



Ana María Sordo y Carlos Roberto López

EXPLORACIÓN, RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN MÉXICO, 1970-1985

EL COLEGIO DE MÉXICO

**EXPLORACIÓN, RESERVAS Y PRODUCCIÓN
DE PETRÓLEO EN MÉXICO, 1970-1985**

PROGRAMA DE ENERGÉTICOS

EXPLORACIÓN, RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN MÉXICO, 1970-1985

Ana María Sordo y Carlos Roberto López



EL COLEGIO DE MÉXICO

Primera edición, 1988

D.R. © El Colegio de México
Camino al Ajusco 20
Pedregal de Sta. Teresa
10740 México, D.F.

ISBN 968-12-0383-6

Impreso en México/*Printed in Mexico*

Índice

Principales abreviaturas.	9
Presentación.	11
I. EXPLORACIÓN DE PETRÓLEO.	13
A. 1938-1970: Rezago de la perforación frente a la producción	14
B. Situación de la exploración en 1970.	32
C. 1970-1982: Ascenso de la actividad exploratoria	34
1. Período 1970-1976	34
a. Principales acciones desarrolladas	36
b. Instrumentación y puesta en marcha de los programas.	38
2. Período 1977-1982	52
a. Reorientación de la estrategia de exploración	55
b. La coyuntura internacional de 1981 y su impacto en la estrategia productiva de Pemex	68
D. 1983-1985: ¿Necesidad de intensificar la exploración?	71
E. Conclusiones	79
II. EVALUACIÓN E INFORMACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	81
A. La evaluación de reservas de 1938 a 1970.	82
B. Política de información de reservas, 1970-1982	87
1. Período 1970-1976	88
a. Reconocimiento y evaluación de los yacimientos de Reforma	94
b. Los primeros anuncios de reservas probables.	100

2. Período 1977-1982	103
a. Método y política de evaluación de reservas	104
b. Las reservas de Chicontepec y las ambiciosas metas de producción.	110
c. La estimación de reservas probadas de hidrocarburos en la zona sureste	131
C. 1983-1985: Cautela en la evaluación y en la información de reservas	140
D. Conclusiones	144
III. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.	148
A. Antecedentes: 1938-1970	149
B. La explotación de petróleo en 1970	163
C. Evolución, naturaleza y características de la producción petrolera, 1970-1982	166
1. Período 1970-1976	166
a. Lineamientos de la estrategia petrolera	168
b. Acontecimientos principales	169
2. Período 1977-1982	193
a. Características de la estrategia productiva.	200
b. Cambios en la producción a partir de la devaluación del petróleo en 1981	222
c. Balance de la política petrolera del sexenio.	231
i) Perfil de la política expansiva de la explotación.	231
ii) Implicaciones técnicas y políticas de la explotación intensiva de Reforma-Villahermosa	238
D. 1983-1985: Receso de la producción petrolera	250
E. Conclusiones	263
IV. PERSPECTIVAS.	266
Índice de cuadros, mapas y gráficas.	271
Fuentes de información	276

PRINCIPALES ABREVIATURAS

API:	American Petroleum Institute
bd:	barriles diarios
Kg/cm²:	kilogramo por centímetro cuadrado
mb:	miles de barriles
mm:	millones
mmb:	millones de barriles
mmbd:	millones de barriles diarios
pc:	pies cúbicos

PRESENTACIÓN

En la literatura internacional sobre cuestiones energéticas y particularmente de hidrocarburos, es mucho lo que se sabe acerca del *destino* de estos recursos pero relativamente poco respecto de su *procedencia*. En cuanto a petróleo, la mayoría de los debates en México han girado en torno a sus formas de utilización, a su comercialización, perspectivas futuras de la demanda, problemas regionales, ambientales y geopolíticos. Sin embargo, fuera de los documentos oficiales e internos del sector petrolero, no se han estudiado a fondo y con debido detalle la localización y extracción del petróleo ni tampoco el cúmulo de dificultades en la planeación y toma de decisiones que entrañan estas actividades. Paradójicamente, ha resultado más fácil estudiar las consecuencias antes que sus factores causales.

El presente volumen pretende llenar este vacío al ocuparse de los aspectos históricos, técnicos, económicos y políticos que han rodeado a la producción de petróleo en México desde 1970. Este enfoque está determinado por el imperativo de que, para juzgar objetivamente a la política petrolera, es imprescindible conocer los procesos básicos que la instrumentaron: la exploración, la política de información acerca de las reservas descubiertas y la explotación.

Por esta razón, el contenido del libro atiende más a los aspectos técnicos y económicos que a la formación de las decisiones de política implícita en estos campos. Ello obedece también a una consideración adicional. Este estudio es parte de una serie de volúmenes que analizan, desde diversos ángulos y enfoques interdisciplinarios, la historia de la industria petrolera entre 1970 y 1985 y sus relaciones con el Estado y el sindicato petrolero. En esta misma serie ya han aparecido: Angelina Alonso y Carlos Roberto López, *El sindicato de trabajadores petroleros y sus relaciones con Pemex y el Estado, 1970-1985*; Michele Snoeck, *El comercio exterior de hidrocarburos y derivados en México, 1970-1985*, y *La industria petroquímica básica en México, 1970-1982*.

De 1970 a 1985 la evolución de la industria petrolera de México se caracterizó por un rápido proceso de expansión, auge y receso en sus principales áreas productivas.

Tras el agotamiento del modelo económico de “desarrollo estabilizador”, el papel del petróleo en la vida de México se convirtió de fuente básica para el sector industrial en eje de la política general del Estado, cambio que se hizo elocuente a partir del auge petrolero de 1977-1981. En 1985, al cabo de cuatro años de devaluación continua del petróleo y de persistente incertidumbre en la evolución de sus precios, la industria manejada por Pemex encaró uno de sus más bajos momentos recesivos, cuyas consecuencias repercutieron decisivamente en la economía del país.

Los altibajos de la producción petrolera de este período han sido analizados casi exclusivamente desde el punto de vista de sus resultados e impactos. Es muy poco lo que se ha escrito acerca de las estrategias productivas del ciclo Exploración-Explotación. Ilustrar sobre el particular, de la manera más completa y objetiva posible, es el objetivo fundamental del presente estudio, el cual se concentra en el petróleo. El tema del gas natural, asociado al petróleo, que es objeto de otro estudio del Programa de Energéticos, es abordado parcialmente en el capítulo segundo relacionado con las reservas.

El conocimiento de la naturaleza y características de la producción de petróleo —desde las decisiones, instrumentos y actividades desarrolladas hasta la evaluación de sus resultados—, del cual se presenta lo más relevante por períodos sexenales, está basado en el análisis de diversas fuentes: documentales (oficiales, hemerográficas y bibliográficas) y orales (seminarios, consultas y entrevistas con expertos petroleros). Cabe consignar que en algunos casos fue difícil el acceso a determinados aspectos de carácter estratégico para la empresa. Por un lado, hay barreras oficiales para conocer información específica distinta a la emitida públicamente; los datos de las memorias, anuarios o boletines no siempre coinciden con hechos o informaciones extraoficiales. Por otro lado, todavía es mayoría la gente conocedora de la materia —principalmente funcionarios y exfuncionarios de la empresa— que se abstiene de confirmar o refutar hechos o conjeturas trascendentales.

Sin embargo, sin la valiosa colaboración de algunos especialistas habría sido más difícil avanzar en la elaboración de este estudio. Es menester rendir agradecimiento a los ingenieros Francisco Inguanzo, Antonio Echeverría Castellot, Jerzayn León Alvarez, Martín Nava García y Eduardo Cervera, antiguos funcionarios de Pemex, y a los colegas del Programa de Energéticos, en particular al ingeniero Sotero Prieto Río de la Loza, así como al geólogo petrolero chileno Bernardo Grossling. También agradecemos al personal secretarial y al del Centro de Documentación del Programa: Leticia Cabrera, Rosa María Valenzuela, Juana Socorro Cervantes, Elizabeth Caso y Graciela Ramírez: Blanca Laura Aguirre, Pilar Torres y Patricia Vargas, por su valioso apoyo.

MIGUEL S. WIONCZEK

Coordinador del Programa de Energéticos

I. EXPLORACIÓN DE PETRÓLEO

El tema de las reservas es para toda industria energética asunto de primordial interés. Acerca del petróleo es imprescindible saber: cuánto queda en el subsuelo tras la extracción, dónde y a qué profundidad se localiza, cómo es afectada la costeabilidad de su extracción por las variaciones de precio en el mercado exterior, cuáles son sus niveles reales y potenciales de disponibilidad futura, o cuán importante es el conocimiento de su monto antes de instrumentar toda política de explotación. Y puesto que la demanda interna de este energético, así como los montos destinados a la exportación representan flujos constantes, la exploración oportuna y el descubrimiento de nuevos depósitos de reservas cobran mayor importancia en las decisiones de la política petrolera y en la preservación de la industria.

Los programas de trabajo sobre explotación de hidrocarburos no pueden ponerse en marcha sin antes tener en cuenta las estimaciones sobre los tipos de reservas disponibles (probadas, probables y potenciales). La elaboración de estos pronósticos sobre disponibilidad de hidrocarburos involucra una base de información sumamente confiable, resultante de distintas fases de la exploración: reconocimiento geológico, interpretación de la información recabada, prospección geofísica (magnetometría, gravimetría y sismología) y prueba de análisis a través de la perforación.

La actividad exploratoria realizada por Pemex ha atravesado por distintos momentos de intensidad, determinados éstos por la evolución de la producción. Hasta 1970, en tanto el petróleo fue destinado primordialmente a satisfacer el mercado interno y comenzaron a agotarse los principales yacimientos de la época de las compañías extranjeras, la exploración no jugó un papel activo en la política petrolera de Pemex, pues el cociente de la relación reservas/producción, aunque declinante, había dado un margen de relativa estabilidad a la explotación. Una vez que hizo crisis el abastecimiento interno de petrolíferos y que se desató la demanda de éstos a raíz del conflicto árabe-israelí, el proceso de exploración en México inició una etapa expansiva acorde con las estrategias de producción adoptadas en respuesta al auge petrolero: a los importantes descubrimientos de reservas iniciados en 1972-1974 en Chiapas y Tabasco, siguieron otros tantos en esta región, así como en Chicontepec (1978), en el mar de Campe-

che (1979) y recientemente en el norte del país y en el litoral pacífico.

En este capítulo se da cuenta de este proceso expansivo seguido por la exploración de 1970 a 1985, destacando las estrategias, acciones e instrumentos puestos en marcha por la administración de Pemex, así como las fases que involucran a esta actividad y los campos y regiones donde ésta tiene lugar.

A. 1938-1970: Rezago de la perforación frente a la producción

A partir de 1938, la producción de petróleo y gas de México, lejos de orientarse por una estrategia de explotación expansiva e inclusive irracional —como lo fue con las compañías extranjeras—,¹ tendió a la autosuficiencia y a la conservación de los recursos. La política del Presidente Cárdenas tomó en cuenta que, siendo los hidrocarburos una fuente natural no renovable, su utilización tenía que sujetarse a patrones de consumo que lo salvaguardasen para las generaciones futuras. La meta fundamental asignada a Petróleos Mexicanos sería abastecer al mercado interno y, en segundo lugar, generar excedentes marginales para exportación.

Como parte del proyecto cardenista de modernización de la base económica de México, la extracción y utilización de hidrocarburos debía encaminarse a la sustitución de importaciones de petrolíferos y de gas natural y paralelamente a cambiar el patrón de consumo energético nacional: de caídas de agua y carbón a petróleo y gas natural. (En ese entonces las plantas hidroeléctricas contribuían con el 75% en la generación de electricidad.)

En el marco de esta política petrolera, la exploración tendría como objetivo fundamental mantener un volumen de reservas probadas tal, que permitiese contar con un margen de utilización segura de los recursos de por lo menos 20 años. Petróleos Mexicanos pareció aferrarse a este coto productivo “en virtud de que no iba a funcionar como una empresa que pudiera agotar las reservas de un país y trasladarse a otro, sino que tenía por objetivo fundamental el autoabastecimiento de México”.²

¹ Estas alcanzaron su máxima producción anual en 1921 y colocaron a México en segundo lugar como exportador mundial de petróleo, a costa de extraerlo de la manera más rápida posible, sin escatimar en los daños económicos que esto ocasionaba al país. En aquel entonces, los procedimientos intensivos de explotación no tomaron en cuenta las repercusiones que afectarían a los mantos: agotamiento prematuro y recuperación reducida de las reservas.

² Véase Reyes Heróles, Jesús, “La doctrina de la Revolución Mexicana en relación con la industria petrolera”, conferencia presentada en la sesión de clausura del V Ciclo de Conferencias sobre la Doctrina Filosófica de la Revolución Mexicana, efectuada en el Colegio Militar, México, diciembre, 1969.

Durante los tres primeros años posteriores a la nacionalización, las actividades de exploración —estudios de campo y perforación de pozos evaluadores— no pudieron ser concretadas eficazmente, en vista de que no se tenía la información suficiente de las reservas probadas y probables de hidrocarburos. Los trabajos de prospección tuvieron que reducirse a su más bajo nivel, pues no se tenía el acopio de datos necesario. Debido a que las compañías extranjeras habían sustraído gran parte de la información geológica existente,³ los técnicos de Pemex tuvieron que recabar y reconstruir poco a poco la información.

En 1941, bajo el gobierno de Manuel Ávila Camacho,⁴ el margen de seguridad de las riquezas petroleras de México fue calculado en 29 años, medido como la relación de tiempo necesario para extraer el petróleo existente al ritmo de producción establecido. En esta evaluación, en las que se asignaba un valor importante a los yacimientos de Poza Rica y El Plan, en Veracruz, se preveía que la producción de petróleo se destinaría fundamentalmente al mercado interno.⁵

Aunque en dicho año fueron iniciadas las actividades prospectivas, se consideró que no era tan urgente emprender un desarrollo acelerado de éstas y, en su lugar, los recursos se canalizaron preferentemente a la creación de todo tipo de infraestructura productiva y de recolección y distribución, tal como oleoductos, gasoductos, bombas, etc.

Hasta 1942, Pemex no se vio apremiada a desarrollar la exploración en vista de que había excedentes de crudo y de que la demanda interna de derivados era relativamente baja.⁶ Por consecuencia, la empresa redujo la cantidad de estudios geológicos y geofísicos, así como la de pozos exploradores, habiendo operado únicamente 9 brigadas de campo y perforado 3 pozos en promedio al año. Esta situación estuvo influida también por los aspectos siguientes:

³ Tomaron de los archivos la evaluación fotográfica de cerca de 3,000 km² sobre Tabasco y Veracruz. Para mayor información, véase Meneses de Gyves, J., *El nuevo petróleo de México*, Ed. Porrúa, México, 1983.

⁴ En vista de que en lo sucesivo aparecerán referencias a cada período de gobierno, es necesario aclarar que la fecha formal de inicio de una administración es el 1^o de diciembre, pero para efectos del uso de cifras por sexenio, la contabilidad se hace a partir del 1^o de enero del año siguiente.

⁵ Además, en ese momento todavía era difícil esperar incrementos en las exportaciones de petróleo pues México se encontraba ante un bloqueo comercial de los países de donde procedían las compañías petroleras expropiadas.

⁶ De 1938 a 1943 el consumo nacional aparente de derivados del petróleo creció 4.4% anual en promedio, quedando excedentes exportables que promediaron 12 mmb al año, 34% de la producción de crudo. Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

- las actividades de prospección se iniciaron con técnicos de poca experiencia; sus esfuerzos iniciales se centraron en el estudio del acervo de datos disponibles y tardaron en familiarizarse con los conocimientos geológicos;
- Pemex no contaba con suficientes técnicos en la materia (12 personas como máximo). El equipo de perforación y exploración se compró a las compañías extranjeras, pero aún así se trabajó con múltiples limitaciones técnicas;⁷
- la teoría geológica se encontraba en un nivel de desarrollo muy incipiente. Era fácil descubrir yacimientos mediante los flujos que afloraban a la superficie pero no los localizados bajo varias capas subterráneas;
- bloqueo a la importación de equipo, refacciones y materiales, propiciado por las compañías petroleras expropiadas.⁸

Hasta 1945, cuando finalizó la Segunda Guerra Mundial, Pemex no había descubierto ninguna estructura de explotación, la producción de petróleo continuó basándose en las cuatro grandes provincias petroleras de la época de las compañías extranjeras (véase Mapa 1):

- a) La que conecta los municipios Ebanu y Pánuco, de San Luis Potosí, con la parte norte del estado de Veracruz; área descubierta en 1903 y con 12 mmb de reservas probadas de petróleo en 1938.
- b) La Faja de Oro, que va desde el sur de Tamaulipas hasta el norte de Veracruz, cuya producción máxima llegó a los 400 mbd y declinó rápidamente a partir de 1924. En 1938 sus reservas probadas de petróleo se estimaron en 88 mmb.
- c) Poza Rica (Veracruz), descubierta en 1930. En 1938 se encontraba en sus primeras etapas de desarrollo y sus reservas probadas eran de 507 mmb.

⁷ Para mayores detalles sobre el particular, consúltese: Ruiz, Rogelio, *La capacidad nacional en tecnología petrolera y las importaciones tecnológicas del sector*, El Colegio de México, Programa de Energéticos, de próxima aparición, volumen que forma parte de la serie coordinada por Miguel S. Wionczek, *La industria petrolera mexicana, el Estado y el sindicato petrolero, 1970-1985*, Programa de Energéticos, El Colegio de México.

⁸ Sólo cuando el Estado, en 1942, concretó con estas empresas los términos de la indemnización, fue posible que Pemex obtuviera los bienes de capital necesarios para explorar, perforar, producir y recolectar el petróleo. Es entonces que “se inicia realmente la actividad en la industria petrolera”. Comentario personal de Antonio Echeverría Castellot, ingeniero petrolero, México, enero de 1987.

d) Istmo de Tehuantepec (parte correspondiente a Veracruz), con reservas probadas de 66.5 mmb.⁹

Las reservas probadas de hidrocarburos del país pasaron de 1,276 mmb en 1938 a 1,515 mmb en 1945; este incremento se debió en general a la revisión de cálculos y a la expansión de los campos conocidos.¹⁰

En el año de 1946 empezó la era de nuevos descubrimientos para Pemex y desde entonces comenzaron a encontrarse nuevas reservas probadas de hidrocarburos en México.¹¹ En dicho año, fueron descubiertos dos campos importantes en Tamaulipas: uno de gas, que resultó ser la prolongación de uno en Texas, y Moralillo, en la cuenca de Tampico; en 1947, en el mismo Estado, se encontraron 4 campos de crudo en la prolongación de la Faja de Oro y uno de gas en Reynosa.

A raíz de la creciente demanda interna de productos petrolíferos durante la Segunda Guerra Mundial,¹² los objetivos y programas de trabajo de la industria petrolera mexicana fueron replanteados con miras a solventar las dificultades relacionadas con el cierre de las importaciones de los mercados internacionales.

A tal efecto, al evaluar el nivel de las reservas disponibles respecto de la demanda que se estaba presentando, se consideró que el margen de seguridad de 22 años establecido para 1947 era poco confiable y satisfactorio. Así, se volvía necesario impulsar la exploración con el fin de atender las futuras exigencias del país en materia de hidrocarburos.

Por otra parte, dado que el entonces Director General de Pemex, Antonio Bermúdez, había convenido pagar con crudo parte de la deuda generada por la expropiación,¹³ las exportaciones de este hidrocarburo tenían que experimentar un crecimiento considerable.¹⁴

⁹ Mora Medina, Raúl, "La industria del petróleo en México" en *Frontera*, núm. 52, México, 1958.

¹⁰ Salas, Guillermo P., "La economía de México depende de la industria petrolera nacional", Conferencia presentada en la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, México, 1959.

¹¹ *Ibid.*, p. 627.

¹² En 1946, el volumen de ventas internas de gasolina había crecido 23%, superior al 12% mostrado en el período 1941-1945.

¹³ En esta época se definió el monto de la deuda generada por la expropiación petrolera. Bermúdez rompió el "frente" formado por las compañías, convenciendo a una de las independientes de que su indemnización se le pagaría con crudo. (Entrevista a un funcionario de Pemex que colaboró con Bermúdez en esos años.)

¹⁴ De hecho, después de que en 1946 se exportaron 3.3 mmb de crudo (el 7% de producción), en 1951 estas cantidades se incrementaron notablemente: 13.7 mmb, equivalentes al 25% del crudo producido.

MAPA 1

México: zonas productoras de petróleo, 1901-1938



Fuente: Elaboración propia.

En 1947 se perforó un mayor número de pozos de exploración para compensar el atraso que había mostrado esta actividad. De 1947 a 1952 se terminaron 286 pozos exploradores y entre 1938 y 1946 se habían terminado únicamente 45. (Veáse Cuadro 1.) Para desarrollar la actividad de perforación, Pemex tuvo que contratar los servicios de compañías perforadoras tanto nacionales como extranjeras.¹⁵ Esta situación se vio favorecida por la premura con que debían de realizarse los trabajos, así como por la poca experiencia de los técnicos de Pemex.

A partir de 1951 comenzó a haber descubrimientos de cierta importancia, pero éstos fueron insuficientes para responder a las necesidades crecientes del consumo. Ante esta perspectiva, hubo el temor generalizado de que México se viera obligado a importar petróleo en su forma pura, pues se dieron dos situaciones paralelas: las reservas probadas de hidrocarburos declinaron de 1,515 mmb en 1945 a 1,367 mmb en 1948, alterándose la R/P de 31 a 21 años, y el país estaba importando grandes volúmenes de gasolinas para satisfacer la demanda interna (en 1948 estas importaciones habían aumentado 60% con respecto a 1945).

La exploración se realizó fundamentalmente en Poza Rica y en una parte de Tabasco; en ésta, tratándose de una área generalmente pantanosa, el trabajo consistió básicamente en estudios geofísicos, combinados con geología de subsuelo. (De Poza Rica no se tienen datos específicos al respecto.)

Aunque los yacimientos de hidrocarburos en la cuenca de Macuspana, Tabasco, se empezaron a descubrir en 1949 con el campo de petróleo Fortuna Nacional y en 1950, con el campo de gas seco Xicalango, fue en 1951, con el campo José Colombo, cuando se inició la localización de yacimientos importantes.

En 1952 se realizó el primer descubrimiento en la nueva Faja de Oro de Poza Rica, la cual resultó ser importante productora de crudo. Con base en tales descubrimientos, en 1952 fue posible agregar 420 mmb¹⁶ a las reservas probadas, totalizando la cifra de 2,141 mmb de hidrocarburos líquidos.

¹⁵ Bermúdez otorgó concesiones de perforación a las compañías extranjeras, con la condición de que se les pagaría con un porcentaje del crudo que se encontrara. Pero lo más trascendental fue el "pacto de caballeros", firmado en 1947 por Pemex y sindicato, por medio del cual éste accedió a que la empresa recurriera a compañías privadas para la ejecución de operaciones básicas de la industria —incluida la exploración— a condición de que la representación sindical tuviese el derecho de la contratación de tales obras. Véase Alonso, Angelina y Carlos Roberto López, *El sindicato de trabajadores petroleros y sus relaciones con Pemex y el Estado, 1970-1985*, serie *La industria petrolera mexicana, el Estado y el sindicato petrolero, 1970-1985*, El Colegio de México, Programa de Energéticos, 1986.

¹⁶ El incremento resulta de sumar la producción del año a las reservas probadas cuantificadas y restar la reserva del año anterior.

Cuadro 1

Pemex: resumen de la actividad exploratoria según períodos sexenales, 1938-1970

Años	Actividad geológica y geofísica	(Brigadas de operación) Incremento (%)	Perforación de pozos					Reservas probadas incorporadas (mmb)	
			Pemex	Contratistas	Total	Incremento %	Exito (%)		Kilómetros Perforados
1938-1940	11		6	—	6	—	50.0	8	-44
1941-1946	137	1,145.0	39	—	39	550.0	16.0	44	216
1947-1952	252	33.9	176	110	286	633.3	35.0	506	846
1953-1958	283	12.3	520	70	590	106.3	30.0	1,060	1,882
1959-1964	294	3.9	216	521	737	24.9	22.0	1,534	1,229
1966-1970	404	37.4	779	68	847	14.9	29.0	2,513	423

Fuente: Con base en datos de IMP, *Estadística de uso interno*, mimeo, México, 1981, y Pemex, *Anuario Estadístico 1983*, México, 1984.

A pesar del fuerte impulso dado a la exploración de 1947 a 1952, especialmente en perforación de pozos, se incurrió en algunos errores de planeación en toda la fase prospectiva, que años más tarde (1956) serían reconocidos, cuando hubo que enfrentar el problema de que con los campos petroleros descubiertos no se podía aumentar el ritmo de producción.¹⁷ Estas fallas serían básicamente dos.

Por un lado, no se puso énfasis en los estudios geológicos y, en su lugar, se dio más importancia a los métodos indirectos, como gravimetría y sismología¹⁸ (véase Cuadro 2), no obstante que era vital a la industria conocer las características sedimentarias, estratégicas y estructurales de las rocas aflorantes y del subsuelo. La geología resultaba imprescindible porque "se podía planear la prospección de muy diversas áreas, sin caer en urgencias repentinas, que pusiesen en peligro la estabilidad de toda la industria".¹⁹

Por otro lado, los programas de perforación exploratoria instrumentados a partir de 1947 se caracterizaron por ser formulados "bajo el supuesto de que se requería un cierto número de pozos exploradores para alcanzar determinadas cifras de reserva y de relación R/P, a pesar de que la programación en exploración no puede ser tan lineal, ya que siempre se enfrenta a un alto grado de incertidumbre".²⁰

Los planes de perforación se basaron en que cada pozo descubridor añadiría 18.8 mmb como reserva probada,²¹ lo cual era demasiado optimista si se contrasta con los resultados obtenidos: de 1947 a 1952 el promedio de reservas probadas originales que añadió cada pozo descubridor estuvo cercano a los 5.7 mmb.²²

En tanto la cuantía de reservas probadas depende del ritmo de extracción, la cifra de 18.8 mmb resultaba aún más sobrevalorada pues se había previsto que la producción de crudo declinaría anualmente al 10%; la producción diaria por pozo había de comprimirse hasta un promedio de 136 barriles de crudo, condensados y líquidos del gas.²³ Con estas bases, una cifra de reservas de semejante magnitud era poco factible.

¹⁷ Por primera vez, en 1956 se importaron 38,000 barriles de petróleo crudo, y en 1957, 1.4 mmb.

¹⁸ Permiten, respectivamente, determinar el contraste de densidades de las rocas y la profundidad a la que se encuentran las capas y la forma que éstas adoptan.

¹⁹ Entrevista al geólogo petrolero Jerzayn León Álvarez.

²⁰ Rentería, José, *Descripción del plan sexenal para la industria petrolera mexicana de 1959 a 1964*, México, 1959.

²¹ *Ibid.*

²² En Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), *Estadística de uso interno*, mimeo, México, 1981.

²³ Pemex, datos de la Gerencia de Perforación y *Anuario Estadístico 1984*, México, 1985.

De 1953 a 1958, la actividad geológica y geofísica disminuyó 12% respecto del 84% del sexenio anterior, tendencia que estuvo dominada por el comportamiento negativo de la geología superficial. (Cuadro 2.) Antonio Bermúdez (director de Pemex, 1947-1958) ha atribuido el lento crecimiento de los trabajos exploratorios durante su gestión a la falta de recursos financieros, alegando que “los trabajos de geología, sismología y gravimetría se aumentaron hasta el máximo que permitieron las posibilidades financieras”.²⁴

Si se analizan los estados de ingresos y egresos durante dicho período, se observa que de 1945 a 1953 existió un pequeño saldo favorable a la empresa de alrededor de 200 millones de pesos; sin embargo, a partir de 1954 se experimentaron pérdidas, que en 1957 alcanzaron los 300 millones de pesos.²⁵ Así, la falta de autofinanciamiento durante la administración de Bermúdez pudo haber constituido un freno a la inversión en exploración: estos gastos ascendieron apenas al 3.5% del total erogado durante esos años.²⁶

Otros factores que influyeron en el bajo crecimiento de los estudios exploratorios son:

- a) De 1953 a 1958 se le dio más atención a la perforación exploratoria que a la actividad geológica y geofísica. El número de pozos aumentó sensiblemente con respecto al sexenio anterior; asimismo, el incremento porcentual de la perforación exploratoria con respecto al de los trabajos de campo, fue superior: 106% y 12%, respectivamente. (Cuadro 1.)
- b) Hasta 1958 no se le otorgó la importancia debida a los estudios de reconocimiento superficial, porque probablemente no se les visualizó como tarea urgente e indispensable en los planes de la industria.²⁷ Esto último podría obedecer a que desde la expropiación las decisiones en exploración estuvieron en manos de los geofísicos, habiéndose relegado a segundo plano a la geología.

En cuanto al segundo aspecto, hay que recordar que las compañías petroleras extranjeras tuvieron el control sobre los geólogos petroleros y que los pocos geólogos que habían en el país fueron absorbidos en su mayor parte por la industria minera. La exploración quedó así a cargo de los

²⁴ Bermúdez, Antonio, *Doce años al servicio de la industria petrolera de México, 1947-1958*, Ed. Comaval, México, 1960, p. 40.

²⁵ Castillo Tejero, Carlos, *op.cit.*, p. 525. (En 1954 los ingresos fueron de aproximadamente, 2,800 millones de pesos, y en 1957, 3,900 millones.)

²⁶ *Ibid.*, p. 517.

²⁷ Entrevista al geólogo petrolero Jerzayn León Álvarez.

Cuadro 2

Pemex: brigadas de exploración, 1938-1970

Año	Geología superficial	Geología subsuelo	Sismología	Gravimetría	Magnetometría	Mixta	Métodos eléctricos	Total
1938-1940	5	—	4	—	2	—	—	11
1941-1946	86	9	22	16	1	—	3	137
1947-1952	84	45	94	23	—	—	6	252
1953-1958	68	76	109	29	—	—	1	283
1959-1964	87	73	103	28	3	—	—	294
1965-1970	147	83	143	21	9	1	—	404

Fuente: Con base en cifras de IMP, *Estadística de uso interno*, mimeo. México, 1984.

pocos operadores mexicanos que quedaban desde la época de las compañías, quienes eran en su mayoría geofísicos.²⁸ “El retraimiento de la actividad geológica provocó un daño irreversible, pues lo que no se explora en su momento sólo se recupera muchos años después.”²⁹

De 1959 a 1964, no obstante que la empresa contaba con un mayor monto de recursos propios —derivados de un ajuste en los precios internos de los principales productos petrolíferos—³⁰ y que su situación financiera no era agobiante, la actividad geológica y geofísica tampoco recibió el impulso que la situación requería. El número de brigadas que trabajó en ambas fases durante ese sexenio aumentó levemente (4%) respecto del anterior (Cuadro 2), cifra que está distante del 30% que habría sido requerido. Por lo tanto, cabe preguntarse si no fueron otras las causas del relegamiento hasta 1964 de tales actividades.

La causa principal probablemente se debe a que Pemex destinó preferentemente sus recursos a otras áreas de la industria; tal fue el caso de la perforación de desarrollo: en la historia de Pemex, 1959-1964 es el sexenio en que se registró el más alto incremento en perforación de desarrollo, 94% respecto al sexenio 1953-1958.³¹ En contrapartida, el número de pozos exploradores aumentó únicamente en 25% respecto del volumen perforado.

La cuantificación de reservas se realizó más bien a través del desarrollo de campos que de la propia exploración;³² la relación pozos exploradores-pozos de desarrollo fue de 1 a 10, la más alta en un sexenio desde que Pemex fue creada. Posiblemente, debido a este hecho, las reservas no crecieron al ritmo deseado; inclusive el volumen de reservas descubierto fue inferior al del sexenio previo. (Cuadro 1.)

A la perforación exploratoria se le asignó esencialmente la función de evaluar la potencialidad de los yacimientos y sus localizaciones correspondientes —zonas sur y noreste del país, fundamentalmente— en las que

²⁸ Entrevista a un funcionario de Pemex que colaboró con Antonio Bermúdez.

²⁹ *Ibidem*, nota 26. Generalmente, transcurren de 12 a 15 años para saber efectivamente si existe o no petróleo en una cuenca. Al no contar con un continuo y creciente conocimiento geológico de las provincias, se presenta un obstáculo para proseguir las exploraciones subsecuentes y realizar nuevos descubrimientos.

³⁰ Los precios se incrementaron entre 5 y 20 centavos en 1959 con respecto a 1958. (Véase Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.)

³¹ Este fenómeno se explica más detalladamente en el capítulo III.

³² Una parte de las reservas probadas se cuantificaba gracias a la perforación exploratoria. Pero la cuantificación mayor de las reservas probadas se obtenía con el desarrollo de los campos. Sin embargo, el factor determinante en el continuo crecimiento de las reservas es la perforación exploratoria. La perforación de desarrollo, como su nombre lo indica, desarrolla lo que la exploración localiza.

se llevaría a cabo la perforación de los pozos de desarrollo.³³

La poca atención otorgada a la actividad de exploración durante dichos años, además del rezago existente desde tiempo atrás, se tradujo en que la producción de petróleo crudo se retrajo frente al ritmo del consumo interno: 3.6% anual, frente al 5.5% por concepto de ventas internas de gasolinas.

En 1963, un analista de la industria petrolera afirmaba que: “por un abandono casi completo de los trabajos de exploración, por una parte, y una *mala dirección* de los mismos, por la otra, desde 1959 no se han hecho descubrimientos importantes de nuevos mantos petroleros. . . [Por lo que] estamos en los principios del agotamiento de las reservas petroleras mexicanas.”³⁴

El mismo analista sostenía que la mala dirección de las labores de exploración dio pie para que la perforación de pozos en los campos productores ya descubiertos fuese excesiva, dando como resultado una inutilización parcial de los mantos ya localizados y la reducción en 25% de las reservas de hidrocarburos contabilizadas. Es decir, al ser insuficientes los campos descubiertos, la empresa se había visto obligada a extraer más intensivamente el petróleo, aun a costa de perder cantidades recuperables.³⁵ Y concluía: “si los trabajos de perforación y exploración se hicieron bien, y en la proporción adecuada, pero con resultados muy pobres, esto sería verdaderamente alarmante pues querría decir que México ya no puede esperar un mayor desarrollo de la industria petrolera, siendo que es un país que utiliza en un 92% al petróleo como fuente de energía”.³⁶

En el primer año de la administración de Gustavo Díaz Ordaz (1965), ya era evidente la necesidad de activar la exploración con el fin de evitar una fuerte caída en la relación R/P; en tal año la cifra de reservas probadas de hidrocarburos disminuyó 3% con relación a 1964, al pasar de 5,227 a 5,078 mmb. Esta situación, aunada a que el crecimiento del consumo de petróleo era cada vez más dinámico —tendía a duplicarse cada diez años— obligó a reformular los planes y a darle un nuevo impulso a esta actividad.

La principal meta de Pemex planteada hacia 1970 fue duplicar los trabajos exploratorios con el fin de descubrir nuevos campos y yacimientos que sustituyeran a los que estaban siendo explotados, así como para que

³³ Véase Secretaría de Programación y Presupuesto (SPP), *La industria petrolera en México*, México, 1980, pp. 90-93.

³⁴ Véase Del Cueto, Hugo, “Informe semanal de los negocios” en: Echanis R. Jorge, *Veinticinco años de vida de la industria petrolera nacionalizada*, México, 1963, p. 170.

³⁵ Para más información sobre este asunto, consúltese el capítulo III.

³⁶ Del Cueto, *op.cit.*, pp. 172-173.

aportaran el incremento necesario de petróleo, dado que se temía que hubiese incapacidad de producción de crudo para abastecer la demanda interna futura.

En esta época se observa el intento por consolidar la planeación en todo sentido, especialmente en exploración. En gran medida, las expectativas al respecto provenían del mayor peso dado a los técnicos en la toma de decisiones.³⁷ Uno de los cambios importantes en este sentido consistió en devolver a los geólogos la capacidad de decisión sobre los programas que se ejecutarían, lo que significaba reconocer la primacía del criterio geológico sobre el geofísico. Este paso favoreció que en 1969 se propusieran ciertas localizaciones para perforar los pozos exploradores que después resultaron ser los campos más productivos y más ricos en la vida de Pemex: Sitio Grande y Cactus.³⁸ Estas estructuras, determinadas en 1967, fueron resultado de la aplicación de un método sísmológico, conocido como punto de tiro o de reflejo común.³⁹ Los trabajos continuaron hacia el sur de Sitio Grande, concluyéndose en 1970 que esta región configuraba una sola estructura, habiéndose además reinterpretado las estructuras Samaria y Pueblo Nuevo.

La tarea fundamental de los trabajos de campo en este período fue el estudio de la estratigrafía,⁴⁰ centrándose esta actividad en el distrito Comalcalco (entre Chiapas y Tabasco), en vista de que, desde 1954-1957, ya se tenían delineadas y bosquejadas las estructuras Samaria, Crisol, Platanal, Mundo Nuevo y Girdaldas, todas ellas en sedimentos someros del Terciario, a 2 200 metros de profundidad.⁴¹ Además, se veían perspectivas muy favorables en las áreas aledañas a los campos del sureste descubiertos entre 1952 y 1960: La Venta, Ogarrio, Colombo y Cinco Presidentes, que contribuían en proporción considerable a la producción nacional de petróleo: 160 000 frente a un total de 438 000 bd en 1968.

A partir de 1969 el área mesozoica de Chiapas ocupó un lugar prioritario. "Los técnicos ponderaban la presencia de una excelente columna geológica que debería encontrarse en el subsuelo, por lo que expusieron a los directivos de Pemex la necesidad de perforar aquí pozos profun-

³⁷ Entrevista a funcionario de Pemex, considerado en tales años como "la mano derecha" del Director General.

³⁸ "Justo es afirmar que la geología petrolera mexicana se coronó con el más rotundo éxito al proponer las localizaciones de estos campos que aportarían años más tarde las reservas de petróleo más grandes de la historia del país". Meneses de Gyves, *op.cit.*, pp. 32-48.

³⁹ Se trata de detectar, mediante aparatos, las características de las formaciones geológicas que éstas emiten a consecuencia de las explosiones provocadas a su alrededor. *Ibidem.*

⁴⁰ Para investigar la estratigrafía se describían las rocas impregnadas de petróleo, se buscaban las rocas "sello" y se proponían localizaciones de pozos exploradores en estructuras expuestas. *Ibidem.*

⁴¹ *Ibidem.*

dos”.⁴² Sin embargo, la empresa no perforó en esa oportunidad porque aún no contaban con interpretación completa de la información geofísica profunda ya recabada.

Con el objetivo de apoyar debidamente a la actividad exploratoria, Reyes Heróles autorizó la creación de un centro de interpretación de la información, tanto geológico-geofísica como analógico-digital, en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Hasta ese entonces, gran parte de la información era procesada por las compañías extranjeras, de acuerdo con los contratos que se tenían con éstas y porque aún no se había logrado generar en México la suficiente capacidad para el procesamiento e interpretación de los datos de exploración. A este respecto, el primer Director del IMP había señalado: “El buen éxito de la exploración petrolera se finca, en todos los países, no en el dominio de cierta técnica, por avanzada que ésta sea, sino en la *adecuada integración e interpretación de todos los datos*, sean éstos geológicos o geofísicos”.⁴³

Durante la gestión de Reyes Heróles, la búsqueda en el mar se concibió como tarea urgente. Desde el punto de vista geofísico, se argumentaba que en la plataforma continental del Golfo de México, comprendida entre Ciudad Madero y Veracruz, podrían encontrarse yacimientos con una mayor productividad que los descubiertos en tierra. Respondiendo a esta visión, Pemex intentó descubrir la prolongación hacia el sur de la “Faja de Oro”, situada entre los Estados de Veracruz y Tamaulipas, cuya existencia había sido comprobada en 1964 al ser descubierta el campo Isla de Lobos.

La exploración en el mar dio buenos resultados al descubrirse las estructuras Esturión, Tiburón, Atún, Bagre, Pez Vela, Morsa, Cangrejo, Marsopa, Escualo y Foca, cuyos desarrollos se iniciaron de inmediato, al comprobarse que eran la continuación de la Faja; también se descubrieron importantes campos de crudo en el distrito Ebano-Pánuco y en la plataforma continental del Golfo (fuera de la Faja de Oro) en la que se localiza Arenque, considerado como el descubrimiento más prometedor de dicha plataforma.

Las perforaciones exploratorias efectuadas en Arenque, en el Golfo de México, permitieron descubrir, en 1970, la existencia de un yacimiento petrolífero con reservas estimadas en 500 mmb (Aproximadamente 10% de las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 1969). Tan sólo en esa área se programó perforar 24 pozos de desarrollo, que —según las estimaciones oficiales— arrojarían una producción de 3,000 barriles de crudo al día, cada uno. Por su parte, el campo marino Atún, al entrar en su fase productiva, arrojó un volumen de 2,500 barriles de crudo al día. En total,

42 *Ibidem.*

43 Ruiz, Rogelio, *op.cit.*, p. 22.

las instalaciones de mar adentro aportaron una cifra promedio de 50 000 barriles diarios de petróleo, lo que significó aproximadamente un 12% de la producción nacional de crudo durante 1969.⁴⁴

En dos años, 1965 y 1966, la perforación de pozos exploradores aumentó de manera considerable con relación a 1964: 44% y 60%, respectivamente (el crecimiento anual de la perforación exploratoria fue de 6.4% durante el sexenio). Esta tendencia se reflejó en el número de campos descubiertos: 94 de 1965 a 1970, es decir, 34 más que de 1959 a 1964. (Cuadro 3). En idéntico sentido creció la profundidad promedio por pozo de exploración; sin embargo, esto no puede calificarse como logro, sobre todo si se considera que los yacimientos denominados someros estaban prácticamente agotados.

Cuadro 3

México: pozos exploradores perforados por zonas, 1938-1970

Años	Noreste	Norte	Centro (Poza Rica)	Sur	Total
1938-1940	2	2	1	1	6
1941-1946	7	11	7	14	39
1947-1952	60	104	36	86	286
1953-1958	110	150	176	154	590
1959-1964	199	175	131	232	737
1965-1970	253	155	136	303	847

Fuente: IMP, *Estadística de uso interno*, mimeo, México, 1981.

La perforación exploratoria en las zonas geológicas profundas, situadas en las cuencas petroleras en explotación, no empezó a dar frutos sino hasta 1968, en que se terminaron los pozos Guillermo Prieto núm. 5 y Cabeza núm. 3, en la zona noroeste del país, que comenzaron a producir en horizontes hasta entonces no explotados. En la zona sur se perforaron pozos a mayores profundidades que las usuales, los cuales proporcionaron valiosa información de rocas más antiguas.

La capacidad de perforación más profunda tiene que ver con el avance de la tecnología y hacia 1968, si bien se tenía cierto conocimiento de

⁴⁴ "Recursos naturales", en: *Comercio exterior*, vol. XX, núm. 7, México, julio de 1970.

ésta, no se contaba con la suficiente preparación para aplicarla (no se había dominado la técnica de terminación de pozos); además, su costo resultaba muy elevado, comparado con los bajos precios del petróleo que imperaban tanto en el país como en el exterior.

Aunque durante 1965-1970 las actividades exploratorias se intensificaron en comparación con los sexenios anteriores (el número de grupos mensuales que trabajó en brigadas de campo geológicos y geofísicos creció en 5% promedio, superior al 3% del sexenio pasado), éstas no se hicieron en la magnitud necesaria a la expansión de las reservas probadas. En parte, esto se debía a que la recuperación de la inversión en exploración era de lento retorno: tendrían que pasar varios años antes de descubrir un nuevo manto y poder utilizar los hidrocarburos descubiertos. También era consecuencia de cierta escasez de recursos financieros: éstos debieron aumentar dos o tres veces más que los del sexenio pasado, y no lograron más que el 36%.

La mayoría de los descubrimientos fue de escasa magnitud y las reservas se incrementaron tan sólo en 6.5% con respecto a 1964. Se identificaron varias estructuras, pero no se perforaron inmediatamente, debido, entre otras cosas, a la insuficiente capacidad financiera de la empresa.

En 1969 y 1970, la inversión realizada en perforación exploratoria y de desarrollo disminuyó 15 y 12 por ciento, respectivamente, con relación a la efectuada en 1968. También decreció la inversión total, y en esto influyó parcialmente la rescisión hecha en 1970 por Pemex del último de los contratos-riesgo que tenía con la empresa estadounidense Pauley Noreste en materia de exploración y perforación de pozos. Por este motivo Pemex desembolsó alrededor de 287.5 millones de pesos, tanto en anticipo por las reservas probadas confiscadas como en pago por la adquisición de la totalidad de las instalaciones, ductos, estaciones de compresión, bombas y demás equipo. En 1969 la erogación gubernamental por tal concepto había representado 6.0% de la inversión total y 14% de la perforación; además, el costo de la exploración había sufrido un aumento proporcionalmente mayor que el de años anteriores, pues Pemex encaraba el fin de la era de yacimientos someros y tendría que perforar a mayor profundidad.

El éxito de la perforación exploratoria —valor que se mide por el número de campos descubiertos sobre el de pozos exploradores perforados⁴⁵ fue de escasa relevancia en todo el período: en 1938-1963 la cifra en

⁴⁵ En las Memorias de labores de Pemex, este índice es resultado de dividir el número de pozos productores entre el total de pozos exploradores perforados, operación que multiplicó (28% en 1970) los valores consignados arriba. Este procedimiento tiene como inconveniente el riesgo de la extrapolación: el que en un momento dado un pozo resulte productor, no es indicativo de que los pozos que se perforaren posteriormente en su derredor serán igualmente prolíficos.

campos de gas descubiertos fue 4.2%, mientras que en 1964-1970 apenas ascendió al 6.5%.⁴⁶ En esta década, la mayor parte de los incrementos en las reservas probadas de crudo y gas obedeció a revaluaciones y al desarrollo de los campos previamente descubiertos; los proyectos de recuperación secundaria permitieron alzas modestas del 15% anual al total de dichas reservas y solamente menos de la mitad de esta cifra correspondió a descubrimientos de nuevos campos. De éstos, sólo 10 fueron considerados de magnitud importante, con reservas mayores a 8 millones de m³ (50 mmb de hidrocarburos líquidos totales): Cinco Presidentes, El Golpe, San Ramón, Usumacinta, Blasillo, Tucán y Castarrical, en la zona sur; Atún en Poza Rica; Arenque en la zona norte y Arcos en el noreste. En conjunto, las reservas de la mayor parte de estos campos fluctuaba entre 1 a 10 mmb. (Cuadro 4.)

Otra de las causas del bajo crecimiento de las reservas habido hasta 1970 es que la información sobre geología y geofísica, resultante de los trabajos de campo, adolecía de fallas de integración y sistematización; se carecía de suficientes procesos analógicos de información sísmológica para procesar rápidamente la información. Hasta entonces, la instalación de este sistema únicamente había ocurrido en Tampico, Poza Rica y Coatzacoalcos; en Reynosa había uno de transferencia analógico-digital.

No es de extrañar entonces que los problemas de coordinación de información sobre los trabajos exploratorios, escasez de descubrimientos afortunados y carencia aguda de recursos financieros, enfrentados por Pemex en el período 1965-1970, hayan desembocado en una brecha técnicamente "peligrosa" entre reservas y producción. (Cuadro 5.)

En resumen, si bien es cierto que de 1938 a 1970 Pemex intentó desarrollar la actividad exploratoria en sus diferentes fases —desde los estudios de geología superficial hasta pozos evaluadores—, no existió una estrategia de largo plazo para incrementar las reservas de petróleo y gas, comportamiento que se refleja en el crecimiento anual que tuvieron las reservas probadas de hidrocarburos líquidos: de 10.3% en 1948-1960 bajó a 1.5% en 1961-1970.

La exploración caminó en general rezagada de la fase extractiva,⁴⁷ incluso, hubo años en que se abandonó casi por completo la perforación exploratoria y los trabajos prospectivos. Aunque la escasa capacidad financiera de la empresa fue causa decisiva, más determinante lo fue la per-

⁴⁶ Entrevista al Ing. Carlos Arreola, quien se desempeñó en Pemex durante esos años.

⁴⁷ "... el aumento en la producción que no tiene por base un aumento en las reservas —señalo posteriormente el exdirector general Antonio Bermúdez—, no es un aumento sano. No lo fue el que se obtuvo de 1959 a 1964, ni el de 1965 a 1970". Bermúdez, Antonio, *La política petrolera en México, op.cit.*, p. 77.

Cuadro 4

México: cantidad y niveles de productividad de los campos descubiertos de 1903 a 1970

Grupos de campos ¹	1903 - 1937			1938 - 1963			1964 - 1970		
	Gas	Petróleo	Total	Gas	Petróleo	Total	Gas	Petróleo	Total
A	0	14	14	7	14	21	0	3	3
B	0	5	5	4	6	10	0	1	1
C	0	6	6	6	15	21	1	3	4
D	0	6	6	18	20	38	13	12	25
E	1	2	3	21	28	49	47	26	73

- Grupo A = Mayores de 8 millones de m³ de reserva (50.3 mmb)
 B = Entre 4 y 8 millones de m³ de reserva (25.1 y 50.3 mmb)
 C = Entre 1.6 y 4 millones de m³ de reserva (10.1 y 25.1 mmb)
 D = Entre 0.16 y 1.6 millones de m³ (1.0 y 10.1 mmb)
 E = Menores de 0.16 millones de m³ (1.0 mmb)
 = No Comercial o Marginal

¹ La importancia de éstos reside en la cuantía de sus reservas originales probadas, partiendo del supuesto de encontrarse en pleno desarrollo. Los campos descubiertos de 1964 a 1970, al no estar desarrollados, se clasificaron como reservas probables.

Fuente: Pemex, *Estadísticas de uso interno*, mimeo, México, 1981.

Cuadro 5

México: reservas probadas y producción de hidrocarburos líquidos, 1965-1970

Año	Reservas probadas		Valor porcentual del incremento	Producción mmb	Incremento porcentual	R/P
	mmb	Incremento mmb				
1965	5078	82	-2.9	231	1.8	22:1
1966	5357	520	5.1	241	4.3	22:1
1967	5486	393	2.4	264	9.5	21:1
1968	5530	320	0.8	276	4.6	20:1
1969	5570	330	0.7	290	5.1	19:1
1970	5568	309	0.0	311	7.2	18:1

Fuente: Con base en cifras de IMP, *Estadística de uso interno*, 1981.

cepción de las autoridades de que el desarrollo de la exploración no era urgente, en virtud de que, para suplir las necesidades energéticas internas, el ritmo extractivo daba a las reservas una garantía de disponibilidad cercana en promedio a los 20 años.

B. Situación de la exploración en 1970

De 1938 a la finalización de los sesenta se habían descubierto en el país 292 campos petroleros, de los cuales 111 eran productores de gas no asociado, 168 de petróleo y 13 mixtos (gas volátil y condensado). Una de las áreas más exploradas fue la de Tampico-Misantla (entre los estados de Tamaulipas y Veracruz), que incluye Ebano-Pánuco, Cerro Azul y Poza Rica, en el centro de la planicie costera atlántica del país.

La localización de las reservas probadas de hidrocarburos, históricamente concentradas en la zona centro, comenzó a mostrar cambios a partir de los setenta. Como resultado de la ampliación del conocimiento de los campos en explotación y sus conexiones con horizontes productores más profundos, en 1970 la zona sur incrementó su proporción en la distribución regional de las reservas, al pasar del 25% en 1965 al 35% en 1970. (Cuadro 6.)

Al finalizar 1970 Pemex había terminado 2,505 pozos exploradores en el país, de los cuales la mayoría se localizaba en las zonas sur y noreste, con 32% y 26%, respectivamente. El objetivo fundamental de estos pozos fue localizar nuevos yacimientos. Aproximadamente un 67% resultó improductivo, debido probablemente a que no se perforó a mayores profundi-

Cuadro 6

México: Reservas probadas de hidrocarburos por zonas, 1965-1970

Zonas	1965	1970
Norte	25%	21%
Centro	50%	44%
Sur	25%	35%

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, varios años.

dades,⁴⁸ y no a que los yacimientos someros estuviesen casi agotados. La participación de los pozos marinos en el total de los pozos exploradores perforados alcanzó el 3% en dicho año. Hacia entonces, el área productiva de la Faja de Oro marina había alcanzado una longitud de aproximadamente 55 km.

Hasta 1970 se había explorado, con brigadas y pozos, una décima parte de las áreas que geológicamente se reconocían como posibles almacenadoras de crudo y de gas. La actividad se había orientado básicamente a la búsqueda de depósitos en la llanura costera del Golfo de México y en pequeñas zonas de su plataforma marina, destinando pocos recursos a la exploración en provincias nuevas. Como resultado, la relación R/P, que en los tiempos de la expropiación era de 29:1, bajó a 18:1. Respecto a 1969, las reservas probadas de hidrocarburos bajaron de 5,570 mmb a 5,568 mmb, y las perspectivas eran de que declinarían aún más.

En ese año, Pemex añadió 309 mmb de hidrocarburos como reserva probada, pero al mismo tiempo extrajo 311 mmb, lo cual significó un riesgo a sus objetivos de apoyar el desarrollo económico del país y garantizar la vida de la industria por cierto tiempo. Una de las prioridades soslayadas por la empresa fue la de no haber localizado nuevos mantos que repusieran los volúmenes extraídos y permitieran mantener la relación R/P arriba de 20:1.

Pemex estaba corriendo el riesgo de soportar una disminución drástica de las reservas probadas. El consumo interno de productos derivados del petróleo crecía aceleradamente,⁴⁹ por lo que el ritmo de explotación

⁴⁸ De 1965 a 1970 la profundidad promedio por pozo de exploración alcanzó los 2,784 metros; 265 metros más en relación al sexenio anterior, lo cual no puede calificarse como un gran logro en vista de que los yacimientos someros estaban agotándose.

⁴⁹ Desde 1960 el consumo nacional aparente de petrolíferos aumentaba a un promedio anual de 5% y el del gas natural al 8.6% y las perspectivas eran que de 1971

tenía que ser mayor en los años subsiguientes, lo cual iría en detrimento de las reservas probadas, ya que los resultados conseguidos en la exploración no permitirían reponer el petróleo por extraerse.

Los 5,568 mmb, contabilizados como reservas probadas de hidrocarburos en 1970, no eran indicador de lo que podía disponerse de inmediato. Cierto es que el petróleo y el gas estaban ahí y podían extraerse con la técnica y a los precios vigentes, pero no en el momento preciso en que se les requería. La extracción debía realizarse en un plazo más o menos largo,⁵⁰ pues ni técnica ni económicamente convenía apresurar su explotación dado los riesgos de desperdicio que se corrían.

Así, a consecuencia del pobre desarrollo que había acusado la exploración, Petróleos Mexicanos se mostraba incapaz de abastecer las necesidades internas de hidrocarburos.⁵¹ Con ello, *no sólo se estaban minando los cimientos de la industria petrolera, sino también las bases del desarrollo económico de México.*

A pesar de que hasta 1970 el precio internacional del crudo era relativamente bajo —menos de 3 dólares por barril—, los beneficios económicos derivados de la inversión en exploración habrían sido muy elevados, comparados con los riesgos y probabilidades de fracaso que acompañaron a la poca atención que se le dio a esta fase de la industria.

Para compensar las cantidades extraídas reponer a 20 años el nivel de la relación R/P, Pemex debía realizar algunos cambios en la estrategia de la exploración: perforar a mayor profundidad, de 3,500 metros en adelante, y llevar a cabo estudios geológicos y geofísicos en nuevas provincias. Dicha estrategia encarecería los descubrimientos, pero era indispensable para restablecer el equilibrio de la industria petrolera.

C. 1970-1982: Ascenso de la actividad exploratoria

1. Período 1970-1976

Al iniciarse la administración de Luis Echeverría, quienes en Pemex tomaron las decisiones en materia de exploración se enfrentaron ante la impostergable necesidad de descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos para

a 1976 el consumo de petrolíferos crecería al 10%. Véase SPP, *La industria petrolera en México*, México 1980, y Nacional Financiera, S.A. *El mercado de valores*, núm. 27, México, 2 de julio de 1973.

⁵⁰ Según sus características, algunos yacimientos pueden explotarse en diez años, mientras que otros, en cuarenta o más.

⁵¹ En tal año hubo necesidad de importar volúmenes importantes de gasolinas y diesel, debido al déficit de crudo recibido en refinerías. Véase Pemex, *Memoria de labores*, 1970, México, 1971, p. 16.

compensar la extracción de años anteriores. Además, en vista del déficit de la producción petrolera heredado del sexenio anterior —ésta creció por debajo de la demanda (5.4% frente a 6.0%)—, la empresa se encontraba cada vez más obligada a importar crudo para abastecer a las plantas refinadoras.⁵²

Como era de preverse, la demanda interna de petrolíferos seguía creciendo y si se deseaba mantener el tope de 20 años de disponibilidad de las reservas, era necesario descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos que añadieran “un mínimo de 6,000 mmb hacia fines de 1976”.⁵³ (A la postre, Pemex obtuvo esta reserva adicional, y de no haber sido así México quizá estaría aún ante una grave crisis energética, particularmente porque los planes de electrificación se habrían postergado en respuesta a la insuficiente oferta de insumos para las plantas generadoras termoeléctricas.)

Aunque la relación R/P es generalmente una expresión abstracta, cuya importancia varía según el peso de los hidrocarburos en la economía de un determinado país, para México sí representa un valor significativo en tanto depende casi absolutamente de ellos (90% en 1971) para satisfacer la demanda nacional de energéticos. En consecuencia, el contar con un margen de relativa holgura en las reservas constituye un parámetro de primer orden en la asignación de prioridades de las inversiones, según se trate de la industria petrolera o, en general, del desarrollo económico y social del país.

En 1971 el gobierno de Echeverría asignó a Pemex dos metas fundamentales hacia 1976: 1) tender a la autosuficiencia en la obtención de materias primas y en la elaboración de sus derivados y 2) conservar escrupulosamente la riqueza petrolera. Estas se resumirían en una sola: *aumentar la producción de hidrocarburos, sin minar las reservas probadas existentes*. Por consiguiente, debía canalizarse a la exploración una parte importante de los recursos financieros de la empresa. Sin embargo, el éxito de tales propósitos requería la solución de algunos problemas trascendentales como los siguientes.

Primero, se estaba agotando el petróleo somero en las provincias conocidas (Ebano-Pánuco, Cerro Azul, Poza Rica y Salina del Istmo), lo cual obligaba a Pemex a una búsqueda cada vez más costosa.

Segundo, en las áreas tradicionalmente productoras ya era muy difícil encontrar nuevos yacimientos; inclusive, en varios de los distritos productores la tendencia de las reservas de hidrocarburos estaba a la baja:

⁵² En 1971 se comenzó a importar petróleo crudo, y en tal año la cantidad comprada en el exterior fue de 672,000 barriles, ascendiendo a 10,776,000 en 1972.

⁵³ Antonio Dovalí planteó la necesidad de revisar las metas de la exploración e hizo hincapié en que había que descubrir cerca de 976 mmb por año, de 1971 a 1976, para abastecer la demanda nacional de productos petroleros. Véase: Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1971.

en Poza Rica las de petróleo bajaron un 8% en 1970 con respecto a 1965; en la Zona Norte y Angostura las de gas bajaron un 22% y 36%, respectivamente.

Por lo que, para incrementar efectivamente las reservas de hidrocarburos, hubo que efectuar perforaciones más profundas, de 4,000 metros en adelante,⁵⁴ e intensificar los estudios geológicos y geofísicos a nuevas provincias geológicas. Este giro en la forma de operar encarecería los descubrimientos, dado que en la actividad exploratoria siempre hay un grado de incertidumbre, principalmente porque gran parte de los pozos exploradores perforados generalmente resultan improductivos. Sin embargo, los altos requerimientos de inversión en esta actividad se justificarían en la medida en que contribuyeran al logro de las dos metas anteriores.

Y tercero, Pemex contaba con recursos financieros limitados. Los costos de operación habían venido creciendo a una tasa anual de 13%, mientras que los ingresos a una de 10% en promedio, esto último consecuencia directa de que los precios de los derivados no variaban desde 1959.

Buena parte del gasto debía financiarse desde el exterior y la deuda ascendía ya a 1,000 millones de dólares. Además, dado que uno de los propósitos de Pemex era ampliar la petroquímica básica, al grado que permitiera sostener el apoyo a la industria petroquímica secundaria, el presupuesto de gastos de la empresa se veía todavía más restringido. A pesar de lo anterior, las autoridades de la empresa decidieron darle mayor impulso a la exploración.

a. Principales acciones desarrolladas

Al tratar de aprovechar óptimamente los recursos financieros y de buscar un mayor número de aciertos en la exploración, Pemex decidió reevaluar con mayor rigor la información geológica petrolera disponible. Las autoridades de la empresa pidieron a una firma especializada que realizara una auditoría técnica que evaluara el desarrollo de la actividad exploratoria, con el fin de reorientar y corregir las políticas y procedimientos en uso. Con ello se pretendía jerarquizar los trabajos exploratorios, según sus descubrimientos más importantes. En su dictamen, los técnicos extranjeros expresaron que la planeación de la actividad exploratoria se realizaba "satisfactoriamente", por lo que no era necesario hacer recomendaciones específicas.

A partir de este momento, la exploración en Pemex tenía el reto de encontrar hidrocarburos a profundidades mayores, procedimiento que, dado su carácter altamente aleatorio, reclamaba la mayor escrupulosidad

⁵⁴ Los yacimientos que podrían encontrarse a menor profundidad eran prácticamente exiguos.

en la organización y en el análisis de los datos, antes de pasar a la etapa de perforación. Uno de los avances que se logró con dicho cambio fue la revisión de los criterios de probabilidad de encontrar hidrocarburos en áreas que anteriormente habían sido olvidadas o dejadas de lado, porque no se contaba con los suficientes elementos de análisis.

Como había que hacer grandes inversiones y esfuerzos para la búsqueda de petróleo a mayor profundidad, se decidió recurrir a las técnicas más modernas de geofísica, que permitieran acortar el plazo de los descubrimientos.

Para integrar la información que se desprendía de los trabajos exploratorios, se formalizó el uso de los procesos digitales. En 1971 se creó el primer centro de proceso digital en el Instituto Mexicano del Petróleo en donde se manejaría la información de los trabajos exploratorios. Con ello se pretendía realizar en México la mayor parte de las actividades de procesamiento de la información geofísica, que rutinariamente se encomendaba a empresas extranjeras especializadas.

No obstante que la instalación de dicho centro representaba un fuerte apoyo al procesamiento e interpretación de los datos geofísicos, existían aún varios problemas en esta área, entre ellos la ausencia de infraestructura necesaria para operar en detalle todos esos sistemas. Para estudiar y analizar los resultados de su aplicación se requería un conocimiento profundo de los principios físicos y matemáticos, del análisis numérico y la computación analógica digital. La tarea que se tendría que enfrentar en este sentido era la de entrenar debidamente al personal para que entendiera el proceso y no sólo se limitara a manejar los resultados.

Sin dejar de lado las zonas tradicionalmente productoras, se precisó que era necesario continuar con la exploración marina de la plataforma continental del Golfo de México e iniciarla en aquéllas en donde había buenas perspectivas de encontrar hidrocarburos, tales como Chihuahua, San Luis Potosí, Chiapas, Tabasco, Oaxaca e incluso la plataforma continental del Océano Pacífico, frente a Nayarit, Sinaloa, Sonora y al Istmo de Tehuantepec.⁵⁵ Este programa se complementaba con la revaluación de la información geológica y geofísica.

La Gerencia de Exploración juzgó pertinente aumentar el porcentaje de pozos exploradores en las provincias productoras de mayores posibilidades, disminuyéndolo en las que se encontrarán en una etapa muy avanzada de exploración. En las cuencas terciarias del sureste, que absorbieron el 38% de los pozos exploradores durante 1938-1970, se aumentaría la actividad perforatoria, mientras que el 39% dedicado a la provincia Tampico-Misantla, en los Estados de Tamaulipas y Veracruz, disminuiría sensiblemente en el mismo período.

⁵⁵ Se le dio considerable importancia a la búsqueda de petróleo en la costa del Pacífico, debido al alto costo de transportar el petróleo de los pozos y refinerías ubicados en el Golfo a las zonas consumidoras del país.

Se perforaría a mayor profundidad en Reynosa, Tamaulipas, para buscar el gas necesario que permitiera abastecer las demandas de la región fronteriza del Norte. Este programa se complementaba con el reconocimiento efectuado en Baja California, teniendo en cuenta que de haber hidrocarburos en cantidades comerciales, se lograrían considerables ahorros en la distribución de productos de las zonas productoras a los centros consumidores.

Con estos planteamientos, Pemex pretendía impulsar significativamente el proceso de exploración. No obstante, el reto más grande sería que las actividades a desarrollar marcharan acordes con lo planeado, procesos que requerían una selección y aplicación adecuadas de los medios e instrumentos.

b. Instrumentación y puesta en marcha de los programas

Durante la administración de Echeverría pueden distinguirse dos fases en la exploración, condicionadas en general por los requerimientos financieros y tecnológicos inherentes al desarrollo de la industria así como por las necesidades de la demanda interna y externa.

i) La exploración en 1971-1973

En este período, Pemex afrontó una de las coyunturas más críticas de su historia: la empresa se vio obligada a importar petróleo, gasolinas, diesel, gas licuado y productos de la petroquímica, cuyos precios se multiplicaron por cuatro en el mercado internacional, haciendo crecer su valor en 140% de 1972 a 1973.⁵⁶ Además, los gastos corrientes aumentaron a una tasa anual de 13%, debido a mayores costos de los materiales, de la mano de obra e intereses de la deuda; los ingresos por concepto de ventas crecieron únicamente a una tasa promedio anual de 6% (a precios de 1978), durante los tres años.⁵⁷ Por otro lado, hubo urgencia de destinar buena parte de los recursos a la explotación, especialmente al desarrollo de campos, para que la producción de hidrocarburos no decayera, como ya se había manifestado en 1971 al decrecer en 1.6%.

La inversión total realizada en la industria petrolera durante el lapso

⁵⁶ Según la tesis de Bermúdez, exdirector de Pemex, la crisis de abastecimiento de crudo que vivió México en 1973 fue en parte consecuencia de que las reservas no habían aumentado conforme el ritmo de consumo: al igual que éste, aquéllas debían duplicarse cada diez años. Para mayor información sobre este punto, véase: Bermúdez, Antonio J., "La política petrolera mexicana", *Excelsior*, 20 de octubre de 1975. (Sexta de diez partes.)

⁵⁷ Véase SPP, *La industria petrolera en México*, México, 1980, p. 413. (Para deflactar los ingresos, se tomó el índice general de precios al mayoreo en la ciudad de México, 1978 = 100, según cifras del Banco de México.)

mencionado acusó un crecimiento anual promedio de 5.1%; sin embargo, este comportamiento no se reflejó en la exploración, ya que los gastos (a precios de 1978) en estudios de campo y gabinete disminuyeron a una tasa promedio anual de 1.6% y, en perforación exploratoria, crecieron únicamente a 1.4%. (Cuadro 7.)

En cuanto a las brigadas geológicas y geofísicas, su número aumentó en 5.2% anual, cifra que puede considerarse reducida si se la compara con la de otros períodos. La mayor parte de estos estudios se centró en la geología superficial, de subsuelo y sismología, observándose poca actividad en las técnicas de gravimetría y magnetometría. (Cuadro 8.)

En el mar, los trabajos de las brigadas fueron escasos, representando apenas el 0.6% en promedio con respecto al total; su principal trabajo consistió en sismología de aguas profundas. (Cuadro 9.) Por su parte, la perforación exploratoria tampoco mostró un ritmo favorable; por el contrario, tuvo un crecimiento anual negativo de 5.8%. (Cuadro 10.)

El índice de éxito en la perforación exploratoria (pozos que resultan productores entre el total de pozos perforados) fue de 29%, semejante al valor promedio obtenido en todo el sexenio. Aunque este índice no refleja la magnitud o importancia de los descubrimientos, sí es un parámetro para medir la eficiencia de la actividad perforatoria.

A la perforación exploratoria en el mar se le otorgó poca atención; el número de pozos perforados representó casi el 8.0% del total perforado en el territorio mexicano (Cuadro 11.) Cabe decir que la mayor parte de los pozos se localizó en la vecindad de los campos Escualo, Morsa y Atún, frente a las costas de Tamaulipas y Veracruz.

Las brigadas geofísicas y geológicas que trabajaron en estos tres años, lo hicieron en su mayor parte en las zonas noreste y sur. (Cuadro 12.)

Mediante los trabajos de geología efectuados, se detectaron algunas posibilidades de nuevas acumulaciones en los Estados de Tamaulipas, Coahuila, Nuevo León, Chihuahua, Puebla, Morelos y Oaxaca, así como en Campeche.

Una de las tareas principales de los trabajos llamados de gabinete (que estudian la información que se deriva de los trabajos de campo) fue la de establecer las características petroleras de las áreas geológicas de Chiapas, Tabasco, Baja California, Faja de Oro y Golfo de Tehuantepec, con base en la revisión de los datos que ya existían en el sexenio anterior.

La perforación exploratoria también se localizó esencialmente en las zonas noreste y sur, aunque continuó en distritos vastamente explorados, como Ebano, Poza Rica y, en menor medida, Veracruz. En Poza Rica, las perforaciones se realizaron con dos objetivos: establecer las extensiones de los campos conocidos y buscar nuevas acumulaciones en estratos más antiguos, perforando a más de 1,000 metros de profundidad. (Cuadro 13.)

Cuadro 7

Pemex: inversión en exploración, 1970-1976
(Millones de pesos de 1978)^a

Año	Ingresos por concepto de ventas		Inversión fija bruta realizada		Gastos de exploración		Gastos en perforación exploratoria ^b	
	(Absoluto)	(Incremento %)	(Absoluto)	(Incremento %)	(Absoluto)	(Incremento %)	(Absoluto)	(Incremento %)
1970	45,333.3		18,133.3		1,335.6		3,130.0	
1971	48,795.8	7.6	17,003.2	- 6.2	1,185.8	-11.2	3,722.8	19.0
1972	51,640.4	5.8	19,592.5	15.2	1,513.8	27.6	3,864.9	3.8
1973	53,933.5	4.4	20,832.4	6.3	1,189.7	-21.4	3,141.3	-18.7
1974	72,401.9	34.2	22,474.6	7.9	1,282.3	7.8	3,211.9	2.2
1975	79,420.6	9.7	29,368.0	30.7	1,258.4	-2.0	3,233.6	0.6
1976	75,929.9	-0.005	34,644.0	18.0	1,344.3	7.0	3,590.7	11.0

^a Con base en el Índice general de precios al mayoreo en la ciudad de México, según cifras del Banco de México, S.A.

^b Estos gastos se consideran inversión.

Fuente: Con base en SPP, *La industria petrolera en México*, México, 1980.

Cuadro 8

Pemex: brigadas de exploración, 1971-1976
(Grupos de operación)

	Geología superficial	Geología subsuelo	Sismología	Gravimetría	Magnetometría	Mixta	Total	Incremento %
1971	27	16	23	5	1	1	73	3
1972	22	17	24	5	1	2	71	- 3
1973	26	17	30	5	1	3	82	15.5
1974	28	23	21	7	2 ^a	4	85	3.6
1975	29	23	23	9	2	4	90	6.0
1976	32	23	21	9	—	3	88	- 2.0

^a A partir de este año es magnetometría aérea.

Fuente: IMP, *Estadística de uso interno*, mimeo. México, 1981.

Cuadro 9

México: actividades de exploración en el mar, 1970-1976

Años	Grupos/meses trabajados ^a		Participación en el total nacional
	Absolutos	Variación %	
1970	2	0.0	0.2
1971	—	—	—
1972	10	—	1.1
1973	8	- 20.0	0.8
1974	5	- 37.5	0.5
1975	16	220.0	1.5
1976	2	- 87.5	0.2

^a Número de brigadas multiplicado por los meses de trabajo.

Fuente: SPP, *La industria petrolera en México*, México, 1980.

Cuadro 10

México: pozos exploradores perforados, 1971-1976

Año	Productivos	Totales	Variación %
1971	38	129	0.0
1972	43	142	10.1
1973	30	103	-27.5
1974	23	98	- 4.9
1975	17	85	-13.3
1976	25	79	- 7.1

Fuente: IMP, *Estadística de uso interno*, mimeo. México, 1981.

Cuadro 11

**Pemex: actividad de perforación exploratoria lacustre y marina,
1970-1976
(Pozos perforados)**

Años	Absolutos	Variación anual %	Participación en el total %
1970	12	100.0	9.3
1971	7	- 41.7	5.4
1972	—	—	—
1973	19	—	18.4
1974	3	- 84.2	3.0
1975	5	66.7	5.8
1976	6	20.0	7.5

Fuente: SPP, *La industria petrolera en México*, México, 1980.

Cuadro 12

Pemex: brigadas por zonas, 1970-1976

Año	Total	Noreste	Norte	Poza Rica	Sur
1970	71	22	15	15	20
1971	73	21	14	18	23
1972	71	20	15	21	23
1973	82	18	14	21	29
1974	85	22	18	16	26
1975	90	23	23	20	25
1976	88	23	20	25	18

Fuente: SPP, *La industria petrolera en México*, México, 1980.

Cuadro 13

**Pemex: perforación exploratoria por distritos, 1970-1976
(Pozos terminados)**

Año	Noreste	Ebano	Cerro Azul	Poza Rica	Veracruz	Zona Sur	Total
1971	37	13	14	18	3	44	129
1972	51	10	16	10	7	48	142
1973	25	10	3	8	8	49	103
1974	26	9	5	12	10	38	98
1975	31	7	1	6	8	34	85
1976	36	8	—	5	10	20	79

Fuente: IMP, *Estadística de uso interno*, mimeo, México, 1981.

En cuanto a resultados, si bien los trabajos en geología y geofísica así como en perforación de pozos no fueron de la cantidad y continuidad requerida (como se recordará estas actividades venían muy rezagadas de años anteriores), es inegable que algunos de ellos estuvieron bien encaminados. De 1971 a 1973 se descubrieron nuevos yacimientos de petróleo y gas en las áreas productoras de Tampico, Reynosa y Poza Rica; se encontraron cinco campos de gas en Nuevo Laredo y se hicieron los primeros hallazgos en áreas geológicas nuevas, en el cretáceo de Chiapas y Tabasco,⁵⁸ que habrían de constituirse en las más prolíferas en toda la historia de la industria petrolera.

En la región petrolera de Reforma, entre Chiapas y Tabasco, se terminaron, en 1972, dos pozos exploradores a profundidades de 4,197 y 3,760 metros, Sitio Grande y Cactus, los cuales alimentaron la idea de la existencia de grandes acumulaciones de petróleo y gas en dicha región.

Las posibilidades de exploración de este campo productor no habían sido comprobadas en años anteriores porque no se había perforado a más de 4,000 metros, lo cual obedecía a criterios esenciales técnicos. Si bien el equipo apropiado se encontraba disponible en el mercado internacional, y a pesar de haberse identificado geológica y físicamente las estructuras, Pemex no corrió el riesgo de perforar en la zona porque no había suficiente garantía de que las rocas de mayor edad pudieran contener petróleo en grandes cantidades,⁵⁹ a tal punto que justificaran un incremento conside-

⁵⁸ En Chiapas y Tabasco ya se conocían acumulaciones del período terciario; pero, al perforar a mayor profundidad —entre 4,000 y 6,000 metros—, se localizaron acumulaciones del cretáceo y jurásico, que pertenecen a la era mesozoica, que data de 65 a 230 millones de años.

⁵⁹ Desde antes de 1959 se habían perforado rocas jurásicas, pero éstas no tenían la suficiente porosidad para acumular petróleo en grandes cantidades.

rable en los costos.

