17988.37	334.91	579.24	10.38		
1977	116424.18	7.50	2.51	16253.19	29.09	79.48	26.03	55.78	23.32	221.71	2164.54	5279.22	7414.76	18128.14	344.94	616.43	10.23		
1978	116434.36	8.29	2.43	16447.90	30.02	86.00	27.02	61.14	26.45	243.72	2222.26	7192.41	9414.66	18008.14	378.31	626.43	11.43		
1979	116525.99	9.20	2.47	16357.21	31.90	100.08	30.07	66.39	26.52	265.02	1657.08	8304.92	10162.00	19196.51	411.71	662.80	13.08		
1980	116466.18	9.15	2.45	16479.71	40.48	114.41	32.57	71.82	34.47	275.94	2201.52	9246.20	11417.80	20301.16	412.73	734.42	14.32		
1981	116469.99	8.41	2.67	16420.10	42.29	129.98	32.89	77.82	37.81	320.90	2315.93	10466.03	12775.97	20044.19	468.24	744.02	14.91		
1982	116523.91	8.46	2.48	15847.23	46.19	131.14	32.06	75.70	46.45	323.82	2129.71	10600.94	12833.15	21454.98	482.33	794.72	15.92		
1983	116420.00	9.54	3.07	16412.41	49.52	145.13	37.48	87.90	57.53	309.28	1827.92	11946.11	13777.03	22154.08	474.90	870.99	15.10		
1984	116409.99	10.41	2.96	16422.94	42.04	117.57	36.37	71.19	58.40	317.23	2019.25	11179.05	13186.60	22463.02	479.04	955.57	16.32		
1985	117123.91	10.43	3.07	17199.43	66.12	142.62	24.75	71.79	60.31	328.56	1226.00	11891.38	13321.38	23774.74	493.97	965.10	17.74		
1986	117070.91	11.44	2.45	17094.80	63.04	120.72	23.83	61.73	68.64	322.58	1177.34	10074.18	11253.50	23627.99	472.44	1027.11	18.28		
1987	117572.95	12.33	2.42	17567.97	44.48	126.40	25.05	67.06	42.41	335.82	1025.23	10828.57	11853.80	24714.19	491.86	1041.68	19.76		
1988	117672.18	11.13	2.04	17886.32	66.02	131.46	22.84	68.26	48.42	335.21	967.10	10420.18	11307.28	24884.88	486.53	1077.59	19.75		
1989	118256.91	10.72	2.31	18281.22	66.97	147.48	23.03	68.94	53.24	341.99	941.18	10216.64	11205.77	26392.07	526.97	1033.39	19.93		

U3 INCLuye PETROQUIMICA BASICA.

U2 NO INCLuye LA AUTOPERSECCION.

U5 SE REFIERE A LA MATERIA PRIMA PARA LA PETROQUIMICA (ES: 3) Principalmente gas natural, etano, propano, butano y nafta. Se uso el poder calorifico del gas asociado.

U6 LA INDUSTRIA Y EL TRANSPORTE (ES: 2) Principalmente gas natural, aceites, lubricantes, gases, parafinas y solventes. Se uso el poder calorifico de lubricantes, gases y parafinas.

U4 SE USO EL PODER CALORIFICO DE LA PRODUCCION DE ORO EN PERU.

FUENTE: BALANZES NACIONALES DE ENERGIA, 1965-1999.

\* CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGIA 1965-1999 DE PERU \*

en 1000

2-2. CONSUMO FINAL ENERGETICO GLOBAL DE LOS SECTORES 1965-1999

CONSUMO FINAL ENERGETICO 1965-1999

GLOBAL DE LOS SECTORES	LEÑA	BAGAZO DE CAÑA	TOTAL DE COMBUSTIBLES SOLIDOS	GAS LIQUIDADOS							TOTAL DE PETROLIO (PESOS)	GAS NO RECIBADO	GAS	TOTAL GAS NATURAL	ELECTRICIDAD	TOTAL	METROCUADRA	OTROS	
				LITROS	GALONES	KWH	DIESEL	COMBUSTIBLE	TOTAL	GALONES									GALONES
1965	22.99	4.21	2.36	28.50	4.15	17.82	6.84	10.84	10.43	52.09	10.76	3.48	14.24	4.11	100	100	26.52	73.48	
1966	21.99	4.18	2.43	28.62	6.38	18.87	4.64	11.04	10.45	52.03	10.45	4.47	14.91	4.24	100	100	29.73	70.27	
1967	21.11	4.26	2.65	28.21	9.56	18.28	4.42	11.17	10.21	51.91	10.32	5.09	15.42	4.45	100	100	33.06	66.94	
1968	20.34	3.15	3.15	27.56	5.88	18.72	4.31	11.75	9.21	51.89	9.97	6.09	16.06	4.49	100	100	27.37	62.43	
1969	19.49	3.91	3.45	26.84	5.77	18.02	4.21	11.21	8.83	50.85	9.67	7.99	17.27	5.04	100	100	46.25	53.65	
1970	18.95	3.75	3.16	25.87	5.74	17.57	4.57	11.47	8.12	50.59	9.90	8.25	18.12	5.15	100	100	47.48	52.31	
1971	18.83	3.42	3.15	25.41	5.72	17.17	5.03	11.21	7.79	50.68	9.49	8.57	18.27	5.00	100	100	46.43	53.67	
1972	17.88	3.08	3.23	24.19	5.87	16.14	5.17	11.19	3.49	52.07	7.53	10.33	17.86	5.80	100	100	45.67	54.93	
1973	17.05	3.25	3.16	23.77	5.78	15.98	5.25	11.14	7.53	51.94	8.44	10.89	17.59	6.46	100	100	46.53	53.47	
1974	16.11	3.11	3.23	22.72	5.32	15.98	5.49	11.54	5.15	51.31	7.29	11.47	18.71	6.94	100	100	46.25	53.47	
1975	15.02	2.71	3.05	20.80	5.27	15.22	5.17	14.86	10.45	53.62	6.49	10.89	17.99	6.29	100	100	53.47	46.36	
1976	13.96	2.46	3.09	19.52	5.12	14.45	5.24	15.56	15.82	57.99	5.30	10.71	18.41	6.84	100	100	55.04	44.18	
1977	13.83	2.43	3.24	19.52	5.20	14.98	5.40	15.87	10.28	57.42	5.99	12.22	18.47	6.80	100	100	58.02	41.15	
1978	12.76	2.44	3.11	18.31	5.72	13.75	4.96	15.25	10.78	57.05	3.74	13.87	17.41	6.98	100	100	63.04	36.76	
1979	11.83	2.40	2.98	17.22	5.44	21.09	5.29	15.87	9.47	56.99	2.27	16.25	18.82	6.88	100	100	61.43	38.37	
1980	10.99	2.34	2.97	15.81	6.49	22.49	5.14	16.02	8.32	58.45	3.40	15.50	18.92	6.82	100	100	61.45	38.35	
1981	10.23	1.99	2.42	14.41	6.21	23.54	4.78	15.99	6.42	58.75	3.35	16.23	19.57	6.86	100	100	61.34	38.67	
1982	9.31	2.06	2.24	12.80	6.91	21.36	4.53	15.18	7.96	57.74	2.99	18.46	21.25	7.20	100	100	68.13	31.87	
1983	10.01	2.22	2.44	15.68	7.43	20.70	4.87	16.82	8.30	56.44	2.41	20.89	23.00	7.42	100	100	72.81	27.19	
1984	10.22	2.33	2.71	15.47	8.26	20.93	4.77	16.27	8.77	56.80	2.64	17.29	19.92	7.81	100	100	69.98	30.02	
1985	10.66	2.23	2.72	15.14	9.25	20.34	4.44	14.68	10.27	57.40	1.58	17.82	19.38	8.08	100	100	73.84	26.16	
1986	10.41	2.48	2.77	15.56	8.50	21.72	4.44	15.13	10.14	58.20	1.56	15.49	17.74	8.70	100	100	77.62	22.18	
1987	10.28	2.76	2.32	15.34	9.02	21.76	4.46	13.88	11.13	58.42	1.29	16.08	17.37	8.87	100	100	78.15	21.81	
1988	10.25	2.52	1.82	14.25	9.21	22.88	5.19	13.76	10.34	58.78	1.23	15.45	16.89	9.44	100	100	80.29	22.71	
1989	10.36	2.50	2.10	14.46	9.27	22.92	5.20	12.92	10.44	59.29	1.00	15.73	16.73	9.52	100	100	80.21	19.49	

U3 INCLuye PETROQUIMICA BASICA.

U2 NO INCLuye LA AUTOPERSECCION.

U5 SE REFIERE A LA MATERIA PRIMA PARA LA PETROQUIMICA.

FUENTE: BALANZES NACIONALES DE ENERGIA, 1965-1999.



\* CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGIA 1945-1999 DE MEXICO \*

(en M)

2.3. CONSUMO FINAL ENERGÉTICO GLOBAL DE LOS SECTORES 1945-1999

CONSUMO FINAL ENERGÉTICO 1945-1999

GLOBAL DE LOS SECTORES	LEÑA	INGASEO DE COQUE	TOTAL DE COMPARTIMENTOS SÓLIDOS	GAS LIQUEADO	GASOLINAS	KEROSENAS	DIESEL	COMBUSTIBLES PETROLÍFEROS	GAS NO ASOCIADO	TOTAL DE GAS NATURAL	L2 ELECTRICIDAD	TOTAL	TOTAL	POTROQUIMICA BASICA	OTROS SECTORES	CONSUMO FINAL		
																U1	TOTAL	
1945	22.07	4.04	2.26	28.29	5.91	17.11	4.57	10.41	10.01	50.02	19.23	3.54	13.47	3.95	96	4	1.04	2.93
1946	21.04	4.00	2.53	27.57	5.82	17.04	3.56	19.56	10.00	49.77	19.99	4.27	13.27	4.06	96	4	1.29	3.02
1947	20.12	4.06	2.71	26.89	5.59	17.39	4.12	10.43	9.73	49.48	19.84	4.85	14.49	4.23	95	5	1.25	3.14
1948	19.56	2.48	2.99	24.03	3.40	17.81	4.03	11.18	8.77	49.29	19.49	5.79	15.28	4.44	95	5	1.82	3.02
1949	18.44	3.70	3.26	25.40	5.44	18.00	5.49	10.40	8.56	48.72	19.18	7.19	16.34	4.77	95	5	2.08	2.87
1970	17.86	3.36	2.97	24.20	5.59	18.44	5.23	10.65	7.69	48.10	19.36	7.78	17.14	5.14	95	5	2.29	2.84
1971	17.74	3.22	2.97	23.94	5.58	19.00	5.23	10.56	7.54	47.71	19.13	8.08	17.51	5.23	94	6	2.48	3.11
1972	16.82	2.90	3.04	22.77	5.52	18.97	5.20	10.97	9.90	46.00	19.09	9.72	18.81	5.33	94	6	2.63	3.23
1973	15.98	3.03	3.26	22.27	5.54	19.41	4.95	11.20	7.67	45.35	18.80	10.76	17.56	5.67	94	6	2.86	3.29
1974	15.20	2.73	3.14	21.29	5.92	19.94	5.18	12.82	8.63	50.60	18.52	10.28	18.59	5.89	94	6	2.70	2.94
1975	14.08	2.56	2.85	19.49	3.81	18.02	4.96	13.94	9.70	35.51	5.81	10.60	15.81	5.90	94	6	3.38	2.92
1976	13.27	2.30	2.90	18.26	3.73	18.20	4.90	14.28	11.04	54.27	4.96	10.82	14.98	6.07	94	6	3.59	2.84
1977	12.92	2.28	3.03	18.23	5.53	18.86	5.05	14.82	9.86	53.45	3.49	11.41	15.10	6.30	93	7	3.89	2.72
1978	11.82	2.45	2.88	17.14	5.29	18.28	5.99	14.47	9.98	52.81	3.46	12.84	16.30	6.31	93	7	4.68	2.75
1979	10.83	2.41	2.68	16.82	5.04	19.50	4.71	14.47	8.76	52.48	2.10	13.38	17.40	6.34	92	8	4.64	2.89
1980	10.13	2.16	2.28	14.60	5.99	20.77	4.73	14.79	7.68	53.97	3.14	14.31	17.43	6.30	92	8	4.73	2.94
1981	9.29	1.89	2.20	13.38	3.64	21.40	4.55	14.53	7.45	53.60	3.04	14.76	17.80	6.31	91	9	6.20	2.76
1982	8.44	1.87	2.03	12.33	4.28	21.05	4.13	13.80	7.23	53.29	2.54	14.78	19.32	6.32	91	9	6.20	2.90
1983	9.00	2.00	2.35	13.35	4.85	18.60	3.56	12.44	7.43	46.90	2.17	16.25	20.71	6.46	90	10	7.41	2.77
1984	9.10	2.25	2.41	13.76	7.98	18.43	3.56	12.80	7.81	50.27	2.35	15.29	17.74	6.96	89	11	7.68	3.29
1985	8.89	2.28	2.42	13.38	8.70	17.97	3.04	12.44	9.07	50.72	1.28	15.73	17.13	7.14	88	12	8.69	3.08
1986	9.30	2.35	1.99	13.64	8.23	19.04	3.02	12.01	8.89	51.29	1.36	15.79	15.12	7.62	88	12	9.39	2.75
1987	9.00	2.42	2.03	13.45	7.91	19.05	3.03	11.46	9.28	51.21	1.13	14.09	15.23	7.98	88	12	9.83	2.69
1988	9.13	2.18	1.38	12.69	8.06	19.81	2.76	11.31	8.96	50.85	1.07	13.33	14.42	8.18	87	13	10.31	3.03
1989	8.76	2.01	1.82	12.59	7.90	20.82	2.61	11.02	9.26	51.60	0.87	13.69	14.56	8.28	87	13	10.41	2.55

L2 INCLUYE PETROQUIMICA BASICA.

L3 NO INCLUYE LA AUTOPRODUCCION.

L4 DE REFERENCIA A LA INDUSTRIA PRIMA PARA LA PETROQUIMICA.

FUENTE: BALANZAS NACIONALES DE ENERGIA, 1945-1999.

\* CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGIA 1945-1999 DE MEXICO \*

2.4. CONSUMO FINAL ENERGÉTICO GLOBAL DE LOS SECTORES 1945-1999

(TASAS DE DECREMENTO ANUAL)

CONSUMO FINAL ENERGÉTICO 1945-1999

(TASAS DE DECREMENTO ANUAL)

GLOBAL DE LOS SECTORES	LEÑA	INGASEO DE COQUE	TOTAL DE COMPARTIMENTOS SÓLIDOS	GAS LIQUEADO	GASOLINAS	KEROSENAS	DIESEL	COMBUSTIBLES PETROLÍFEROS	GAS NO ASOCIADO	TOTAL DE GAS NATURAL	L2 ELECTRICIDAD	TOTAL	TOTAL	POTROQUIMICA BASICA	OTROS SECTORES	CONSUMO FINAL		
																U1	TOTAL	
1945	2.82	4.38	20.36	4.50	5.58	7.13	4.01	9.05	7.42	7.03	4.04	37.54	12.24	10.56	7.17	17.25	31.45	12.13
1946	1.94	8.15	14.26	3.93	1.28	8.76	2.70	7.54	3.72	5.97	4.99	21.03	11.52	4.20	13.22	9.80	25.11	9.70
1948	2.24	(2.47)	17.22	2.86	4.39	8.81	4.60	11.31	(4.71)	4.32	4.11	24.86	10.48	11.46	6.07	9.47	24.43	2.68
1949	3.40	8.28	17.47	5.10	3.09	8.87	1.68	2.20	2.49	4.96	3.93	33.37	15.17	15.28	7.12	19.40	47.28	2.42
1970	1.54	(4.71)	(4.68)	10.99	7.27	7.43	10.89	(2.57)	4.81	2.22	13.54	10.81	10.96	1.99	1.99	12.18	3.82	
1971	3.33	10.71	3.47	1.26	1.89	7.11	11.64	1.23	10.80	2.13	1.42	7.90	4.29	8.32	3.59	11.19	8.00	14.09
1972	2.50	(2.41)	10.48	2.83	4.94	7.96	4.50	17.37	17.89	11.04	(16.25)	30.99	5.81	11.76	6.03	9.76	6.78	12.33
1973	1.71	11.16	13.02	4.92	7.83	10.68	4.50	8.78	(2.10)	5.82	2.90	14.78	12.07	9.87	4.96	15.76	9.15	15.26
1974	1.66	3.48	3.06	2.11	(13.64)	3.28	12.42	22.32	20.22	11.88	(8.75)	2.10	1.00	11.14	7.48	(11.95)	8.81	(4.36)
1975	(0.59)	(8.54)	(2.21)	(11.30)	24.70	2.50	2.82	17.20	20.25	11.83	(8.82)	4.83	2.67	7.84	7.01	20.24	34.89	6.80
1976	(1.10)	(4.19)	8.16	(0.84)	(4.87)	7.59	5.73	9.86	20.42	10.12	(8.09)	6.79	0.95	9.61	4.41	(8.81)	11.19	3.71
1977	1.81	2.23	7.64	2.79	(10.58)	5.39	- 5.94	4.15	(10.44)	8.81	(23.34)	17.29	3.84	11.40	2.77	6.07	11.17	(17.11)
1978	1.19	(8.38)	5.31	4.25	5.94	8.46	0.70	9.59	13.00	11.95	(3.78)	24.22	19.43	9.43	6.48	2.73	24.32	32.16
1979	0.84	6.82	1.09	1.52	3.33	15.84	11.30	8.60	(4.64)	8.33	(54.14)	28.42	15.92	9.18	4.47	10.10	7.46	(4.30)
1980	10.34	(3.44)	(8.53)	(2.71)	27.50	14.31	8.32	8.17	(5.84)	9.98	40.41	0.42	7.48	6.31	7.18	9.36	9.42	9.30
1981	0.86	(8.10)	4.21	0.37	4.22	11.41	9.77	8.36	9.83	9.48	(8.80)	13.45	(2.42)	9.07	6.97	30.28	46.64	4.24
1982	(4.53)	9.39	(10.79)	(13.15)	(15.67)	(6.89)	(22.52)	(23.63)	(22.66)	0.44	(11.44)	14.45	(11.21)	7.74	2.25	2.76	0.97	6.81
1983	3.43	4.45	24.67	7.32	8.37	(12.71)	(10.40)	4.40	(7.42)	(15.07)	9.84	1.41	6.37	1.10	(18.01)	(11.17)	18.80	53.13
1984	3.10	(4.37)	(3.51)	3.53	18.50	2.12	(4.02)	4.85	8.81	3.21	10.48	(15.43)	(12.72)	6.45	1.03	9.86	5.82	21.31
1985	1.24	(4.25)	3.83	0.68	8.67	6.08	(4.72)	0.63	20.23	4.02	(8.10)	8.15	0.16	9.40	2.95	(11.28)	17.39	(10.58)
1986	1.37	9.32	(20.53)	1.89	(10.62)	2.64	(3.75)	(4.49)	(2.01)	(2.66)	(4.28)	(13.41)	(14.31)	6.94	(3.81)	1.67	6.94	(12.94)
1987	1.18	7.88	7.12	3.19	(10.54)	4.70	3.13	(6.11)	(4.86)	4.51	(13.99)	7.23	5.40	7.73	6.63	4.86	5.15	5.12
1988	1.71	6.82	2.03	(11.72)	2.88	1.16	(8.56)	(1.77)	(8.26)	(0.42)	(5.14)	(4.77)	(15.82)	9.18	(10.84)	8.41	7.20	12.68
1989	2.22	(2.07)	(2.22)	4.38	4.33	12.60	0.80	3.91	10.15	0.66	(11.02)	7.44	4.13	7.95	7.13	3.60	7.64	(10.15)

L2 INCLUYE PETROQUIMICA BASICA.

L3 NO INCLUYE LA AUTOPRODUCCION.

L4 DE REFERENCIA A LA INDUSTRIA PRIMA PARA LA PETROQUIMICA.

FUENTE: BALANZAS NACIONALES DE ENERGIA, 1945-1999.

INDUSTRIA DE MEXICO  
1965-1990

25. CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y ELECTRICIDAD  
UNIDADES FISICAS

AÑO	COMBUSTIBLES SOLIDOS (Mill. ton)	BAGAZO DE CAÑA (Mill. ton)	COQUE (Mill. ton)	PRODUCTOS PETROLIFEROS (Mill. bbl)	GAS LICUADO (Mill. bbl)	KEROSINAS (Mill. bbl)	DIESEL (Mill. bbl)	COMBUSTOLEO (Mill. bbl)	GAS (Mill. m3)	ELECTRICIDAD (Gwh)
1965	7.225	6.330	0.895	18.947	0.667	1.192	2.417	14.671	3516	7442
1966	7.812	6.735	1.077	20.263	0.706	1.214	2.638	15.705	3970	8270
1967	8.514	7.284	1.231	21.029	0.723	1.206	2.825	16.275	4373	9294
1968	8.459	7.017	1.443	20.505	0.769	1.211	3.137	15.388	4849	10456
1969	9.286	7.592	1.695	21.022	0.808	1.183	3.295	15.736	5626	12206
1970	8.860	7.234	1.625	20.784	0.924	1.168	3.739	14.952	6202	13881
1971	8.901	7.220	1.682	20.710	0.957	1.135	3.810	14.809	6476	14974
1972	8.892	7.031	1.861	23.942	1.037	1.166	4.227	17.513	6810	16695
1973	10.006	7.865	2.141	22.911	1.137	1.153	4.552	16.068	7625	18093
1974	10.345	8.138	2.207	29.346	1.104	1.229	4.939	22.074	7696	18909
1975	9.804	7.647	2.157	35.379	1.370	1.327	5.133	27.549	7942	20397
1976	9.667	7.334	2.333	41.672	1.449	1.356	5.350	33.517	7969	22457
1977	10.008	7.497	2.511	37.742	1.442	1.438	5.534	29.328	8343	24340
1978	11.534	8.890	2.645	42.466	1.551	1.459	5.991	33.465	10000	26555
1979	12.169	9.496	2.674	40.883	1.626	1.459	6.539	31.258	11624	28933
1980	11.596	9.150	2.446	39.342	2.052	1.363	7.141	28.786	12547	30205
1981	11.006	8.409	2.598	43.023	2.120	1.515	7.646	31.742	14194	33053
1982	11.423	8.963	2.460	40.989	2.622	1.251	6.230	30.886	15807	34615
1983	12.608	9.541	3.067	41.600	3.394	0.949	5.581	31.676	16952	35619
1984	13.872	10.913	2.959	46.020	3.460	0.733	8.949	32.879	14526	38821
1985	13.521	10.449	3.072	52.850	3.587	0.646	9.186	39.431	14530	41095
1986	13.890	11.443	2.447	49.482	3.540	0.808	7.300	37.834	12226	42236
1987	14.967	12.345	2.621	54.051	3.212	0.620	6.679	43.540	12958	45579
1988	13.188	11.151	2.037	50.526	3.301	0.481	6.600	40.144	12395	48229
1989	13.437	10.925	2.512	56.085	3.445	0.557	6.884	45.198	13184	51697
1990										

FUENTE: Balances Nacionales de Energia 1965-1989 SEMIP.