Sin embargo, dados los resultados ampliamente positivos aportados por Sitio Grande y Cactus a finales de 1972 (produjeron un promedio de 4,000 bd, superior al general que era de 112 bd), se movilizó hacia esa zona, en el lapso de un año, a 38 equipos de perforación, con capacidad para perforar de 5,000 a 6,500 metros. Además, con el fin de delimitar las estructuras de esta región, se tomó la decisión de continuar con las interpretaciones geológicas y geofísicas.⁶⁰

Como consecuencia de tales descubrimientos, algunas regiones que estaban dentro de los planes de prospección fueron relegadas, considerando que su reconocimiento representaría inversiones de menor rentabilidad y que los plazos que durarían los descubrimientos serían relativamente largos.⁶¹ En cambio, los nuevos hallazgos en Chiapas-Tabasco permitían prever la extracción de grandes volúmenes de hidrocarburos, a plazos mucho más cortos y con menor inversión.

En suma, de 1971 a 1973 la perforación exploratoria y los estudios de campo acusaron un incremento modesto, debido fundamentalmente a que algunas regiones conocidas no fueron exploradas suficientemente.⁶² Sin embargo, la revaluación y jerarquización de la información geológica llevó a Pemex a otorgar mayor atención a regiones nuevas con altas posibilidades de acumulación, lo cual cristalizó en los descubrimientos más promisorios jamás encontrados: Sitio Grande y Cactus. Estos podrían resolver el rezago en que habían caído las reservas probadas, cuyo tope teórico de disponibilidad había descendido a 17 años.

ii) La exploración en 1974-1976

Desde finales de 1973, como consecuencia del súbito incremento de los precios internacionales del crudo, Pemex concibió un ambicioso plan de

⁶⁰ En 1973 se tenían terminados 10 pozos productores en Sitio Grande y 10 en Cactus. Asimismo, se confirmó la existencia de un yacimiento en Girasol, Tabasco, al oriente del de Samaria. En los municipios de Reforma y Samaria se tenían en producción 23 pozos, los cuales confirmaron que los yacimientos descubiertos eran extraordinarios, ya que su producción de petróleo a finales de 1973 era de 71,000 bd, igual al 13% de la producción nacional. También, en busca de nuevos yacimientos en Reforma, se perforó en Samaria 101 y Sabacuy 1, ambos en Tabasco, habiéndose planeado perforar varios pozos exploradores más para conocer la capacidad productora en la región, lo cual habría de comprobarse satisfactoriamente años más tarde.

⁶¹ En 1972 disminuyó la intensidad de la exploración en Chihuahua por considerar que representaba mucha incertidumbre. *El Universal*, México, 14 de noviembre de 1972.

⁶² Esto se confirma por la declaración del Gerente de Exploración de Pemex: "... hubo sectores que debieron haber adelantado trabajos; sin embargo, debido a este vacío, estuvimos, posiblemente, relativamente dóciles". *El Día*, 18 de mayo de 1975.

expansión de la industria petrolera, el cual tenía como objetivo central eliminar las importaciones de crudo y guardar un margen de disponibilidad de las reservas de 20 años. La administración de Echeverría fijó entonces a Pemex la tarea de descubrir 5,000 mmb adicionales de hidrocarburos de 1974 a 1976.⁶³ La base de dicha meta era que había que marchar diez años adelante del vigente para planear las reservas que habrían de consumirse en la siguiente década.

En 1974 se tenía la seguridad de que las reservas descubiertas y el desarrollo de los campos posibilitarían inclusive generar excedentes exportables de crudo. A la exploración correspondía entonces dar la infraestructura necesaria para acelerar el desarrollo de dichos campos e incorporar las reservas a la producción. Pero también, no obstante que la política de exportaciones de crudo planteó inicialmente sólo excedentes marginales (30,000 bd en promedio), la exploración arrojó una cantidad de localizaciones con elevadas probabilidades de explotación que permitirían al país mayores exportaciones.

Hasta 1976, Pemex necesitaba invertir 3 mil 821 millones de pesos en estudios exploratorios y 14 mil 414 millones en perforación exploratoria y de desarrollo; pero, por limitaciones presupuestales, se estimó que únicamente se erogarían 3,462 millones en lo primero y 10,766 millones en lo segundo.⁶⁴ Las cifras presupuestadas representaban una mayor disponibilidad de recursos, logrados fundamentalmente gracias al incremento, en 1973, del precio interno de las gasolinas, así como a una mayor contratación de créditos en el exterior.⁶⁵

Al haberse logrado un nivel de autosuficiencia energética a mediados de 1974 y haberse estimado un volumen de reservas probables muy importante en Tabasco-Chiapas,⁶⁶ que abría la posibilidad de producir excedentes para exportar, se presentaba la oportunidad de producir petróleo por encima de las necesidades nacionales. Esta coyuntura se fortalecía a partir

⁶³ Nafinsa, *El mercado de valores*, Año XXXIII, núm. 51, 17 de diciembre de 1973.

⁶⁴ Nafinsa, *op.cit.*

⁶⁵ En 1973 los bancos internacionales, principalmente los de Estados Unidos, intentaron ofrecer todo tipo de facilidades con tal de que México exportara a ese país petróleo en cantidades y a precios convenientes. Dovalí rechazó algunas de estas exigencias argumentando que entonces más que nunca el petróleo era y debía seguir siendo para uso interno. (Sin embargo, en 1975, el crédito contratado aumentó 300% con respecto a 1974 y gran parte de éste provino del exterior pues los bancos nacionales no participaron más que en muy pequeña medida.)

⁶⁶ Ante la afirmación de algunos geólogos norteamericanos de que Chiapas y Tabasco podrían contener reservas de 20,000 mmb (noticia aparecida en *The Washington Post* el 14 de octubre de 1974), Pemex informó que aquéllas eran muy vastas, pero que aún no podía cuantificarlas.

de dos acontecimientos importantes: 1) el aumento de los precios internacionales del crudo otorgaba una amplia rentabilidad a las inversiones, lo que permitiría expandir la industria sin tantos tropiezos financieros (como los habidos en décadas pasadas) y 2) dada la precaria situación financiera de Pemex a partir de 1973, que motivó el endeudamiento externo, se requerían ingresos adicionales para cubrir los pagos de la deuda.

La opción de exportar pequeños excedentes le imprimía un nuevo sentido a la exploración, pues el tope teórico de 20 años de disponibilidad de las reservas habría de ser cubierto mediante una incorporación cada vez mayor y más rápida de descubrimientos.

Después de intensos debates dentro de Pemex y entre ésta y el Ejecutivo,⁶⁷ en torno a la comercialización del crudo, en 1974 se fijó una política de exportación que podría catalogarse como "conservadora" (30,000 bd en el comienzo), en virtud de que permitiría generar divisas sólo en el nivel necesario para compensar las importaciones de materiales y equipo que efectuaba Pemex y equilibrar así la balanza comercial.

Desde 1974 se le asignó a la exploración la función de crear infraestructura para producir mayores excedentes exportables. Esto se refleja en la ambiciosa meta de perforación exploratoria que se fijó, de 1974 a 1976, en la región de los campos Cactus, Sitio Grande y Samaria: 4 pozos exploradores al mes, con lo cual se pretendía darle continuidad territorial, hacia el norte y el sur, a los nuevos yacimientos y, de esta forma, incorporar más rápidamente los depósitos a las reservas probadas. En total, se programó perforar más de 150 pozos exploradores, de los que 9 serían marinos. También se perforaría en las regiones laguneras, dado que para esas fechas se contaba con los equipos y procedimientos adecuados para trabajar en tales regiones.

No obstante que Pemex empezó a contar con más recursos financieros (tan sólo en 1974 los ingresos por concepto de ventas se incrementaron en 34.2%), no se amplió el presupuesto destinado a la exploración; la suma invertida en estudios y perforación exploratoria hasta 1976 fue similar a la de 1971 a 1973. (Cuadro 5.) Este nivel de inversión parecería contradecir los planes de expansión de la industria; sin embargo, aunque las actividades en su conjunto no se expandieron a un ritmo mayor que el de 1971 a 1973, el número de descubrimientos se incrementó. Lo que da cuenta de que, con los mismos niveles de inversión en exploración durante 1974 a 1976, se obtuvieron resultados más exitosos, lo cual habría significado un grado de eficiencia mayor en la utilización de los recursos financieros.

Respecto a los trabajos de campo, su evolución de 1974 a 1976 fue poco significativa en relación al período 1971-1973, ya que el total de gru-

⁶⁷ Véase Isidro Morales, Cecilia Escalante y Rosío Vargas, *Formación de la política petrolera*, El Colegio de México, México, de próxima aparición.

pos de trabajo en prospecciones geofísicas y geológicas acusó un incremento del 2.3% en promedio anual, mientras que en 1971-1973 correspondió el 4.3%.

Se utilizaron, en número similar, las técnicas de geología superficial de subsuelo y de sismología; además, se realizó un mayor número de trabajos gravimétricos y de técnicas llamadas mixtas. (Cuadro 8.) Esta vez, las zonas sur y noreste compartieron con Poza Rica y la zona norte los trabajos de reconocimiento realizados. (Cuadro 12.)

Las brigadas geológicas realizaron estudios de detalle en los Estados de Zacatecas, San Luis Potosí, Puebla, Campeche, Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila;⁶⁸ en Guerrero, Sinaloa y Sonora se realizaron sondeos geofísicos, y en Tabasco-Chiapas se identificaron 30 estructuras con posibilidades productivas. En el mar, el número de brigadas geofísicas durante los últimos años del sexenio fue ligeramente mayor que durante los primeros: 23 contra 20, respectivamente

En cuanto a perforación exploratoria, durante 1974 y 1975 el mayor número de pozos se localizó en la zona sur, mientras que en 1976 la actividad se concentró en la zona noreste (Cuadro 13); en Ebano y Poza Rica se perforó escasamente en tales años.⁶⁹

También con fines exploratorios, Pemex perforó en la sonda de Campeche, decisión que partía de los resultados de la exploración previa, que hacían suponer que se trataba de una región petrolera.⁷⁰ A pesar de que los yacimientos de Tabasco-Chiapas eran altamente promisorios en productividad y de que la perforación en mar resultaba entre cinco y seis veces más

⁶⁸ Esto, entre otras cosas, había sido posible gracias a que el Bank of America otorgó a Pemex un crédito por 100 millones de dólares. *El Universal*, México, 23 de abril de 1974.

⁶⁹ En 1976, los gastos de perforación exploratoria en la zona sur aumentaron 100% respecto de 1973 y 36% frente al total, comportamiento que es resultado de haberse perforado a mayor profundidad. El distrito Frontera Noreste participó con 33.3% sobre el total de gastos; Poza Rica recibió en 1976 el 4% de los gastos de exploración y en perforación exploratoria su crecimiento fue -5.5% de 1974 a 1976, lo cual habría confirmado que la posibilidad de encontrar más reservas de petróleo en este distrito era cada vez más remota.

⁷⁰ Los trabajos de reconocimiento comenzaron en 1966. En 1972 se efectuaron tareas sismológicas, gravimétricas y magnetométricas, que en la primera etapa de interpretación permitieron delinear 30 estructuras, de las que el pozo Chac 1 presentaba las mejores características. De junio a septiembre de 1974 se perforó en este pozo a una profundidad de 3,400 metros, logrando penetrar a la capa terciaria, desde donde se profundizó al paleoceno. (Las características inicialmente identificadas eran sedimentos saturados de petróleo, con porosidad y permeabilidad.) En 1975 se continuó la perforación hasta 3,535 metros, encontrándose impregnaciones petrolíferas. En 1976 se inició la perforación de un segundo pozo y se hizo la prueba definitiva de Chac 1, perforando hasta 4,934 metros.

costosa que en tierra, Pemex optó por este riesgo al tener evidencias de que la región marina de Campeche tenía condiciones productoras similares a (y conectadas con) las de Tabasco-Chiapas.⁷¹ Como resultado de la indagación perforatoria, la empresa descubrió en el mar de Campeche, a unos 80 kilómetros de Ciudad del Carmen, un yacimiento productor de petróleo y gas, considerado oficialmente como uno de los más grandes del mundo.

En suelto continental, los resultados más importantes obtenidos por la exploración en 1974-1976 fueron los hallazgos situados al norte de Cunduacán y al oriente y poniente de Sitio Grande y Cactus, los cuales avivaron las expectativas de que la cantidad de yacimientos —entre ellos Mundo Nuevo, Agave, Lombarda y Zarza, cuyas producciones variaron entre 1,500 y 3,000 bd— crecería a medida que nuevos pozos confirmasen las interpretaciones. Además, el descubrimiento de otros 10 yacimientos amplió aún más las posibilidades de desarrollar aceleradamente la producción, así como también reveló que la productividad del área era mayor que lo que se había calculado en principio.

En 1976, de los 68 pozos que se habían perforado en Reforma, 61 tuvieron éxito, lo cual hablaría de un grado mayor de eficiencia en la exploración y principalmente de la vasta riqueza del manto. A finales de ese año, la producción de los 61 pozos de desarrollo fue de 451,276 bd de crudo, condensado y líquidos, es decir, el 75% de la producción de la zona sur y el 56% de la producción nacional.

En Baja California se hicieron diez perforaciones y se encontró un yacimiento de petróleo, mediante el pozo Cantina 1 (en 1975, 4 pozos evidenciaron tener petróleo y gas, pero no eran de factibilidad comercial). En Nuevo Laredo y Soto La Marina, ambos en Tamaulipas, y también en Nuevo León, se descubrieron más yacimientos de gas natural; se esperaba que los 7 pozos de Nuevo Laredo produjeran 150 millones de pies cúbicos al día en 1976.

En las áreas adyacentes al río Papaloapan, Veracruz, hubo importantes hallazgos; los nuevos campos cerca de Cotaxtla, Copite y Matapioche, produjeron 10,000 bd desde principios de 1976 y presentaban evidencias de un potencial mayor.

En áreas poco exploradas, donde se programaron trabajos de reconocimiento, San Luis Potosí, Puebla, Oaxaca, Guerrero, entre otros, no hubo descubrimientos inmediatos, aunque para confirmar o descartar sus potencialidades petrolíferas es necesario esperar algún tiempo.

No obstante que hasta 1975 hubo varios descubrimientos de magnitud importante en Tabasco-Chiapas, las reservas probadas adicionales resultaron insuficientes para lograr el tope teórico de 20 años de seguridad

⁷¹ En efecto, desde el comienzo de la exploración en Samaria, Cactus y Sitio Grande, la empresa sospechó haber localizado una provincia geológica perteneciente al cretáceo, que podría extenderse al este (hacia la frontera con Guatemala) y al oeste (centro-oriente del estado de Veracruz), así como al norte (hacia la costa).

(R/P) esperado por la administración en turno. Este desfase se explicaría porque se produjo en cantidades mayores para satisfacer las demandas interna y externa; en 1974 la R/P fue de 15 años y en 1975 estuvo en el nivel más bajo de toda la vida de Pemex: 14:1. (Cuadro 14.)

Cuadro 14

México: reservas probadas de hidrocarburos líquidos, 1970-1976

Año	Reservas probadas al 31 de diciembre (mmb)	Incorporación anual de reservas probadas	Reservas probadas Cambio neto (mmb)	Campos descubiertos	R/P
1970	5568	309	- 2	12*	18:1
1971	5528	166	- 140	15*	18:1
1972	5388	277	- 40	13*	17:1
1973	5432	371	44	12	17:1
1974	5773	728	341	8	15:1
1975	6338	1017	565	6	14:1
1976	11160	5304	4822	19	23:1

* En su mayoría con capacidad de 1 a 2 mmb de reserva probada.

Fuente: Pemex, *Anuario Estadístico 1984* e IMP, *Estadística de uso interno, op.cit.*

En 1975 se agregaron 565 mmb a las reservas probadas de hidrocarburos y, dado que la producción creció a costa de reservas adicionales (se produjeron 452 mmb, 17% más que en 1974), la R/P bajó a 14 años. A finales de 1975 las reservas probadas fueron estimadas en 6,338 mmb. (Cuadro 12.)

Con base en tal estimación de reservas (que se manejó en las *Memorias de Labores* y en los Informes del Director General de Pemex), a principios de 1976 se realizó un pronóstico⁷² de carácter “conservador” acerca del estado que guardarían las reservas y la producción de hidrocarburos hacia el año 1982. Se indicaba que si se deseaba continuar satisfaciendo la demanda interna petrolífera (a un crecimiento del 8% anual) y eliminar las importaciones y al mismo tiempo conservar en 15 años la relación R/P, debería cuantificarse a fines de 1982 un volumen de reservas probadas de 14,308 mmb, cifra que significaba un incremento en las reservas de 126% con relación a 1975. Para lograrlo, la exploración debía descubrir 12,744 mmb de hidrocarburos adicionales de 1976 a 1982, con un mínimo de 1,460 localizaciones, que permitieran la ubicación de nuevas áreas productoras.

Como se creía que el reto de descubrir ese volumen de reservas era muy grande, pues involucraba un uso intensivo de recursos humanos, financieros y técnicos, además de que el factor incertidumbre incidía desfavorablemente,⁷³ se sugirió que no se ampliaran las exportaciones futuras, sino que, por el contrario, se redujeran a un nivel mínimo. Esta sugerencia fue rechazada al tenerse una revaluación más alta de las reservas probadas.

También en 1976 el Instituto Mexicano del Petróleo dio a conocer un estudio en el que se pronosticaron la producción y las reservas (el crecimiento de la demanda interna de 8% promedio anual sirvió para estos fines). Se estimaba que, si hacia 1985 se deseaba exportar un promedio de 150,000 bd de petróleo, tendrían que descubrirse al menos 35 campos de una magnitud semejante a la de Sitio Grande.

Por este tipo de pronósticos se colige que: a) la magnitud descubierta en los horizontes acumuladores de petróleo y gas de Chiapas-Tabasco no se incorporaba a las reservas probadas y b) se creía que un alto nivel de exportaciones obligaría a que los programas de exploración marcharan a pasos forzados.

En diciembre de 1976, la adición de 4,822 mmb a las reservas probadas de hidrocarburos de 1975 resultó superior (11,160 mmb) a las de los años anteriores. (Cuadro 14.) Sin embargo, esto no fue resultado del dina-

⁷² Francisco Inguanzo, entonces subdirector de Producción Primaria, coordinó este estudio, que tuvo como título “Recursos energéticos de México y Programas de Exploración”, el cual se dio a conocer en enero de 1976.

⁷³ Podían localizarse algunos depósitos cuya magnitud no fuese económica ni técnicamente explotable, pero no cabían en la denominación de reservas probadas.

mismo de la perforación exploratoria -- por el contrario, ésta decreció en esos años-- ni del desarrollo de los campos del sureste (Reforma, básicamente), sino más bien de la introducción de un método distinto de cuantificación de reservas, menos riguroso que el anterior, que incluía otro tipo de reserva: la probada *no perforada*, es decir, aquella que está pendiente de desarrollarse en un yacimiento productor delimitado geológicamente.

2. Período 1977-1982

En el sexenio 1977-1982, es perceptible un cambio trascendental en la política de exploración de la empresa estatal petrolera. A finales de 1978, el Director General de Pemex, Jorge Díaz Serrano, sentenció ante la Cámara de Diputados que para superar la crisis económica, México tenía que hacer el máximo uso posible de su riqueza petrolera, argumentando que por tener enormes reservas probadas, Pemex podía y debía producir más; podía y debía exportar más, pues esto era aprovechar racionalmente los recursos naturales nacionales. "Había de por medio consideraciones que se relacionaban con el futuro de nuestra economía. Con ellas estaba ligado, de modo muy estrecho, el origen del crédito con que podíamos contar en el exterior para proseguir nuestras operaciones."⁷⁴

La prioridad asignada a la exploración fue la de intensificar los estudios para conocer en el menor tiempo posible la magnitud de las reservas para, primero, garantizar que se podía y debía producir más y, segundo, ofrecer garantías concretas a la banca internacional, quien había condicionado parte de sus créditos a que las divisas se emplearan para aumentar la capacidad productiva de petróleo y gas, y un elemento importante de esa capacidad lo constituía la comprobación de reservas adicionales.

La actividad exploratoria consistió en localizar áreas depositarias de hidrocarburos, que fuesen cuantificadas a corto plazo, así como evaluar el potencial petrolero de gran parte del territorio nacional. Estas acciones se desarrollaron con base en la modificación del método de cuantificación de los recursos y la inclusión de las potencialidades en la contabilidad de las reservas probadas.

La meta concreta que se fijó a Pemex entonces fue explorar 1.2 millones de km² en tierra firme y plataforma continental, que representaban el 30% del área territorial del país y el 65% de las áreas con posibilidades de acumulación, con el fin de contar, a fines de 1982, con un volumen de reservas probadas de hidrocarburos de 30,000 mmb.⁷⁵

⁷⁴ Comparecencia de Díaz Serrano ante la Cámara de Diputados, *Diario de los Debates de la Cámara de Diputados*, tomo I, núm. 22, México, 20 de septiembre de 1978, p. 11.

⁷⁵ Véase "Programa de Inversiones de Pemex", *El mercado de valores*, México, 17 de enero de 1977.

La plataforma de producción, fijada para 1982 en 2,25 mmb de petróleo y 3,600 mmpc de gas al día, se consideró factible teniendo en cuenta los 11,160 mmb de reservas probadas dadas a conocer en diciembre de 1976; no obstante, ello significaba contar con un margen de disponibilidad de las reservas de sólo 13 años.

Con los 30,000 mmb adicionales Pemex perseguía tener un margen más amplio para satisfacer, a ese ritmo de producción, las necesidades nacionales durante 48 años.⁷⁶ El giro dado a la exploración ya no consistiría solamente en localizar reservas suficientes que mantuviesen en 20 años el margen de disponibilidad, como se intentó durante el sexenio 1970-1976, sino además, evaluar las posibilidades de recuperación de hidrocarburos de gran parte del territorio nacional, para planear distintas alternativas de producción.

Uno de los propósitos del programa de exploración era el de centrar los esfuerzos en las provincias que se clasificaron como primordiales: área mesozoica de Chiapas-Tabasco, plataforma marina de Campeche, Paleocanal de Chicontepec, y Cotlaxtla, al sur de Veracruz, Arenque-Barracuda, en el Golfo de México, y Sabinas, Coahuila. Se preveía que en éstas podían localizarse reservas a corto plazo; a mediano y largo plazo, se pensaba que era probable descubrir reservas en Coahuila, Chihuahua, la Mesa Central, la Sierra de Chiapas, Sebastián Vizcaíno en Baja California y San Felipe e Isla Tiburón, en el norte del Golfo de México.

Gran parte de la actividad exploratoria (por medios geológico, geofísico y de perforación) se concentraría en el área Chiapas-Tabasco, considerada como piedra angular del futuro de México en materia de hidrocarburos, bajo el supuesto de que podía extenderse hasta la plataforma marina de Campeche y hacia gran parte de Tabasco y Veracruz. También se le daría mucho énfasis a la exploración en el mar. El Director de Pemex planteó desde entonces que la actividad en la plataforma de Campeche iba a constituir la base de las exportaciones de crudo de México.⁷⁷

En Sabinas, una de las provincias prioritarias, se habían encontrado grandes estructuras, algunas de ellas con más de 60 km de largo, según lo determinado por la geología superficial y la sismología. Los campos localizados contenían gas seco; algunos pozos tenían un elevado potencial de producción, calculado en 8 mmpc diarios. El tipo de gas, el potencial de producción y la localización geográfica del área le dieron una importancia mayor al programa de exploración ya que significaban una solución a los problemas de abastecimiento a la industria del norte del país.

⁷⁶ Declaración del director general de Pemex, en *El economista mexicano*, México, vol. XII, núm. 2, abril de 1978, p. 6.

⁷⁷ Pemex, *Informe del director general de petróleos mexicanos*, México, 18 de marzo de 1977.

A la península de Baja California se le asignaría una parte importante de los recursos, ya que los resultados de su exploración inicial hacían prever la existencia de acumulaciones sustanciales de petróleo y gas.

Una idea general de la magnitud de los gastos involucrados en estas actividades es que, de 1977 a 1982, la meta de inversión para todas las áreas de la industria fue de 310 mil millones de pesos, de los cuales un 8% se destinaría a la exploración y un 46% a la explotación.⁷⁸

En las distintas provincias era necesario perforar varios pozos para evaluar sus posibilidades de acumulación. En total, se planeó perforar 3 476 pozos, de los que 1 324 serían de exploración y 2 152 para desarrollar los campos descubiertos.⁷⁹

Pemex procuró incrementar el empleo de equipos modernos y de sistemas de computación geofísica de alto poder resolutivo y, para lograr la máxima eficiencia en la actividad evaluatoria, decidió echar mano de los nuevos procedimientos de campo, laboratorio y gabinete, con los que podría obtener informes más detallados.

En cuanto a resultados, en el primer año, 1977, se lograron cuantificar 4 842 mmb de hidrocarburos como reserva probada (equivalentes a dos veces más que el yacimiento de Poza Rica), con lo que se elevó la relación R/P a 29 años, y como reservas probables y potenciales se estimaron respectivamente, 31 000 y 120 000 mmb.

En el mismo año, la exploración había dado ya nuevos campos petroleros. En Chiapas y Tabasco se descubrieron Paredón, Cacho López, Sunuapa, Oxiacaque, Girdaldas, Arteza y Copanó, los cuales corroboraron la gran amplitud del distrito y el alto índice de productividad por pozo. En la plataforma continental frente a Campeche se descubrieron los campos marinos Akal y Bacab, de considerables dimensiones.⁸⁰ Otros campos, nuevos e importantes, que resultaron productores de gas, fueron Lampazos, en Nuevo León, y Monclova y Ulúa en Coahuila. También en Baja California se confirmó la existencia de hidrocarburos comercialmente explotables.

Debido a estos resultados, tan favorables en materia de exploración y de reservas, en marzo de 1978 Pemex anunció un cambio en los planes de producción. La meta de 2.25 mmbd trazada para 1982, se alcanzaría en 1980, dado que se tenía la convicción de que las reservas petroleras podían ser incrementadas en forma considerable.

⁷⁸ Nafinsa, *Mercado de valores*, 17 de enero de 1977.

⁷⁹ Pemex, *Informe del director general de petróleos mexicanos*, México, 18 de marzo de 1977, p. 9.

⁸⁰ Estos se localizaron en una sección de rocas cretácicas y jurásicas impregnadas de petróleo, con espesores hasta de 1,500 metros, mientras que en Poza Rica el máximo era de 200 metros.

El prever que esa meta de producción era alcanzable dos años antes de lo inicialmente planeado, era hasta cierto punto audaz pues las estimaciones se basaban esencialmente en los depósitos de la sonda de Campeche. Se esperaba que la producción de crudo añadiera cerca de 360,000 bd hacia 1982; pero para lograr esa meta sería necesario instalar varias plataformas y perforar más de 100 pozos de desarrollo.⁸¹ Una vez alcanzada esa meta de producción, el programa sería reexaminado para definir un nuevo límite deseable. Por eso, al tope de producción se le llamó “plataforma”, en tanto punto de partida para cualquier alternativa a seguir.

a. Reorientación de la estrategia de exploración

A partir de 1978, la orientación que asumió la actividad exploratoria consistió en evaluar, con la mayor prontitud posible, las reservas de hidrocarburos, ya que esto permitía a Pemex contar con varias opciones de producción ante posibles emergencias.

Para estos propósitos se tuvo que reconocer las áreas prometedoras, inclusive las que habían sido olvidadas o dejadas de lado por dificultades técnicas o por altos costos, así como concentrar los recursos en las áreas que habían probado tener una alta productividad, Reforma y sonda de Campeche.

El hecho de que el petróleo obtenido de Abkatún, en Campeche, haya resultado ligero, con bajo contenido de azufre, hacía esperar que esta zona tuviera magnitudes mayores de crudo, tanto ligero como pesado, lo cual sería suficiente para enfocar los esfuerzos en dicha área. Otro aspecto que hacía atractiva su exploración, era que los campos Akal y Abkatún (en Campeche) eran de mayor magnitud que los de Chiapas-Tabasco y sus rocas acumuladoras no sólo tenían gran porosidad sino que estaban muy fracturadas, lo cual permitiría una gran producción.⁸² Esto, no obstante que el costo de los pozos de Chiapas (a más de 4,000 metros de profundidad) era de 3 millones de pesos, mientras que los de Campeche era de 6 millones.⁸³

El Director de Pemex había descrito los descubrimientos de Campeche como “el equivalente del Mar del Norte”. En junio de 1978, en entrevista con la revista *Oil and Gas Journal*, Díaz Serrano informó que se habían identificado, mediante métodos sísmicos, más de 200 estructuras, mucho más extensas que las de Reforma y que, de ser productoras, lo serían más que las de Tabasco-Chiapas. De las diez estructuras perforadas hasta entonces, siete habían resultado muy prolíficas. En esta fecha, Pemex

⁸¹ *Petróleo internacional*, vol. 34, núm. 11, México, noviembre de 1976, p. 43.

⁸² Franco, Álvaro, *Petróleo internacional*, vol. 35, junio de 1977.

⁸³ *Oil & Gas Journal*, vol. 76, Estados Unidos, junio 5, 1978, p. 96.

había terminado el pozo Ixchell en la sonda de Campeche, que indicaba la existencia de estructuras potencialmente acumuladoras de petróleo y que conectaría con la Sierra Madre Suroccidental, formando una área de 500 km cuadrados. Bernardo Grossling, geólogo chileno, interpretó dichos resultados como un aumento en 160 mmb el monto de las reservas potenciales. Arthur Meyerhoff, estadounidense, hizo estimaciones semejantes.⁸⁴

El 1º de septiembre de 1978, el Presidente López Portillo anunció en su Segundo Informe que, basándose en las riquezas del mar de Campeche y de Tabasco-Chiapas, México contaba con reservas potenciales de 200,000 mmb de hidrocarburos.

Al finalizar 1978, las reservas probadas ascendieron a 40,194 mmb, equivalentes al 151% de incremento respecto de 1977, el mayor crecimiento en toda la historia de la industria del petróleo, a lo cual contribuyeron de manera significativa los hallazgos en la sonda de Campeche y los de una nueva área petrolera, Paleocanal de Chicontepec, situado entre los Estados de Puebla, Veracruz e Hidalgo.

De mucha importancia es que las reservas probadas de hidrocarburos de la zona sur (Chiapas, Tabasco y Campeche) se incrementaron 60% durante 1978. Sin embargo, frente al total de las reservas, esta zona disminuyó su importancia relativa al pasar del 64% en 1977 al 41% en 1978, incidiendo en este descenso la incorporación de las reservas probadas en Chicontepec, cuya participación en el total nacional llegó al 44%. En tal año las reservas probadas de esta región se estimaron en 10,960 mmb, las de condensado en 1,325 mmb y las de gas seco, convertido a líquido, en 5,355 mmb.

A pesar de que desde 1931 se conocía la existencia de hidrocarburos en Chicontepec, al parecer no se le había tomado en cuenta porque se temía que la formación tuviera pobres características de recuperación y porque su explotación no sería económica; en su lugar, se le dio prioridad a Poza Rica.⁸⁵ Y cuando los campos de este distrito dieron indicios de su posible agotamiento, se decidió reestudiar la cuenca de Chicontepec y comenzar con las primeras perforaciones exploratorias; este interés se asentaba en el progreso habido en técnica de fracturamiento, la cual mostró que podrían obtenerse mayores cantidades de hidrocarburos.⁸⁶ La perforación exploratoria, cuyo objetivo era delinear Chicontepec, se inició en 1973 y hacia 1978 se habían perforado 448 pozos de los cuales 349 resultaron productivos. Sin embargo, debido al escaso factor de recupera-

⁸⁴ *The Washington Post*, Washington, 9 de noviembre de 1978.

⁸⁵ Sepafin, Dirección General de Petróleo, *Proyecto Chicontepec*, México, enero, 1979.

⁸⁶ Comisión Intersecretarial, Sepafin, SPP, *Las reservas de la formación Chicontepec*, México, mayo de 1980.

ción técnica y económica característico de esta área, se originó un importante debate, dentro y fuera del país, acerca de si lo que se contabilizaba eran o no reservas probadas.

Otros hallazgos, que en 1978 incrementaron, aunque en proporción menor, las reservas probadas de hidrocarburos fueron los de la cuenca de Sabinas, Coahuila. En esta provincia se confirmó un alto potencial de gas, ya que se obtuvo un promedio de producción por pozo de 8 mmpc diarios, superior al millón que se obtenía en el área de Reynosa.

Hasta entonces, las reservas probadas venían mostrando una tendencia creciente, la cual era resultado tanto de los nuevos campos petroleros localizados con los estudios geológicos y geofísicos como de un incremento considerable en el número de pozos exploradores y, en menor medida, de la información que aportaron algunos pozos estratigráficos.

Desde 1978 hasta 1982 hubo esfuerzos constantes en materia de trabajos de campo y de gabinete, catalogados éstos como estudios de interpretación. Los gastos en este tipo de estudios exploratorios se incrementaron sustancialmente, pasando de 1,977 millones de pesos a 5,998 millones entre 1978 y 1981 (Cuadro 15). La principal tarea de estas brigadas consistió en evaluar todas las zonas petroleras desde el punto de vista de la sismología superficial y la geología del subsuelo, habiéndose logrado avances en lo que se refiere a la evaluación con técnicas mixtas (gravimetría-magnetometría) y en cuanto al uso de tecnologías nuevas. (Cuadro 16.)

Cuadro 15

Pemex: gastos de exploración, 1977-1982 (Millones de pesos)

Año	Exploración ^a	Perforación exploratoria ^{a,b}	Total ^a	Total ^c
1977	1,190.0	3,156.1	4,346.1	5,030.2
1978	1,535.0	6,400.8	7,935.8	7,935.8
1979	5,176.6	7,630.6	12,807.2	10,826.0
1980	4,991.8	12,016.7	17,008.5	11,554.7
1981	31,355.7	14,897.6	46,253.3	25,233.7
1982	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.

s.d. Sin datos

^a Precios corrientes.

^b Estos gastos forman parte del costo de operación de los campos petroleros. Incluye los gastos de perforación capitalizables.

^c Precios de 1978. Con base en el índice general de precios al mayoreo de la ciudad de México, base 1978 = 100. Banco de México, *Indicadores económicos*, Cuaderno mensual, núm. 124, México, marzo de 1983.

Fuente: SPP, *La industria petrolera en México*, México, 1983.

Cuadro 16
Pemex: brigadas de exploración, 1977-1982
(Grupos en operación)

Año	Geología superficial	Geología subsuelo	Sismología	Gravimetría	Magnetometría	Mixta ^a	Otras ^b	Total
1977	29	20	23			12		84
1978	42	19	28		2	16	1 ^c	108
1979	55	19	32		2	19		127
1980	59	20	30	1 ^d	1	24	15	150
1981	66	20	31	1 ^d	5	20	18	161
1982	60	20	24		2	22	10	138

Notas:

^a Gravimetría-Magnetometría

^b Geoquímica

^c Resistividad eléctrica

^d Aérea

Fuente: IMP, *Estadística de uso interno*, mimeo, México, 1981.

Desde 1978 se había comenzado a trabajar con otras tecnologías, tales como el uso sistemático de métodos geoquímicos para investigar la capacidad generadora de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del país. También destacaron los estudios gravimétricos aéreos, el simultáneo de sismología en zonas bajas costeras y los estudios sismológicos tridimensionales marinos, en la plataforma de Campeche, que sirvieron para fijar con mayor exactitud la posición de los pozos.⁸⁷ Para mejorar la información recabada en los trabajos exploratorios se adoptaron técnicas avanzadas, tales como la "sniffer", que determinó el flujo de hidrocarburos que provienen del fondo marino.

Los trabajos de las brigadas de campo se realizaron principalmente en regiones de la zona sur (Nanchital, El Plan, Agua Dulce, Comalcalco, Ciudad Pemex y sonda de Campeche), así como en los distritos Frontera Noreste, Poza Rica y Papaloapan. (Ver Cuadro 17 y Mapa 2.)

Como consecuencia de los análisis geológicos y geofísicos, fue posible evaluar las áreas con posibilidades de almacenamiento de hidrocarburos. La superficie total del territorio mexicano, incluyendo sus plataformas continentales, hasta la isobata de 500 m., es de 2,512,067 km²; de ésta 1,831,300 km² contienen en su subsuelo una potente secuencia de rocas sedimentarias. Hasta 1976, se tenía evaluado exhaustivamente el 10% de la superficie con potencial petrolífero y en 1981 se avanzó al 15%. Quedaba un 85% —1,556,605 km²— de territorio por reconocer.⁸⁸ Cerca del 50% de dicha evaluación se siguió concentrando en la planicie costera del Golfo; el resto, en otras áreas con altas posibilidades y en cuencas sedimentarias con algunas expectativas para descubrir petróleo a largo plazo.

Durante estos años Pemex realizó estudios preliminares en nuevas provincias: Mesa Central, Plataforma de Valles, San Luis Potosí y Sierra de Chiapas, pero se requerían más estudios, mediante técnicas complementarias, para su definición. Se realizaron otras evaluaciones en Guerrero, Oaxaca y Veracruz, que ratificaron la posibilidad de postularlas como potencialmente petroleras. Hubo algunos avances en lo que respecta al Golfo de California y a las provincias marinas de Mazatlán y Salina Cruz. También se localizó otra zona en Coahuila y Durango, con posibilidades de contener petróleo y gas, y se dio continuidad a los trabajos de gravimetría y magnetometría para proceder al inicio de la perforación exploratoria.⁸⁹

Como resultado de la evaluación de estas áreas, cuyas posibilidades

87 Pemex, *Memoria de labores*, 1979, México, 1980.

88 Pemex, *Memoria de labores*, 1981, México, 1982.

89 Pemex, *Memoria de labores*, años de 1977 a 1981.

Cuadro 17

Pemex: brigadas tierra adentro, por zonas, 1977-1982
(Grupos por mes)

Zona	1976	%	1977	%	1978	%	1979	%	1980	%	1981	%	1982
Sur	207	21	259	28	305	27	356	25	480	27	529	30	s.d.
Poza Rica	299	30	261	26	318	26	353	24	418	23	351	18	s.d.
Noreste	254	26	242	25	350	29	454	32	580	32	513	33	s.d.
Norte	225	23	207	21	218	18	277	19	327	18	374	19	s.d.
Total	985	100	969	100	1 191	100	1 440	100	1 805	100	1 767	100	

Fuente: SPP, *La industria petrolera en México*, México, 1980 y 1983.

de explotación se consideraron a largo plazo, así como de las de Tabasco-Chiapas, Golfo de Campeche, cuenca de Sabinas y cuenca de Chicontepec, con posibilidades a corto y mediano plazos, en 1981 se estimaron 250,000 mmb de hidrocarburos líquidos totales como reserva potencial original.

En lo que se refiere a la perforación exploratoria, ésta observó una tendencia irregular y, en general, promedió una tasa desfavorable de -2% durante los seis años. (Cuadro 18.) En total, se perforaron 470 pozos hasta finales de 1982, cifra que estuvo por debajo de los 1,324 fijados como meta.

En las *Memorias de Labores* de Pemex se achaca que los programas de perforación exploratoria marcharon con retraso debido a varios factores:

- a) En Reforma hubo que perforar pozos a más profundidad de lo que se había calculado para detectar nuevos yacimientos, lo que incidió desfavorablemente en la duración del proceso perforatorio. Mientras que un pozo de 4,000 metros se perforaba en 100 días, otro de 6,000 requería un poco más de 300 días.⁹⁰
- b) La perforación en el mar, mediante plataformas, tuvo características distintas a la terrestre, que obligaron a modificar criterios y a usar otros sistemas de transporte, comunicación y apoyo para la movilización de maquinaria y materiales de equipo.
- c) El grado de complejidad encontrado en la geología de las formaciones dio por resultado una mayor duración de los procesos de terminación de los pozos.
- d) Los atoramientos ocasionales en el transporte tuvieron repercusiones en el aprovisionamiento oportuno de los equipos.
- e) Las condiciones climatológicas adversas obligaron en ocasiones a detener la perforación en el mar.

Las barras de perforación requeridas para la exploración en el mar fueron provistas por compañías de Estados Unidos. No obstante que la técnica de perforación de Pemex era competente, no se tenía el equipo ni la experiencia suficientes para explorar en este medio. Consultores estadounidenses asesoraron a los técnicos locales en esta tarea. Estas compañías trabajaban generalmente para similares mexicanas firmantes de los contratos, preservándose así una especie de "cordón higiénico" entre Pemex y las corporaciones extranjeras.⁹¹

⁹⁰ Esta diferencia se atribuye a la disminución de la velocidad de penetración, a mayores obstáculos a las incursiones para el cambio de barras de perforación, así como a las altas presiones de fluidos y pérdidas de circulación, todo lo cual requiere elaboración y mantenimiento especial de los lodos de perforación.

⁹¹ *Fortune*, Estados Unidos, 10 de junio de 1978.

Cuadro 18

Pemex: perforación exploratoria y campos descubiertos, 1977-1982¹

Año	Pozos exploradores perforados	Incremento %	Pozos exploradores que resultaron productores	Exito (pozos productores/ pozos totales) %	Total de campos descubiertos anualmente	Campos descubiertos en el mar	Campos descubiertos productores de petróleo
1977	79	—	30	38	26	2	17
1978	83	5.1	28	34	20	2	11
1979	83	—	30	36	25	6	17
1980	85	2.4	35	41	34	5	28
1981	70	17.6	24	34	21	1	10
1982	70	—	18	26	18	2	10
1977-82	470	- 1.4	165	35	144	18	93

¹ Considera campos de gas y de crudo, en tierra y mar.

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, México, años 1976 a 1982.

Dentro de los problemas que hubo que enfrentar, es conveniente destacar el de la perforación del pozo explorador marino Ixtoc 1, frente a las costas de Campeche, en el Golfo de México. Este pozo se comenzó a perforar en diciembre de 1978 con el propósito de probar nuevas estructuras. Pemex informó que cuando se llegó a una profundidad de 3,627 metros se presentó súbitamente la pérdida total del lodo de perforación. Después de haberse controlado la fuga, se procedió a sacar la tubería para colocar un tapón de diesel y cemento y así continuar perforando. Cuando todavía faltaba por extraer la herramienta de perforación, inesperadamente apareció un flujo de gas y petróleo. Se intentó cerrar las válvulas de seguridad sin lograrlo e instantes después se generó un incendio que ocasionó la caída de la estructura de perforación al fondo del mar, inutilizándola casi por completo.⁹² El Director de Pemex informó que los lodos de perforación se perdieron porque se había penetrado en un yacimiento de formación mesozoica, de alta porosidad y con la posible presencia de zonas cavernosas.⁹³

Ciertamente, Ixtoc 1 logró exaltar la importancia petrolera del yacimiento marino de Campeche, permitiendo comprobar que la formación productora en el pozo descubridor Chac 1 se extendía 25 km hacia el occidente, incrementando así el área productora y las reservas en el mar. Desgraciadamente, dicho accidente, en términos de tiempo, costos de reparación y petróleo desperdiciado, ha sido uno de los más grandes en el mundo que registra la perforación exploratoria. Díaz Serrano explicó en la Cámara de Diputados que la magnitud del yacimiento era de 10,104 mmb de reservas probadas. Probablemente, con el afán de sacar las máximas ganancias del auge petrolero, se perdieron de vista algunos principios elementales: en la búsqueda o producción de petróleo no basta hacer el orificio en el terreno hasta alcanzar la estructura productiva; la perforación también debe permitir el control de líquidos y gases con los que pueda obtenerse información y se pueda obturar y proseguir con los restantes procesos.

También es necesario ponderar que —como ocurrió en épocas anteriores— la mayor parte del equipo estuvo primordialmente asignado al desarrollo de campos, con lo que el desarrollo de la exploración resultó afectado. Otro factor sería la implantación del método de cuantificación de las reservas probadas: éstas podían ser estimadas a partir de 3 a 10 pozos estratégicamente ubicados, en vez del sistema de perforar un número indeterminado de pozos.

⁹² Pemex, *Memoria de labores, 1979*, México, 1980.

⁹³ *Ibidem*. Para detalles de las implicaciones económicas, ecológicas, sociales y políticas del accidente del Ixtoc 1, véanse: Alonso, Angelina y Carlos Roberto Lopez, *El sindicato de trabajadores petroleros, op.cit.*; Márquez Miguel, "Las lecciones del accidente del pozo Ixtoc 1", *Cuadernos sobre prospectiva energética*, núm. 74, Programa de energéticos, El Colegio de México, México, 1984.

Aunque los programas marcharon por debajo de los límites previstos, los resultados de la perforación exploratoria no fueron menos favorables, pues se descubrieron 114 campos y 21 extensiones. De éstos, 93 fueron de petróleo y 51 de gas. El nivel de aciertos en la perforación (pozos perforados que resultaron ser productores) fue mayor que el del sexenio previo: 35% contra 26%.

En general, la perforación de exploración durante 1977-1982 se concentró en el distrito de Comalcalco, en Reforma, y en la sonda de Campeche. Ambas regiones llegaron a participar hasta con el 40% del total de pozos perforados. Otras áreas, también importantes en cuanto a número de pozos exploradores, fueron Reynosa y Monclova, en el distrito Frontera Noreste. (Cuadro 19.)

La perforación exploratoria en Poza Rica, que durante los años 1971 a 1976 perdió su dinamismo, por haberse considerado que las expectativas de nuevos hallazgos eran escasas, tomó nuevo giro a partir de 1977: al ser revaluada la información estadística, se estableció que si se perforaba a mayor profundidad podría encontrarse más petróleo y, como resultado de las nuevas perforaciones, se encontraron diez campos adicionales.

Hasta 1977, la perforación terrestre había sido proporcionalmente mayor que la marina, pero en los años siguientes se invirtió esta tendencia y en 1979, cuando se aceleraron las perforaciones para delimitar los yacimientos de Campeche,⁹⁴ la perforación marina llegó a representar el 88% del total perforado. La riqueza de estos descubrimientos hizo aumentar a 72,008 mmb el monto de las reservas probadas de hidrocarburos líquidos totales (1,136% con respecto a las cuantificadas en diciembre de 1975), a 90,000 mmb el de las probables y a 250,000 mmb el de las potenciales originales.

Un balance de la actividad exploratoria demuestra que las metas fijadas por Pemex a esta área fueron logradas y rebasadas antes de lo previsto. De 1976 hasta 1982 Pemex esperaba incorporar 30,000 mmb de hidrocarburos a la reserva probada, lo que significaría una disponibilidad neta de 42,000 mmb; sin embargo, dicha actividad tuvo un grado de intensidad tal, que en 1980 la empresa estatal anunció que la reserva probada había llegado a los 72,000 mmb. En el mismo sentido, para el final del sexenio se deseaba alcanzar un cociente de 48 años entre reservas y producción, pero en 1980 el nivel alcanzado fue de 59 años. En cuanto a producción de crudo, la meta de doblar la capacidad existente se logró también dos años antes del límite programado; en efecto, en 1980 se superaron temporalmente los 2.25 mmbd propuestos para 1982 e inclusive se llegó a la cantidad de 2.4 mmbd.⁹⁵

⁹⁴ En 1982 el área productiva de este Estado tenía una extensión de 8,000 km², que incluía 14 campos productores descubiertos dentro de los que destaca el complejo Catarell, el de mayor tamaño e importancia.

⁹⁵ Esta cifra fue registrada en septiembre de 1980. En todo el año, la producción de crudo promedió 1.94 mmbd.

Cuadro 19

Pemex: pozos de exploración terminados por distrito, 1977-1982

Año	Noreste	Ebano	Cerro Azul	Poza Rica	Papaloapan	El Plan	Nanchital	Agua Dulce	Comalcalco	C. Pemex	Sonda de Campeche	Total
1977	21	5	3	8	11							79
1978	23	—	4	7	13							83
1979	26	2	3	5	7	2	0	1	19	3	15	83
1980	28	1	1	19	3	0	0	1	18	3	11	85
1981	37	3	6	7	2	3	0	4	6	2	0	70
1982	35	3	1	8	1	2	0	1	13	3	3	70

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, México, años 1976 a 1982.

En 1980, al contabilizarse globalmente las reservas probadas y probables, las autoridades responsables en la materia cifraban en 70 años el margen teórico de abastecimientos futuros. Partiendo de esta estimación, el gabinete económico llegó a considerar que la plataforma productiva fijada en 2.25 mmbd podía ser aumentada sin que ello pusiera en peligro la disponibilidad inmediata de las reservas. Esta propuesta fue aprobada oficialmente a través del Programa Nacional de Energía (PNE), en el que se estableció en 2.5 mmbd el límite a producir.

No obstante que dicho Programa no especificaba un cambio sustancial inmediato en el ritmo productivo, sí señalaba la necesidad urgente de intensificar las exploraciones para localizar, cuantificar y confirmar las reservas como una medida de seguridad. El surgimiento del PNE reforzaba así el interés de la administración de Pemex por evaluar lo más rápidamente posible el potencial petrolero del país. Aparte de generar la información indispensable para la planeación del sector energético, la finalidad del PNE era implantar una estructura de producción y consumo de energía que facilitara la transición gradual y ordenada a una situación de escasez.

El PNE estimaba que hacia 1990 la demanda nacional de energía sería de aproximadamente 4.4 mmbd de petróleo equivalente, en los cuales los hidrocarburos participarían con 3.74 mmbd, es decir, el 85%. Tomando este monto como referencia, los 60,126 mmb cuantificados en 1980 como reservas probadas alcanzarían a satisfacer las necesidades nacionales durante 44 años. Si a lo anterior se agregasen 1.6 mmbd para exportar, el margen de seguridad en las reservas se reduciría entonces a 31 años, es decir, 17 años abajo de los 48 deseados.

¿Cuáles fueron los motivos y justificaciones que en 1978 llevaron a Díaz Serrano a decidir un límite tan alto como el de 48 años?

El Director General de Pemex justificó entonces, ante la Cámara de Diputados, que en el proceso productivo no era prudente "amarrarse" con pocas reservas, debido a lo cambiante de la situación y a lo difícil que era establecer parámetros fijos en el tiempo. Según él, había que ser *flexibles* para poder responder a las *distintas circunstancias* que se presentaran.

Por su parte, algunos geólogos petroleros argumentaban que, a pesar de que el monto alcanzado en las reservas era muy alto, éstas deberían seguir siendo evaluadas por la exploración, con el fin de *no* cancelar perspectivas. Explicaban que no todas las regiones petroleras del país ofrecían perspectivas de acumulación y factores de recuperación idénticos, por lo que la exploración no debía de correr riesgos innecesarios y aconsejaban utilizar tecnologías que, de acuerdo con sus características geológicas, ofrecieran mayores posibilidades de aprovechamiento.⁹⁶

Entre los argumentos en contra, había uno que, apoyándose en criterios meramente económicos, planteaba que un margen de seguridad de 20

⁹⁶ Meneses de Gyves, *El nuevo petróleo de México*, *op.cit.*

años era suficiente, y que una cantidad mayor significaría demasiada cautela, *inmovilización improductiva de capitales* en el subsuelo y, por lo tanto, un encarecimiento de la producción. Quienes sustentaban esta posición se cuestionaban si a partir de una relación R/P de 20 a 1, que involucraba inversiones sumamente elevadas, convenía seguir evaluando mayores reservas probadas o si lo que se invertiría en perforación exploratoria debía canalizarse a solventar obstáculos en otras áreas.

Otros analistas plantearon que para seguir incrementando las reservas probadas bastaba con ejecutar adecuadamente las técnicas de recuperación secundaria, lo que redundaría en costos relativamente inferiores a los utilizados por la exploración. Sin embargo, dado que la información sobre los yacimientos no se encontraba completa y debidamente integrada, el riesgo de aplicar dichas técnicas habría sido su poca efectividad.⁹⁷

Si el único objetivo de la exploración hubiese sido la localización de nuevas reservas para apoyar una meta de producción petrolera de 2.7 mmbd, conservando un margen de sólo 20 años, no habría sido necesario intensificar las actividades evaluatoria y perforatoria puesto que únicamente se habrían necesitado descubrir 22,333 mmb de hidrocarburos adicionales a los 11,160 mmb cuantificados al 31 de diciembre de 1976. Lo cierto es que en 1980 ya se habían hecho descubrimientos por 49,000 mmb adicionales.

Con este monto de reservas, aparentemente ya no era necesario intensificar la exploración, a menos que se tuviera el propósito de ampliar progresivamente la plataforma de exportaciones. En efecto, en 1980, Pemex envió al Ejecutivo una propuesta para aumentar a 3.7 mmbd la producción de crudo, con el fin de exportar 2 mmbd, la cual fue rechazada, argumentando que ello no tendría un efecto significativo sobre el crecimiento económico del país, debido a las limitaciones de la capacidad productiva. Por tanto, se consideró conveniente mantener el nivel de exportaciones en 1.5 mmbd y el ritmo productivo en 1.7 mmbd.

b. La coyuntura internacional de 1981 y su impacto en la estrategia productiva de Pemex

A partir de 1981, en vista de los descensos experimentados por los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional, Pemex se vio obligada a modificar su estrategia de producción de crudo. Dado que la estructura de la demanda internacional de petróleo crudo se invirtió a la preferencia del ligero por el pesado, fue necesario que Pemex reorientara la perforación exploratoria hacia ese tipo de crudo (localizado en la sonda de Campeche, cerca de Ixtoc 1), así como al super ligero (parte sureste de Tabasco), y

⁹⁷ Véase: Sepafin, *Propuesta para lineamientos de una política energética*, México, 1979, p. 67.

rezagarla en la mitad noroeste de dicha sonda, que esencialmente contenía petróleo pesado (véase Mapa 2) y debido a que su producción de crudo ligero había comenzado a declinar y se corría el riesgo de no cumplir con las exportaciones pactadas.

Durante 1981 las reservas probadas de hidrocarburos se incrementaron en 11,882 mmb, lo cual se debió principalmente a la revaluación de las estimaciones de crudo y gas recuperable de los 14 yacimientos productores de aceite volátil y de gas y condensado, localizados en Reforma.⁹⁸ Las reservas probadas contabilizadas entonces, 72,008 mmb, estaban integradas por 48,084 mmb de crudo (67%), 8,915 mmb de líquido de gas (12%) y 15,009 mmb de gas seco equivalente a crudo (21%). Las reservas probables aumentaron a 58,650 mmb y las potenciales originales se mantuvieron en 250,000 mmb.⁹⁹

En dicho año los trabajos de reconocimiento realizados en áreas de la plataforma continental del Golfo de México y del Océano Pacífico, donde los estudios previos habían indicado la posibilidad de que existiera petróleo ligero, tuvieron el propósito de delinear un panorama capaz de permitir a México escoger el tipo de petróleo que necesitaría para consumo interno y para exportar.

En efecto, en la provincia geológica de San Felipe-Isla Tiburón, en el litoral del Pacífico, fueron localizados inmensos yacimientos de hidrocarburos gaseosos, con probabilidades de ser explotados comercialmente. Y en Huimanguillo, Tabasco, Pemex encontró un yacimiento de crudo super ligero, rico también en gas, y con probabilidades de alto aprovechamiento. También en el área de Tabasco-Chiapas se hicieron otros descubrimientos importantes, entre ellos, sendos yacimientos en los campos Jujo y Arrastradero, con potencialidades de producción semejantes a los de Antonio J. Bermúdez (519,000 bd), situado en la misma área. Estos hallazgos comprobaban al parecer la hipótesis de que los yacimientos más profundos eran los productores de crudo ligero y superligero.

En 1982, a raíz del desajuste financiero de Pemex provocado por la caída del precio del petróleo, hubo que aplazar los trabajos de reconocimiento en otras regiones del país —Golfo de California, mar de Sinaloa, Tampico, Faja de Oro y Coatzacoalcos, en Veracruz, y norte de Yucatán— y a cambio se decidió concentrar aún más la exploración en el sureste,¹⁰⁰

⁹⁸ Al finalizar 1981 había 26 campos en Tabasco-Chiapas, la mayoría de los cuales producía petróleo y gas asociado. Estos pozos eran tratados generalmente con ácido para estimular el flujo y se llevaban operaciones de recuperación secundaria en el campo Antonio Bermúdez. Véase: *Oil and Gas Journal*, Estados Unidos, vol. 79, núm. 34, 24 de agosto de 1981.

⁹⁹ Con estas riquezas México había logrado escalar al 6º lugar en el mundo en reservas probadas de hidrocarburos líquidos totales.

¹⁰⁰ Esta área, con 36 pozos productores de 1,720,000 bd, junto con Tabasco-Chiapas, aportaron el 91% de la producción nacional de ese año.

en donde se tenía mayor probabilidad de confirmar la acumulación de petróleo, principalmente del tipo ligero, que más requería el mercado internacional.

Hacia este fin, en Nicapa y Muspac, frente a la sierra de Chiapas, se encontraron estructuras cuyo potencial del tipo superligero (59^o API) se determinó como muy importante; de igual forma fueron considerados los hallazgos en Simojovel y Yaxchilán, en Chiapas; en Cárdenas, Tabasco, se encontró un yacimiento productor de ligero de 39^o API, cuyas características geológicas se consideraron similares al complejo Antonio Bermúdez en Reforma.

Pemex necesitaba más crudo ligero porque había dado prioridad a la localización de campos de crudo pesado en Cantarell,¹⁰¹ por encontrarse esta formación a menor profundidad y presentar pocos problemas de perforación. Esta medida incidió negativamente en la estructura de exportaciones petroleras (fijada en 1980 y compuesta por 50% del tipo *Maya* y 50% del tipo *Istmo*), así como en el proceso de refinación interna: 1) Pemex se vio obligada a aumentar al 55% la proporción del *Maya*, en vista de la ineficiente disponibilidad del *Istmo*¹⁰² y por el riesgo de perder competitividad en el mercado internacional;¹⁰³ 2) paradójicamente, el alto porcentaje del crudo pesado (50% en 1981 y 45% en 1982) rebasó la capacidad refinadora en la planta industrial y por ende México tuvo que importar destilados ligeros, y 3) exceptuando la refinería de Ebano, en San Luis Potosí, las demás plantas de este tipo no estaban en condiciones de procesar crudo pesado, por lo que en 1981 y 1982 parte de esta actividad fue realizada en el extranjero.

No obstante los descubrimientos mencionados párrafos atrás, es menester destacar que en 1982, probablemente a causa de la incertidumbre reinante en el mercado petrolero internacional, Pemex no modificó la cifra de reservas probadas de 1981 (72,008 mmb). En su Memoria de Labores, la empresa dijo que ratificaba esta cifra porque, aparentemente, no conocía con exactitud las reservas de algunos campos descubiertos.

¹⁰¹ La prioridad dada a las regiones del sureste se fundamentaba también en los trabajos sísmicos y perforaciones recientes, que hacían suponer que desde Cárdenas, Tabasco, hasta altamar existía una serie de yacimientos, de gran profundidad, de regular tamaño y presión alta, de los que se esperaba producción de crudo ligero y gas natural en abundancia. Los trabajos efectuados al norte del campo Arrastradero (en Tabasco) y en la sonda de Campeche, daban la impresión de que el petróleo marino se extendía hasta la plataforma continental, con probabilidades de que estuviera conectado a los yacimientos en tierra del norte de Huimanguillo, Tabasco.

¹⁰² Esta variedad de crudo había declinado de 1.3 mmbd que se producían en mayo de 1981 a 900,000 bd de diciembre de 1982.

¹⁰³ En 1982 Pemex redujo tres veces el precio del crudo pesado de exportación, con el fin de conservar su competitividad frente a los demás países productores.

También se podía argumentar que, independientemente de la implantación de un método evaluatorio de reservas menos rigorista o más pragmático que el prevaleciente hasta 1976, la actividad exploratoria durante la administración de Díaz Serrano fue de tal intensidad que sus amplios y prósperos resultados (véase Cuadro 20) siguen aún discutiéndose, tanto por la cuantía estimada como por sus efectos económicos, ecológicos y políticos.

Durante los primeros tres años de administración de Mario Ramón Beteta, la perforación exploratoria se desaceleró respecto del sexenio anterior (véanse Cuadros 15, 22 y 23): de 69 pozos anuales en 1977-1982 bajó a 64 en 1983-1985. También es significativo el descenso del éxito de perforación: de 35% a 29%.¹⁰⁴ Estas tendencias significan que, para obtener nuevos descubrimientos, Pemex tuvo que perforar a profundidades cada vez más bajas o de difícil acceso.

En materia de reconocimiento geológico y geofísico, la actividad de las brigadas de Pemex también decayó. Probablemente la empresa asignó a este componente de la exploración recursos proporcionalmente menores que los destinados al de la interpretación de la información recabada, pues los estudios de gabinete se incrementaron más que los de campo: en 1983 los primeros crecieron 7.5% respecto de 1982, mientras que los segundos disminuyeron 29%.¹⁰⁵

No obstante que las brigadas de exploración trabajaron predominantemente en labores de geología superficial y sismología, lo realizado en geoquímica, gravimetría y magnetotelurgia cubrió lo que originalmente se había previsto.

D. 1983-1985: ¿Necesidad de intensificar la exploración?

A partir de 1983, en el contexto de la crisis y reestructuración financiera internas, así como por la saturación del mercado internacional del crudo,

¹⁰⁴ Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985 y *Memoria de labores 1985*, México, 1986.

¹⁰⁵ Con base en Pemex, *Memoria de labores*, 1983, 1984 y 1985. Por otra parte, en 1982 el Instituto de Estudios Políticos Económicos y Sociales del PRI patrocinó coloquios en los que se recogieron importantes observaciones de expertos en materia de planeación de política petrolera. Entre ellas, se recomendaba que Pemex continuara al mismo ritmo de perforación de pozos exploradores; en cuanto a reconocimiento geológico y geofísico sugerían que los trabajos futuros consistiesen más bien en interpretar y evaluar la información existente y no en aumentar el número de trabajos de campo. En este último punto las áreas prioritarias sugeridas eran: Golfo de Sabinas, en Coahuila (cuyas reservas probadas de gas se habían sobrestimado en cerca de 20%), plataforma continental de Córdoba (Veracruz), Chiapas-Tabasco y plataforma continental de Campeche. Véase: PRI/IEPES, *Reunión popular para la planeación. Tema: Energéticos y desarrollo nacional*, México, mayo de 1982.

Cuadro 20

Pemex: resumen de la actividad exploratoria, 1971-1976 y 1977-1982

Años	Actividad geológica y geofísica (brigadas de operación)		Perforación de pozos					Reservas probadas de hidrocarburos descubiertos (mmb)	
	Número	Incremento (%)	Pemex	Contratistas	Total	Incremento (%)	Exito (%)		Km perforados
1971-1976	489	27.0	581	55	636	-24.0	24.0	2,079	5,757
1977-1982	768	57.0	415	55	470	-30.0	40.0	1,434	61,751

Fuente: Con base en datos de Pemex, *Anuario estadístico*, 1983 e IMP, *Estadística de uso interno*, mimeo. México, 1981.

la política de exploración de Pemex sufrió algunos cambios. La búsqueda de nuevos campos, a través de estudios geológicos y geofísicos, así como la evaluación, mediante la perforación exploratoria, se desarrollaron en forma más moderada que durante la administración anterior. Dado el monto declarado de las reservas (72,008 mmb), la empresa se fijó como objetivo incorporar reservas probadas sólo en la medida que compensaran su extracción y mantuviesen estable su monto. La política de exploración seguida por Pemex, antes que asegurarse de volúmenes de producción excedentes para dedicarlos preferentemente a la exportación, no sólo se orientó en concordancia con los intentos de los países exportadores agrupados en la OPEP de modificar el proceso devaluatorio del petróleo, esto es, restaurar el dominio de los productores sobre los compradores, sino también con el propósito de establecer su oferta de crudos con predominancia del ligero sobre el pesado.

Entre las declaraciones oficiales y los distintos planes de la empresa consultados, las metas básicas fijadas a la industria petrolera mexicana para el período 1983-1988 podrían sintetizarse así:

- a) sostener una exportación de 1.5 mmbd de crudo;
- b) satisfacer la demanda interna neta de hidrocarburos, creciente en casi 5 % por año;
- c) mantener el nivel de reservas probadas en un rango de entre 69,000 y 74,000 mmb.

De acuerdo con esta política petrolera, el volumen necesario para compensar y sostener el tope de reservas sería de 7,000 mmb de hidrocarburos líquidos.¹⁰⁶ Esto significaría intensificar el ritmo de trabajo involucrado hasta entonces, ya que la meta equivalía a descubrir y probar reservas de 7 campos gigantes, cada uno con producción de 1,000 mmb, o una cantidad más alta de yacimientos pero de dimensiones productivas menores.¹⁰⁷

Para mantener las reservas probadas en el nivel deseado era necesario desarrollar una intensa y variada actividad geológica-petrolera, basada en la utilización de cuantiosos recursos tanto humanos como técnicos y financieros. El costo sería aún mayor si se toma en cuenta que la profundidad de los nuevos yacimientos era cada vez mayor —hasta 7,000 metros en algunos casos—, lo que involucraría incrementos en tiempo y recursos, así como problemas técnicos en la perforación de los pozos exploradores.

El programa de perforación exploratoria¹⁰⁸ para el período 1984-

¹⁰⁶ Pemex, *Presentación al C. Presidente de la República, Lic. Miguel de la Madrid, de los avances y perspectivas de Petróleos Mexicanos, en los primeros dos años de su administración*, México, 1985, p. 94.

¹⁰⁷ *Ibid.*, pp. 25 y 95.

¹⁰⁸ Pemex, *Aspectos relevantes del Plan 1984-1988*, México, abril de 1984, p. 18.

1988 fijaba como meta 408 pozos, de los cuales 25% se perforaría en el área mesozoica Tabasco-Chiapas, 12% en la sonda de Campeche y el restante 63% en otros campos. Anualmente, se pretendía perforar entre 72 y 87 pozos exploradores, cifras que superarían al promedio alcanzado de 1977 a 1982 (69 pozos). (Cuadro 21.)

Cuadro 21

Pemex: programa de perforación de pozos, 1984-1988

Localización	1984			1985			1986			1987			1988			Total		
	E	D	T	E	D	T	E	D	T	E	D	T	E	D	T	E	D	T
Campeche	7	34	41	9	47	56	11	49	60	12	45	57	12	45	57	51	220	271
Mesozoico	17	53	70	22	45	67	22	36	58	22	25	47	22	13	35	105	172	277
Otros campos	48	116	164	56	125	181	49	126	175	52	122	174	47	121	168	252	610	662
Total	72	203	275	87	217	304	82	211	293	86	192	278	81	179	260	408	1002	1410

E = Pozos exploradores.

D = Pozos de desarrollo, incluye inyectores.

T = Total.

Fuente: Pemex, *Aspectos relevantes del plan 1984-1988*, México, abril de 1984.

La inversión programada para la perforación de pozos y obras relacionadas con la producción primaria (que incluyen la construcción e instalación de plataformas marinas) fue de 1 billón 546 mil millones de pesos (a precios de 1983), que absorberían el 61% de la inversión prevista para todo el quinquenio.¹⁰⁹

Algunos de los resultados de estas medidas son los siguientes:

A partir de 1983 la exploración aportó nuevas localizaciones en las áreas de mayor potencial productivo: en la formación mesozoica de Chiapas-Tabasco Pemex descubrió 9 campos de crudo y 3 de gas natural¹¹⁰ y en la sonda de Campeche fueron 3 de crudo.

Los principales pozos descubridores de campos se perforaron en Cárdenas, Tabasco, donde el crudo encontrado fue del tipo *Istmo*, cuya producción por pozo fue de casi 4,000 bd y la profundidad de los yacimientos rebasó 5,200 metros. Hubo tres pozos descubridores en la zona marina de Campeche que aumentaron considerablemente la superficie de desarrollo: Chuc 101, que aportó 18,000 bd de crudo; Caan 1, con 5,500 bd y Pol 77, que amplió la superficie de desarrollo en la formación jurásica.¹¹¹

Por primera vez, Pemex localizó hidrocarburos en el jurásico —capa rocosa subterránea a la que corresponden 195 millones de años de edad—, del lecho marino de Campeche; la investigación estuvo a cargo del pozo explorador Batab 1, perforado a 4,695 metros y a 70 km de la Ciudad del Carmen y 14 km del campo Abkatún. El petróleo de este manto resultó de 33 grados *API*, similar al ligero *Istmo*.¹¹²

No obstante, la aportación de los nuevos campos fue insuficiente a los requerimientos de producción y de preservación del monto de reservas. En 1983 Pemex había anunciado la existencia de 72,500 mmb, pero al 31 de diciembre de 1985 la cifra había disminuido en 2%, al contabilizarse un total de 70 900 mmb.

De 1983 a 1985 se exploraron áreas totalmente nuevas; tal fue el caso de la costa de Sinaloa, donde Pemex inició un estudio sismológico de aguas someras, con el fin de investigar las condiciones estratigráficas y las características estructurales de la zona. En el mismo lapso, la empresa había descubierto 548 campos petroleros, de los cuales 329 eran productores de crudo y 219 de gas natural.¹¹³ El área más explorada fue la planicie costera adyacente al Golfo de México: de Nuevo Laredo al noreste de

¹⁰⁹ Pemex, *Ibid.*, p. 6.

¹¹⁰ Pemex, *Memoria de labores*, México, varios años.

¹¹¹ *Ibidem*.

¹¹² Pemex, "Plan quinquenal", en *Uno más uno*, México 18 de marzo de 1985.

¹¹³ Pemex, *Anuario estadístico 1984 y Memoria de labores 1985*, México 1985 y 1986.

Cuadro 22

Pemex: actividad exploratoria de las brigadas geológicas y geofísicas, 1983-1985

Tipos de actividad											
Año	Promedio de brigadas de campo que trabajaron mensualmente	Geología superficial	Geología de subsuelo	Geoquímica	Sismología terrestre	Gravimetría y magnetometría terrestre	Sismología de aguas someras	Sismología de aguas profundas	Magneto teluria	Estudio Geoelectrico y resistividad	
1983	98	-2.9%	37	18	1	22	16	2	1	1	-
1984	102	4.0%	35	18	4	25	16	2	1	-	1
1985	112	9.0%	47	17	6	27	16	2	1	1	1

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, varios años.

Cuadro 23

Perforación exploratoria y descubrimientos, 1983-1985

Año	Pozos terminados (A)	Pozos productores (B)	Éxito (B/A)	Campos descubiertos		Campos de aceite	Campos de gas natural	Reservas probadas de hidrocarburos (mmb)
				Terrestres	Marítimos			
1983	65	17	28%	17	-	11	6	72,500
1984	59	14	32%	7	3	10	-	71,750
1985	69	19	27%	7	-	5	2	70,900

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, varios años.

Tamaulipas y del sur de Tamaulipas al noroeste de Campeche, así como las zonas marítimas en las plataformas continentales de Veracruz y Campeche. (Véase mapa 2.)¹¹⁴

La zona marina de Campeche siguió concentrando (47.3%) la mayor parte de las reservas probadas del país, de la que también proviene la mayor parte de la producción. (Cuadro 24.) De 1980 a 1985 la participación regional de las reservas probadas en el monto total varió notablemente, siendo desplazada la importancia de los yacimientos de Chiapas y Tabasco por los de Campeche. (Cuadro 25)

Cuadro 24

México: reservas probadas de hidrocarburos líquidos por zonas, al 31 de diciembre de 1985

Zona	Monto de la reserva	Porcentaje
Norte	2,352	3.3
Centro	2,157	3.0
Sur	1,130	1.6
Sureste	14,188	20.0
Marina	33,506	47.3
Chicontepec	17,567	24.8
Total:	70,900	100.0%

Fuente: Pemex, *Memoria de labores, 1985*, México, 1986.

Cuadro 25

México: variación regional de las reservas probadas de hidrocarburos, 1980-1985

Zona	1980	1985
Norte	5%	3%
Centro	4%	3%
Sur	62%	22%
Chicontepec	29%	25%
Marina	—	47%
Total	100%	100%

Fuente: Pemex, *Memoria de labores, 1981-1985*, México, 1982 y 1986.

¹¹⁴ Hasta 1981 se tenía evaluado el 15% del 73% del territorio mexicano considerado depositario de petrolíferos. Aunque no se tienen datos recientes, es probable que con las nuevas exploraciones las áreas reconocidas sumen a la fecha aproximadamente el 25%.

El número acumulado de pozos exploradores, de 1938 hasta 1985, es 3,708, de los cuales la mayoría se localiza tanto en la zona sur como en la noreste del país. En dicho año la participación de los pozos marinos en el total de los pozos exploradores perforados era aún pequeña, aproximadamente del 4.0%.

El área petrolera marina de Campeche abarcaba un total de 21,000 km², caracterizándose sus yacimientos por: 1) los grandes espesores de roca, impregnados de hidrocarburos, que varían entre los 200 y 800 metros (Chuc y Cantarell), 2) las extraordinarias producciones de los pozos, debido a las altas permeabilidades de las rocas y 3) la poca profundidad del yacimiento del principal complejo productor, Cantarell: aproximadamente 1,200 metros, seguida por Ku, con 2,500 metros; las demás estructuras tenían más de 3,000 metros.¹¹⁴

Dados los indicios de que la cuenca mesozoica de Chiapas-Tabasco guardaba relación de continuidad con la sonda de Campeche, se llegó a visualizar un horizonte petrolero muy favorable, que comprendía una área de 3,500 km², donde se definieron 16 estructuras geológicas con probabilidades de contener petróleo ligero de alta calidad (entre 28 y 35 grados API).¹¹⁶

Las reservas probables de hidrocarburos líquidos estimadas a 1985 alcanzaron la magnitud de 90,271 mmb,¹¹⁷ en tanto que la cifra de las posibles llegó a los 119,000 mmb. Al ritmo de extracción vigente (2.63 mmbd de petróleo y 3,603.7 mmpc de gas natural), el margen de seguridad dado por la relación reservas/producción es de 57 años, cifra que aún hoy hablaría de una amplia vida productiva de esta industria.

Un hecho que ha venido a menoscabar esta disponibilidad de las riquezas petrolíferas es que el monto contabilizado de petróleo está compuesto primordialmente de crudo pesado, esto es, el que menos demanda tiene en los mercados consumidores, lo cual empujaría a Pemex a explorar y localizar, a un ritmo similar al de años pasados, nuevos campos de crudo liviano. Esta disyuntiva aparece más apremiante si se considera que hacia 1989 Pemex tiene el compromiso comercial de exportar esta materia prima en proporciones de 57% del *Maya* y 43% del *Istmo*, particularmente porque se ha previsto una aguda escasez de este último como consecuencia de la declinación en Reforma,¹¹⁸ así como que un porcentaje importante de los recursos de Chicontepec es de difícil y costosa extracción.

115 *Unomásuno*, México, 18 de marzo de 1985 (Suplemento especial).

116 Pemex, *Memoria de labores 1983*, México, 1984, p. 2.

117 Pemex, *Plan operacional 1985-1989 de la Subdirección de Producción Primaria*, México, 1985.

118 En esta región la producción disminuiría de 1 mmbd en 1980 a sólo 661,000 bd en 1989. *Ibidem*.

E. Conclusiones

Desde la segunda mitad de los sesenta las autoridades de Pemex vislumbraron la probabilidad de una desproporción entre la producción y la reserva petroleras en tanto la cifra de ésta permaneciera estática a consecuencia de la débil actividad exploratoria de años anteriores. A menos que la empresa descubriese nuevos yacimientos, México encararía al cabo de algunos años problemas de desabastecimiento energético. En consecuencia, no quedaba otro camino que intensificar la exploración.

Aunque hasta 1970 Pemex había descubierto varias estructuras petroleras en el mar, catalogadas como promisorias, el crecimiento de la reserva probada que siguió a ese año no sólo fue insignificante sino también de tendencia declinatoria. Es decir, los resultados de la exploración no sólo habían sido insuficientes, sino que propiciaron la importación de petrolíferos. Sin embargo, los importantes descubrimientos realizados en Chiapas-Tabasco a partir de 1972 significaron para México el inicio de la era petrolera a nivel internacional. En la medida que los precios internacionales del petróleo comenzaron a mejorar desde 1973 y que Pemex generó excedentes exportables en 1974, así también la industria petrolera mexicana fue perfilándose como uno de los ejes de la política económica del Estado.