INDUSTRIA DE MEXICO  
1965-1990

24. CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y ELECTRICIDAD  
BILLONES DE KILOCALORIAS

AÑO	COMBUSTIBLES SOLIDOS	BAGAJO DE CAÑA	COQUE	PRODUCTOS PETROLIFEROS	GAS LICUADO	KEROSINAS	DIESEL	COMBUSTOLEO	GAS	ELECTRICIDAD	TOTAL
1965	16.633	10.666	5.967	29.300	0.701	1.676	3.552	23.371	33.445	6.400	85.778
1966	18.530	11.348	7.182	31.344	0.742	1.707	3.877	25.018	37.762	7.112	94.748
1967	20.479	12.273	8.206	32.533	0.760	1.695	4.152	25.926	41.605	7.993	102.610
1968	21.442	11.823	9.619	31.634	0.809	1.702	4.610	24.513	46.125	8.992	108.193
1969	24.091	12.792	11.299	32.422	0.850	1.663	4.842	25.067	53.520	10.497	120.530
1970	23.028	12.190	10.838	31.928	0.972	1.642	5.495	23.819	59.004	11.938	125.898
1971	23.379	12.165	11.214	31.791	1.006	1.595	5.599	23.591	61.607	12.878	129.655
1972	24.259	11.847	12.412	36.839	1.090	1.639	6.212	27.898	64.785	14.358	140.241
1973	27.528	13.252	14.276	35.103	1.196	1.621	6.690	25.596	72.540	15.560	150.731
1974	28.426	13.713	14.713	45.311	1.161	1.728	7.258	35.164	73.210	16.262	163.209
1975	27.271	12.885	14.386	54.735	1.441	1.865	7.543	43.886	75.551	17.541	175.098
1976	27.914	12.357	15.557	64.685	1.524	1.906	7.862	53.393	75.811	19.313	187.723
1977	29.378	12.632	16.746	58.390	1.516	2.021	8.133	46.720	79.368	20.932	188.068
1978	32.614	14.979	17.635	65.796	1.631	2.051	8.804	53.310	95.131	22.837	216.378
1979	33.828	16.000	17.828	63.165	1.710	2.051	9.610	49.794	110.578	24.882	232.453
1980	31.725	15.418	16.307	60.424	2.158	1.916	10.494	45.856	119.355	25.976	237.480
1981	31.489	14.169	17.320	66.161	2.229	2.130	11.237	50.565	135.030	28.426	261.106
1982	31.506	15.103	16.403	62.872	2.757	1.758	9.155	49.202	150.373	29.769	274.520
1983	36.526	16.077	20.449	63.565	3.569	1.334	8.202	50.460	161.264	30.632	291.987
1984	38.119	18.388	19.731	70.195	3.638	1.030	13.151	52.376	138.187	33.386	279.887
1985	38.092	17.606	20.486	80.993	3.772	0.908	13.500	62.813	138.228	35.342	292.655
1986	35.599	19.282	16.317	75.856	3.722	1.136	10.728	60.270	116.304	36.323	264.082
1987	38.280	20.802	17.478	83.424	3.377	0.872	9.816	69.359	123.267	39.198	284.169
1988	32.370	18.789	13.581	77.796	3.471	0.676	9.700	63.949	117.909	41.477	269.552
1989	35.157	18.409	16.748	86.525	3.622	0.783	10.117	72.001	125.415	44.459	291.556
1990											

FUENTE: Balances Nacionales de Energia 1965-1989 SEMIP.

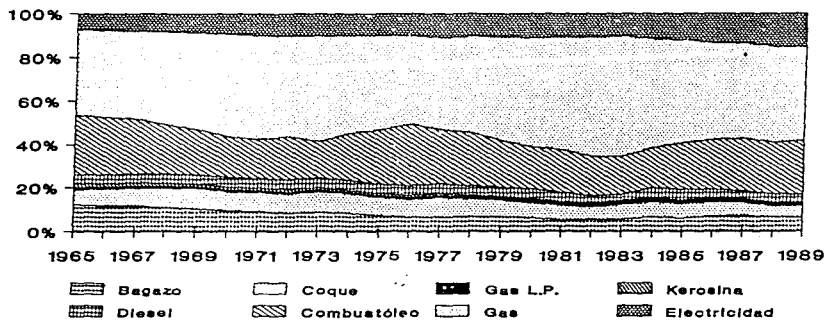
INDUSTRIA DE MEXICO  
1965-1990

27. CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y ELECTRICIDAD  
ESTRUCTURA DE PARTICIPACION PORCENTUAL

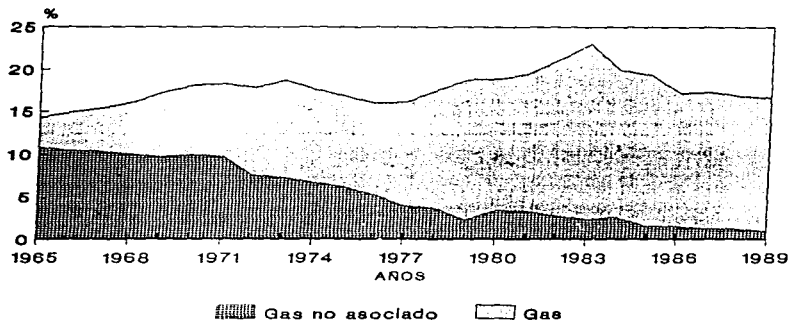
AÑO	COMBUSTIBLES SOLIDOS	BAGAZO DE CAÑA	COQUE	PRODUCTOS PETROLIFEROS	GAS LICUADO	KEROSINAS	DIESEL	COMBUSTOLEO	GAS	ELECTRICIDAD	TOTAL
1965	19.39	12.43	6.96	34.16	0.82	1.95	4.14	27.25	38.99	7.46	100
1966	19.56	11.98	7.58	33.08	0.78	1.80	4.09	26.40	39.86	7.51	100
1967	19.96	11.96	8.00	31.71	0.74	1.65	4.05	25.27	40.55	7.79	100
1968	19.82	10.93	8.89	29.24	0.75	1.57	4.26	22.66	42.63	8.31	100
1969	19.99	10.61	9.37	26.90	0.71	1.38	4.02	20.80	44.40	8.71	100
1970	18.29	9.68	8.61	25.36	0.77	1.30	4.36	18.92	46.87	9.48	100
1971	18.03	9.38	8.65	24.52	0.78	1.23	4.32	18.20	47.52	9.93	100
1972	17.30	8.45	8.85	26.27	0.78	1.17	4.43	19.89	46.20	10.24	100
1973	18.26	8.79	9.47	23.29	0.79	1.08	4.44	16.98	48.13	10.32	100
1974	17.42	8.40	9.01	27.76	0.71	1.06	4.45	21.55	44.86	9.96	100
1975	15.57	7.36	8.22	31.26	0.82	1.07	4.31	25.06	43.15	10.02	100
1976	14.87	6.58	8.29	34.46	0.81	1.02	4.19	28.44	40.38	10.29	100
1977	15.62	6.72	8.90	31.05	0.81	1.07	4.32	24.84	42.20	11.13	100
1978	15.07	6.92	8.15	30.41	0.75	0.95	4.07	24.64	43.97	10.55	100
1979	14.55	6.88	7.67	27.17	0.74	0.88	4.13	21.42	47.57	10.70	100
1980	13.36	6.49	6.87	25.44	0.91	0.81	4.42	19.31	50.26	10.94	100
1981	12.06	5.43	6.63	25.34	0.85	0.82	4.30	19.37	51.71	10.89	100
1982	11.48	5.50	5.98	22.90	1.00	0.64	3.33	17.92	54.78	10.84	100
1983	12.51	5.51	7.00	21.77	1.22	0.46	2.81	17.28	55.23	10.49	100
1984	13.62	6.57	7.05	25.08	1.30	0.37	4.70	18.71	49.37	11.93	100
1985	13.02	6.02	7.00	27.68	1.29	0.31	4.61	21.46	47.23	12.08	100
1986	13.48	7.30	6.18	28.72	1.41	0.43	4.06	22.82	44.04	13.75	100
1987	13.47	7.32	6.15	29.36	1.19	0.31	3.45	24.41	43.38	13.79	100
1988	12.01	6.97	5.04	28.86	1.29	0.25	3.60	23.72	43.74	15.39	100
1989	12.06	6.31	5.74	29.68	1.24	0.27	3.47	24.70	43.02	15.25	100
1990											

FUENTE: Balances Nacionales de Energia 1965-1989 SEMIP.

**1.-INDUSTRIA DE MEXICO 1965-1989**  
**CONSUMO DE COMBUSTIBLES Y ELECTRICIDAD**  
 (Estructura de participación porcentual)

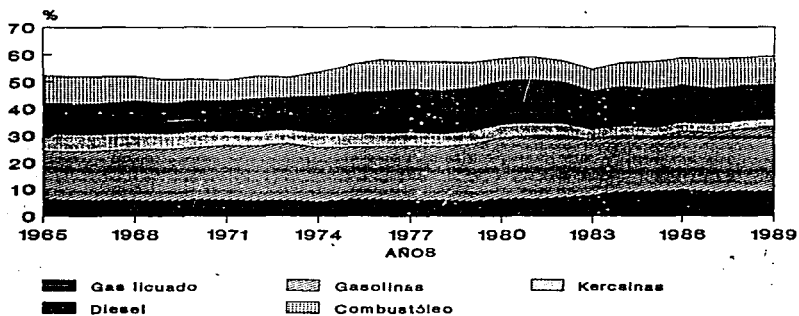


**2.-CONSUMO FINAL ENERGETICO GLOBAL DEL**  
**GAS NATURAL 1965 -1989**  
 (Estructura de participación porcentual)



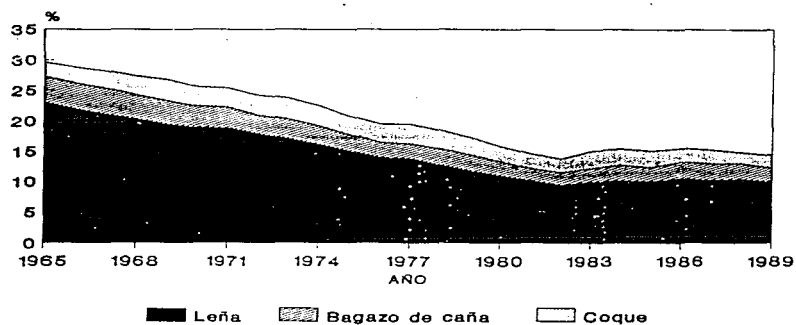
### 3. CONSUMO FINAL ENERGETICO GLOBAL DE LOS PETROLIFEROS 1965 - 1989

(Estructura de participación porcentual)



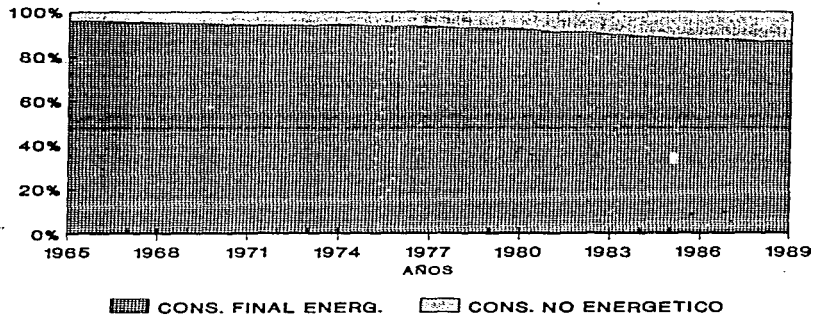
### 4. CONSUMO FINAL ENERGETICO GLOBAL DE LOS COMBUSTIBLES SOLIDOS 1965-1989

(Estructura de participación porcentual)



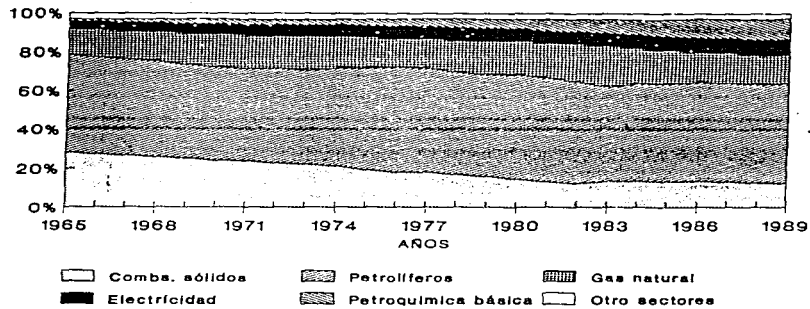
### 5. CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGIA MEXICO 1965 - 1989

(Estructura de participación porcentual)

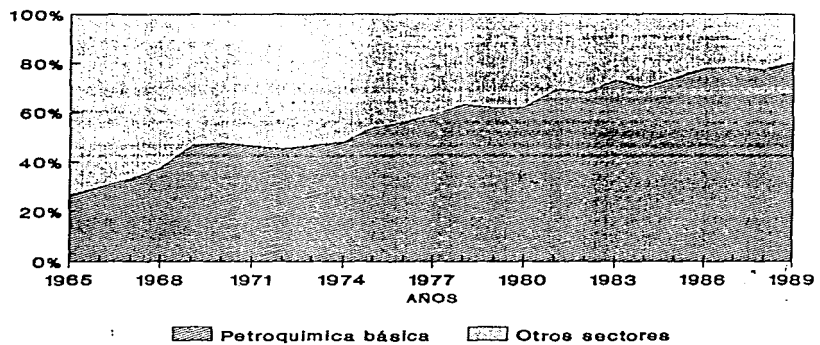


### 6. CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGIA MEXICO 1965 - 1989

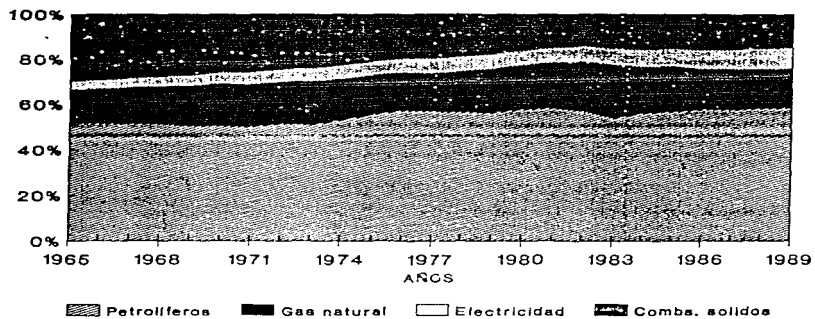
(Estructura de participación porcentual)



**7. CONSUMO NO ENERGETICO 1965 - 1989**  
 (Estructura de participación porcentual)



**8. CONSUMO FINAL ENERGETICO GLOBAL 1965 - 1989**  
 (Estructura de participación porcentual)





**28. VALOR DEL CONSUMO GLOBAL DE PETROLIFEROS Y ELECTRICIDAD A PRECIOS INTERNOS 1977-1990**  
(millones de dólares)

	g.l.p.	keros.	diesel	combust.	gas nat.	electr.	TOTAL
1977	264.22	251.27	255.34	61.05	91.14	279.07	1,202.10
1978	277.62	277.36	277.52	69.63	107.52	311.70	1,421.34
1979	286.93	461.24	462.90	71.38	132.14	405.97	1,820.56
1980	321.51	708.54	497.56	90.63	192.56	833.01	2,455.60
1981	468.36	1,223.47	508.80	121.12	261.44	782.05	3,365.27
1982	419.39	792.96	907.21	90.78	263.77	661.45	3,135.57
1983	232.26	525.99	1,242.17	121.63	455.69	633.10	3,310.84
1984	279.75	1,077.87	1,620.36	248.78	790.64	883.83	5,001.23
1985	340.73	735.28	1,668.12	322.78	923.09	986.38	4,976.38
1986	601.36	390.71	1,616.63	297.80	771.87	973.29	4,651.66
1987	620.89	279.37	1,598.08	316.20	731.39	1,033.83	4,579.77
1988	828.35	335.17	2,062.44	379.35	916.78	1,543.51	6,065.60
1989	802.19	512.80	1,985.94	516.79	1,189.01	1,979.52	6,986.25
1990	830.46	573.79	2,142.28	544.30	1,025.83	2,292.78	7,409.43

FUENTE: Elaboración propia con datos oficiales, 1991.

**29. VALOR DEL CONSUMO GLOBAL DE PETROLIFEROS Y ELECTRICIDAD A PRECIOS EXTERNOS 1977-1990**  
(millones de dólares)

	g.l.p.	keros.	diesel	combust.	gas nat.	electr.	TOTAL
1977	427.58	473.98	849.60	342.46	368.95	958.98	3,421.55
1978	440.04	538.86	918.26	391.14	492.07	1,167.01	3,947.37
1979	482.36	1,437.05	1,608.70	658.19	687.91	1,431.62	6,305.82
1980	820.01	1,552.15	3,048.77	771.81	931.34	1,799.16	8,923.23
1981	1,014.86	1,504.89	2,804.02	818.57	1,324.33	2,298.88	9,765.55
1982	1,194.08	1,410.09	2,963.80	771.88	1,577.14	2,863.90	10,780.89
1983	1,557.22	1,040.72	2,176.18	842.54	1,744.32	2,907.91	10,268.89
1984	1,928.17	941.05	2,283.13	1,005.31	1,718.06	3,227.78	11,103.51
1985	1,999.35	894.28	2,259.81	969.53	1,645.00	3,546.99	11,314.95
1986	2,048.89	524.61	1,139.17	450.18	965.72	3,634.11	8,762.69
1987	1,901.51	580.94	1,352.54	731.51	971.02	3,747.27	9,284.79
1988	1,968.83	565.65	1,175.40	466.78	941.01	3,864.97	8,982.63
1989	1,794.72	606.64	1,582.74	652.30	1,034.74	4,260.54	9,931.67
1990	2,528.55	668.98	1,908.52	819.45	1,243.59	4,654.90	11,823.98

FUENTE: Elaboración propia con datos oficiales, 1991.

VALOR DEL SUBSIDIO 1977-1990

(millones de dólares)

	g.l.p.	keros.	diesel	combust.	gas nat.	electr.	TOTAL	DEFUSA82	SUBSIDIOd118	SUBSIDIO ACU
1977	163.35	222.71	594.26	281.40	277.81	679.92	2219.45	0.673	3297.85	3297.85
1978	162.42	161.50	640.73	321.51	384.55	855.31	2526.03	0.722	3498.65	6796.51
1979	195.43	975.81	1145.80	586.81	555.77	1025.65	4485.26	0.786	5706.44	12502.94
1980	456.50	843.61	2551.21	681.18	738.98	1196.15	6467.63	0.857	7546.83	20049.77
1981	546.48	281.43	2295.22	697.45	1062.89	1516.83	6400.28	0.940	6808.81	26858.58
1982	774.69	617.13	2056.59	681.10	1313.37	2202.44	7645.32	1.000	7645.32	34503.90
1983	1224.96	514.73	934.01	720.92	1288.63	2274.81	6958.05	1.039	6696.87	41200.77
1984	1548.42	-136.82	662.78	756.53	927.42	2343.95	6102.28	1.077	5666.00	46866.77
1985	1658.61	159.00	591.69	646.76	721.90	2560.61	6338.57	1.109	5715.57	52582.34
1986	1447.54	133.90	-477.46	152.38	193.85	2660.83	4111.03	1.139	3609.34	56191.67
1987	1280.62	301.57	-245.54	415.31	239.63	2713.44	4705.03	1.177	3997.47	60189.15
1988	1140.47	230.48	-887.04	87.43	24.23	2321.46	2917.03	1.218	2394.93	62584.08
1989	992.53	93.84	-403.20	135.51	-154.28	2281.02	2945.42	1.263	2332.08	64916.16
1990	1698.09	95.19	-233.76	275.14	217.76	2362.12	4414.54	1.328	3324.20	68240.36

FUENTE: Elaboración propia con datos oficiales, 1991.

**31. VALOR DEL CONSUMO 1977-1990(a precios internos)**  
(Millones de dólares)

	g.l.p.	keros.	diesel	combust.	gas nat.	electr.	TOTAL
1977	13.10	13.47	25.33	53.70	96.07	560.55	762.21
1978	13.97	20.38	27.19	60.77	114.20	618.17	854.69
1979	14.63	22.38	45.59	61.02	142.72	786.59	1,072.93
1980	18.34	29.65	49.47	75.78	207.73	1,092.32	1,473.30
1981	23.42	56.37	49.99	101.69	285.99	1,345.52	1,862.97
1982	22.82	30.93	74.58	76.50	324.90	1,055.98	1,585.71
1983	21.60	18.16	102.10	102.66	559.89	960.10	1,764.52
1984	21.18	29.95	203.68	204.06	873.47	1,307.14	2,639.48
1985	18.49	19.19	213.46	263.46	1,022.22	1,405.56	2,942.38
1986	32.73	13.25	175.80	245.78	838.56	1,282.47	2,588.59
1987	30.83	6.92	159.18	261.42	799.64	1,363.21	2,621.20
1988	41.42	7.06	205.46	314.50	997.87	1,964.77	3,531.08
1989	40.10	12.40	198.59	437.94	1,300.03	2,486.37	4,475.43
1990	39.59	14.05	204.06	479.58	1,207.19	2,656.86	4,601.31

FUENTE: Elaboración propia con datos oficiales, 1991.