En 1976, luego que se anunció el descubrimiento de nuevas reservas petroleras en el sureste, se develó la perspectiva de hacer de los hidrocarburos el pilar del futuro desarrollo económico del país, tanto en el sentido físico como en el financiero. Para quienes tomaron las decisiones en Pemex a partir de 1977, la riqueza petrolera ofrecía al Estado la capacidad de solucionar rápidamente múltiples problemas estructurales de carácter económico, social y político.

La exploración jugó un papel primordial en este giro que se dio a la industria petrolera: se incrementaron los estudios para conocer, en el menor tiempo posible, reservas en suficiente magnitud acorde a los objetivos de una producción intensiva y extensiva y que garantizaran un aval a la banca internacional, pues ésta condicionó parte de sus créditos a que las divisas se emplearan para aumentar la capacidad productiva de petróleo y gas, y un elemento decisivo era la comprobación de reservas adicionales. La exploración quedó más que nunca subordinada a localizar el mayor número de reservas, en el menor plazo posible.

No obstante que en el sexenio 1977-1982 los trabajos de perforación exploratoria no se cumplieron conforme lo planeado, sus resultados no son menos importantes: fueron descubiertos 114 campos y 21 extensiones y el nivel de aciertos fue más alto (35%) que el del sexenio anterior (26%). Gracias a la perforación exploratoria, Pemex descubrió varios campos en Chiapas-Tabasco, sonda de Campeche, Chicontepec y Golfo de Sabinas, que constituyeron bastiones esenciales de la política expansiva de Pemex.

En 1982 el nivel de disponibilidad de reservas fue uno de los más altos: con duración hasta por 52 años. En otras circunstancias, este hecho habría motivado a las autoridades de la empresa a posponer las actividades exploratorias y canalizar la inversión hacia otras áreas de la industria. Sin embargo, como tales reservas estaban compuestas en su mayor parte por crudo pesado, y dado que las refinerías nacionales y el mercado mundial demandaban más ligero que pesado, el reconocimiento geológico y, sobre todo, la perforación exploratoria tuvo que incrementarse. Además, no todas las provincias petroleras del país ofrecieron las mismas perspectivas de acumulación y de factores de recuperación por lo que la exploración, tuvo que seguir evaluándolas.

En 1983 se modificó la política de exploración. Pemex decidió que la búsqueda de nuevos campos a través de estudios geológicos y geofísicos, así como la evaluación mediante la perforación exploratoria se llevaran a cabo en forma más moderada a lo ocurrido durante la administración anterior. Esta política estuvo condicionada por la inestabilidad internacional de los precios del petróleo, por el elevado margen de duración alcanzado en la relación reservas/producción y por la restructuración financiera de la deuda externa. La actividad exploratoria de Pemex ya no consistió en disponer de excedentes crecientes de exportación, sino ante todo de garantizar el nivel de exportaciones de crudo de 1.5 mmbd y apoyar una reorientación gradual del consumo interno, a través del ahorro y uso más eficiente de los hidrocarburos.

Al cabo de 1985, la exploración había localizado yacimientos en las áreas de mayor potencial productivo, pero el incremento de estas reservas no sólo era insuficiente para compensar lo extraído, sino que también impedía mantener el monto probado de hidrocarburos líquidos contabilizado en 1983. Además, la industria petrolera mexicana siguió sorteando un período de crítica inestabilidad de la demanda internacional, que obligó a la empresa, en alianza con otros productores independientes y a los agrupados en la OPEP, a modificar sus planes de comercialización externa (e interna) y de producción, cambios que en última instancia repercutieron desfavorablemente en la fase exploratoria y en el significado *real* de las reservas: dado que en éstas predomina el crudo pesado sobre el liviano y porque parte importante de las mismas (y del gas) es de difícil y costosa extracción —tal es el caso de Chicontepec—, Pemex se ve impelida a seguir explorando, quizá a intensidad semejante de años anteriores, con miras a descubrir nuevos campos que produzcan principalmente del liviano y con mayor factibilidad de recuperación.

II. EVALUACIÓN E INFORMACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Como expresión del desarrollo petrolero y como elemento vital en las decisiones de planeación de esta actividad industrial, el conocimiento de las reservas de hidrocarburos se ha convertido en una de las facetas más complejas de la política energética de México.

La información sobre los hidrocarburos del subsuelo de México ha llegado a poseer en los últimos lustros un carácter estratégico, derivado de los diferentes grados de importancia que posee para el Estado, los sectores energético, productivo y social del país, así como para determinados países consumidores industrializados, interesados en contar con fuentes de abastecimiento seguras.

El conocimiento de las reservas *probadas* —concepto que alude a una magnitud no totalmente cierta en tanto es imposible conocer o controlar la diversidad de factores aleatorios del subsuelo— le ha permitido al Estado, y específicamente al Poder Ejecutivo, dictaminar sobre los criterios normativos de las acciones en materia de política energética, industrial, fiscal-tributaria, entre otros; estos criterios están determinados por las perspectivas de demanda de petróleo de corto, mediano o largo plazos. Para el sector responsable de la planeación, representan el punto de partida para la programación de las actividades energética, petrolera y eléctrica, principalmente. Al sector productivo le es imperativo estar informado sobre el desarrollo potencial de la industria petrolera para poder prever su acceso a los insumos energéticos. Al sector social representado indistintamente por el consumidor individual, asociaciones civiles y centros de interés u opinión en general le concierne todo lo que se refiere a la marcha de la industria petrolera en tanto patrimonio nacional que es de beneficio común. A un país con alto consumo energético como Estados Unidos, dada su vecindad con los centros productores de México, resulta estratégica la evolución de las reservas mexicanas en la medida que éstas constituyen un eje de negociación tanto en la rama energética como en otros rubros bilaterales de la economía y la política.

La convergencia de estos diversos intereses hacen de la información de reservas un asunto de seguridad nacional, que incumbe a una de las

áreas elementales de la política petrolera mexicana. Dado su carácter estratégico, ha sido necesario para el Estado poner en práctica una política de información de reservas, que compete casi exclusivamente a reducidos núcleos de la administración de Pemex, del Instituto Mexicano del Petróleo, del responsable de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y del Presidente de la República. La filtración de la información entre estas esferas institucionales y particularmente de éstas hacia la opinión pública, es un proceso sumamente decantado debido al control que se tiene de la información, y por tanto no es de extrañar que se presenten disparidades en los montos de reservas.

El presente capítulo tiene como objetivo reseñar la evolución de la política informativa de Pemex sobre reservas de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y los principales factores, acontecimientos y procedimientos que entraña el método de evaluación y cuantificación. Particularmente se trata de dar respuesta a la controversia que surgió en el decenio de los setenta, entre algunos expertos petroleros de dentro y fuera del país, sobre si los montos de las reservas petrolíferas anunciados por Pemex y el Poder Ejecutivo se apegaban o no a la realidad. También se da cuenta de los cambios que se dieron en la política informativa a consecuencia de la devaluación del petróleo a principios de los ochenta.

A. La evaluación de reservas de 1938 a 1970

Desde sus inicios, la empresa estatal petrolera careció de la tecnología y procedimientos adecuados para calcular las reservas del subsuelo mexicano. A raíz del acto expropiatorio, Pemex enfrentó problemas relacionados con su estructuración administrativa —unificar los diferentes modos de operación heredados de las compañías extranjeras, por ejemplo—, el irresuelto conflicto de indemnización a dichas compañías, el agobiante déficit financiero, las agresivas pretensiones del sindicato petrolero por controlar absolutamente la administración de la industria y la interrupción del flujo de importaciones tecnológicas.

De los factores anteriores, este último tuvo repercusiones cruciales para las perspectivas de desarrollo de la industria. Por un lado, debido al litigio indemnizatorio, los gobiernos sede de las empresas expropiadas bloquearon temporalmente el comercio con México, hecho que se acentuó durante la Segunda Guerra Mundial, y que afectó particularmente la importación de bienes de capital. Por otro lado, dichas empresas habían sustraído de los archivos gran parte de la información geológica, lo que dificultaba aún más las tareas de cuantificación de los recursos petrolíferos.

De 1938 a 1940, la falta de conocimiento sobre las reservas probadas de petróleo y gas atrasó los planes de exploración y explotación de la empresa estatal. A pesar de los obstáculos, en 1941, los técnicos de Pemex lograron establecer una estimación tentativa de las reservas probadas co-

respondientes a 1938, que sirviera de punto de referencia para los cálculos futuros.

Para dicho año, las cifras hablaban de 1,276 mmb,¹ que yacían en los campos productores de Ebano-Pánuco, Faja de Oro y una parte de los distritos recién incorporados, Poza Rica y El Plan. De acuerdo con el ritmo de producción de esa época, México podría explotar tales recursos durante al menos 24 años.

Un análisis detallado de las experiencias y perspectivas del desarrollo económico de México, elaborado en 1952 por un grupo de trabajo conjunto del Banco Mundial y el gobierno mexicano, ofrece un diagnóstico de la expansión de Pemex en el decenio de los cuarenta, logrado sin ayuda externa alguna.² Hacia el final de este período, el punto más débil de la reconstrucción de la industria petrolera fue la restricción impuesta a su programa de exploración, debido principalmente a los precios internos, excesivamente bajos, de los derivados del petróleo.

A las limitaciones propias de Pemex, hay que agregar que la participación de empresas privadas en actividades tales como exploración y perforación,³ restringían aún más la capacidad de la empresa para evaluar adecuadamente los recursos. En estas condiciones, los ejercicios de estimación de reservas realizados por Pemex requirieron varios años de investigación y experimentación.

Un estudio posterior de las perspectivas a mediano plazo acerca del desarrollo económico de México, elaborado en 1957 por la Comisión Económica para América Latina (Cepal), analizaba las posibilidades del sector energético mexicano hasta 1965.⁴ En lo concerniente a la industria petrolera, la Cepal enfatizaba en el crecimiento muy dinámico experimentado por la demanda interna de petróleo y productos refinados, y las proyecciones hasta 1965 señalaban una tendencia semejante, cuya factibilidad se asentaba en la magnitud probable de las reservas de hidrocarburos. Las actividades de exploración, muy modestas, realizadas por Pemex entre 1938

¹ Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México 1985.

² Nafinsa, *El desarrollo económico de México y su capacidad para absorber el capital del exterior*, por Raúl Ortiz Mena, Víctor L. Urquidí, Albert Waterston y Johnas H. Haralz (mimeo), México, 1953.

³ En primer lugar, gracias al convenio de 1947 entre el sindicato petrolero y Pemex, el primero podría contratar o subcontratar distintos tipos de obras, entre ellas de exploración y perforación. En segundo lugar, en virtud de un convenio con la compañía estadounidense Pauley Noreste, celebrado en 1950, ésta tendría a su cargo una parte importante de dichas actividades, hecho que le confería un cierto control sobre la información de las reservas mexicanas.

⁴ Comisión Económica para América Latina (Cepal), *El desequilibrio externo en el desarrollo económico latinoamericano: el caso de México*, vol. 2 (mimeo), México, 1957.

y 1955, posibilitaron un aumento similar en las reservas probadas: de 835 mmb a 2,800 mmb.

La evidencia circunstancial sugería que las reservas potenciales eran mucho mayores, especulación que iba más lejos que cualquier fuente anterior y muchas fuentes posteriores. “De acuerdo con algunas fuentes extranjeras —hizo notar dicho estudio—, México cuenta con zonas sedimentarias cuya extensión total es comparable con la de Texas y es posible que el país cuente con recursos petroleros de magnitud similar a la de otros países latinoamericanos, incluyendo Venezuela.”⁵ Se dijo también que las disponibilidades de gas natural estaban creciendo muy dinámicamente, así: mientras que en 1950 el 84 por ciento de las reservas mexicanas lo constituía el crudo, en 1955 su participación bajó al 61 por ciento, subiendo la del gas del 16 al 39 por ciento.

La serie de augurios optimistas emitidos por la Cepal contrastaba con la creencia persistente internamente acerca del tamaño limitado de los recursos petrolíferos de México y enfatizaba que el problema a resolver era el de las restricciones tecnológica y financiera, agravadas por la política interna de precios bajos del petróleo.

Hacia el final de los cincuenta Petróleos Mexicanos resentía todavía la ausencia de un programa de exploración a largo plazo, no obstante que la disponibilidad de energía continuaba siendo el aliciente fundamental de la industrialización. “Por el contrario, la política petrolera siguió los cauces de una secuencia de decisiones improvisadas y de limitado alcance dirigidas hacia la solución de los problemas de la industria a corto plazo (. . .)”⁶

Desde el comienzo de los años sesenta, los gastos en las actividades de exploración fueron sacrificados una vez más en favor de la distribución y procesamiento del crudo en respuesta a la expansión de la demanda interna de combustibles.

La evolución mostrada por las reservas indica que el conocimiento de éstas, aunque vital para el desarrollo de la industria, fue una de las prioridades soslayadas por la dirección de la empresa en la medida que no alterara drásticamente el ritmo de producción y que no significara un agotamiento prematuro de los recursos. De 1938 a 1970, las reservas probadas tuvieron un comportamiento errático. No obstante que en todo el período la tendencia fue creciente, 5% en promedio anual, hubo trechos críticos con descensos relativos, particularmente de 1938 a 1953, como consecuencia de la combinación de la falta de descubrimientos de yacimientos y de la extracción incesante. (Véase Cuadro 1 y Gráfica 1).

⁵ *Ibid.*, pp. 317-318.

⁶ Wionczek, Miguel S., “Algunas reflexiones sobre la futura política petrolera de México”, *Cuadernos sobre prospectiva energética*, núm. 27, Programa de Energéticos, El Colegio de México, México, 1982, p. 5.

Cuadro 1

México: evolución de las reservas probadas de hidrocarburos
totales líquidos, 1938-1970
(al 31 de diciembre de cada año)

Año	Millones de barriles
1938	1 276
1941	1 225
1946	1 437
1947	1 388
1952	2 241
1953	2 233
1958	4 070
1959	4 348
1964	5 227
1965	5 078
1970	5 568

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

Debido al estancamiento relativo de los trabajos prospectivos y de la perforación exploratoria, en el período 1960-1970 la mayor parte de los aumentos a las reservas probadas correspondió a revisiones de los métodos de estimación y a los nuevos cálculos obtenidos al perforarse más pozos de desarrollo en los campos productores.

El método de evaluación de reservas probadas consistió en la medición de las variables: espesor, saturación, porosidad de roca, entre otras, multiplicadas por el área de avenamiento o de influencia de cada uno de los pozos productores; por lo que la cifra de reservas probadas se incrementaba al aumentar el número de pozos de desarrollo. Este método parecía ofrecer mayor seguridad en tanto que no podían cuantificarse reservas de más. (Cuadro 2.)

Desde la nacionalización hasta 1967 Pemex mantuvo el cociente entre reservas y producción (R/P) en un nivel superior a los 20 años, margen catalogado como indeseable por la empresa en vista de que afectaría el abastecimiento interno futuro. De 1968 a 1970 la relación R/P llegó a 18 años, considerado este índice como uno de los niveles más bajos de la historia de la industria. Este hecho acentuó la necesidad de realizar nuevos descubrimientos, lo cual requería cuantiosas inversiones que Pemex estaba incapacitada de llevar a cabo.

No obstante lo anterior, la gestión de Jesús Reyes Heróles como director general de Pemex, sentó las bases para una reorientación del horizonte de la industria, en un momento crítico en que las plantas procesado-

Gráfica 1

México: evolución de las reservas probadas de hidrocarburos
totales líquidos, 1938-1970



Cuadro 2

México: reservas totales de hidrocarburos líquidos, 1960-1970

Año	Reservas (mmb)	Incremento anual (%)
1960	4 787	10.0
1961	4 990	4.0
1962	5 008	4.0
1963	5 150	3.0
1964	5 227	1.0
1965	5 078	- 3.0
1966	5 357	5.0
1967	5 486	3.0
1968	5 530	1.0
1969	5 570	1.0
1970	5 568	- 0.03

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

ras de Pemex habían llegado al extremo de desabastecerse de crudo. Además de instaurar en la empresa ejercicios de planeación al mayor plazo posible, el gobierno creó en 1965 el Instituto Mexicano del Petróleo, instancia asesora en ciencia y tecnología petrolera, con autonomía relativa de Pemex.

También es importante señalar que en febrero de 1970 fue rescindido, antes de lo previsto (1975), el contrato de exploración y perforación celebrado entre Pemex y la empresa estadounidense Pauley Noreste. Esto resultaba de enorme trascendencia para el conocimiento de las reservas mexicanas, puesto que la compañía se comprometió a entregar a Pemex los documentos relativos a las investigaciones geológicas y geofísicas e interpretación del subsuelo, cuya área total abarcaba 92,326 hectáreas.⁷

B. Política de información de reservas, 1970-1982

En el decenio de los setenta, en el contexto del auge petrolero internacional que se desarrolló a partir de 1973, se presentaron dos coyunturas a la industria petrolera mexicana: la primera, entre 1971 y 1974, cuando se

⁷ Cfr. "Convenio de rescisión voluntaria de los contratos Pemex-Pauley Noreste", *Excelsior*, 28 de febrero de 1970. Gracias a este tipo de contrato, denominado de riesgo por lo incierto del éxito de las operaciones realizadas y porque al finalizar el plazo las instalaciones pasan a manos del propietario del terreno, significó para la compañía contratada pagos en dinero y en especie (este último de 15 a 18% de la producción).

descubrieron los campos petroleros en Chiapas-Tabasco (Sitio Grande, Cactus, Samaria y Cunduacán) y se comprobó que los pozos producían enormes caudales —hasta 10,000 bd—, y la segunda, cuando se “redescubrió” en 1978 el paleocañón de Chicontepec (ubicado entre Puebla, Veracruz e Hidalgo), cuya productividad por pozo se había estimado en no más de 100 bd.

En el primer caso, los funcionarios de Pemex dieron a conocer que se trataba de campos gigantescos de los que seguramente provendría la mayor parte de la producción de petróleo y gas del país; sin embargo, no precisaron cuál era la cifra probada de tales recursos, aduciendo que faltaba perforar más pozos para obtener un dato más confiable; tampoco dieron a conocer las reservas “probables” de este nuevo horizonte productor. En el segundo caso, el director general informó que se trataba de un distrito enorme que, con un monto de inversiones no menos significativo, hacia 1992, el campo entero estaría produciendo de 800,000 a 1 millón 600,000 barriles diarios de petróleo. Esta vez, Pemex sí dio a conocer las reservas probadas de dicho distrito: 10,960 mmb de crudo y 5 355 mmb de gas seco convertido a líquido.

Este cambio de actitud y sus consecuencias políticas fue una de las causas que suscitó la polémica en torno a los anuncios de reservas y, al mismo tiempo, sobre la validez del método usado en su cuantificación.

1. Período 1970-1976

La situación de transición prevaleciente hacia el final de los sesenta en la industria petrolera replanteó la importancia del conocimiento de las reservas en el diseño de la política petrolera. Hasta entonces el manejo de las cifras de las reservas era ajeno a la discusión pública y sólo estaba restringido a las altas esferas de decisión de la administración. A partir de 1970, cuando los objetivos básicos de Pemex y del Estado eran restablecer la capacidad de la industria y satisfacer la demanda interna creciente de crudo, gas y derivados, lo cual requería aumentar la producción, rehabilitar los campos e incrementar la perforación y la refinación, el interés por las reservas de México adquirió paulatinamente mayor presencia en el escenario petrolero del país.

Al iniciarse, en diciembre de 1970, el gobierno de Luis Echeverría, la nueva administración de Pemex dio continuidad a los planes de desarrollo de la industria y tomó las medidas necesarias para agilizar la actividad perforatoria de exploración, de tal manera de descubrir nuevos campos que compensaran la disminución de las reservas.

Los resultados iniciales de esta acción se obtuvieron en un plazo considerablemente corto: en 1973 Pemex logró revertir la tendencia a la baja de las reservas probadas. (Cuadro 3.) En dicho año fue posible agregar 43.9 mmb (0.8%) al volumen total de hidrocarburos, procedentes esencial-

mente zona sur (Cuadro 4). Esto se logró gracias a que la revaluación y jerarquización de los trabajos exploratorios llevó a Pemex a iniciar perforaciones profundas en estratos del mesozoico.

Cuadro 3

México: reservas probadas de hidrocarburos totales líquidos, 1970-1973

Año	Reservas (mmb)	Crecimiento anual (%)
1970	5 568	- 0.03
1971	5 428	- 2.5
1972	5 388	- 0.7
1973	5 432	0.8

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, s.p.i., 1985.

Aunque fue imposible saber con exactitud la cifra de reservas probadas incorporadas por los campos de petróleo y gas Sitio Grande y Cactus (descubiertos en Chiapas en 1972), pues Pemex no la dio a conocer específicamente, es bastante probable que el incremento en las reservas de petróleo contabilizadas para la zona sur (106 mmb) se deba fundamentalmente a estos dos hallazgos. En ese entonces Pemex sólo reconocía que gracias a la producción e información aportada por Sitio Grande y Cactus, estos constituían los yacimientos de mayor importancia descubiertos durante los últimos diez años, que comenzaron a producir 3,500 barriles de petróleo por día.⁸ La magnitud formidable de estos pozos, aunque sin mencionar los montos de sus reservas probadas y probables, ni aclarar los procedimientos estimatorios de éstas,⁹ condujo a Pemex a la formulación de un ambicioso programa exploratorio en dicha área.¹⁰

En el mismo tenor, el Presidente de la República, Luis Echeverría Álvarez, ante corresponsales de Estados Unidos, afirmó que los yacimientos localizados en Chiapas posibilitarían "que México exportara crudo en un corto plazo".¹¹ Pero tampoco el Presidente especificó a qué cantidad

⁸ Pemex, *Memoria de labores 1972*, México 1973, p. 8.

⁹ De acuerdo con la interpretación geofísica y geológica y la aplicación de métodos de incertidumbre en los registros, Pemex consideraba como reservas probables a aquellas cuya existencia se suponía en áreas vecinas a las probadas. También eran las inferidas a través de estudios de inyección de fluidos o de técnicas avanzadas de recuperación que aún no habían sido demostradas o puestas en ejecución.

¹⁰ Pemex, *Memoria de labores 1973*, México, 1974, p. 11.

¹¹ *Excelsior*, 25 de enero de 1974.

Cuadro 4

Pemex: adición anual a las reservas probadas de hidrocarburos
totales líquidos, por zonas y distritos, 1971-1976
(mmb)

Año	Zonas y distritos				Total	Tasa de crecimiento (%)
	Norte	Angostura	Poza Rica	Sur		
1970	1176.15	25.80	2 437.01	1 928.51	5 567.50	- 0.03
1971	1172.34	24.50	2 403.61	1 827.83	5 428.30	- 2.5
Adición:	- 3.81	- 1.30	- 33.40	- 100.68	- 139.20	
1972	1170.31	22.23	2 340.22	1 855.04	5 387.81	- 0.7
Adición:	- 2.03	2.27	- 63.39	27.21	- 40.49	
1973	1154.53	23.32	2 277.85	1 975.99	5 431.70	0.8
Adición:	- 15.78	1.09	- 62.37	120.95	43.89	
1974	1174.53	26.10	2 232.48	2 340.32	5 773.44	6.3
Adición:	20.00	2.78	- 45.37	364.33	341.74	
1975	1209.05	119.35	2 266.96	2 742.94	6 338.31	9.8
Adición:	34.52	93.25	34.48	402.62	564.87	
1976	2352.57	254.89	2 358.73	6 194.68	11 160.88	76.0
Adición:	1143.52	135.54	91.77	3 451.74	4 822.57	

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, años 1970 y 1976, México, s.p.i., 1971 a 1977.

ascendían estas reservas. El director general de Pemex, Antonio Dovalí, acentuó la incertidumbre al señalar que “una vez que se determinaran las posibilidades reales de los nuevos campos de Tabasco y Chiapas,¹² que estaban ya en producción, se establecerían las posibilidades reales de venta de petróleo mexicano al exterior”.¹³

Esta cautelosa política de información desató una polémica, tanto dentro como fuera del país, que se propaló con la noticia dada por los principales periódicos estadounidenses de que las reservas probadas mexicanas eran del orden de 20,000 mmb.¹⁴ En estos medios se especulaba también que con tan ricos yacimientos era de esperar que México pudiese exportar, hacia 1980, cerca de 2 mmb diarios de petróleo.

En México hubo variadas opiniones: un geólogo local señaló que tan sólo las reservas de petróleo de Chiapas eran indiscutiblemente superiores a los 1,000 mmb.¹⁵ Mientras que un banquero estadounidense mostró serias dudas al respecto, argumentando que si las reservas hubiesen sido tan grandes como se decía, el gobierno mexicano las habría anunciado, ya que estaba necesitado de crédito externo y “los banqueros siempre quieren garantías”.¹⁶

En respuesta a la noticia estadounidense, el Presidente Echeverría llamó la atención sobre el hecho de que la riqueza petrolera mexicana estaba despertando “viejos afanes de predominio de intereses extranjeros”, por lo que se debía actuar de manera “nacionalista —antimperialista”, con lo cual dejaba entrever las presiones del gobierno de Estados Unidos. Paralelamente, el director general de Pemex declaraba que aún no se había cuantificado la potencialidad de los yacimientos de Tabasco y Chiapas¹⁷ y que era prematuro evaluar su magnitud, pues no se disponía de suficientes pozos de exploración y de desarrollo; mencionó que la estimación completa se tendría hasta 1975.¹⁸

No obstante que no hubo aclaración de Pemex ni del Ejecutivo acerca de si existían o no los 20,000 mmb, el impacto de dicha noticia fue de tanta trascendencia que, a los pocos días, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) invitó a México a ser miembro del cártel.¹⁹ En

¹² Debido a que en estos Estados las formaciones subterráneas depositarias de hidrocarburos parecen pertenecer a la misma etapa del cretáceo, es frecuente que se los mencione conjuntamente, sin delimitar los campos respectivos de cada uno.

¹³ *El Nacional*, 17 de septiembre de 1974.

¹⁴ *The Washington Post* y *The New York Times*, 13 de octubre de 1974.

¹⁵ *El Sol*, 14 de octubre de 1974.

¹⁶ *El Día*, 27 de octubre de 1974.

¹⁷ *El Día*, 14 de octubre de 1974.

¹⁸ *El Día*, 17 de octubre de 1974.

¹⁹ *El Sol*, 20 de octubre de 1974.

respuesta a la invitación, el Secretario de Patrimonio y Fomento Industrial, Horacio Flores de la Peña y el director de Pemex, Antonio Dovalí, únicamente expresaron el apoyo de México a los objetivos de la OPEP, prometiendo seguir su política de precios.²⁰ En esta ocasión ratificaron que los depósitos de petróleo en el sureste del país eran importantes. Por su parte, el Presidente Echeverría aclaró que los nuevos yacimientos de México “ciertamente eran de gran magnitud”; pero no eran “ni tan enormes, ni tan fantásticos” como tendenciosamente habían informado los corresponsales estadounidenses, como parte de “una maniobra para debilitar los precios del petróleo”.²¹

Más de algún funcionario de Pemex también expresó su punto de vista al respecto. Por ejemplo, el superintendente Mario Villalobos afirmó que aún no se sabía cuán grandes eran los depósitos descubiertos; pero que “intuitivamente sabían” que no eran tan enormes como se decía.²²

Finalmente, frente a este panorama de especulaciones, el periodista estadounidense destacado en México, Alan Riding, enjuició la situación de la siguiente manera: “O Pemex está escondiendo información, o bien está esperando los resultados de posteriores perforaciones”.²³

Pasado algún tiempo, Pemex prosiguió con cautela su táctica informativa en torno a la controversia anterior. La información oficial únicamente daba cuenta de que durante 1974 se descubrieron los campos de Cunduacán, Níspero e Iride en el área de Reforma, y las extensiones productoras de petróleo, Sobillo y Roatán, en el área de Samaria e Iride, todos pertenecientes a Chiapas. Estos hallazgos extendían las posibilidades de producción a la región de rocas cretáceas, con lo que su importancia económica se incrementaba notablemente.²⁴ Pemex también hizo saber que las reservas probadas de hidrocarburos líquidos totales del país se habían incrementado en 342 mmb durante 1974, gracias fundamentalmente al aumento de reservas que se dio en la zona sur (Cuadro 4);²⁵ pero no dio a conocer el monto específico de reservas probadas del área de Chiapas-Tabasco. Aún más, durante la celebración del XXXVII aniversario de la expropiación, el 18 de marzo de 1975, ocasión en que empresa y sindicato generalmente celebran y anuncian los progresos de la industria, el director de Pemex no aludió absolutamente a la magnitud de los depósitos en Chia-

²⁰ *The New York Times*, 21 de octubre de 1974.

²¹ *Ibidem*.

²² *The New York Times*, 29 de octubre de 1974.

²³ *Ibidem*.

²⁴ Pemex, *Memoria de labores 1974*, México, 1975, p. 11.

²⁵ *Ibid.*, p. 78.

pas-Tabasco.

Es menester destacar que gracias al desarrollo de tales campos, en la segunda mitad de 1974 Pemex logró elevar la producción de crudo al punto de invertir la balanza comercial del país: de importador a exportador. Al cabo de ese año el nivel promedio de producción de Pemex fue de 652,796 bd, de los cuales el 30% procedió del área cretácea de Chiapas-Tabasco. En ésta, la producción de crudo fue de 275,000 bd, 141% de incremento respecto de 1973, y fueron perforados 40 pozos de desarrollo, produciendo cada uno 6,875 bd en promedio.²⁶

Lo que en cierta medida puso fin a la polémica fue otra noticia de la prensa estadounidense, que afirmaba que existía una deliberada política de información por parte de Pemex y del Poder Ejecutivo con relación a las reservas de hidrocarburos en Tabasco-Chiapas. Según el diario *The New York Times*, algunos funcionarios de Pemex —cuyos nombres no consignó— afirmaron que si Pemex no informaba sobre la magnitud de los yacimientos de Tabasco-Chiapas era porque existía “un plan preconcebido para escapar de la presión que podían ejercer tanto países productores (la OPEP) como consumidores (Estados Unidos)”, lo cual a su vez estaba enmarcado en la decisión de exportar sólo lo necesario en aras de fortalecer la balanza de pagos en el corto plazo y, fundamentalmente, alimentar la producción de refinados.²⁷ Tal afirmación daba a entender que, a esas alturas, Pemex ya podía dar una estimación certera de las reservas de Chiapas-Tabasco, tanto de las probadas como de las probables, conceptos que aluden a dos situaciones distintas.

Los 20,000 mmb, calculados en Estados Unidos, probablemente se encontraban en el subsuelo mexicano, pero, para comprobar su existencia, era necesario aún perforar una considerable cantidad de pozos adicionales. Por lo tanto, la cifra anterior se refería más bien a lo que Pemex había considerado como reservas probables, cuyas estimaciones pertenecen al ámbito de la geología y no al que considera el área de avenamiento de los pozos. Es posible que los geólogos norteamericanos hayan *detectado* la riqueza de esos mantos a través de establecer vínculos entre los datos geológicos y geofísicos oficiales de Pemex. Esta había publicado datos importantes tales como dimensión de la estructura, registros de los pozos, mapas de las distintas interpretaciones sismológicas y espesores del estrato productor (características de permeabilidad de la roca almacenadora, textura, número de localizaciones que podían perforarse y sus posibilidades de producción, entre otros);²⁸ información que posibilitaba la elaboración de un

²⁶ Con base en: Pemex, *Memoria de labores 1973 y Memoria de labores 1974*, México, 1974 y 1975.

²⁷ *The New York Times*, 21 de marzo de 1975.

²⁸ Entrevista a funcionario de Pemex, México, marzo de 1983.

cálculo tentativo de las reservas probadas, según el método “cubicador”, que toma en cuenta extensiones geográficas que aunque no han sido perforadas, son susceptibles de ser económicamente productivas en base a datos geológicos e ingenieriles.

Cuando en octubre de 1974 apareció la cifra citada en *The Washington Post*, Pemex ya había estimado las magnitudes probada y probable de los yacimientos de referencia, sólo que su monto no lo dio a conocer. Únicamente difundió la idea de que la riqueza de los mantos —comparable potencialmente con la de Poza Rica o de la Faja de Oro— era muy importante y que gracias a ella el país podría lograr autosuficiencia e incluso generar excedentes exportables.

Uno de los argumentos esgrimidos por la empresa en el manejo discreto que hacía de las cifras de reservas era el de que éstas constitúan un asunto delicado desde el punto de vista técnico y que optaba por no darlas a conocer mientras no tuviera un grado de seguridad mayor.²⁹

En parte, la justificación tenía asideros reales, ya que el criterio técnico prevaleciente era que, si bien se conocían las características de la formación geológica del manto, no se podía asegurar que toda el área fuese productora; faltaba que, al perforar, la barrena tocara la formación para determinar si lo depositado en el subsuelo era petróleo y no agua y sal. Estos motivos sustentarían la validez del temor de Pemex de no manejar públicamente estimaciones de reservas probables o potenciales.

Una exploración a fondo de esta problemática nos llevará a conocer más acerca de dos cuestiones fundamentales presentes en el período 1970-1976: las razones que justificaron la política de Pemex en relación con los hallazgos habidos en Reforma, así como las distintas posiciones que rodearon a la política de información de reservas.

a. Reconocimiento y evaluación de los yacimientos de Reforma

Para tener una idea de en qué medida Pemex había avanzado en el reconocimiento y evaluación de las magnitudes probable y potencial de Reforma, es conveniente remontarnos brevemente al descubrimiento de sus yacimientos.

La exploración en esta área fue iniciada en 1911 por la compañía británica “El Aguila”, cuyos resultados no tuvieron éxito. Cuatro años más tarde, el geólogo Juan D. Villarello señaló en un estudio que la existencia de petróleo en el subsuelo del estado de Tabasco y sus límites con Chiapas estaba comprobada, pues las manifestaciones superficiales eran numerosas:

²⁹ Declaración del Secretario de Patrimonio Nacional, Francisco Javier Alejo, aparecida en *Excelsior*, México, 5 de mayo de 1976.

habían yacimientos en la parte noreste de la Laguna de Tlachontalpa, que tiene acceso directo al Golfo de México.

Las investigaciones de Villarello lo llevaron a sugerir adónde tendría que comenzarse la exploración, explicando que los lugares más apropiados se encontraban en terrenos anticlinales (en forma de campana) con cruzamientos en sus pliegues, y este tipo de formación geológica se encontraba precisamente en Reforma. En esencia, este geólogo auguraba para esta región un período de enorme importancia económica.

Sin embargo, no fue sino después de la nacionalización de la industria cuando se encontró crudo en Agua Dulce, al sur de Veracruz, aproximadamente a 160 kilómetros de Reforma. La necesidad de explorar más intensamente la zona se planteó en 1945, pero el problema más importante a resolver era que aún no se tenía una investigación minuciosa de todos los datos, que hiciera posible una reconstrucción verídica de la historia geológica, con miras a dilucidar la distribución de los sedimentos.

El primer descubrimiento en la región se hizo en 1953, que fue el campo El Golpe, al que le siguieron: La Venta, Magallanes, Mecoacán, Santa Ana, Tupilco, Cinco Presidentes y otros. En 1969 se logró perforar a una mayor profundidad —a 3,827 metros—, habiéndose descubierto el campo Caracolillo, lo cual alimentó las posibilidades de producir a partir de horizontes geológicos más antiguos. Los hallazgos previos a esta fecha correspondían a la era terciaria, cuya antigüedad data de 65 millones de años, y donde la sección sedimentaria no había sido perforada hasta entonces. De 1953 a 1968 la profundidad perforada en el área era casi de 2,000 metros en promedio, mientras que la mayoría de los yacimientos de la era cretácea, que data de 65 a 136 millones de años, podría encontrarse entre los 4,000 y 6,000 metros, lo cual representaba un desafío a la capacidad tecnológica de Pemex. Debido a esto, las posibilidades reales del nuevo horizonte productor no fueron detectadas inmediatamente.

Los pozos Sitio Grande y Cactus, que dieron la evidencia de que se trataba de una región petrolera importante, fueron perforados en 1972, a profundidades respectivas de 4,589 y 4,481 metros, cuyos volúmenes de producción inicial (2,550 y 1,720 bd) fueron superiores a la producción media diaria (112 bd) de los demás pozos. Además de los datos de producción, cuyo nivel reflejaba su riqueza potencial, se obtuvo información complementaria que respaldaba el siguiente pronóstico de Pemex: debido a que dichos yacimientos estaban cercanos a las instalaciones petroleras, se incrementaban las posibilidades de realizar su explotación económica en un plazo relativamente corto. El Sitio Grande, un manto de caliza porosa y fracturada, con 160 metros de espesor, hacía suponer la existencia de grandes volúmenes de hidrocarburos. Los resultados obtenidos de la perforación hacían esperar que, al cabo de 1973, la producción de los nuevos campos contribuiría enormemente a sustentar el crecimiento de la demanda de crudo y a eliminar sus importaciones. Pero, para apoyar esta presunción, había que perforar un gran número de pozos de exploración y de

desarrollo.³⁰

Las expectativas sobre la riqueza potencial de estos nuevos mantos eran tan promisorias, que Pemex programó inversiones por casi 70 millones de pesos para el período 1973-1976, que se destinarían a la construcción de instalaciones superficiales, tales como baterías de separación, tanques de almacenamiento, deshidratadoras de crudo, endulzadoras de gas, plantas de azufre, compresoras, gasoductos y servicios auxiliares.³¹

A mediados de 1973, Pemex informó que mediante la perforación de 40 pozos en el área mencionada se estaría en posibilidad de hacer una evaluación cabal de su potencialidad. Al finalizar el año, se tenían perforados 21 pozos productores que producían 71,200 barriles al día y se esperaba que, en el transcurso de 1974, su producción se incrementase a 175,000 bd.³² ¿Cómo Pemex podía esperar un incremento de tal proporción si no tenía idea certera de las magnitudes probada y probable de las reservas? Cabe recordar que hasta ese momento los montos probable y potencial de las reservas se inferían a partir de las características geológicas de los yacimientos conocidos y del comportamiento de los pozos exploradores y de desarrollo.

En el mismo año Pemex descubrió lo que parecía ser la prolongación de los yacimientos de Sitio Grande y Cactus: el cretáceo de Samaria. Este resultado, aunado al registro de productividad de los pozos anteriores, confirmaron la hipótesis de los técnicos de Pemex, de que los yacimientos de esta zona eran sumamente prolíficos, y fue entonces que se comparó su enorme potencialidad con la de los campos de Poza Rica y de la Faja de Oro.³³

Fue en agosto de 1974 cuando Pemex informó de la perforación de 40 pozos productores, que según lo anunciado por Dovalí eran los requeridos para poder evaluar con más precisión la magnitud de los yacimientos. En la perforación exploratoria, cuya finalidad es detectar las extensiones de los campos, todos los pozos habían resultado productivos. Además, se tenían localizadas 15 nuevas estructuras, todas ellas con identificaciones bien definidas, en donde la empresa estatal seguiría desarrollando los campos.³⁴

La producción total que aportaban los pozos en ese momento era de 200,000 bd, a razón de 5,000 bd cada uno,³⁵ índice que podía ser mayor

³⁰ Nafinsa, *El mercado de valores*, núm. 23, México, 4 de junio de 1973.

³¹ *Ibidem*.

³² Nafinsa, *El mercado de valores*, núm. 2, México, 14 de enero de 1974.

³³ Nafinsa, *op.cit.*, núm. 12, México, 25 de marzo de 1974.

³⁴ Nafinsa, *op.cit.*, núm. 33, 19 de agosto de 1974.

³⁵ Nafinsa, *Ibidem*.

porque supuestamente la capacidad de los pozos también era superior. El exjefe del Departamento de Geología de Explotación de Pemex, Martín Nava, ha revelado posteriormente que si se hubiesen estimulado algunos pozos conforme las técnicas conocidas, cada uno de estos habría llegado a producir el doble: 10,000 bd. "De esta manera, Pemex seguía la política de la Presidencia, la cual trataba de evitar despertar codicia de parte de Estados Unidos".³⁶ Esta sería una razón de más que confirmaría la idea de que el gobierno mexicano tenía plena conciencia de la riqueza petrolera del país. El mismo funcionario, en un artículo publicado por la revista del Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos,³⁷ señala que el descubrimiento de los campos del cretáceo, en el área de Tabasco-Chiapas, se llevó a cabo tan rápidamente (año y medio) que ya no únicamente era posible definir estructuras, sino también lo que geográficamente configuraba una provincia petrolera.

De 1974 a 1975, a los descubrimientos existentes, se agregaron los campos: Iríde, Níspero y Río Nuevo, con los que se totalizaban 8 campos en Reforma. A pesar de los progresos obtenidos, en 1976 un grupo de ingenieros de Pemex dio a conocer un documento en el que advertía sobre el peligro de que en el transcurso de cuatro años México perdiera su autosuficiencia en hidrocarburos, si no se encontraban nuevos e importantes yacimientos. El Subdirector de Producción Primaria de Pemex, Francisco Inguanzo, expuso en un informe³⁸ que el programa de exploración debía fructificar mínimamente en 1,460 nuevas localizaciones, lo cual permitiría la ubicación de nuevas áreas productoras y el incremento de las reservas probadas en los niveles necesarios para producir, hacia 1982, 715.4 mmb anuales, es decir, 1.96 mmb diarios. Hacia tal fin, de 1977 a 1982 debían descubrirse 12,744 mmb, cantidad equivalente a un poco más del doble de la reserva con que se contaba en 1975. En el mismo estudio el Subdirector Inguanzo recomendó que la exportación de crudo se redujera al mínimo, pues de lo contrario el país se vería en la necesidad de recurrir nuevamente a las importaciones.

¿A qué obedecía esta visión poco optimista, incongruente con las evidencias progresivamente confirmatorias de la enorme potencialidad de los campos de Reforma? Una de las respuestas reside en el carácter de confiabilidad de los procedimientos estimativos de las riquezas petrolíferas: un sector de ingenieros de Pemex se rehusaba a respaldar que todas las formaciones identificadas en Chiapas-Tabasco fuesen depositarias de petróleo, en virtud de que no estaban perforadas completamente.

³⁶ Entrevista personal, México, 26 de marzo de 1983.

³⁷ *Revista del IMIQ*, núm. 2, México, febrero de 1975, pp. 65-73.

³⁸ Inguanzo, Francisco, *Recursos energéticos de México y programas de exploración* (mimeo), México, D.F., enero de 1976.

De acuerdo con los cálculos que se tenían de las reservas probadas, se preveía que los campos Samaria, Cactus y Sitio Grande, que en 1976 aportaron el 43% a la producción nacional de crudo y condensados, tendrían poca vida productiva: 6, 5 y 3 años a lo sumo, respectivamente.³⁹ Esta perspectiva era ciertamente preocupante, principalmente porque tales campos estaban en una etapa de desarrollo muy avanzada y también porque no había un programa de trabajo definido para realizar nuevas localizaciones. No obstante, Pemex contaba con otros campos también importantes, Cunduacán, Iride y Río Nuevo, y con un programa exploratorio que incluía nuevos pozos en Agave y Zarza y localizaciones posteriores en Arteza, Giraldas, Carrizo, Oxiacaque, Zanapa y Tabasco, entre otras,⁴⁰ depositarias de grandes magnitudes de reservas probables. Sin embargo, debido a las características de confiabilidad del método de cuantificación empleado, estos campos quedaron descartados en las estimaciones del potencial productivo de Reforma-Villahermosa.

En síntesis, al momento de la aparición de la noticia en Estados Unidos, en octubre de 1974, Pemex tenía conocimiento de las reservas probadas y probables en Reforma. Sin embargo, las cifras reconocidas por la empresa eran al parecer muy inferiores a las difundidas en ese país —probablemente de 1,000 a 2,000 mmb, las probadas, y entre 10,000 a 20,000 mmb, las probables. La posición del gobierno mexicano y de Pemex consistió en negar la versión estadounidense acerca del monto probado tan alto (20,000 mmb), pero no precisaron su monto verdarero. Únicamente informaron de las reservas *probadas*, clasificándolas por zonas aunque sin especificarlas por distrito ni campo; pero no lo hicieron con las *probables*. Según los cánones técnicos, este término alude a una estimación con alto grado de incertidumbre, riesgo que entonces no era conveniente correr debido a sus repercusiones en el ámbito externo, tanto de Estados Unidos como de la OPEP. En consecuencia, sólo cabía el ejercicio especulativo y, según éste, la mayor parte de las reservas de la zona sur se localizaban en Chiapas-Tabasco.

La política petrolera mexicana traslucía una estrategia de producción “nacionalista”, cimentada en el valor estratégico de estos recursos energéticos para el desarrollo del país, así como por la necesidad de velar por su mejor aprovechamiento dado su carácter perecedero.

Cabe recordar que cuando la industria petrolera estuvo en manos de las compañías inglesas y estadounidenses, la producción de crudo estuvo orientada primordialmente a la exportación. Si bien es cierto que entonces México llegó a ser el segundo productor más importante del mundo, ello fue a costa de la sobreexplotación de los campos petroleros, causando da-

³⁹ Sepanal, *Informe confidencial*, México, septiembre de 1976.

⁴⁰ *Ibidem*.

ños irreparables a algunas de las formaciones geológicas y haciendo declinar la extracción. Esta fue una de las razones que llevaron al Presidente Lázaro Cárdenas a nacionalizar la industria y a asignarle a la naciente empresa estatal el objetivo de explotar el petróleo de acuerdo con los intereses del país.

En 1974, Pemex puso en marcha un plan de exportación⁴¹ enmarcado en el ideal nacionalista-conservacionista de hacerlo sólo con excedentes marginales; paralelamente, surgió una política sobre reservas probadas y probables sumamente cautelosa, diseñada de tal manera de minimizar la importancia de los descubrimientos.

Pero, antes que jugar a esconder información, la actitud recelosa de Pemex respondía a un propósito estratégico: resguardar las decisiones y autonomía de la política petrolera de las presiones tanto locales como internacionales. Se temía que los anuncios del rico potencial de los yacimientos del sureste trajeran una presión más estrecha del gobierno de Estados Unidos, atendiendo particularmente al hecho de que este país tenía un déficit de 47% de crudo en el balance total de la energía utilizada y porque sufría las consecuencias del embargo petrolero decretado por algunos países de la OPEP.

Sin embargo, las pruebas existentes revelan que, antes de que apareciera esta presión, el interés de Estados Unidos tenía fines prácticos en términos económicos y geopolíticos. En primer lugar, desde 1972, antes del primer choque petrolero internacional, el gobierno del país vecino vislumbraba la posibilidad de convertir a México en proveedor "privilegiado" de crudo y gas. Ese año Pemex recibió tentadoras ofertas de créditos para costear las actividades de exploración y de instalación del equipo necesario para producción y transporte. El ofrecimiento demandaba a cambio, como condición básica, si no el pago en efectivo de los créditos e intereses, sí con petróleo, en volúmenes y precios que se negociarían en su oportunidad. La respuesta del gobierno de Echeverría fue negativa, en virtud de que México, además de gozar de amplio crédito en los mercados de capitales, contaba con experiencia y capacidad propias para llevar adelante la expansión de la industria.⁴²

En segundo lugar, en respuesta a un señalamiento del responsable de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial (Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, actualmente), referente a que la explotación

⁴¹ Este tenía como objetivo fortalecer la balanza comercial petrolera en el corto plazo. Inicialmente, las ventas descansarían en el crudo, pero una vez que entraran en operación las refinerías Salina Cruz y Cadereyta, Pemex exportaría derivados y no crudo. De septiembre de 1974 a diciembre de 1976 las exportaciones de crudo pasaron de 16,000 a 94,000 barriles diarios en promedio.

⁴² Pemex, *Informe del director general de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1973.

de los nuevos yacimientos encontraba dificultades de suministro tecnológico —los proveedores extranjeros se resistían a surtir expeditamente equipo petrolero—, la Cámara Americana de Comercio aseguró que la obstrucción supuesta no podía producirse en virtud de que Estados Unidos era el principal interesado en la producción de los nuevos pozos mexicanos.⁴³ Las negociaciones avanzaron a un punto tal que, en abril de 1974, varios geólogos norteamericanos llegaron a México para tener una idea más precisa de los recursos petrolíferos de Tabasco-Chiapas, argumentando que su objetivo fundamental era conocer la cuantía de estos recursos en el continente americano.⁴⁴ Seis meses después, el diario *The Washington Post*, haciendo eco con las estimaciones de algunos de los geólogos visitantes, consignaba que con los 20,000 mmb de reservas, las exportaciones de México podrían alcanzar una tercera parte del petróleo importado por Estados Unidos. En el mismo rotativo, un funcionario de Washington advertía que estas negociaciones debían realizarse cuidadosamente con el fin de no estimular el ingreso de México a la OPEP.

En tercer lugar, gracias a la entrevista de los Presidentes de ambos países, Luis Echeverría y Gerald Ford, realizada también en 1974, se acordó que México vendería su petróleo al precio vigente en la OPEP y, a cambio Estados Unidos se comprometía a impulsar una nueva legislación para lograr mayores volúmenes de intercambio comercial y perseguir así una balanza comercial más equitativa entre ambos países.⁴⁵

Por último, las especulaciones habían avanzado tanto que, a mediados de 1976, la Agencia Central de Inteligencia aseguraba en un informe que México estaba “sentado en una reserva petrolera de 75,000 mmb”, dándose por adelantado que México sería un “proveedor natural” de Estados Unidos.⁴⁶

Los hechos anteriores demuestran que Estados Unidos tenía un marcado interés porque México produjese más petróleo para colocar mayores volúmenes en el mercado de aquel país.

b. Los primeros anuncios de reservas probables

En octubre de 1975, el entonces candidato a la presidencia del país, José López Portillo, había expresado: “Si por timidez, por exceso de precaución, o por buscar las seguridades de las circunstancias, bloqueamos las

⁴³ Morales, Isidro, Cecilia Escalante y Rosío Vargas. *Formación de la política. ... op cit.*, cap. VII.

⁴⁴ *Excélsior*, 4 de abril de 1974.

⁴⁵ Declaraciones del Secretario de Patrimonio Nacional, Francisco J. Alejo, *Excélsior*, 5 de mayo de 1976.

⁴⁶ *El Día*, 4 de agosto de 1976.

salidas al mediano y largo plazo al país, creo que le hacemos más daño que beneficio".⁴⁷ El Presidente en ciernes parecía trascender uno de los principios cardenistas acerca de la utilización de los recursos petrolíferos: si bien éstos estaban destinados fundamentalmente a satisfacer las necesidades internas, en la coyuntura petrolera internacional de los setenta debían servir como solución rápida a la recesión que encaraba el país.

En corcondancia con este enfoque, el nuevo Secretario de Patrimonio y Fomento Industrial, Francisco Javier Alejo —quien sustituía a Horacio Flores de la Peña—, dio las primeras cifras aclaratorias del tamaño de las reservas probables del país. En mayo de 1976, en el foro sobre Política de estabilidad cambiaría, celebrado en la Secretaría de Hacienda, y ante corresponsales extranjeros, el funcionario afirmó que se acababan de descubrir varios campos: Mundo Nuevo (en Chiapas) y Agave, Lombarda y Zarza (Tabasco), depositarios de "reservas posibles de desarrollo" aproximadas en 10,000 mmb y, en términos de reservas explotables (probadas), 7,000 mmb. Al mismo tiempo, aclaró que estas cifras podrían sufrir variación al fin del año, pues se trataba de un proceso tremendamente dinámico, sobre todo porque se estaba en presencia de "una zona petrolera nueva, que apenas se había comenzado a conocer".⁴⁸

Aunque tal anuncio, principalmente el que se refiere a las reservas probables, reflejaba cierta apertura de Pemex en este tipo de información, ello no involucraba dar marcha atrás a la táctica informativa de ofrecer datos imprecisos o ambiguos, acerca de la riqueza de Chiapas-Tabasco. Una muestra es la siguiente: en el verano de 1976 Pemex anunció que de 1971 a 1975, 59 campos de petróleo y gas —diez de los cuales se ubicaban en Chiapas-Tabasco— aportaron 2,559 mmb al total de reservas probadas,⁴⁹ hecho que tornaba sumamente nebuloso el conocimiento del monto que habrían de añadir los campos de ambos estados.

Un informe confidencial, elaborado por la Comisión de Energéticos de la Secretaría de Patrimonio Nacional,⁵⁰ revelaba que las reservas probadas de hidrocarburos de los campos mencionados ascendían a 1,610 mmb al 31 de agosto de 1976 (Cuadro 5). Según este documento, de 1972 a 1975 su aportación había sido de 1,900 mmb.

⁴⁷ Ante el Congreso de la Unión, Díaz Serrano recordó esta declaración del Presidente López Portillo. Véase Pemex, *Comparecencia de Jorge Díaz Serrano ante el Congreso de la Unión*, México, junio de 1977.

⁴⁸ *Comercio exterior*, vol. 6, núm. 5, México, mayo de 1976.

⁴⁹ *Excelsior*, 9 de agosto de 1976.

⁵⁰ En él se analizaban detenidamente las posibilidades generales de desarrollo futuro así como de cada uno de los campos de Chiapas-Tabasco. Las reservas probadas fueron calculadas conforme el método establecido, en el que sólo se consideraban probadas las que provenían de los pozos de desarrollo. Sepanal, *Informe confidencial*, op.cit.

Cuadro 5

Chiapas-Tabasco: reservas probadas de hidrocarburos
al 31 de agosto de 1976
(millones de barriles)

Campo	Reservas recuperables	Reservas recuperadas mediante la extracción	Reservas por recuperar
Cactus	214.3	62.742	151.6
Níspero	18.9	4.630	14.27
Sitio Grande	100.0	74.954	25.0
Samaria	711.0	122.700	588.3
Cunduacán	857.0	26.300	831.3
Iride	s.d	5.400	s.d
Río Nuevo	s.d	0.672	s.d
Total	1 901.2	297.398	1 610.47

s.d. : sin datos.

Fuente: Sepanal, *Informe confidencial*, México, septiembre, 1976.

Al 31 de diciembre de 1976, las reservas probadas totales se estimaron en 6,480 mmb, según el método "conservador", basado en los pozos de desarrollo. Otra estimación, que pareció demasiado audaz para los técnicos conservadores, ampliaba el rango del concepto al incluir como probadas las reservas que fuesen económica y técnicamente factibles de desarrollo. Gracias a esta fórmula, se incorporaron 4,680 mmb a las reservas probadas totales, las cuales totalizaron 11,160 mmb (Cuadro 6).

Cuadro 6

México: reservas probadas de hidrocarburos, 1970-1976
(millones de barriles)

Fecha	Dic. 31 de 1970	Dic. 31 de 1976 ¹	Dic. 31 de 1976 ²
Reservas probadas	5 567.0	6 480.0	11 160.0
Incremento sexenal (1964-1970 y 1970-1976)	6.5%	16.4%	72.2%
R/P	18 años	13 años	24 años

¹ Según el método previo, basado en las reservas perforadas.

² Según el método nuevo, que toma en cuenta las reservas no perforadas.

Fuente: Pemex, *Estadística de uso interno*, México, 1985.

Tanto el método previo como el nuevo se sustentaban en sendas percepciones sobre los recursos petrolíferos del país —aparecieron en dos coyunturas económico-políticas radicalmente distintas—, las cuales diferían en los procedimientos involucrados y esencialmente en sus dosis de contenido político.

El nuevo método representaba a una corriente de geólogos petroleros, fuera y dentro del país, cuya ambición era “medir más con menos” esto es desplegando menos esfuerzos y gastos en perforaciones exploratorias y de desarrollo y obteniendo un panorama mucho más amplio de las reservas con las que se podía contar para programar las metas de producción. En términos prácticos, esta propuesta ofrecía múltiples ventajas económicas y políticas. Para el momento crítico que vivía la economía mexicana, dominada por la necesidad de recursos financieros, era oportuno echar mano del moderno sistema, pues ello contribuía a proyectar la imagen de que México tenía un futuro promisorio en materia de hidrocarburos, en un escenario internacional muy favorable a los productores. Estos contextos, tanto el interno como el externo, condujeron a la dirección de Pemex a adoptar el nuevo método de estimación.

2. Período 1977-1982

Durante la gestión de Jorge Díaz Serrano al frente de Pemex, el crecimiento de las reservas de hidrocarburos fue inusitado:⁵¹ las probadas, calculadas por la administración saliente, pasaron de 6,480 mmb en 1976 a 72,008 mmb en 1981, manteniéndose así hasta 1982; las probables de 10,000 a 80,000 mmb y las posibles, contabilizadas a finales de 1982, fueron de 98,000 mmb.

En el transcurso de esos años, el escenario petrolero fue adquiriendo un perfil dinámico en la medida que el papel del petróleo iba encarnando en la vida económica y política de México. Los diversos acontecimientos relacionados con la industria petrolera acentuaron tanto la participación de los actores involucrados como el interés de la sociedad en general.

Uno de los fenómenos que llamaron la atención de la opinión pública fue el anuncio oficial de que en 1978 Pemex incorporaba 17,540 mmb, provenientes del campo de Chicontepec, a las reservas probadas. Algunos expertos petroleros y comentaristas del país y del extranjero, cuestionaron la veracidad de la información, aduciendo que se había exagerado el monto y que las características geológicas del campo no hacían costear su explotación, razón por la cual el monto de reservas tendría que ser inferior.

Un análisis pormenorizado de este caso arrojará alguna luz sobre esta controversia. Para ello es necesario examinar dos aspectos fundamentales:

⁵¹ Pemex, *Memoria de labores*, México, s.p.i., varios años.

el método y la política de evaluación de reservas y el grado de factibilidad de explotación de los hidrocarburos de Chicontepec. Posteriormente, estos elementos serán confrontados con un tercero: las estimaciones de las riquezas del sureste.

a. Método y política de evaluación de reservas

El crecimiento progresivo y dinámico experimentado por las reservas probadas de México tiene su explicación en tres factores esenciales. En primer lugar, su cuantía aumentó rápidamente gracias a que la exploración fue intensa. En el sexenio de referencia se dio un fuerte impulso a los trabajos exploratorios en Tabasco-Chiapas y en el área marina de Campeche, con lo cual se descubrieron varios mantos en zonas geográficas lejanas a las tradicionalmente productoras y en formaciones más profundas.

En segundo lugar, el procedimiento de estimación de reservas sufrió modificaciones que volvieron innecesario perforar varios pozos exploradores y de desarrollo, con lo que el tiempo y el costo de la cuantificación se redujeron sensiblemente.

Por último, la política de información discreta y cautelosa que había regido durante el sexenio 1970-1976 fue abandonada para dar paso a otra más flexible y optimista, que encarara con más realismo los desafíos de expansión de la industria, una de cuyas medidas principales fue la de echar mano de nuevos sistemas de estimación.

La actividad desplegada por Pemex en el período 1977-1982, condujo al descubrimiento de varios campos de petróleo y gas de valor económico considerable: Akal, Bacab, Maloob, Abkatún, Chuc, Nohock, Kutz, Ixtoc, Kanab y Takin, situados en la sonda de Campeche, y Giraldas, Copanó, Oxiacaque, Cárdenas, Agave, Arteza, Comoapa, Mundo Nuevo, Paredón, Sunuapa, Chiapas, Fénix, Iris, Jujo, Mora y Bellota, en el área Chiapas-Tabasco. Además, otros hallazgos en Coahuila (Monclova, Ulúa y cuenca de Sabinas, productores de gas natural) y en paleocañón de Chicontepec (de crudo y gas asociado), agregarían importantes cantidades de reservas probadas de hidrocarburos.

Gracias a estos descubrimientos, en 1982 las reservas probadas de hidrocarburos del mar de Campeche representaron 47% del total nacional, mientras que las de Chiapas-Tabasco tuvieron 18% y las de Chicontepec, el 23%; el resto de provincias, entre éstas cuenca de Sabinas, Coahuila, participaron con el 12%.

La cuantificación de estos recursos se apoyó en las técnicas y criterios recién adoptados y, por tanto, las cifras de la evaluación son muy distintas de las que se hubieran obtenido con el método acostumbrado. Este, utilizado hasta 1975, era sumamente riguroso y en alguna medida conservador. Define a las reservas probadas como aquellas que son susceptibles de ser extraídas de yacimientos en donde existe evidencia segura de producción de hidrocarburos. Sólo acepta como probadas a las que ya

están en desarrollo; la estimación procede conforme se van perforando los pozos. En cada uno de éstos se calculan: espesor productivo, porosidad de la roca y saturación del agua, cuyos índices se multiplican por el área de avenamiento o de influencia del pozo. También entran en el concepto las que provienen de la recuperación secundaria o del empleo de mejores técnicas en plena operación.⁵² Esta es una de las razones del por qué el ritmo de crecimiento de las reservas probadas fue muy lento durante los años de vigencia de dicho método.

Las reservas probables, en cambio, las supone en áreas vecinas a las probadas, y resultan de interpretaciones geofísica, geológica y de registros, este último dominado por el factor incertidumbre. Los valores conocidos los extrapola a las áreas desconocidas o supuestas. Comprende también a las inferidas a través de estudios de inyección de fluidos o del empleo de técnicas de recuperación cuya confiabilidad no estaba plenamente demostrada.

Por último, el método antiguo calificaba a las reservas posibles como las provenientes de áreas con condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos, aunque no se tuviera certeza de su existencia.

Con el método adoptado a partir de 1976 las reservas probadas estimadas a 1982 resultaron superiores a las del sexenio anterior. Lo novedoso consistió básicamente en la inclusión del concepto "reservas probadas *no perforadas*", es decir, que aún no están en desarrollo.⁵³ Estas se evalúan mediante la interpretación geológica de la estructura, conociendo que la roca del yacimiento, saturada de petróleo o gas, tiene continuidad. Las variables: espesor productivo, porosidad y saturación de agua, se miden en unos cuantos pozos estratégicos, extrapoliándose sus resultados al total de la formación, la cual ha sido determinada por la interpretación sísmica.

El volumen de hidrocarburos de cada yacimiento se conoce multiplicando el volumen productivo de la roca por la estimación global de la porosidad. La estimación del volumen productivo de roca se centra en la distribución espacial del espesor productivo.

Al igual que en el método anterior, se cuantifican dos tipos de reservas probadas, las originales y las actuales. Las primeras se obtienen multiplicando el volumen original de crudo por el factor de recuperación, éste último calculado a través de estudios de predicción de comportamiento, curvas de declinación de la producción o pruebas de desplazamiento. Las

⁵² Pemex, Superintendencia General de Ingeniería de Yacimientos, *Lineamientos del cálculo de reservas de hidrocarburos*, México, septiembre de 1974.

⁵³ Véase: Samaniego Verduzco, Fernando y Héber Cinco Ley, *Reservas de hidrocarburos. Definiciones y métodos básicos de evaluación*. Documento preparado para la Conferencia sobre Reservas petroleras, que se llevó a cabo en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, México, febrero de 1983.

segundas resultan de restar la producción acumulada a la reserva original.

Las otras categorías de reservas, las probables y las posibles, así como las potenciales, que son la sumatoria de todas, no presentan diferencias significativas entre ambos métodos.

La implantación del nuevo método de estimación encontró algunos problemas relacionados con su tecnología. Siendo esencialmente de naturaleza estadística, los aparatos de computación requerían de personal especializado en programación, lo cual especialmente representó dificultades para la parte mexicana que aún no había logrado desarrollar un sistema automatizado de cálculo de reservas, a pesar de contar con equipos de cómputo y programadores.⁵⁴ Otro problema fue el desconocimiento elemental del método: no se sabía aplicarlo y pocos conocían el área geostatística. Por otra parte, la capacidad del equipo disponible no era suficiente; en consecuencia, gran parte de la información proveniente de los registros eléctricos se tenía que procesar en Estados Unidos. Años después, a finales de 1979 y principios de 1980, Pemex instaló un sistema de cálculo de reservas automatizado, mediante el cual la mayor parte de la información comenzó a ser procesada en México.⁵⁵

Una de las ventajas de este sistema consistió en la rapidez con que podían estimarse los recursos: en adelante sólo sería necesario perforar pozos estratégicos de los que se infería el horizonte productor. Además de ampliarse el universo de la estimación, se abandonó la práctica de restricciones a los programas y se delinearon metas ambiciosas de producción y principalmente de exportación. A la par, la imagen, hacia dentro y el exterior, de que México era un país con amplias posibilidades de desarrollo económico iba acentuándose más.

Para algunos expertos petroleros, lo objetable del método es su audacia excesiva, al suponer como semejantes las características de toda la formación. Según su punto de vista, las reservas así calculadas no deberían ser consideradas probadas, sino probables.⁵⁶ Otros, menos radicales, califican de adecuada su aplicación, aunque critican que se trabajen los datos de escasos pozos y que, en algunas ocasiones, no se utilice un intervalo de confianza que indique las probabilidades de existencia de las reservas. No obstante, a veces los rangos probabilísticos son elaborados, pero es la decisión política posterior la que los omite; en lugar de anunciar que se cuenta con "x" a "z" millones de barriles de reservas probadas, con una probabilidad del 90 por ciento, solamente se emite una cifra fija, sin ningún dato

⁵⁴ Napoleón, Luzbel, Sergio Ruteage y José Salinas, *Sistema automatizado para el cálculo de reservas y configuración de yacimientos*, trabajo presentado en el Seminario Anual de la Asociación Mexicana de Ingenieros Petroleros (AMIP), México, 1980.

⁵⁵ *Ibidem*.

⁵⁶ Entrevista a un funcionario de Pemex, México, septiembre de 1985.

adicional. Desde el punto de vista de las autoridades, este procedimiento simplifica un fenómeno que aún está distante de ser estimado exhaustivamente.⁵⁷

Ante la presunción de que habría una estructura geológica similar en toda la cuenta depositaria de hidrocarburos, los conocedores de la materia han refutado esta conjetura, calificándola de utópica. Este argumento deduce de la confiabilidad de la estimación, cuyo grado de error, en casos de zonas poco conocidas, puede llegar hasta 50 por ciento.⁵⁸

Es importante destacar que si un sector importante de especialistas objeta la validez del método y de las estimaciones resultantes, es porque no existe consenso internacional al respecto, situación que provoca confusión tanto en las definiciones como en la clasificación de las reservas. Esto se complica por el hecho de que cada compañía tiene sus reglas propias, lo cual dificulta una comparación entre los distintos países. Por ejemplo, algunas compañías siguen la práctica de clasificar como reservas probadas solamente los hidrocarburos recuperables, ya sea de pozos existentes o terminados y no le dan crédito a las reservas aún no desarrolladas.⁵⁹ Otras, ni siquiera aceptan en su nomenclatura los conceptos de reservas posibles y probables, argumentando que sólo una fracción de ellas ha sido probada, y si esto no ha sucedido, ninguna circunstancia garantiza la presencia de reservas. La sola razón de que existan tales desacuerdos permite que haya quienes duden de la exactitud de las estimaciones.

Pero, más que apoyarse en argumentos técnicos, hay que buscar la explicación en su dimensión política. El método de evaluación de reservas probadas *no perforadas* surgió en el contexto mundial del choque de precios de 1973. Dada la fortaleza económica adquirida por los productores de la OPEP, así como la competencia por las ganancias entre sus miembros, surgió la necesidad de tener una cuantificación inmediata de los recursos petroleros existentes, preocupación que afectaba también a los países consumidores deficitarios. La idea ya no era conocer con "exactitud rigurosa" el monto de reservas explotables sino contar con una base más amplia de cuantificación, aunque ésta resultase aproximativa e involucrara incertidumbre.

⁵⁷ Entrevista a un funcionario del IMP, México, junio de 1983.

⁵⁸ Un ejemplo es el campo marino Atún, que se explotó de 1966 a 1971 y del que se pensó que sus reservas podrían ser de un potencial gigantesco puesto que se lo suponía en capas del cretáceo. No obstante, aunque se perforó a 5 000 metros de profundidad, no se trascendió el nivel terciario. Por otra parte, la perforación topó contra una falla geológica que cortaba la estructura, debido a lo cual el 70 % de las expectativas de reservas de este manto se desvanecieron.

⁵⁹ Serrato, Marcela, "Las reservas mundiales de petróleo crudo y gas natural" en: *Cuadernos sobre prospectiva energética*, núm. 18, El Colegio de México, Programa de energéticos, México, 1981.

A pesar de este inconveniente, Pemex justificó su aplicación. Después de que la compañía estadounidense De Goyler & McNaughton, especializada en realizar trabajos a diversas compañías petroleras, certificara en 1977 la estimación de las reservas mexicanas, la empresa estatal dio como válido este aval en virtud de que el método ya había sido aceptado en otras partes del mundo.⁶⁰ Este paso contribuyó decisivamente a que los bancos internacionales aceptaran las reservas probadas de México como garantía para concederle préstamos.⁶¹

El hecho de que las reservas de México crecieran a pasos agigantados, originó en la opinión pública serias dudas sobre lo que en realidad se tenía. Después de que en 1977 las reservas probadas tuvieron un ascenso importante del 43 por ciento, al año siguiente la cifra se multiplicó espectacularmente: 151 por ciento. Ante estos anuncios, la prensa estadounidense publicó una serie de artículos y reportajes en los que ponía en entredicho la cifra oficial de 40,194 mmb emitida por Pemex. El periódico *The New York Times*⁶² opinó enfáticamente que dichas estimaciones eran dadas por un país agobiado por una deuda externa de 33 mil millones de dólares, tasas de inflación del 20% y desempleo del 30%.

Una de las preocupaciones de la comunidad financiera internacional era que las riquezas petroleras mexicanas fuesen siempre avaladas por compañías independientes. Pemex consintió a este requisito hasta 1977, pero a partir de 1978 ya no se mostró interesada en hacerlo. El director de la empresa adujo que Pemex confiaba en la opinión del Instituto Mexicano del Petróleo, porque su capacidad era ya muy reconocida.⁶³ Este cambio sería de vital importancia a los objetivos de la política petrolera del Estado mexicano, empeñado en hacer del petróleo uno de los ejes del desarrollo económico y social del país.

A diferencia de la actitud discreta del gobierno de Echeverría, el de López Portillo instauraba una política de información que, al tratar de ser objetiva en el manejo de cifras sobre la riqueza petrolífera, parecía urgido de magnificar la importancia de los descubrimientos, tanto de los de Chi-contepec como de los del sureste.

⁶⁰ En 1975, por ejemplo, Estados Unidos utilizó dicho sistema para evaluar los campos de la Bahía de Prudhoe, Alaska. Se probaron cientos de miles de reservas mediante una cifra de 4 pozos exploradores; los resultados obtenidos posibilitaron un crecimiento acelerado en sus reservas. También en el Mar del Norte se evaluaron las reservas probadas con el mismo método.

⁶¹ A este respecto, el director de Pemex reconoció que de no haber sido por la buena calidad de la información geofísica sometida a la consideración de los bancos, éstos no hubieran aceptado como válidas las reservas probadas. (Entrevista personal a Jorge Díaz Serrano, 29 de junio de 1985.)

⁶² *The New York Times*, 20 de diciembre de 1978.

⁶³ *Uno más uno*, 25 de mayo de 1979.

Ciertamente, el cambio fue más que relevante. La nueva administración de Pemex consideró conveniente erradicar el "conservadurismo" que había imperado en torno al método de evaluación y a la estrategia informativa. A partir de entonces, la práctica de la empresa fue difundir públicamente los descubrimientos y en ciertas ocasiones dar a conocer inmediatamente los montos de reservas probadas o, cuando estos eran recientes, el de las probables, tal como ocurrió con los casos de Chicontepec y de la sonda de Campeche.

Con el nuevo instrumento de cálculo de reservas probadas (y también de las probables y las potenciales), Pemex y el Estado pugnaban porque nunca más se subestimaran los recursos petroleros. Apoyándose en este propósito, Díaz Serrano afirmó ante el Congreso de la Unión, en 1977: "los errores de la subestimación han costado al país inmensas sumas de dinero".⁶⁴

Además, ante la grave crisis económica y financiera que vivía México, era oportuno mostrarse a los ojos de los consorcios oferentes de capital como potencia petrolera. Las riquezas de hidrocarburos alimentaban optimismo creciente sobre el futuro de la economía del país: un rápido aumento de aquéllas significaba una mayor capacidad productiva del energético y, por tanto, la garantía de que se tendrían excedentes exportables en gran cantidad.

Desde que, en el contexto de la campaña presidencial, Díaz Serrano le presentara a López Portillo un panorama halagador sobre los recursos petrolíferos,⁶⁵ se vislumbraba una salida fácil y rápida a la crisis económica, pues en ese momento las condiciones en el mercado internacional de hidrocarburos eran muy buenas: la demanda crecía más rápidamente que la oferta, por lo que los precios tendían al alza.

A partir de entonces, a la industria se le asignó una participación más determinante en la economía nacional, situación que llevaría a la empresa a ampliar sus planes de producción de hidrocarburos y, en consecuencia, sus metas de exploración y de reservas.

El director de Pemex argumentaría después que "México tenía que incrementar la producción y las exportaciones de petróleo pues de otra forma, ¿cómo íbamos a salir del problema financiero por el que pasábamos?"⁶⁶

⁶⁴ Pemex, *Comparecencia de Jorge Díaz Serrano, op.cit.*

⁶⁵ En otra ocasión, en junio de 1977, Díaz Serrano explicó al Congreso de la Unión que la cifra de 11,160 mmb pudo obtenerse gracias a que, durante 1976, en el curso de la campaña presidencial, se trabajó intensamente en un estudio profundo y lo más detallado posible con respecto al tamaño y potencialidad de los nuevos yacimientos de Tabasco-Chiapas. Este estudio permitió llegar a la conclusión de que los yacimientos tenían rocas carbonatadas con características y tamaño similares, por lo que para cuantificar sus reservas sólo se requerían unos cuantos pozos.

⁶⁶ Entrevista personal, México, D.F., 29 de julio de 1985.

b. Las reservas de Chicontepec y las ambiciosas metas de producción

La cuenca de Chicontepec se localiza en la planicie costera del Golfo de México, entre los estados de Veracruz, Hidalgo y Puebla, y el paleocanal está dentro de la cuenca, al centro y noreste del estado de Veracruz. A pesar de que desde 1931 se conoce la existencia de hidrocarburos en esta región, éstos fueron poco explotados porque se temía que la formación tuviera pobres características de recuperación; en su lugar, se le dio prioridad a Poza Rica.⁶⁷ Después de que ésta, en la década de los sesenta, diera indicios de que sus yacimientos comenzaban a declinar, Pemex consideró conveniente reestudiar la cuenca de Chicontepec y en 1973 dieron comienzo las primeras perforaciones. Para entonces ya había habido un progreso considerable en las técnicas de fracturamiento, que sugerían la existencia de grandes cantidades de hidrocarburos en dicha formación.⁶⁸

Hacia 1978, cuando Pemex estimó sus reservas, se habían perforado 448 pozos, de los cuales 349 se encontraban en producción; 30 fueron cerrados por el abatimiento de la presión, que generaba una producción muy baja; 21 habían sido improductivos y el resto se encontraba pendiente de terminación.

Con base en las pruebas de producción realizadas, se encontró que la productividad promedio de cada pozo oscilaría de 50 a 100 barriles diarios de crudo. Este nivel era achacable a la existencia de una alta proporción de arcilla, 44% aproximadamente, que reducía sustancialmente tanto la porosidad como la permeabilidad de la roca acumuladora y dificultaba la extracción. Por otro lado, la formación tenía un alto contenido de agua.⁶⁹ En consecuencia, las posibilidades de recuperación de petróleo y de gas eran de escasa magnitud.