**32. VALOR DEL CONSUMO 1977-1990(a precios externos)**  
(Millones de dólares)

	g.l.p.	keros.	diesel	combust.	gas nat.	electr.	TOTAL
1977	21.19	25.40	84.29	301.20	388.92	567.11	1,388.11
1978	22.15	29.10	89.98	341.34	522.66	687.77	1,693.01
1979	24.59	69.73	158.44	562.64	743.00	841.94	2,400.34
1980	41.37	64.95	303.12	645.38	1,005.79	1,039.04	3,099.66
1981	50.75	69.33	275.50	687.21	1,448.66	1,332.06	3,863.51
1982	64.97	55.01	243.64	650.47	1,942.62	1,613.06	4,569.77
1983	101.22	35.94	178.87	711.13	2,143.19	1,666.95	4,837.29
1984	107.53	26.15	286.98	824.60	1,898.05	1,894.46	5,037.78
1985	108.48	23.33	289.18	791.37	1,821.65	2,071.21	5,105.22
1986	111.50	17.79	123.88	371.53	1,049.16	2,107.58	3,781.44
1987	94.42	14.39	134.72	604.77	1,061.63	2,196.91	4,106.84
1988	98.44	11.91	117.09	386.99	1,024.24	2,276.41	3,915.07
1989	89.71	14.57	158.27	552.78	1,131.35	2,491.77	4,438.54
1990	120.54	16.38	181.79	722.00	1,463.45	2,589.76	5,093.92

FUENTE: Elaboración propia con datos oficiales, 1991.

### 33. SUBSIDIO ENERGETICO A LA INDUSTRIA 1977-1990

#### Volumen consumido

	g.l.p. (Mill.b)	keros. (Mill.b)	diesel (Mill.b)	combust. (Mill.b)	gas nat. (Mill.mc)	electr. (GWh)
1977	1.442	1.438	5.534	29.328	8.343	24,340
1978	1.551	1.459	5.991	33.465	10,000	26,555
1979	1.626	1.459	6.539	31.258	11,624	28,933
1980	2.052	1.363	7.141	28.786	12,547	30,205
1981	2.120	1.515	7.646	31.742	14,194	33,053
1982	2.622	1.251	6.230	30.886	15,807	34,615
1983	3.394	0.949	5.581	31.676	16,952	35,619
1984	3.460	0.733	8.949	32.879	14,526	38,821
1985	3.587	0.646	9.186	39.431	14,530	41,095
1986	3.540	0.808	7.300	37.834	12,226	42,236
1987	3.212	0.620	6.679	43.540	12,958	45,579
1988	3.301	0.481	6.600	40.144	12,395	48,229
1989	3.445	0.557	6.884	45.198	13,184	51,697
1990	3.500	0.600	7.000	50.000	14,000	52,213

FUENTE: SEMIP, BALANCES DE ENERGIA. (1990 estimación preliminar)

### 34. Precios internos (moneda nacional)

	g.l.p. (p/lt)	keros. (p/lt)	diesel (p/lt)	combust. (p/lt)	gas nat. (p/m3)	electr. (p/kwh)	TdeC (p/dll)
1977	1.290	1.330	0.650	0.260	0.260	0.520	22.579
1978	1.290	2.000	0.650	0.260	0.260	0.530	22.767
1979	1.290	2.200	1.000	0.280	0.280	0.620	22.805
1980	1.290	3.140	1.000	0.380	0.380	0.830	22.951
1981	1.690	5.690	1.000	0.490	0.490	0.990	24.320
1982	2.530	7.190	3.480	0.720	0.950	1.410	46.220
1983	4.810	14.470	13.830	2.450	3.970	3.240	120.200
1984	6.460	43.140	24.020	6.550	10.090	5.650	167.800
1985	8.330	48.010	37.560	10.800	18.080	8.790	257.000
1986	35.580	63.110	92.680	25.000	41.970	18.580	611.900
1987	83.190	96.650	206.520	52.030	85.030	41.210	1,377.860
1988	179.360	209.750	445.000	112.000	183.000	92.600	2,273.040
1989	180.390	345.130	447.090	150.170	243.000	118.520	2,464.260
1990	200.480	415.000	516.670	170.000	243.000	143.400	2,818.120

### 35. Precios internos (dólares corrientes)

	g.l.p. (dll/b)	keros. (dll/b)	diesel (dll/b)	combust. (dll/b)	gas nat. (dll/mc)	electr. (dll/kwh)
1977	9.084	9.366	4.577	1.831	0.012	0.023
1978	9.009	13.968	4.539	1.816	0.011	0.023
1979	8.994	15.339	6.972	1.952	0.012	0.027
1980	8.937	21.753	6.928	2.633	0.017	0.036
1981	11.049	37.200	6.538	3.204	0.020	0.041
1982	8.703	24.734	11.971	2.477	0.021	0.031
1983	6.363	19.141	18.294	3.241	0.033	0.027
1984	6.121	40.878	22.760	6.206	0.060	0.034
1985	5.154	29.703	23.238	6.682	0.070	0.034
1986	9.245	16.399	24.083	6.496	0.059	0.030
1987	9.600	11.153	23.832	6.004	0.062	0.030
1988	12.546	14.672	31.128	7.834	0.081	0.041
1989	11.639	22.269	28.847	9.689	0.099	0.048
1990	11.311	23.415	29.151	9.592	0.086	0.051

FUENTE: Pemex, 1991 (1990 estimado preliminar).

**36. Precios externos (EEUU: unidades comerciales)**

	g. l. p. (dll/gal)	keros. (dll/TM)	diesel (dll/bll)	combust. (dll/bll)	gas nat. (dll/mpc)	electr. (dll/kwh)
1977	0.350	129.500	15.230	10.270	1.320	0.023
1978	0.340	146.200	15.020	10.200	1.480	0.026
1979	0.360	350.300	24.230	18.000	1.810	0.029
1980	0.480	349.300	42.450	22.420	2.270	0.034
1981	0.570	335.400	36.030	21.650	2.890	0.040
1982	0.590	322.400	39.110	21.060	3.480	0.047
1983	0.710	277.600	32.050	22.450	3.580	0.047
1984	0.740	261.600	32.070	25.080	3.700	0.049
1985	0.720	264.800	31.480	20.070	3.550	0.050
1986	0.750	161.400	16.970	9.820	2.430	0.050
1987	0.700	170.000	20.170	13.890	2.320	0.048
1988	0.710	181.500	17.740	9.640	2.340	0.047
1989	0.620	193.100	22.990	12.230	2.430	0.048
1990	0.820	200.100	25.970	14.440	2.960	0.050

**37. Precios externos (EEUU: unidades consumidas)**

	g. l. p. (dll/b)	keros. (dll/b)	diesel (dll/b)	combust. (dll/b)	gas nat. (dll/mc)	electr. (dll/kwh)
1977	14.700	17.667	15.230	10.270	0.047	0.023
1978	14.280	19.945	15.020	10.200	0.052	0.026
1979	15.120	47.790	24.230	18.000	0.064	0.029
1980	20.160	47.653	42.450	22.420	0.080	0.034
1981	23.940	45.757	36.030	21.650	0.102	0.040
1982	24.780	43.984	39.110	21.060	0.123	0.047
1983	29.820	37.872	32.050	22.450	0.126	0.047
1984	31.080	35.689	32.070	25.080	0.131	0.049
1985	30.240	36.126	31.480	20.070	0.125	0.050
1986	31.500	22.019	16.970	9.820	0.086	0.050
1987	29.400	23.192	20.170	13.890	0.082	0.048
1988	29.820	24.761	17.740	9.640	0.083	0.047
1989	26.040	26.344	22.990	12.230	0.086	0.048
1990	34.440	27.299	25.970	14.440	0.105	0.050

FUENTE: CFE, Pemex, EIA, 1991

**38. Relación Precios Internos/Precios Externos**

	g. l. p. (%)	keros. (%)	diesel (%)	combust. (%)	gas nat. (%)	electr. (%)
1977	61.80	53.01	30.05	17.83	24.70	98.84
1978	63.09	70.03	30.22	17.80	21.85	89.88
1979	59.48	32.10	28.77	10.85	19.21	93.43
1980	44.33	45.65	16.32	11.74	20.65	105.13
1981	46.15	81.30	18.15	14.80	19.74	101.01
1982	35.12	56.23	30.61	11.76	16.72	65.46
1983	21.34	50.54	57.08	14.44	26.12	57.60
1984	19.70	114.54	70.97	24.75	46.02	69.00
1985	17.04	82.22	73.82	33.29	56.12	67.86
1986	29.35	74.48	141.91	66.15	79.93	60.85
1987	32.65	48.09	118.15	43.23	75.32	62.05
1988	42.07	59.25	175.47	81.27	97.43	86.31
1989	44.70	84.53	125.47	79.23	114.91	99.78
1990	32.84	85.77	112.25	66.42	82.49	102.59

FUENTE: CFE, Pemex, EIA, 1991

39. VALOR DEL SUBSIDIO 1977-1990  
(millones de dólares)

	g.l.p.	keros.	diesel	combust.	gas nat.	electr.	TOTAL	DEFUSA82	SUBSIDIOd118	SUBSIDIO ACU
1977	8.10	11.93	58.95	247.50	292.85	6.57	625.90	0.673	930	930
1978	8.18	8.72	62.79	280.58	408.46	69.59	838.32	0.722	1161	2091
1979	9.96	47.35	112.85	501.62	600.28	55.35	1,327.41	0.786	1689	3780
1980	23.03	35.30	253.65	569.60	798.05	(53.28)	1,626.36	0.857	1898	5678
1981	27.33	12.97	225.51	585.53	1,162.68	(13.46)	2,000.54	0.940	2128	7806
1982	42.15	24.07	169.06	573.97	1,617.73	557.09	2,984.07	1.000	2984	10790
1983	79.62	17.78	76.77	608.47	1,583.29	706.85	3,072.78	1.039	2957	13747
1984	86.35	(3.80)	83.31	620.54	1,024.58	587.32	2,398.30	1.077	2227	15974
1985	89.99	4.15	75.72	527.91	799.43	665.65	2,192.84	1.109	1950	17925
1986	78.77	4.54	(51.92)	125.76	210.59	825.10	1,192.85	1.139	1047	18972
1987	63.59	7.47	(24.46)	343.35	261.99	833.70	1,485.64	1.177	1262	20234
1988	57.02	4.85	(88.37)	72.48	26.37	311.64	384.00	1.218	315	20549
1989	49.61	2.27	(40.32)	114.83	(168.68)	5.40	(36.88)	1.263	-29	20520
1990	80.95	2.33	(22.27)	242.42	256.26	(67.09)	492.61	1.328	371	20891

FUENTE: Elaboración propia con datos oficiales, 1991.