Al 31 de julio de 1978 Pemex le asignaba a esta región 1,144 mmb de hidrocarburos como reservas probadas. Este anuncio hizo surgir dudas acerca de si era factible la comprobación de esas riquezas. Se cuestionaba que de ese total el 95% fuesen de reservas probadas *no perforadas*, y tan sólo el 5% de reservas probadas perforadas.⁷⁰ Era pues un margen de inferencia muy amplio.

Sin embargo, lo que más llamó la atención fue el informe de Pemex

⁶⁷ Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial (Sepafin), Dirección General de Petróleo, *Proyecto Chicontepec*, México, enero de 1979.

⁶⁸ Comisión Intersecretaral Sepafin-SPP, *Las reservas de la formación*. . . , *op.cit.*

⁶⁹ Ronfeldt *et al.*, *Mexico's Petroleum and U.S. Policy: Implications for the 1980's*, *The Rand Corp.*, Santa Mónica, California, 1980 y Comisión Intersecretaral Sepafin-SPP, *op.cit.*

⁷⁰ Comisión Intersecretaral Sepafin-SPP, *op.cit.*

emitido cinco meses más tarde: las reservas probadas de la zona ascendían a 14,456 mmb. El salto experimentado por la cifra se explicaba porque a la zona conocida se le añadieron las reservas de una área más extensa que comprende el norte del Río Tuxpan, en el área de Moralillo, hasta llegar a los campos de San Andrés y Poza Rica, donde también existen areniscas de Chicontepec. Sin embargo, debido al escaso factor de recuperación técnica y económica característico de la nueva área, surgió un debate importante en torno de si lo cuantificado era o no reserva probada.

Ante las expectativas de que las reservas de Chicontepec eran económicamente recuperables, Pemex había trazado un plan de desarrollo de la zona, mediante el cual esperaba extraer, hacia el año 1992, de 800,000 a 1 millón 600,000 bd.⁷¹ Según la estrategia, había que perforar continuamente durante trece años, hasta llegar a completar 16,000 pozos, meta sumamente ambiciosa si se considera que la empresa había perforado menos de esta cantidad en lo que llevaba de vida.⁷² Debido a las dificultades técnicas que entrañaba el proyecto, Pemex estimó que el desarrollo de esta área costaría más que el de cualquier otra; el gasto más la inversión podrían ascender a 8,700 millones de dólares (a precios de 1978).⁷³

Un cálculo burdo sobre los ingresos que Pemex habría obtenido al concluir el desarrollo de Chicontepec, arroja la cifra (al precio internacional de 14 dólares el barril de crudo ligero en 1978) de entre 3,796 a 7,592 millones de dólares, que corresponden al rango de 800,000 a 1.6 mmb estimados. Estos ingresos no permitían la recuperación del costo del proyecto.

Un estudio elaborado por Sepafin,⁷⁴ que examinó la rentabilidad de Chicontepec con premisas diferentes a las de Pemex, pronosticaba una producción menor, 294,631 bd de crudo hacia 1992, argumentando que la productividad promedio por pozo no sobrepasaría los 42 bd, cifra que el proyecto de Pemex había estimado en 100 bd.

Entre los augurios oficiales y los hechos se presentaron diferencias significativas que es necesario conocer. Este proceso se analiza en dos niveles: la reacción de los sectores políticos y financieros de Estados Unidos y la evaluación mexicana de las reservas.

i) La reacción estadounidense ante los anuncios

Durante 1978 la dinámica de crecimiento de las reservas probadas de hi-

⁷¹ *Oil & Gas Journal*, Estados Unidos, vol. 79, núm. 34, 24 de agosto de 1981.

⁷² De 1938 a 1978 Pemex terminó 9,835 pozos y los contratistas terminaron 3,073, totalizando 12,908 pozos en 42 años. Véase Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

⁷³ *Ibid.*

⁷⁴ *Financial Times Survey*, junio 20, 1979.

emitido cinco meses más tarde: las reservas probadas de la zona ascendían a 14,456 mmb. El salto experimentado por la cifra se explicaba porque a la zona conocida se le añadieron las reservas de una área más extensa que comprende el norte del Río Tuxpan, en el área de Moralillo, hasta llegar a los campos de San Andrés y Poza Rica, donde también existen areniscas de Chicontepec. Sin embargo, debido al escaso factor de recuperación técnica y económica característico de la nueva área, surgió un debate importante en torno de si lo cuantificado era o no reserva probada.

Ante las expectativas de que las reservas de Chicontepec eran económicamente recuperables, Pemex había trazado un plan de desarrollo de la zona, mediante el cual esperaba extraer, hacia el año 1992, de 800,000 a 1 millón 600,000 bd.⁷¹ Según la estrategia, había que perforar continuamente durante trece años, hasta llegar a completar 16,000 pozos, meta sumamente ambiciosa si se considera que la empresa había perforado menos de esta cantidad en lo que llevaba de vida.⁷² Debido a las dificultades técnicas que entrañaba el proyecto, Pemex estimó que el desarrollo de esta área costaría más que el de cualquier otra; el gasto más la inversión podrían ascender a 8,700 millones de dólares (a precios de 1978).⁷³

Un cálculo burdo sobre los ingresos que Pemex habría obtenido al concluir el desarrollo de Chicontepec, arroja la cifra (al precio internacional de 14 dólares el barril de crudo ligero en 1978) de entre 3,796 a 7,592 millones de dólares, que corresponden al rango de 800,000 a 1.6 mmb estimados. Estos ingresos no permitían la recuperación del costo del proyecto.

Un estudio elaborado por Sepafin,⁷⁴ que examinó la rentabilidad de Chicontepec con premisas diferentes a las de Pemex, pronosticaba una producción menor, 294,631 bd de crudo hacia 1992, argumentando que la productividad promedio por pozo no sobrepasaría los 42 bd, cifra que el proyecto de Pemex había estimado en 100 bd.

Entre los augurios oficiales y los hechos se presentaron diferencias significativas que es necesario conocer. Este proceso se analiza en dos niveles: la reacción de los sectores políticos y financieros de Estados Unidos y la evaluación mexicana de las reservas.

i) La reacción estadounidense ante los anuncios

Durante 1978 la dinámica de crecimiento de las reservas probadas de hi-

⁷¹ *Oil & Gas Journal*, Estados Unidos, vol. 79, núm. 34, 24 de agosto de 1981.

⁷² De 1938 a 1978 Pemex terminó 9,835 pozos y los contratistas terminaron 3,073, totalizando 12,908 pozos en 42 años. Véase Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

⁷³ *Ibid.*

⁷⁴ *Financial Times Survey*, junio 20, 1979.

drocarburos estuvo comandada por la zona sur (en la que Chiapas-Tabasco participaba con el 50%) y, en segundo lugar, por una nueva formación, Chicontepec, aportando cada una 41% y 44%, respectivamente, al total nacional.

El volumen de reservas de Chicontepec fue dado a conocer en Chicago, Estados Unidos, durante la reunión anual del Instituto Americano del Petróleo, celebrada en octubre de 1978.⁷⁵ El director general de Pemex declaró ahí que se trataba de un campo gigantesco, con una gran capacidad productiva. Según las evaluaciones generales de la empresa, Chicontepec aportaría 5,355 mmb adicionales de gas seco convertido a líquido, o sea el 45% del total de las reservas probadas de gas y 10,960 mmb de petróleo, esto es, el 43% de las reservas probadas totales de crudo. (En el terreno, las cantidades asignadas a esta región fueron: 100,000 mmb de petróleo y 40 billones de pies cúbicos de gas natural.)

El anuncio de las reservas de Chicontepec coincidía con los planes expansivos de Pemex. La producción nacional de crudo y líquidos en 1978 fue de 1,330,000 bd y la meta a alcanzar en 1980 —ya no en 1982, como se había previsto—, era de 2,250,000 bd; la producción de gas se lograría a un ritmo de crecimiento similar al anterior.

Los deseos por conquistar estas metas hicieron que las inversiones requeridas crecieran a más del doble de 1977 a 1978, mientras que las necesidades de financiamiento experimentaron el 120% de incremento (Cuadro 7).

La evolución de las cifras anteriores reflejaría los apuros de Pemex al anunciar las cifras de Chicontepec. Entre 1978 y 1979, el financiamiento obtenido por la empresa no se alejó mucho del esperado: 100% con respecto a 1977. No obstante, el crédito no cubría las necesidades propias de inversión de Pemex, por lo que es de suponer que parte de éstas se financiaron con capital de trabajo.⁷⁶

Con el incremento de sus reservas, México adquirió importancia en el escenario petrolero internacional. Sus reservas probadas de petróleo en 1978 eran 58% mayores que las de Venezuela y similares a las de Estados Unidos. Aún más, lo impresionante era que México tenía las mayores reservas probadas de petróleo crudo fuera del ámbito de la OPEP.

Representantes de los bancos extranjeros Morgan Guaranty Trust y National Westminster Bank estimaron que las reservas de petróleo y gas de México jugarían un papel esencial en las relaciones entre este país y Estados Unidos.⁷⁷ Para este último las reservas de hidrocarburos anunciadas

⁷⁵ "Pemex discloses big oil-field at API meet", *Oil & Gas Journal*; noviembre 20, 1978, p. 45.

⁷⁶ Para más detalle, véase: Guzmán, Oscar, *Las finanzas de Pemex*, inédito, Programa de Energéticos, El Colegio de México, México, 1986.

⁷⁷ Westminster Bank, Informe financiero, "Mexico: an Economic Report", en *Unomásuno*, junio 18, 1979.

Cuadro 7

Pemex: necesidades de financiamiento, 1977-1979

Año	Recursos disponibles para invertir ¹	Inversiones programadas		Necesidades de financiamiento		Financiamiento (bruto) obtenido a largo plazo	
	(millones de pesos)	(millones de pesos)	Incremento anual (%)	(millones de pesos)	Incremento anual (%)	(millones de pesos)	Incremento anual (%)
1977	6 624.7	32 923.2		26 297.7		27 635.9	
1978	- 6 609.4	65 548.1	102.0	72 157.5	174.3	47 813.2	73.0
1979	-10 455.0	69 515.5	6.0	79 970.5	11.0	62 832.5	32.0

¹ Resulta de restar los vencimientos del pasivo a largo plazo de los recursos generados en operaciones.

Fuente: Pemex, *Informes financieros*, varios números.

por su vecino del sur resultaban de especial interés porque si México expandía su capacidad productiva y de exportación, aquél reduciría su dependencia de abastecimiento de los países de la OPEP, Irán y Arabia Saudita. Incluso, el Comité de Relaciones Exteriores del Senado estadounidense sugirió que era momento de reexaminar las relaciones con México, señalando que el petróleo podría ser parte de una "agenda" que abarcaría el comercio, la transferencia tecnológica y la inmigración, entre otros.⁷⁸

No obstante, existían dudas con respecto a la veracidad de las reservas de México. Algunos expertos petroleros, entre quienes se encontraba el director de De Goyler y MacNaughton, argumentaron que los datos mexicanos eran muy exagerados. La incertidumbre residía esencialmente en la evaluación de los recursos de Chicontepec. Explicaban que dado que esta formación tenía una estructura geológica muy compleja, la recuperación efectiva sería inferior a los 17,640 mmb de hidrocarburos.⁷⁹

Para sustentar sus decisiones con evidencias confiables, el Departamento de Energía de Estados Unidos pidió a la Rand Corporation que elaborara un diagnóstico sobre las posibilidades petrolíferas reales de México.⁸⁰ El estudio de esta compañía reveló que México tenía reservas probadas de crudo menores a los 30,616 mmb, que Pemex había informado en 1979, y en su lugar los estimó en 22,000 mmb, aduciendo que en ese momento los mantos de Chicontepec no podían aportar más que cantidades mínimas. Se excluían 12,600 mmb porque las características geológicas de la zona ofrecían un panorama incierto para la extracción de los supuestos recursos.

En cuanto al gas, la Rand Corporation también descartó los 26.7 billones de p.c. de reservas probadas informados por Pemex. Refutó la validez de este monto diciendo que involucraba a un campo compuesto por distintas capas de gas en los "lentes" productivos, o que se trataba de yacimientos de gas no-asociado o, por último, que las relaciones de gas-petróleo estaban en proporción de 1:2 500. La compañía se basó en los estudios que se habían realizado hasta la fecha y demostró que las dos primeras posibilidades del área no existían y, con respecto a la tercera, sostuvo que sus densidades de crudo previstas, de 20 a 36 grados *API* según la profundidad, hacían improbable tal proporción.

En lo que respecta a las probabilidades de aumentar la recuperación del crudo y del gas mediante técnicas secundarias o terciarias, los especialistas las veían muy pobres, en vista de la heterogeneidad del depósito. A lo sumo, podría incrementarse levemente la recuperación a

⁷⁸ United States Congress, Congressional Research Service, *The Library of Congress, Mexico's Oil and Natural Gas Policy*, Washington, agosto de 1978.

⁷⁹ *The Herald Tribune*, 20 de mayo de 1979.

⁸⁰ Ronfeldt *et al.*, *op.cit.*

través de las técnicas de fractura de roca y de la reducción del espacio entre pozo y pozo, de 50 a 10 acres por cada uno. En resumen, dado el bajo rendimiento de los pozos y el gran número de éstos requeridos para extraer los recursos, el desarrollo de la producción de crudo y gas tardaría de diez a trece años, lo cual cuestionaba la viabilidad de su explotación comercial y, por ende, el valor de las cifras.

ii) Evaluación del proyecto de inversión en Chicontepec

Con el propósito de definir si las reservas de Chicontepec son o no económicamente recuperables y, por lo tanto, si son reservas que merecen la categoría de "probadas", es necesario determinar previamente la viabilidad del proyecto de inversión programado por Pemex en dicha área.

A principios de 1979, expertos de Sepafin elaboraron un informe⁸¹ cuyo contenido esencial planteaba que la rentabilidad de invertir en Chicontepec era muy baja, comparada con la de otros proyectos de desarrollo que se tenían en el área de Tabasco-Chiapas.

En vista de que dicho estudio resulta de sumo valor para aclarar la confusión que ha habido en torno a la validez (probada) de los 17,640 mmb de hidrocarburos en dicha región, se consideró pertinente su divulgación en estas páginas.

Para la estimación de la producción futura en paleocanal Chicontepec se consideraban las etapas y procedimientos siguientes:

- 1) Durante la etapa de perforación exploratoria se utilizarían 30 equipos, con el fin de perforar 800 pozos en un lapso de 5 años, a partir de 1979, con lo cual se cubriría la totalidad de la extensión correspondiente a las areniscas de la formación Chicontepec.
- 2) A partir de 1980 serían incorporados 30 equipos a la perforación de pozos semi-exploradores o de avanzada, con los cuales se delimitarían las áreas que serían usadas para el desarrollo de los campos. Se perforarían 3 pozos de avanzada por cada pozo explorador que resultase productor; los primeros se perforarían a distancias de 1,200 metros y los segundos a 4,000 metros.
- 3) Una vez definidas las áreas con buenas perspectivas para la producción de hidrocarburos, se iniciaría la etapa de desarrollo, la cual utilizaría los equipos empleados en la perforación exploratoria. A partir de 1981 serían 30 equipos y su incremento podría alcanzar un total de 120. En esta proyección no se hablaba de la cantidad de pozos programada por Pemex (16,000), sino de 13,140 hasta 1992 (Cuadro 8).

⁸¹ Sepafin, *Proyecto Chicontepec*, op.cit.

Cuadro 8
Pemex: programa estimado de perforación y producción en el área de Chicontepec

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Equipos de operación														
Exploradores	30	30	30	30	14	—	—	—	—	—	—	—	—	—
semixploradores	—	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	—	—
Desarrollo	—	—	30	60	76	90	90	90	90	90	90	90	120	120
Pozos por perforar														
Exploradores	180	180	180	180	80	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Semixploradores ¹	—	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	—	—
Desarrollo ²	—	—	300	600	760	900	900	900	900	900	900	900	1200	1200
Pozos productores³														
Exploradores	162	162	162	162	72	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Semixploradores	—	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	—	—
Desarrollo	—	—	270	540	684	810	810	810	810	810	810	810	1080	1090
Producción														
Exploradores														
Semixploradores	—	—	1890	3780	4788	5670	5670	5670	5670	5670	5670	5670	7560	7560
Desarrollo ⁴	—	—	11340	22680	28728	34020	34020	34020	34020	34020	34020	34020	45360	45360
Acumulado ⁵	—	—	13270	33367	68046	100931	130528	157165	181188	202714	222132	239609	268568	294831

¹ Equipo para perforaciones exploratorias y semixploratorias: perfora 6 pozos al año.

² Equipo para perforaciones de desarrollo: perfora 10 pozos al año (utilizan una localización para perforar pozos direccionales).

³ Considerando un promedio del 90% de éxito para el total de pozos perforados.

⁴ Se considera una producción promedio de 42 bd/pozo.

⁵ Considerando una declinación promedio de 9% anual.

Fuente: Sepafin, *Proyecto Chicontepec*, mimeo, Informe confidencial, México, 1979.

- 4) De acuerdo con datos estadísticos de producción de los campos Soledad Norte y Sur, Presidente Alemán y Miguétla, se estimó que la producción obtenible de los pozos perforados en esta área sería de 42 bd en promedio.
- 5) Con base en lo anterior, la producción de crudo en 1981 llegaría a 13,230 bd y hacia 1992 la producción diaria rondaría por los 294,641 barriles, estimaciones que consideran una declinación promedio anual del 9% (Cuadro 9).

En términos de su inversión y rentabilidad, los enunciados decían que:

- 1) La evaluación se basaba en cálculos de promedios diarios sobre: producción de petróleo y de gas, gastos de perforación (Cuadro 10) y de manejo de hidrocarburos, así como sobre gastos de operación anuales.
- 2) Los datos se manejaron a precios de 1978, para saber si la inversión se justificaba, ya que la definición de reservas probadas dice que deben ser técnica y económicamente recuperables a los precios del año en vigencia.
- 3) Se supuso que las producciones de petróleo y de gas en Chicontepec serían para exportación.
- 4) El precio internacional del petróleo que se tomó en cuenta fue 12.7 dólares el barril, en vista de que la mayor parte del crudo del área está en un rango de 29 a 38^o API.
- 5) El precio del gas para el mercado externo sería de 2.6 dólares por 1000 pc.
- 6) Al flujo de ingreso efectivo se le descontó el 50 por ciento ya que Pemex paga esa tasa de impuesto sobre el total de ventas al exterior.

Acerca de los posibles resultados, el estudio consideraba que al finalizar el proyecto, en 1992, se gastarían en total 198,767.9 millones de pesos, alcanzándose un "equilibrio" entre egresos e ingresos a partir del séptimo año: 1985 (Cuadro 11). Sin embargo, dado que Pemex debe pagar impuestos al gobierno (50% por ingresos de exportación), el monto efectivo acumulado se reduce a sólo 50,302 millones de pesos, alcanzándose el equilibrio en el décimo año: 1988 (Cuadro 11).

Al fin de cuentas, la rentabilidad del proyecto sería de 3.66%,⁸² la cual era muy baja para cualquier tipo de empresa. No obstante, es neces-

⁸² Rentabilidad total = $\frac{\text{Utilidad neta} \times 100}{\text{inversión total}} = \frac{50,302 \times 100}{98,169} = 51.24$

rio consignar que el gobierno mexicano percibiría, por concepto de impuestos, aproximadamente 10,600 millones de pesos anuales durante 14 años.

Dicho de otra manera, desde el punto de vista económico, en 1978 no era conveniente para Pemex desarrollar el Proyecto Chicontepec pues las utilidades a obtener serían muy pequeñas. Sin embargo, como proyecto del Estado, convenía impulsarlo en vista de que: a) se obtendrían ingresos por concepto de impuestos y b) mediante el desarrollo gradual del área podría impulsarse el crecimiento de la industria nacional de bienes de capital.

Respecto a esto último, el director general de Pemex propuso al Ejecutivo que Chicontepec tendría factibilidad si se ajustaba a un plan de desarrollo económico y regional, haciendo énfasis en que el total del equipo requerido para la perforación y distribución sería comprado a industriales mexicanos, alentándose así el empleo productivo.

La puesta en marcha de este proyecto se retrasó al no existir el consenso necesario dentro del Poder Ejecutivo, principalmente en lo que respecta a las Secretarías de Programación y Presupuesto y de Patrimonio Nacional. Además, con los problemas financieros que le sobrevinieron a la empresa y al gobierno a partir de 1981, este proyecto fue dejado de lado.

En agosto de 1981 la producción de Chicontepec era de 15,000 bd de petróleo,⁸³ cifra que se situaba por debajo de los 53,000 bd fijados previamente para dicho año. Las características de la producción por pozo de petróleo fueron: de 70 a 883 bd, a profundidades de 1,600 a 2,680 metros, respectivamente.⁸⁴

Dado que de 1978 a 1982 el precio internacional del petróleo había aumentado de 13 a 34 dólares el barril de crudo liviano, el proyecto Chicontepec aparentemente resultaba más rentable, no obstante que el índice de precios internos se había triplicado, lo cual se reflejaba en los costos de inversión. Tal como se observa en el Cuadro 12, el equilibrio entre ingresos y egresos, a precios de 1982, se habría logrado en 1985 y la inversión se recuperaría totalmente en 1991, año a partir del cual Pemex obtendría ganancias netas (Cuadro 12).

La tasa de rentabilidad (a precios de 1982) del proyecto Chicontepec resulta de:

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Rentabilidad total}}{\text{Número de años de vida del proyecto}} = \frac{51.24}{14} = 3.66\%$$

Fuente: Sepafin, *Ibidem*.

⁸³ *Oil & Gas Journal*, vol. 79, núm. 52, 28 de diciembre de 1981, p. 124.

⁸⁴ *Ibidem*.

Cuadro 9

Chicontepec: producción estimada de petróleo
(Barriles diarios)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Poza Rica ²	8 110	7 542	7 014	6 523	6 067	5 642	5 247	4 880	4 538	4 220	3 925	3 650	3 395	3 157	2 936
D.S.Z.N. ³	2 386	1 885	1 489	1 176	929	734	580	458	362	283	221	173	135	106	73
Nuevos campos ⁴	—	—	—	13 230	38 367	68 046	100 931	130 128	157 165	181 188	202 714	222 132	239 609	268 585	294 631
Total	10 496 ¹	9 427	8 503	20 929	45 363	74 422	106 758	135 466	162 065	185 691	206 860	225 955	243 139	271 828	297 640

¹ Considera la producción promedio diaria obtenida hasta octubre 1978.

² Se consideró una declinación promedio del 7% anual.

³ Distrito Sur de la Zona Norte. Aplicando una declinación de 21.8% anual (dato proporcionado por la Superintendencia general de ingeniería de yacimientos, Pemex).

⁴ Considerando una declinación promedio de 9.0% anual para toda el área de Chicontepec por desarrollar.

Fuente: Sepafin, *Proyecto Chicontepec*, mimeo, Informe confidencial, México, 1979.

Cuadro 10

Chicontepec: costo estimado de la perforación y terminación de un pozo de desarrollo¹

Característica	Miles de pesos
1. Preparación de localización, camino de acceso y cuadro.	600
2. Equipo de perforación con capacidad para operar a 2 000 m de profundidad con personal y equipo auxiliar (\$ 80 x 10 ³ por día, para operar 30 días/pozo)	2 400
3. Lodos de perforación	50
4. Barrenas	40
5. Registros eléctricos y disparos	300
6. Tuberías de revestimiento	
a) (9 5/8"; J - 55 100 m)	55
b) (6 5/8"; J - 55 24 lb/pie) 1 400 m	450
7. Tuberías de producción 2 7/8" J-55, 1 400 m	280
8. Cabezal y árbol de válvula	300
9. Flete de transporte, tuberías de TAMSA ²	60
10. Operación de cementaciones con material	100
11. Fracturamiento de la formación productora (100 x 10 ³ galones de fluido base diesel)	1 200
12. Instalaciones de recolección; batería de separación, medición y almacenamiento (parte correspondiente a 1 de 24 pozos)	300
Total por pozo productor	6 135

¹ Precios actualizados a octubre de 1978.

² Tubos de Acero de México, S.A.

Cuadro 11

**Desarrollo de flujo de efectivo del proyecto Chicontepec
a precios internacionales
(MM\$)**

Año	Perforación ¹			Manejo de hidrocarburos						
	Exploratoria	Semiexploratoria	Desarrollo	Bat. de separación inst. de recolección tanques de almace- namiento ⁸	Operación ⁴	(A)	Producción	Producción	Prod. prom.	Prod. prom.
						Total	Crudo ⁶ BPD	gas natural MMPCD ²	de crudo Bls.	de gas natural MMPCD
1979	1 742.4	—	—	—	—	1 742.4	—	—	—	—
1980	1 742.4	1 742.4	—	—	—	3 484.6	—	—	—	—
1981	1 742.4	1 742.4	1 968.0	78.7	2.9	5 534.4	13 230	37.1	6 615	18.5
1982	1 742.4	1 742.4	3 936.0	157.5	8.6	7 586.9	38 367	107.6	25 798	72.3
1983	774.4	1 742.4	4 985.6	199.5	15.9	7 727.8	68 046	190.9	53 206	149.2
1984	—	1 742.4	5 904.0	236.2	24.5	7 907.1	100 931	283.1	84 488	237.0
1985	—	1 742.4	5 904.0	236.2	33.3	7 915.9	130 128	365.0	115 529	324.0
1986	—	1 742.4	5 904.0	236.2	41.9	7 924.5	157 165	440.8	143 646	402.9
1987	—	1 742.4	5 904.0	236.2	50.5	7 933.1	181 188	508.2	169 176	474.5
1988	—	1 742.4	5 904.0	236.2	59.1	7 941.7	202 714	568.6	191 951	538.4
1989	—	1 742.4	5 904.0	236.2	67.8	7 950.4	222 132	623.1	212 423	595.8
1990	—	1 742.4	5 904.0	236.2	76.4	7 959.0	239 609	672.1	230 870	647.6
1991	—	—	7 872.0	315.0	88.0	8 275.0	268 565	753.3	254 087	712.7
1992	—	—	7 872.0	315.0	99.5	8 286.5	294 631	826.4	281 598	789.8

¹ No se consideran los gastos erogados en las actividades de exploración.

² Se estimó una relación gas/aceite RGA = 500, obtenida de datos de producción de la formación Chicontepec de los campos de Poza Rica.

³ Se consideró un crudo con 33.3" API a un precio internacional de 12.7 US\$/Bl.

⁴ Costo de operación en las baterías de separación, las cuales recibirán 60 pozos. Se consideran 3.5 operarios de nivel 7 en cada batería; incluye gastos de administración.

⁵ Precio de venta de 2.60 US\$/1000 P.C.

⁶ Producción obtenida a finales del año correspondiente.

⁷ Impuestos a la exportación de crudo y gas natural = 50% de ventas totales.

⁸ Se estimaron baterías de recolección para 60 pozos de cada una, costo unitario 15 MM\$ M.N.

Fuente: Sepafin, *Proyecto Chicontepec, op. cit.*

(Continuación del cuadro 11)

Ingresos por venta crudo ⁹	Ingresos por venta gas natural ⁵	Ingresos totales (B)	Ingresos después de impuestos (C)	Flujo efectivo antes de impuesto ⁷ (B - A)	Flujo efectivo acumulado antes de Impto.	Flujo efectivo después de impuesto (C - A)	Flujo efectivo acumulado después de impuesto
—	—	—	—	- 1 742.4	- 1 742.4	- 1 742.4	- 1 742.4
—	—	—	—	- 3 484.8	- 5 227.2	- 3 484.8	- 5 227.2
705.2	403.8	1 109.0	554.5	- 4 425.4	- 9 652.6	- 4 979.9	- 10 207.1
2 750.1	1 578.1	4 328.2	2 164.1	- 3 258.7	- 12 911.3	- 5 422.8	- 15 629.9
5 671.7	3 256.8	8 928.3	4 464.2	1 200.5	- 11 710.8	- 3 268.6	- 18 893.5
9 006.4	5 173.0	14 179.4	7 089.7	6 272.3	- 5 438.5	- 817.4	- 19 710.9
12 315.4	7 071.9	19 387.3	9 693.6	11 471.4	6 032.9	1 777.7	- 17 933.2
15 312.7	8 794.1	24 106.8	12 056.4	16 182.3	22 215.2	4 131.9	- 13 801.3
18 034.2	10 356.9	28 391.1	14 195.5	20 458.0	42 673.2	6 262.4	7 538.9
20 462.0	11 751.6	32 213.6	16 106.8	24 271.9	66 945.1	8 165.1	826.2
22 644.3	13 004.5	35 648.8	17 824.4	27 698.4	94 643.5	9 874.0	10 500.2
24 610.7	14 135.2	38 745.9	19 372.9	30 786.9	125 430.4	11 413.9	21 914.1
27 085.7	15 556.1	42 641.8	21 320.9	34 366.8	159 797.2	13 045.9	34 952.0
30 018.3	17 238.9	47 257.2	23 628.6	38 970.7	198 767.9	15 342.1	50 302.1

$$RT = \frac{\text{Utilidad neta} \times 100}{\text{Inversión total}} = \frac{55493820}{323,972.5} = 171.2$$

$$R = \frac{RT}{11} = \frac{171.2}{11} = 15.6\%$$

El valor final, sensiblemente mayor al obtenido a precios de 1978, que fue de 3.66%, se debe al incremento de los precios internacionales del petróleo. Otro factor que tornaba rentable al proyecto, descansaba en la perspectiva de que las divisas obtenidas por exportación harían crecer los ingresos por encima de los costos, dada la devaluación constante del peso frente al dólar.⁸⁵

En resumen, a partir de las estimaciones de que con 13,140 pozos se obtendrían 22 bd de crudo por cada uno, puede afirmarse que, a los precios de 1978 y de 1982, el proyecto Chicontepec era rentable y, por tanto, sus montos de hidrocarburos cuantificados en ambas fechas (17,640 mmb y 17,597 mmb, respectivamente) se ajustaron a la categoría de reservas probadas.

Frente a los argumentos que se esgrimieron para rebatir su aparente inviabilidad económica, es necesario aclarar que su rentabilidad ciertamente era baja, sobre todo en relación a la de otros campos que ya habían demostrado su inmensa prosperidad. Una manera de ilustrar esta afirmación consiste en comparar Chicontepec con otro campo terrestre (los yacimientos del mar son en general de productividad excepcional, ya que algunos pozos han llegado a producir hasta 50,000 bd); tomemos el de Samaria (Tabasco-Chiapas), que en 1977 producía un promedio de 287,515 de petróleo, es decir, 7,000 barriles por pozo.

De acuerdo con las expectativas que se tenían de la región comprendida entre ambos Estados, hacia 1993 —cuando el total de las estructuras identificadas estuviesen desarrolladas—⁸⁶ se esperaba contar con 250 pozos activos que producirían cerca de 1.5 mmb. Aunque, tal como se observa en el Cuadro 13, esta proyección no podría cumplirse debido a que hubo declinación de la producción en toda el área, 57% de 1978 a 1984; en el caso de Samaria, puede ser útil comparar la rentabilidad teórica de este campo particular con la de Chicontepec.

⁸⁵ Los costos se tasaron a un índice de precios internos, dado que la finalidad de este proyecto era impulsar la industria nacional de bienes de capital.

⁸⁶ En 1977, en su comparecencia ante el Congreso de la Unión, Díaz Serrano afirmó que esperaba que a partir de 150 estructuras en dicha área se llegarían a producir más de 3.5 mmbd. Entonces, la producción de Samaria representaba el 44% del total del área.

Cuadro 12

Recuperación de la inversión en Chicontepec (millones de pesos mexicanos, a precios de 1982)

Año	Costos totales ¹ (millones de pesos)	Producción de crudo en promedio (bd)	Producción de gas en promedio ² (mmpcd)	Ingresos venta crudo en el mercado externo ³	Ingresos venta gas en el mercado externo ¹
1982	44 638.2*	25 798	72.3	18 354.6	7 365.6
1983	27 012.3	53 206	149.2	37 854.7	15 169.7
1984	27 674.8	84 488	237.0	60 110.2	24 144.4
1985	27 705.6	15 529	324.0	82 190.5	33 007.5
1986	27 735.7	43 646	402.9	102 197.2	41 045.5
1987	27 765.8	69 176	474.5	120 364.6	48 339.7
1988	27 795.2	91 951	538.4	136 566.1	54 849.6
1989	27 825.7	212 423	595.8	151 133.9	60 697.2
1990	27 854.0	230 870	647.6	164 258.5	65 974.3
1991	28 962.5	54 087	712.7	180 776.8	72 606.4
1992	29 002.7	281 598	789.8	200 553.9	80 460.9
Acumulado	323 972.5	1 762 772	4 944.2	2 254 161.1	503 660.8

¹ Incluye los mismos gastos en perforación e instalaciones conexas y costos de operación que en el análisis anterior. Estos están multiplicados por el índice de precios al consumidor, en manufacturas metalmecánicas, correspondiente a 1982, 350.4.

² Se estimó la misma relación gas-petróleo que en el análisis anterior.

³ Toma en cuenta el precio de 34,50 dólares por barril de crudo liviano y una conversión de 56.5 pesos por dólar.

⁴ Se tomó el precio de 4.49 dólares/mmpc.

* Se acumularon los gastos en perforación y otros conexas programados en 1979, hacia esta fecha.

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de Sepafin, Dirección General de Petróleo, *Proyecto Chicontepec*, México, 1979.

(Continuación del cuadro 12)

Ingresos totales	Ingresos totales después de impuestos (millones de pesos)	Flujo de efectivo antes de impuestos (millones de pesos)	Flujo de efectivo neto (después de impuesto)	Flujo de efectivo neto acumulado (millones de pesos)
25 720.2	12 860.1	- 18 918.0	31 778.1	- 31 778.1
53 024.4	26 512.2	- 26 012.1	500.1	- 32 278.2
84 254.7	42 127.3	56 579.1	14 452.5	- 17 825.7
115 198.0	57 599.0	87 492.4	29 893.4	12 067.7
143 242.7	71 621.3	115 507.0	43 885.6	55 953.3
168 704.3	84 352.1	140 938.5	56 586.3	112 539.6
191 415.7	95 707.8	163 620.5	67 912.6	180 452.2
211 831.1	105 915.5	184 005.4	78 089.8	258 542.0
230 232.8	115 116.4	202 378.8	87 262.4	345 804.4
253 383.2	126 691.6	224 420.7	97 729.1	443 533.5
280 814.8	140 407.4	251 842.1	111 404.7	554 938.2
1 757 821.9	878 910.7	1 433 878.6		

Cuadro 13

Comalcalco (Chiapas-Tabasco): declinación de la producción de crudo, 1978-1984¹

Campo	Producción (BD) 1978	Producción (BD) 1984	% de declinación de 1978-1984
Cactus	115 700	16 839	85.0
Samaria	303 338	130 800 ²	57.0
Agave	9 711	15 027	0.0
Sitio Grande	65 587	36 425	44.0
Cunduacán	185 317	25 864	86.0
Iride	27 445	40 161	0.0
Nispero	33 197	14 089	57.0

¹ Se refiere al promedio diario de cada primer semestre.

² Incluye terciario y cretáceo.

Fuente: *Oil and Gas Journal*, vol. 76, núm. 52, 25 de diciembre de 1978, y vol. 82, núm. 52, 31 de diciembre de 1984.

Puesto que el petróleo de Samaria reposaba a la profundidad aproximada de 4,000 metros, casi el triple de la de Chicontepec (1,400 mts.), el costo de perforación por pozo, en términos del tiempo y el equipo invertidos, equivaldría a una proporción casi dos veces más alta del primero sobre el segundo (Cuadro 14). En cambio, ya que los 250 pozos programados en Chiapas-Tabasco representan el 2.0% de los 13,140 que se perforarían en Chicontepec, la inversión requerida en Samaria sería mucho menor que en aquél.

Al hacer un balance de rentabilidad entre ambos proyectos, resultaría más ventajoso el de Samaria. Este campo ofrecía la obtención de jugosas utilidades netas desde el primer año de su explotación. Basándonos en nuestras propias estimaciones, cuyos supuestos principales aparecen al pie del Cuadro 15, Samaria tendría una tasa de rentabilidad de 1240%, lo cual hacía ver a Chicontepec con expectativas económicas casi nulas.

Sin embargo, el argumento comparativo de rentabilidad sería insuficiente para desechar por completo las perspectivas de desarrollo de Chicontepec. Lo que sí es válido reconocer es que la decisión adoptada por Pemex atendía criterios de racionalidad prácticos ante las exigencias imperantes en el mercado. Convenía más invertir en los campos donde el nivel de eficiencia fuese más inmediato que en aquellos cuya rentabilidad sería posterior. En recompensa, Chicontepec podría ser la alternativa para cuando las regiones productivas actuales entren en su fase declinante.

Cuadro 14

**Costo estimado de la perforación y terminación
de un pozo de desarrollo en Reforma-Chiapas
(precios de 1978)**

Equipos y procesos	Miles de pesos
1. Preparación del local, camino de acceso	600
2. Equipo de perforación para operar a 4,000 mts. de profundidad y para operar 365 días/pozo	4 800
3. Lodos de perforación	100
4. Barrenas	80
5. Registros eléctricos	600
6a. Tuberías de revestimiento, 100 m	55
6b. Tuberías de revestimiento, 4,000 m	1 280
7. Tuberías de producción de 4,000 m	800
8. Cabezal y árbol de válvulas	600
9. Flete de transporte de tuberías	180
10. Operaciones de cementación	100
11. Fracturamiento de la formación productora	2 400
12. Instalaciones de recolección; batería de separación, medición y almacenamiento (por 1 pozo)	300
Total	11 901

Fuente: Elaboración propia, en base a Sepafin, Dirección General de Petróleo, *Proyecto Chicontepec*, México, 1979. Se extrapolaron los datos de un pozo de desarrollo en Chicontepec a uno con las características de Chiapas-Tabasco.

La postergación de Chicontepec no invalida la definición de probadas que tienen sus riquezas petrolíferas, pues existen y son técnica y económicamente recuperables y Pemex puede extraerlas en el momento en que

Cuadro 15
Flujo de inversión para el proyecto Samaria, Tabasco
(millones de pesos mexicanos, a precios de 1978)

Año	Perforación de pozos de desarrollo ¹ No.	Gastos de perforación ²	Costos en batería de recolección ³	Costos en batería de separación ⁴	Gastos de operación ⁵	Egresos totales ⁶	Producción de petróleo y condensado promedio diario ⁷ (barriles)	Ingresos por anuales exportación de petróleo ⁸	Producción de gas natural, promedio diario ⁹ (mmpe)	Ingresos anuales por exportaciones de gas ¹⁰	Ingresos totales anuales ¹¹	Ingresos netos ¹²	Flujo de efectivo neto ¹³	Flujo de efectivo neto acumulado
1978	5	59.5	15.0	0.74	0.6	75.8	35 000	4 142.9	39.9	870.8	5 013.7	2 506.8	2 431.0	2 431.0
1979	5	59.5				59.5	70 000	8 285.9	79.9	1 743.4	10 029.3	5 014.6	4 955.1	7 386.1
1980	6	71.4				71.4	109 600	12 973.3	125.1	2 642.7	15 616.0	7 808.0	7 736.6	15 122.7
1981	7	83.3				83.3	155 100	18 359.1	177.0	3 864.0	22 223.1	11 111.5	11 028.2	26 150.9
1982	9	107.1				107.1	211 800	25 070.7	241.6	5 273.9	30 344.6	15 172.3	15 065.2	41 216.1
1983	10	119.0				119.0	271 800	32 172.8	310.1	6 768.9	38 941.7	19 470.8	19 351.8	60 567.9
1984	11	130.9	15.0	0.74	0.6	147.2	333 400	39 464.4	380.4	8 303.0	56 708.4	23 883.7	23 736.5	84 304.4
1985	12	142.8				142.8	395 800	46 850.6	451.6	9 857.8	70 804.1	28 354.2	28 211.4	112 515.8
1986	14	166.6				166.6	465 800	55 136.5	717.8	15 667.6	47 767.4	35 402.0	35 235.4	147 751.2
1987	16	190.4				190.4	542 600	64 227.3	836.1	18 248.2	82 475.5	41 237.7	41 047.3	188 798.5
1988	18	214.2	15.0	0.74	0.6	230.5	627 200	74 241.3	966.5	21 095.6	105 990.2	47 668.4	47 437.9	236 236.4
1989	20	238.0				238.0	717 200	84 894.6	1 105.2	24 122.4	95 336.9	52 995.1	52 757.1	288 993.5
1990	23	273.7				273.7	813 800	96 329.1	1 335.4	29 147.9	125 477.0	62 738.5	62 464.8	351 458.3
1991	26	309.4	15.0	0.74	0.6	325.7	917 800	108 639.5	1 506.1	32 873.9	141 513.4	70 756.7	70 431.0	421 889.3
1992	29	345.1				345.1	1 025 100	121 340.6	1 682.2	36 717.2	158 057.8	79 028.9	78 683.8	500 573.1
1993	31	368.9	15.0	0.74	0.6	385.2	1 133 600	134 183.6	1 860.2	40 601.9	174 785.5	87 392.7	87 007.5	587 580.6
Acumulado	242		75.0	3.70	3.0	2 961.3					1 824 640.9	912 319.8		

Fuente: Elaboración propia con fundamento en los datos empleados en el análisis de costos del Proyecto Chicontepec, ajustados a las características de Samaria.

En las notas siguientes se tomó en cuenta que:

¹ Durante los primeros cinco años los pozos continuarán produciendo un promedio de 7,000 bd y que a partir de 1986 la producción forzosamente declinará, lo cual se compensará con número mayor de pozos,

² Perforar y terminar un pozo de desarrollo en Samaria costará casi dos veces más que en Chicontepec: 11.9 millones de pesos.

³ Cada batería de recolección, con un valor de 1.5 millones de pesos, servirá para 60 pozos, y operan en cinco etapas o fases distintas.

⁴ Las baterías de separación también reciben 60 pozos. El cálculo de su costo deriva del estudio de Sepafin, Proyecto Chicontepec, México, 1979.

⁵ Trabajarán 3.5 operarios de nivel 7 por cada batería.

⁶ Gastos de perforación de desarrollo de manejo de crudo y operación.

⁷ La producción por pozo va declinando, pasa de 7000 bd en 1978 a 3500 bd en 1993, lo cual se compensa con la entrada de nuevos pozos.

⁸ Precio de venta: \$ 14.10 U.S./barril y un factor de conversión de 1 dólar de E.U. = 23 pesos mexicanos.

⁹ La relación gas-aceite de 1977: 1,141 pies cúbicos de gas por barril de petróleo, será la misma hasta 1985. A partir de este año se espera un ligero aumento.

¹⁰ Precio de venta: \$ 2.60 U.S./1000 pc, a la paridad de \$ 23.00/1 U.S. 11.

¹¹ Ingresos por venta de petróleo más ingresos por venta de gas.

¹² Menos el 50% de impuestos de Pemex paga por concepto de ingresos por exportaciones.

¹³ Ingresos netos menos egresos.

el país lo requiera. Queda sin valor alguno el calificativo de “diferidas” que alguna corriente de opinión estadounidense dio a las reservas de Chicontepec,⁸⁷ puesto que esta definición no existe en los cánones establecidos.

No obstante, a la luz de la información de la Comisión Intersecretarial SPP-Sepafin, es poco conveniente invertir en Chicontepec, si se toma en cuenta el pronóstico de producción, realizado por Pemex, de que el punto máximo de producción (658,000 bd de petróleo) se alcanzaría a los doce años (1990) y de ahí en adelante declinarían, hasta que, después de treinta y tantos años más, sólo se obtendrían 4000 bd. En el caso del gas, comenzaría a declinar a los treinta y cinco años de haberse iniciado la explotación y se agotaría en el año 2023. Según lo anterior, el desarrollo del campo le daría al yacimiento una vida útil de cuarenta y cinco años, al final de los cuales se obtiene una producción acumulada de 7,621 millones 800 mil barriles de hidrocarburos, cifra muy por debajo de la cuantificada como reservas recuperables, de 17,640 mmb.⁸⁸

Por otra parte, Chicontepec tendría una declinación en la producción todavía más acentuada. En los campos donde en el año de 1980 se habían obtenido las mejores producciones acumulativas del paleocanal, se observó un comportamiento común: en dos o tres meses la mayoría de los pozos llegaban a producir no más de diez por ciento de su producción inicial, además de observarse un incremento notable en la relación gas-petróleo, hasta que los pozos debían cerrarse por un tiempo y luego abrirse nuevamente para que produjeran más petróleo; pero la producción de éste volvía a reducirse.

La recuperación del crudo podría incrementarse mediante el uso de técnicas de fracturamiento e inyección de agua; sin embargo, para ello haría falta reducir el espaciamiento en la perforación, lo que aumentaría el número de pozos requeridos, calculados en un máximo de 50,000. Tal situación incrementaría los costos del proyecto hasta en un 200%, lo cual le restaría rentabilidad. Por tanto, para la Comisión es menester reestudiar el proyecto.

Por otro lado, la Comisión encontró que la formación Chicontepec tenía menos reservas probadas de las que se habían estimado. Sus argumentos se basaban en que los valores de porosidad, permeabilidad y saturación de agua, obtenidos originalmente, no eran confiables ni representativos, pues se observó que en un número considerable de pozos el petróleo provenía de los planos de contacto entre las lutitas y las areniscas, y las intercalaciones de lutita disminuyen considerablemente el espesor neto.

⁸⁷ En Boulder, Colorado, un experto utilizó tal término para referirse a la inviabilidad económica momentánea en esa región. *Excélsior*, México, 11 de octubre de 1983.

⁸⁸ Comisión Intersecretarial Sepafin-SPP, *op.cit.*

Los espesores netos encontrados por la Comisión fueron menores a los descritos por Pemex, y los escenarios de reservas probadas en el paleo-canal se cuantificaron así: 2,691 mmb si el factor de recuperación era de 5%, es decir, sin aplicar técnicas de inyección o fracturamiento; 5,382 mmb si el factor de recuperación ascendía al 10%; y 8,072.9 mmb si el factor llegaba al 15%. Sin embargo, estas cifras no representaban la última palabra; por lo que se recomendaba que, dado que no se habían perforado pozos exploradores, estratégicamente localizados y en el número necesario y conveniente, se reestudiarían las reservas recuperables. Se sugirió que se dividiera la formación por áreas, en las que se debía perforar cuando menos 12 pozos exploradores que dieran la información necesaria para un cálculo confiable de reservas.

En junio de 1980, la SPP reiteró en un informe que las reservas recuperables en la zona ascendían a sólo 2,640 mmb, debido a los problemas de conformación del subsuelo. En ese entonces se había señalado que la inversión en el proyecto llegaría a 425,000 millones de pesos, pero la SPP refutó esta economicidad argumentando que la producción solamente aportaría 12 millones 600 mil pesos anuales, además de que su desarrollo aumentaría la tendencia a importar bienes de capital e intermedios, siendo que Chicontepec requería un 44% de la producción total de tubería.⁸⁹

La polémica sobre las reservas de Chicontepec continuó hasta fechas recientes, aunque en menor intensidad e importancia. En 1983, un periódico influyente en las finanzas internacionales había informado de la inminencia de que el gobierno mexicano redujera de entre 17 y 30% el monto total de sus reservas probadas de hidrocarburos (72,008 mmb), descenso que provendría principalmente de eliminar la cuota de Chicontepec.⁹⁰ Ante tal noticia, el entonces subsecretario de SEMIP, Eliseo Mendoza Berrueto, declaró que no había elemento justificatorio alguno para que México diera "información alterada o ajena a la verdad respecto a sus reservas probadas".⁹¹ Si bien la declaración del funcionario no era una respuesta contundente, tácitamente reconocía la invariabilidad de la cifra de reservas.

En enero de 1984 el director de Pemex, Mario Ramón Beteta, reiteró que las reservas de Chicontepec eran probadas y que, gracias a la existencia de 1,200 pozos, distribuidos en toda la extensión del yacimiento, se podían confirmar algunas características de factibilidad de su explotación.⁹²

⁸⁹ *El Día*, sin fecha exacta.

⁹⁰ *The Wall Street Journal*, 8 de octubre de 1983.

⁹¹ *Excélsior*, 11 de octubre de 1983.

⁹² Se había logrado verificar que el promedio de producción de cada pozo era de 23 bd, cifra inferior a la estimada originalmente, pero que excedía a los 16 bd promedio de Estados Unidos.

c. La estimación de reservas probadas de hidrocarburos en la zona sureste

De 1978 a 1981, los aumentos registrados en las reservas probadas de hidrocarburos de México estuvieron estrechamente vinculados a los descubrimientos realizados en el sureste: Tabasco-Chiapas y la sonda de Campeche. En 1978, el director de Pemex, en su informe anual, señaló que además del área conocida de Cactus (Chiapas), con 130 km² de extensión y más de 1,200 metros de espesor, se tenían confirmadas siete estructuras semejantes, las cuales estaban incluidas en pequeña proporción en los estimados de las reservas probadas. Mientras tanto, la sonda de Campeche estaba apenas en sus primeras fases de exploración; en dicho año se terminó de perforar un pozo que no dio indicios de existencia de grandes estructuras potencialmente acumuladoras de petróleo, y que permitió el descubrimiento de las extensiones Maloob y Abkatún, en el complejo Cantarell.

Al año siguiente, 1979, las reservas probadas de hidrocarburos del mar de Campeche representaron el 29% del total nacional. En esa ocasión, Pemex informó que gracias a estos hallazgos la cifra de reservas probadas aumentaba de 40,194 mmb a 45,803 mmb.⁹³ Durante 1980 las reservas probadas totales ascendieron a 60,126 mmb, en virtud de dos hechos: el descubrimiento de un campo gigante en la zona de Reforma-Cactus y la evaluación y desarrollo de más reservas en el mar de Campeche. En 1981, el incremento del 20% en las reservas, equivalente a 11,882 mmb, se debió totalmente a Reforma, en Tabasco-Chiapas, a causa de haberse revaluado la recuperación de sus 14 yacimientos de petróleo volátil, gas y condensado.⁹⁴ En diciembre de 1982 los recursos petrolíferos probados de Chiapas-Tabasco se contabilizaron en 13,000 mmb y las probables en 14,500 mmb; las probadas de la sonda de Campeche en 34,000 mmb y las probables en 45,400 mmb.

La experiencia lograda por los ingenieros de Pemex en el mar de Campeche les permitió constatar que esta zona tenía más reservas de las que se habían estimado. El rendimiento de los pozos había sido muy fructífero y el 60% de éxito obtenido en la perforación muy elevado. Un ejemplo de la riqueza petrolera de ese campo es el malogrado pozo Ixtoc I, cuyas válvulas fueron abiertas por la fuerza incontenible del petróleo subyacente, arrojando al mar 150,000 bd durante más de medio año.

Aún más, hay razones para suponer que las reservas probadas de esta área estaban subvaluadas pues, en vez de lo especificado, para la perforación en dicho lugar se consideraron espesores netos menores, correspondientes a tramos más cortos. Se creía que perforar más abajo del límite

⁹³ Pemex, *Memoria de labores, 1979*, México, 1980.

⁹⁴ Pemex, *Memoria de labores, 1981*, México, 1982.

convencional resultaría peligroso porque la formación era muy permeable y el petróleo estaba sometido a fuerte presión, que haría expulsar lodo y si esto no se controlaba eficientemente desde afuera, con válvulas, sucedería algo semejante a Ixtoc I. El subdirector de Producción Primaria de Pemex, Miguel Ángel Centeno, calculó que la subvaluación equivaldría a 34,000 mmb, esto es, 20% de las reservas cuantificadas en 1981.⁹⁵

Este porcentaje podría ser menor, teniendo en cuenta el punto de vista que critica que se incluyan como probadas las reservas que resultarían de la puesta en marcha de los sistemas de inyección de agua. Este procedimiento no ha sido debidamente probado en operaciones "piloto", y aunque se pueden pronosticar resultados, no ofrecen la certeza que se requiere.

El caso de Tabasco-Chiapas es distinto. La mayoría de los campos productores más grandes observa una declinación pronunciada, no obstante que apenas se ha extraído de 10 a 15 por ciento del volumen de sus reservas probadas originales. Esto puede decir tres cosas: 1) se sobrestimaron sus reservas, 2) se sobreexplotó el yacimiento y por ello se perdieron cantidades recuperables y 3) hubo tardanza en la aplicación de inyección de agua, por lo que no se ha compensado la pérdida de presión y, por ende, debería reducirse el factor de recuperación inicialmente estimado.

Dos casos que evidencian lo anterior son los campos de Cactus y Cunduacán. En el primero, la producción de crudo decayó 84%, al pasar de 112,000 bd en diciembre de 1978 a 17,400 bd en febrero de 1983. Hasta esta fecha se había extraído una producción acumulada de 250,964,710 barriles de crudo, cantidad que resultaba ínfima ante los 1,892 mmb cuantificados como reserva probada en marzo de 1980.⁹⁶ No resultaba lógico que un campo en pleno desarrollo, del que sólo se había extraído el 13% de sus reservas, diera señales al parecer irrefutables de agotamiento. En el segundo caso, la producción de petróleo declinó 70.8% (de 168 mil a 49 mil bd) en el mismo período, no obstante que apenas se había extraído el 16% de sus reservas probadas.⁹⁷

Aunque en Samaria la declinación no ha sido tan drástica —54% en cinco años—, también es significativo que sólo se haya recuperado el 18 por ciento de sus reservas. Su producción era de 301,000 bd en 1979 y de 196,000 bd en 1983.

⁹⁵ Entrevista personal, mayo de 1983. Una muestra de estas disparidades es el caso del complejo Cantarell: a finales de 1982, sus reservas probadas habían sido calculadas en 5,256 mmb, pero en septiembre de 1983 Semip y Pemex informaron que la cifra estaba subvaluada y que su valor correcto era de 17,672 mmb, lo cual significaba un alza de 236%. *Unomásuno*, 12 de septiembre de 1983.

⁹⁶ Pemex, Gerencia de Explotación, *Estadística de uso interno*, México, enero de 1983.

⁹⁷ *Ibidem*.

Con relación a Cactus, el IMP elaboró un estudio muy detallado⁹⁸ sobre las posibles causas que provocaron su declinación. Entre otras, se encontró que originalmente se consideraron más tramos de roca productora de los existentes. En 1983 se constató la existencia de varias zonas densas, es decir, con muy baja permeabilidad y porosidad, de las cuales resulta sumamente difícil recuperar el crudo localizado. En vista de esos resultados, posiblemente sea necesario que las autoridades de Pemex reevalúen las reservas probadas de dicho campo, sobre todo porque algo semejante pudo haber sucedido con otros de la misma región. (Véanse Cuadros 16, 17 y 18 sobre reservas probadas y declinación de la producción).

Otro indicador que puede mostrar el grado de confiabilidad de las reservas probadas de los campos de Reforma, lo representa el porcentaje de éxito en la perforación, el cual por lo general, ha sido muy alto en esta región. Sin embargo, en algunos casos se encontraron estructuras secas o que al menos no contenían petróleo como se esperaba, sino gas o condensado. La estructura Gusano, situada en la zona de probabilidades de éxito probó ser seca, ya que las rocas potencialmente acumuladoras carecían de porosidad.⁹⁹ Algunos pozos, cuyo objetivo fue buscar la extensión de los campos ya conocidos, también resultaron improductivos; en estos, las rocas potencialmente acumuladoras se encontraron debajo del contacto petróleo-agua.¹⁰⁰

El caso del campo Agave ilustra un error de estimación: en su mayor parte se esperaba encontrar petróleo ligero de 34 grados *API* y, en su lugar, contenía un condensado de petróleo muy fino, cuyas características volátiles aceleran su declinación. En 1983 hubo un ajuste a su estimado de reservas probadas de petróleo: de 891 mmb que se habían calculado a 491 mmb, lo cual significó una reducción de casi 50%.¹⁰¹

Por otra parte, las reservas probadas de petróleo y gas de Chiapas-Tabasco y de la sonda de Campeche (13,000 y 34,500 mmb, respectivamente) fueron calculadas en 1982 con base en un factor de recuperación del 46% en promedio, el cual está por encima del promedio mundial que es de 33%.¹⁰²

Es importante aclarar que el parámetro anterior parte del supuesto

⁹⁸ Entrevista a funcionario del IMP, México, abril de 1983.

⁹⁹ Ronfeldt, David *et al.*, *op.cit.*

¹⁰⁰ *Ibidem.*

¹⁰¹ Pemex, Gerencia de Explotación, *op.cit.*

¹⁰² Instituto de Estudios Políticos, Económicos y Sociales (IEPES) del Partido Revolucionario Institucional, Comisión de Energéticos, *Algunas observaciones sobre el principal potencial petrolero de México, sonda de Campeche y mesozoico Chiapas-Tabasco*, México, 1982 (actualizado en 1984), p. 3.

Cuadro 16

Comalcalco: estimaciones de reservas probadas de hidrocarburos, según métodos de cuantificación de 1976 y 1980

Campo	Reservas probadas al 31 de agosto de 1976 (método antiguo) (mmb)	Reservas probadas al 30 de diciembre de 1978 (nuevo método) (mmb)	Reservas probadas al 30 de marzo de 1980 (nuevo método) (mmb)	Producción acumulada de petróleo al 30 de febrero de 1983 (nuevo método) (mmb)	Porcentaje con relación a las reservas probadas al 30 de marzo de 1980	Producción acumulada de petróleo al primero de julio de 1984 (mmb)	Porcentaje con relación a las reservas probadas al 30 de marzo de 1980
Cactus	214.3	550.0	1 892.0	250.9	13.0	258.9	14.0
Samaria	711.0	2 968.0	s.d.	s.d.		847.7	
Agave	—	287.0	s.d.	s.d.		82.7	
Sitio Grande	100.0	354.0	s.d.	s.d.		254.0	
Cunduacán	857.0	1 166.0	2 180.0	352.4	16.0	368.3	17.0
Iride	—	1 913.0	s.d.	s.d.		130.6	
Níspero	18.9	s.d.	s.d.	s.d.		103.2	
Otros	—	904.0	s.d.	s.d.		s.d.	
Total Reforma	1 901.2	8 202.0	s.d.	s.d.		s.d.	

s.d.: sin datos.

Fuente: Pemex, *Informe confidencial*, México, septiembre de 1976, y Gerencia de explotación de Pemex, *Estadística de uso interno*, México, D.F., julio de 1983.

Cuadro 17

Distrito Comalcalco: recuperación secundaria, por campos

Año	Campo	Inyección de agua (bd)	Recuperación de crudo (bd)
1977	Sitio Grande	69 881	—
	A. Bermúdez ¹	12 500	—
	Cactus ²	—	—
	Artesa	—	—
	El Golpe	1 845	—
1978	Sitio Grande	83 663	5 376
	A. Bermúdez	25 630	—
	Cactus	1 600	—
	Artesa	—	—
	El Golpe	2 367	—
1979	Sitio Grande	131 460	36 573
	A. Bermúdez	69 163	—
	Cactus	2 726	—
	Artesa	5 266	—
	El Golpe	1 533	—
1980	Sitio Grande	143 001	50 660
	A. Bermúdez	260 205	—
	Cactus	45 386	—
	Artesa	609	—
	El Golpe	1 542	se suspendió la inyección
1981	Sitio Grande	142 722	35 654
	A. Bermúdez	421 626	24 276
	Cactus	160 028	—
	Artesa	2 001	—
	El Golpe	1 335	—
1982	A. Bermúdez	446 726	33 424
	Cactus-Níspero	185 147	—
	Sitio Grande	107 885	21 739
	Artesa	3 587	—
	El Golpe	744 508	55 163
1983	A. Bermúdez	373 256	256 920
	Cactus-Níspero	150 213	31 413
	Sitio Grande	61 141	45 216
	Artesa	3 165	3 734
	El Golpe	1 741	3 950
1984	A. Bermúdez	202 056	195 522
	Cactus-Níspero	—	27 963
	Sitio Grande	7 984	37 148
	Artesa	835	2 327
	El Golpe	1 290	3 871

¹ Inició en 1977 y comprende los distritos Samaria-Iride, Cunduacán y Níspero.

² Su prueba piloto se efectuó en 1977. Comprende los distritos Cactus Solomía-Níspero y Cactus Calcamita.

de que la aplicación de métodos de recuperación secundaria, consistentes en inyectar agua al yacimiento, vuelve factible la recuperación de cantidades adicionales de hidrocarburos. Este postulado es explicado de la manera siguiente: dentro de lo que se conoce como reserva probada de hidrocarburos, un porcentaje de ella se recupera a través de lo que se denomina extracción primaria, esto es, utilizando la energía natural del yacimiento; sin embargo, cuando la producción de los yacimientos declina, se requiere de un método de mantenimiento de presión o recuperación secundaria, para obtener el resto de la reserva probada de hidrocarburos.

Se había calculado que con la energía original de los mantos de Chiapas-Tabasco era factible extraer alrededor de un 18% de hidrocarburos y que mediante la energía artificial se podría incorporar un volumen de hasta 28% del total, lo cual elevaría la recuperación al 46% de los hidrocarburos existentes. A pesar de que desde 1977 se le inyectaron a esa área cantidades abundantes de agua --en 1982 la proporción de ésta llegó al 62%--, a 1984 no se había logrado detener o revertir la acentuada declinación de la producción (Cuadro 18). Por lo que puede decirse que la recuperación secundaria en dichos yacimientos no ha dado aún los resultados esperados.

A nivel internacional, existen casos en los cuales los métodos secundarios de recuperación no produjeron los volúmenes calculados de reserva probada, debido a varias causas, "siendo una de las principales, el que los procesos de recuperación secundaria fueron aplicados extemporáneamente, por lo que no vinieron a ser todo lo efectivo que debían".¹⁰³ Se estima que el efecto de aplicar tardíamente la recuperación secundaria redundaba en una pérdida de 10 a 40% del volumen de la reserva probada adicional.

En los campos Cactus y Sitio Grande, el sistema de inyección de agua no dio buenos resultados. La recuperación del petróleo adicional fue muy baja, en relación al total del agua inyectada y continuó declinando la producción; hubo pozos que se inundaron de agua, lo cual dificultó la continuidad de las operaciones. El punto de vista de algunos ingenieros de yacimientos es que la ineffectividad de la inyección de agua pudo haberse debido a su aplicación tardía: en 1976, a cuatro años de haber sido descubiertos, más de la mitad de los pozos de dichos campos estaba fluyendo a una presión de fondo menor a la de saturación.¹⁰⁴ Por lo que, si se hubiese deseado evitar este problema, los sistemas de recuperación secundaria debían haberse implementado desde 1974 y no en 1977.

¹⁰³ IEPES, Comisión de Energéticos, *op.cit.*, p. 2.

¹⁰⁴ La presión de saturación se midió en 308 Kg/cm² para Cactus y en 3,305 Kg/cm² para Sitio Grande, y 12 y 16 pozos de uno y otro campo estaban fluyendo a presiones de 258 y 288.5 Kg/cm², respectivamente. Cfr. Pemex, *Informe confidencial*, México, 1976.

Cuadro 18

**Producción de petróleo en Cactus y Sitio Grande,
Chiapas-Tabasco, 1976-1985¹**
(barriles diarios)

Año	Cactus	Sitio Grande
1976	75 000	31 072
1977		
1978	115 700 ²	65 587
1979		
1980	98 413	90 599
1981	51 515	75 958
1982	22 638	55 471
1983	16 398	44 477
1984	16 832	36 425
1985		

¹ Las cifras son promedio del primer semestre de cada año.

² La inyección de agua comenzó el 23 de septiembre de 1978.

Fuentes: *Oil & Gas Journal*, varios números y Pemex, *Informe confidencial*, México, septiembre de 1976.

En la sonda de Campeche, que en 1982 ya era el área productora más importante del país --con 98 pozos en operación y una producción promedio de 1.7 mmb, equivalentes a 17,500 bd por pozo--, el problema es más serio aún pues la implantación de procesos de inyección de agua se difirió hasta 1986 y 1988 inclusive, debido esencialmente a que la inversión fija es muy onerosa y a que Pemex careció de suficientes recursos de inversión (en 1982 la inyección de agua en el complejo productor Cantarell hubiera costado aproximadamente 2,000 millones de dólares, o sean 113,000 millones de pesos).¹⁰⁵ Esta situación hace prever que la recuperación final de las reservas será forzosamente menor a la originalmente estimada. "Los efectos tardíos y extemporáneos de inyección de agua causarán el dejar de producir de 3,450 a 13,800 mmb, que se quedarán en los yacimientos".¹⁰⁶

Los problemas de credibilidad de las estimaciones de los hidrocarburos de México, sus modificaciones sufridas a causa del empleo de un méto-

¹⁰⁶ Entrevista a funcionario de Pemex, México, 1^o de marzo de 1986.

¹⁰⁶ IEPES, *op.cit.*, p. 6.

do cuantificador distinto, así como la nueva política de información de Pemex surgida en el contexto del auge petrolero, no sólo se circunscribieron al petróleo sino también al gas natural.

De 1977 a 1982 las reservas probadas de gas natural, equivalente a crudo, aumentaron 170%, al pasar de 5,573.6 a 15,009.8 mmb. Este crecimiento estuvo influido determinadamente por los continuos descubrimientos habidos en la zona sur: área de Chiapas-Tabasco y plataforma continental de Campeche, especialmente, así como los del paleocanal de Chicontepec (véase Cuadro 19). En 1982 las reservas probadas de gas natural de Chiapas-Tabasco ascendieron a 4,082.6 mmb; las del Golfo de Campeche a 2,326 mmb y las de Chicontepec, 15,344.7 mmb, cifras con las que su participación en el total nacional equivalió a 27%, 15.5% y 35.6%, respectivamente.

La mayor parte del gas cuantificado en 1982 estaba compuesto por gas asociado, aproximadamente en 80%, mientras el gas solo o no asociado, encontrado esencialmente en la zona norte del país (que abarca los distritos Reynosa, Monclova, Ebano y Cerro Azul), con un potencial de 2,250 mmb, participaba con el 15% en el total nacional. En el total del gas existente en la zona norte, la provincia cuenca de Sabinas, Coahuila, con una superficie de 70,000 km² (que cubre la porción occidental de Nuevo León y central de Coahuila), participaba con el 32.0%.

En 1983, Pemex hizo una revisión de las cifras anteriores y este ejercicio condujo a una disminución de los valores. Aunque inicialmente se había dicho que Sabinas contaba con un total de 3,582,400 mmpc (716.48 mmb), las investigaciones posteriores realizadas por la empresa demostraron que sólo podía tomarse como cierta la cifra de 115,600 mmpc (23.1 mmb), lo cual representaba un drástico descenso del 97% en las reservas probadas del gas natural.¹⁰⁷

La revisión hizo cambiar las cifras del gas probado en toda la zona norte: de los 2,250 mmb anunciados inicialmente se pasó a un valor inferior: 1,715 mmb.

Desde el momento en que Pemex dio a conocer que las reservas probadas de la zona norte (Golfo de Sabinas) estaban sobrestimadas y que había sido necesario hacer un reajuste, la política de información sobre reservas de la empresa tuvo un giro importante. Aunque en épocas anteriores Pemex había realizado ajustes de este tipo en distintos campos productivos, jamás hizo público si las cifras se habían sobrestimado o subestimado; simplemente informaba de valores crecientes o decrecientes sin ofrecer aclaraciones específicas sobre estos comportamientos. Sin embargo,

¹⁰⁷ Se constató que, después de un cierto tiempo de actividad productiva, los pozos comenzaban a producir menos de la cuarta parte de lo que producían regularmente y que era muy difícil estimularlos para revertir su declinación en vista de la complejidad geológica del manto.

Cuadro 19

México: reservas probadas de gas natural convertido a líquido por zonas y distritos, 1977-1984 (mmb)

Año	Total nacional	Zona norte	Zona centro ¹	Chicontepec	Zona sur ²	Zona sureste ³	Zona marina ⁴
1977	3 881.9	1 584.8	723.8	—	1 573.3	—	—
1978	11 787.1	2 703.8	748.0	5 355.0	2 980.3	—	—
1979	12 243.3	2 492.3	751.2	5 347.5	3 652.3	—	—
1980	12 902.3	2 029.5	802.6	5 347.3	4 722.8	—	—
1981	15 009.9	2 249.6	756.4	5 344.7	6 659.1	—	—
1982	15 009.9	2 249.6	756.4	5 344.7	250.5	4 082.6	2 326.0
1983	15 404.0	1 715.0	713.0	5 340.0	238.0	4 950.0	2 448.0
1984	15 340.0	1 677.0	705.0	5 341.0	241.0	4 903.0	2 473.0

¹ Incluye Poza Rica y Angostura.

² Hasta 1981 englobaba el sureste y el área marina de la sonda de Campeche. A partir de 1982 se considera únicamente: Agua Dulce, El Plan y Nanchital.

³ Distritos Comalcalco, Villahermosa y Ciudad Pemex.

⁴ Golfo de Campeche.

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, años de 1977 a 1984, México, ediciones de 1978 a 1985.

desde que la empresa comenzó a afrontar múltiples problemas derivados de la importancia creciente que el petróleo iba teniendo en la sociedad mexicana, así como en el contexto internacional, el manejo de la información sobre hidrocarburos fue adquiriendo un carácter estratégico sustancial a la importancia de la política petrolera de México.

C. 1983-1985: cautela en la evaluación y en la información de reservas

En mayo de 1982, Rodolfo Moctezuma Cid, que desde hacía poco menos de un año fungía como director de Pemex, en sustitución de Díaz Serrano, dijo ante un seminario convocado por la Petroleum Industrial Research Foundation, celebrado en Nueva York, que las reservas probadas de México aumentarían porque el país contaba con depósitos, no cuantificados aún, tanto en tierra como en mar.¹⁰⁸ No obstante lo anunciado por el funcionario, las reservas probadas totales de hidrocarburos se mantuvieron inalteradas al final de dicho año, aduciéndose que esta decisión se mantendría hasta tanto se concluyeran los trabajos de interpretación y de procesamiento de datos de las nuevas estructuras productoras de Campeche y de Chiapas-Tabasco, así como de nueva información de los campos productores de Akal, Abkatún e Ixtoc (en Campeche) y del área de Huimanguillo (en Tabasco), que vislumbraban incrementos al monto de las reservas. A principios del año siguiente, 1983, el nuevo director Mario Ramón Beteta confirmó la misma cifra, 72,008 mmb.¹⁰⁹

Varios analistas aseguran que el que en 1982 se difundiera un aumento tan insignificante a las reservas probadas, respondía a un cambio en la política de información. Argumentan que las condiciones en el mercado internacional de petróleo empezaban a ser desventajosas para los productores y, a pesar de que el país pasaba por una grave crisis financiera, de nada serviría anunciar más reservas, pues los bancos internacionales ya no otorgarían más créditos a México a cambio de que éste garantizase tener mucho petróleo como medio hipotecario de pago. Probablemente, atendiendo a esta circunstancia, la cifra de reservas probadas de hidrocarburos de México no sufrió modificación: de 1981 a 1984 permaneció en 72,000 mmb (Cuadro 20), cifra que no se alteró en 1985. Curiosamente, el mismo fenómeno se observa en la evolución de las reservas probadas de petróleo de Gran Bretaña y de la Unión de Repúblicas Soviéticas Socialistas (Cuadro 21).

¹⁰⁸ Supuestamente, en 1982 las reservas probadas de petróleo aumentaron aproximadamente en 912 mmb, que habría sido la cantidad extraída durante el año, tomando en cuenta una producción diaria de 2.5 mmb.

¹⁰⁹ Pemex, *Informe del director general de Petróleos Mexicanos*, s.p.i., México, 18 de marzo de 1983.

Cuadro 20

México: Reservas probadas de hidrocarburos líquidos totales, 1976-1984

Año	Estimadas al 31 de diciembre (mm)	Crecimiento anual %	Reservas incorporadas anualmente ¹ (mmb)	Sucesos que influyeron en el ajuste de cifras
1976	11 160	76.0	5 591	(Cambió el método de evaluación de reservas)
1977	16 002	43.4	5 375	(Se incorporaron campos nuevos de Tabasco-Chiapas)
1978	40 194	151.2	24 850	(Fueron incorporados Chicontepec, Sabinas y Golfo de Campeche)
1979	45 803	14.0	6 394	(Se incorporaron nuevos campos del Golfo de Campeche)
1980	60 126	31.0	15 338	(Se incorporaron campos nuevos de Tabasco-Chiapas y del Golfo de Campeche)
1981	72 008	20.0	13 081	(Fue revaluada la recuperación de los yacimientos de Reforma)
1982	72 008	0.0	0	(Se mantuvo la misma cifra debido a lo insuficiente de la interpretación y procesamiento de los nuevos datos)
1983	72 500	0.7	1 830	(Se incorporaron nuevas estructuras en Tabasco-Chiapas)
1984	71 750	- 1.0	588	(Fueron incorporados tres campos del Golfo de Campeche)

¹ Reservas incorporadas = reservas probadas al 31 de diciembre del año - reservas probadas al inicio del año + producción anual obtenida (RI = RP fin año - RP inicio año + P).

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984 y Memoria de labores*, años 1976 a 1984, México, ediciones de 1977 a 1985.

Cuadro 21

Reservas probadas de petróleo crudo condensado
de México y otros países

Año	Gran Bretaña	México	URSS
1980	14 800	47 224	63 000
1981	14 800	56 998	63 000
1982	13 900	56 998	63 000
1983	13 150	57 096	63 000
1984	13 590	56 410	63 000

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

Si Pemex hubiese realmente estado escondiendo información sobre reservas, tal como lo sugieren algunos analistas, no menos cierto sería que otros países, productores o consumidores, manipularan de igual manera sobre sus propias riquezas para su provecho. Lo cierto es que la política de información de Pemex ha estado últimamente condicionada por factores de diversa índole tanto interna como externa.

En primer lugar, debe destacarse que la coyuntura experimentada por el mercado internacional del petróleo de 1981 a 1985, consistente en la sobreoferta del producto y sus precios en descenso, condicionó el nulo crecimiento de las reservas probadas mexicanas. Sin embargo, el comportamiento de éstas parece obedecer más a criterios de índole económica y administrativa que a factores políticos, puesto que el presupuesto de gastos de la empresa había disminuido considerablemente, lo cual motivó que los planes y programas de exploración se volvieran más modestos.

En efecto, en 1982 se decidió concentrar aún más la exploración en zonas consideradas como prioritarias y se dejaron de lado los trabajos en varias regiones donde Pemex había avanzado bastante en su reconocimiento. A partir de 1983, bajo la dirección de Beteta, Pemex introdujo una modificación radical en la política exploratoria a seguir: la empresa incrementaría el nivel de reservas probadas sólo en la medida que compensaran la extracción de hidrocarburos, de tal manera de mantener una cuota de producción determinada y de conservar estable el nivel de reservas.

Aunque la meta de exploración de Pemex ya no consistiría en incrementar constantemente las reservas probadas del país, sino sólo mantenerlas, ello ha significado la realización de una intensa y variada actividad geológica-petrolera, cuyo fin es el de disponer, de 1983 a 1988, campos que añadan cerca de 7,000 mmb de hidrocarburos recuperables. Los objetivos de la empresa estatal ya no estarían determinados por la necesidad de "batir" marcas en la producción de petróleo y gas y por ende, en explo-

ración, sino por la estabilización de su cuota de producción (1.5 mmb) y de sus reservas probadas (72,000 mmb), en respuesta, fundamentalmente, a la saturación del mercado internacional del petróleo.

En segundo lugar, por el lado de la visión estadounidense sobre la evolución de las reservas mexicanas, es importante mencionar el estudio realizado por el Departamento de Energía de Estados Unidos, según el cual las reservas de petróleo crudo recuperables de los depósitos conocidos de México ascendían a 39,000 mmb a enero de 1982.¹¹⁰ Sin embargo, estas reservas, según lo informado por Pemex, eran mayores: 48,083.77 mmb al 31 de diciembre de 1982.¹¹¹

El informe citado argumentaba que sus estimaciones eran resultado de un análisis detallado de reservas originales y de producción anual por campo; y, dado que Pemex no publica estas cifras por campo, aducía que los datos utilizados fueron comprados a fuentes confiables, sin especificar quién fue el supuesto vendedor.

La oficina estadounidense explica que existen importantes razones por las que sus estimados difieren de los de Pemex: mientras que la reserva original en los 298 campos conocidos es estimada en 193,000 mmb, el grado de eficiencia de su recuperación apenas representa el 20% de esa cantidad. Esta desproporción la atribuyen, en parte, a que en Chicontepec se tiene un factor de recuperación muy bajo; no obstante —admite—, existen campos productores con posibilidades de recuperación que llegan al 50% del volumen original.

La diferencia en los estimados de reservas que falta por extraer, señalada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DEEU), se atribuye a lo siguiente:

- i) Mientras México estimó que en el área del paleocanal de Chicontepec existe una reserva probada de 10,929.7 mmb, para el DEEU la reserva de dicha región sólo es de 2,500 mmb.
- ii) La diferencia también es aplicable a algunas estructuras geológicas en la sonda de Campeche.
- iii) Debido a que la oficina estadounidense no contó con datos concretos sobre las reservas de los campos de Huimanguillo, en Tabasco (descubierta en 1981), éstas no fueron cuantificadas.

No obstante, el estudio del DEEU advierte que no da los 39,000 mmb de reservas probadas de petróleo como la última palabra y concluye que

¹¹⁰ Departamento de Energía de los Estados Unidos, *The Petroleum Resources of Mexico*, Washington, octubre de 1983.

¹¹¹ Véase Pemex, *Memoria de labores 1981*, México, 1982.

estas estimaciones son conservadoras y que podrían ser semejantes a las de Pemex, una vez que estas diferencias hayan sido solucionadas. En otras palabras, acepta que no cuenta con todos los elementos necesarios para refutar completamente la cifra dada a conocer por Pemex en 1981 y mantenida en 1982: 48,083.7 mmb de petróleo crudo.

Otro medio, también de Estados Unidos, afirmó que las reservas mexicanas de petróleo estaban infladas de entre 18 a 50%, argumentando, entre otros motivos, que la región de Chiapas-Tabasco "no había cubierto las expectativas" y que las reservas probadas de petróleo de México estaban en un rango de entre 20 a 30,000 mmb, a finales de 1983, las cuales diferían de las publicadas por Pemex: 49,911 mmb.¹¹²

Uno de los aspectos principales de estas discrepancias estribaría en el valor asignado oficialmente a la reserva probada de Chicontepec. La compañía consultora no tomó en cuenta a esta formación geológica en sus análisis, probablemente en vista de que su porosidad y permeabilidad son bajas y, por ende, su productividad es inferior respecto a otras estructuras. Diferendo semejante se presenta con las cantidades de la zona sur (que abarca la región fronteriza de Chiapas y Tabasco, la sonda de Campeche y los distritos Agua Dulce, Ciudad Pemex, Istmo y Tabasco): en este caso, los consultores no especifican a qué se debe la disparidad de su estimación, 24,800 mmb, frente a los 37,297 mmb de Pemex (Cuadro 22).

Bajo el peor de los supuestos, estos contrastes podrían estar reflejando que la metodología de evaluación de reservas de Pemex difiere sustancialmente de la utilizada en el exterior, la cual curiosamente no es del dominio público. Por otra parte, a los intereses del gobierno estadounidense les resulta ventajoso económicamente insinuar pobres perspectivas de petróleo para México, en tanto medio de presión para que acelere su exploración en beneficio del crecimiento de las reservas energéticas del país vecino.

Acerca de la pregunta inicial de este apartado de si hubo cambio en la política de información de reservas en Pemex, la respuesta es afirmativa en la medida que la dirección de esta empresa tuvo que adoptar una política petrolera más de cara a la crisis de devaluación del petróleo que a las ventajas económicas inmediatas de un mercado internacional hábilmente especulador.

D. Conclusiones

Independientemente de que en toda evaluación petrolífera intervienen incertidumbres de tipo geológico y económico, así como dificultades de mantener actualizada la cambiante información, tanto la disponible como

¹¹² Keplinger Companies, International Energy Consultants, *Prospects for Mexican Oil. A Realistic Assessment of Production Potential, Export Levels and Pricing Considerations*, Washington, D.C., 6 de noviembre de 1983, p. 2.

la proveniente de los nuevos descubrimientos, el conocimiento y manejo de las cifras de reservas de hidrocarburos en México han sido ejercicios técnicos con profundas implicaciones políticas en tanto industria estratégica en manos del Estado.

Cuadro 22

Reservas de petróleo de México, según Keplinger Companies, International Energy Consultants

Zona sur	Petróleo (mmb)	
Producción acumulada	5 000 ¹	
Reservas probadas	24 000	(Estimación de Pemex: 37 297) ²
Reservas inferidas	10 500	
Recursos por descubrir	48 500	
Zona norte		
Producción acumulada	100	
Reservas probadas	300	(Estimación de Pemex: 400 mmb) ³
Reservas inferidas	100	
Recursos por descubrir	400	
Zona centro		
Producción acumulada	3 000	
Reservas probadas	1 400	(Estimación de Pemex: 1 294 mmb) ⁴
Reservas inferidas	10 900	
Recursos por descubrir	1 100	

Total de reservas probadas según Keplinger Companies:

26 500 mmb (no incluye Chicontepec)

Total de reservas probadas según Pemex:

38 991 mmb + Chicontepec: 10 920 mmb

¹ La producción acumulada, al 31 de diciembre de 1983 era:
Tabasco-Chiapas: 2 740 mmb; Sonda de Campeche: 1 840 mmb. (Véase Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.)

² Pemex, *Memoria de labores 1983*, México, 1984.

³ *Ibidem*.

⁴ *Ibidem*.

Fuente: Elaboración propia con base en: Riva, Joseph, *Mexican Petroleum*, Congressional Research Library, Library of Congress, septiembre de 1983 y Pemex, *Memoria de labores*, varios años.

La política mexicana sobre reservas petroleras ha tenido altibajos acordes a la evolución de esta industria, a su papel en las estrategias de desarrollo del Estado, así como en el juego de las relaciones internacionales. El auge petrolero que se gestó en México desde los inicios de los setenta avivó la trascendencia del conocimiento de las reservas en la configuración de la política petrolera, generando al mismo tiempo reacciones diversas, internas y externas, en torno de la confiabilidad de su monto. La táctica informativa sobre reservas de hidrocarburos que surge entonces en Pemex trasciende el carácter pasivo mostrado en los años previos al auge y se torna dinámica y compleja en respuesta a su mayor vinculación a la economía y política del país así como al mercado petrolero internacional.

En 1973, cuando Pemex anunció los primeros descubrimientos de reservas de hidrocarburos en Chiapas-Tabasco, la información del gobierno mexicano sobre este potencial fue cautelosa, en respuesta a las presiones del gobierno de Estados Unidos: no sólo manejó discretamente la cifras probadas y probables de estos campos sino que además se abstuvo de revelar los parámetros y procedimientos utilizados en la evaluación.

Con el tipo de información publicada, parcial y escasa, quienes en el exterior estaban interesados en contar con una base confiable de conocimientos sobre las riquezas de México, tuvieron que recurrir a diversos ejercicios especulativos. La supuesta cifra de 20,000 mmb de petróleo en Reforma, difundida por la prensa estadounidense en 1974 y derivada de cálculos geoestadísticos, no fue confirmada, desmentida o modificada por los funcionarios mexicanos. Para Pemex, que utilizaba un método más rigorista, aquel monto podría corresponder a las reservas probables pero su comprobación habría requerido mayor índice de perforación.

A partir del gobierno del Presidente López Portillo se da un viraje en el manejo de datos sobre reservas. Ante la expansión de la demanda internacional de petróleo, México fue uno de los países petroleros que con mayor fuerza penetró en la competencia por vender esta materia prima en los mercados consumidores. Este paso significó otro no menos importante e indispensable: la adquisición de capital y tecnología para transformar su estructura productiva.

A cambio de recibir bienes caros y pedir dinero prestado sin límites, México ofrecía sus reservas de petróleo como garantía de capacidad de pago. La evaluación de los recursos petrolíferos, tanto probados como potenciales, se convirtió en eje básico de la política petrolera, al grado de sextuplicar el monto de estas reservas entre 1976 y 1983, incremento sin precedente en la historia de Pemex. La información sobre las reservas, con mayor amplitud y oportunidad, fue un ejercicio ante todo político dirigido a facilitar el acceso de esta empresa a los créditos de la banca internacional, objetivo que se cumplió plenamente no obstante las previsibles consecuencias negativas del endeudamiento.

A los efectos de disminución interna de la producción y exportación petrolera y de inestabilidad internacional de los precios de este energético,

que datan desde 1981, y que probablemente persistirán al menos hasta el final del decenio, es notable también el impacto de estos fenómenos en la explotación y evaluación futura de las reservas de México:

Aproximadamente una cuarta parte de éstas, localizadas en Chicontepec, económicamente explotables durante la expansión petrolera, son actualmente de baja rentabilidad en comparación con los yacimientos del sureste. Sin embargo, es menester reexaminar la validez de los parámetros involucrados en esta estimación de costeabilidad.

Pese a que la utilización de las reservas se cifra oficialmente en más de cincuenta años, y aunque no ha cesado la actividad exploratoria y por ende la incorporación de más recursos potenciales, localizados éstos a mayor profundidad, la exploración y evaluación de reservas petrolíferas sigue siendo necesaria para compensar la extracción actual y conservar un margen confiable de disponibilidad de estos recursos.

III. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO*

Uno de los sectores productivos que más resintió la recesión económica que vivió México a finales de los setenta fue la industria petrolera: a la escasez de la oferta interna de hidrocarburos, resultante de la declinación de los campos productores tradicionales, siguió rápidamente su importación. Además, al saberse de la riqueza petrolera de los campos terrestres de Chiapas y Tabasco (1972) y tras desatarse la escalada de precios en el mercado internacional (1973), el gobierno de Echeverría tuvo que replantear el papel y objetivos asignados a esta rama energética: en adelante, el abastecimiento interno y la exportación de hidrocarburos se constituyeron en dos piezas clave de la política petrolera y de las estrategias de desarrollo económico del Estado.

Las perspectivas de la industria petrolera mexicana se tornaron más optimistas cuando a mediados de los setenta Pemex anunció el descubrimiento de nuevas reservas en el sureste del país. A partir de 1977 hasta 1982, el petróleo no sólo se constituyó en instrumento privilegiado de la captación de divisas y de la actividad económica, sino también en uno de los pilares de la política exterior del Estado.

En 1985, en el marco de la crisis interna y del descenso internacional de los precios del petróleo, arrastrados desde la segunda mitad de 1981, la política petrolera de México presenta modificaciones importantes: en aras de concertar con otros países (la OPEP y otros productores independientes) un arreglo que resuelva la inestabilidad imperante en los precios,

* La explotación del petróleo conlleva otros procesos no menos importantes, entre ellos los impactos económico-regionales y ecológicos, cuya problemática puede consultarse en: López, Carlos Roberto, *Impactos ambientales y regionales de la explotación petrolera y política ecológica*, mimeo, Programa de energéticos, julio de 1985; Allub, Leopoldo, *Impactos regionales de la política petrolera en México*, Centro de Investigación para la Integración Social, México, 1982; Bassols Batalla, Angel, "Impacto regional del petróleo en México". *Problemas del desarrollo*, vol. X, núm. 37, UNAM, México, 1979; Márquez, Miguel, "Las lecciones del accidente del pozo Ixtoc I", *Cuadernos sobre prospectiva energética*, núm. 48, Programa de energéticos, El Colegio de México, México, 1984.

Pemex ha tenido que reducir tanto el nivel de producción como el de exportación.

En todo el período la industria petrolera de México alcanzó cifras sin precedentes: de un promedio de 429 mil barriles en 1970, Pemex logró diez años más tarde cuadruplicar la producción y, en relación a esta base, duplicarla en tan sólo cinco años después. En tres lustros México ascendió de la posición de importador al cuarto lugar de la producción mundial de hidrocarburos.

Esta transformación productiva fue resultado no sólo de las acciones instrumentadas durante la administración de Díaz Serrano sino también del estado industrial alcanzado por esta rama energética en sexenios anteriores. Lo que se le ha cuestionado a este avance industrial petrolero no es tanto la explotación intensiva a que fueron sometidos los yacimientos del sureste cuanto los mecanismos de endeudamiento puestos en juego para acrecentar la producción. También se ha puesto en evidencia que para estos fines la administración de Pemex acentuó la explotación de los campos en desmedro de la declinación prematura de los mismos, no obstante los intentos posteriores por reactivar la extracción por métodos indirectos.

En este capítulo se presentan los pormenores de esta transformación productiva de la industria petrolera, analizando su evolución en por lo menos cuatro vertientes: las características técnicas de las estrategias de explotación; la instrumentación de estas estrategias; los resultados y particularidades del proceso productivo en cuanto a tipos de yacimientos, zonas y regiones petroleras, así como algunas implicaciones económicas y políticas de la explotación.

A. Antecedentes: 1938-1970

El año de 1938 significó para México el rescate y administración de sus recursos energéticos petroleros. Con la expropiación, la industria petrolera pasó a ser parte importante en la elaboración de los planes de desarrollo económico y el primer paso hacia este objetivo sería obtener un conocimiento razonable de la magnitud y duración de las reservas de petróleo con que contaba el país. Entonces, el petróleo representaba alrededor del 25% como fuente de energía eléctrica y, en vista de la expansión del proceso de industrialización, las perspectivas planteaban una mayor utilización de ese recurso.

El Estado emprendió un proceso de varios años de organización de la fragmentada industria petrolera —cada compañía tenía sistemas de trabajo, usos y costumbres propios—, teniendo que enfrentar la lucha del sindicato petrolero por el control de esta rama estratégica. A partir de 1940 cuando se fusionaron la Distribuidora de Petróleos Mexicanos y la Administración General de Petróleo a Petróleos Mexicanos, se da el primer paso normativo para la definición de la política petrolera de México. Las técnicas de explo-

tación eran aún deficientes y había que reorientar los patrones productivos heredados de las compañías extranjeras, las que, sin importar el agotamiento prematuro de los yacimientos, habían extraído de la manera más rápida posible las riquezas del subsuelo mexicano.¹

Uno de los propósitos de la política estatal sería el de corregir las pautas de crecimiento de la industria petrolera. Dado el carácter no renovable de esta materia prima, era indispensable hacer una utilización acorde a esta limitante. Los hidrocarburos serían el instrumento idóneo para acelerar el crecimiento industrial, quedando relegado a un segundo plano el generar ingresos por exportación de excedentes, medida última que respondía al menos a dos consideraciones básicas:

En primer lugar, desde el momento de la expropiación, México tuvo restricciones para exportar debido al bloqueo auspiciado por los países sede de las compañías expropiadas, Estados Unidos y el Reino Unido, fundamentalmente. Esta situación significó para México una reducción del 85% en sus exportaciones en apenas cuatro meses;² inclusive Pemex tuvo que reducir sus precios en 15% por debajo del nivel internacional, con el fin de sostener parte importante de sus ventas externas. Esta contracción del mercado requirió la puesta en marcha de medidas encaminadas a ampliar el mercado interno de petróleo, que en esa época representaba alrededor del 40% de la producción.³ Aunque en 1940 Estados Unidos suspendió el bloqueo, absorbiendo el 75% de las exportaciones petroleras mexicanas,⁴ las exportaciones de excedentes de crudo no sobrepasaron el 20% de la producción total, que en 1923 había sido del 60%.

En segundo lugar, se había constatado que una producción orientada fundamentalmente a la exportación, dificultaba las posibilidades de un desarrollo cadencioso de las distintas fases de la industria —exploración, explotación, refinación y distribución— dado que: se requería previamente transformar la infraestructura industrial existente; había que resolver múltiples problemas de organización, financiamiento y capacidad tecnológica, para alcanzar una base apropiada a las necesidades de expansión; había que modificar la estructura energética del país, dirigida a sustituir las importaciones de petrolíferos y de gas natural, por un lado, y a utilizar este

¹ Castillo Tejero, Carlos, "La industria petrolera mexicana en el desarrollo industrial de México", trabajo presentado en la II Convención de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, México, marzo de 1958, p. 519.

² Meyer, Lorenzo, *México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero 1917-1942*, El Colegio de México, México 1982.

³ Alonso González, Francisco, *Historia y petróleo. México, el problema del petróleo*, Ayuso, México, 1972.

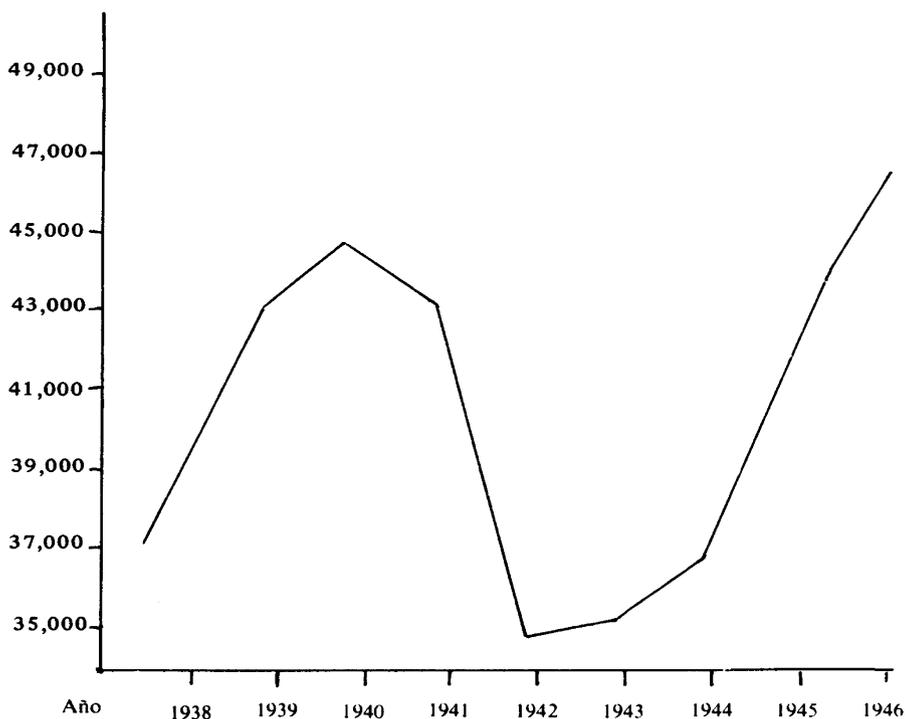
⁴ Snoeck Michele, *El comercio exterior de hidrocarburos y petrolíferos*, op.cit.

tipo de energéticos en vez de las caídas de agua y carbón, por otro.⁵

De 1942 a 1944, cuando todavía se resentían los efectos del bloqueo comercial y del cierre de los mercados externos a causa de la Segunda Guerra Mundial, y debido también a que la demanda interna crecía lentamente, México tuvo que cerrar algunos pozos productores, generándose así una drástica reducción de la producción de crudo. (Ver Gráfica 1.)

Gráfica 1

**Pemex: producción de crudo 1938-1946
(Miles de barriles)**



Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

⁵ En esa época, el abastecimiento de energía por el sistema hidroeléctrico representaba el 75% de las fuentes generadoras de electricidad.

En vista de la existencia de excedentes de crudo, la actividad perforatoria en los años inmediatos a la expropiación se desaceleró: únicamente fueron perforados 24 pozos de desarrollo en promedio al año, de los que aproximadamente un 70.0% resultó ser productor.⁶

A partir de diciembre de 1946, al iniciarse el gobierno de Miguel Alemán, Pemex emprendió acciones que le permitieran sentar las bases para expandir la producción de crudos. Un primer paso fue la concertación de un arreglo con una de las compañías independientes expropiadas: Pemex pagaría con petróleo el equivalente al monto de la indemnización,⁷ trato mediante el cual buscaba impulsar la producción a un ritmo mayor. Otra medida consistió en aumentar los trabajos exploratorios y desarrollar más intensamente la producción en los campos conocidos, es decir, los descubiertos en la época de las compañías extranjeras: Ebano-Pánuco, Faja de Oro, el Istmo de Tehuantepec y Poza Rica. Esta última se incorporó tardíamente (1938) a la producción, y sus reservas probadas se cuantificaron en 1941 en 507 mmb de hidrocarburos,⁸ cuya participación representó 40% al total nacional.

En materia de perforación de desarrollo, en 1947 Pemex y sindicato acordaron hacer una excepción a lo ordenado por el contrato colectivo de trabajo. Con el fin de perforar el mayor número de pozos en el menor tiempo posible, Pemex contrató los servicios de compañías perforadoras, principalmente estadounidenses para realizar estos trabajos, cuya retribución se haría con una parte de crudo. Al parecer, este convenio incidió favorablemente en el incremento de pozos que se registró entre los sexenios de 1938-1946 a 1947-1952: de 224 a 851 (Cuadro 1).

La producción de crudo aumentó en 6.5% promedio anual de 1947 a 1952, cifra que duplicó a la mostrada en los nueve años anteriores. En 1952 y 1953 la producción de crudo presenta leves descensos, debido probablemente al cierre de algunos pozos ante la sobreoferta de petróleo en el mercado mundial. En exportación, no obstante que entre 1947 y 1950 México recuperó su participación en el mercado externo aumentando las ventas de crudo, los excedentes exportados no rebasaron el 17% del total producido, lo cual indicaría que se atendió la política de comercialización exterior fijada desde la nacionalización, consistente en exportar sólo excedentes marginales (Cuadro 2).

En 1957 la industria petrolera vivió un momento crítico: la producción de crudo declinó en casi 3% y al mismo tiempo la demanda nacional de crudo acusó insuficiencia, por lo que Pemex recurrió por primera vez

⁶ Véase: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985, p. 33.

⁷ Entrevista con funcionario de Pemex de la administración de Antonio J. Bermúdez en el sexenio 1946-1952.

⁸ Mora Medina, Raúl. "La industria del petróleo en México", en *Frontera*, núm. 52, México, 1958.

Cuadro 1

Pemex: Pozos de desarrollo terminados en el período 1938-1970

Año	Total	Contratistas	Pemex	Productivos	Improductivos	Profundidad promedio por pozo (metros)
1938-1940	62		62	42	20	1147
1941-1946	159	0	159	109	50	1439
1947-1952	851	291	560	542	309	1527
1954-1958	1621	434	1187	1306	315	2097
1959-1964	3177	1787	1390	2572	605	2113
1965-1970	1926	129	1797	1487	439	2487

Fuente: Con base en Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

a la importación de crudo, como lo venía haciendo con refinados. En dicho año se importaron 1.4 mmb, es decir el 2.0% de la producción bruta. (Aunque no se tienen datos oficiales, si bien en 1957 hubo exportaciones de 4.0 mmb, éstas fueron en concepto del pago a una compañía expropiada.) Hacia el final del decenio los modestos resultados en la producción de crudo siguieron demostrando el carácter insuficiente de la exploración y desarrollo de campos habido en los años anteriores.

Cuadro 2

México: producción total de crudo y excedentes exportados, 1938-1958

Año	Producción		Exportación	
	(mmb)	Crecimiento anual (%)	(mmb)	Porcentaje sobre la producción
1938	38.48		3.79	9.8
1939	42.89	11.5	8.57	20.0
1940	44.04	2.7	8.56	19.4
1941	43.03	- 2.3	7.56	17.6
1942	34.82	-19.1	1.37	3.9
1943	35.15	0.9	1.34	3.8
1944	38.19	8.6	.65	1.7
1945	43.54	14.0	2.43	5.6
1946	49.24	13.1	3.30	6.7
1947	56.29	14.3	6.74	12.0
1948	58.52	3.9	7.18	12.3
1949	60.90	4.1	7.18	11.8
1950	72.42	18.9	12.18	16.8
1951	77.30	6.7	13.18	17.0
1952	77.27	- 0.04	9.32	12.1
1953	72.43	- 6.3	3.48	4.8
1954	83.65	15.5	4.63	5.5
1955	89.39	6.9	6.10	6.8
1956	90.66	1.4	6.61	7.3
1957	88.26	- 2.6	4.03	4.6
1958	93.53	6.0	.67	0.7

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

Al inicio de la administración de Pascual Gutiérrez Roldán en la dirección general de Pemex, ésta no sólo afrontaba rezago de la inversión en exploración sino también el problema de reponer equipo obsoleto. Las

plantas refinadoras no podían funcionar a toda su capacidad, lo que implicaba una necesidad todavía mayor de producción de crudo. Pemex había previsto que a menos que localizara nuevas estructuras e incrementara el rendimiento de refinados mediante nuevas y modernas plantas de desintegración catalítica, destilación al vacío y otras, su capacidad de producción de crudo se iría rezagando con relación a los requerimientos del país.

La empresa estatal debía cumplir tanto con sus compromisos de exportación como de abastecimiento interno, viéndose obligada a planear el desarrollo de la industria a muy corto plazo. Al no contar con suficientes descubrimientos, intensificó el desarrollo de los campos productores y los de descubrimiento reciente eran puestos a producir inmediatamente, conforme las posibilidades técnicas y financieras y aún a costa de sustraer recursos de exploración. Poza Rica y los campos del norte, Cerro Azul y Ebano, proveyeron la mayor parte de la demanda de crudo del país.

De 1959 a 1964 el incremento anual en la producción de crudo fue de 3.7%, inferior a la del sexenio anterior, pero pudo haber sido más alta, en vista de la intensidad habida en la perforación de desarrollo (Cuadro 1). Una explicación posible es que la perforación se concentró en los campos productores y no en los nuevos, dando lugar a una parcelación excesiva de los mantos,⁹ alimentada también por la falta de descubrimientos.

Por efecto de las facilidades otorgadas por el convenio de 1947, celebrado entre empresa y sindicato, los contratistas tuvieron en adelante una participación significativa en la perforación de desarrollo: 36% con respecto al total. Los contratistas contaron con la ventaja de perforar los pozos más asequibles,¹⁰ mientras que Pemex se dedicó a los pozos de mayor riesgo o incertidumbre y, por tanto, de más alto costo.

Entre los círculos familiarizados con estos asuntos, hay sectores que creen que la empresa sobrepasó el nivel óptimo de perforación, a raíz de lo cual la producción no aumentó correlativamente al ritmo de la perforación. Esta posición parte de considerar que cuando se perfora un número excesivo de pozos dentro de un mismo perímetro del yacimiento, las áreas no permiten un drenaje efectivo; la presión en la formación deja de ser uniforme, configurando regiones con alta y baja presión; en algunos casos se da "conificación" de agua, con descensos bruscos en la producción por pozo, debido al taponamiento de la salida del crudo.

Pero también es cierto que muchos de los pozos perforados no pudieron producir inmediatamente debido básicamente a carencias de siste-

⁹ Véase declaración de Reyes Heróles, Jesús, en Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, marzo de 1965.

¹⁰ Entre 1961 y 1962 casi el 70% de los pozos perforados por los contratistas fue realizado en Poza Rica. Echanis R., Jorge, *25 años de vida de la industria nacionalizada*, México, 1963, p. 172.

mas de recolección y separación de crudo y gas y otros equipos necesarios para la extracción; al parecer la perforación de desarrollo había aumentado sin correspondencia con las actividades conexas: si bien la producción acumulada de 1959 a 1964 aumentó 28% con relación al sexenio anterior este porcentaje no está correlacionado con el incremento de 100% registrado en los pozos de desarrollo.

De 1965 a 1970 se observa escaso dinamismo en la actividad perforatoria. Durante la administración del director Reyes Heróles, uno de los propósitos de Pemex fue el de eliminar pozos con rendimientos bajos y, por el contrario, contar con yacimientos "racionalmente" explotados, "con un espacio adecuado entre pozo y pozo, eliminando la producción desordenada y la parcelación o división excesiva de los yacimientos".¹¹ Incluso, en algunos casos, la perforación se retrasó respecto de los programas previstos —en 1967 esta diferencia fue de 157 pozos—, dando oportunidad de reevaluar el carácter incierto o riesgoso de la probabilidad de éxito de los pozos perforados. Otra de las causas de este retraso fue que Pemex no reanudó los contratos con las compañías perforadoras privadas, nacionales y extranjeras.

En ese lapso, Pemex habilitó más campos en producción con menor número de pozos, y la producción adicional de crudo fue mayor que la del sexenio anterior (Cuadro 3), en razón del alto grado de rendimiento de cada pozo y de que se aprovecharon las perforaciones realizadas que en la administración anterior no produjeron debido a la falta de baterías y otros equipos. En el mismo período, cuando la capacidad de producción de crudo era ya insuficiente, se dio mayor importancia al desarrollo de los campos marítimos de Tampico y de Marsopa y Arenque en la Faja de Oro, así como de Atún, Bagre, Escualo y Morsa en la plataforma continental de Poza Rica (depositaria de 30,000 a 40,000 mmb, según expertos extranjeros). Aunque el costo de la explotación marina era tres o cuatro veces mayor que la terrestre,¹² se estimaba que ello quedaría compensado con su vasta disponibilidad de hidrocarburos, así como con las posibilidades de aprovechamiento en la refinación y petroquímica.

La productividad de los pozos marítimos fue muy importante: en Atún cada pozo producía 3,000 bd de crudo y en Arenque cerca de 4,000. Aunque estos pozos tenían potencialidades estimadas hasta en 20,000 bd, los criterios de racionalidad técnica indicaban que no debían explotarse

¹¹ Reyes Heróles, Jesús, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1965.

¹² Los pozos marinos permitieron descubrir más yacimientos, superiores en extensión y rendimiento productivo a los terrestres, lo cual alimentó el interés por incrementar los trabajos en el mar. Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, Pemex, 18 de marzo de 1970.

Cuadro 3

Pemex: características de la producción petrolera, 1951-1970

Año	Profundidad promedio por pozo Km	Campos puestos en producción. Acumulado en el sexenio	Producción incorporada por sexenio		Producción promedio diario alcanzado durante el sexenio	
			Crudo y condensado (mmb)	Incremento (%)	Crudo y condensado (barriles)	(incremento) (%)
1951	1,690	41	517.9		276,000	
1958						
1959	2,360	9	644.5	24.4	354,000	28.3
1964						
1965	2,420	58	820.9	27.3	487,000	37.5
1970						

Fuente: Con base en Pemex, *Anuario estadístico 1984*, s.p.i., México, 1985.

a más de 1,500 o 2,000 bd, con el fin de obtener la máxima recuperación de los yacimientos.¹³ La extracción máxima del crudo marino fue de 40,000 bd, cantidad que resultó inferior a lo esperado, lo cual se debió en parte a que el campo Atún no tuvo tantas reservas como se había pronosticado. Se creyó que la perforación llegaría a la formación del cretáceo, pero a la profundidad de 5,000 metros no se había salido aún de las capas superiores del terciario; además, los perforadores toparon con una falla geológica que cortó la estructura, lo cual hizo que se descartaran las altas expectativas de riqueza conferidas a este manto.¹⁴

Otra explicación es que probablemente sólo se perforó hasta la cima de la formación —que en muchos casos era un casquete de gas—, debido a lo cual hubo una alta relación de gas-petróleo. No se terminó de perforar hasta el contacto previsto por la prisa que se tenía en hacer producir a los pozos, por el riesgo de perder el lodo utilizado en la perforación (el cual carecía de suficiente viscosidad y densidad)¹⁵ y por no descontrolar la relación del crudo y el gas. Además, fue imposible desarrollar el total de yacimientos descubiertos debido a que la instalación de 2 o 3 plataformas en cada uno de ellos requería un monto de inversión demasiado elevado para la capacidad financiera de la empresa.

En Atún, la relación gas-petróleo creció mucho debido a que la presión de este último era superior a su nivel de saturación, por lo que los abatimientos de presión provocaron liberación de gas; pero también incidió la rapidez e intensidad con que se explota el petróleo, pues por ello una parte de éste quedó atrapado. De haberse utilizado un tiempo de explotación mayor (10 años, por ejemplo), probablemente se hubiera tenido una extracción más completa de las reservas probadas, pero el dinámico crecimiento de la demanda obligó a producir a un ritmo acelerado, no adecuado a las condiciones físicas del yacimiento.

Otra característica del período 1965-1970 es que la producción de hidrocarburos se rezagó con respecto a la demanda de petrolíferos y petroquímicos, creciendo la primera a una tasa anual de 4.5% y la segunda a 13.6%;¹⁶ esta insuficiencia hizo necesaria la importación de productos, que aumentó casi 650% de 1965 a 1970,¹⁷ y al mismo tiempo se suspendieron las exportaciones de crudo (Cuadro 4).

¹³ Pemex, Gerencia de Explotación, *Estadísticas de uso interno*, México, 1971.

¹⁴ Entrevista a funcionario que trabajó en la Subdirección de Producción de Pemex durante esos años.

¹⁵ Entrevista a ingeniero petrolero que trabajó entonces en esos campos.

¹⁶ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1970.

¹⁷ Secretaría de Programación y Presupuesto, *La industria petrolera de México*, condensado estadístico de 1938 a 1980, México, 1981.

Cuadro 4

México: exportaciones de crudo¹ y petrolíferos, 1959-1970

Año	Producción nacional de crudo		Exportaciones de crudo		Importaciones de crudo		Importaciones de petrolíferos ²	
	(mmb)	Incremento anual (%)	(mmb)	Participación en la producción (%)	(mmb)	Participación en la producción (%)	(mmb)	Participación en la producción de petrolíferos (%) ³
1959	96.39		0.11	0.1	0.01	0.01	6.01	6.0
1960	99.04	2.7	1.10	1.1	0.00	0.0	3.60	3.0
1961	106.78	7.8	6.68	6.2	0.00	0.0	3.71	3.0
1962	111.84	5.1	7.16	6.4	0.00	0.0	1.76	1.0
1963	114.86	2.7	7.14	6.2	0.14	0.1	2.29	2.0
1964	115.57	0.6	7.62	6.6	0.57	0.5	3.18	2.0
1965	117.95	2.1	4.80	4.1	—	—	1.25	1.0
1966	121.14	2.7	—	—	—	—	3.52	3.0
1967	133.04	9.8	—	—	—	—	3.52	2.0
1968	142.36	7.0	—	—	—	—	3.62	2.0
1969	149.86	5.3	—	—	—	—	8.65	5.0
1970	156.58	4.5	—	—	—	—	9.31	5.0

¹ Incluye crudo y condensado.

² No incluye la de los particulares.

³ Toma en cuenta la producción total de derivados (bd), multiplicada por 365 días.

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

No obstante que se había incrementado el rendimiento por pozo, la producción total se retrajo respecto al ritmo de consumo, porque Pemex continuó perforando en yacimientos conocidos, que ya estaban en explotación, tales como los pertenecientes a los distritos de Ebano-Pánuco y Cerro Azul (en la zona norte) y Poza Rica, a la sazón en grado avanzado de explotación y de desarrollo tal, que sus posibilidades petroleras eran reducidas.¹⁸

El principal problema enfrentado por la producción radicó en que la mayoría de los yacimientos someros estaban agotándose, lo cual obligaba a perforar a mayores profundidades.¹⁹ Si al final de la administración de Pascual Gutiérrez Roldán (1964) Pemex había perforado pozos a profundidades máximas de 3,500 metros, con Reyes Heróles las medidas al respecto (entre ellas la compra de equipo de mayor capacidad) se encaminaron a desarrollar los campos más profundamente,²⁰ y los resultados sin embargo fueron relativamente modestos: 2.5% de aumento respecto al sexenio anterior; aunque se alcanzaron longitudes de hasta 5,000 metros, el promedio no rebasó los 2,420 metros.

Al decir del exdirector general Bermúdez,²¹ estos esfuerzos requerían equipos más complejos y por tanto muy costosos; gracias a la disponibilidad de recursos (por conceptos de ingresos y créditos), era factible que Pemex incrementara considerablemente el grado de perforación. Sin embargo, esta capacidad financiera se vio menoscabada por los altos costos de producción:²² estos crecieron en casi 40% de 1965 a 1970.²³ Además, con los préstamos recibidos por la empresa, cuyos intereses oscilaron del 6 al 8%, el costo promedio unitario fue aún mayor. A cambio, el precio medio de valorización de los productos aumentó en 17% y resultó inferior

¹⁸ Poza Rica, soporte básico de la producción desde 1948, era un yacimiento muy rico en petróleo que logró mantener un ritmo progresivo de producción gracias a la utilización de sistemas de recuperación secundaria, que conservaban la presión y evitaban el abatimiento brusco de las riquezas.

¹⁹ Hasta 1965 la profundidad promedio de perforación de desarrollo había sido casi de 2,500 metros, hasta donde se producía la mayor parte de hidrocarburos del período terciario. Para encontrar las formaciones del cretáceo y jurásico había que perforar a más de 3,000 metros en promedio.

²⁰ Durante la gestión de Reyes Heróles cobró impulso la industria pesada en el país relacionada con la fabricación de equipo de perforación; algunos de los grupos empresariales que se dedicaron a esta actividad son: ICA, Lanzagorta y Cortina.

²¹ Bermúdez, Antonio J., *La política petrolera mexicana*, Cuadernos de Joaquín Mortiz, México, 1976, p. 76.

²² El costo promedio de producción se calcula como la razón entre los gastos de operación y el total de los productos vendidos.

²³ Angelier, Jean Pierre, *Algunas reflexiones sobre la política petrolera de México*, CIDE, México, 1977, p. 48.

al de los costos, lo que se tradujo en una disminución del 36% en las utilidades promedio obtenidas por Pemex.²⁴ En suma, la situación financiera constituyó un freno decisivo a la perforación, sobre todo si se considera que este rubro representaba cerca del 40% del total de la inversión de la empresa.

En materia de producción primaria, uno de los aciertos importantes que pueden atribuírsele a la gestión de Reyes Heróles fue el de haber rescindido los “contratos-riesgo” sobre perforación concertados desde 1949 y 1952 por Pemex y compañías privadas, extranjeras y nacionales, y el no haber renovado los establecidos de 1959 a 1964. Los contratos-riesgo abarcaban áreas de alta potencialidad productiva, tales como Campeche, Nuevo León, Veracruz y Tabasco. En 1960 el número de equipos de las compañías privadas ascendía a 56, equivalentes al 38% del total utilizado en la perforación, y hacia 1970 esta participación se redujo a sólo 6 equipos,²⁵ relacionados básicamente con la perforación marina, rubro en el que Pemex afrontaba mayores dificultades.

De 1965 a 1970, el aumento observado en la producción de crudo fue posible gracias a la extracción de las reservas descubiertas con anterioridad (éstas sufrieron un decremento de 16% respecto del período 1959-1964). Para satisfacer la creciente demanda, Pemex tuvo que aumentar los ritmos de extracción del petróleo y del gas; en algunos casos las previsiones de la empresa sobre recuperación óptima de la riqueza del subsuelo resultaron muy restringidas,²⁶ y en otros se vio obligada a rehabilitar pozos y a sostener artificialmente su vida productiva.²⁷

La recuperación de crudo por métodos secundarios a través de inyección de gas y/o de agua, registró avances significativos. La inyección de agua se inició con cinco plantas piloto situadas en yacimientos de la zona sur y se extendió hacia el norte: Poza Rica (Veracruz) y Constituciones (Tamaulipas); en este último se logró un incremento de 6,000 bd en la producción de petróleo en 1970.

Un factor que explicaría el bajo incremento en la producción nacional de petróleo crudo sería el “desfase” provocado por el reequipamiento de la planta industrial: al coexistir instalaciones antiguas y modernas surgían constantes atrasos productivos. Por ejemplo: al reparar o sustituir

24 *Ibidem.*

25 Pemex, Gerencia de Perforación, *Estadísticas de uso interno*, México, 1983.

26 Angelier, *op.cit.*, p. 53.

27 Tan sólo en 1965 se rehabilitaron 230 pozos de los 890 considerados secos, habiéndose realizado, hasta 1970, un total de 17,569 trabajos de mantenimiento de producción, quedando 838 pozos pendientes de reparación. Pemex, Gerencia de Explotación, *op.cit.*, México, 1971.

equipos de perforación, tuberías y bombas obsoletas, había que parar la extracción. Un caso más ilustrativo es el de los ductos: la mayor parte de la tubería había sido tendida entre 1930 y 1950, pero hasta 1968 se careció de los planos de su ubicación, habiendo ocasionado deficiencias de mantenimiento²⁸ o situaciones imprevistas, como la fuga de gas ocurrida en Poza Rica en 1966.²⁹ Otro problema era la incapacidad de transporte y de almacenamiento, que obligaba a disminuir la producción en aquellos pozos de escasa fluidez, con el fin de no afectar a los de alta potencia.³⁰ En 1965, el almacenamiento de crudos y productos en campos, refinerías y terminales se limitaba a 17.5 mmb y se pretendió aumentarla, mediante buques-tanque, a 36 mmb al año 1970; pero únicamente se logró alcanzar una capacidad de 23.5 mmb.

En términos generales, puede concluirse que las metas de producción de crudo en el sexenio 1965-1970 no se lograron plenamente por la persistente restricción financiera. Los recursos propios y el financiamiento externo en Pemex acusaron un rezago enorme respecto a los costos de producción requeridos para perforar a mayor profundidad, en razón de enfrentarse a una etapa de petróleo "difícil": el somero estaba prácticamente agotado y la extracción había que hacerla a profundidades mayores. Hubo quienes, interesados en aspectos de rentabilidad y de costos de oportunidad, recomendaron a Pemex importar crudos y concentrarse en el procesamiento de éstos.³¹ Sin embargo, a Pemex le interesaba más buscar un equilibrio entre la producción primaria y la industrialización, que caer en una situación de dependencia de crudo extranjero, pues ello traería consecuencias perjudiciales al país.

En resumen, en los años anteriores a 1970, particularmente desde la administración de Miguel Alemán a la de Adolfo López Mateos, los planes

²⁸ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1967.

²⁹ Una explosión rompió la línea que conducía gas de alta presión a los sistemas de bombeo neumático, dañando también la casa de bombas de crudo, la mayor parte de las instalaciones y otras tuberías. En estas condiciones, se retrasó la operación y la producción de crudo, programada en 388,000 bd, se redujo a 370,000 bd.

³⁰ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1966.

³¹ En esa época existió una corriente de opinión, formada por algunos funcionarios de Pemex y de distintas Secretarías de Estado, que pugnaba porque México importara crudo y se especializara en productos de mayor valor agregado, como destilados y petroquímicos, argumentando que la extracción resultaba más costosa que la de otros países, y que se ahorraría mucho si le compraba crudo al exterior. Para más información sobre este conflicto de intereses, consúltese: Morales, Isidro, Cecilia Escalante y Rosío Vargas, *La formación de la política petrolera en México*, versión preliminar, El Colegio de México, México, 1985.

y programas de la industria petrolera carecieron de complementariedad en lo que atañe a las actividades primarias del desarrollo de campos y la exploración. En los años sesenta, aunque se dio énfasis a la perforación, ésta no encontró correspondencia con el rendimiento de la producción, probablemente debido a que la mayoría de los campos eran de avanzada edad productiva. Aunque desde la segunda mitad de dicho decenio se adoptaron algunas medidas —aplicación del método de recuperación secundaria, así como mayor espaciamiento y menor intensidad en la perforación, por ejemplo— para corregir el problema de sobreexplotación de los yacimientos, los resultados, aunque positivos, resultaron insuficientes ante la presión ejercida por la expansión de la demanda interna.

B. La explotación de petróleo en 1970

En 1970, la crisis del país se hizo evidente también en la industria petrolera cuya oferta de productos resultó insuficiente frente a la demanda: respecto al año anterior, la producción había crecido en 4%, mientras que el consumo nacional aparente de gasolinas y el de diesel aumentaron 7% y 11%, respectivamente.³² El déficit de crudo para procesamiento encarado por las refinerías fue resuelto directamente con la importación de refinados: 2.3 mmb de gasolinas y 2.7 mmb de diesel,³³ que representaron, respectivamente, 4.0% y 9.0% de la producción nacional.

Aunque el desfase aludido no constituye un rasgo exclusivo del año 1970,³⁴ sí es el momento que refleja más agudamente la magnitud de los problemas que enfrentaba la fase extractiva. Al comparar la capacidad nominal de destilación primaria de las refinerías con la producción bruta de crudo durante 1965-1970 (véase Cuadro 5), se pueden constatar márgenes de capacidad ociosa de las refinerías, por lo que durante este período las importaciones de derivados petrolíferos obedecieron más bien a la incapacidad de producción de crudo que a otros factores. La industria petrolera evidenciaba así un distanciamiento de sus objetivos proclamados desde su nacionalización: autoabastecimiento energético.

³² Pemex, *Anuario estadístico 1977*, México, 1978.

³³ Pemex, *Memoria de labores 1970*, México, 1971, p. 15.

³⁴ Entre 1965 y 1969 la producción de petróleo observó una tasa de crecimiento anual de 4%, mientras que la del consumo de refinados y petroquímicos fue de 13.6%, por lo que también hubo que realizar importaciones. Pemex no atribuyó la importación de gasolinas, diesel y combustóleo al déficit de la producción sino al carecimiento de medios de transporte y de almacenamiento necesarios para atender el consumo de las ciudades fronterizas. Véanse: Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1970, y *Memoria de labores*, años de 1967 a 1969.

Cuadro 5

**Pemex: capacidad excedente en procesamiento de crudo,
1965-1970
(barriles diarios)**

Año	Capacidad nominal de destilación (1)	Producción promedio (2)	Capacidad excedente de destilación (1) - (2)
1965	439,000	323,000	116,000
1966	439,000	332,000	107,000
1967	481,500	364,000	117,000
1968	552,200	390,000	162,000
1969	552,000	410,000	142,000
1970	592,000	429,000	163,000

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

En 1970 la producción diaria de petróleo crudo aumentó 25 mil 261 barriles respecto de 1969, debido fundamentalmente a la aplicación de algunas medidas tales como: perforación de nuevos pozos de desarrollo, rehabilitación de pozos inactivos y recuperación secundaria a base de agua. La evolución de la producción provino esencialmente de los distritos de Tabasco, en la zona sur, y del noreste de la zona norte.³⁵

La actividad extractiva en los campos Cuichapa, Tupilco, El Golpe, San Ramón, Tintal y Santuario, situados en Tabasco (véase mapa anexo), tuvo un rendimiento creciente, alcanzando una cifra de considerable importancia: 15,000 bd de petróleo.³⁶ La mayor parte de esta recuperación adicional se logró, como en las demás regiones de la zona sur,³⁷ a través de la perforación de nuevos pozos de desarrollo. Paralelamente, la rehabilitación de pozos —en total fueron inspeccionados 3,373, de los cuales 471 requirieron reparaciones mayores— tuvo un papel importante en el rendimiento productivo señalado. En este caso, la recuperación secundaria no fue relevante debido a que fue introducida en calidad de prueba.

³⁵ En la segunda de estas regiones inició su vida productiva el campo marino Arenque, a un ritmo de 2,500 bd. Cabe consignar también que del campo terrestre Tamaulipas-Constituciones, se lograron recuperar 6,000 bd adicionales mediante la inyección diaria de aproximadamente 140,000 barriles de agua. Pemex, *Memoria de labores, 1970*, México, 1971, p. 10.

³⁶ *Ibidem.*

³⁷ En esta zona, depositaria predominantemente de petróleo, fueron perforados un total de 176 pozos (70% del total nacional), de los cuales 138 resultaron productivos. *Ibidem.*

La perforación de desarrollo fue también notable en el distrito Poza Rica, donde esa actividad llegó al 23% del total, a pesar de lo cual la producción no excedió del 2% respecto del nivel alcanzado en 1969.³⁸ Este bajo rendimiento se explica básicamente por la prolongada vida productiva de gran parte de los yacimientos, que experimentaban pérdida de presión difícil de contrarrestar mediante la inyección de agua.³⁹

A la par de Poza Rica, la declinación de los campos Ebano-Pánuco, de la zona norte, contribuyó también a que la producción nacional de petróleo crudo observara en 1970 un crecimiento inferior a los obtenidos en 1968 y 1969: 4% contra 10% y 7%, respectivamente. En esta época, muchos mantos estaban entrando a una fase de agotamiento y declinación natural,⁴⁰ que no era posible compensar con la producción de nuevos mantos, ya que hasta entonces la actividad exploratoria no había aportado descubrimientos importantes.⁴¹ Al parecer, la industria petrolera había llegado a un punto en que, en las condiciones técnicas prevalecientes, ya no era posible incrementar la extracción de petróleo.⁴² Por otra parte, siendo que una décima parte (alrededor de 400) de los pozos productores estaban inactivos, no podía esperarse que se diera un incremento significativo en la producción de crudo. Por el contrario, en estas circunstancias y suponiendo una producción de 40 bd por pozo, se habrían dejado de obtener al menos 16,000 bd.⁴³

Otro factor, ligado a los anteriores, es que la decisión de aumentar la producción se veía restringida por el lento crecimiento (16%) mostrado por las reservas probadas durante los sesenta, comportamiento que fue muy bajo en comparación al de los decenios anteriores. La restricción se vuelve aún mayor si se observa que de 1969 a 1970 únicamente se incorporaron 24 mmb al monto de las reservas probadas de hidrocarburos,⁴⁴ lo que implicaba que la producción provendría principalmente de las reservas descubiertas en años anteriores, con el consecuente riesgo de una sobreexplotación y pérdida irreparable de las riquezas.⁴⁵

³⁸ *Ibidem.*, p. 61.

³⁹ Entrevista al ingeniero petrolero Martín Nava, a la sazón Jefe del Departamento de Geología de Explotación de Pemex.

⁴⁰ *Ibidem.*

⁴¹ Véase el capítulo de Exploración.

⁴² Entrevista al ingeniero petrolero Martín Nava.

⁴³ En 1970 se tenían 3,817 pozos en producción, de los cuales 3,239 eran de petróleo (1,308 fluyentes y 1,484 de bombeo neumático). Pemex, Gerencia de Explotación, documento interno, México, 1971.

⁴⁴ La adición resulta de sumar a las reservas probadas del año de referencia la producción del mismo año y de restar estas dos a las del año anterior.

⁴⁵ Bermúdez, Antonio, *Política petrolera en México, op.cit.*, p. 77.

Paradójicamente, el sector industrial y la economía mexicana en general exigían un crecimiento de la producción de petróleo, antes que reducirlo o frenarlo. De tal manera que, en adelante, para producir petróleo acorde con las necesidades energéticas del país y sin provocar agotamiento de las reservas, era imprescindible encontrar yacimientos con amplias perspectivas de acumulación de hidrocarburos; las actividades de exploración tendrían entonces que marchar estrechamente vinculadas a los programas de producción.

En lo que se refiere a las actividades primarias, Pemex, encaraba serias dificultades que requerían soluciones inmediatas: a) dedicar mayores esfuerzos al desarrollo de campos; b) modificar los sistemas de separación, comprensión y distribución del gas natural, con miras a evitar su desaprovechamiento; c) ampliar los sistemas de transporte, recolección y almacenamiento del crudo; d) renovar equipo y maquinaria obsoletos o reparar el que estuviese en malas condiciones; e) por último y fundamental, disponer de nuevas localizaciones, con el fin de desarrollar campos con mejores rendimientos por pozo.

C. Evolución, naturaleza y características de la producción petrolera, 1970-1982

1. Período 1970-1976

Al iniciarse el gobierno del Presidente Echeverría, la industria petrolera tenía por delante el reto de mejorar la capacidad de producción de hidrocarburos de tal manera de abastecer plenamente la demanda nacional en el corto y mediano plazos.⁴⁶ Además de los esfuerzos en materia de perforación y mejoramiento de las instalaciones de recolección, realizados en 1965-1970, la entrante administración de Pemex tuvo que reforzar las medidas tendentes a equiparar el crecimiento de la producción con el de la demanda, cuyo promedio anual esperado fue calculado en 8%; de lo contrario, el país se vería obligado a recurrir a mayores importaciones de petrolíferos o comenzar a importar crudo.⁴⁷

⁴⁶ De 1965 a 1970 la producción de hidrocarburos había crecido en 4.5% anual mientras que el consumo de petrolíferos y petroquímicos en 13.6%. Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1971.

⁴⁷ En dicho sexenio las importaciones de gasolinas aumentaron en 680%, las de diésel un poco más de 1500% y las de combustóleo un 47%. Sin embargo, las compras al exterior no obedecieron únicamente al rezago en la producción de crudo, sino también a los costos debidos a la dispersión de los centros productores del país y a la falta de medios de transporte.

La alternativa de importar crudo, aunque económicamente más costosa que la de comprarlo, era políticamente indeseable porque colocaba en entredicho los principios nacionalistas de la expropiación del petróleo. Sin embargo, para cumplir con los planes de desarrollo económico nacional, el Estado debía asegurar un nivel de producción de crudo para el consumo interno y adoptar medidas que fortalecieran la integración vertical de la industria y redujera la dependencia energética del exterior.

Entonces, para procurar alcanzar un grado de autosuficiencia energética en la rama petrolera, Pemex tendría que salvar varias barreras:

1. Puesto que la exploración no había arrojado suficientes descubrimientos para desarrollar campos petroleros más prósperos, el tiempo de utilización de las reservas probadas estaría cada vez más a la baja.⁴⁸

2. Al acercarse a su límite de vida productiva, algunos campos petroleros, principalmente del sur y del noreste del país,⁴⁹ e incluso de Poza Rica, se acentuaban las dificultades de Pemex para aumentar el caudal de producción de crudos.⁵⁰

3. Una tercera limitante sería la insuficiente disponibilidad u obsolescencia de equipos y maquinaria porque frenaría el desarrollo de los campos de alto potencial petrolífero, tales como Atún, Bagre, Escualo y Morsa, situados en la Faja de Oro marina.

4. También las capacidades de transporte y de almacenamiento resultarían insuficientes ante el previsto aumento de la producción de hidrocarburos.

5. Derivado del débil crecimiento de sus ingresos y de elevados costos de producción, Pemex habría de solventar con dificultades la carencia de recursos para la inversión requerida.

Además, la deuda de corto plazo, mayor que la de largo plazo, repercutía severamente en la liquidez financiera de Pemex, cuyo sostenimiento en 1970 le había significado al gobierno federal un desembolso del 18.6% de la inversión pública en tanto que su contribución tributaria sólo había sido de 4.3%.⁵¹ Aún más: hay que recordar que la política económica y

⁴⁸ En 1944, la relación reservas-producción alcanzó su nivel máximo de 36 años, pero disminuyó paulatinamente a grado tal que en 1970 fue de 18 años. Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

⁴⁹ El margen de seguridad productiva bajó sensiblemente debido también a que habían disminuido las posibilidades de expansión de la producción.

⁵⁰ En el caso del distrito Poza Rica, la situación era aún más grave puesto que ya se había utilizado la recuperación secundaria y porque su producción se abatía continuamente en -2% anual de 1971 a 1976.

⁵¹ Gutiérrez, Roberto, *El impacto del petróleo en la economía de México, 1970-1985*, documento interno preliminar, Programa de Energéticos, El Colegio de México, octubre de 1985.

social iniciada por el Presidente Echeverría mantuvo (al menos hasta 1973) los lineamientos del “desarrollo estabilizador” seguido en el decenio anterior y sustentado en reducir el gasto público y en disminuir el papel del endeudamiento externo como soporte financiero del déficit (en cuenta corriente) de la balanza de pagos.

a. Lineamientos de la estrategia petrolera

A partir de 1970 la política de producción de Pemex se orientó, por un lado, a lograr adaptar su oferta petrolera a las necesidades del desarrollo industrial del país, aunque para ello resultase más costosa la producción que la importación⁵² y, por otro, a seguir un patrón de explotación acorde con las restricciones financieras imperantes. Más que intensificar el caudal de los pozos existentes, era necesario contar con pozos nuevos que recompensasen los volúmenes extraídos y permitiesen cierto margen de disponibilidad de los recursos.

Esta política de producción se sujetaría a condiciones que la circunscribían a un aprovechamiento más cuidadoso de los recursos:

a) Obtener la mayor cantidad de petróleo en el mayor tiempo posible; es decir, alargando el período de vida de los yacimientos. Era factible ceñirse todavía a la norma vigente desde años atrás de que la extracción anual de un campo no excediera el 6% del total de sus reservas probadas.

b) Aprovechar en forma óptima las reservas de petróleo disponibles, que implicaba no desperdiciar los recursos recuperables del manto. Era necesario fijar un período de extracción de acuerdo con el tamaño del yacimiento, tipo de estructura, así como la viscosidad y densidad del petróleo y la presión del fondo. El ritmo de producción debía ser suficientemente estable en el tiempo con el fin de alargar su período de vida. La recuperación secundaria podría acrecentar el ritmo de extracción, pero ésta no debía variar drásticamente.

A sabiendas de que todos los procedimientos de conservación tienen por objeto mantener la energía expulsiva propia de los yacimientos, habría que:

i) mantener el nivel del manto, de tal manera de evitar en lo posible sobreexplotación;

ii) dar un espaciamiento adecuado a los pozos. Si éste fuese excesivo, recargaría el costo; si insuficiente, las áreas no permitirían un drenaje efectivo;

iii) mantener un óptimo de extracción, de acuerdo con la porosidad, permeabilidad y presión del manto;

⁵² Los precios internacionales del crudo se llegaron a cotizar a los niveles más bajos de su historia.

iv) vigilar la relación gas-petróleo puesto que mientras menos gas se extrae, más energía impulsora se conserva;

v) aplicar métodos de recuperación secundaria para añadir volúmenes de reserva probada a los yacimientos.

c) Para lograr una mayor producción de crudo era imperativo:

i) intensificar urgentemente las exploraciones, que garantizaran la existencia de nuevos campos de desarrollo y reservas suficientes para sostener un ritmo estable de producción en el mayor tiempo posible;

ii) intensificar la perforación de pozos terrestres y marinos;

iii) reincorporar a la producción los pozos inactivos (algunos de éstos habían sido cerrados por necesidades de reparación, otros por no contar con los sistemas de transporte y recolección);

iv) extender la aplicación de las técnicas de recuperación secundaria,

v) multiplicar la instalación de tuberías de recolección;

vi) reforzar la capacidad de refinación.

Dadas las restricciones financieras, Pemex tendría que operar en condiciones que garantizaran el mejor rendimiento productivo. El régimen de austeridad implicaba mantener costos bajos de operación. Algunas inversiones serían costeadas con recursos propios y otras con créditos, aunque éstos estarían condicionados a la capacidad de endeudamiento de la empresa.

b. Acontecimientos principales

En 1971 la producción nacional de crudo experimentó un decremento de 0.4% mientras que la demanda interna del mismo aumentó en 10% (Cuadro 6),⁵³ déficit que obligó al gobierno a reanudar la importación de petróleo crudo (cancelada desde 1964). El caso de las gasolinas presentaba una tendencia más aguda al haberse triplicado su importación (Cuadro 7). En dicho año se hizo patente algo que venía gestándose desde épocas anteriores: la incapacidad de Pemex para abastecer al mercado nacional.

Como consecuencia del abatimiento de la producción de crudo y condensados, al final de 1971 hubo una demanda insatisfecha de aproximadamente 11 mmb,⁵⁴ la cual fue cubierta con la importación de 672 mil barriles de crudo y 13.5 mmb de destilados que incluían gasolina, diesel y combustóleo (Cuadro 6). Las razones aducidas entonces fueron

⁵³ Pasó de 423 a 466 mil barriles por día. Cfr. IMP, División de Planeación de Refinación, *Plan de desarrollo de la industria petrolera y petroquímica básica, 1976-1985*, México, 1975.

⁵⁴ El responsable de Producción Primaria, Francisco Inguanzo, declaró que a fines de 1971, la cifra habría sido del orden de 28,000 a 30,000 bd. Declaración al periódico *El Día*, 18 de mayo de 1972.

que había capacidad marginal de procesamiento en las refinerías,⁵⁵ y que el costo de procesar internamente el petróleo era relativamente más bajo que el del refinado importado, sustitución que a la postre arrojó un ahorro neto, a precios corrientes, de 1.4 millones de pesos.

Cuadro 6

México: evolución de la producción de crudo y del consumo aparente de algunos petrolíferos, 1970-1973

Año	Producción de crudo y condensados		Crecimiento porcentual del consumo aparente ¹			
	mmb	% incremento	gasolinas	diesel	combustóleo	Total
1970	156.58	4.5	7.0	11.2	- 5.2	4.3
1971	155.91	-0.4	8.8	3.2	14.4	8.8
1972	161.36	3.4	7.0	6.3	35.0	16.1
1973	164.90	2.2	12.0	17.0	5.7	11.6

¹ Producción + Importación - Exportación.

Fuente: Con base en Pemex, *Anuario estadístico*, 1977, México, 1978.

Ciertamente, esta medida representó un giro importante en la política petrolera del director general Dovalí Jaime. Por un lado, la decisión estuvo determinada fundamentalmente por la imposibilidad de extraer mayores volúmenes de crudo y porque el monto de las reservas probadas de crudo parecía ser reducido en relación al ritmo de su extracción: al 31 de diciembre de 1970, se estimaron 2,879 mmb, cuya disponibilidad —produciendo 155.9 mmb al año—, se prolongaría a sólo 18 años.

La explicación oficial dada al problema del decaimiento de la producción petrolera fue que un número considerable de pozos tuvo que permanecer cerrado después de su perforación, en razón de que Pemex carecía de capacidad de inversión para construir las instalaciones superficiales requeridas, tales como baterías de separación de crudo y gas y líneas

⁵⁵ La capacidad real estuvo abajo de la capacidad nominal, estimada esta última en 216,080 mmb, porque algunas plantas requirieron reparaciones impostergables y por tanto hubo que pararlas. Por las razones anteriores, en 1971, Pemex importó gasolinas en proporción del 11% respecto de su producción, diésel en 13% y combustóleo en 8.4% (Cuadro 6).

Cuadro 7

México: producción e importación de hidrocarburos y de petrolíferos, 1971 (mb)

Año	Producción de crudo y condensados (1)	Crecimiento (%)
1970	1 565 86	
1971	1 155 911	-0.4

Diesel			Combustóleos		
Producción (1)	Importación (2)	$\frac{(2) \times 100}{(1)}$ (2)	Producción (1)	Importación (2)	$\frac{(2) \times 100}{(1)}$ (2)
30 403	2 672	8.7	47 640	2 449	5.1
30 195	3 978	13.2	45 951	3 870	8.4

Crudo			Gasolinas	
Importación de crudo (2)	$\frac{(2) \times 100}{(1)}$ (2)	Producción (1)	Importación (2)	$\frac{(2) \times 100}{(1)}$ (2)
—	—	51 183	2 393	4.7
672	0.4	52 620	5 681	10.8

de recolección. En estos rubros, la inversión cayó de 490 a 431 millones de pesos, entre 1970 a 1971.⁵⁶

En la rama de perforación, Pemex terminó en 1971 un total de 387 pozos de desarrollo, de los cuales el 70% eran de petróleo. Por zonas, la sur (que abarca los distritos: El Plan, Agua Dulce y Comalcalco) acaparó la actividad perforatoria: 257 pozos; en la centro fue el distrito de Poza Rica con 58 y en la norte el sector Frontera Noreste, con 57. Las operaciones de extracción y recolección de petróleo se realizaron esencialmente en los campos terrestres de los distritos mencionados y en los campos marinos Atún, Escualo y Morsa, en Poza Rica.⁵⁷

No obstante el aumento de la perforación en los distintos distritos, la producción apenas registró un repunte del 1.4% en la zona sur, abatiéndose en 6% tanto en Poza Rica, en el centro, como en la zona norte. La justificación de Pemex de que el bajo nivel productivo era consecuencia de la falta de inversión, es parcial en tanto no especifica las causas del abatimiento de los mantos. En vista de este vacío, es necesario examinar la incidencia posible de otros factores.

La disminución en 5.8 mmb de la producción del distrito Poza Rica, tendría su explicación básica en que, en lo que concierne al campo marino Atún, algunos pozos quedaron inactivos y su salida no fue compensada con la puesta en operación de nuevos pozos. En este caso, la producción decayó en casi 12,000 bd, equivalentes a 4 mmb al finalizar 1971⁵⁸ y al 70% del abatimiento de la producción de Poza Rica.

Las declaraciones oficiales sobre lo acontecido en Atún coincidían en señalar que el cierre de los pozos se debía a una invasión prematura e incontrolable de agua, producto a su vez de dificultades de carácter mecánico ante el tipo de roca almacenadora de crudo.⁵⁹ Una versión distinta alude a otra característica técnica de la explotación y sostiene que el cierre de pozos fue resultado del desbalance de la relación gas-petróleo que modificó la presión normal en el fondo del manto.⁶⁰ Si, a pesar de esto, se hubiese seguido produciendo al mismo ritmo, se habría perdido por completo esa presión y, en consecuencia, el período de vida del yacimiento se hubiera acortado.

⁵⁶ Pemex, *Memoria de labores 1971*, México, 1972.

⁵⁷ Se instalaron baterías de separación en 5 campos de la zona sur así como baterías de alta presión en los pozos marinos de Poza Rica. También se instalaron plataformas de perforación marina en Atún y en Morsa.

⁵⁸ Declaración del Subdirector de Producción Primaria, Francisco Inguanzo, aparecida en *El Día*, 18 de mayo de 1972.

⁵⁹ *Ibidem*.

⁶⁰ Entrevista a ingeniero petrolero que trabajó en Pemex durante esos años, México, julio de 1983.

Sin embargo, en esta controversia no queda claro por qué fue tan brusco el descenso de la producción: 12,000 bd en promedio. Se cree que con el cierre de pozos en Poza Rica Pemex manejó la explotación bajo el criterio de alargar el período de vida del yacimiento.⁶¹ Esto supondría que la intención de "estabilizar" la producción de crudo de dicho campo partía del objetivo de mantener una capacidad productiva solvente por mucho tiempo. En apoyo de esta posición, cabe reconocer que uno de los problemas más serios afrontados por dicha región era que la extracción de petróleo y gas se hacía cada vez más a costa de las riquezas descubiertas con anterioridad mientras que las reservas nuevas eran de escasa cuantía. Ante tal situación, no podía esperarse sino un desaceleramiento de la producción, a menos que el petróleo y gas extraídos se recompensasen mediante la intensificación de la exploración a mayor profundidad y la aplicación extensiva de las técnicas de recuperación secundaria.

En lo que respecta a los distritos de la zona norte, la producción de crudo y condensados también disminuyó en 1971, al pasar de 27 mmb a 25 mmb; su contribución del 16.4% al total nacional, aunque inferior al 33.4% de Poza Rica, repercutió ampliamente en la baja del total (Cuadro 8).

La declinación en esta zona obedeció, entre otros factores, a que algunos de sus campos (en Ebano y Cerro Azul) tenían más de 30 años de vida productiva y sus rendimientos estaban en fase decreciente. Además, la extracción de crudo en esta zona había rebasado los límites óptimos (6% del total de reservas probadas), al ubicarse en 7.5% en 1971, situación que exigía una redefinición de la estrategia productiva: incorporar nuevas reservas o restringir en adelante el proceso extractivo.

Ante el descenso general de la producción de crudo, para la administración de Pemex fue prioritario revertir esta situación y decidió incrementar la cantidad de pozos, a través de: activar la exploración para obtener nuevas localizaciones, rehabilitar una cantidad importante de pozos fuera de funcionamiento, reforzar la utilización de técnicas de recuperación secundaria y mejorar los sistemas de transporte y recolección.⁶²

Algunas de estas medidas se ilustran con los ejemplos siguientes: en el caso del campo marino Atún, Pemex decidió no sólo reparar los pozos invadidos por agua sino también perforar en otros campos;⁶³ a la región productora marina de Poza Rica destinó cuantiosos recursos para, entre otros fines, apoyar la instalación de nuevas plataformas de perforación (particularmente en las localizaciones Bagre A y B y Masorpa A) e incre-

⁶¹ Angelier, Jean Pierre, *Algunas reflexiones sobre la política petrolera de México*, op.cit.

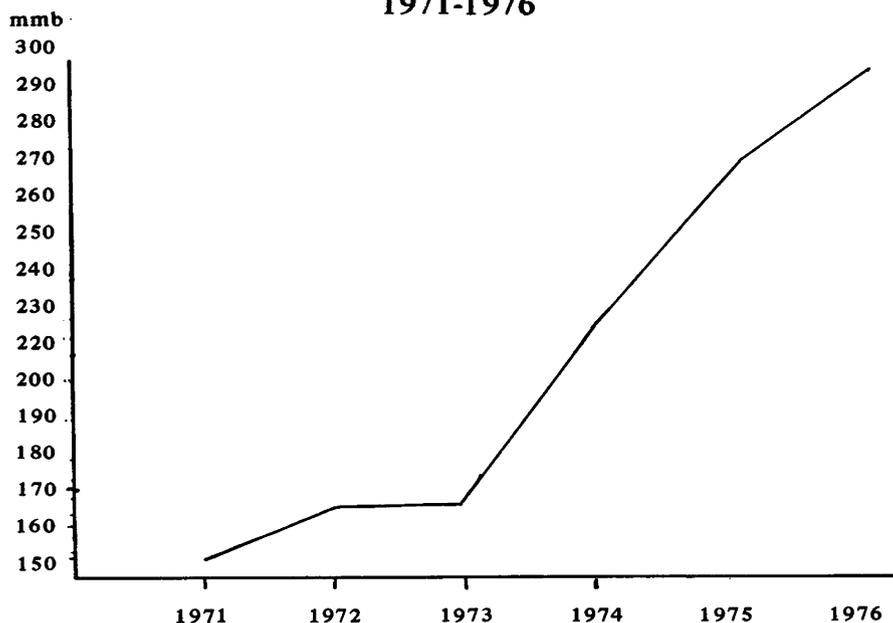
⁶² Declaración del Director General de Pemex, en *Excelsior*, 5 de enero de 1972.

⁶³ Inguanzo, *El Día*, 18 de mayo de 1972, op.cit.

mentar la capacidad del sistema de tuberías de conducción a tierra de la producción marina;⁶⁴ para la zona sur, e inclusive Poza Rica, proyectó la ampliación de los sistemas de inyección de agua, con el fin de elevar la disponibilidad de crudo a 1 millón de bd, en el primer caso, y a 600,000 bd, en el segundo, gracias a lo cual se esperaba que al final de 1976 las reservas de estas áreas se verían incrementadas en por lo menos 50%.⁶⁵

En general, hacia 1976, la dirección de Pemex perseguía duplicar la producción de petróleo vigente en 1971, cuya cifra era de más de 150 mmb. Al indagar en los resultados, se encuentra que en dicho lapso Pemex revirtió la tendencia a la baja, lo cual se puede apreciar en dos momentos significativos: de 1972 a 1973 cuando la producción creció levemente (3.4% y 2.2%, respectivamente) y de 1974 a 1976, que registró incrementos anuales porcentuales sumamente altos: 27%, 25% y 12% (Gráfica 2).

Gráfica 2
Pemex: evolución de la producción de petróleo crudo,¹
1971-1976



¹ Incluye condensado.

Fuente: Con base en Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.²

⁶⁴ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México 18 de marzo de 1972.

⁶⁵ Pemex, *Memoria de labores, 1972*, México, 1973.

De 1972 a 1973 la producción creció por abajo del ritmo de demanda, acrecentándose la brecha entre ambas: en el primer año, el consumo nacional aparente de gasolinas, diésel y combustóleo creció en 8.8% y, en el segundo, en 16%, que determinaron rezagos en la oferta del 5.4% y 14% en ambos años. (Ver Cuadro 6.) Para compensar este déficit, el gobierno importó un total de 34.4 mmb de crudo,⁶⁶ aún a costa de complicar la situación financiera de la empresa, ya que había que encarar precios crecientes en el mercado internacional: en los mismos años el precio del barril de petróleo pasó de 37.50 a 160 pesos, cuyos valores globales variaron de \$ 400 millones de pesos en 1972 a \$ 3,778 millones en 1973.

Durante estos años los incrementos en la producción total de crudo provinieron esencialmente de la zona sur, que contribuyó con 53% y 56%, respectivamente, y en segunda importancia del distrito norte de la zona norte, con 15.6% y 16%, cosa que no sucedió con los distritos noreste y sur de la misma zona, mucho menos con Poza Rica de la zona centro, donde la producción siguió abatiéndose (Cuadro 8).

Los resultados positivos observados en la zona sur fueron posibles por la intensificación de las actividades de desarrollo, entre ellas el manejo y recolección de crudo y la perforación de pozos. Se desarrollaron aquí 8 campos de un total de 15 en todo el país, y fue en el distrito Agua Dulce en que recayó el peso principal de la producción del sur.

Agua Dulce venía siendo explotado aproximadamente desde 1950, siendo probable que los resultados favorables obtenidos ahí en 1972 hayan sido consecuencia del hallazgo de yacimientos adyacentes a los campos conocidos y de la inyección de agua.⁶⁷ No obstante, en los años subsiguientes se presentan señales de abatimiento continuo, llegando a acumular una declinación del 31.5% en 1976.

En 1973, el aumento en la producción de crudo en la zona sur provino esencialmente del distrito Villahermosa (antes denominado Comalcalco), donde Pemex había concentrado 31 equipos de perforación. En Reforma, jurisdicción de Villahermosa, fueron localizados tres nuevos campos: Sitio Grande y Cactus (en Chiapas) y Samaria (en Tabasco), con acumulaciones sumamente ricas en petróleo y gas. A finales de 1973 se extraía de estos campos un promedio de 3,000 bd de petróleo por pozo,⁶⁸ superior a la media de la producción nacional que era de 104 bd.

⁶⁶ A la par se realizaron cuantiosas importaciones de petrolíferos y de gas licuado (Cuadro 7). Las de petrolíferos obedecieron a la falta de capacidad de procesamiento de crudo en las refinerías y a que quedaron inconclusos varios tramos de oleoducto.

⁶⁷ Desde 1962 se inició un proyecto de inyección mediante el cual se estimaba que la recuperación aumentaría, en lo concerniente a la recuperación primaria, del 22% al 36%.

⁶⁸ En 1973 se produjeron en promedio 451,805 bd de crudo y condensados y se tenían 4,339 pozos en producción. Véase Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México 1985.

Cuadro 8

México: producción de crudo¹ por zonas y distritos
(miles de barriles)

Zona	1970	1971	1972	1973
Sur ²	68 683	75 735	83 804	89 250
Istmo	13 656	17 952	—	—
Tabasco	55 027	57 783	—	—
Cdad. Pemex	—	—	189	241
Comalcalco	—	—	22 160	22 848
Villahermosa	—	—	390	10 708
Agua Dulce	—	—	39 100	37 112
El Plan	—	—	19 988	16 443
Nanchital	—	—	1 977	1 898
Norte	26 794	24 929	24 165	25 291
Frontera noreste	2 073	1 921	1 670	1 413
Norte	8 650	9 864	11 390	14 312
Sur	16 071	13 144	11 105	9 566
Centro	61 109	55 247	53 399	50 368
Poza Rica	60 911	55 054	53 222	50 151
Distrito cuenca del Papaloapan	198	193	177	217

¹ Incluye condensados.

² A partir de 1972 la producción de los distritos Istmo y Tabasco aparece agregada en los restantes distritos.

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

Cuadro 9

México: operaciones de desarrollo de campos petroleros, 1971-1973

Año	Campos terrestres	Campos marinos	Campos en Reynosa	Campos en Ebano y Cerro Azul	Campos en Poza Rica ¹	Campos en la zona sur
1971	48	3	16	4	12	19
1972	57	4	14	5	15	27
1973	63	3	16	11	12	27

¹ Incluye cuenca del Papaloapan.

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, años 1971 y 1973, México, 1972 y 1974.