ÍNDICES DIFERENCIALES DE OPERACION DE RAMAS SELECCIONADAS

México 1980-1989

Combustibles, electricidad, energéticos, materia prima y salario  
(Estructura porcentual)

	Carbón	Petróleo Refin.	COMBUST.	Electr.	ENERGIA	Mat.Prim.	MATERIA PRIMA	SALARIO	COSDIRPR		
Carbón	1980	40.80	0.00	0.85	41.65	1.01	42.66	68.43	25.77	31.57	100.00
	1989	49.99	0.00	1.83	51.81	0.81	52.62	78.18	25.55	21.82	100.00
Petróleo	1980	0.00	0.00	1.43	1.43	0.36	1.79	56.22	54.43	43.78	100.00
	1989	0.00	0.00	3.51	3.51	0.33	3.85	65.45	61.60	34.55	100.00
Hierro	1980	0.00	0.00	0.80	0.80	2.90	3.71	58.80	55.09	41.20	100.00
	1989	0.00	0.00	1.99	1.99	2.67	4.65	67.32	62.66	32.68	100.00
MetnoFerr	1980	0.95	0.00	0.62	1.56	3.24	4.81	75.30	70.49	24.70	100.00
	1989	1.26	0.00	1.44	2.70	2.82	5.52	81.45	75.92	18.55	100.00
Azúcar	1980	0.00	0.00	1.04	1.04	0.37	1.41	63.85	62.43	36.15	100.00
	1989	0.00	0.00	2.52	2.52	0.33	2.84	72.05	69.21	27.95	100.00
Papel	1980	0.00	0.00	0.43	0.43	4.11	4.55	82.43	77.88	17.57	100.00
	1989	0.00	0.00	1.00	1.00	3.52	4.52	87.02	82.50	12.98	100.00
Refinados	1980	0.00	60.21	5.50	65.71	0.60	66.51	86.67	20.15	13.33	100.00
	1989	0.00	62.67	10.61	73.28	0.58	73.86	91.75	17.89	8.25	100.00
PetroqBás	1980	0.00	49.12	0.22	49.34	16.83	66.16	83.46	17.29	16.54	100.00
	1989	0.00	57.32	0.47	57.79	13.52	71.31	86.52	17.21	11.48	100.00
QuimBás	1980	0.20	0.00	0.19	0.39	18.68	19.06	76.89	57.82	23.11	100.00
	1989	0.27	0.00	0.46	0.73	16.81	17.54	82.02	64.47	17.98	100.00
Fertiliz	1980	0.00	0.00	1.13	1.13	3.62	4.75	79.18	74.42	20.82	100.00
	1989	0.00	0.00	2.61	2.61	3.10	5.71	84.61	78.90	15.39	100.00
Resinas	1980	0.00	0.00	0.54	0.54	2.61	3.15	80.96	77.80	19.04	100.00
	1989	0.00	0.00	1.25	1.25	2.23	3.48	85.93	82.44	14.07	100.00
Hule	1980	0.11	0.00	0.23	0.34	2.15	2.49	71.21	68.71	28.79	100.00
	1989	0.15	0.00	0.54	0.69	1.91	2.60	77.97	75.38	22.03	100.00
Plásticos	1980	0.00	0.00	0.26	0.26	2.22	2.48	77.61	75.13	22.39	100.00
	1989	0.00	0.00	0.62	0.62	1.92	2.54	83.23	80.69	16.77	100.00
Vidrio	1980	0.01	0.00	1.39	1.39	11.93	13.32	66.13	52.81	33.87	100.00
	1989	0.01	0.00	3.39	3.40	10.81	14.20	73.49	59.28	26.51	100.00
Cemento	1980	0.00	0.00	2.01	2.01	15.32	17.33	74.27	56.94	25.73	100.00
	1989	0.00	0.00	4.77	4.77	13.49	18.27	80.42	62.15	19.58	100.00
MfmMet	1980	0.04	0.60	1.17	1.21	4.25	5.45	73.86	68.40	26.14	100.00
	1989	0.05	0.60	2.73	2.74	3.76	6.49	80.32	73.83	19.68	100.00
Acero	1980	4.89	0.00	0.23	5.12	3.53	8.65	83.42	74.77	16.58	100.00
	1989	6.32	0.00	0.52	6.84	2.97	9.81	87.92	76.11	12.08	100.00
BásMetnF	1980	0.22	0.00	0.21	0.43	2.96	3.39	85.21	81.82	14.79	100.00
	1989	0.29	0.00	0.48	0.77	2.51	3.28	89.17	85.89	10.83	100.00
Autos	1980	0.00	0.00	0.12	0.12	0.51	0.63	86.38	85.75	13.62	100.00
	1989	0.00	0.00	0.26	0.26	0.43	0.69	90.09	89.40	9.91	100.00
CarrMot	1980	0.10	0.00	0.28	0.38	1.30	1.68	74.51	72.84	25.49	100.00
	1989	0.14	0.00	0.65	0.79	1.13	1.92	80.76	78.84	19.24	100.00
Construc.	1980	0.00	0.00	1.50	1.50	0.44	1.94	63.43	61.49	36.57	100.00
	1989	0.00	0.00	3.60	3.60	0.39	4.00	71.86	67.88	28.14	100.00
Electr.	1980	0.00	32.78	0.95	33.73	6.16	39.89	59.05	19.16	40.95	100.00
	1989	0.00	41.25	2.21	43.46	5.34	48.80	69.35	20.56	30.65	100.00

FUENTE: Elaboración propia con datos oficiales, 1991

Nota: se proyectaron las estructuras con los índices de precios de materia prima consumida, energéticos y salarios.

**41. MEXICO: EVOLUCION ECONOMICA Y ENERGETICA 1977-1990**  
(1980=100)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Volumen PIB	79	85	92	100	109	108	104	107	110	106	108	109	112	115
Vol. Industr.	75	82	91	100	109	106	96	102	108	102	107	109	114	119
Vol. Manuf.	77	84	93	100	107	104	96	101	108	104	109	112	119	124
Of. Ener. Prim	69	76	85	100	108	113	109	112	113	109	112	113	117	121
Cons. Fin. En.	77	86	93	100	110	113	112	114	119	115	120	121	129	138

FUENTE: Elaboración propia con datos de Banco de México, INEGI, SEMIP e Informes de Gobierno, 1991.

**42. MEXICO: VENTAS INTERNAS DE ELECTRICIDAD 1977-1990**  
(TWh)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TOTAL	41.5	44.8	49.6	52.4	57.1	61.5	62.2	66.2	70.6	72.8	77.5	81.9	88.5	92.1
Res. Peq. IyC.	7.4	8.2	9.2	10.0	11.2	12.5	13.0	13.4	14.3	15.1	15.7	16.8	18.8	20.4
Gran In y C.	23.1	25.0	27.9	28.9	31.7	33.3	34.3	37.5	40.1	40.9	44.3	46.9	50.3	52.2
Bomb. Agr.	2.7	3.0	3.3	3.7	3.8	4.8	4.4	4.6	5.0	5.4	6.0	6.4	7.2	6.7

FUENTE: Elaboración propia con datos de CFE, 1991.

**43. MEXICO: VENTAS INTERNAS DE ELECTRICIDAD 1977-1990**  
(Estructura porcentual)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Res. Peq. IyC.	18	18	19	19	20	20	21	20	20	21	20	21	21	22
Gran In y C.	56	56	56	55	56	54	55	57	57	56	57	57	57	57
Bomb. Agr.	7	7	7	7	7	8	7	7	7	7	8	8	8	7

FUENTE: Elaboración propia con datos de CFE, 1991.

**44. MEXICO: VENTAS INTERNAS DE ELECTRICIDAD 1977-1990**  
(Índice, 1980=100)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
TOTAL	79	85	95	100	109	117	119	126	135	139	148	156	169	176
Res. Peq. IyC.	74	82	92	100	112	125	130	134	143	151	157	168	188	204
Gran In y C.	80	87	97	100	110	115	119	130	139	142	153	162	174	181
Bomb. Agr.	73	81	89	100	103	130	119	124	135	146	162	173	195	181

FUENTE: Elaboración propia con datos de CFE, 1991.



## CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES

1. La adopción de la teoría de la renta diferencial para el análisis de las características y el comportamiento de la industria petrolera, específicamente del proceso primario de producción de crudo y gas natural, nos ha conducido a privilegiar el estudio de los siguientes factores: 1) la evolución real de los precios internacionales del crudo, reconociendo en su comportamiento las diferencias que surgen por los diversos tipos de crudo que se negocian en el mercado mundial petrolero, pues se negocian tanto crudos extra ligeros -de más de 40 grados API- hasta crudos muy pesados -de menos de 20 grados API-; 2) la evolución de las plataformas de producción y las reservas asociadas, para reconocer los periodos de exahustibilidad de los diversos potenciales petroleros nacionales; 3) ya más directamente en relación a la adopción de la teoría de la renta para ordenar nuestra investigación, las fertilidades promedio asociadas a cada plataforma de producción y reservas, las calidades de los crudos producidos y la ubicación de los yacimientos respecto a los grandes centros de consumo que orientan y definen, en los hechos, los movimientos internacionales de hidrocarburos; 4) finalmente, y en estrecha vinculación con los aspectos anteriores, hemos presentado una aproximación a los costos de producción del crudo en los diferentes países o regiones productoras, mostrando la relevancia que en estos costos adquieren, precisamente, la fertilidad, los

rendimientos promedio, la calidad y la ubicación de los yacimientos petroleros y, sin lugar a dudas, su exhaustibilidad.

2. Así, con esta orientación, hemos rescatado elementos que nos permiten reconocer el nexo que existe entre el comportamiento tendencial de los precios internacionales del crudo -en este caso reconocidos a través de los precios de exportación de algunos crudos de referencia como el Arabian Light saudita, el Brent del Mar del Norte o, finalmente, el Istmo de México, expresados en el Imported Oil de los Estados Unidos, con la evolución, también tendencial, de los costos de producción en los yacimientos que hemos denominado marginales, es decir, aquellos en los que el precio de costo del crudo o su equivalente es mayor, en un momento dado, que el precio de costo del resto de yacimientos. A estos últimos los hemos presentado como yacimientos medianos, yacimientos buenos, yacimientos supremos.

3. Consecuentemente con este tipo de orientación analítica, hemos descubierto en la fertilidad y en la productividad de prospección, exploración, desarrollo y explotación, los principales factores de determinación de la capacidad de competitividad en el mercado petrolero, a pesar de que también la calidad y la ubicación juegan en dicho proceso, pero nunca con la fuerza de todos los factores -naturales o técnicos- que determinan el nivel de la productividad y su comportamiento histórico.

4. Ciertamente, como hemos anotado en los capítulos anteriores, la calidad y la ubicación pueden atenuar los efectos regresivos de una baja fertilidad, pero nunca serán sustitutivos en dicha determinación. Es decir, ni una alta calidad, ni una excelente

ubicación respecto a los grandes centros de consumo son capaces de compensar la baja fertilidad, como lo hemos indicado para el caso de algunos yacimientos del Mar del Norte y de los Estados Unidos.

5. Sin embargo el mercado petrolero y sus precios permiten la existencia de los productores que hemos denominado altamente ineficientes, con fertilidades sumamente bajas, difícilmente compensadas con ventajas de calidad o de ubicación. Así, productores con una importantísima participación en la producción mundial de crudo como los Estados Unidos y la Unión Soviética tienen la desventaja de tener una fertilidad promedio inferior a la del resto de petroleros del mercado, razón por la cual los movimientos de precios los afectan mucho más que a aquellos en los que es posible concretar un excedente diferencial. Incluso, por el volumen tan importante de crudo que producen, pueden incidir en dicho movimiento de precios para hacer rentables sus yacimientos marginales, como ciertamente ocurrió en el periodo del boom de precios para los Estados Unidos.

6. Precisamente por estas enormes desventajas los grandes productores que las poseen tienden permanentemente a desplegar una violenta actitud ante el mercado, incluso llegando a guerras, primeramente de precios y de cuotas de producción, pero luego armadas, como acaba de suceder en el Golfo Pérsico, conflicto cuyos resultados permiten esbozar un panorama radicalmente distinto del futuro petrolero, dado el control implícito por parte de los Estados Unidos de la zona de mayores y más buenas reservas del mundo.