Cuadro 10

México: pozos perforados, por zona y distritos (1970-1976)

Año	Noreste	Ebano	Cerro Azul	Poza Rica	Veracruz	Zona sur	Cuenca del Papaloapan	Total
1970	76	17	12	68	—	219		393
1971	57	12	2	58	1	257		387
1972	33	16	3	52	2	182		288
1973	50	26	6	76	3	158		319
1974	47	12	20	54	7	169		309
1975	42	12	30	41	12	129		226
1976	54	5	32	44	—	112	10	257

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, varios años.

De 1972 a 1973 fueron perforados 23 pozos productores en dicha área, cifra que hubiera sido mayor de no ser por el grado de dificultad que significaba perforar a mayor profundidad: 4,300 metros en promedio. Se requerían equipos de perforación de mayor calado, en su mayoría a base de diésel y electricidad, cuya movilización había que realizarse a través de grúas de mayor tonelaje al existente hasta entonces, además de los problemas de montaje y desmantelamiento de dichos equipos. Asimismo, al no contar con aditivos especiales, los pozos se perforaban con lodo a base de agua, lo que traía consigo innumerables contratiempos —el plegamiento de las sartas de perforación era frecuente— y, dada la inestabilidad de las paredes de los pozos, había que reperforar, provocando a veces desplomes de las formaciones. Por lo mismo, la perforación de un pozo en esta área consumía 230 días o más.⁶⁹

En 1973, los campos de Reforma aportaron 71,000 bd, cerca del 16%, a la producción nacional de crudo, gracias en parte a que la producción de los pozos pudo ser inmediatamente arrovechada: su ubicación estaba próxima a las tuberías que comunicaban a la refinería de Minatitlán y al puerto de Pajaritos. Con la finalidad de aprovechar oportunamente el crudo de Reforma, se construyeron aceleradamente varias obras para recolección, transporte, tratamiento y distribución. En total, la inversión en instalaciones para el manejo de petróleo y gas sumó en 1973 \$ 750 millones de pesos, 30% más que en 1971.

En el distrito norte de la zona norte la producción de crudo de 1973 superó en 4.4 mmb a la de 1971. Ahí fueron perforados pozos nuevos y se hicieron diversos trabajos de desarrollo de campos.

En Tamaulipas-Constituciones, la inyección de agua salada, realizada desde años atrás, dio por resultado un excedente de petróleo de 80,000 bd.⁷⁰ En los restantes distritos (Noreste y Sur) de la misma zona, la producción de crudo de 1973 se abatió en 18% y 27%, respectivamente, con relación a 1971, a raíz de la declinación natural de la mayoría de sus mantos y por la falta de nuevos yacimientos que compensaran la producción de los pozos agotados.

En el distrito de Poza Rica, no obstante la realización de obras de desarrollo y la activación de varios pozos durante 1972 y 1973, la producción de petróleo se abatió todavía más: de 55.05 mmb en 1971 a 50.15 mmb en 1973, es decir, decreció 8.9%. De acuerdo con los informes oficiales del director de Pemex, una parte importante de los pozos perforados en Poza Rica se realizó a lo largo de las estructuras marinas Escualo y Marsopa, cuya producción permitió que el abatimiento fuese menor.

⁶⁹ Para mayores datos relacionados con la perforación en estos campos, véase *Petróleo internacional*, noviembre 1976, p. 49.

⁷⁰ Pemex, *Memoria de labores, 1973*, México, 1974.

En lo que respecta al campo Atún, perteneciente a esta área, ningún informe o memoria de la empresa hace mención a las obras realizadas o a los resultados, pero se infiere que su producción siguió abatiéndose.⁷¹ En vista de que en 1969 ya se habían inyectado a este distrito 200,000 bd de agua, más 180,000 en 1972 y 220,000 en 1973,⁷² era de esperar una recuperación adicional de importancia; no obstante, la inyección de agua sólo logró resarcir un poco la tendencia declinante de sus yacimientos, que era producto de una continua pérdida de presión de fondo. En ambos años fue posible incorporar 3,600 mmb y 3,000 mmb, respectivamente, a la reserva probada de dicho distrito; por esta razón, el margen de flexibilidad para aumentar la producción no estuvo tan constreñido como en 1971.⁷³

Sin embargo, el déficit general de crudo, arrastrado desde años anteriores y acentuado en 1971 con el abatimiento de la producción, no fue superado en los años inmediatos, debido en gran parte al débil impulso mostrado por las actividades de exploración y explotación que se tenían programadas.

En esta época Pemex no contaba con una red de oleoductos capaces de distribuir cantidades de crudo mayores⁷⁴ a las vigentes. La capacidad de transportación, desde los lugares de extracción hasta las refinerías, comenzaba a ser insuficiente, convirtiéndose en obstáculo real a los objetivos de aumentar la producción, a la par que con ello se dejaba de aprovechar el caudal de algunos pozos o inclusive se posponía su perforación.

La actividad perforatoria había disminuido su intensidad —en 1972 Pemex dejó de perforar 77 pozos—,⁷⁵ en parte debido a la insuficiencia del equipo. En 1973, a raíz del embargo petrolero de algunos miembros de la OPEP a Estados Unidos y del fuerte incremento en los precios mundiales del petróleo, muchos países, incluido México, aceleraron sus actividades de exploración y explotación, generando alta demanda de equipos que las compañías fabricantes no podían surtirlo oportunamente.

Sin embargo, en el caso de Pemex, el peso principal de los obstáculos a la explotación durante 1972 y 1973 se debió, según lo reconoció el propio director general de Pemex, Antonio Dovalí, a restricciones en el pro-

⁷¹ Se tienen datos de que en 1978 este campo producía únicamente 1,500 bd en promedio. Cfr. *Oil & Gas Journal*, Tulsa, Oklahoma, 25 de diciembre de 1978.

⁷² Pemex, *Memoria de labores*, años de 1972 y 1973, México, 1973 y 1974.

⁷³ La realización de distintas obras de recolección ayudó también a revertir esta tendencia, al pasar su contabilidad de 411 millones de toneladas por km en 1972 a 524 millones en 1973. Cfr. Pemex, *Ibidem*.

⁷⁴ Declaración del director general al periódico *Novedades*, 28 de julio de 1973.

⁷⁵ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1973.

supuesto de gastos, determinadas éstas ante todo por los bajos precios internos de los hidrocarburos.⁷⁶ “Por tal razón, hubo un crecimiento diferido en virtud de que sólo se realizaron las inversiones más urgentes y se fueron difiriendo algunas necesarias”.⁷⁷ A esto hay que añadir que desde 1971 Pemex carecía de ahorro interno suficiente para financiar sus inversiones, teniendo entonces que sustentarlas con créditos, básicamente de carácter externo, los cuales fueron contratados con la idea de que no sobrepasaran la capacidad de amortización de la deuda. Pemex descartó inclusive la posibilidad de aceptar los ofrecimientos de financiamiento hechos por las compañías extranjeras, a cambio de una parte de la producción de petróleo.

Si bien es cierto que el bajo precio interno del petróleo fue una causa que restringió la perforación de desarrollo y el manejo y distribución del petróleo, no lo es menos subrayar que lo determinante del débil crecimiento mostrado por la producción total en 1972 y 1973 fue la declinación de los campos de Poza Rica, así como algunos de la zona norte y otros de la zona sur. Quizá de no haber sido por las posteriores localizaciones realizadas en 1974 en los mismos Estados, la producción de crudo hubiese sido más pobre aún y mayor, por ende, la importación de este hidrocarburo.

A partir de 1974 México contó con un instrumento determinante en el aumento de la capacidad de producción de crudo: la vasta riqueza de los yacimientos de Tabasco y Chiapas, de los que se esperaba obtener una producción superior en 150% a la de 1973, representativa de más del 30% del total producido.

Para alcanzar estas metas, Pemex tendría primero que poner en marcha un programa de desarrollo intensivo de los nuevos campos, que inicialmente le resolverían el déficit de crudo para cubrir las necesidades del país. Un pronóstico de Pemex de finales de 1972 estimaba que la producción de crudo crecería al 6.9% anual de 1974 a 1976, y aún así quedaría rezagada de la demanda, que lo haría al 13.2% (Cuadros 11 y 12).

Dado que dicho pronóstico no incluyó la producción potencial de crudo de los nuevos campos de Tabasco-Chiapas, es de suponer que los incrementos anuales proyectados (Cuadro 18) provendrían esencialmente de los distritos antiguos de la zona sur, probablemente mediante las siguientes actividades: a) mayor perforación de pozos de desarrollo, aún a riesgo de sobreperforar algunos campos, con lo que el drenaje de estas áreas sería más dificultoso (tal como ocurrió en el período 1959-1964); b) reparación de pozos que quedaron inactivos a raíz de: desplomes de las formaciones, entrapamiento de petróleo, invasiones de agua y otros problemas (aun-

⁷⁶ Mientras las ventas crecieron anualmente al 10%, el gasto corriente lo hizo al 13.4% anual, incidiendo en este último porcentaje la elevación de los gastos por mano de obra, materiales y equipo y también por intereses a la deuda y a las importaciones.

⁷⁷ Pemex, *op.cit.*, 18 de marzo de 1974.

que todo esto habría significado aumentos de costo de las operaciones); c) inyección de agua para represar a los yacimientos, método con el que habrían podido recuperarse cantidades adicionales de crudo, sobre todo en Poza Rica, donde se aplicaba desde los años sesentas, y en algunos campos del sur, como La Venta,⁷⁸ El Plan; d) posiblemente se aumentarían los tramos de producción de los pozos existentes, lo que habría significado exponerse a perder la presión en el fondo de los mantos y poner en peligro la conservación de la energía impulsora y, por ende, la recuperación final.

Cuadro 11

México: demanda de petrolíferos esperada, 1974-1976
(miles de bd)

Tipo de producto	1974	1975	1976	Crecimiento anual (%)
Gasolina	219.3	240.2	263.5	9.6
Destilados intermedios	185.1	201.7	220.0	9.0
Residuales	153.1	184.3	232.9	23.3
Otros	22.9	24.8	26.9	8.4
Total	580.4	651.0	743.3	13.2

Fuente: Exposición de Antonio Dovalí en Nafinsa, *El mercado de valores*, núm. 27, México, 2 de julio de 1973.

Cuadro 12

Pemex: déficit de producción esperado, 1974-1976
(miles de bd)

Proyecciones	1974	1975	1976
Producción de crudo necesaria	577.7	651.7	745.0
Esperada	550.6	596.0	629.0
Incremento anual	9%	8%	5%
Déficit (absoluto) de producción	27.1	55.7	116.0
Déficit (%) de producción	4.7%	8.5%	18.0%

Fuente: Con base en cifras de Nafinsa, *El mercado de valores*, núm. 27, México, 2 de julio de 1973.

⁷⁸ De este campo, que en 1970 le fueron inyectados 140,000 bd de agua, se habían obtenido los mejores resultados por este método, aunque cabe reconocer que el tamaño pequeño del yacimiento facilitó su aplicación. Entrevista a ingeniero petrolero, México, octubre de 1984.

A partir de 1974 la necesidad de Pemex de acelerar la producción petrolera se tornó más apremiante por la demanda creciente en el mercado internacional. Los precios del crudo habían iniciado su escalada alcista y las importaciones de este hidrocarburo resultaban en extremo onerosas a México⁷⁹ y a la balanza comercial de la empresa. Sin embargo, la alternativa para México sería sustituir las importaciones y hacia este fin se puso en marcha un programa de inversión de 17,500 millones de pesos para el período 1974-1976,⁸⁰ que incluía la intensificación de la búsqueda de hidrocarburos, así como la multiplicación de las perforaciones exploratorias y de desarrollo en tierra y mar.

El programa de explotación tenía como objetivo principal intensificar el desarrollo de los campos de Chiapas y Tabasco porque se sabía que eran depositarios de vastos volúmenes de crudo y porque su rentabilidad era altamente favorable, ya que su extracción costaría aproximadamente la quinta parte del precio que imperaba en el mercado internacional. En cierto sentido, se partía de la confirmación de la hipótesis, sostenida por determinados núcleos de expertos, de que los citados yacimientos eran comparables en su potencialidad a los de Poza Rica o a la Faja de Oro, y se estimaba que a finales de 1974 aquella región estaría generando excedentes exportables. Ganó mucha credibilidad la idea de que Reforma sería la solución para Pemex y para México. Los campos de esta región, con presión mayor que el nivel de saturación, arrojarían los volúmenes de petrolíferos con bastante flexibilidad, sin que por ello se perdiera la presión en el fondo.

El director general de Pemex había declarado que tales mantos podrían explotarse sin demora dado que la tecnología especial para perforaciones profundas podía ya encontrarse en el mercado local.⁸¹ Inclusive se llegó a estimar que la empresa alcanzaría la cifra de 767,000 bd de petróleo hacia 1976,⁸² partiendo de la base de 451,806 bd de 1973.

Desde mediados de 1974, cuando cobraba más fuerza el argumento de que era factible alcanzar un grado de autosuficiencia en materia de crudo, gracias básicamente a los campos Sitio Grande y Cactus, en Reforma,

⁷⁹ El balance negativo entre importaciones-exportaciones de energéticos aumentó de 21.1 millones de dólares en 1970 a 312.2 millones en 1974. Véase Sepafin, *El sector de energéticos. Estadísticas básicas y balance de energía 1970-1977*, México, 1978, p. 106.

⁸⁰ Lo que ayudó a Pemex a programar tal monto de inversiones fue que obtendría mayores ingresos derivados del incremento habido en los precios de la gasolina: de casi 80% con relación a los que prevalecían en 1972. (Apareció en 1973 la nueva gasolina "Extra" cuyo precio fue de \$ 2.00 comparado con \$ 1.20 y \$ 1.00 de las demas.)

⁸¹ *El Sol de México*, 27 de junio de 1974.

⁸² *Excélsior*, 15 de marzo de 1974.

Chiapas, y Samaria, en Tabasco, se presentó la disyuntiva entre la estrategia de producir para generar excedentes exportables y la de autoabastecimiento y conservación de los recursos, establecida esta última desde 1938 y reflejada en la sentencia: "El petróleo sólo para que México lo consuma".

Puesto que de llegar a convertirse México en exportador de esta valiosa materia prima contravendría los planteamientos ideológicos de la expropiación,⁸³ se suscitó una sorda controversia, tanto dentro como fuera de la industria petrolera y sobre todo entre los círculos gubernamentales encargados de las decisiones de política petrolera. De naturaleza esencialmente política, este enfrentamiento fue palpable por las divergencias suscitadas entre el Presidente de la República y el director general de Pemex, o entre éste y el Secretario de Patrimonio Nacional, Horacio Flores de la Peña. Y si el Presidente Echeverría y el Secretario Flores de la Peña parecían estar abiertos a las posibilidades de exportar crudo en grandes cantidades, basados en argumentos de carácter económico, dados los precios atractivos del mercado mundial, el director Dovalí se mostraba más cauteloso ante esa posibilidad.⁸⁴

Se tienen bases para afirmar que la política de exportaciones de crudo se definió en el otoño de 1974, aparentemente en respuesta a las informaciones de la prensa estadounidense de que las reservas probables en Chiapas-Tabasco eran enormes (20,000 mmb), que permitirían a México exportar a Estados Unidos unos 200,000 bd de crudo en 1975 y cerca de 2 mmb en 1980.⁸⁵ El Presidente de la República declaró entonces que si a diciembre de 1974 la producción de los nuevos yacimientos lograra llegar hasta 260,000 bd, la exportación sería de 39,000 bd, con la salvedad de que una vez que entraran en operación las refinerías de Salina Cruz y Cade-reyta,⁸⁶ Pemex exportaría derivados y no crudos. El Primer Mandatario había enfatizado⁸⁷ que las exportaciones de crudo tendrían por objetivo fortalecer la balanza comercial petrolera en el corto plazo; con ellas se obtendrían divisas necesarias para la compra de petrolíferos y petroquímicos, así como de equipos requeridos por la explotación y la distribución de hidrocarburos.

83 Esta estrategia "conservadora", sustentada por determinados sectores de la sociedad mexicana, y particularmente por grupos de técnicos petroleros, en el sentido de que había que resguardar estos recursos percederos a las generaciones futuras, se apoyaba en los argumentos que impulsaron al Presidente Cárdenas a decretar la expropiación: los recursos del subsuelo serán patrimonio de la nación.

84 Consúltese: Morales Isidro, Cecilia Escalante y Rocío Vargas, *Formación de política. . . , op.cit.*

85 *The Washington Post y The New York Times*, 13 de octubre de 1974.

86 Que estaban en construcción y que tendrían una capacidad de procesamiento de 150,000 y 200,000 barriles diarios, respectivamente.

87 *El Nacional*, 16 de octubre de 1974.

mo de equipos requeridos por la explotación y la distribución de hidrocarburos.

A la par del plan de exportación, el Presidente de México fijó también los límites de la política de producción de crudo, al expresar que en vista de disponer de excedentes, la producción de los nuevos yacimientos podría restringirse de tal forma de conservar una parte de petróleo para las generaciones venideras.

Al no optarse por exportar en grandes volúmenes, parecía factible el deseo de reforzar criterios de racionalidad en la actividad explotativa. Esta intención fue modificándose en la medida que la industria petrolera fue resolviendo los problemas que obstruían su expansión.

En 1974 la producción de crudo y condensados logró registrar un superávit frente al consumo de petrolíferos, al crecer en 27.1%, frente a 12.5% de este último (Cuadro 13). La brecha entre ambas variables se había desvanecido, dando paso inclusive a exportar remanentes, cuya cantidad ascendió en dicho año a 5.8 mmb, equivalentes a 16,000 bd.⁸⁸ (Cuadro 14). También desde entonces México comenzó a exportar gasolina y diésel⁸⁹ aunque en escasa proporción: 0.5% y 0.01%, en ambos casos, del total producido.

Un factor determinante en el alza de la producción petrolera fue la realización de numerosas perforaciones de desarrollo en la nueva región del sureste. Al finalizar el año, Sitio Grande y Cactus contaban con 42 pozos en producción, Samaria con 14, Cunduacán 2 e Iride 1, los que en conjunto produjeron 275,000 bd de petróleo en 1974,⁹⁰ representativos del 61% de la producción nacional. En 1975 el crudo extraído creció en 24.6%, gracias también a dichos yacimientos (Cuadro 15); los 50 pozos de Chiapas y los 31 de Tabasco contribuyeron en conjunto con el 45.6% de la producción total de crudo (excluyendo condensados y líquidos) (Cuadro 16). En 1976 el incremento general de crudo (condensados y líquidos) se redujo a 11.0% en parte porque los distritos tradicionalmente productores experimentaban declinaciones: Ebano -12%, Nueva Faja de Oro -5% y Agua Dulce -19%; estos distritos produjeron 10.4 mmb menos que en 1975 (Cuadro 17).

⁸⁸ En el lado de las importaciones, el gasto se había reducido de \$ 10,735 millones de pesos previstos a sólo \$ 5,395 millones.

⁸⁹ En el mismo año, el nivel de refinación se incrementó en 11.8% con respecto a 1973, con lo que se logró no sólo prescindir de la importación de destilados, sino también la oportunidad de exportarlos.

⁹⁰ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México 18 de marzo de 1975.

Cuadro 13

México: producción de crudo y consumo aparente de algunos petrolíferos, 1974-1976

Año	Producción de crudo y condensados		Crecimiento anual del consumo nacional aparente			Total (%)
	mmb	Crecimiento anual (%)	Gasolinas ¹	Diesel ¹	Combustóleo ¹	
1974	209 855	27.1	3.0	19.6	15.0	12.5
1975	261 589	24.6	1.5	15.0	15.4	10.6
1976	293 136	12.1	8.0	3.1	4.1	5.0

¹ Producción + Importación - Exportación.

Fuente: Con base en Pemex, *Anuario estadístico, 1977*, México, 1978.

Cuadro 14

Pemex: producción y balanza comercial de crudo, 1974-1976

Año	Producción de crudo y condensados (mb)	Importación de crudo (mb)	Importado/ producido (%)	Exportación de crudo (mb)	Exportación/ Total producido (%)
1974	209 855	6 557	3.1	5 804	2.8
1975	261 589	—	—	34 382	13.1
1976	293 136	—	—	34 470	11.7

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico*, México, varios años.

Cuadro 15

Pemex: producción de crudo, 1973-1976

Año	Producción anual ¹ (mmb)	Crecimiento (%)	Barriles diarios ²
1973	164.9		451 728
1974	209.8	27.3	574 866
1975	261.6	24.6	716 547
1976	293.1	12.0	800 770

¹ Incluye condensados.

² Sin condensados líquidos.

Fuente: Pemex, *Estadísticas de uso interno*, México, 1986 y *Memoria de labores*, años 1973 a 1976, México, 1974 a 1977.

Cuadro 16

Pemex: producción de crudo en Chiapas-Tabasco, 1973-1976

Año	mmb anuales ¹	bd ²	Crecimiento anual (%)	Participación en la producción nacional (%)
1973	26.0	71 000	—	15.7
1974	70.0	192 000	170.4	33.4
1975	125.0	326 781	70.2	45.6
1976	171.0	451 276	38.1	56.3

¹ Incluye líquidos.

² No incluye líquidos ni condensados.

Fuente: Pemex, *Memorias de labores*, años 1973, 1975 y 1976, México, 1974, 1976 y 1977, y *Estadística de uso interno*, México, 1985.

Cuadro 17

Pemex: producción de crudo¹ según distritos principales, 1973-1976

Año	Ébano (zona norte)		Poza Rica (zona centro)		Nueva Faja de Oro (zona centro)		Agua Dulce (zona sur)		Comalcalco ² (zona sur)		Total	
	mmb	%	mmb	%	mmb	%	mmb	%	mmb	%	mmb	Crecimiento (%)
1973	14.3		3.9		50.1		37.1		33.5	-	191.4	-
1974	16.0	11.9	4.2	7.7	51.6	3.0	34.7	- 6.5	81.0	141.8	238.3	25.0
1975	14.6	-8.7	4.4	4.8	51.9	0.6	33.1	- 4.6	135.2	66.0	294.2	23.0
1976	13.2	-9.6	5.6	27.3	49.2	-5.2	26.8	-19.0	180.0	33.1	327.3	11.0

¹ Incluye crudo, condensado y líquidos del gas.

² Agrupa a Villahermosa.

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1979*, México, 1980.

También influyó la desaceleración del ritmo productivo en el cretáceo de Chiapas-Tabasco: después de crecer en 170.4% y 70.2% durante 1974 y 1975, respectivamente, en 1976 la cifra se redujo drásticamente al 37%, no obstante lo cual su contribución al total nacional fue significativa: 55%; además, gracias a estos campos (que arrojaron 46 mmb más que en 1975), se compensó la declinación de los campos más antiguos (Cuadro 16).

Hay razones para afirmar que, desde el punto de vista técnico, la explotación en estos yacimientos ocurrió en base a criterios “racionales”, esto es, de acuerdo con la política conservadora implantada al inicio del sexenio. La presión en el fondo fue vigilada de manera continua, con el fin de no sobreexplotar el manto; incluso se decidió reducir la producción del campo Sitio Grande,⁹¹ la cual pudo compensarse con los depósitos de nuevos descubrimientos.

La “moderada” actitud hacia la nueva riqueza petrolera del sureste, donde había pozos que al estimulárseles rendirían más de 12,000 bd, determinó que la empresa decidiera producir no más del promedio de 5,500 bd por pozo imperante hasta entonces.⁹² La posibilidad de estimular la producción en Tabasco-Chiapas y de aumentar con ello el ritmo de extracción en el área está plasmada en el estudio de pronóstico que elaboró el Instituto Mexicano del Petróleo, tomando como base 1975 y proyectando las estimaciones a diez años.⁹³ En él se indica que, debido a la alta productividad de los pozos de Reforma-Villahermosa, se podría trazar tal cantidad de planes de producción, “como las condiciones lo impusieran”. Sin embargo, se recomendaba la opción “moderada” —“conservar y no exportar a gran escala”—, mediante la cual se obtendrían únicamente los volúmenes necesarios para satisfacer la demanda nacional de crudo y gas.

Como efecto de la política de carácter conservador, las exportaciones de crudo se comportaron modestamente: en 1975 aumentaron en 28.6 mmb respecto de 1974, pero en 1976 el monto solamente llegó a 34.4 mmb. Aunque la decisión de exportar crudo respondía al objetivo de recabar divisas para compensar el déficit de la balanza de pagos de la empresa, razón suficiente para incrementar las ventas, la política de Pemex se cionó al criterio de no rebasar un óptimo no especificado de extracción, con miras a hacer sostenida la recuperación final del petróleo y gas de los yacimientos y garantizar la disponibilidad de estos energéticos para el futuro. El director general de Pemex dejó asentado entonces que “por

⁹¹ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México 18 de marzo de 1976.

⁹² Entrevista al ingeniero petrolero Martín Nava.

⁹³ IMP, División de Explotación, *Plan de desarrollo de la. . . , op.cit.*

seductoras que fueran las presiones para aceptarlas, era inadmisibles comprometer la capacidad de satisfacer nuestras propias demandas a largo plazo, en aras de la obtención de ingresos adicionales inmediatos".⁹⁴ Esta declaración revela que Pemex y el gobierno encararon presiones de fuera, tendientes a aumentar el ritmo de extracción.

No cabe duda que el criterio "conservador" limitó la extracción en Tabasco-Chiapas en los años de 1974 a 1976. Pero existen otras causas no menos importantes. Pemex enfrentó problemas de retraso y especulación en la adquisición de maquinaria, equipo y refacciones. Por un lado, ante la demanda creciente de hidrocarburos en el mercado internacional, diversas empresas petroleras acentuaron sus necesidades de bienes de capital para ampliar la perforación y acelerar la explotación, tornando escasa la oferta de estos productos. Por ejemplo, en el caso de las torres de perforación requeridas por Pemex, cotizadas a plazos de entrega de 6, 7 o 9 meses, los fabricantes extranjeros retrasaron hasta en 15 y 20 meses dicha entrega. Por otro lado, los proveedores locales habían encarecido este tipo de equipo en porcentajes de 200 y 300 superiores a los precedentes del exterior.⁹⁵

En lo fundamental, estos obstáculos obedecían a la naturaleza de su adquisición: Pemex se vio obligada a aceptar créditos internacionales cuya condición básica era que la compra tenía que hacerla con el país prestamista.⁹⁶ Esta fórmula comprometió en cierta medida el desarrollo previsible de la industria petrolera de México, y un caso ilustrativo es que de 200 pozos localizados en Reforma a finales de 1974, la disponibilidad del equipo existente sólo permitió poner en explotación la cantidad de 48.⁹⁷

En otras áreas productoras incidieron distintos factores que conviene analizar por separado. Por ejemplo, en el distrito Poza Rica, la producción —abatida de 51.6 mmb a 49.2 mmb en los años de 1974 a 1976— tuvo altibajos según los procedimientos seguidos en la explotación de sus campos. Salvo el caso de Atún, puede decirse que el programa de trabajo de Pemex en esta región se enmarcó en los criterios de racionalidad antes aludidos, lo cual se refleja en la relación gas-petróleo, que decayó en vez de aumentar (Cuadro 18). Esto implicaría que Pemex cerró algunos pozos

⁹⁴ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1973, p. 9.

⁹⁵ En ello habían repercutido los problemas de falta de acero y otras materias primas para la fabricación tanto dentro como fuera del país. Aproximadamente, 60% de la maquinaria y equipo petrolero era adquirido de los proveedores nacionales y el 40% restante del exterior, esencialmente Estados Unidos, Inglaterra y Alemania. Declaración del Subdirector de Estudios Económicos y Planeación Industrial del IMP en *Excélsior*, 6 de julio de 1974.

⁹⁶ *Ibidem*.

⁹⁷ *El Universal*, 6 de septiembre de 1974.

con el fin de reducir o evitar la salida de gas y de mantenerlo en el fondo del yacimiento para conservar en su sitio a las cuantiosas reservas de petróleo. Además, mediante la inyección de agua, fue posible aumentar tanto la producción de petróleo como el monto de las reservas en 1975 y 1976. (Cuadro 19.)

Cuadro 18

Poza Rica: relación gas-petróleo, 1970-1976

Año	Producción de gas natural ¹ (mmm ³)	Producción de petróleo ² (mmb)	Relación gas-petróleo (m ³ :b)
1971	2 800.0	55.0	51:1
1972	2 300.0	53.0	43:1
1973	2 100.0	50.0	42:1
1974	1 900.0	52.0	36:1
1975	1 600.0	52.0	31:1
1976	1 500.0	49.0	31:1

¹ Incluye condensado.

² Incluye Nueva Faja de Oro.

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

Cuadro 19

Poza Rica: evolución de las reservas probadas y de la producción de crudo¹, 1971-1976
(millones de barriles)

Año	Reservas Probadas	Volumen Producción	Crecimiento Anual %	R/P (Años)
1971	1,688.62	55.05	---	31
1972	1,638.99	53.22	-3.3	31
1973	1,591.59	50.15	-5.8	32
1974	1,556.43	51.63	2.9	30
1975	1,579.40	51.88	0.5	30
1976	1,651.85	49.20	-5.2	34

¹ No incluye condensado y líquidos del gas.

Fuente: Pemex, *Memoria de labores 1971 a 1976*, México, 1972 a 1977.

Varios pozos de Poza Rica tenían capacidad para rendir más del 30% adicional de su producción en caso de aplicarse la recuperación secundaria, pero ésta era costosa y difícil comparada con la productividad potencial de yacimientos de Tabasco y Chiapas. Es probable que, por la razón anterior, la cantidad de agua inyectada fue inferior (entre 160,000 a 200,000 bd) a la programada (600,000 bd).

En la zona norte la producción de petróleo declinó 9% y 13% en 1975-1976, a pesar de que la cantidad de pozos de desarrollo perforados había sido de relativa importancia: 84 y 91 en cada año. Esto confirmaría que los yacimientos de petróleo de esta zona ya habían rendido lo máximo y que, aunque se incorporasen más pozos a la producción, el caudal no iba a aumentar por insuficiente presión en el manto. Y no obstante que se habían tratado de reforzar la presión del yacimiento Tamaulipas-Constituciones, mediante la inyección de hasta 80,000 bd de agua durante seis años, los resultados fueron poco satisfactorios debido a fallas en la cimentación de los pozos, que permitieron que el agua se desviara hacia otras formaciones no deseadas.⁹⁸ Además, Pemex tuvo que cerrar algunos pozos por falta de capacidad de producción, almacenamiento y refinación.⁹⁹

Por otro lado, las posibilidades para incrementar la producción se presentaban favorables en tanto se destinaran inversiones a la producción en la sonda de Campeche, donde --se tenía la certeza-- habían yacimientos petrolíferos de importante magnitud.¹⁰⁰ Sin embargo, Pemex no concretó esta idea, argumentando que los costos eran muy altos: la empresa perforadora cobraba \$ 200,000 pesos diarios, por concepto de operación del barco perforador, de dos buques de mantenimiento y del personal a bordo.¹⁰¹

Al final de la administración de Antonio Dovalí, la capacidad productiva instalada de Pemex, medida por la cantidad acumulada de pozos productores (3,802), la productividad promedio de petróleo por pozo (235 bd) y las redes de oleoductos en operación (3,620 km de extensión), dio lugar a una capacidad de producción de casi 894,000 bd, superiores en 93,000 bd a los producidos durante 1976. No obstante, la capacidad de producción potencial podía cifrarse en una cantidad mayor, dado el monto de reservas probadas cuantificadas, 6,435.7 millones de barriles, y las gran-

⁹⁸ Entrevista al ingeniero petrolero Martín Nava.

⁹⁹ El Secretario de Patrimonio Nacional, Horacio Flores de la Peña, había afirmado que México tenía "petróleo hasta en las cubetas", pero que no podía producirse por las razones mencionadas.

¹⁰⁰ Aunque no se sabía que a la postre esta área alcanzaría una productividad de hasta 60,000 bd, pues no se habían descubierto Akal y Cantarell, se confiaba que sus yacimientos aportarían cantidades adicionales cercanas a los 3,000 bd por pozo.

¹⁰¹ *Novedades*, 20 de septiembre de 1975.

des posibilidades de encontrar nuevos campos en Tabasco y Chiapas, cuyos pozos aportarían una producción similar o superior a los 5,500 bd de 1976.

Los programas de perforación de desarrollo previstos por la dirección de Pemex para el sexenio 1976-1982, consideraban la realización de 1930 pozos adicionales que, al promedio de producción de 235 bd por pozo de 1976, añadirían 453,550 bd al total. De quedar fuera de producción algunos pozos y de permanecer los restantes al rendimiento promedio de 1976, hacia 1982 se habrían de producir 1 millón 347 mil barriles diarios de petróleo y condensados, apenas suficientes para abastecer la demanda nacional.

Estos cálculos tomaban en cuenta sólo a los yacimientos activos tanto desarrollados como en desarrollo; no incluían a los de Chiapas-Tabasco, en vista de que no se podía predecir su fecha de incorporación a la producción ni sus características de productividad y reservas, aparte que las expectativas de producción en torno a ellos eran modestas. Ya que sería inevitable que varios pozos quedaran inactivos —este fenómeno sucedía desde 1972—, sería también improbable que el promedio por pozo se mantuviese en 235 bd. Aunque se veía seguro que al año 1982 se podría contar con un número de pozos en explotación no mayor que los de 1976, era también cierto que el promedio de producción aumentaría notablemente respecto de este año tomado como base. Suponiendo que un total de 386 pozos programados para 1977-1982 pertenecieran a Tabasco-Chiapas y su rendimiento fuese de 5,000 bd cada uno, la producción adicional que esta región aportaría hacia 1982 sería de casi 2 mmbd al día. (Inclusive, podía esperarse un margen hasta los 3 mmbd.)

Estas expectativas de producción petrolera eran mucho más favorables que las proyectadas por la administración de Dovalí. Sin embargo, el problema fundamental estribaba en el tiempo de disponibilidad dado a las reservas, 20 años, lo que, al ritmo de producción estimado en 1976, se reduciría a seis años. De ahí la importancia de que durante 1977-1982 Pemex tenía que incorporar nuevas reservas de petróleo para garantizar el ritmo de producción previsto y para mantener la relación reservas-producción en su nivel más alto.

El carácter cauteloso de las estimaciones hechas por la administración de Dovalí se explica porque únicamente tomaba en cuenta a los yacimientos activos. No obstante que ya había vislumbrado las prometedoras perspectivas de Chiapas y Tabasco y de la sonda de Campeche, la estrategia de producción parecía asentarse en una visión “conservadora” o de largo plazo. En principio, este pronóstico de producción sería utilizado para la elaboración del Plan Básico de Gobierno de la entrante administración de López Portillo.¹⁰² Aunque no se concretó este propósito, las conclusiones

¹⁰² Friedeberg, Walter, Gerente de Explotación de Pemex, “Perspectivas de pro-

de este estudio son dignas de consignarse: “. . . *independientemente del valor del crudo*, Petróleos Mexicanos debería concentrar sus esfuerzos, durante los próximos años, en aumentar las reservas al máximo ritmo posible y en *mantener la producción solamente al nivel indispensable* para cumplir con el objetivo primordial del organismo: proveer a la nación de los productos petroleros que requiere. (. . .) Si la productividad de Petróleos Mexicanos en mano de obra y otros aspectos fuese tan baja como para no generar los recursos necesarios para su desarrollo, con base en los ingresos que produce la venta interna de productos, *en lugar de tratar de compensar esto con divisas extranjeras*, debería corregirse la productividad. (. . .) *Se ha hablado de la posibilidad de exportar crudo. . . Esto desde luego resolvería algunos problemas, pero crearía otros, no solamente para Petróleos Mexicanos sino para la nación en general. . .*”¹⁰³

2. Período 1977-1982

Hasta el final del período de gobierno de 1970-1976, la política petrolera se sustentó en el planteamiento “nacionalista” o “conservacionista” de que el petróleo debía ser fundamentalmente para satisfacer las necesidades del consumo interno. Hacia este fin, y en tanto Pemex no estuviera en capacidad de exportar derivados, fue definido un margen modesto de exportación de crudo que posibilitara fortalecer la balanza comercial petrolera en el corto plazo.¹⁰⁴ Debido a que únicamente se realizaron exportaciones marginales —95,600 bd en 1976, por ejemplo—, la explotación de las riquezas petrolíferas de Chiapas-Tabasco se postergaría por breve tiempo.

Con la llegada de José López Portillo a la Presidencia, en diciembre de 1976, Pemex vivió un viraje radical en su política de producción de petróleo crudo. La tesis “nacionalista” fue relegada por un enfoque distinto, de cara al auge e importancia que el petróleo estaba teniendo en el mercado internacional, consistente en reorientar la producción excedente predominantemente al exterior. Jorge Díaz Serrano, a pocos meses de haber llegado a la dirección de Pemex, se mostraba convencido de que se podía y se debía exportar más, lo cual era el camino adecuado para “aprovechar racionalmente” los recursos naturales de México.

El programa de desarrollo de Petróleos Mexicanos para el período

ducción de petróleo y gas para 1976-1982”, en *IMIQ* (Revista de ingenieros mexicanos de la industria química), México, febrero de 1976. p. 52.

¹⁰³ *Ibidem*, p. 57.

¹⁰⁴ Declaración de Luis Echeverría, que recogió el periódico *El Nacional*, 16 de octubre de 1974. Se esperaba que al entrar en operación las refinerías de Salina Cruz y Cadereyta, con capacidad de procesar 150,000 y 200,000 bd de crudo, respectivamente, podrían exportarse derivados y ya no crudos.

1977-1982 hacía énfasis en la necesidad de generar excedentes exportables, "primero de crudo y después de productos" (derivados), para poder pagar tanto las importaciones de hidrocarburos y de petroquímicos básicos, que por alguna razón México no pudiese producir, como los bienes de capital y servicios financieros requeridos para la operación y desarrollo de la industria petrolera.¹⁰⁵

En su concepción inicial, el programa de Pemex enunciaba que el excedente de crudo para exportación se iría ampliando paulatinamente, hasta llegar a 400,000 bd en 1982,¹⁰⁶ y que al mismo año se estaría exportando un total de 1.01 mmbd, que incluían refinados y petroquímicos. No obstante, a un mes de iniciado el sexenio de José López Portillo la dirección de Pemex incrementó radicalmente la cifra al vaticinar que exportaría 894,000 bd (Cuadro 20).

Para concretar estos planes, era imprescindible que hacia 1982 Pemex contara con una amplia plataforma industrial capaz de producir 2.24 mmbd de crudo. Una de las razones justificatorias de este monto era la previsión de un crecimiento anual en el consumo interno del 7%, superior al de épocas anteriores (Cuadro 21).

Esta política de producción respondía a los objetivos de hacer de la exportación de petróleo el pilar principal de crecimiento económico. De esta manera planteaba el Estado el camino para salir rápidamente de la severa crisis económica y financiera en que cayó la economía mexicana durante 1976. Varias circunstancias, tanto en el contexto internacional como en el nacional, apoyaban esta estrategia. Para el gobierno del Presidente López Portillo el escenario económico y petrolero nacional presentaba las siguientes características generales:

a) Se había llegado a un nivel de endeudamiento tal que el pago del servicio de la deuda sería una carga excesivamente onerosa para sostener el crecimiento.

b) En relación a la competitividad internacional, el comportamiento de los sectores exportadores locales era suficiente, fenómeno acentuado por la política estatal de subsidios.

c) Los hallazgos de Tabasco y Chiapas, que en 1974 impulsaron la disminución de las importaciones de crudo y el repunte de las exportaciones, revelaron su carácter prolífico al ser revaluada su riqueza a finales de 1976.

¹⁰⁵ "México: plan sexenal de desarrollo petrolero", en: *Petróleo internacional*, México, vol. 35, núm. 1, enero, 1977, pp. 28-34.

¹⁰⁶ En 1977 se planeaba exportar 150,000 bd, a partir de los cuales se incrementaría periódicamente en 50,000 bd adicionales. Véase "Programa básico de Pemex", resumen aparecido en *Novedades*, México, 16 de diciembre de 1976.

Cuadro 20

Pemex: estimaciones sobre producción y exportación de crudo, 1977-1982
(miles de barriles al día)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	Promedio
Producción	953	1 246	1 522	1 781	2 028	2 242	1 629
Incremento %		31.0	22.0	17.0	14.0	10.5	19.0
Consumo nacional de crudo	800	910	954	1 011	1 068	1 137	980
Incremento %		13.7	4.8	5.9	5.6	6.4	7.3
Excedente	153	336	568	770	960	1 105	649
Menos: crudo exportado para refinación		33	214	207	181	211	141
Crudo para exportación	153	303	354	563	779	894	508
Incremento %		98.0	16.8	59.0	38.4	14.8	43.2

Fuente: Pemex, *Plan sexenal para el desarrollo de Petróleos Mexicanos*, Monterrey, 12 de enero de 1977.

d) El valor creciente de los hidrocarburos en el mercado internacional hacía pensar que esta tendencia se mantendría por mucho tiempo,¹⁰⁷ lo cual tornaba atractiva a la exportación.

El panorama anterior tuvo una influencia decisiva en Pemex en la formulación de su política de exportaciones de crudo y, por ende, en sus metas de producción de 1977 a 1982. "Seguramente si la economía mexicana no hubiese padecido una situación tan crítica en 1976, el impacto de la tesis exportadora en la política petrolera no hubiese sido tan intenso. . ." ¹⁰⁸

El punto crucial de la meta de producción, ambiciosamente fijada en 2.24 mmbd, fue la evaluación de la disponibilidad de reservas probadas de hidrocarburos. Según el programa de producción de Pemex, la cifra de reservas hacia 1982 sería de 11,160 mmb, que contenían un 76% de incremento en relación a la cantidad informada por la administración saliente. Esa cantidad, producto de la aplicación de un método nuevo¹⁰⁹ de estimación de reservas, se desglosó de la forma siguiente:

Cuadro 21

México: reservas probadas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 1976 (mmb)

Reservas probadas desarrolladas	6 572
Reservas probadas en desarrollo	2 034
Reservas probadas secundarias ¹	2 554
Total	11 160

¹ Serían obtenibles una vez se iniciara la operación de los sistemas de recuperación secundaria que se encontraban en construcción.

Fuente: Pemex, *Memoria de labores 1976*, México, 1977.

¹⁰⁷ Había bases para prever que la oferta internacional sería insuficiente para cubrir la expansión de la demanda y, en consecuencia, los precios del energético continuarían al alza. Del lado de la demanda el comportamiento dinámico de la economía mundial involucraba un crecimiento acelerado del consumo de energía, en tanto que, por el lado oferta, no existían técnicas o fuentes energéticas económicamente factibles que pudieran sustituir a los hidrocarburos como fuente fundamental de energía.

¹⁰⁸ Del Villar, Samuel I., "México, país petrolero. Perfiles históricos y problemas futuros", ponencia presentada en el seminario: *Los energéticos en la estrategia de desarrollo*, El Colegio de México, México, 19 de marzo, 1979, p. 29.

¹⁰⁹ Este no sólo tomaba en cuenta las reservas provenientes de los pozos perforados de desarrollo sino que, a través de métodos geostadísticos, extrapolaba ciertas

En lo que respecta a la producción y exportación, las estimaciones constituyen un punto de inflexión entre una administración y otra. Bajo la dirección de Antonio Dovalí Jaime, la Gerencia de Explotación de Pemex realizó un estudio¹¹⁰ que auguraba que la producción de crudo declinaría continuamente a partir de 1978 y, hacia 1982, se tendría un déficit de abastecimiento interno cercano a los 146 mmb, lo cual desvanecía la factibilidad de que el país exportara petróleo de 1977 a 1982 (Cuadro 22).

Cuadro 22

México: pronóstico de producción de crudo para el sexenio de 1977-1982 (mmb)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Producción total	360.7	357.9	334.4	314.5	296.7	283.5
Tasa de crecimiento	10.7%	- 1.0%	- 6.5	- 6.0%	- 5.0%	- 4.0%
Demanda nacional	229.4	320.4	314.2	370.1	396.1	429.3
Déficit esperado	-	-	6.8	55.6	99.4	145.8

Fuente: Friedeberg, Walter, "Perspectivas de producción de petróleo y gas para 1976-1982", en *IMIQ*, revista de los Ingenieros Mexicanos de la Industria Química, México, 1976.

Se preveía lo anterior únicamente en base a las reservas de los yacimientos productores en 1975; no se tomó en cuenta las de los yacimientos por descubrir, pues de acuerdo al criterio técnico empleado, no se podía asegurar con tal certidumbre su fecha de descubrimiento y sus características de productividad.

También el IMP, en 1975, realizó un pronóstico de producción de petróleo¹¹¹ que anticipaba que hacia 1982 se podrían producir 1,265 mmb, de los cuales resultaría un excedente del 10% con respecto a la demanda interna.

Aunque basados en el mismo método de estimación, la diferencia principal entre uno y otro pronóstico radicaba en el monto de cociente entre reservas y producción (R/P): Pemex consideraba necesario un míni-

características conocidas del yacimiento al total de la formación, obteniéndose medidas promedio.

¹¹⁰ Friedeberg, Walter, "Perspectivas de producción de petróleo y gas para 1976-1982", en *IMIQ*, revista de los Ingenieros Mexicanos de la Industria Química, México, marzo de 1976, pp. 52, 57.

¹¹¹ IMP, *Plan de desarrollo de la industria petrolera y petroquímica básica: 1976-1985*, México, 1975, tomo 4.

mo de seguridad de 20 años hacia 1982; mientras que para el IMP parecía no existir esta restricción, pues su pronóstico era que la R/P llegaría a 10 años.

Según las previsiones de la administración de Antonio Dovalí, en 1982 Pemex alcanzaría una producción de 1.2 mmbd y 20 años de disponibilidad de los recursos sólo si al mismo año descubriese reservas por 11,500 mmb de petróleo. Esta proyección, superior a la que se había descubierto y desarrollado en los últimos treinta y siete años, 10,200 mmb, parecía poco probable de concretarse.

Sin embargo, con el nuevo método de cuantificación de reservas que implantó la administración de Jorge Díaz Serrano, se añadieron 3,610 mmb de crudo¹¹² al monto calculado en 1975; lo que avivó las esperanzas de cumplir con los objetivos mencionados. Gracias a ello, en adelante los esfuerzos de Pemex por comprobar reservas serían menores que los previstos por el método de valorización anterior y por tanto la ambiciosa meta de producir 2.24 mmb de petróleo se volvía factible.

Además, los planes de producción de Pemex se apoyaban en la idea de acelerar el desarrollo de las actividades exploratorias, pues si no descubría más reservas, el cociente R/P se tornaría cada vez más pequeño (Cuadro 23). La empresa confiaba poder descubrir campos de alta productividad en la región Tabasco-Chiapas (de la que, se creía, se obtendrían volúmenes considerables aunque no suficientes para las necesidades futuras) y principalmente en la recién descubierta sonda de Campeche. Se estimaba que al final del sexenio se añadirían 19,000 mmb al total de las reservas probadas. Tanto esta cantidad como la producción obtenida a lo largo del sexenio se lograría a través de un programa de perforación, que incluía la consecución de 3,390 pozos, de los que 1,458 serían de exploración y 1,932 de desarrollo. En cada año habría que incrementar el número de pozos a ser perforados, para pasar de 500 en 1977 a 675 en 1982, debiéndose revisar periódicamente los resultados para ajustar el número de los pozos, especialmente los de desarrollo, de acuerdo con la productividad de los yacimientos descubiertos. Se estimaba que, del total de pozos, 1,550 tendrían profundidades entre 3,000 y 5,000 metros;¹¹³ niveles que resultaban superiores a los 2,781 metros promedio alcanzados en 1976.¹¹⁴

Según el plan de trabajo, si las reservas descubiertas no incrementaban el cociente R/P al nivel deseado de 20 años, sería necesario aumentar

¹¹²	Reservas probadas de petróleo al 31 de diciembre de 1975:	3,954 mmb
	Reservas probadas de petróleo al 31 de diciembre de 1976:	7,279 mmb
	Producción acumulada de petróleo:	293 mmb
	Reservas probadas de 1975 a 1976:	3,918 mmb

¹¹³ Pemex, *Plan sexenal de desarrollo petrolero*, México, 1977.

¹¹⁴ Pemex, *Anuario estadístico, 1984*, México, 1985.

Cuadro 23

Petróleo: relación reservas probadas/producción,
1977-1982¹

Año	Producción de crudo esperada (mmb)	Reservas probadas de petróleo ² (mmb)	R/P (Años)
1977	347.8	6 087	17
1978	454.8	5 632	12
1979	555.5	5 077	9
1980	650.0	4 427	7
1981	740.2	3 687	5
1982	818.3	2 868	3

¹ Esta estimación considera el caso de que no se descubriesen nuevas reservas.

² Resultan de restarse de la producción anual.

Fuente: Estimación propia basada en información de distintos cuadros.

la inversión en estudios exploratorios así como el número de pozos exploradores por perforar. Los gastos previstos para el sexenio ascenderían a 45,000 millones de dólares (al valor de 1977), de los cuales 11,473 millones serían para nuevas inversiones, cuya clasificación por actividades se presenta en el Cuadro 24.

Cuadro 24

Pemex: programa de inversiones, 1977-1982

Rubros	Millones de dólares	%
Inversión total	11 473.0	100.0
Exploración	1 144.2	10.0
Explotación	5 634.6	49.1
Refinación	1 767.6	15.4
Petroquímica	1 224.1	10.7
Distribución y transportes	1 497.9	13.0
Administrativo y social	204.6	1.8

Fuente: Pemex, *Plan sexenal de desarrollo de Petróleos Mexicanos*, Monterrey, 1977.

En la información anterior se observa que casi el 60% de la inversión total se destinaría a las actividades primarias de exploración y de explotación, lo cual era indicador del papel y magnitud futuros que tendría la empresa en la producción de crudo.

Gran parte de los requerimientos de inversión se cubriría con recursos propios, los cuales provendrían fundamentalmente de las exportaciones de crudo. Además, se dejó abierta la posibilidad de recurrir ampliamente al endeudamiento tanto interno como externo, pero sobre todo de este último dadas las limitaciones del primero. Las perspectivas favorables que se presentaron a los países productores de petróleo a mediados de los setenta fueron de tanto significado económico que los convirtió en sujetos privilegiados de los créditos del capital internacional. México recurrió a este camino basado en la creencia de que en la bonanza petrolera del mercado internacional los productores tenían aseguradas las ganancias por un largo período.

a. Características de la estrategia productiva

Durante 1977 la producción nacional de crudo y condensados se incrementó 22% con respecto al año anterior,¹¹⁵ lo cual hizo posible el abastecimiento al consumo interno así como al externo, destinatario éste de 202,000 bd que representan el doble de lo exportado en 1976. En aquel año México incorporó un volumen neto de 4,906 mmb a las reservas probadas, con los que se tuvo un total de 16,002 mmb.

En su primer año de gestión, Díaz Serrano había acelerado la explotación de los campos petroleros, fundamentalmente de la zona sur, que concentró el 40% del total de los pozos de desarrollo perforados, y, también de la misma región, había incorporado nuevos campos a la producción: Agave, Artesa, Cacho López, Mundo Nuevo y Oxiacaque, entre otros.

Además del énfasis puesto en la perforación de desarrollo, cuyo peso principal recayó en el distrito Villahermosa, Tabasco, Pemex no dejó de lado a los campos más antiguos de la zona, situados en El Plan y Agua Dulce (Cuadro 25). Los resultados de cada caso fueron diferentes: mientras que en Villahermosa la producción de crudo de 1977 se incrementó en 43% con relación a 1976, en el segundo caso la actividad declinó 11% en Agua Dulce y casi 1% en El Plan (Cuadro 26).

La contribución del distrito Villahermosa al volumen del total producido por la zona sur creció significativamente: de 75% en 1976 a 82% en

¹¹⁵ En el año de 1977 se produjeron 358 millones de barriles de crudo y condensados. Únicamente de crudo el promedio diario fue de 980,780 barriles, Pemex, *Memoria de labores 1977*, México, 1978.

Cuadro 25
Perforación de desarrollo por zonas y distritos petroleros,
1977-1981
(número de pozos)

Año	Zona Norte					Zona Centro			Zona Sur					
	Reynosa	Monclova	Ebano	Cerro Azul	Total	Poza Rica	Cuenca del Papaloapan	Total	El Plan	Agua Dulce	Cd. Pemex	Comalcalco*	Sonda de Campeche	Total
1977	59	—	9	33	101	37	17	54	27	34	—	39	—	100
1978	57	—	18	14	89	19	15	34	25	18	1	46	—	90
1979	60	—	15	46	121	39	16	55	20	21	2	76	9	128
1980	49	15	15	45	124	53	21	74	7	32	—	79	33	151
1981	44	5	11	41	101	55	21	76	5	27	2	76	25	135

* Incluye a los campos de la formación cretácea, Reforma-Villahermosa.

Fuente: Pemex, Gerencia de Explotación, *Estadísticas de uso interno*, México, 1983.

Cuadro 26
Producción de crudo,* por principales distritos petroleros, 1976-1984
(miles de barriles)

Año	Total Nacional		Zona Sur		Distrito Villahermosa (zona sur)		Distrito Poza Rica (zona centro)		Distrito Agua Dulce (zona sur)		Distrito Norte (zona norte)		Sonda de Campeche (zona sur)	
		%		%		%		%		%		%		%
1976	293 117	100	221 099	75	165 168	56	49 199	17	26 783	9	13 015	4	-	0
1977	358 091	100	287 197	80	236 306	66	45 357	13	23 867	7	16 203	4	-	0
1978	399 607	100	369 343	92	317 099	79	44 757	11	22 957	6	17 189	4	-	0
1979	536 566	100	468 215	87	392 833	73	41 915	8	21 612	4	15 481	3	18 887	3
1980	708 593	100	641 528	90	365 458	51	42 466	6	20 571	3	12 833	2	224 511	32
1981	844 242	100	775 665	92	333 648	39	42 895	5	18 442	2	12 400	1	395 114	47
1982	1 003 084	100	936 921	93	304 534	30	42 287	4	17 536	2	11 754	1	590 353	59
1983	981 222	100	926 522	94	275 789	28	32 856	3	17 782	2	10 054	1	610 947	62
1984	1 024 341	100	976 517	95	276 094	27	28 267	3	15 711	1	9 160	1	664 954	65

* Incluye crudo y condensado.

Fuente: Pemex, *Anuario estadístico 1984*, México, 1985.

1977. Respecto al total nacional, su producción significó el 66%, en tanto el distrito de Poza Rica de la zona centro aportó el 13% y por la zona norte destacó el Distrito Norte (5%) (Cuadro 26).

A partir de 1977 se inició la inyección de agua a los yacimientos de Reforma-Villahermosa que desde 1972 a 1974 habían iniciado su actividad: Sitio Grande, Antonio Bermúdez (Samaria-Iride, Cunduacán y Níspero) y Cactus. En total fueron inyectados un promedio de 82,000 bd de agua, que a la postre no posibilitaron la recuperación adicional de crudo.¹¹⁶ También en 1977 Pemex decidió reestudiar, conjuntamente con la empresa estadounidense "Dallas-Based Core Laboratories", el desarrollo productivo de los campos Samaria y Sitio Grande, con el fin de apresurar y obtener, hacia 1982, la cantidad de 130,000 bd adicionales.¹¹⁷ En aquel entonces Pemex tenía en operación 160 equipos de perforación, cifra sin precedente en la historia de la empresa, a pesar de lo cual —según lo reconoció el director general Díaz Serrano— la capacidad de perforación no creció al ritmo que lo requería la explotación de las vastas riquezas existentes.¹¹⁸

En 1978 la actividad productiva en la industria petrolera sufrió una modificación importante, al adelantarse a 1980 la meta de 2.24 mmbd prevista para 1982. El director general de Pemex, en el XL aniversario de la expropiación petrolera, informó que, dado que las reservas probadas habían aumentado en el menor tiempo del esperado, la apreciación inicial sobre lo que Pemex podía producir resultaba ahora modesta. La base de este argumento era que a los 16,002 mmb de reserva probada a finales de 1977 y que se componían de 9,086 mmb de petróleo, 5,574 mmb de gas natural y 1,342 mmb de líquidos del gas, se añadirían anualmente sendos volúmenes de reserva, estimados en 5,000 mmb cada uno, hasta llegar a acumular 30,000 mmb en 1982.¹¹⁹ Hacia estos fines, era imprescindible acelerar el ritmo de extracción.¹²⁰

El Director de Pemex hizo ver que era factible y necesario acortar

¹¹⁶ Desde 1974 se tenían localizados los primeros pozos que serían inyectados de agua. Se habían realizado pruebas de inyección de vapor en yacimientos muy viscosos y se concluyó que era factible emplear este sistema en los campos Samaria y Carrizo. Pemex, *Memoria de labores 1974*, México, 1975.

¹¹⁷ *Petroleum Intelligence Weekly*, 3 de enero de 1977.

¹¹⁸ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, marzo de 1978, p. 11.

¹¹⁹ El número de estructuras sísmicas mapeadas en Reforma ascendía a 150 y Pemex estimaba que al menos 100 de éstas resultarían productivas, basándose en que hasta entonces ninguna estructura perforada había resultado improductiva. Cfr. Franco, Alvaro, *Oil and Gas Journal*, junio 5, 1978, pp. 68, 69 y 70.

¹²⁰ Declaración de Jorge Díaz Serrano, aparecida en la revista *Oil Daily*, 29 de marzo de 1978, p. 5.

en dos años la meta de producción de petróleo, argumentando que ante reservas de tamaño magnitud, la decisión de explotarlas no era producto de una idea caprichosa, sino de "un imperativo patriótico que debe cumplirse para bien del país (. . .); si nos empeñamos en asegurarnos con exceso, seguiremos agobiados de urgencias económicas que (. . .) un primitivismo técnico nos impediría resolver".¹²¹ El funcionario agregó que una vez que Pemex lograra en 1980 alcanzar la meta de producción prevista, conseguiría al mismo tiempo contar con una capacidad industrial más desarrollada, con un grado de *flexibilidad*, que le permitiera decidir posteriormente: proseguir al mismo ritmo de producción, detenerlo o acelerarlo.¹²² Díaz Serrano enfatizó en que lograr los 2.24 mmb antes de 1982 permitiría al gobierno contar con mayor autonomía para tomar nuevas determinaciones de orden político y económico.¹²³

El Gobierno de Estados Unidos acogió con beneplácito la nueva estrategia energética de México. Los medios periodísticos de aquel país señalaron que México sería uno de los principales exportadores de petróleo en 1982; que el ritmo de producción programado era susceptible de ser manejado perfectamente por Pemex; y que aunque ésta anteriormente había carecido de capital ahora tenía las puertas abiertas del mercado financiero internacional.¹²⁴

Por su parte, la empresa estatal tendría que multiplicar sus esfuerzos, pues dicha meta suponía también que la producción marcharía a una tasa de crecimiento promedio superior al 30% anual.¹²⁵ Entre otros requerimientos, Pemex tendría que:

- i) aumentar considerablemente la inversión en las actividades de perforación y recolección;
- ii) importar más equipo y maquinaria, puesto que la industria local no estaba en capacidad de surtir a Pemex plenamente;
- iii) en vista de la alta proporción de gas sobre petróleo (2000:1) que contenían los yacimientos de Chiapas-Tabasco, Pemex tendría que buscar la forma de aprovechar el gas.

¹²¹ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1978.

¹²² *Ibid*, p. 14.

¹²³ *Ibid*, p. 15.

¹²⁴ Véase: *Fortune*, Estados Unidos, abril de 1978; *Oil and Gas Journal*, vol. 76, núm. 23, Estados Unidos, 5 de junio de 1978, pp. 68, 69 y 70 y Comptroller General of the United States, *Prospects for a Stronger United States-Mexico Energy Relationship* (Informe al Congreso), Washington, 1º de mayo, 1980.

¹²⁵ Durante los tres años anteriores, 1975, 1976 y 1977, la producción de crudo había crecido al 20% anual.

El programa de desarrollo de Pemex 1978-82, no especificó ningún cambio en los planes de perforación de desarrollo, pero sí en los sistemas que ayudarían a *apresurar* la productividad de los pozos de Tabasco-Chiapas,¹²⁶ caracterizados por su alta permeabilidad. Una fuente especializada en asuntos energéticos de Estados Unidos dio a conocer que Pemex daría más énfasis a la explotación de los campos fuera de costa, especialmente de la sonda de Campeche.¹²⁷

Uno de los argumentos técnicos en que se apoyó la decisión de Pemex de “adelantar” la plataforma de producción petrolera fue el hallazgo de pozos de alta productividad. En junio de 1978 habían pozos que producían alrededor de 20,000 bd en Reforma —la producción promedio por pozo era de 5,800 bd; pero algunos (en Cunduacán) producían hasta 18,000 bd.¹²⁸ Además, la empresa ya había comenzado a explotar los enormes depósitos de la sonda de Campeche, habiendo encontrado que algunos pozos producían hasta 65,000 bd, cantidad que rebasó ampliamente las expectativas iniciales y que alimentó la idea de que hacia 1982 la producción nacional descansaría en esta zona.¹²⁹ De acuerdo con las indagaciones, ésta tendría más de 200 estructuras, de las cuales sólo cuatro habían sido perforadas: Chac, Bacab, Akal y Abkatún, cuyas rocas no sólo probaron ser de alta porosidad, sino también fracturadas, permitiendo esto último un flujo petrolífero mayor que el obtenido en Reforma.

Una de las medidas señaladas en el proyecto expansivo de la administración de Díaz Serrano sería reforzar la instalación de los sistemas de recuperación secundaria a base de agua en los campos Samaria y Sitio Grande. En el gigantesco complejo Bermúdez, que comprende Cunduacán, Oxiacaque, Iride y Platanal, comenzó a instalarse el equipo necesario capaz de inyectar un millón de barriles diarios, que posibilitarían producir arriba de los 500,000 bd de petróleo.¹³⁰

Los técnicos de Pemex esperaban que, mediante la inyección de agua, el factor de recuperación del petróleo en Reforma-Samaria aumentaría de 20 a 46 por ciento tan sólo en el período inicial de producción.¹³¹ Los campos de Reforma requerían la inyección de dos barriles de agua por ca-

¹²⁶ El área de Reforma, situada entre ambos Estados, producía a mediados de 1978 cerca de 900,000 bd de hidrocarburos totales líquidos, provenientes básicamente de los campos Bermúdez, Cactus y Sitio Grande.

¹²⁷ *Petroleum Intelligence Weekly*, Estados Unidos, 27 de marzo de 1978.

¹²⁸ *Northern Offshore*, vol. 7, núm. 6, junio 1978, pp. 6 y 7.

¹²⁹ *Ibidem*.

¹³⁰ *Oil and Gas Journal*, Estados Unidos, vol. 76, núm. 23, junio 5, 1978, p. 96.

¹³¹ *Petróleo internacional*, México, noviembre, 1977, pp. 26-30.

da barril de petróleo ya que sus reservas tendían a perder presión rápidamente.¹³²

La producción potencial asignada a los campos de Reforma se constituía como el pilar fundamental en la consecución de los 2.24 mmbd. Según las predicciones de la administración de Pemex, estos campos aportarían 1.1 mmbd diarios en 1978, que representaban 365,000 bd más que en el año previo. Esta cifra sería factible si se perforasen 70 pozos adicionales durante el año en cuestión. Una vez esta área estuviese completamente desarrollada, podría mantener un ritmo de producción de aproximadamente 3.5 mmbd.¹³³ “Técnica y económicamente —había dicho el director Díaz Serrano— Pemex estaba ya lista para manejar en cada uno de dichos pozos una producción diaria de hasta 25,000 barriles”.¹³⁴ Esta pretensión no dejaba de revelar cierta audacia en los planes de la administración puesto que el promedio por pozo en Reforma-Villahermosa era de 5,000 bd y a la fecha el máximo obtenido no había rebasado los 18,000 bd.

Por otra parte, la sonda de Campeche aparecía como bastión importante a los objetivos de acelerar la producción.¹³⁵ En este caso, Pemex requeriría instalar varias plataformas marinas para intensificar la perforación así como instalaciones conexas, tales como baterías de recolección, separadores de crudo y de gas y ductos. La empresa había estimado un potencial productivo tan grande, que el costo de las operaciones marinas se compensaría con creces.¹³⁶

A pesar de la alta costeabilidad de la perforación costa afuera, para buscar un máximo de eficiencia, Pemex hizo instalar aparatos de computación en los equipos arrendados, a través de los cuales se vigilaría constantemente la evolución de la perforación. Los monitores computarizados

¹³² The Library of Congress, *A Draft Report on México Oil and Gas Policy*, Washington, noviembre 1978.

¹³³ Declaración de Díaz Serrano a *Oil and Gas Journal*, Estados Unidos, junio 1978, pp. 68, 69 y 70. (Pemex estimaba que al menos 100 de las estructuras sísmicas de Reforma serían productivas.)

¹³⁴ Esta fue su declaración original: “We are ready to handle 25,000 barrels per day”, aparecida en *Oil and Gas Journal*, *op.cit.*, p. 70.

¹³⁵ En 1977 se descubrieron en esta región otros grandes campos productores Akal y Bacab, y mediante mapas geofísicos se determinaron más de 200 estructuras. Todo esto hacía pensar a los geólogos que, al igual que en Chiapas-Tabasco, en Campeche se tenía una provincia petrolera de dimensiones gigantescas y comparable con otras a nivel mundial. (Alocución de Díaz Serrano ante la Cámara de Diputados México, 1977.)

¹³⁶ El costo total de un pozo marino, de profundidad semejante a los terrestres en Reforma, era de 4 millones de dólares. La perforación costa afuera se encarecía también por altas tarifas que debían pagarse a las empresas contratadas para esta actividad. Véase *Petróleo internacional*, México, enero 1978.

tenían la función de cerciorarse de que el programa de perforación marina se ejecutase tan cerca como fuera posible del lugar previsto.¹³⁷

En general, la perforación en Campeche no presentaba problemas tan serios como el encontrado en Reforma: lutitas hidratables del sector terciario que obstruían la fluidez de la columna productora. De los pozos terminados hasta diciembre de 1977, el más hondo había sido el de Chac, con 4,934 metros de profundidad. En cambio, en Abkatún, Caan, Chem y Acamún la profundidad programada era de 6,000 metros.

En un inicio, los planes de desarrollo en Campeche incluían la instalación de 10 plataformas fijas (de 12 pozos cada una) en las cinco estructuras más ricas de la zona, que posibilitarían una producción de 360,000 bd, de crudo hacia 1982. Sin embargo, en vista de las metas expansivas fijadas a la industria petrolera y de la cadena de descubrimientos en dicha región marina, Pemex decidió reforzar su flotilla de unidades móviles de perforación, lo cual representó un impulso significativo a la producción en general.

La estrategia de producción de petróleo, delineada en 1978, se sustentaba no sólo en los criterios técnicos propios de la explotación, sino también y fundamentalmente en las necesidades de la economía: Pemex tuvo que vincular el ritmo productivo y económico de la industria petrolera a las prioridades de la política del Estado, urgido éste de resolver múltiples problemas derivados del período recesivo que vivía México desde 1976. Pero, adecuar las metas de producción a la solución de los problemas económicos del país portaba el riesgo de agotar las reservas cuantificadas si no se tomaban medidas complementarias atinentes a la producción petrolera. Al respecto, la Comisión de Energéticos de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial (Sepafin) llamó la atención para que se consideraran determinados criterios o propuestas.¹³⁸ La más importante de éstas, en materia de explotación, se refería a que antes de comenzar a estimular a los yacimientos productores, era conveniente retardar las maniobras de perforación y desarrollo hasta no contar con la información necesaria para realizar una explotación óptima, desde el punto de vista técnico y económico. También habría que modificar y, en algunos casos,

¹³⁷ Los citados aparatos podían medir y registrar los principales parámetros de la perforación: altura de la junta "Kelly", profundidad total, velocidad de penetración, presión de bombeo, peso sobre la barrena, torsión, etc.; podían vigilar y dar indicación visual de todas las funciones del sistema del lodo; calcular el gasto de entrada y de salida del lodo de perforación; sacar promedios y cálculos, tales como los de costo perforado, velocidad media de penetración, etc. Véase: *Petróleo internacional*, México, enero 1978, p. 54.

¹³⁸ Sepafin, *Propuesta de lineamientos de política de energética*, México, agosto de 1978.

suspender periódicamente la explotación de los yacimientos, o bien demorar su inicio, de tal manera de disponer de tiempo para aplicar las técnicas de recuperación secundaria.

Los señalamientos de la Comisión no hacían sino corroborar la necesidad de vigilar continuamente la velocidad de extracción de líquido, con el fin de restablecer los equilibrios de presión.

De 1978 a 1980 la producción nacional de petróleo crudo (sin incluir líquidos del gas) aumentó al 25% anual (Cuadro 27), y aunque el promedio de 1980 fue contabilizado en 1.9 mmbd, Pemex logró, en mayo de este año, la meta de producción de 2.24 mmb antes de la fecha originalmente prevista.¹³⁹ Este acontecimiento colocó a México a la delantera de los países exportadores de petróleo no miembros de la OPEP.¹⁴⁰ Las exportaciones mexicanas de crudo pasaron de 202,000 bd en 1977 a 828,000 bd en 1980 (Cuadro 28); en octubre de este último año la cifra había llegado al millón de barriles diarios.¹⁴¹

Lo anterior fue posible en virtud de la aceleración dada a la explotación de los campos de la sonda de Campeche. Del total de 1,121 pozos de desarrollo perforados entre 1978 y 1980,¹⁴² únicamente 42 pertenecían a Campeche,¹⁴³ suficientes para hacer de esta región la principal productora del país. Debido a la alta productividad de sus pozos, la producción en esta área marina pasó de 51,700 bd en 1979 a 613,400 bd en 1980 (Cuadro 29). Este crecimiento, superior al 1000%, era resultado de la perforación de 9 pozos de desarrollo en los campos Akal, Bacab, Maloob y Abkatún (descubiertos entre 1977 y 1979). En el campo Akal fue posible obtener 42,000 bd por pozo,¹⁴⁴ que lo convirtieron en uno de los principales productores de Campeche, así como en uno de los de mayor rendimiento a nivel mundial.¹⁴⁵

139 Comunicado de Pemex, en *El Día*, 22 de mayo de 1980.

140 En 1980 México exportó 13,000 bd más que el Reino Unido.

141 Comunicado de Pemex, en *Uno más uno*, 2 de noviembre de 1980.

142 Pemex, Gerencia de Explotación, *Estadísticas de uso interno*, México, 1983.

143 En la sonda de Campeche no se perforó ningún pozo de desarrollo en 1978, pues se requería delinear los horizontes geológicos y geofísicos del área, mediante brigadas de estudio y pozos exploradores, antes de comenzar su desarrollo.

144 *Uno más uno*, México, 1º de noviembre de 1979.

145 En 1978 el campo marino iraní "Karanj" tuvo la mayor productividad a nivel mundial: 36,000 bd por pozo, esto es, 6,000 barriles menos que Akal. Pemex, Gerencia de Explotación, *Estadística de uso interno*, México, 1979.

Cuadro 27

Pemex: producción diaria de crudo y condensados,¹
1977-1980

Año	Crudo y condensados		Crudo	
	Volumen (bd)	Incremento %	Volumen (bd)	Incremento %
1977	981 069		980 700	
1978	1 212 622	11.9	1 209 172	23.3
1979	1 471 030	21.3	1 461 176	20.8
1980	1 936 047	31.6	1 935 667	32.5

¹ No incluye líquidos del gas natural.

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, años 1977-1980, México, 1978 a 1981.

Cuadro 28

Pemex: exportaciones diarias de crudo,¹ 1977-1980

Año	Volumen (bd)	Incremento (%)	Participación respecto al total producido (%)
1977	202 000		20.6
1978	365 000	80.7	30.1
1979	532 800	46.0	36.2
1980	827 700	55.3	42.7

¹ Incluye condensado.

Fuente: Pemex, Coordinación de Comercio Exterior, *Estadística de uso interno*, México, 1983.

Cuadro 29

Sonda de Campeche: producción diaria de crudo,¹
1977-1980
(barriles diarios)

Año	Volumen	Incremento anual (%)	Participación en el total producido
1977	—	—	—
1978	—	—	—
1979	51 700	—	3.5
1980	613 400	1086.4	31.7

¹ Incluye condensado.

Fuente: Pemex, Gerencia General de Comercio Exterior, *Estadística de uso interno*, México, 1983.

Pemex concentró gran parte de sus esfuerzos en incrementar la producción de la sonda de Campeche: a 1980 tenía previsto poner en actividad 21 pozos, y a tal fin, instaló 27 plataformas fijas, con capacidad de perforación de entre 7 y 12 pozos cada una.¹⁴⁶ Los resultados rebasaron lo planeado: se perforaron 33 pozos de desarrollo y se habilitaron 25 pozos productores de petróleo; la profundidad promedio de perforación alcanzada en el área fue de 2,840 metros.¹⁴⁷ La empresa también había previsto que el desarrollo del Golfo de Campeche necesitaría 92 pozos de producción, 26 de “avanzada” y 10 de “inyección”,¹⁴⁸ pero en 1979, antes de su ejecución y al descubrir más estructuras de enorme potencial, aumentó el número a 167 pozos, que serían explotados en el complejo Cantarell y en los campos Abkatún y Maloob.

La plataforma de producción de 2.24 mmb estuvo a punto de lograrse a mediados de 1980, pero las dificultades técnicas encontradas en Campeche —escasa capacidad de oleoductos y de almacenamiento; así como la intensa época lluviosa— obligaron a Pemex a diferir la extracción. Los pozos Akal y Nohoch habían empezado a producir desde 1979, después de haber enfrentando problemas técnicos, como el accidente del

¹⁴⁶ *Excélsior*, México, 14 de noviembre de 1979.

¹⁴⁷ *Oil & Gas Journal*, vol. 78, núm. 52, 29 de diciembre de 1980, p. 112.

¹⁴⁸ *Petroleum Economist*, vol. 18, núm. 25, enero de 1979.

pozo Ixtoc 1, que derramó al mar un promedio de 30,000 bd de junio a diciembre de dicho año.¹⁴⁹ La extracción en la sonda también fue diferida por cuatro meses durante 1980, debido a la saturación del oleoducto (de 36 pulgadas) que conecta al complejo Cantarell con el Puerto Dos Bocas, Tabasco. Esto se solucionó gracias a un barco-cisterna que actuó como bodega flotante y a que Pemex rentó espacio de almacenamiento y servicios de manejo de crudos en Curazao.¹⁵⁰

Por otro lado, a finales de octubre de 1980, un temporal que azotó al Golfo dañó los sistemas de explotación y distribución de hidrocarburos; los pozos, cerrados por la inundación, reanudaron su producción de petróleo y gas natural asociado a principios de noviembre.¹⁵¹ En diciembre hubo otro temporal que hizo que la sonda de Campeche dejara de producir 825,530 bd de crudo; la normalización de las operaciones de carga en los buques tardó varios días, lo cual implicó que se saturara la capacidad de almacenamiento y hubiera necesidad de disminuir el flujo de los pozos. La producción de crudo en esta área disminuyó a 485,000 bd y tardó más de diez días en regularizarse; una vez que se evacuaron las instalaciones de almacenamiento, se abrieron nuevamente las válvulas de los pozos.¹⁵²

No obstante el conjunto de obstáculos señalados, la producción de crudo en Campeche alcanzó un nivel sumamente alto en un tiempo relativamente corto. En enero de 1980 Pemex extraía del Golfo de Campeche 315,000 bd de crudo (115,000 más que en noviembre de 1979) y seis meses después incrementó la cifra a 700,000 bd.¹⁵³ En noviembre dicha área se convirtió en la principal productora del país, al obtener 1 millón de barriles al día,¹⁵⁴ hito que fue posible gracias a los complejos de Akal y Nohoch.

Dado que la explotación costa afuera había dado buenos resultados, se llegó a creer que México podía llegar a ser uno de los mayores productores de crudo en el mundo. Pemex había constatado que los yacimientos marinos eran más importantes que los de Chiapas-Tabasco, dadas sus características excepcionales de extensión y espesores, que hacían que la producción media por pozo fuese superior a la terrestre (60,000 bd en algunos pozos contra 18,000 en Chiapas-Tabasco). El entonces Director General

¹⁴⁹ *Petroleum Intelligence Weekly*, New York, 18 de junio de 1979. Para mayor detalle, véase el capítulo anterior sobre Exploración.

¹⁵⁰ *Uno más uno*, México, 2 y 3 de noviembre de 1980.

¹⁵¹ *Uno más uno*, México 2 y 3 de noviembre de 1980.

¹⁵² *Excelsior*, México, 16 y 29 de diciembre de 1980.

¹⁵³ *Uno más uno*, 27 de enero de 1980 y 23 de junio de 1980; *El Día*, 22 de junio de 1980.

¹⁵⁴ *El Día*, 17 de noviembre de 1980.

de Pemex, Jorge Díaz Serrano, declaró que una vez desarrollada esta área marina, la producción podría llegar incluso hasta los 7 mmbd.¹⁵⁵

En la formación cretácea de Chiapas-Tabasco, el promedio de producción de petróleo crudo (incluyendo condensado) pasó de 868,800 a 998,500 bd de 1978 a 1980 equivalentes al 15% (siguiendo la tendencia de crecimiento descendente mostrada en 1975, 1976 y 1977: 67%, 33% y 34%), y su participación en el total bajó del 72% al 52% (Cuadro 30).

La causa principal de la desaceleración de la producción en Chiapas-Tabasco en 1980 fue el abatimiento experimentado por los campos Cactus, Cunduacán, Samaria y Oxiacaque (Cuadro 31), no obstante que anteriormente habían sido inyectados de agua; según la Memoria de Labores de Pemex, de 1978 a 1980 este procedimiento se intensificó en poco menos de 100% anual, fundamentalmente en Sitio Grande y en el complejo Antonio J. Bermúdez.

El sistema de inyección de agua fue poco efectivo en Reforma-Villahermosa, prueba de lo cual la recuperación adicional de crudo fue muy baja con relación al total de agua inyectada: de 234 mmb de agua inyectados entre 1978 y 1980, se recuperaron únicamente 32 mmb adicionales de crudo; la producción agua-crudo recuperado fue de 7:1 barriles para los tres años.

Sitio Grande es el campo petrolero donde los resultados de la inyección de agua parecen haber sido altamente favorables (Cuadro 32). Si bien al segundo año de funcionamiento de este sistema la proporción de recuperación fue de 15 barriles de agua inyectados por 1 de crudo (resultado que puede ser catalogado como normal si se considera que generalmente en la etapa inicial el elemento inyectado sirve para llenar los huecos que dejó la extracción del petróleo, operación que tarda un par de años), a partir de 1979 el agua empezó a ejercer presión y la proporción de agua inyectada por crudo obtenido se redujo sustancialmente a 4:1 respecto de 1978, en 1980 la cifra fue 3:1, la cual es muy cercana al 2:1 considerado como óptimo.

En los demás campos donde también se utilizó agua, Cactus, Artesa y complejo Bermúdez, no hubo recuperación adicional de crudo en el mismo período. Una explicación acerca de este resultado es que algunos de estos yacimientos (v.gr. Cactus) son muy fracturados, por lo que el agua inyectada puede quedar emtrampada en alguna grieta y no seguir el curso previsto. Quienes sustentan esta tesis son también de la opinión de que probablemente Pemex no realizó los estudios necesarios —pruebas de laboratorio, medición de núcleos y pruebas “piloto”— antes de emprender una obra de tal envergadura.

¹⁵⁵ *Petroleum Economist*, enero de 1979. La área petrolera de Campeche fue estimada en 8,000 Km² y hasta entonces se habían explorado 1,500 Km². Los yacimientos se encontraban a profundidad de 1,250 a 2,600 metros.

Cuadro 30

Pemex: producción diaria de petróleo crudo¹ por regiones, 1978-1980

Zonas y formaciones	1978 (bd)	Crecimiento anual (%)	1979 (bd)	Crecimiento anual (%)	1980 (bd)	Crecimiento anual (%)
Zona norte	69 900		63 100	-10.0	55 000	-13.0
Zona centro	130 800		124 100	-5.0	128 200	3.0
Zona sur	1 011 900	29.0	1 283 800	27.0	1 752 800	36.0
Terciaria	143 100	3.0	154 800	8.0	140 900	-9.0
Cretácea Terrestre (Chiapas-Tabasco)	868 800	34.0	1 077 200	24.0	998 500	-7.0
Sonda de Campeche	—	0.0	51 700	—	613 400	1 086.0
Total	1 212 600		1 471 000	21.0	1 936 000	32.0

¹ Incluye condensados.

Fuente: Pemex, Coordinación de Comercio Exterior, *Estadística de uso interno*, 1983.

Cuadro 31

Chiapas-Tabasco: producción diaria de crudo, 1978-1980

	1978 (bd)	Crecimiento anual (%)	1979 (bd)	Crecimiento anual (%)	1980 (bd)	Crecimiento anual (%)
Sitio Grande	67 700	33.5	87 800	29.7	91 600	4.3
Cactus	122 000	24.5	117 100	- 4.0	92 600	- 20.9
Samaria	315 600	8.3	304 600	- 3.5	301 400	- 1.0
Cunduacán	190 600	19.9	197 300	3.5	145 500	- 26.2
Oxiacaque	33 400	29.4	91 800	174.8	62 600	- 31.8
Níspero	35 500	62.1	40 300	13.5	62 100	54.1
Iride	37 800	110.0	59 600	57.7	62 300	4.5
Giraldas	2 100	-	12 100	476.2	23 600	95.0
Jujo	-	-	600	-	1 600	166.6
Agave	13 900	1 290.0	34 500	148.2	40 500	17.4
Paredón	2 300	-	20 600	795.6	23 800	15.5
Chiapas	-	-	400	-	4 500	1 025.0
Otras áreas						
Huimanguillo						
(Copanó, Mundo Nuevo, etc.)	12 100	-	54 100	347.1	28 300	- 47.7
Otros del cretáceo	32 500	450.8	48 800	50.1	58 100	19.0
Total del cretáceo terrestre	865 400	33.7	1 067 500	23.3	998 500	- 6.5

Fuente: Pemex, Gerencia Coordinadora de Comercio Internacional, *Estadística de uso interno*, México, 1983.

Cuadro 31

Chiapas-Tabasco: producción diaria de crudo, 1978-1980

	1978 (bd)	Crecimiento anual (%)	1979 (bd)	Crecimiento anual (%)	1980 (bd)	Crecimiento anual (%)
Sitio Grande	67 700	33.5	87 800	29.7	91 600	4.3
Cactus	122 000	24.5	117 100	- 4.0	92 600	- 20.9
Samaria	315 600	8.3	304 600	- 3.5	301 400	- 1.0
Cunduacán	190 600	19.9	197 300	3.5	145 500	- 26.2
Oxiacaque	33 400	29.4	91 800	174.8	62 600	- 31.8
Nispero	35 500	62.1	40 300	13.5	62 100	54.1
Iride	37 800	110.0	59 600	57.7	62 300	4.5
Giraldas	2 100	-	12 100	476.2	23 600	95.0
Jujo	-	-	600	-	1 600	166.6
Agave	13 900	1 290.0	34 500	148.2	40 500	17.4
Paredón	2 300	-	20 600	795.6	23 800	15.5
Chiapas	-	-	400	-	4 500	1 025.0
Otras áreas						
Huimanguillo						
(Copanó, Mundo Nuevo, etc.)	12 100	-	54 100	347.1	28 300	- 47.7
Otros del cretáceo	32 500	450.8	48 800	50.1	58 100	19.0
Total del cretáceo terrestre	865 400	33.7	1 067 500	23.3	998 500	- 6.5

Fuente: Pemex, Gerencia Coordinadora de Comercio Internacional, *Estadística de uso interno*, México, 1983.

Otro punto de vista sostiene que el escaso éxito en Chiapas-Tabasco durante estos años podría haber sido fruto de la aplicación tardía del sistema. El caso del campo Cactus ilustra tal afirmación: fue descubierto en 1972 y ya en 1976 daba muestras de continua pérdida de presión; más de la mitad de sus pozos fluían a 258 kg/cm^2 , valor que se sitúa por debajo del nivel de saturación, que es de 308 kg/cm^2 .¹⁵⁶ El sector de opinión que apoya esta posición considera que la recuperación secundaria tendría que haberse instrumentado desde 1975 y no dos años más tarde.

Para Pemex, sin embargo, la represión dada a los campos de Reforma durante la primera etapa de su vida productiva había sido necesaria, dada la evidencia de que eran de baja saturación y la tendencia a perder presión rápidamente.¹⁵⁷

Por otro lado, algunos expertos opinan que no todos los campos de Reforma debieron ser inyectados de agua, y argumentan que estando localizados los campos al este y oeste de la tendencia central, habrían contenido gas y condensados o petróleo volátil, con relaciones gas-petróleo muy altas, que serían los casos de Nispero, Iríde, Cunduacán. En estos campos tenía que optarse por la represión a base de gas natural: considerados de alta permeabilidad y productividad (unos 18,000 bd en Cunduacán, por ejemplo), a baja presión hidrostática podrían expeler agua, como ya había sucedido en la Faja de Oro, por lo cual su vida podría acortarse.¹⁵⁸

Sin embargo, la inyección de gas natural no se realizó, en vista de que era más conveniente exportarlo a Estados Unidos.¹⁵⁹ Posteriormente, se constató que México no tenía depósitos de gas natural de la magnitud estimada inicialmente.¹⁶⁰ Aunque estos planteamientos fueren razones

¹⁵⁶ Sepafin, *Informe confidencial, op.cit.*

¹⁵⁷ En 1975, la inyección de agua planeada para Sitio Grande fue de 300,000 bd. No obstante, no se aplicó inmediatamente porque los estudios requeridos no habían sido realizados. Entre tanto, había que cerrar algunos pozos que habían experimentado producción de agua en proporción arriba del 10%; las presiones tendían a estabilizarse una vez se acercaran a sus puntos de saturación. The Library of Congress, *A Draft Report on Mexico's Oil & Gas Policy, op.cit.*

¹⁵⁸ *Ibidem.*

¹⁵⁹ En 1977 el Director General de Pemex había anunciado la intención de exportar 2,000 millones de pies cúbicos diarios a dicho país a partir de 1979. Esto no se realizó más que en una mínima parte: 300,000 pcd en 1980 y no en el monto previsto, producto de que la producción fue destinada al consumo interno. Además, el precio ofrecido por el gobierno de Estados Unidos no era benéfico para México.

¹⁶⁰ En 1977 se había previsto que de Giraldas, Artesa y Copanó procederían grandes volúmenes de gas, en virtud de la proporción más alta del gas sobre el crudo; también se esperaba que el área de la cuenca de Sabinas aportaría grandes reservas. Pemex había estimado que con estos conjuntos de reservas tendría depositado un total de 30 billones de pies cúbicos de gas seco a julio de 1977. Pemex, Subdirección de Produc-

Cuadro 32

Inyección de agua y recuperación de crudo en Reforma-Villahermosa,
1978-1980

Año	Campos	Inyección de agua :		Crecimiento anual (%)	Recuperación de crudo		Crecimiento anual (%)
		(bd)	(mmba)		(bd)	(mmba)	
1978	Sitio Grande	83 663			5 376		
	A. Bermúdez ¹	25 630			—		
	Cactus	1 600			—		
	Artesa	—			—		
Total		110 893	40	35.0	5 376	1	5 376.0
1979	Sitio Grande	131 460			36 573		
	A. Bermúdez ¹	69 163			—		
	Cactus	2 726			—		
	Artesa	5 266			—		
Total		210 148	29	89.5	36 573	13	580.0
1980	Sitio Grande	143 001			50 660		
	A. Bermúdez ¹	260 205			—		
	Cactus	45 386			—		
	Artesa	609			—		
Total		450 743	165	114.5	50 660	18	38.5

¹ Comprende: Samaria-Iride, Cunduacán y Nispero.

“de peso” para decidir no utilizar el gas natural como medio de presión a los yacimientos de Reforma-Villahermosa, conviene reflexionar sobre por qué de 1978 a 1980 Pemex perdió, por liberación y quema en la atmósfera, alrededor del 13% del gas producido en cada año (Ver Cuadro 33).

Este porcentaje de gas expulsado es muy alto si se lo compara con el de las exportaciones de gas realizadas en 1980: 8.0% de la producción bruta. Esto hace pensar: ¿por qué se quemó el gas, en vez de inyectarlo a los yacimientos de Reforma que lo requerían?

Para algunos ingenieros en yacimientos, hubiera sido preferible, por razones de costo, inyectar bióxido de carbono en lugar de gas. La objeción es que el gas debe pasar previamente por un tratamiento de hidrodesulfurización; de lo contrario, inyectarlo en estado amargo significaría el rompimiento de tubería de producción, dadas sus propiedades corrosivas.¹⁶¹

Cuadro 33

Pemex: gas liberado (quemado)
(millones de pies cúbicos diarios)

Gas	1977	1978	1979	1980
Producción bruta	2 046.2	2 561.4	2 916.6	3 548.0
Liberado (quemado)	266.0	392.0	363.9	426.9
Porcentaje del quemado sobre el producido	13.0	15.3	12.5	12.0

Fuente: Pemex, Gerencia de Comercio Exterior, *Estadística de uso interno*, México, 1983.

Paralelamente a lo hecho en recuperación secundaria en Reforma-Villahermosa, la actividad perforatoria de nuevos pozos de desarrollo continuó: de 1978 a 1980 esta región concentró el 66% del total de 353 equipos de perforación utilizados,¹⁶² y la profundidad media de desarrollo

ción Primaria, Gerencia de Explotación, *Generalidades del proyecto de construcción del gasoducto Cactus-Reynosa*, México, julio 1977. Sin embargo, en Sabinas la producción había comenzado a declinar al cabo de escasos meses de desarrollo, debido a lo cual hubo que reducir sus reservas en 97%. (Véase el capítulo Evaluación e información de reservas).

¹⁶¹ Entrevista a funcionarios de Pemex, México, junio de 1986.

¹⁶² Pemex, Gerencia de Explotación, *Estadística de perforación*, documento de

obtenida pasó de 3,999 a 4,600 metros,¹⁶³ lo cual refleja la intensidad de dicha actividad.

Hay que agregar que los programas de perforación de desarrollo se realizaron con algún retraso en relación a lo planeado, debido a que gran parte de los pozos alcanzó profundidades de 5,000 metros en adelante, acaparando así más tiempo del considerado. También influyó determinadamente la insuficiente capacidad de transporte para movilizar equipos.¹⁶⁴

La producción en esta zona cretácea presenta las siguientes características: en 1980 tenía en actividad a 176 pozos, distribuidos así: 41 en Samaria, 26 en Cactus, 21 en Cunduacán, 17 en Sitio Grande, 14 en Oxiaque y, en pequeñas cantidades, en los campos restantes. De este conjunto, Samaria fue el principal campo productor de crudo, no obstante que experimentaba declinación de 3% desde 1979; en 1980 este campo participó —al promedio de extracción de 301,400 bd— con el 30% del total producido en el área Chiapas-Tabasco, donde había sido perforado el mayor número de pozos de desarrollo de toda el área cretácea.

El logro en Samaria fue también posible porque poseía dos horizontes productores, a diferentes profundidades: las rocas dolomíticas 1 y 2 (compuestas de cal y magnesio).

Su producción por pozo fue de las más altas: 7,551 bd en 1980;¹⁶⁵ no obstante, el ritmo de extracción por pozo disminuyó en 20.0% en 1980 respecto de 1976 y 9.5% en relación a 1978 (Cuadro 34).

Cuadro 34

Samaria: producción de crudo por pozo, 1978-1980

Año	Promedio de producción (bd)	Pozos en producción	Producción por pozo (bd)
1976	236 575	25	9 460
1978	308 338	36	8 565
1980	309 600	41	7 551

Fuente: Con base en Sepafin, *Estudio confidencial*, septiembre, 1976 y *Oil & Gas Journal*, 29 de diciembre de 1980.

uso interno, México, 1983. Cabe aclarar que Reforma-Villahermosa fue contabilizado como Distrito Comalcalco.

¹⁶³ En 1979, gracias a lo avanzado de los equipos, fue perforado en Reforma el pozo petrolero más profundo de América Latina, El Sabacuny 21, a 6,500 metros.

¹⁶⁴ *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. 18, núm. 25, 18 de junio de 1979.

¹⁶⁵ Con base en *Oil & Gas Journal*, vol. 78, núm. 52, 29 de diciembre de 1980.

Lo anterior no necesariamente implica que se siguieron algunas recomendaciones de Sepafin¹⁶⁶ de que, si se quería mantener estable la producción (sin bruscas caídas), había que disminuir el ritmo de extracción por pozo, utilizando solamente 2 estranguladores y no 4 como se hacía.¹⁶⁷

En los años de 1978 a 1980 iniciaron producción 15 campos nuevos¹⁶⁸ en Chiapas-Tabasco, los cuales fueron clasificados en el área de Huimanguillo. Su aportación en el conjunto de la región fue de 30,300 bd (3.5%) en 1978 y 122,300 bd (12.3%) en 1980. Aunque en 1980 la producción de estos campos aumentase 148,486 bd con respecto a 1979, no fue posible evitar el abatimiento en el cretáceo debido a que los flujos de Cactus, Samaria, Cunduacán y Oxiacaque (que producían desde 1972-1974) habían comenzado a disminuir.

El éxito de Pemex al lograr el nivel de producción buscado antes de 1982, se fincó básicamente en la extraordinaria riqueza de los mantos marinos. (Quizá por esto la perforación de desarrollo fue inferior a la de otros años: de 1972 a 1974 la actividad abarcó 859 pozos, mientras de 1978 a 1980 la cantidad se redujo a 720.) En vista de los resultados en reservas y producción obtenidos en el mar de Campeche, la meta de producir 2.24 mmbd de crudo enfrentó pocos obstáculos. A principios de 1980, Pemex informó al Ejecutivo Federal estar en posibilidad de incrementar la producción de hidrocarburos por arriba de los 2,242,000 bd, para el final de año estar en capacidad de producir 2.8 mmbd de petróleo y líquidos, de los cuales 1.5 mmbd podrían destinarse a la exportación; a 1982 la producción sería de 3.7 mmbd y la de exportación de 2 mmbd.

Estas proyecciones partían de la finalidad —según manifestaciones verbales y escritas de representantes de Pemex— de acelerar el desarrollo económico del país, en vista de las expectativas favorables del mercado internacional de hidrocarburos.¹⁶⁹ No obstante, habían otras circunstancias tomadas en cuenta por Pemex:

¹⁶⁶ Sepafin, *Informe confidencial, op.cit.*

¹⁶⁷ Es preciso analizar las causas que hicieron declinar la producción de esta región y de otros campos de cretáceo, por lo que ha sido conveniente añadir un apartado (páginas más adelante) en el que se ahonda en las variables esenciales que determinaron el comportamiento prolongado de su producción.

¹⁶⁸ Giraldas, Jujo, Agave, Paredón, Chiapas, Copanó, Mundo Nuevo, Arteaga, Ayapa, Cacho López, Platanal, Río Nuevo, Sunuapa y Comoapa.

¹⁶⁹ Al justificar esta medida, el director general de Pemex afirmó que había que aprovechar el valor del petróleo en ese momento, ya que era previsible que en el breve plazo la humanidad dispusiese de otros energéticos. “El desarrollo —dijo Díaz Serrano— es una meta que no podemos posponer y el aumento de la producción petrolera es una condición muy importante para alcanzarla y evitar los trastornos verdaderamente graves que podrían derivar de un congelamiento de esta misma producción.” En otra ocasión ya había afirmado: “El costo político para el país será muy alto si no

1. La exploración había dado buenos resultados. En los años de 1977 a 1979 fueron descubiertos 55 campos en Chiapas-Tabasco, sonda de Campeche, cuenca de Sabinas y paleocanal de Chicontepec. Fruto de estos hallazgos, se estimaron reservas probadas en 45,803 mmb, probables en 40,432 mmb y potenciales en 200,000 mmb, las que en conjunto ofrecían un margen de seguridad de 70 años de abastecimiento futuro.

2. La producción de los yacimientos de la sonda de Campeche rebasó las expectativas iniciales. A principios de 1980, cada uno de los 10 pozos producía 10 veces más que los 4,000 bd proyectados, y en dos meses más el incremento fue de 170%, un alto valor para una zona de su tipo en la historia de la empresa.

3. La producción por pozo en el mar había sido tan espectacular que para mantener la meta de 2.25 mmbd se tendría que reducir la perforación con no más de 16 pozos adicionales, podría alcanzarse ese objetivo.

4. La factibilidad técnica de aumentar la capacidad de producción de crudo se sustentaba en la tesis de alta potencialidad de los yacimientos hasta entonces observados.

5. La empresa había alcanzado un margen de flexibilidad en el ritmo que podía darle a la extracción. El desarrollo casi completo del área probada de Campeche se había programado de tal manera que con 25 equipos de perforación fuese posible llevarlo a cabo, utilizando para ello 34 plataformas fijas de perforación. A finales de 1979 habían 10 plataformas en operación, 17 estaban en etapa de construcción y 7 en proyecto.

6. Otro elemento que ampliaría las posibilidades de producción de crudo era el acuerdo de venta de gas natural a Estados Unidos, firmado en 1979, aunque su monto se redujo al 15% del originalmente previsto. Puesto que la dificultad para comercializar el gas, que en los yacimientos del sureste se encontraba asociado en alta proporción al crudo, era un obstáculo importante al incremento de la producción de crudo, Pemex se vería obligada a quemar grandes cantidades de gas asociado.

El conjunto de aspectos económicos y políticos que llevaron a la dirección de esta empresa a establecer como meta una producción de 3.7 mmbd se resumiría en:

a) Entre los interesados por el crudo mexicano, Estados Unidos era el de mayor peso, a tal punto que el gobierno de este país ejerció presiones al de México para aumentar la producción en caso de otra reducción en la oferta de crudo del Medio Oriente.¹⁷⁰

construimos rápidamente una poderosa plataforma de producción que nos coloque en un lugar prominente en el concierto mundial. Necesitamos actuar sin temores, puesto que entonces tendremos una capacidad de negociación que no tenemos ahora” (Comparecencia de Díaz Serrano ante la Cámara de Diputados, 1979. En: Larroche Parra, Miguel, *Excelsior*, 1 de octubre de 1980).

b) En México se esperaba que la tendencia al alza en los precios mundiales del petróleo continuaría y que, en consecuencia, los ingresos por exportación serían sumamente importantes, lo que respaldaba el objetivo de que esta empresa se consolidara como eje de la economía nacional.¹⁷¹

c) Para lograr los objetivos, Pemex tendría que invertir un monto de 489,000 millones de pesos adicionales (32% respecto de 1978) durante los siguientes tres años hasta 1982, cantidad que suponía la obtención de préstamos del exterior por un total de 15,000 millones de dólares. A tal efecto, México disponía de una oferta de crédito casi ilimitada de parte de la banca internacional, aunque en condiciones ciertamente onerosas para el prestatario, tanto por el tipo de interés (fluctuante al precio del dólar del país prestador) como por la obligación de comprar a éste el equipo necesario.

El programa de Pemex para aumentar su capacidad de producción contemplaba un mayor desarrollo petrolero del Golfo de Campeche, del cretáceo Tabasco-Chiapas y de la región de Chicontepec. (En las demás áreas productoras no se tenía previsto aumentar su producción).

El Golfo de Campeche jugaría un papel clave, pues de esta área proveniría cerca del 90% del incremento propuesto en la producción de crudo de 1980 a 1982. En cambio, la importancia de Tabasco-Chiapas sería más por su gas asociado que por el crudo: el primero crecería de 1,800 a 3,200 mmpc al día y el segundo de 1.1 a 1.3 mmbd. En Chicontepec el desarrollo de yacimientos estaría ligado a la idea de impulsar la producción local de equipos, accesorios, productos químicos y otros bienes, por lo que se acordó realizarlo en la medida en que la oferta nacional de estos lo permitiese.¹⁷²

No obstante, diferentes núcleos del Poder Ejecutivo rechazaron el plan de elevar el tope de producción previsto, pronunciándose también por un límite a las exportaciones. La oficina de asesores de la presidencia y la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, entre otros, realizaron un

a largo plazo: toda la producción petrolera que habría de obtenerse de los campos estaba de antemano vendida principalmente a los Estados Unidos. Además, México había firmado cartas de intención con varios gobiernos para venderles los 200,000 o 300,000 bd iniciales que estuvieran disponibles a la fecha en que el gobierno mexicano decidiera acrecentar sus topes de producción y de exportación. Véanse, respectivamente: *Business Week*, núm. 2623, Estados Unidos, 11 de febrero de 1980, p. 36, y *Razones*, núms. 1 y 2, México, 11 y 27 de enero de 1980.

¹⁷¹ Pemex había previsto que el precio promedio del petróleo sería de 27.5 dólares por barril en 1980 y de 30.25 dólares en 1981. Mas, desde el aumento fijado para el primer trimestre de 1980, el precio había rebasado ampliamente esas previsiones: de 28 hasta 32 dólares por barril.

¹⁷² Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, 18 de marzo de 1980.

estudio sobre las ventajas de aumentar la producción y la exportación de petróleo,¹⁷³ llegando a la conclusión de que, de ser así, el efecto sobre el crecimiento económico sería limitado en términos reales.

A la capacidad productiva vigente apenas podría lograrse el 1% de crecimiento anual en el PIB total. Incluso se temía que en la realidad la actividad no petrolera fuera dinámicamente inferior a la que podría observarse con la plataforma original, ya que cabía la posibilidad de que la inversión privada se redujese ante la inflación creciente y que hubiese un desplazamiento financiero por la inversión pública.

El mismo estudio consideraba conveniente mantener la exportación y la inversión del sector petrolero dentro de los límites fijados en la plataforma original. Un conocido periodista afirmó entonces: "Explota en función de las reservas que se descubren no era lo que López Portillo quería para México, sino que el petróleo fuera un pivote de desarrollo integral del país, poniendo énfasis en la capacidad de 'digestión' monetaria".¹⁷⁴

En el Plan Global de Desarrollo 1980-1982 se especificó que el ritmo de explotación petrolera sería determinado en función de las necesidades del desarrollo y de la capacidad real de absorción de estos recursos por la sociedad. Así, el tope de producción de petróleo quedó definido en 2.5 mmbd de crudo, con margen adicional del 10% para garantizar el suministro local y la exportación de 1.5 mmbd, estrategia que significaba no rebasar la cifra de 2.7 mmbd de producción.

b. Cambios en la producción a partir de la devaluación del petróleo en 1981

A partir de 1981 se suscitaron cambios importantes en el mercado internacional de petróleo que obligaron a Pemex a modificar su política de explotación. Varios países clientes disminuyeron sus demandas de petróleo, en respuesta a las dificultades de crecimiento en sus economías y a mismo tiempo a los avances en la conservación y sustitución de petróleo por energías alternas. El descenso del consumo mundial fue un fenómeno que presionó severamente a la oferta que seguía creciendo, generando un proceso depreciatorio del energético que se prolongó a 1985.

De junio a julio de 1981 las exportaciones mexicanas de crudo cayeron drásticamente de un millón 106,000 a 457,000 bd (véase Cuadro 35) movimiento que devino del reajuste de los precios de venta al exterior: el

¹⁷³ Oficina de Asesores de la Presidencia, *Última versión sobre la plataforma de producción y exportación*, Documento interno, mimeo., México, 1980.

¹⁷⁴ Manuel Buendía, "Red Privada", en *Excélsior*, 30 de enero de 1980.

Cuadro 35

México: exportación de crudo en 1981

Miles de barriles	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Crudo exportado	32988.84	25851.89	41365.48	40851.06	39080.11	33179.3	14164.0	31086.1	37804.2	32678.7	41665.6
Crudo programado	43755.5	39580.8	45814.9	46500.0	46500.0	45000.0	46500.0	46500.0	45000.0	46500.0	45000.0
Cumplimiento (%)	75.4	65.3	90.8	90.8	84.0	78.7	30.5	66.8	84.0	70.3	92.0
Promedio exportado por día	1064.15	923.27	1334.37	1361.70	1260.65	1106.0	456.9	1002.8	1260.1	1054.2	1388.8

Fuente: Sepafin, Subdirección de Hidrocarburos, *Estadística de uso interno*, México, 1981.

mayo de dicho año Díaz Serrano había autorizado una reducción abrupta de 4 dólares por barril, medida controvertida que ocasionó no sólo la salida de su puesto sino que, al ser rectificadas a dos dólares más por el directivo entrante Julio Rodolfo Moctezuma Cid, propició la cancelación de contratos de algunos clientes, entre ellos Exxon y Compagnie Française du Pétrole.¹⁷⁵

Ante el debilitamiento del mercado externo y el sobrealmacenamiento interno de la producción, la dirección de Pemex decidió cerrar pozos productores en la sonda de Campeche en el mes de julio,¹⁷⁶ tiempo en que la producción de crudo se redujo en aproximadamente 700,000 bd.¹⁷⁷

Una de las estrategias de Pemex para restablecer el nivel de las exportaciones de crudo fue aumentar a 59% la parte del ligero tipo *Istmo* (API) en el total de la exportación, dado que así lo demandaba el mercado internacional.¹⁷⁸ El pesado tipo *Maya*, con altos contenidos de metales y de sulfuro, había sido rechazado por los refinadores, quienes en respuesta a la sobreoferta mundial de combustóleo buscaban maximizar sus rendimientos en destilados intermedios y finales.

Los programas de venta convenidos hasta julio de 1981 con los clientes indicaban una proporción de 50% de crudo ligero y de 50% de crudo pesado. No obstante, Pemex no había cumplido este compromiso: previamente, de enero a mayo, las exportaciones del *Maya* habían estado aumentando por encima de las del *Istmo*; el promedio mensual durante ese período fue de 732,000 bd del pesado y 462,000 bd del ligero, es decir, proporciones de 60% y 40%, respectivamente.¹⁷⁹

Esta situación refleja que internamente también había preferencia por el crudo ligero: las refinerías mexicanas no podían absorber grandes cantidades de crudo *Maya*, en vista de su insuficiente capacidad de manejo en crudo pesado (Cadereyta tenía, hasta julio de 1981, una capacidad de destilación primaria de 235,000 bd y una capacidad de manejo de crudo *Maya* de 43%). Además, la gasolina para vehículos acaparaba un porcentaje considerable de la demanda interna de petrolíferos: 30%.¹⁸⁰

¹⁷⁵ *Petroleum Economist*, vol. 48, núm. 8, agosto de 1981, p. 344.

¹⁷⁶ Pemex, *Memoria de labores 1981*, México, 1982.

¹⁷⁷ *Financial Times*, Londres, 2 de septiembre de 1981.

¹⁷⁸ Poco tiempo después la tendencia declinante del mercado consumidor hizo disminuir los precios de ambos crudos: de principios de 1981 a diciembre del mismo, el precio del *Istmo* pasó de 38.50 dólares a 35.00 dólares y el del *Maya* de 34.50 a 28.50. Pemex, *Memoria de labores, 1981*, México, 1982.

¹⁷⁹ *Petroleum Economist*, op.cit.

¹⁸⁰ *Ibidem*.

Para que el crudo ligero aumentara a 59% su participación en el monto de las exportaciones, era necesario que Pemex modernizara sus refiné-rias. El director Moctezuma Cid ratificó desde el principio de su gestión, que la meta de Pemex estaba trazada por el Programa de Energía, cual era la obtención de 2.7 mmb; y como se pretendía superar el nivel de exportaciones de crudo de 1980, que fue de 827,750 bd (siendo 1.5 mmb el tope asignado), la producción del ligero tendría que aumentar en al menos 50% en los años subsiguientes del sexenio. En el punto de partida —primer semestre de 1981— se produjeron en promedio 1.27 mmbd de ligero y a finales de 1982 cantidad no habría de rebasar 1.50 mmbd.

Uno de los más graves problemas de Pemex para abastecer las exportaciones con proporción al 60% de crudo ligero, era la declinación de los principales campos productores de Tabasco-Chiapas, tendencia que se cifró en 18% en la primera mitad de 1981 respecto del mismo lapso de 1980, y siendo más pronunciada en los campos Cactus (48%) y Cunduacán (35%). El origen esencial del descenso de la producción fue la pérdida de presión en el manto, que no había sido posible compensar con la aplicación de las técnicas de inyección de agua. (La declinación en esta región es analizada con detenimiento más adelante.)

En vista de lo anterior y de que Pemex había concentrado desde 1979 gran parte de los equipos de perforación en el complejo Cantarell de la sonda de Campeche, la capacidad instalada de producción de crudo pesado había aumentado más rápidamente que la de crudo ligero. De junio de 1980 a junio de 1981 el incremento del crudo pesado fue de 96% y el del ligero de 1.1% (Cuadro 36).

Los campos principales de Cantarell, donde Pemex concentró el peso de la explotación, producían crudo pesado de 21.3^o API, y en segunda instancia el complejo Abkatún cuyo crudo ligero era de 30^o API. La perforación en Cantarell había presentado problemas menos difíciles debido a que los hidrocarburos se encontraban a menor profundidad.¹⁸¹

Durante los primeros seis meses de 1981 la producción de crudo de la sonda de Campeche representó casi la mitad (1,153 mmbd) del total, que fue de 2,394 mmb y el 93.5% de éste fue del tipo *Maya*. En el mismo tiempo, la producción nacional de crudo pesado en tierra y mar representó el 47.0% del total y la de ligero, el 53.0% (Cuadros 36 y 37).

Ante la restricción que se tenía de aumentar la producción de crudo ligero, se enfatizó en la necesidad de explorar y desarrollar nuevos campos tanto en Chiapas-Tabasco, donde se esperaba seguir encontrando yacimientos de este tipo de crudo, como en campos aledaños al complejo Cantarell, cerca del Ixtoc (Campeche), donde Pemex había localizado yacimientos

Cuadro 36

México: producción de crudos ligero¹ y pesado,² 1980-1985
(promedio diario del primer semestre de cada año)

Año	Crudo ligero (26 ⁰ a 57 ⁰ API) ³		Crudo pesado (25 ⁰ a 7 ⁰ API) ⁴		Total nacional (7 ⁰ a 57 ⁰ API) Volumen (db)
	Volumen (bd)	Participación en total (%)	Volumen (bd)	Participación en el total (%)	
1980	1 256 132	68.7	572 538	31.3	1 828 670
1981	1 270 036	53.0	1 123 709	47.0	2 393 745
1982	1 465 838	56.2	1 141 224	43.8	2 607 062
1983	1 512 326	56.9	1 143 393	43.1	2 655 719
1984	1 483 249	54.2	1 254 598	45.8	2 737 847
1985	1 494 118	56.1	1 170 550	43.9	2 664 668

¹ y ² Sus cálculos de densidad se realizaron campo por campo.

³ El 30% de los campos tiene crudo con densidad entre 26⁰ y 29⁰ API; el 55% cae entre 30⁰ y 37⁰ API; el 13% entre 38⁰ y 47⁰ API; el 2%, 48 y 57⁰ API.

⁴ El 61% de los campos tiene crudo con densidades entre 20⁰ y 25⁰ API; el 28% entre 16⁰ y 20⁰ API; el 11%, 7⁰ y 15⁰ API.

Fuente: Con base en *Oil & Gas Journal*, varios números.

Cuadro 37

Sonda de Campeche: producción de crudos ligero y pesado, 1980-1985
(promedio diario en el primer semestre de cada año)

Año	Campos ¹ y producciones												Total sonda de Campeche					
	Cantarell		Abkatún		Ku		Pol		Chuc		Ixtoc		Total ligero		Total pesado		Total sonda de Campeche bd	
	(21.3 ⁰)		(30 ⁰)		(22 ⁰)		(35 ⁰)		(35 ⁰)		(35 ⁰)		(30 ⁰ -35 ⁰)		(21 ⁰ -22 ⁰)			
bd	%	bd	%	bd	%	bd	%	bd	%	bd	%	bd	%	bd	%	bd		
1980	474 492	99.99	88	0.01										88	0.01	474 492	99.99	474 580
1981	1 044 605	91.0	61 252	5.0	32 557	3.0	14 385	1.0						75 637	6.0	1 077 162	94.0	1 152 799
1982	982 000	68.0	270 574	19.0	105 617	7.0	80 062	5.0						350 636	24.0	1 087 617	76.0	1 438 253
1983	905 678	54.0	444 477	27.0	185 888	11.0	108 804	6.0	24 103	1.0				553 281	33.0	1 091 566	67.0	1 668 950
1984	1 004 412	57.0	408 781	23.0	198 783	11.0	122 881	7.0	28 298	2.0	1 138	0.06		531 662	30.0	1 203 195	70.0	1 764 293
1985	945 417	56.0	413 608	24.0	176 403	10.0	124 411	7.0	25 378	1.0	3 100	0.20		566 497	33.0	1 121 820	67.0	1 688 317

¹ Cada campo tiene indicado el número de grados según la escala *API*.

Fuente, *Oil & Gas Journal*, varios números.

con crudo de 30^o y 35^o API. Paralelamente, se anunció que se almacenaría petróleo crudo dentro y fuera del país con el fin de tener capacidad de respuesta a los cambios en el mercado internacional. También se dijo que la producción se manejaría de acuerdo con las circunstancias del mercado y con la necesidad de resguardar un monto "adecuado" de reservas.¹⁸²

En los años 1981 y 1982 la perforación de desarrollo revistió importancia mayor; fueron terminados 630 pozos, 50 más que en 1979 y 1980 y en extensión el kilometraje pasó de 1,632 a 1,952. Puesto que la explotación arrojó nuevas localizaciones en Chiapas-Tabasco y en la sonda de Campeche,¹⁸³ gran parte de los equipos de perforación de desarrollo tuvieron que ser concentrada en estas regiones, principalmente en Chiapas-Tabasco donde fueron terminados 251 pozos (el mayor número en 1981 y 1982) y de los cuales 54 resultaron productores de crudo y 44 de gas. En el área marítima de Campeche fueron perforados 53 pozos de desarrollo, de los que 52 resultaron ser productores de crudo.¹⁸⁴

En las mismas fechas, prosiguiendo las labores de recuperación secundaria, se perforaron 32 pozos inyectores de agua en Chiapas-Tabasco en total, el agua inyectada promedió 727,712 bd en 1981 y 744,508 en 1982. Aunque se había iniciado la recuperación adicional de crudo en el complejo Antonio J. Bermúdez, sus resultados eran todavía escasos. (Cuadro 38.) De Cantarell, los estudios preliminares para la inyección de agua eran de reciente elaboración. El Instituto Mexicano del Petróleo, en colaboración con la Compañía Bechtel, elaboró el proyecto en septiembre de 1982¹⁸⁵ y, dado que este año concluía el período de gobierno, su implementación no ocurrió sino a partir de 1985.

En la formación cretácea de Chiapas-Tabasco la producción de crudo continuó declinando: de 998,500 bd en 1980 bajó a 834,000 bd en 1982 no obstante que habían entrado en actividad nuevos campos.¹⁸⁶ Sin embargo, la declinación en esta región no afectó severamente el comportamiento global de la producción de crudo ligero, porque fue posible compararlo con la producción de la sonda de Campeche. En ésta la producción de crudo ligero saltó de 88 bd del primer semestre de 1980 a 350,636 bd en el mismo lapso de 1982. (Cuadro 37.) A nivel nacional, la producción

¹⁸² Comunicado de Pemex, en *Unomásuno*, 7 y 8 de julio de 1981.

¹⁸³ Véase el capítulo sobre exploración.

¹⁸⁴ El resto de la actividad (326 pozos) fue realizada fundamentalmente en Cerritos, Poza Rica y Reynosa, obteniéndose resultados de poca importancia en materia de producción.

¹⁸⁵ Pemex, Documento interno, sin nombre, México, septiembre de 1982.

¹⁸⁶ Por ejemplo, el Bellota, descubierto en 1982, y que en el mismo año produjo 3,604 bd; Jujo, descubierto en 1980, produjo 16,280 bd en 1982.

de crudo ligero aumentó de 1,256 mmbd a 1,466 mmbd en dicho lapso. De esta forma la producción nacional de crudo ligero incrementó su participación al 56.2% en la producción global (Cuadro 36).

Cuadro 38

Chiapas-Tabasco: recuperación secundaria por inyección de agua

Año	Campo	Agua inyectada (bd promedio)	Crudo recuperado (bd promedio)
1981	A.J. Bermúdez	421 626	24 276
	Cactus	160 028	—
	Sitio Grande	160 028	35 654
	Artesa	2 001	—
	El Golpe	1 335	—
1982	A. J. Bermúdez	446 726	33 424
	Cactus	185 147	—
	Sitio Grande	107 885	21 739
	Artesa	3 587	—
	El Golpe	1 163	—

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, años 1981 y 1982, México, s.p.i., 1982 y 1983.

Al no haberse incrementado la producción global del ligero, como se había planteado en 1981, Pemex no consiguió que el crudo ligero participara con el 59% en el total de las exportaciones de 1982; en este año las exportaciones se comportaron así: 46% del *Istmo* y 54% del *Maya*.¹⁸⁷

Como consecuencia de la sobreoferta de crudo en el mercado mundial y de la acción concertada de los productores principales para estabilizar los precios,¹⁸⁸ en abril de 1982, México redujo las exportaciones de crudo y condensados de 1.5mmbd a 1.25 mmbd, modificando también su plataforma de producción al reducirla en 250,000 bd. En marzo de ese año, Pemex alcanzó por vez primera la cifra de 2.55 mmbd de crudo; entonces la sonda de Campeche aportó 1.5 mmbd y Chiapas-Tabasco, 900,000 bd,

¹⁸⁷ Pemex, *Memoria de labores 1982*, México, 1983.

¹⁸⁸ "Nos solidarizamos —dijo el titular de Sepafin, José Andrés de Oteyza— con otros países exportadores de petróleo (. . .); ante las circunstancias debemos reordenar el mercado y no saturarlo. . ." *Excélsior*, 22 de abril de 1982.

gracias a lo cual en adelante Pemex sólo tendría que mantener la producción al ritmo vigente.¹⁸⁹

Al modificar su plataforma de producción, Pemex canceló una parte de sus programas de perforación en el Golfo de Campeche proyectados a 1982.¹⁹⁰ También canceló la perforación que se hacía en Reynosa y trasladó los diez equipos a la zona sur, con el propósito de dar prioridad a la extracción de crudo ligero.¹⁹¹

Estas medidas despertaron alguna incertidumbre en el extranjero en torno a si Pemex estaba alineándose a la OPEP o si únicamente era incapacidad de aumentar su producción.¹⁹²

Aparentemente, esta incertidumbre era injustificable, ya que Pemex había reiterado en varias ocasiones que no podía acelerar su capacidad de producción de crudo ligero, aunque reconocía tener mayor capacidad para producir pesado. En diciembre de 1981, la empresa informó que la producción era de un poco más de 2.3 mmbd, aunque la capacidad era de 3.0 mmbd. Las circunstancias del momento obligaban a cerrar parcialmente los pozos de la plataforma marina de Campeche.¹⁹³ Por otro lado, de no tener capacidad productiva, como se alegaba, ¿cómo explicar que en 1980 Pemex tuviera programas para producir hasta 3.7 mmbd hacia 1982?

A la salida de Jorge Díaz Serrano de Pemex, lo relevó en el cargo Julio Rodolfo Moctezuma Cid hasta el final del sexenio, período durante el cual la política petrolera mexicana, si bien se vio influida tanto por la efervescencia política del cambio de gobierno que ya estaba en marcha como por la inestabilidad internacional de los precios del petróleo, siguió en general los cauces de la administración del director saliente.

Un ejercicio evaluatorio de la magnitud y dimensiones de la estrategia extractiva de los hidrocarburos, que permita valorar la readecuación de

¹⁸⁹ Comunicado de Pemex en el *El Día*, 15 de marzo de 1982.

¹⁹⁰ De haberse cumplido en su totalidad, se habrían obtenido mayores cantidades del tipo *Maya*. Se había previsto que los incrementos de producción en los campos: Akal, Nohoch, Takim, Balam, Maloob, Ek, Thul, Bacab, Ku y otros, permitirían alcanzar en relativamente corto plazo una producción diaria de 3.5 mmbd de crudo *Maya*.

Si bien en junio se alcanzó una producción de 2.780 mmbd, rebasando con ello la plataforma fijada, el promedio fue aumentado con miras a compensar las bajas experimentadas durante meses anteriores, debidas a problemas climatológicos.

¹⁹¹ Comunicado de Pemex en *Unomásuno*, 18 de junio de 1982.

¹⁹² Una agencia estadounidense dio a conocer un cable en el que afirmaba que Pemex no tenía capacidad para aumentar su producción. *Excélsior*, 15 de octubre de 1982.

¹⁹³ Declaración de Luciano Flores Plauchú, superintendente del Distrito de Campeche, en *Unomásuno*, 9 de diciembre de 1981.

la política petrolera a la crisis de los precios del energético y los criterios y posiciones en torno a cómo implementar estos cambios, se encuentra en el análisis de dos aspectos: i) el carácter de la expansión petrolera, ocurrida esencialmente en los campos del sureste y ii) las implicaciones de este proceso desde 1978 hasta 1985.

C. Balance de la política petrolera del sexenio

i) Perfil de la política expansiva de la explotación

La producción de crudo (sin incluir líquidos del gas ni condensados) durante el gobierno de López Portillo tuvo uno de los desarrollos más dinámicos en la historia de Pemex (ver Gráfica 3). Aparte de la alta productividad de los yacimientos marinos, las bases de este proceso expansivo de la industria petrolera en el sureste de México se encuentra en el enorme impulso dado por Pemex a tres actividades fundamentales: 1) perforación de desarrollo, 2) construcción e instalación de plataformas marinas, y 3) instalación y puesta en operación de equipos especiales, tales como sistemas de recolección, separadores de crudo y de gas y ductos.

La magnitud e importancia de este conjunto de medidas se refleja en algunos aspectos vitales del proceso productivo:

a) Incremento de la fuerza trabajadora de Pemex. Aunque la proporción del personal de explotación en el total de la población de planta de Pemex ha disminuido en favor del incremento de las otras ramas, su participación siguió siendo la de mayor peso: 37.6% en 1977 y 32.9% en 1982.¹⁹⁴

b) Alta importación de maquinaria y equipo. Según el Departamento de Comercio de Estados Unidos, Pemex importó infraestructura industrial de ese país por un valor total de 1,179.75 millones de dólares de 1977 a 1982 (valor que se quintuplicó respecto de los 227.34 millones de dólares del sexenio anterior). La mayor parte de las importaciones consistieron en: partes de maquinaria de perforación para petróleo y gas; máquinas perforadoras de pozos petroleros y de gas, excepto giratorias; varillas para equipos, y maquinaria de levantamiento, excepto partes y bombas.¹⁹⁵

c) La inversión en explotación superó ampliamente a la programada inicialmente. Se había creído que las inversiones en esta fase primaria

¹⁹⁴ Alonso, Angelina y Carlos Roberto López, *El sindicato de trabajadores petroleros y sus relaciones con Pemex y el Estado, 1970-1985, op.cit.*

¹⁹⁵ Véase Ruiz, Rogelio, *La capacidad tecnológica propia y la dependencia del exterior en el sector petrolero, op.cit.*

ascenderían a 5,634.6 millones de dólares durante todo el sexenio. Sin embargo, en 1981 ya se habían erogado 6,245.4 millones de dólares únicamente en pozos perforados, cifra que no incluye los costos propiamente de operación en explotación, pero cuya magnitud puede apreciarse en las cifras globales del Cuadro 39.

Cuadro 39

Pemex: inversión en explotación¹

Año	Millones de pesos corrientes	Millones de dólares ²
1977	8 154.9	361.1'
1978	14 753.5	648.0'
1979	20 670.5	906.3'
1980	41 660.6	1 815.1'
1981	61 645.0	2 514.6'
Total	146 884.5	6 245.4'

¹ El criterio contable considera los costos de explotación bajo el concepto de flujo. El concepto de inversión que más se acerca al anterior es el de perforación de pozos.

² Se tomó en cuenta el tipo de cambio promedio de cada año. Tomado de Banco México, *Indicadores económicos*, Cuaderno mensual, núm. 122, México, enero de 1983.

Fuente: Pemex, *Estados financieros de ingresos y egresos*, varios años.

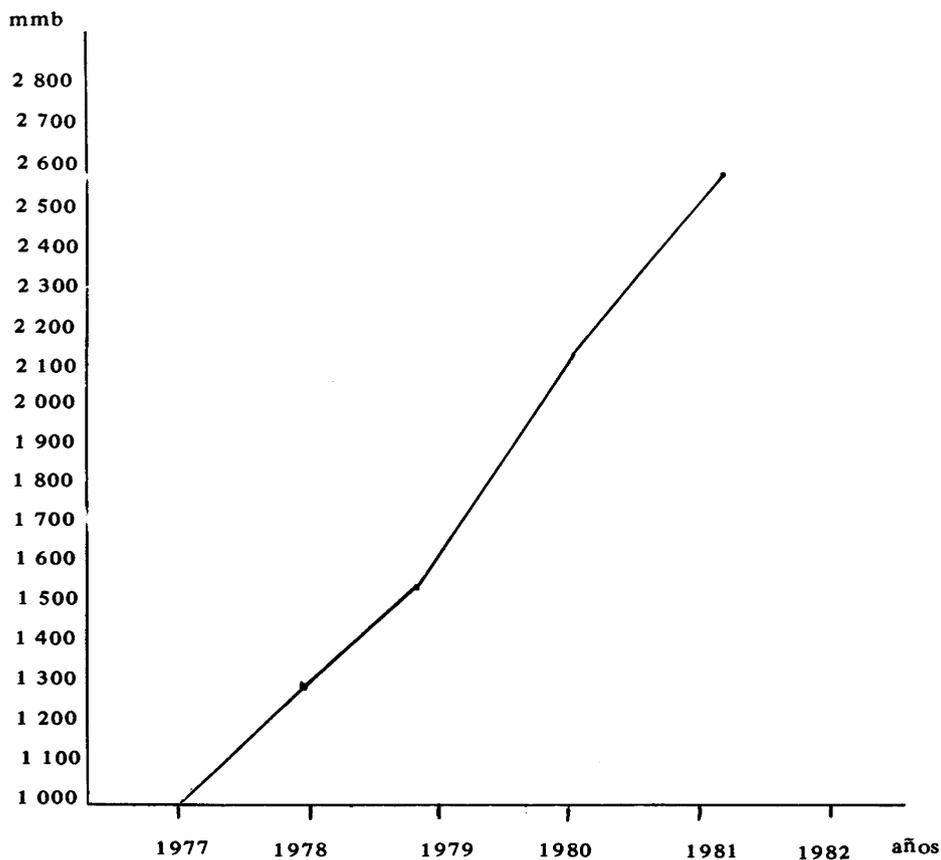
d) Al alto valor de las ventas petroleras externas (23,700 millones de pesos en 1977 y 916,400 millones en 1982),¹⁹⁶ correspondió también una alta imposición fiscal del 50%; aunado a esto, las cuantiosas inversiones, sobre todo en el área extractiva de la industria, obligaron a la empresa a recurrir cada vez más al crédito externo para financiar su expansión. En 1977 los ingresos por financiamiento totalizaron 23,733 millones de pesos equivalentes a 1,228.3 millones de dólares (a la tasa de cambio 22.5790), cantidad que representó el 26% de los ingresos totales de Pemex que en su mayoría provino de fuentes externas,¹⁹⁷ mientras que en 1981 el financiamiento ascendió a 397,963 millones de pesos. Esta situación

¹⁹⁶ Pemex, *Anuario estadístico 1983*, México, 1984.

¹⁹⁷ Pemex, *Memoria de labores 1977*, México, 1978, pp. 176-177.

Gráfica 3

México: producción de crudo,¹ 1977-1982



¹ No incluye líquidos ni condensados.

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, años de 1977 a 1982, México, s.p.i., 1978-1983.

hizo que el pasivo de la empresa pasara de 102,300 millones de pesos en 1977 a 2.47 billones de pesos en 1982.¹⁹⁸

La evolución de la deuda externa y del pasivo de Pemex puso en tela de juicio la efectividad de la estrategia exportadora de crudo. Un informe de la Comisión de Energéticos del PRI entregado al Presidente electo, Miguel de la Madrid, afirma que el petróleo no resolvió determinados problemas nacionales como se esperaba, sino que, por el contrario, los acentuó: “generó riqueza, pero a un costo social y económico demasiado alto, que se tradujo en beneficios para unos cuantos y deudas que comprometerían a la próxima generación”.¹⁹⁹ La renta petrolera —agrega el informe— salió del sector energético, pero regresó a él en forma de subsidios y créditos y otra buena parte se fue al exterior en forma de importaciones urgentes y descontroladas. “En el aspecto financiero, Pemex terminó siendo una carga: la empresa aportó al país ingresos totales por 32,250 millones de dólares, pero entregó una deuda, en el mismo lapso, de 1977 a 1982, de 26,000 millones. Así, la aportación real de Pemex al país durante estos seis años fue de 6,250 millones de dólares”.²⁰⁰

La citada Comisión, al evaluar la estrategia de explotación de crudo durante el período 1977-1982, reconocía que aunque Pemex logró las metas antes del tiempo previsto, esto acarreó diversos costos que pudieron ser evitados, de haberse moderado el crecimiento del sector:

- la estructura de la oferta de crudo resultó inconveniente a los requerimientos de la exportación. Pemex había favorecido la perforación de los pozos en el mar con el fin de alcanzar rápidamente la plataforma de producción planeada, lo cual se tradujo en una mayor proporción del crudo pesado en el volumen total producido;
- se sacrificó la expansión en otras fases del sector petrolero tales como las de refinación y almacenaje; y
- se desquició el sistema de concursos para suministro de equipo, lo que permitió mayor participación de los proveedores externos de bienes de capital y servicios técnicos; por lo menos, el 26% de los ingresos de petróleo fue reciclado por concepto de pago de esta importación.

La administración de Pemex que tomó posesión el 31 de diciembre de 1982, al hacer un balance de los costos y beneficios de la política de producción de crudo del sexenio recién concluido, encontró que la expansión del sector, a tasas de crecimiento insólitas en la historia de las empresas

¹⁹⁸ Pemex, *Anuario estadístico 1983*, México, 1984.

¹⁹⁹ El documento tuvo circulación restringida, pero se conoció inclusive en el extranjero. Véase: Ramírez, Carlos, “El petróleo empobreció a la mayoría y dejó deudas para una generación”, en: *Proceso*, México, 1^o de noviembre de 1982, p. 6.

²⁰⁰ *Ibidem*, p. 7.

petroleras, acentuó problemas relacionados con carencias de personal calificado y de bienes de capital de avanzado estado tecnológico. La acelerada explotación petrolera que concluía en aquel año se tradujo en un mayor endeudamiento de la empresa petrolera estatal, en errores de planeación entre este sector primario y el secundario, decaimiento de la calidad de las obras y desperdicio del gas natural, entre otros.²⁰¹

Al haber Pemex sacrificado la calidad del crudo por la cantidad —los campos marinos de crudo pesado tuvieron preponderancia sobre los de crudo ligero—, en 1981 la empresa se vio obligada a tomar drásticas medidas: cerró las válvulas de varios pozos productores de crudo pesado en la sonda de Campeche y redobló sus actividades de localización y explotación en regiones aledañas depositarias de crudo ligero.

Por otro lado, Pemex desperdició la oportunidad de aprovechar todo el gas que se producía asociado al crudo y lo quemó expulsándolo a la atmósfera. Esto ocurrió en un 60% en los campos de Tabasco-Chiapas y casi en su totalidad en los del Golfo de Campeche. Las inversiones en las instalaciones necesarias para su aprovechamiento, tales como sistemas recolectores, desulfurizadoras y plantas criogénicas, quedaron rezagadas con relación a las que se aplicaron al aprovechamiento del crudo.

En el año de 1978 la Comisión de Energéticos de la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial había hecho el siguiente llamado de atención: “Conviene estudiar las ventajas relativas de mantener el ritmo actual de producción de crudo, a costa del desperdicio del gas natural asociado y de la pérdida de energía en los yacimientos, en comparación con un menor ritmo de producción que permitiese el desarrollo integral de los campos y las instalaciones necesarias para aprovechar el gas natural”.²⁰²

Durante el sexenio, las metas de producción se fijaron no sólo con base en los criterios propios a la explotación, sino tomando en cuenta las necesidades de la economía. Para Pemex existió un óptimo físico y uno económico que dependían de las prioridades de la política general del gobierno. En esta disyuntiva prevaleció el primero de ambos criterios, sin reparar en que se recuperarían volúmenes inferiores.²⁰³ “Los técnicos presentaron lo que se podía hacer en los pozos, y con base en sus obser-

²⁰¹ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, 18 de marzo de 1983, México, 1983, pp. 8-12.

²⁰² Sepafin, *Propuesta de lineamientos de política energética*, México, agosto de 1978, p. 66.

²⁰³ Los yacimientos se pueden hacer producir a niveles muy variables, existiendo un óptimo físico que depende de cada yacimiento en particular. Cuando se sobrepasa ese límite, el volumen total recuperable disminuye notablemente. Cada yacimiento tiene su propia vida útil, con reservas/producción que oscilan entre 5 y más de 20 años.

vaciones y mis criterios, que algunas veces chocaban con los de ellos, se obtuvo un justo medio y se procedió a programar la producción.²⁰⁴

Los niveles de expansión que vivió la industria petrolera bajo los auspicios de la política instrumentada por Díaz Serrano partieron de que, ante las halagadoras expectativas del mercado petrolero internacional, México debía producir todo el petróleo que se pudiera. Esta intención se hizo más patente aún en 1980, cuando dicho funcionario propuso que a 1982 se rebasara la meta vigente de producción: de más de 2.5 mmbd a casi 4 mmbd. La noción expansionista reflejada en esta estimación partía del supuesto de que no había otro camino seguro para la economía mexicana que vender más petróleo. La instrumentación de este enfoque generó amplios y profundos desequilibrios en la estructura productiva del país.

A pesar de sus efectos negativos, el petróleo fue esencial en el crecimiento de la economía mexicana. Al evaluarse sus efectos positivos se ha recalcado triunfalmente en uno de carácter coyuntural: "Por primera vez en nuestra historia la depresión económica no repercutió en nuestra economía; crecimos a una tasa sorprendente del 8% anual en promedio durante 1979 y 1980, mientras que los países industrializados no alcanzaron ni el 3%. La industria petrolera, que creció a tasas entre el 15% y el 18% en 1978 con relación a 1977, hizo crecer a los sectores industriales, como las manufacturas, de 2.7% a 9.0%.²⁰⁵

La decisión del gobierno de López Portillo de hacer de los energéticos una de las prioridades fundamentales de inversión, permitió al país atenuar la crisis económica posterior a 1976.²⁰⁶ Al término del sexenio 1977-1982, no obstante la nueva crisis interna a raíz de la devaluación internacional del petróleo, Pemex contaba con una infraestructura industrial capaz de asegurar el desarrollo futuro de la industria petrolera. En 1982 los principales problemas encarados por la administración de Pemex eran: escasez de plantas endulzadoras de gas natural; insuficiencia de líneas submarinas de gasoductos; saturación de los oleoductos existentes (en más de una ocasión, se tuvo que diferir la explotación marina en Campeche); saturación de la capacidad de almacenamiento (por la que Pemex tuvo que rentar depósitos en Curazao); y aplicación de los sistemas de inyección de agua en la sonda de Campeche.

Aunque la política expansiva de Pemex chocaba con los límites mismos de su nivel de solvencia financiera, hubo quienes en el extranjero imaginaron escenarios fantásticos: para los analistas de la Rand Corporation, compañía consultora del Departamento de Estado de los Estados

204 Jorge Díaz Serrano, entrevista personal, México, 29 de julio de 1985.

205 Padilla Aragón Enrique, en: *El Día*, México, 14 de junio de 1981.

206 SPP. *Plan global de desarrollo 1980-1982*, México, 1980.

Unidos, la cuantía inmensa de los recursos petroleros de México hacía factible una producción de hasta 7.5 mmbd durante los ochentas. Estos especialistas señalaron un nivel “moderado” de entre 3.5 y 5.5 mmbd y un nivel “bajo”, de 2.5 a 3.5 mmbd. Pemex optó por la segunda opción. Los mismos analistas habían sentenciado que: “si México decide convertirse en importante productor y exportador, sólo podrá mantener esa posición por un máximo de quince o veinte años. Después de entonces, la producción declinará precipitadamente”.²⁰⁷

ii) Implicaciones técnicas y políticas de la explotación intensiva en Reforma-Villahermosa

Tras el acelerado empuje que tuvo la actividad petrolera bajo la administración de Díaz Serrano, la evolución posterior de la producción en varios campos de Reforma entró en fase crítica: de 1978 a 1985 el flujo de petróleo se abatió rápidamente. Según se observa en el Cuadro 40, algunos de los campos citados iniciaron su agotamiento al cabo de diez o doce años de actividad productiva, mientras otros en menor tiempo entraron en plena decadencia; ejemplos de esto último son Cactus y Cunduacán, que en siete años declinaron individualmente 85%. Este descenso da cuenta del impacto que tuvo la acelerada explotación en la vida productiva de los campos, particularmente teniendo en cuenta que en la historia de Pemex no habían ocurrido abatimientos de producción tan drásticos. Uno de los antecedentes de menor magnitud que los anteriores es el ocurrido en el campo Poza Rica, descubierto en 1930 y puesto a producir en 1938: de 1967 a 1984, es decir en diecisiete años, tuvo un abatimiento del 72%, según se demuestra en el Cuadro 41.

En el fenómeno de la declinación concurren varias causas, siendo una de las principales la disminución natural de la masa de hidrocarburos en el yacimiento, conforme avanza su tiempo de explotación. Después de un período en que la producción se mantiene más o menos constante, el pozo pierde potencia para sostener este flujo, iniciándose así su declinamiento paulatino. La evaluación de este proceso es indispensable cuando se desea estimar la reserva de hidrocarburos asociada con ese pozo: con los gastos de operación de un pozo se puede determinar el gasto mínimo que, conforme al precio de los hidrocarburos producidos, justifique la continuidad productiva del mismo; con el valor resultante es posible determinar la cantidad total de hidrocarburos del pozo o la reserva final.²⁰⁸

²⁰⁷ Ronfeldt, David, *et al.*, *México's Petroleum and U.S. Policy: Implications for the 1980's*, documento preparado para el Departamento de Energía de Estados Unidos, R-2510-DOE, The Rand Corp., Santa Mónica, California, 1980, p. 38.

²⁰⁸ Cfr. Samaniego Verduzco, Fernando y Héber Cinco Ley, *Reservas de hidrocarburos: definiciones y métodos de evaluación*, UNAM, México, 1981.

Cuadro 40
Declinación de la producción de crudo en los campos de
Chiapas-Tabasco, 1978-1985

Campo y año de descubrimiento	Producción de crudo (bd promedio en cada primer semestre)					Declinación porcentual acumulada (1978-1985)	Crecimiento anual (%)
	1978	1980	1982	1984	1985		
Cactus (1972)	115 700	98 413	22 638	16 832	13 346	85.5	-26.5
Sitio Grande (1972)	65 587	90 599	55 471	36 425	38 206	41.7	- 7.4
Cunduacán (1974)	185 317	165 145	69 132	25 864	27 428	85.2	-23.9
Samaria (1973)	308 338	309 600	257 422	130 071	112 004	63.7	-13.5
Nispero (1974)	33 197	57 821	39 516	14 089	5 057	84.8	-23.6
Iride (1974)	27 445	62 732	53 265	40 161	38 727	41.1	- 5.0
Río Nuevo (1975)	4 041	21 176	38 322	11 454	11 668	0.0	16.3

Fuente: *Oil & Gas Journal*, varios números.

Cuadro 41

Evolución de la producción en Poza Rica, 1978-1985

Año	Producción de crudo (bd promedio en cada 1er. semestre)	Declinación	
		%	Lapso
1965	45 397	—	—
1967	63 999	—	—
1978	49 843	22.0	11 años
1980	33 974	47.0	13 años
1982	32 234	50.0	15 años
1984	17 637	72.0	17 años
1985	16 423	74.3	18 años

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, varios años.

No obstante, en la práctica, las técnicas de explotación tratan siempre de prolongar lo más posible la producción creciente o, al menos, constante de los yacimientos, así como de aplazar a toda costa el momento inevitable en que se inicia su agotamiento. Una explotación que no persiga estos objetivos dará por resultado el acortamiento prematuro del período de vida del yacimiento, una menor recuperación de los hidrocarburos y, por lo mismo, un desaprovechamiento de las reservas.

Según la opinión de algunos analistas de la industria petrolera mexicana, la declinación de la producción en Reforma fue resultado de una explotación inadecuada. Tal afirmación, apoyada en distintos criterios, sostiene que las técnicas y sistemas utilizados, orientados a obtener crecientes volúmenes de producción en el menor tiempo posible, dejaron de lado el alargamiento de la actividad productiva de los yacimientos. Es decir, dado el apremio por alcanzar rápidamente las metas de producción previstas para el sexenio, la actividad extractiva no se apejó a los criterios de explotación convencionalmente establecidos.

Antes de juzgar la validez de esta argumentación, conviene recordar algunas proposiciones que pretendían guiar la política petrolera en el sexenio 1977-1982.

En 1975 el Instituto Mexicano del Petróleo elaboró dos planes detallados de explotación para el área de Reforma-Villahermosa: uno de extracción "moderada" y otro de extracción "máxima".²⁰⁹ Ambas alter-

²⁰⁹ Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), *Plan de desarrollo de la industria petrolera y petroquímica básica, 1976-1985*, México (4 tomos), mimeo., 1975.

nativas obedecieron al interés por adaptar más a las exigencias internas e desarrollo de las industrias petrolera y petroquímica, en vista de las dificultades técnico-estructurales encaradas en los años precedentes, particularmente de 1971 a 1974, cuando fue imperativa la importación de petróleo crudo para satisfacer la demanda interna.

La estrategia moderada tenía por objetivo obtener solamente los volúmenes necesarios para satisfacer internamente las demandas de crudo y gas; se había previsto que la primera crecería anualmente en 7.4% y la segunda en 7.0%. De acuerdo con la extracción máxima, los pozos de la región serían explotados a su máxima capacidad, con la urgencia de obtener excedentes para exportación. En ambas, se partía de la premisa de que la producción de crudo de los pozos en operación desde 1975, en el Distrito de Comalcalco,²¹⁰ declinaría de 1977 a 1982 (Cuadro 42).

La premisa base de las estimaciones anteriores se apoyaba en un estudio amplio sobre los yacimientos de Reforma-Villahermosa.²¹¹ En el caso específico de Cactus, de sus 24 pozos activos, cuatro producían a un relación del 3% de agua, 12 presentaban indicios de tener agua y el resto no la tenía, situación que tornaba factible una futura invasión de agua salada.

Cuadro 42

Pronósticos de producción y declinación de pozos de Reforma-Villahermosa, 1976-1982

Año	Barriles diarios de crudo	Declinación ¹ %
1976	335 000	—
1977	306 000	8.6
1978	268 100	12.4
1979	228 100	15.0
1980	173 800	23.8
1981	152 300	12.4
1982	116 000	23.8

¹ Cifra global proyectada para el período: 65.0%.

Fuente: IMP, *Plan de desarrollo de la industria petrolera y petroquímica básica, 1976-1985*, op.cit.

²¹⁰ Hasta 1976 este distrito incluía a los campos del cretáceo de Chiapas-Tabasco a partir de 1977 se les separó al Distrito Villahermosa.

²¹¹ Sepafin, *Informe confidencial*, op.cit.

Esta situación, aunada a que la mitad de los pozos productores fluía a una presión menor que la de saturación (258 kg/cm^2 frente a 308 kg/cm^2), con lo que el gas asociado comenzaba a liberarse, permitía prever el agotamiento de los campos a partir de 1977. Para contrarrestar esta tendencia a la baja se había sugerido inyectar agua a los yacimientos, así como vigilar la presión del fondo y, en caso necesario y aun a costa de sacrificar producción, reducir los orificios de los estranguladores de los pozos.

En Sitio Grande fue observado un problema semejante: de 30 pozos en 1976, 14 habían sido cerrados por varias razones, siendo las más importantes la conservación de la energía y su acondicionamiento para inyectarles agua; los 16 restantes eran activos y fluían a una presión menor que la de saturación, cuyo promedio era de 288.5 kg/cm^2 .

En Níspero, no era tan inminente el problema de baja presión del fondo o de probable invasión de agua en el yacimiento; no obstante, podía esperarse una declinación de la producción en el año posterior a 1976, en virtud de que geológicamente era de pequeñas dimensiones; es decir, estaba estructuralmente muy limitado.

En algunos pozos de Samaria la posibilidad de la saturación de agua era mayor, por lo que se había recomendado disminuir el ritmo de explotación y, como medida preventiva, se había dejado de producir a través de cuatro estranguladores.

En Cunduacán, a diferencia de los demás campos, como no se daba el problema de baja presión y por consiguiente el de invasión de agua,²¹² no se preveía declinación alguna. Por el contrario, al ser incorporados pozos nuevos, se esperaba que los incrementos a la producción nivelarían el abatimiento o declinación de los pozos ya existentes.

En los casos señalados Pemex tenía un conocimiento amplio acerca del tipo de formación, número de yacimientos, permeabilidad, así como de otras características petrofísicas importantes (porosidad, saturación de aguas, viscosidad), gracias a que la mayoría de los campos se encontraban en etapa avanzada de su desarrollo. Inclusive, se suponía que en Cactus y Sitio Grande su desarrollo se aproximaba a la etapa final pues en 1976 no contaban con nuevas localizaciones programadas.

Las posibilidades de aumentar los volúmenes de producción, mediante nuevos pozos de desarrollo, se encontraban básicamente en Samaria y Cunduacán. Además, Pemex había localizado nuevas estructuras: Mundo Nuevo, Zarza y Agave, que ofrecían buenas perspectivas de acumulación de hidrocarburos en vista de las pruebas exitosas de los pozos exploradores iniciales. A largo plazo, había la posibilidad de desarrollar otras áreas aledañas que aún estaban siendo exploradas: Artesa, Girdaldas, Comoapa, Platanal, Tepetate, Oxiacaque, Zanapa y Tabasco.

²¹² La presión de saturación era de 331 kg/cm^2 y la presión del fondo de 422.1 kg/cm^2 .

Según las estrategias de producción del IMP, los nuevos pozos perforar compensarían la declinación del crudo y del gas de los pozos existentes. Los pronósticos sobre éxito de perforación se cifraron en 83% mientras que en producción por pozo se esperaba un valor semejante a históricamente alcanzado: 9,000 bd en Samaria, 10,000 bd en Cunduacá y 2,000 bd en Nispero.

El número de pozos a perforar sería el mismo en uno y otro plan. La diferencia estribaba en que bajo la "extracción moderada" la producción por pozo debía estar, hasta 1981, por debajo de la máxima permisible mientras que en el plan de "extracción máxima" no existía restricción. En el primer caso, el número de pozos que se pondrían en operación era menor que el de los que resultasen ser productores, proporción que no obedecía a las condiciones naturales de los mantos sino a las necesidades técnicas de mantener un nivel de producción por debajo del óptimo permisible. En el segundo caso el total de pozos que se encontrase productivo sería puesto en operación (Cuadros 43 y 44).

En lo que se refiere a la cuantía de la producción, la vía moderada pronosticaba para la región una extracción de 661,700 bd hacia 1982 aunados a los 116,000 bd previstos de los pozos existentes, se tendría un total de 777,700 bd. Este monto, más el de otros campos del país (excepto la sonda de Campeche, que aunque ya había sido descubierta no fue tomada en cuenta en los estimados), arrojaría un total de 1,265,000 bd a ser producidos en 1982, incluyendo un excedente del 10% con respecto a la demanda interna prevista de crudo.

A este ritmo de producción, a 1982 México habría de contar con un nivel de reservas probadas de crudo de 4,787 mmb, lo que implicaba agregar nuevas reservas a las contabilizadas en 1975, que eran de 3,456 mmb. La cuantía de este potencial energético provenía de la aplicación del método de evaluación de las llamadas "reservas desarrolladas" o "perforadas" es decir, los flujos resultantes de desarrollar los campos existentes; también incluía, aunque con cierta cautela, la magnitud de "reservas posibles" de área de Huimanguillo. La cantidad a ser comprobada (3,456 mmb) parece ahora muy modesta, si se la compara tan sólo con la comprobada efectivamente en Tabasco-Chiapas en 1982: casi 8,000 mmb.²¹³

En lo que respecta al plan de "máxima explotación", de 1976 a 1980 se pensaba producir más petróleo que el considerado por el otro plan, mientras que con la producción proyectada a 1982 ocurriría lo inverso (Cuadros 43 y 44).

Las especificidades de cada estrategia no hacían sino confirmar que

²¹³ Cálculos propios, con base en: producción de crudo acumulado en Villahermosa, relación gas-petróleo en Villahermosa y en datos de Pemex para reservas probadas de hidrocarburos en Chiapas-Tabasco: 13,000 mmb en 1982.

Cuadro 43

Reforma-Villahermosa: estimaciones del plan "moderado" de explotación¹

Año	Nuevos pozos de desarrollo perforados	Pozos productivos ²	Puestos en servicio ³	Producción de crudo de pozos nuevos (bd)	Total de pozos en producción* (pozos incorporados más pozos existentes)	Producción de crudo de pozos existentes (bd)	Producción total de crudo esperada (pozos incorporados más pozos existentes) (bd)	Crecimiento anual (%)
1976	50	41	9	40 500	68	355 000	395 500	7.0
1977	50	41	28	119 700	87	306 000	425 700	7.6
1978	50	41	57	232 400	116	268 100	500 500	17.6
1979	50	41	86	323 600	145	228 100	556 700	11.2
1980	63	52	125	456 200	184	173 800	630 000	13.2
1981	77	63	163	559 700	222	152 300	712 000	13.0
1982	91	75	264	661 700	323	116 000	777 700	9.2
Total	431	354	264		323			

¹ En 1975, cuando se delineó este plan, las perspectivas tuvieron como punto de partida el conocimiento de las reservas probadas de Cactus, Samaria y Sitio Grande, pues su desarrollo estaba muy avanzado. Se tenía la certeza de que la mayor parte de los incrementos a la producción de crudo provendría del campo Cunduacán, lo cual compensaría el abatimiento de los tres campos antes mencionados. El campo Iride tenía asignada una proporción pequeña pues aún no se le conocía suficientemente. En Río Nuevo veían pocas perspectivas. De Mundo Nuevo, Agave y Zarza los pocos datos existentes no habían permitido evaluar su potencial petrolífero. Los demás campos aún estaban en fase de exploración. Por otra parte, el plan estipulaba un nivel de producción de crudo capaz de satisfacer la demanda interna, cuyo crecimiento se había estimado en 7.4% anual de 1976 a 1985.

² Consideraba que el éxito en la perforación de desarrollo sería del 83% con relación al total de pozos perforados.

³ La diferencia de los pozos puestos en servicio con relación a los que resultaron productores no refleja que sean menos los pozos puestos en explotación que los encontrados productores, sino que indica la proporción en que disminuirá la producción por debajo de la máxima permisible.

⁴ A los nuevos pozos puestos en servicio se le añade un total de 59 pozos que estaban en producción en 1975.

Fuente: IMP, *Plan de desarrollo de la industria petrolera y petroquímica básica, 1976-1985*, México, mimeo, 1975.