7. Así, con la profundización del dinamismo petrolero internacional y de sus fundamentos logramos descubrir las características y la potencialidad petrolera mexicana, basada hasta hoy en su gran potencial de reservas y sus menores costos de producción. A pesar de todo, estos elementos han permitido que nuestro país consolide una renta petrolera -diferencial y complementaria, como las hemos denominado-, captada en el mercado mundial y manejada implícitamente en el mercado interno. Se trata de un volumen impresionante de recursos que no fueron aprovechados eficientemente en virtud de su circulación rentista, circulación que, finalmente, inhibió la reorganización oportuna de la economía mexicana, alentando el dispendio financiero, productivo, comercial y energético, y agudizando con ello, la crisis estructural que desde el año de 1976 ya había tenido expresiones francamente explosivas.

8. Esta circulación rentista, sin lugar a dudas, ha sido responsabilidad del estado mexicano, administrador de una excedente de carácter nacional que ha influido de manera importante en la configuración particular del dinamismo y la estructura no sólo de la economía sino aun de la sociedad y del mismo Estado mexicano.

9. El Estado mexicano controla y administra la renta petrolera y con ella tiene una gran capacidad de gestión global y de negociación particular con las diversas clases y sectores sociales. Este hecho económico, social y político resulta de suma importancia para entender no sólo el proceso actual de reorganización de la economía sino, de manera particular, los

límites y las posibilidades del proceso de desincorporación o privatización.

10. Estamos ciertos que los límites, no sólo razonables sino incluso constitucionales de la privatización están impuestos por la determinación constitucional de la propiedad nacional de los recursos naturales, lo que en términos económicos y en el marco de análisis en el que nos hemos inscrito significa que la renta es propiedad de la nación, responsabilidad del Estado y debe ser utilizada en provecho de lo que, a pesar de todo, podemos denominar todavía requerimientos nacionales.

11. En todo caso, y respecto al caso particular del excedente petrolero, es preciso señalar que a pesar del sesgo rentista y parasitario de utilización del excedente petrolero, ha sido posible descubrir un impulso importante, aunque ambivalente, al sector externo mexicano, pues el subsidio energético se tradujo en uno de los elementos más importantes para acelerar las exportaciones no petroleras mexicanas a partir de 1983, con todos los efectos positivos y negativos que ya hemos considerado, siendo el más delicado el de la radical descapitalización de Pemex que, paradójicamente, le ha mermado su potencial productivo y lo ha inscrito, en el ámbito de la producción primaria, en una espiral de ascenso de sus costos y en una ineficiencia muy grande.

12. Pero a pesar de la gran importancia del subsidio energético, la investigación nos ha mostrado su tendencia descendente, por lo que su importancia fue decreciendo paulatinamente y, en los hechos, anulada una vez que a principios de abril de este año

Pemex definió un nuevo esquema de precios para los combustibles industriales, que los vincula a los niveles, a los vaivenes y a los comportamientos internacionales.

13. Así, el agotamiento de la gran etapa histórica de subsidio energético ha sobrevenido con la tácita homogeneización de los precios internos con los internacionales decretada recientemente. Pero hemos de notar a este respecto que siendo positiva la medida no puede ser llevada adelante de manera indiscriminada, pues en términos de lograr una reorganización económica más adecuada a los requerimientos sociales de nuestro país, será imprescindible, en tanto sigamos teniendo precios de costo menores a los internacionales, apoyar razonadamente con subsidios a aquellas empresas, esferas y ámbitos económicos que resulten indispensables tanto para fortalecer la competitividad de la economía mexicana en su conjunto como para impulsar una mayor fortaleza del mercado interno que hoy, en virtud de la apertura, se torna cada vez más externo.

14. Para terminar hemos de reiterar la insistencia ya expresada en el trabajo en torno al carácter nacional de los recursos petroleros. Es imprescindible que la producción primaria siga bajo el control estatal y la propiedad nacional, pues la renta petrolera por tradición política pero también por justicia elemental, pertenece a los mexicanos y al bienestar de ellos, antes que al de nadie, debe orientarse.

## BIBLIOGRAFIA



BIBLIOGRAFIA, MATERIALES Y EXPOSICIONES.

I.1) Lineamientos y perspectivas teóricas.

a) Crisis, salida de la crisis, futuro del capitalismo.

- Grossmann H., LA LEY DE ACUMULACION Y DEL DERRUMBE DEL SISTEMA CAPITALISTA, Edit. Siglo XXI, Mexico 1979.
- Marx C., EL CAPITAL, Edit. Siglo XXI, Mexico 1981.
- Ricardo D., PRINCIPIOS DE ECONOMIA POLITICA Y TRIBUTACION, Edit. Fondo de Cultura Económica, Mexico 1959.
- Rosdolsky, GENESIS Y ESTRUCTURA DEL CAPITAL DE MARX (estudio sobre los Grundrisse), Edit. SIGLO XXI, Mexico 1978.
- Rubin I., A HISTORY OF ECONOMIC THOUGHT, Edit. Ink Links Ltd., London 1979.
- Smith A., RIQUEZA DE LAS NACIONES, Edit. Cruz O SA, Mexico 1977.

b) Renta Diferencial, Renta Petrolera, Renta Energética.

- Alvarez G., Carlos, TENDENCIAS DEL MERCADO ENERGETICO, Edit. Cámara de Comercio y Universidad Nacional de Colombia, Medellín, julio 1986.
- Alvarez G., Carlos, RENTA DEL SUELO Y RENTA ENERGETICA, Medellín 1986.
- Angelier J.P., LA RENTA PETROLERA, Edit. Terra Nova, Mexico 1980.
- Angelier J.P., LAS TEORIAS DE LA RENTA Y SU APLICACION A LA INDUSTRIA PETROLERA INTERNACIONAL, en Investigación Económica, abril-septiembre 1979, Números 148-149, Volumen XXXVIII, Revista de la Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México.
- Bidault, F., RENTAS DETERMINADAS, RENTAS DETERMINANTES, en Investigación Económica, Op. Cit., Mexico 1979.
- Bina C., THE ECONOMICS OF OIL CRISIS, St. Martin's Press, New York, 1983.
- Capraro y Foladori, ESTUDIOS SOBRE LA TEORIA DE LA RENTA DEL SUELO, Universidad Autónoma de Chapingo, México 1985. (Varios).
- Colman, Oscar E., EL PROCESO DE INTERNACIONALIZACION DE LA RENTA PETROLERA, en Capraro y Foladori, Op. Cit., UACH, México 1985.
- Chevalier J.M., ELEMENTOS TEORICOS DE INTRODUCCION A LA ECONOMIA DEL PETROLEO: EL ANALISIS DE LA CORRELACION DE FUERZAS, Investigación Económica, Op. Cit., México 1979.

- Chevalier Yves v Fabre Michel.. DIFICULTADES ASOCIADAS A LA ELABORACION E INTERPRETACION DE BALANES ENERGETICOS. en Investigacion Economica. Op. Cit.. Mexico 1979.
- Flichman G.. LA RENTA DEL SUELO Y EL DESAROLLO AGRARIO ARGENTINO. Edit. Siglo XXI, Mexico 1977.
- Flichman G., Hagedoorn Leo., Stroem Jean.. RENTA DEL SUELO Y ECONOMIA INTERNACIONAL. Edit. CEDLA, Amsterdam 1981 (varios)
- Gately D., A TEN-YEAR RETROSPECTIVE: OPEC AND THE WORLD OIL MARKET., en Journal of Economic Literature, Vol. XXII (september 1984), pp 110-1114.
- Griffin James M., OPEC BEHAVIOR: A Test of Alternative Hipotesis, en The American Economic Review, December 1985.
- Klimovsky E., RENTA, TASA DE GANANCIA Y VALOR DE CAMBIO, en Cuadernos Agrarios 7/8, Año 4, marzo 1979.
- Klimovsky E., RENTA Y GANANCIA EN LA ECONOMIA POLITICA CLASICA, UAM-A Mexico 1985.
- Márquez Angel., EL IMPERIALISMO PETROLERO Y LA REVOLUCION VENEZOLANA, Fondo Editorial, Salvador de la Plaza, Caracas 1975 (responsable).
- Marx C., EL CAPITAL, Edit. Siglo XXI, Mexico 1981.
- Martin J.M., CRECIMIENTO ECONOMICO Y CONSUMO DE ENERGIA, en Investigacion Economica, Op. Cit., México 1979.
- Martinez I., LA RENTA EN MARX (Acercamientos Teórico-metodológicos), DEP-FE, UNAM Mimeo, diciembre 1985.
- Murray R., VALOR Y TEORIA DE LA RENTA, en Capraro-Foladori, Op.Cit., Chapingo 1985.
- Pasinetti Luigi L., CRECIMIENTO ECONOMICO Y DISTRIBUCION DE LA RENTA, Edit. Alianza Universidad, Madrid 1978.
- Ramirez Andrés., CONSIDERACIONES TEORICAS SOBRE EL PROBLEMA DE LA RENTA PETROLERA Y LA RENTA AGRICOLA, DEPFE, UNAM, 1987 (mimeo).
- Rojas J.A., LA RENTA ENERGETICA; planteamiento de una problemática, en Teoria y Politica, No. 14; enero-junio 1986.
- Rojas J.A., ECONOMIA POLITICA DE LOS ENERGETICOS Y DESAROLLO NUCLEAR DE MEXICO, Tesis de Maestria DEPFE, UNAM, Mexico, Mayo 1986.
- Rubio B., Moguel J., INTRODUCCION AL ESTUDIO DE LA RENTA DE LA TIERRA, en Cuadernos Agrarios, Op. Cit., México 1979.

- Ricardo D.. PRINCIPIOS DE ECONOMIA POLITICA Y TRIBUTACION,  
Edit. F.C.E., Mexico 1959.
- Smith A.. LA RIQUEZA DE LAS NACIONES, Edit. Cruz O. S.A.,  
Mexico 1977.

## II.2) Crisis y Reestructuracion Internacional

### a) Crisis y salida de la crisis internacional

- Aglietta M.. SOBRE ALGUNOS ASPECTOS DE LA CRISIS EN EL  
CAPITALISMO CONTEMPORANEO, en Aglietta et. al.  
RUPTURAS DE UN SISTEMA ECONOMICO, H. Blume  
Ediciones, Madrid 1981.
- Dabat A.. LA CRISIS MUNDIAL EN UNA PERSPECTIVA HISTORICA.  
Facultad de Economia. UNAM, 1985. (mimeo).
- Dabat A.. CRISIS, REESTRUCTURACION Y PERSPECTIVAS DEL  
SISTEMA CAPITALISTA, Facultad de Economia,  
UNAM, 1985 (Mimeo).
- Dockes P., y Rosier B.. CRISIS Y TRANSFORMACION DEL  
CAPITALISMO, en Aglietta et. al., Op. Cit.,  
Madrid 1981.
- Granou A.. CRISIS Y REPRODUCCION DE LAS RELACIONES  
SOCIALES; ELEMENTOS METODOLOGICOS, en Aglietta  
et. al., Op. Cit. Madrid 1981.
- Destanne de Bernis.. LAS FIRMAS TRASNACIONALES Y LA CRISIS, en  
Aglietta et. al. Op. Cit., Madrid 1981.
- Le Monde-Economie: diversos número de 1985, 1986, 1987.
- Mandel E.. LAS ONDAS LARGAS DEL DESARROLLO CAPITALISTA, La  
Interpretacion Marxista, Madrid 1986.
- Leontief Wassily.. LA ECONOMIA MUNDIAL EN EL AÑO 2000, en  
Investigacion y Ciencia, Número 50, noviembre  
1980.
- Petit Pascal, EL ORIGEN INDUSTRIAL DE LA CRISIS, Conferencia  
en el Seminario de Economia y Energia, DEPFE,  
UNAM, 12 de noviembre de 1986.

### b) Tendencias tecnológicas internacionales, procesos de trabajo

- Coriat B.. LA ROBOTIQUE, Edit. La Decouvert, Paris 1984.
- Coriat B., REVOLUCION TECNOLOGICA Y PROCESO DE TRABAJO,  
Material Discusion Doctorado en Economia,  
DEPFE-UNAM, Febrero 1986.
- TAYLORISMO, FORDISMO Y NUEVAS TECNOLOGIAS, en Brecha No. 1,  
Mexico, Otoño 1986.

- Jardón J.J., CONSIDERACIONES SOBRE TRANSFORMACIONES TECNOLÓGICAS Y PRODUCTIVAS, Seminario de Economía y Energía, DEPFPE-UNAM, México 1987 (mimeo).
- Junne G., NUEVAS TECNOLOGÍAS, UNA AMENAZA PARA LAS EXPORTACIONES DE LOS PAÍSES EN DESARROLLO, Material Doctorado en Economía DEPFPE-UNAM, febrero 1986.
- Le Monde -Secteurs de Pointe-: diversos números 1986-1987.
- OIT, LA REVOLUCIÓN TECNOLÓGICA, POTENCIALIDADES Y ASECHANZAS DE UNA NUEVA REALIDAD, Seminario Revolución Tecnológica y Empleo, STVPS/PNUD/OIT, México 1984.
- Rachemberg E., NUEVAS TECNOLOGÍAS, PROCESO DE TRABAJO Y SALUD, Seminario Economía y Energía, DEPFPE-UNAM, noviembre 1986 (mimeo).

c) Reestructuración Internacional, Regional, Nacional.

- Brenner R., ESTADOS UNIDOS: DECLINACIÓN ECONÓMICA, en Brecha, Número 1, Otoño 1986, México.
- Dabat A., LOS CAMBIOS EN LA ECONOMÍA MUNDIAL Y LAS EXPORTACIONES DE LOS PAÍSES SEMIINDUSTRIALIZADOS, Facultad de Economía, UNAM, (mimeo) 1987.
- Drucker P., EL CAMBIO EN LA ECONOMÍA MUNDIAL, en Mercado de Valores, año XLVI, número 34, agosto 25 de 1986, México.
- Fajnzylber F., EL DEBATE SOBRE LA POLÍTICA INDUSTRIAL EN LOS ESTADOS UNIDOS Y SU RELEVANCIA PARA AMÉRICA LATINA, México, octubre 1984.
- Ikonicoff M., LA INDUSTRIALIZACIÓN DEL TERCER MUNDO EN LA PRUEBA DE LOS GRANDES CAMBIOS, en Trimestre Económico, enero-marzo 1987, Volum LIV(1) Número 213, México 1987.
- Jaguaribe H., PRINCIPALES OPCIONES BRASILEÑAS PARA FINAL DEL DECENIO, En Trimestre Económico, Vol. LIII(4), octubre-diciembre 1986, Número 212, México 1986.
- ONUDI-CEPAL NOTAS SOBRE EL PROCESO DE RECONVERSIÓN INDUSTRIAL EN ESPAÑA, en el Mercado de Valores, año XLVII, número 2, enero 12 de 1987, México 1987.

Sood A., y Kohii H.. LA REESTRUCTURACION INDUSTRIAL EN PAISES EN DESARROLLO, en Finanzas y Desarrollo. Mexico. diciembre 1985.

Valenzuela J.. EL PATRON DE ACUMULACION SECUNDARIO-EXPORTADOR: UNA VISION SINTETICA. DEFFE-UNAM. 1987 (mimeo).

Valenzuela J.. ESTRATEGIAS DE DESARROLLO ALTERNATIVAS, COMENTARIOS INICIALES. DEFFE-UNAM 1987 (mimeo).

### II.3) Crisis y Reestructuración del Capitalismo en México.

#### a) Crisis y reestructuración Económica.

Castaingts T.. J. POSICIONES FRENTE A LA CRISIS, en Economía: Teoría y Práctica. Universidad Autónoma Metropolitana, Número Extra., 1986.

Dávila F., Alejandro. LA CRISIS FINANCIERA EN MEXICO. Edit. de Cultura Popular. Mexico 1986.

Garza T., Enrique. CRISIS Y RECONVERSION EN MEXICO, en Brecha Número 3. Verano 1987. México

Gonzalez S., Raúl. LA ACUMULACION FINANCIERA EN EL PERIODO DE TRANSICION-MEXICO. Seminario de Economía y Energía. DEFFE-UNAM. agosto 1986. México.

Guillén A.. PROBLEMAS DE LA ECONOMIA MEXICANA. Edit. Nuestro Tiempo. Mexico 1986.

Huerta G. Arturo. ECONOMIA MEXICANA: Más Allá del Milagro. Edit. Cultura Popular. IIEc-UNAM. Mexico 1986.

Rivera R. Miguel Angel. CRISIS Y REORGANIZACION DEL CAPITALISMO MEXICANO 1960/1985. Edit. ERA. Mexico 1986.

Rivera Ma. Rojas J.A.. LA MODERNIZACION Y LA IZQUIERDA, en Brecha/2. Invierno 1987. México.

Valenzuela Feijóo J.C.. EL CAPITALISMO MEXICANO DE LOS OCHENTA, Edit. ERA. Mexico 1986.

#### b) Reestructuración Proceso de Trabajo.

Aretaga A., Michelli J.. EL NUEVO MODELO DE LAS RELACION CAPITAL-TRABAJO DE LA INDUSTRIA AUTOMOTRIZ EN MEXICO, en Brecha No. 3. Verano 1987. México.

Cotidiano El. Revista de la Realidad Mexicana Actual. diversos numeros. UAM. Mexico 1986-1987.

Robles F., Romero M. RECONVERSION DEL SECTOR PARAESTATAL, Mexico 1986 (mimeo).

Rodriguez L.J.. EN TORNO A LA RECONVERSION INDUSTRIAL EN MEXICO, México 1986 (mimeo).

c) Propuestas estatales de reestructuración.

- Del Mazo G., Alfredo. COMPARENCIA CAMARA DE DIPUTADOS, Noviembre 1986, Mexico.
- De Maria y C., M., RECONVERSION INDUSTRIAL EN MEXICO, en Conferencia del Colegio Nacional de Economistas (mimeo. sin fecha) Mexico.
- Gabinete de Comercio Exterior. EL PROCESO DE ADHESION DE MEXICO AL ACUERDO GENERAL SOBRE ARANCELES ADUANEROS Y COMERCIO (GATT), Mexico, agosto 1986.
- Presidencia de la Republica CRITERIOS GENERALES DE POLITICA ECONOMICA PARA LA INICIATIVA DE LEY DE INGRESOS Y EL PROYECTO DE PRESUPUESTO DE EGRESOS DE LA FEDERACION, Diversos años, Mexico.
- Presidencia de la Republica. INFORME DE EJECUCION DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO, Diversos años, Mexico.
- Presidencia de la Republica INFORMES DE GOBIERNO, Diversos años, Mexico.
- SECOFIN, PRONAFICE, Mexico 1984.

d) Energéticos en México y Programas de Energéticos oficiales.

- Aldana V., Fco., NOTAS SOBRE LA RENTA PETROLERA MEXICANA ACTUAL, en Boletín Cdestas No. 2, México octubre 1986.
- Alonso A., Lopez R., EL SINDICATO DE TRABAJADORES PETROLEROS Y SUS RELACIONES CON PEMEX Y EL ESTADO 1970-1985, El Colegio de Mexico, Mexico 1986.
- Brailovsky V., INDUSTRIALISATION AND OIL IN MEXICO. A LONG TERM PERSPECTIVE, Conference on Policy Issues in Energy Self-Sufficient Economics at Different Stages of Industrialisation, Oaxaca, México 1980.
- Colmenares Fco., Valle A., AUGE Y CAIDA DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO, en Brecha No. 1, Ocho 1986.
- Colmenares Fco., OPEP: ESTRUCTURA ECONOMICA ANTES Y DESPUES DEL AUGE DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO, DEPFE-UNAM, junio 1985.
- Colmenares Fco., NOTAS PARA EL ESTUDIO DEL ORIGEN DE LA CRISIS EN LA INDUSTRIA PETROLERA INTERNACIONAL 1981-1986, Febrero 1986.
- Colmenares Fco., CRISIS Y RESTRUCTURACION DE PEMEX, Tesis de Doctorado, DEPFE, UNAM, 1990
- Cruz B. Ma., EL PROCESO DE MODERNIZACION EN LAS REFINERIAS DE PETROLEO EN MEXICO, En Boletín Cdestac, Op. Cit., México 1986.

- García P., Benjamin, LA POLITICA DE HIDROCARBUROS EN EL PROCESO DE REORDENACION ECONOMICA 1981-1983, Ed. UNAM, 1989.
- Gúzman O., Et. al. USO EFICIENTE Y CONSERVACION DE LA ENERGIA EN MEXICO: DIAGNOSTICO Y PERSPECTIVAS, El Colegio de México, 1988.
- Hardinghaus H., MEXICO Y AMERICA LATINA ANTE LA CRISIS FINANCIERA Y PETROLERA, Seminario de Economía y Energía, 1986 (mimeo), UNAM.
- Leos H., Juárez A., LA PRODUCTIVIDAD TOTAL EN LA INDUSTRIA PETROLERA MEXICANA; EVOLUCION E IMPORTANCIA 1970-1984.
- Poder Ejecutivo Federal, PROGRAMA NACIONAL DE ENERGETICOS 1984-1988, México agosto 1984.
- Poder Ejecutivo Federal, PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO TECNOLÓGICO Y CIENTIFICO 1984-1988, México agosto 1984.
- Ramírez A., PETROLEO Y AGRICULTURA, Proyecto de Doctorado, DEFFE-UNAM, 1986.
- Rojas J.A., ECONOMIA POLITICA DE LOS ENERGETICOS Y DESARROLLO NUCLEAR DE MEXICO, Tesis de Maestria DEFFE-UNAM, Mayo 1986.
- SEMIP BALANCE NACIONAL DE ENERGIA, México 1985.
- SEPAFIN PROGRAMA DE ENERGIA, México 1980.
- Snoeck M., EL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS Y DERIVADOS EN MEXICO 1970-1985, El Colegio de México, México 1987.
- Snoeck M., LA INDUSTRIA PETROQUIMICA BASICA EN MEXICO 1970-1982, El Colegio de México, México 1986.
- Vanneph A., EL PETROLEO EN LAS RELACIONES MEXICO-USA, Seminario de Economía y Energía, DEFFE-UNAM, México marzo 1987.
- Varios, EL PETROLEO Y SUS PERSPECTIVAS EN MEXICO, del Programa Universitario JUSTO SIERRA, UNAM, México 1983.
- Vieyra F. A., y Haydeé ENERGETICOS E INDUSTRIAS DEL AZUCAR Y DEL CEMENTO EN MEXICO (Borrador de tesis de Licenciatura Materiales) presentado en Seminario de Economía y Energía, DEFFE-UNAM, Marzo 1987.
- Vega N.A. de la LA RENTA PETROLERA EN LA DINAMICA RECIENTE DEL CRECIMIENTO Y LA CRISIS EN MEXICO, Posgrado Facultad de Economía, UNAM, Junio 1984.