Cuadro 44

Reforma-Villahermosa: estimaciones del plan de explotación "máxima"¹

Año	Pozos totales	Pozos propuestos a producir ² (acumulado)	Producción de crudo bd	Total acumulado de pozos en producción (nuevos más existentes)	Producción total esperada de pozos nuevos y existentes bd	Crecimiento %
1976	50	41	92 300	100	447 300	21.0
1977	50	82	248 100	141	554 100	23.9
1978	50	123	383 400	182	651 500	17.6
1979	50	164	498 200	223	726 300	11.5
1980	63	216	551 100	275	724 900	- 0.2
1981	77	279	562 200	338	714 500	- 1.4
1982	91	354	594 500	413	710 500	- 0.5
Total	431	354		413		

¹ Los pozos serían sometidos a su máxima capacidad de explotación.

² Todos los pozos perforados que resultaron productivos serían puestos a producir. (Véase columna "pozos productivos" del Cuadro 43).

Fuente: Con base en IMP, *Plan de desarrollo de la industria petrolera y petroquímica básica: 1976-1985*, tomo 4, México, 1975.

cuando se extrae una proporción menor de crudo, la reserva dura más y es más rendidora. Con base en los resultados de dichos pronósticos, el IMP proponía para Reforma una explotación moderada, en la que la producción por pozo estaría por debajo de la máxima permisible, con el fin de obtener un mejor aprovechamiento de la energía natural del yacimiento y, por tanto, una mayor recuperación final de los hidrocarburos.

Al comparar las predicciones anteriores con los resultados reales obtenidos en Reforma-Villahermosa durante el período 1977-1982, se tiene el siguiente escenario:

1o. El número de pozos de desarrollo perforados fue distinto al propuesto por el IMP en ambos planes. En 1977 esta tendencia se presentó así: 39 perforados contra 50 propuestos; en 1978, 46 contra 50 (Cuadros 43, 44 y 45). No obstante, el número acumulado de pozos puestos en producción fue superior al indicado por el plan moderado e inferior al del plan máximo. Pero en 1979 y 1980 la perforación fue superior a lo proyectado: 76 contra 50 en el primer año y 79 contra 63 en el segundo, y también ocurrió que el número acumulado de pozos en producción fue superior al del plan moderado e inferior al del plan máximo.

2o. La producción de crudo sobrepasó a las estimaciones del plan máximo: en 1982 se produjeron 834,000 bd de crudo en Villahermosa, cantidad que superó a los 750,000 bd proyectados.

3o. También ocurrió que ante el acelerado ritmo de extracción en los campos del cretáceo (Sitio Grande, Cactus, Cunduacán, Samaria, Oxiacaque, Nispero e Iride), los flujos declinaron rápidamente a partir de 1980 habiéndose prolongado hasta fechas recientes (Cuadro 46). Esta tendencia habría sido más pronunciada aún si no se hubiesen descubierto otros campos en Huimanguillo (Agave, Giraldas, Jujo, Paredón, Copanó, Mundo Nuevo, Platanal, Arroyo, Artesa, Cacho López, Sunuapa, Topén, Iris, Cárdenas, Carmito, entre otros).²¹⁴

¿Cómo Pemex logró una producción de crudo superior a la prevista por el plan de extracción máxima? En el Cuadro 47 se observa que a partir de 1977 hasta 1982 la producción obtenida superó a la pronosticada, en porcentajes de 33%, 47%, 37%, 28% y 17%, respectivamente. Entre los factores que incidieron en este comportamiento están los siguientes:

a) Los pronósticos tuvieron como base únicamente la información de los campos hasta entonces conocidos, excluyendo la mayor parte de los del área de Huimanguillo. En el caso de los campos ya conocidos, ¿cómo explicar la escasa participación de Huimanguillo en el total producido durante 1977 a 1978 (1.0% y 3.5% respectivamente)? y ¿cómo, al aumen-

²¹⁴ En 1982 la producción del primer grupo tuvo un abatimiento de 29.2% con relación a 1981, mientras que la del segundo experimentó un aumento del 64.0%.

Cuadro 45

Rasgos principales de la explotación realizada en Reforma-Villahermosa.¹ 1977-1982

Año	Pozos de desarrollo perforados anualmente ²	Pozos productores (número acuhlado)	Producción de crudo del cretáceo, incluyendo Huimanguillo	Crecimiento	Producción de crudo del cretáceo sin Huimanguillo	Crecimiento	Producción de crudo de Huimanguillo	Crecimiento
			bd	%	bd	%	bd	%
1977	39	s.d.	647 200	31.0	646 200	s.d.	1 000	s.d.
1978	46	149	865 400	33.7	835 100	29.2	30 300	29.3
1979	76	s.d.	1 067 500	23.3	947 300	13.4	120 200	296.7
1980	79	176	988 500	- 7.4	876 200	- 7.5	122 300	1.7
1981	76	188	914 100	- 7.5	713 000	-18.6	201 100	64.4
1982	s.d.	201	834 300	-8.7	504 500	-29.2	329 800	64.0

s.d.: sin datos.

¹ Incluye las siguientes áreas de cretáceo terrestre: Sitio Grande, Cactus, Samaria, Cunduacán, Oxciaque, Nispero e Iride más Huimanguillo, que comprende: Giraldas, Jujo, Agave, Parción, Copanó, Mundo Nuevo, Platanal, Arroyo, Artesa, Cacho López, Sumapa, Topén, Iris, Cárdenas, Carmito entre otros.

² La cifra considera el total perforado: tanto por pozos productivos como por improductivos.

Fuente: Pemex, Gerencia de Explotación y Coordinación de Comercio Internacional, *Estadísticas de uso interno*, México, 1983.

tar las cifras a 11 y 12% en los dos años subsiguientes, éstas se tradujesen, en 47% y 37% por encima de lo previsto? La situación es distinta para los años 1981 y 1982, ya que la aportación de los campos nuevos y la recuperación secundaria de crudo —cuya aplicación no estaba prevista en los pronósticos de 1975— hicieron factible sobrepasar las predicciones en 28% y 17% en cada año.²¹⁵

b) La cautela con que se aplicó la cifra de reservas probables bajo el plan máximo contribuyó decisivamente a que lo obtenido fuese mayor que lo pronosticado. Si bien en Reforma-Villahermosa se incluyó a las reservas probables en la proyección, la aplicación de la cifra se hizo de manera precavida debido a que no se tenía la certeza de que toda la formación rocosa tuviese la misma densidad y porosidad. Este caso era importante, pues la cifra de reservas probables se había constituido en el marco de acción del desarrollo de los campos.

c) Existe también consenso, en un amplio sector de ingenieros petroleros, de que algunos pozos rebasaron la cuota de producción óptima. Los yacimientos de Reforma-Villahermosa, por sus características favorables a la explotación y por tener una presión mayor que la de saturación —caso poco frecuente en el mundo—, respaldaron la posición de círculos dirigentes de Pemex de que tales riquezas serían un puntal de apoyo a la solución de los problemas del país.

En los años de 1972 a 1976, aunque Pemex había explotado los pozos a “línea abierta”, cada uno de éstos no rebasó el límite de los 20,000 bd.²¹⁶ No obstante, durante 1974 y 1975, cuando la presión de saturación se alcanzaba produciendo una relación gas-petróleo de 283 a 1 (en metros cúbicos), la producción registró leves incrementos por encima del punto óptimo; a partir de 1976 Pemex tuvo que realizar esfuerzos para reajustar dicha presión. En 1977 y 1978 la extracción ocurrió a ritmos con presiones mayores que las de saturación; la relación gas-petróleo se redujo en estos años (Cuadro 48). Sin embargo, de 1979 en adelante los límites de extracción fijados fueron ampliamente rebasados, hecho que alteró radicalmente el patrón y mecanismo de flujo en los yacimientos.²¹⁷

Estos sucesos se enmarcaban en los planes expansivos de Pemex por alcanzar vertiginosamente la meta de 2.24 mmbd de crudo; a principios de 1978, la empresa había dado a conocer que aceleraría el ritmo de extracción en vista de haber encontrado grandes reservas probadas, y que en

²¹⁵ Gracias a tal sistema, en Sitio Grande y complejo Bermúdez se recuperaron cerca de 60,000 bd en 1981 y 55,000 bd en 1982.

²¹⁶ Entrevista a funcionario de Pemex, México, septiembre de 1985.

²¹⁷ Entrevista a funcionario de Pemex, México, julio de 1986.

Cuadro 46

Ritmo de extracción en los campos del cretáceo de Tabasco-Chiapas,
1978-1985

Año	Producción de crudo (bd) ¹	Pozos activos al 30 de junio	Producción por pozo (bd)	Crecimiento (%)	Producción de crudo (bd) ¹	Pozos activos al 30 de junio	Producción por pozo (bd)	Crecimiento (%)
Cactus					Sitio Grande			
1976	75 000	24	3 125		31 072	16	1 942	
1978	115 700	35	3 306	5.8	65 587	17	3 858	98.7
1980	98 412	26	3 785	14.5	90 599	17	5 329	38.1
1982	22 638	12	1 886	-50.2	55 471	13	4 267	-19.9
1984	16 832	13	1 295	-31.3	36 425	13	2 802	-34.3
1985	13 346	14	953	-26.4	38 206	19	2 011	-28.2
Cunduacán					Nispero			
1976	83 696	8	10 462		15 386	7	2 198	
1978	185 317	21	8 825	-15.6	33 197	12	2 766	25.8
1980	165 145	21	7 864	-10.9	57 821	10	5 782	109.0
1982	69 132	12	5 761	-26.9	39 516	6	6 586	13.9
1984	25 864	7	3 695	-35.7	14 089	3	4 696	-28.7
1985	27 428	8	3 428	-7.2	5 057	4	1 264	-73.1

¹ Las cifras corresponden al primer semestre de cada año.Fuente: *Oil and Gas Journal*, varios números.

el área de Reforma algunos pozos podrían producir hasta 25,000 bd.²¹⁸ Se había programado que a finales de 1978 esta área produciría 1.1 mmbd, 50% más que la cantidad de 1977, cifra que finalmente no fue lograda.

Para conseguir estos objetivos el único camino que existía era explotar los pozos a través de cuatro ramas, dos por la tubería de producción y dos por la tubería de revestimiento, con mecanismos de operación especiales. Con estos conductos abiertos, el diámetro de la extracción se ampliaba a aproximadamente 5 pulgadas, obteniéndose así mayores volúmenes de petróleo que los obtenidos normalmente a través de dos ramas y diámetros de 2 a 2.5 pulgadas.²¹⁹

Como consecuencia de la extracción de volúmenes extra de petróleo, se alteró la mecánica de desplazamiento de los fluidos petrolíferos, afectando particularmente la liberación de gas y, simultáneamente, el abatimiento de la presión, desembocando en una caída drástica de la producción.

Al evaluar los resultados de la explotación en Reforma-Villahermosa con las predicciones del plan de "extracción máxima" formulado por el IMP, tenemos que:

En primer lugar, Pemex no ciñó su política de hidrocarburos a los lineamientos señalados por la estrategia moderada propuesta por el IMP.

En segundo lugar, no cabe duda de que si la producción de crudo por pozo superó ampliamente a la prevista por el plan de extracción máxima, es porque algunos pozos fueron sometidos a ritmos intensivos de explotación.

Y por último, aunque ya se había vaticinado que la producción de crudo tendría una tendencia declinatoria, tal como ocurrió en el área del cretáceo de Sitio Grande y Cactus, parece no haberse previsto que ese fenómeno sería más brusco en Samaria y especialmente en Cunduacán.

En resumen, el objetivo de producir 2.24 mmb de petróleo a la mayor brevedad posible llevó a la administración de Pemex a adoptar decisiones apresuradas, afirmación que es particularmente cierta en el caso de Reforma. Al intensificar la producción a niveles excepcionales se descuidaron aspectos técnicos muy importantes, ocasionando sobreexplotación y declinación de los mantos, fenómenos que no pudieron ser contrarrestados con los sistemas secundarios de recuperación.

Parece claro que los responsables de la política petrolera no desconocían el cúmulo de repercusiones previsibles de la acelerada explotación. Sin embargo, es posible que ante la rapidez con que se incorporaban nuevas reservas, los técnicos carecieron de certidumbre plena para delimitar un

²¹⁸ Declaración de Jorge Díaz Serrano a la revista *Oil & Gas Journal*, vol. 76, núm. 23, 5 de junio de 1978, pp. 68-70.

²¹⁹ Entrevista a funcionario de Pemex, México, junio de 1986.

óptimo de extracción en cada campo: si en un momento determinado la producción se consideraba excesiva, la incorporación de más recurso descubiertos tornaba "modesta" a la cifra de reservas. Sin embargo, el problema principal no es tanto la ausencia de un parámetro de extracción óptima sino la naturaleza política e implicaciones de la estrategia de hacer del petróleo la palanca básica del desarrollo de México.

D. 1983-1985: receso de la producción petrolera

El singular avance técnico alcanzado por la industria petrolera mexicana en el período del auge petrolero representa un punto de inflexión en el desarrollo de esta rama estratégica. Al expandirse la industria petrolera a costa de endeudarse con dinero sumamente caro, Pemex logró pasar del décimo sexto al cuarto lugar entre los principales países productores. A la euforia siguió prontamente una prolongada crisis cuyos efectos seguirán acentuándose por varios años más en la sociedad mexicana.

La administración iniciada por el Presidente De la Madrid concretó la política petrolera en el marco de la más severa austeridad hasta hoy impuesta a los mexicanos. Pemex debió sujetar sus programas de trabajo a las crecientes restricciones financieras, tornándose imperativo para la empresa poner en práctica medidas que superasen obstáculos previsibles al proceso productivo. En su primera comparecencia pública, con motivo del XLV aniversario de la expropiación, el nuevo director de la empresa, Mario Ramón Beteta expresó: "Es preciso que (. . .) nos ocupemos de la consolidación de nuestra industria, sin que esto signifique que detengamos la marcha. La pausa nos permitirá colmar vacíos que provocó la misma velocidad del desarrollo de Pemex, y tomar las medidas idóneas para que, en adelante, la industria (. . .) funcione con armónica trabazón entre sus partes".²²⁰ Esta tentativa parecía técnicamente factible, pues al haber disminuido la demanda internacional, la empresa enfrentaría menos presiones para incrementar la producción y podría canalizar sus recursos a otras esferas del proceso petrolero.

Ante el panorama de inestabilidad, que aún prevalece en el mercado internacional de petróleo, en 1983 Pemex acordó una plataforma de producción de 2.75 mmbd de petróleo crudo, especificando que se trataba de un plan de acción inmediato, vigente al corto plazo. Entre los objetivos de este plan destaca el que le asigna al petróleo la función de contribuir al equilibrio de la balanza de pagos y a las finanzas públicas. Para lograrlo, se proponía el incremento a la productividad y al volumen de ingresos me-

²²⁰ Pemex, *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*, México, 18 de marzo de 1983, p. 14.

Cuadro 47

Reforma-Villahermosa: producción de crudo por pozo, 1977-1982

Plan de máxima explotación				Explotación llevada a cabo			
Año	Producción (bd)	Pozos productores (bd)	Producción por pozo (bd)	Año	Producción (bd)	Pozos productores (bd)	Producción por pozo (bd)
1977	554 100	141	3 930	1977	647 200	s.d.	s.d.
1978	651 500	182	3 580	1978	865 400	149	5 808
1979	726 300	223	3 257	1979	1 067 500	s.d.	s.d.
1980	724 900	275	2 636	1980	998 500	176	5 673
1981	714 500	338	2 114	1981	914 100	188	4 862
1982	710 500	413	1 720	1982	834 300	201	4 150

s.d.: sin datos

Fuente: Cuadros 43 y 44.

dante la disminución en los costos. En una primera etapa se daría prioridad a los renglones productivos que requerían inversión: ampliación del sistema de ductos y la capacidad de almacenamiento, así como aprovechamiento integral del gas asociado; acondicionamiento de las refinerías y volverlas capaces de procesar volúmenes mayores de crudo, principalmente del tipo pesado, disponible en alta proporción. Paralelamente, Pemex reestructuraría su deuda, con el fin de disponer de plazos de amortización más largos, acordes a su capacidad de pago, apoyada ésta en los niveles de exportación y de ahorro interno.²²¹

Enmarcada en los lineamientos de política económica del gobierno del Presidente De la Madrid, la política de producción de crudo postulaba que: 1) cualquier incremento en la producción de este energético debía sujetarse a las necesidades de desarrollo del país y a las condiciones financieras derivadas de los compromisos con los acreedores extranjeros y 2) dicha política tendría que ser congruente con el programa de austeridad y no estar sujeta exclusivamente a los volúmenes contabilizados de reservas.²²² De esta manera, se volvía a poner énfasis en la necesidad de planear el desarrollo de la industria petrolera conjuntamente con el de la economía del país. Los programas de producción de Pemex podrían catalogarse de contingentes, porque abarcaban plazos no mayores a un año.²²³

En cuanto a las metas, en 1983 se pretendía extraer 2.64 mmbd de crudo, siendo objetivo principal el incrementar la oferta de crudo ligero y disminuir la de pesado: la primera se fijó en 1.72 mmbd y la segunda en 914,000 bd, es decir, 65% y 35%, respectivamente.²²⁴ A partir de esta plataforma productiva, los volúmenes a ser exportados se establecieron en proporciones de 50% de crudo ligero (751,000 bd) y de 50% de crudo pesado (747,000 bd),²²⁵ una parte del crudo ligero (934,000 bd) sería canalizada a las refinerías, que hasta entonces procesaban únicamente crudos pesados. Se esperaba que la producción del crudo ligero proveniría de la sonda de Campeche (41%) y de Tabasco-Chiapas (44%), mientras que la extracción del tipo pesado se concentraría en su totalidad en la sonda de Campeche.

En perforación, esta actividad cubrió en total 192 pozos de desarrollo durante 1983, 31 menos que los programados. Este rezago se manifestó principalmente en la sonda de Campeche, cuyo déficit fue de 14 pozos, así como en los distritos de mayor edad: Cerro Azul, Reynosa, Poza Rica,

²²¹ *Ibid*, p. 18 y ss.

²²² Poder Ejecutivo Federal, *Programa nacional de energéticos 1984-1988*, México, 1984.

²²³ Pemex, *Programa de operación para 1983*, México, 1983.

²²⁴ *Ibid*, p. 55.

²²⁵ *Ibid*, p. 56.

Agua Dulce y Ebano, no así en el área de Villahermosa, donde el programa se cumplió casi en su totalidad al ser perforados 60 pozos del mismo tipo. A pesar del desfase señalado, la producción de crudo rebasó ligeramente la meta de 2.64 mmb asignada a dicho año, situándose en 2.66 mmb.²²⁶

Cuadro 48

Comalcalco (Reforma-Villahermosa): producción de hidrocarburos y relación gas-crudo, 1974-1983

Año	Crudo y líquidos (mmb)	Gas natural (mmpe)	Relación de gas-crudo (pc:b)
1974	70	115 233	191:1
1975	125	193 787	274:1
1976	171	238 789	248:1 ^a
1977	241	304 185	224:1
1978	327	443 886	246:1 ^b
1979	390	640 303	287:1 ^b
1980	367	701 798	340:1
1981	335	778 892	413:1
1982	305	772 855	450:1
1983	268	735 279	488:1

^a Se alcanza la presión de saturación.

^b La presión de saturación es tan alta que comienza a dañarse el mecanismo del yacimiento.

Fuente: Pemex, Subdirección de Producción Primaria, *Estadística de uso interno*, México, 1983.

²²⁶ Al prolongarse la tendencia descendente de la demanda mundial de petróleo crudo, los principales países productores, México inclusive, rebajaron 5 dólares al precio del crudo marcador, acordando asimismo la fijación de cuotas de producción proporcionales a su participación en dicho mercado. México, que había logrado vender un promedio diario de 1,537 mmbd de crudo, había mejorado su participación en la comercialización del crudo pesado *Maya*, lo que le permitió, a diferencia de lo ocurrido con el *Istmo*, elevar su precio en dos ocasiones. En efecto, a partir del 1º de febrero de 1983 el precio del *Maya* disminuyó de 25 a 23 dólares; no obstante, al 1º de agosto la cotización subió a \$ 24.00 y al 1º de octubre a \$ 25; el *Istmo* se cotizó 3.50 dólares por abajo de los 32.50 dólares vigentes al 1º de marzo de 1982.

Cuadro 49

**Pemex: plan de producción y de exportación de crudo,
1984-1988
(mmbd)**

Origen	1984	1985	1986	1987	1988
Producción total	2 606	2 638	2 709	2 899	3 030
Ligero	1 526	1 530	1 698	1 781	1 762
Pesado	1 080	1 108	1 011	1 118	1 268
Destino					
Refinación	1 075	1 065	1 140	1 280	1 410
Ligero	835	820	912	1 024	1 128
Pesado	240	245	228	256	282
Exportación	1 505	1 555	1 555	1 605	1 605
Ligero	677	699	777	748	625
Pesado	828	856	778	857	980
Inventarios	13	5	—	—	—
Ligero	6	3	—	—	—
Pesado	7	2	—	—	—
Mermas, pérdidas¹	13	13	14	14	15
Ligero	8	8	9	9	9
Pesado	5	5	5	5	6
Total	2 606	2 638	2 709	2 899	3 030

¹ Por llenado de líneas y diferencias de medición.

Fuente: Pemex, *Aspectos relevantes del plan 1984-1988*, México, abril de 1984.

Durante los primeros seis meses del mismo año, la producción de crudo pesado en la sonda de Campeche promedió 1.09 mmbd (Cuadro 37), ²²⁷ que representó 19% más de lo previsto, gracias al crecimiento experimentado por la demanda, y que incrementó su participación en el total de las ventas al exterior: 56% de *Maya* por 44% de *Istmo*. ²²⁸

²²⁷ No se tienen datos de todo el año, pues Pemex ni ninguna otra entidad publican la producción anual de crudo, desagregada por tipo y distrito productor.

²²⁸ Pemex, *Memoria de labores 1983*, México, 1984.

En la primavera de 1984 apareció el primer plan de mediano plazo que regiría a la industria petrolera para el período 1984-1988. En su capítulo de antecedentes, este plan asentaba que “conscientes de la importancia de la planeación como instrumento para coordinar el desarrollo de la empresa y siguiendo las directrices emanadas del Sistema Nacional de Planeación”, la administración de Petróleos Mexicanos emprendería un proceso de planeación constituido por dos fases: estratégica y operacional.²²⁹ La primera, basada en el análisis del entorno económico, consideraba y evaluaba los factores externos que incidirían en la evolución de la industria, y definía el rumbo y las acciones a ser tomadas por Pemex; a la segunda correspondía la ejecución de los programas de trabajo y de inversión.

El plan, cuya marcha sería revisada anualmente, partía de dos premisas básicas: 1) que el país tendería hacia un crecimiento económico moderado y 2) que a pesar de preverse la reactivación de la economía internacional, no se esperaba una recuperación importante del mercado internacional de hidrocarburos.

Este escenario motivó a la administración de Pemex a prever hacia 1988 una producción de 3.03 mmbd de petróleo crudo, que permitiría exportar un volumen de 1.60 mmbd (Cuadro 49) y asegurar el suministro interno a las refinerías. Para alcanzar estos objetivos, habría que fortalecer la infraestructura industrial petrolera e impulsar la capacidad de producción de la zona marina, lo cual significaba construir e instalar plataformas de producción, de compresión, estabilización, enlace y habitacionales, así como el tendido de ductos submarinos conectados a los centros de embarque.

La inversión en perforación de pozos y obras relacionadas con la producción primaria, incluyendo construcción e instalación de plataformas marinas, sería de aproximadamente un billón 546 mil millones de pesos (a precios de 1983) y absorbería el 61% de la inversión total prevista.

Según las estimaciones de Pemex, habría una continua declinación productiva en los campos de Reforma-Bermúdez, en el mesozoico de Chiapas-Tabasco. Esto era previsible en vista de la tendencia a la pérdida de presión del fondo —no obstante la aplicación de métodos secundarios de recuperación—, que se había observado en Cactus, Sitio Grande, Samaria, Cunduacán e Iride.²³⁰

²²⁹ Pemex, *Aspectos relevantes del plan 1984-1988*, México, abril de 1984.

²³⁰ La predicción incluía también al complejo Huimanguillo, aunque la declinación de éste, incorporado a la producción entre 1977 y 1980, ocurriría a partir de 1986. Véase Cuadro 50.

Cuadro 50

Producción de crudo en Reforma-Bermúdez y Huimanguillo
1982-1985
(promedio de barriles diarios en el primer semestre de cada año)

Campos	1982	1983	1984	1985	Declin de 1982- (%)
Reforma-Bermúdez					
Ayapa	658	478	503	573	12.
Cactus	22 638	16 398	16 832	13 346	41.
Cunduacán	69 132	46 577	25 864	27 428	60.
Iride	53 265	33 985	40 161	38 727	27.
Níspero	39 516	15 826	14 089	5 057	87.
Río Nuevo	38 322	22 424	11 454	11 668	69.
Samaria	257 422	193 153	130 800	112 004	56.
Sitio Grande	55 471	44 477	36 425	38 206	31.
Huimanguillo					
Agave	54 073	34 953	15 027	12 236	77.
Arroyo Zanapa	3 063	2 542	1 667	1 667	45.
Arteza	4 151	4 189	2 818	1 585	61.
Cacho López	0	120	69	73	0.
Comoapa	8 513	10 919	5 963	5 673	33.
Copanó	6 735	8 385	10 580	11 867	0.
Gíraldas	77 727	61 975	46 459	40 419	47.
Mundo Nuevo	13 428	6 844	3 944	5 204	61.
Oxiacaque	26 092	4 573	2 679	2 889	88.
Paredón	41 488	49 754	48 634	47 315	0.
Platanal	0	0	0	0	0.
Sunuapa	5 151	2 359	1 799	1 260	75.
Topán	659	855	1 748	1 680	0.
Bellota	3 604	5 768	14 920	38 725	0.
Cárdenas	37 022	85 380	138 462	103 074	0.
Chiapas	12 746	15 297	11 184	9 423	26.
Fénix	13 815	13 718	7 069	9 787	29.
Iris	8 078	5 900	4 296	3 998	50.
Jujo	16 280	29 745	95 633	121 200	0.
Muspac	261	522	1 270	211	19.
Mora	0	3 164	26 424	48 534	0.
Otros	0	3 598	19 516	53 733	0.

Fuente: *Oil & Gas Journal*, últimos números de diciembre de 1983, 1984 y 1985.

De acuerdo con la información del Cuadro 50, la declinación alcanzaría magnitudes bastante considerables en algunos de los campos más importantes; tal es el caso de Agave, en Huimanguillo, en el que el descenso será de 77.4%. En consecuencia, el panorama futuro de la producción descansaría esencialmente en la sonda de Campeche que, según los pronósticos, en 1988 ha de participar con el 74.4% de la oferta global de crudo (Cuadro 51)

Cuadro 51

Pemex: programa de producción de crudo por zonas y distritos, 1984-1988 (miles de barriles diarios)

Producción por zonas	1984	1985	1986	1987	1988
Sonda de Campeche	1 582	1 652	1 742	2 020	2 254
Mesozoico Chiapas-Tabasco	774	736	717	629	526
Huimanguillo	476	501	517	460	379
Reforma-Bermúdez	298	235	200	169	147
Otros campos	250	250	250	250	250
Total	2 606	2 633	2 709	2 899	3 030

Fuente: Pemex, *Aspectos relevantes del plan 1984-1988*, México, abril de 1984.

A pocos meses de la aparición del plan operacional de Pemex, en agosto de 1984 el Presidente de la República dio a conocer el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988, enmarcado en el Plan Nacional de Desarrollo 1983-1988. Consecuentemente con su objetivo básico de garantizar la autosuficiencia energética presente y futura del país, a la industria petrolera le asignó dos metas esenciales a lograr en sendas etapas:

Primera, consolidar su integración de 1983 a 1988, para lo cual habría que:

- a) fortalecer la capacidad de producción de crudo y gas;
- b) ampliar la capacidad de refinación para atender la demanda de petrolíferos, que tendría un crecimiento medio anual de 6 a 7%;
- c) consolidar la infraestructura de transporte y distribución;
- d) iniciar proyectos petroleros en nuevas áreas, particularmente en las consideradas de petróleo "caro", tales como Chicontepec;
- e) extender la utilización del método de recuperación secundaria; y

f) reforzar la exploración en zonas tradicionales y nuevas.

Segunda, diversificar la producción y el cambio tecnológico, de 1984 a 2000, período en el que se prevén dos sucesos fundamentales:

a) el país entrará de lleno a la explotación del petróleo "caro", lo que permitirá poner en marcha la explotación de este tipo de yacimientos;

b) disminuirá la dependencia del petróleo como fuente energética.

En relación con los objetivos del gobierno de De la Madrid de que el petróleo coadyuve tanto al desarrollo económico, a través de la aportación de divisas e ingresos fiscales, como al fortalecimiento del mercado mundial de hidrocarburos, se asienta en dicho Programa que de 1983 a 1988 se sostendrá una plataforma de exportación de 1.5 mmbd de petróleo, acorde a la flexibilidad que permita el mercado internacional.

De acuerdo con el mismo instrumento de planeación, la producción de crudo alcanzaría los 2.7 mmbd en 1984 y para el resto del período observará un crecimiento de entre 2.5% y 3.5% (Cuadro 52). Al año 1988 se tiene proyectada una producción máxima de 3.1 mmbd, cifra que es ligeramente superior a los 3.03 mmbd previstos por Pemex en su plan operacional 1984-1988.

Cuadro 52

México: tendencias de producción de crudo, según el Programa Nacional de Energéticos

Millones de barriles diarios

Producción de crudo	1984	1985	1986	1987	1988
Probabilidad I					
Crecimiento promedio anual de 2.5%	2.70	2.77	2.84	2.91	2.98
Probabilidad II					
Crecimiento anual de 3.5%	2.70	2.79	2.89	2.99	3.10

Fuente: Con base en Poder Ejecutivo Federal, *Programa nacional de energéticos 1984-1988*, SEMIP, México, 1984.

En el Programa Nacional de Energéticos se prevé la perforación de 900 a 950 pozos de desarrollo durante el período, a un promedio de 180 a 190 anuales; de éstos, 10 al 15% estarían situados en el mar y el resto tierra adentro. El promedio estimado parece ser modesto si se lo compara con la tendencia observada por la perforación de desarrollo en los dos años

previos al lapso considerado por los pronósticos: en 1982 y 1983 se perforaron 261 y 192 pozos, respectivamente.²³¹

En materia de gastos presupuestados, el Programa asigna una alta inversión global a la rama de hidrocarburos, superior a la considerada por el plan de Pemex: 2.8 billones de pesos en el primer caso y 2.5 billones en el segundo (ambos a precios de 1983), con lo que podría darse la prioridad requerida a los sistemas de recuperación secundaria.

Al evaluar los resultados obtenidos en 1984 y 1985, se tiene que en el primer año Pemex alcanzó un nivel de producción de 2.68 mmbd de crudo, que superó a lo estipulado por el plan 1984-1988 de Pemex; en el segundo año no fue lograda la cantidad prevista, puesto que se produjeron 8,000 bd menos a los 2.63 mmbd programados (Cuadro 53).²³² Probablemente, esto último fue debido al imperativo de reducir la producción de crudo en vista de la prolongada contracción de la demanda internacional;²³³ el promedio en 1985 descendió a 1.44 mmbd, es decir 62,000 bd menos a lo fijado. La reducción tuvo lugar en la sonda de Campeche, en los campos Cantarell, Ku y Chuc (Cuadro 54).

Durante los mismos años fueron descubiertos importantes campos productores de crudo: dos en la sonda de Campeche: Batab y Caan, cuyos primeros pozos aportaron producciones diarias de 18,000 y 5,440 barriles de crudo ligero, y siete en Chiapas-Tabasco: Sen, Paredón, Bellota, Puerto Ceiba, Jacinto, Paraíso y Platanal, cuya producción diaria inicial de crudo fue de 5,000, 5,000, 3,000 y 2,355, respectivamente.²³⁴

Como apoyo al sostenimiento del nivel vigente de producción de crudo, la perforación de desarrollo cubrió 36 campos en 1984 y 52 en 1985. En ambos años, el 55% de los equipos disponibles para perforación terrestre se concentró en Chiapas-Tabasco, en los siete nuevos campos, dada su productividad. Al término de 1985, en el Golfo de Campeche, Pemex había instalado 23 plataformas fijas con equipos de perforación, de las cuales 20 estaban dedicadas al desarrollo de campos, habiéndose perforado en tal lapso un total de 460 pozos de desarrollo, que significaron 21.0% adicional a lo estipulado por el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988.

²³¹ Pemex, *Memoria de labores*, años 1982 y 1983, México, 1983 y 1984.

²³² En ambos años, la región productora del Golfo de Campeche participó con el 65% del total de la producción, en tanto la de Chiapas-Tabasco lo hizo con el 28%. Cfr. Pemex, *Memoria de labores*, años 1984 y 1985, México, 1985 y 1986.

²³³ De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, durante 1985 el consumo petrolero del grupo de países de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) disminuyó en más de 1.0%, comportamiento que ya se había manifestado en los años recientes.

²³⁴ Pemex, *Memoria de labores*, años 1984 y 1985, México, 1985 y 1986, p. 2.

Cuadro 53

México: producción diaria de crudo¹ por principales regiones, 1983-1985

Año	Villahermosa ²	Participación en el total (%)	Golfo de Campeche	Participación en el total (%)	Total nacional	Incremento (%)
1983	734 870	27.6	1 673 828	62.7	2 665 540	-2.9
1984	720 977	26.9	1 737 908	64.7	2 684 471	0.7
1985	714 966	27.2	1 703 140	64.7	2 630 450	-2.0

¹ No incluye condensados, ni líquidos del gas.

² Area Chiapas-Tabasco.

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, años 1983 y 1985, México, 1984 y 1986.

Cuadro 54

Golfo de Campeche: producción de crudo, 1983-1985
(promedio de barriles en el primer semestre de cada año)

Campos	Fecha de descubrimiento	Grados API	Incremento anual		Incremento anual		Incremento anual	
			1983	(%)	1984	(%)	1985	(%)
Cantarell	1976	21.3	905 678	- 7.7	1 004 412	10.9	945 417	-5.8
Abkatún	1978	30.0	444 477	64.3	408 781	- 8.0	413 608	1.2
Ku	1979	22.0	185 888	76.0	198 783	6.9	176 403	11.2
Pol	1979	35.0	108 804	35.9	122 881	12.9	124 411	1.2
Chuc	1982	35.0	24 103	-	28 298	17.4	25 378	-10.3
Ixtoc	1984	s.d.	s.d.	s.d.	1 138	-	3 100	172.4
Total			1 668 950		1 764 293		1 688 317	

s.d.: sin datos

Fuente: *Oil & Gas Journal*, 26 de diciembre de 1983, 31 de diciembre de 1984 y 30 de diciembre de 1985.

La cantidad de pozos terminados fue 447 y de éstos el 68% resultó ser productor de crudo, cuya localización se dio fundamentalmente en la sonda de Campeche (51), Villahermosa (mesozoico de Chiapas-Tabasco) (49), Poza Rica (49) Agua Dulce (31). En los dos últimos distritos, con la vieja tradición petrolera, los pozos de desarrollo tuvieron la función de mantener en lo posible una cuota estable de producción de crudo; juntos produjeron aproximadamente un promedio de 168,710 bd en 1984, 154,421 bd en 1985, cantidades que representaron 6.3% y 5.8%, respectivamente, de la oferta global de crudo.²³⁵

Por otra parte, la inyección de agua en Chiapas-Tabasco, igual que el crudo adicional recuperado, disminuyó sensiblemente, con respecto a 1983 (Cuadro 55). El método de recuperación secundaria no dio resultados en Cactus-Níspero ni en Artesa, porque —se ha reconocido posteriormente— los pozos fueron invadidos por agua, y por tal razón en 1984 Pemex resolvió suspender la actividad en estas áreas.²³⁶

En 1985 comenzó la aplicación de métodos secundarios de recuperación en la sonda de Campeche; en el campo Abkatún se inyectó un promedio de 6,509 bd de agua, sin resultados exitosos inmediatos.²³⁷ La implementación de este sistema en el mar, en vez de haberse iniciado en 1983, difirió hasta 1985, entre otras cosas porque no se contaba con suficiente presupuesto; la inversión había sido calculada en 1982 aproximadamente 2,000 millones de dólares.²³⁸ Este proyecto era considerado indispensable, pues el complejo Cantarell había mostrado un acentuado proceso de vaciamiento y depresión. Algunos pozos fueron cerrados por invasión de gas, procedimiento que, de haberse ejecutado antes de la detección de altas relaciones gas-petróleo, hubiera evitado la pérdida de energía.²³⁹ En la invasión de gas probablemente haya incidido el que la perforación no avanzó, llegando más que a la “cima” o parte superior del yacimiento.²⁴⁰

La producción de crudo ligero en la sonda de Campeche fue irregular, bajó del 33% al 30% de 1983 a 1984, pero en 1985 subió nuevamente al 33% en 1985 (Cuadro 37). En la oferta global de crudo la participación de este tipo (de entre 26^o a 57^o API) fue de 55.0% mientras que la del pesado

235 Con base en Pemex, *Ibid*, pp. 60-68.

236 Entrevista a funcionario de Pemex, México, junio de 1986.

237 Pemex, *Memoria de labores 1985*, México, 1986, p. 74.

238 Entrevista a funcionarios de Pemex, México, abril de 1986.

239 IEPES/PRI, Comisión de Energéticos, *Algunas observaciones sobre el principio potencial petrolero de México, sonda de Campeche y Chiapas-Tabasco*, México, 1984 (actualizado en 1984), p. 10.

240 Entrevista a funcionario de Pemex, agosto de 1986.

Cuadro 55

Recuperación secundaria en el área Reforma-Villahermosa,
1983-1985
(barriles diarios)

1983-Campo	Agua inyectada	Crudo recuperado
A.J. Bermúdez	373 256	256 920
Cactus-Níspero	150 213	31 413
Sitio Grande	61 141	45 216
Artesa	3 161	3 734
1984		
A.J. Bermúdez	202 056	195 522
Cactus-Níspero	—	27 963
Sitio Grande	7 984	37 148
Artesa	835	2 327
1985		
A.J. Bermúdez	108 882	136 580
Cactus-Níspero	—	—
Sitio Grande	18 026	35 709
Artesa	—	—

Fuente: Pemex, *Memoria de labores*, años 1983 a 1985, México, 1984 a 1986.

(7^o a 25^o API) fue de 45% (Cuadro 36). Basada en esta plataforma productiva, la composición de las exportaciones de crudo en 1984 fue de 41.0% del tipo *Istmo* y de 59.0% del *Maya* y de 42% y 58%, respectivamente, en 1985.²⁴¹

E. Conclusiones

La producción de petróleo en México no ha conocido un período de expansión de tanta trascendencia para esta industria y el país en general como el ocurrido a partir de los años setenta. Esta evolución está estrechamente ligada e inclusive condicionada a las exigencias de un mercado petrolero internacional que, después de ser dominado por los países productores, fue paulatinamente controlado por los países industrializados demandantes de este recurso.

²⁴¹ Pemex, *Memoria de labores*, años 1984 y 1985, México 1985 y 1986.

La política petrolera de Pemex, inicialmente sustentada en la de producir petróleo para el abastecimiento interno y particularmente en impulsar el proceso de industrialización, se modificó drásticamente en los primeros años de dicho decenio, cuando ocurrió el primer gran impacto del aumento de precios a nivel mundial, motivado por la guerra árabe-israelí. Desde entonces, la industria petrolera mexicana inició un proceso de desarrollo vinculado fundamentalmente a los objetivos de exportar y captar divisas, cuyo punto culminante se mostró de 1977 a 1981, cuando lo exportado representó más del 50% de lo producido.

La devaluación internacional de esta materia prima que se gestó en la segunda mitad de 1981, y la inestabilidad permanente que rodeó la evolución de los precios en los años posteriores, son factores que obligaron a la empresa petrolera mexicana a modificar su estrategia productiva que hasta entonces había respondido a una demanda creciente y expansiva.

En el período de apertura a las exportaciones petroleras, el ritmo productivo de Pemex estuvo subordinado, más que en administraciones anteriores, a los proyectos de desarrollo del Estado. De 1970 a 1976, el petróleo fue considerado como el instrumento que permitiría alcanzar mayor dinamismo en determinados sectores del aparato productivo, especialmente el industrial. La política del Estado, aunque se sustentó en criterios pragmáticos y racionalistas, transcurrió con algunos márgenes de improvisación.

Durante la administración de Echeverría, uno de los objetivos urgentes fue el de intensificar el desarrollo de yacimientos, fundamentalmente en el cretáceo de Chiapas-Tabasco, puesto que hasta entonces se explotaban —gracias al sistema de inyección de agua— los mantos que databan desde la época de las compañías extranjeras. La necesidad de alcanzar la autosuficiencia en producción de crudo se volvió más apremiante por la situación alcista en el mercado internacional, sobre todo en un momento en que México estaba importando hidrocarburos. Al otorgar al sector petrolero una alta prioridad en la inversión, México no sólo respondió al impacto negativo de la crisis energética sino también a los severos problemas financieros y políticos que aquejaban al país desde fines de 1975. Al término de 1976, la plataforma productiva de Pemex alcanzó un margen modesto de exportaciones —no superior al 15% de la producción—, basado en el criterio de no sobreexplotar los yacimientos y conservar este energético para las generaciones futuras.

A partir de 1977 hasta 1982, el petróleo se constituyó en eje privilegiado de la política económica del Presidente López Portillo. El abastecimiento energético interno y las exportaciones se convirtieron en piezas estratégicas de la política petrolera. La tesis que cimentó la explotación de petróleo abandonó las consideraciones proteccionistas de utilización exclusivamente interna, dando paso al enfoque exportador. Una de las decisiones más importantes tomadas en esta administración fue la de

cación de un nuevo método de cuantificación de reservas, cuyos resultados, que agigantaron el monto de las riquezas del subsuelo, le dieron a la dirección de Pemex un espacio de negociación a su política petrolera. A estas alturas, el desarrollo acelerado que tuvieron los campos de la sonda de Campeche convirtió a ésta en la principal región productora del país.

Puede afirmarse que la estrategia de producción de petróleo delineada en 1978, y posteriormente en 1980 a través del Programa de Energía 1980-1982, se sustentó no sólo en los criterios técnicos propios de la explotación sino también tomando en cuenta las exigencias de solución de la crisis. Si bien Pemex consideró como limitante el óptimo físico de la extracción, este criterio fue subordinado a la urgencia de resolver los problemas de desequilibrio externo y crecimiento económico.

Condicionado por los fenómenos de crisis interna y descenso de los precios del petróleo en el mercado mundial, arrastrados desde la segunda mitad de 1981, la política del Estado a partir de 1983 tuvo que ajustarse a patrones más severos de utilización de dicho energético. Sin divorciarse de la noción tradicional del papel del petróleo en la economía y sociedad mexicanas, se hizo evidente la necesidad de reducir esta dependencia y se adoptaron medidas encaminadas a lograr un grado mayor de eficiencia en la administración de los recursos financieros.

Una de las estrategias que se trazó para restablecer el nivel de exportaciones de crudo fue la de aumentar a 59% la participación del tipo ligero en la composición de las ventas, en atención a la demanda de los clientes. Pemex tuvo que enfrentar el grave problema de declinación de los campos productores de Chiapas-Tabasco, cuya pérdida de presión no había sido compensada con las técnicas de recuperación secundaria. En vista de este obstáculo, había que explorar y desarrollar nuevos campos en esa región, donde Pemex logró encontrar nuevos yacimientos con el mismo tipo de crudo. La producción de éstos no logró compensar la pronunciada declinación de los campos existentes. La producción global fue sostenida con los flujos del tipo ligero provenientes de Campeche.

Al iniciarse la actual administración, la actividad petrolera sufrió importantes restricciones de inversión en sus distintas fases productivas: diferimiento de la actividad exploratoria, retraso en la ampliación de las plantas refineras y petroquímicas, cancelación de la perforación de pozos, recorte de personal, disminución de obras de infraestructura y servicios, situaciones que han menguado el ritmo de extracción expansiva de años anteriores. Paralelamente, la política de exportación ha seguido un curso de concertación de compromisos con los demás productores de la OPEP, consistentes en la fijación de topes de producción y de precios, con miras a la estabilización del mercado petrolero.

IV. PERSPECTIVAS

La evolución de la producción de petróleo en México de 1970 a 1985 muestra correspondencia directa no sólo con la política petrolera instaurada durante los períodos sexenales, sino ante todo con el comportamiento de los precios del petróleo en los mercados consumidores.

Al convertirse el petróleo en la base de los objetivos, instrumentos y metas que configuraron la política general del Estado, la principal y más grande industria de México atravesó por una transformación técnica y económica sin parangón en los anales de Pemex, cuyos resultados pueden ahora medirse a la luz de las cifras sobre producción: de un promedio de 429 mil barriles diarios de crudo en 1970 se llegó a 716 mil en 1980 y a casi 2 millones en 1985 y a 2 millones 630 mil en 1985. En quince años Pemex sextuplicó el volumen de petróleo extraído.

Esta expansión de la industria petrolera está asociada al papel gradualmente significativo que dicho energético llegó a desempeñar en la economía y desarrollo de México: de ser visto como instrumento dinamizador del aparato productivo, especialmente el industrial (1970-1976), y después de constituirse en la piedra de toque de la captación de divisas por exportación y créditos financieros (1977-1982), a mediados de los ochenta la política petrolera mexicana tuvo que encarar dos consecuencias de la evaluación internacional del petróleo: reducción de la producción y de la exportación.

Estos cambios se ven reflejados en el desarrollo que siguieron la exploración, la información de reservas y la producción:

A principios de los setenta, una vez que se hizo patente la disminución de reservas de varios yacimientos de la zona sur —se estaba agotando el petróleo somero—, que México había comenzado a importar petróleo y que los precios de éste tendían al alza a raíz del “choque” de precios de 1973, la política de exploración de Pemex se modificó drásticamente: hubo que intensificar la localización de nuevos yacimientos y perforar a mayor profundidad.

Los importantes hallazgos en Chiapas-Tabasco sentaron las bases de un crecimiento sostenido de las reservas, proceso que se acentuó a partir de 1977 al expandirse tanto la demanda de petróleo a nivel internacional

como la interna. En adelante, la exploración se caracterizó por la localización de más reservas probadas en menos tiempo, habiendo alcanzado en 1982 un margen de disponibilidad de las mismas superior a los 50 años.

Aunque en apariencia este resultado era signo de garantía para el abastecimiento futuro de México y fundamentalmente para sus ingresos por exportación, la rápida transformación suscitada en la oferta y demanda mundiales de hidrocarburos a consecuencia de la caída de los precios de 1981 en adelante, ha replanteado la noción de utilidad de ese margen de reservas debido a que éstas se componen de más crudo pesado que liviano, mientras el mercado mundial demanda principalmente de este último y debido también a que el país no tiene capacidad interna suficiente para refinar el pesado. Estos factores han obligado a Pemex a no descuidar la perforación y el reconocimiento exploratorios si es que desea continuar en la competencia por el crudo ligero.

En consecuencia, el proceso de producción de petróleo en México ha tenido que reacomodarse a limitaciones y dificultades de diversos factores, inherentes unos a la faceta de la planeación y endógenos otros a la situación de la industria petrolera.

En el primer caso, los programas y metas de producción han afrontado dificultades de orden técnico y financiero: por un lado, readecuación de las instalaciones al tipo de crudo ligero de mayor demanda internacional, así como utilización de técnicas indirectas de extracción (y de perforación) para incrementar al máximo la productividad de los pozos; por otro lado, la creciente incosteabilidad de los proyectos de explotación en la situación de incertidumbre del mercado petrolero.

En el segundo caso, el desarrollo de la producción petrolera ha estado condicionado por factores físicos y técnicos relacionados con la extracción: magnitud, capacidad de flujo y tipo de formación, presión en el manto y período de vida de los yacimientos. En breve, algunos de los problemas que enfrenta Pemex son:

- declinación irreversible de los principales campos de Reforma y Huimanguillo (Chiapas-Tabasco);
- el 22% de las reservas de crudo y condensado, localizado en Chicontepec, es de costosa extracción en las actuales circunstancias;
- con excepción de Coatzacoalcos, la mayoría de los campos productores tuvieron como antecedente un alto grado de madurez exploratoria, razgo del que adolecen los probables horizontes productores;
- puesto que los descubrimientos recientes se encuentran a profundidades cercanas a los 7,000 metros, se requiere de equipo más especializado y por ende mayores montos de inversión;
- la subordinación de los programas de exploración a la pauta de compensar las reservas extraídas, tiende a frenar la actividad exploratoria;
- de la sonda de Campeche dependen los principales incrementos a la reserva probada, cuya extracción final requiere la solución de algunos limitantes técnicos tales como presiones del fondo, mecanismos de despla-

zamiento y comportamiento de los flujos;

- la inyección de agua en esta región se realizó al parecer tardamente (1985), por lo que crecen las probabilidades de declinación de productividad de sus campos;

- en vista de que en Cactus-Nispero, Sitio Grande y otros campos adyacentes fue suspendida (1983 y 1984) la inyección de agua para controlar y evaluar mejor el comportamiento de los yacimientos, la recuperación adicional de crudo en esas áreas probablemente descienda;

- debido al prolongado tiempo de utilización (entre 10 a 20 años) un número considerable de equipos se ha vuelto obsoleto y es necesario reemplazarlos para mantener el ritmo de exploración y evitar riesgos de seguridad a los trabajadores;

- la insuficiente capacidad de almacenamiento de petróleo sigue afectando al proceso de producción, principalmente en épocas de recesión o tiempo en que los buquetanques no realizan normalmente las maniobras de carga, situación que a veces obliga a cerrar pozos.

El panorama anterior, que alude en general a dificultades inmediatas y futuras de orden financiero, no significa que pueda ocurrir una parálisis de la industria petrolera. Si bien ésta tiene que adoptar modificaciones técnicas en algunos procesos productivos, que le permita adaptarse a los cambios en la demanda internacional y a los riesgos de inversión provocados por la inestabilidad en los precios del petróleo, las perspectivas de desarrollo hacia el final de los ochenta, seguirán estando condicionadas en última instancia por las limitaciones financieras en el área de la exploración.

Si bien los 55,000 mmb de reserva probada de petróleo contabilizados en diciembre de 1985 dan un margen de disponibilidad futura y aproximadamente 56 años, las probabilidades para ampliar e incrementar la extracción de éstas, si es que se da un repunte significativo en la demanda antes de fin de siglo, dependerán de factores ante todo técnicos, pero aún así, no cabe esperar un incremento que supere el límite potencial de producción de Pemex que es de 3 mmb diarios.

Es previsible además que la participación del mesozoico Chiapas-Tabasco en la producción total se mantenga en un 25% y que la de Campeche se incremente a más de 70%; de esta región, las dos terceras partes de su producción serán de crudo pesado y en idéntica proporción lo será la participación de ligero en el total nacional.

Para conservar en más de 50 años el margen de disponibilidad de petróleo será necesaria la incorporación de un mínimo de reservas de unos 7,000 mmb, para lo cual habrá de incrementarse la perforación exploratoria, tanto en áreas marinas como en terrestres. Si los descubrimientos compensan la extracción, al año 2,000 podría llegarse a un riesgoso nivel de disponibilidad cercana a los veinte años (ver Cuadro 1).

Aunque se tienen indicadores de la existencia de hidrocarburos en otras regiones del país, incluidos el norte y el litoral pacífico, la inversi-

Cuadro 1

México: escenario de probabilidades de disponibilidad de petróleo, 1985-2005

Año	Consumo interno ¹ bd	Exportaciones ²	Margen excedente de 10%	Total	Producción anual acumulada ³	Reservas probadas de petróleo ⁴ al 31 de diciembre	Reservas probadas producción (años)
1985	1.20	1.50	0.26	2.96	985.5	55 424.5	56
1990	1.60	1.45	0.28	3.23	1 113.2	50 402.2	45
1995	2.15	1.55	0.37	4.07	1 350.5	44 131.6	33
2000	2.87	1.65	0.45	4.97	1 649.8	36 499.6	22
2005	4.54	1.30	0.58	6.42	2 343.3	25 892.7	11

¹ Se considera que la demanda interna crecerá al 6% anual hasta el año 2000, según estimaciones del Programa Nacional de Energéticos 1984-1988 y en 8% anual de 2001 en adelante.

² De acuerdo con las previsiones de expertos, a partir de los noventa México tendrá mayor probabilidad de aumentar sus exportaciones, aunque éstas difícilmente rebasarían el 7% al año. Del año 2001 en adelante puede haber una reducción paulatina de la demanda mundial de crudo, en virtud de un mayor uso de fuentes alternas. Se prevé que en los países industrializados la participación del carbón aumentará del 22% en 1982 al 34% en el año 2000 y que la de la energía nuclear pasará del 5% al 11% en esos años.

³ No incluye el margen excedente de la cuarta columna.

⁴ Las cifras de esa columna resultan de restar la producción acumulada de los años precedentes; no toman en cuenta la adición de reservas procedentes de los descubrimientos o de la aplicación de nuevos métodos de recuperación indirecta.

Fuente: Cálculos propios.

en exploración para verificar este potencial es sumamente costosa y probablemente la empresa concentre aun más la extracción en los principales campos del sureste. Además, en vista de la preponderancia de la perforación exploratoria sobre los trabajos de reconocimiento, Pemex se verá impedido de avanzar en la evaluación de dichas regiones.

Por último, al recaer en el petróleo pesado la mayor parte de la producción interna y en vista de que el mercado externo orienta su preferencia por el ligero, la refinación en México tendrá que introducir cambios técnicos para procesar en mayor escala este tipo de crudo.

ÍNDICE DE CUADROS, GRÁFICAS Y MAPAS

Cap. I: Exploración de petróleo

Cuadros

1:	Pemex: resumen de la actividad exploratoria según períodos sexenales, 1938-1970	20
2:	Pemex: brigadas de exploración, 1938-1970	23
3:	México: pozos exploradores perforados por zonas, 1938-1970	28
4:	México: cantidad y niveles de productividad de los campos descubiertos de 1903 a 1970	31
5:	México: reservas probadas y producción de hidrocarburos líquidos, 1965-1970	32
6:	México: reservas probadas de hidrocarburos por zonas, 1965-1970	33
7:	Pemex: inversión en exploración, 1970-1976	40
8:	Pemex: brigadas de exploración, 1971-1976	41
9:	México: actividades de exploración en el mar, 1970-1976	42
10:	México: pozos exploradores perforados, 1971-1976	42
11:	Pemex: actividad de perforación exploratoria lacustre y marina, 1970-1976	43
12:	Pemex: brigadas por zonas, 1970-1976	43
13:	Pemex: perforación exploratoria por distritos, 1970-1976	44
14:	México: reservas probadas de hidrocarburos líquidos, 1970-1976	50
15:	Pemex: gastos de exploración, 1977-1982	57
16:	Pemex: brigadas de exploración, 1977-1982	58
17:	Pemex: brigadas tierra adentro, por zonas, 1977-1982	60

18:	Pemex: perforación exploratoria y campos descubiertos, 1977-1982	63
19:	Pemex: pozos de exploración terminados, por distrito, 1977-1982	66
20:	Pemex: resumen de la actividad exploratoria, 1971-1976 y 1977-1982	72
21:	Pemex: programa de perforación de pozos, 1984-1988	74
22:	Pemex: actividad exploratoria de las brigadas geológicas y geofísicas, 1983-1985.	76
23:	Perforación exploratoria y descubrimientos, 1983-1985 . . .	76
24:	México: reservas probadas de hidrocarburos líquidos por zonas, al 31 de diciembre de 1985	77
25:	México: variación regional de las reservas probadas de hidrocarburos, 1980-1985.	77

Mapas

1:	México: zonas productoras de petróleo, 1901-1938	18
2:	Zonas y distritos petroleros, 1985.	61

Cap. II: Evaluación e información de reservas de hidrocarburos

Cuadros

1:	México: evolución de las reservas probadas de hidrocarburos totales líquidos, 1938-1970 (al 31 de diciembre de cada año)	85
2:	México: reservas totales de hidrocarburos líquidos, 1960-1970.	87
3:	México: reservas probadas de hidrocarburos totales líquidos, 1970-1973	89
4:	Pemex: adición anual a las reservas probadas de hidrocarburos totales líquidos, por zonas y distritos, 1971-1976	90
5:	Chiapas-Tabasco: reservas probadas de hidrocarburos al 31 de agosto de 1976	102
6:	México: reservas probadas de hidrocarburos, 1970-1976 . . .	102
7:	Pemex: necesidades de financiamiento, 1977-1979	113
8:	Pemex: programa estimado de perforación y producción en el área de Chicontepec	116
9:	Chicontepec: producción estimada de petróleo (barriles diarios)	119
10:	Chicontepec: costo estimado de la perforación y terminación de un pozo de desarrollo.	120
11:	Proyecto Chicontepec: flujo de inversión a precios interna-	

	cionales	121
12:	Recuperación de la inversión en Chicontepec	124
13:	Comalcalco (Chiapas-Tabasco): declinación de la producción de crudo, 1978-1984	126
14:	Costo estimado de la perforación y terminación de un pozo de desarrollo en Reforma-Chiapas	127
15:	Flujo de inversión para el proyecto Samaria, Tabasco	128
16:	Comalcalco: estimaciones de reservas probadas de hidrocarburos, según métodos de cuantificación de 1976 y 1980	134
17:	Distrito Comalcalco: recuperación secundaria, por campos	135
18:	Producción de petróleo en Cactus y Sitio Grande, Chiapas-Tabasco: 1976-1985	137
19:	México: reservas probadas de gas natural convertido a líquido por zonas y distritos, 1977-1984	139
20:	México: reservas probadas de hidrocarburos líquidos totales, 1976-1984	141
21:	Reservas probadas de petróleo crudo condensado de México y otros países	142
22:	Reservas de petróleo de México, según The Keplinger Companies, International Energy Consultants	145

Gráficas

1:	México: evolución de las reservas probadas de hidrocarburos totales líquidos, 1938-1970.	86
----	--	----

Cap. III: Producción de petróleo

Cuadros

1:	Pemex: pozos de desarrollo terminados en el período 1938-1970.	153
2:	México: producción total de crudo y excedentes exportados, 1938-1958.	154
3:	Pemex: características de la producción petrolera, 1951-1970.	157
4:	México: exportaciones e importaciones de crudo y petrolíferos, 1959-1970.	159
5:	Pemex: capacidad excedente en procesamiento de crudo, 1965-1970.	164
6:	México: evolución de la producción de crudo y del consumo aparente de algunos petrolíferos, 1970-1973	170
7:	México: producción e importación de hidrocarburos y de petrolíferos, 1971	171

8:	México: producción de crudo por zonas y distritos	176
9:	México: operaciones de desarrollo de campos petroleros, 1971-1973	177
10:	México: pozos perforados, por zona y distritos (1970-1976)	177
11:	México: demanda de petrolíferos esperada, 1974-1976	181
12:	Pemex: déficit de producción esperado, 1974-1976	181
13:	México: producción de crudo y consumo aparente de algunos petrolíferos, 1974-1976	185
14:	Pemex: producción y balanza comercial de crudo, 1974-1976	185
15:	Pemex: producción de crudo, 1973-1976	186
16:	Pemex: producción de crudo en Chiapas-Tabasco, 1973-1976	186
17:	Pemex: producción de crudo según distritos principales, 1973-1976	187
18:	Poza Rica: relación gas-petróleo, 1970-1976	190
19:	Poza Rica: evolución de las reservas probadas y de la producción de crudo, 1971-1976	190
20:	Pemex: estimaciones sobre producción y exportación de crudo, 1977-1982	195
21:	México: reservas probadas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 1976	196
22:	México: pronóstico de producción de crudo para el sexenio de 1977-1982	197
23:	Petróleo: relación reservas probadas / producción, 1977-1982	199
24:	Pemex: programa de inversiones, 1977-1982	199
25:	Perforación de desarrollo por zonas y distritos petroleros, 1977-1981	201
26:	Producción de crudo, por principales distritos petroleros, 1976-1984	202
27:	Pemex: producción diaria de crudo y condensados 1977-1980	209
28:	Pemex: exportaciones diarias de crudo, 1977-1980	209
29:	Sonda de Campeche: producción diaria de crudo, 1977-1980	210
30:	Pemex: producción diaria de petróleo crudo por regiones, 1978-1980	213
31:	Chiapas-Tabasco: producción diaria de crudo, 1978-1980	214
32:	Inyección de agua y recuperación de crudo en Reforma-Villahermosa, 1978-1980	216
33:	Pemex: gas liberado (quemado)	217
34:	Samaria: producción de crudo por pozo, 1978-1980	218
35:	México: exportación de crudo en 1981	223

36:	México: producción de crudos ligero y pesado, 1980-1985	226
37:	Sonda de Campeche: producción de crudos ligero y pesado, 1980-1985	227
38:	Chiapas-Tabasco: recuperación secundaria por inyección de agua	229
39:	Pemex: inversión en explotación	232
40:	Declinación de la producción de crudo en los campos de Chiapas-Tabasco, 1978-1985	232
41:	Evolución de la producción en Poza Rica, 1978-1985	239
42:	Pronósticos de producción y declinación de los pozos de Reforma-Villahermosa, 1976-1982	240
43:	Reforma-Villahermosa: estimaciones del plan "moderado" de explotación	243
44:	Reforma-Villahermosa: estimaciones del plan de explotación "máxima"	244
45:	Rasgos principales de la explotación realizada en Reforma-Villahermosa, 1977-1982	246
46:	Ritmo de extracción en los campos del cretáceo en Tabasco-Chiapas, 1978-1985	248
47:	Reforma-Villahermosa: producción de crudo por pozo, 1977-1982	251
48:	Comalcalco: (Reforma-Villahermosa) producción de hidrocarburos y relación gas-crudo, 1974-1983	253
49:	Pemex: plan de producción y de exportación de crudo, 1984-1988	254
50:	Producción de crudo en Reforma-Bermúdez y Huimanguillo, 1982-1985	256
51:	Pemex: programa de producción de crudo por zonas y distritos, 1984-1988	257
52:	México: tendencias de producción de crudo, según el Programa Nacional de Energéticos	258
53:	México: producción diaria de crudo por principales regiones, 1983-1985	260
54:	Golfo de Campeche: producción de crudo, 1983-1985	261
55:	Recuperación secundaria en el área Reforma-Villahermosa, 1983-1985	263

Gráficas

1:	Pemex: producción de crudo 1938-1946	151
2:	Pemex: evolución de la producción de petróleo crudo, 1971-1976	174
3:	México: producción de crudo, 1977-1982	233

Cap. IV: Perspectivas

Cuadros

- 1: México: escenario de probabilidades de disponibilidad de petróleo, 1985-2005 269

FUENTES DE INFORMACION

1. Documentos oficiales

- Banco de México, *Indicadores económicos*, Banco de México, México varios años.
- — — — —, *Serie de información económica. Precios*, Cuadernos mensuales, México, varios números.
- Cámara de Diputados, "Comparecencia del Ing. Jorge Díaz Serrano", *Boletín de los debates*, tomo I, núm. 22, México, septiembre de 1975.
- Comisión Intersecretarial, Secretaría de Programación y Presupuesto-Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, *Las reservas de la formación Chicontepec*, mimeo, México, mayo de 1980.
- Instituto Mexicano del Petróleo, *Plan de desarrollo de la industria petrolera y petroquímica básica, 1976-1985*, México, 1975, seis volúmenes.
- Nacional Financiera, *El desarrollo económico de México y su capacidad para absorber el capital del exterior*, por Raúl Ortiz Mena, Víctor L. Urquidí y otros, mimeo, México, 1953.
- Partido Revolucionario Institucional, Instituto de Estudios Políticos, Económicos y Sociales (IEPES), Comisión de Energéticos, *Algunas observaciones sobre el principal potencial petrolero de México, estados de Campeche y Chiapas-Tabasco*, México, 1982 (actualizado 1984).
- — — — —, *Reunión popular para la planeación. Temas energéticos y desarrollo nacional*, México, mayo de 1982.
- Poder Ejecutivo Federal, *Programa nacional de energéticos, 1984-1988*, Subsecretaría de Energía, México, 1984.
- Petróleos Mexicanos, *Anuario estadístico*, México, s.p.i., varios años.
- — — — —, *Aspectos relevantes del plan 1984-1988*, México, s.p.i., abril de 1984.
- — — — —, Subdirección de Producción Primaria, Gerencia de Explotación, *Generalidades del proyecto de construcción de gasoducto Cactus-Reynosa*, México, s.p.i., julio de 1977.
- — — — —, *Informe del director general de Petróleos Mexicanos*, México, s.p.i., varios años.

- , *Informes financieros*, México, s.p.i., varios números.
- , Superintendencia General de Ingeniería de Yacimientos, *Lineamientos del cálculo de reservas de hidrocarburos*, mimeo, México, s.p.i., septiembre de 1974.
- , *Memoria de labores*, México, s.p.i., varios años.
- , Subdirección Técnica Administrativa, *Nosotros los petroleros*, varios números.
- , *Plan operacional 1985-1989 de la Subdirección de Producción Primaria*, México, s.p.i., 1985.
- , *Plan sexenal de desarrollo de Petróleos Mexicanos*, Monterrey, s.p.i., 1977.
- , Dirección General, *Presentación al C. Presidente de la República Lic. Miguel de la Madrid, de los avances y perspectivas de Petróleos Mexicanos, en los primeros dos años de su administración*, México, s.p.i., 1985.
- , *Programa de operación para 1983*, México, s.p.i., 1983.
- Secretaría de la Presidencia, "Reunión de la Comisión de Energéticos", en *Carta de México* (Separatas), núm. 18, México, 9 de enero de 1974.
- Secretaría de Patrimonio y Fomento industrial, *El Sector de energéticos. Estadísticas básicas y balances de energía, 1970-1977*, México, s.p.i., 1978.
- , *Propuesta para lineamiento de una política energética*, mimeo, México, s.p.i., 1978.
- , Dirección General de Petróleo, *Proyecto Chicontepec*, mimeo, México, s.p.i., enero de 1979.
- Secretaría de Programación y Presupuesto, *La industria petrolera en México*, México, s.p.i., años 1980 y 1983.
- , *Plan global de desarrollo 1980-1982*, México, 1980.

2. Libros

- Alonso Angelina y Carlos Roberto López, *El sindicato de trabajadores petroleros y sus relaciones con Pemex y el Estado, 1970-1985*, El Colegio de México, Programa de Energéticos, México, 1986.
- Alonso González, *Historia y petróleo. México el problema del petróleo*, Ayuso, México, 1972.
- Angeles, Luis, comp., *El petróleo y sus perspectivas en México*, Programa Universitario Justo Sierra, Universidad Nacional Autónoma de México, 1983.

- Bermúdez, Antonio, *Doce años al servicio de la industria petrolera México, 1947-1958*, Editorial Comaval, México, 1960.
- — — — —, *La política petrolera en México*, Cuadernos de Joaquín Mortíz, México, 1960.
- Centro de Estudios Internacionales, *Las perspectivas del petróleo mexicano*, El Colegio de México, México, 1979.
- Morales Isidro, Cecilia Escalante y Rosío Vargas, *La formación de política petrolera en México*, El Colegio de México, Programa Energéticos, México, de próxima aparición.
- Grayson, George, *The Politics of Mexican Oil*, University of Pittsburgh Press, Pittsburgh, 1980.
- Meneses de Gyves, J., *El nuevo petróleo de México*, Ed. Porrúa, México, 1983.
- Millor, Manuel R., *Mexico's Oil: Catalyst for a New Relationship with the U.S.*, Westview Press, Boulder, Col., 1982.
- Powell, Richard, *The Mexican Petroleum Industry, 1938-1950*, University of California Press, Berkeley, 1956.
- Rodríguez, Antonio, *El rescate del petróleo, Epopeya de un pueblo*, Ediciones El Caballito, México, 1975.
- Ruiz, Rogelio, *La capacidad nacional en tecnología petrolera y las implicaciones tecnológicas del sector*, versión preliminar, El Colegio de México, Programa de Energéticos, México, de próxima aparición.
- Sordo, Ana María, "Exploration and Exploitation", en Wionczek, Miguel S., Oscar Guzmán y Roberto Gutiérrez, eds., *Energy Policy in Mexico. Problems and Prospects for the Future*, Westview Press, Boulder, Col., 1978.
- Snoeck, Michele, *El comercio exterior de hidrocarburos y petrolíferos*, Colegio de México, Programa de Energéticos, México, 1987.
- Székely, Gabriel, *La economía política del petróleo en México, 1976-1983*, El Colegio de México, México, 1983.
- Velasco, Jesús-Agustín, *Impacts of Mexican Oil Policy on Economical and Political Development*, P.C. Heath and Company, Toronto, 1982.
- Williams, Edward J., *The Rebirth of the Mexican Petroleum Industry*, Heath and Company, Lexington, D.C., 1979.

3. Ensayos/artículos

Alonso, Angelina y Carlos Roberto López, "La industria petrolera en México"

- políticas de desarrollo del Estado”, *Cuadernos sobre prospectiva energética*, núm. 74, Programa de Energéticos, El Colegio de México, 1985.
- Cueto, Hugo del, “Informe semanal de los negocios”, en Echanis R. Jorge, *Veinticinco años de vida de la industria petrolera nacionalizada*, mimeo, México, 1963.
- Friedeberg, Walter, “Perspectiva de producción de petróleo y gas para 1976-1982”, en *IMIQ* (Revista de Ingenieros Mexicanos de la Industria Química), México, febrero de 1976.
- Márquez, Miguel, “Las lecciones del accidente del pozo Ixtoc 1”, en *Cuadernos sobre prospectiva energética*, núm. 48, Programa de Energéticos, El Colegio de México, México, 1984.
- Mora Medina, Raúl, “La industria del petróleo en México”, en *Frontera*, núm. 52, México, 1958.
- Serrato, Marcela, “Las reservas mundiales de petróleo crudo y gas natural” en *Cuadernos sobre prospectiva energética*, núm. 18, Programa de Energéticos, El Colegio de México, México, 1981.
- Wionczek, Miguel S., “Algunas reflexiones sobre la futura política petrolera de México”, *Cuadernos sobre prospectiva energética*, núm. 27, Programa de Energéticos, El Colegio de México, México, 1982.
- — — — —, “El futuro del mercado mundial de hidrocarburos”, Perfil de *La Jornada*, México, 18 de marzo de 1985.

4. Documentos inéditos

- Angelier, Jean Pierre, *Algunas reflexiones sobre la política petrolera de México*, CIDE, mimeo, México, 1977.
- Castillo Tejero, Carlos, “La industria petrolera mexicana en el desarrollo industrial de México”, trabajo presentado en la *II Convención de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, mimeo, México, marzo de 1958.
- Comisión Económica para América Latina, *El desequilibrio externo en el desarrollo económico latinoamericano: el caso de México*, vol. 2, mimeo, México, 1957.
- Department of Energy de Estados Unidos, *The Petroleum Resources of México*, Washington, D.C., octubre de 1983.
- Grossling, Bernardo F., *The Reforma-Campeche Newsmedia Record*, mimeo, Washington, D.C., 17 de noviembre de 1978.
- Gutiérrez, Roberto, *El impacto del petróleo en la economía de México*, documento interno preliminar, Programa de Energéticos, El Colegio de México, México, octubre de 1985.
- Guzmán, Oscar, *Las finanzas de Petróleos Mexicanos*, inédito, Programa de Energéticos, El Colegio de México, México, 1986.
- Inguanzo, Francisco, *Recursos energéticos de México y programas de exploración*, mimeo, México, enero de 1976.

- Keplinger Companies, International Energy Consultants, *Prospects Mexican Oil. A realistic Assessment of Production Potential, Exp Levels and Pricing Considerations*, Washington, D.C. 6 de novien de 1983.
- López, Carlos Roberto, *Impactos ambientales y regionales de la explotación petrolera y política ecológica*, mimeo, Programa de Energéti El Colegio de México, México, julio de 1985.
- Napoleón, Luzbel, Sergio Ruteage y José Salinas, *Sistema automatiza para el cálculo de reservas y configuración de yacimientos*, tra presentado en el seminario anual de la Asociación Mexicana Ingenieros Petroleros (AMIP), México, 1980.
- Rentería José, *Descripción del plan sexenal para la industria petro mexicana de 1959 a 1964*, mimeo, México, 1959.
- Reyes Heroles, Jesús, "La doctrina de la Revolución Mexicana en rela con la industria petrolera", ponencia presentada en el *V ciclo conferencias sobre la doctrina filosófica de la Revolución Mexic* Colegio Militar, mimeo, México, diciembre de 1969.
- Riva, Joseph, *Mexican Petroleum*, Congressional Research Library, Lib of Congress, Washington, septiembre de 1983.
- Ronfeldt, David *et al.*, *Mexico's Petroleum and U.S. Policy; Implicat for the 1980's*, documento preparado para el Departamento de E gía de Estados Unidos R-2510-DOE, The Rand Corporation, S Mónica, California, 1980.
- Salas, Guillermo P., "La economía de México depende de la industria trolera nacional", ponencia presentada en la Asociación Mexi de Geólogos Petroleros, mimeo, México, 1959.
- Samaniego Verduzco Fernando y Héber Cinco Ley, *Reservas de hidro buros: definiciones y métodos de evaluación*, Facultad de Ingeni de la UNAM, mimeo, México, febrero de 1983.
- United States Congress, Congressional Research Service, Library of C gress, *Mexico's Oil & Gas Policy: An Analysis*, 95th Congress, Session, documento preparado para el Committee on Foreign lations y el Joint Economic Committee, U.S. Government Prin Office, Washington, 1979.
- Villar, Samuel I. Del, "México, país petrolero. Perfiles Históricos y pro mas futuros", ponencia presentada en el seminario: *Los energét en la estrategia de desarrollo*, El Colegio de México, México, 1º marzo de 1979.

5. Publicaciones periódicas

5.1. Revistas

- Business Week*, Mc Graw-Hill Inc., Nueva York.
- Comercio exterior*, Banco Nacional de Comercio Exterior, México.
- Diario oficial*, Poder Ejecutivo Federal, México.
- El economista mexicano*, El Colegio Nacional de Economistas, México.
- El mercado de valores*, Nafinsa, México.
- Fortune International*, Time Inc., Los Angeles.
- MIQ*, Revista Mexicana de Ingenieros Químicos, México.
- Oil & Gas Journal*, The Energy Group of Pennwell Publishing Co., Tulsa, Okla.
- Petróleo Internacional*, Time Inc., México.
- Petroleum Economist*, The Petroleum Press, Bureau, Ltd., Londres.
- Petroleum Intelligence Weekly*, Petroleum and Energy Intelligence Weekly, Inc., Nueva York.
- Proceso*, Cisa, Comunicación e Información, S.A., México.
- razones*, Decanova, S.A., México.

5.2. Diarios

- El Día*, México.
- El Nacional*, México.
- El Universal*, México.
- Excelsior*, México.
- Financial Times*, Londres.
- La Jornada*, México.
- Provedades*, México.
- Pro más uno*, México.
- The New York Times*, Nueva York.
- The Wall Street Journal*, Nueva York.
- The Washington Post*, Washington.

5.3. Entrevistas directas a expertos, funcionarios y exfuncionarios de Pemex

*Exploración, reservas y producción
de petróleo en México, 1970-1985*
se terminó de imprimir en febrero de 1988
en Prisma Editorial, S.A. de C.V.,
Norte 75 núm. 2537, Azcapotzalco,
02870 México, D.F. Se imprimieron 1000
ejemplares más sobrantes para reposición.
Diseño la portada Mónica Diez-Martínez.
La edición estuvo al cuidado de los autores.

PROGRAMA DE ENERGÉTICOS

Serie:

La industria petrolera, el Estado y el sindicato petrolero, 1970-1985.

Estudios publicados:

- *Angelina Alonso y Carlos Roberto López*
El sindicato de trabajadores petroleros y sus relaciones con Pemex y el Estado.
- *Michele Snoeck*
La industria petroquímica básica en México, 1970-1982.

Estudios en preparación:

- *Carlos Roberto López e Isidro Morales*
Pemex frente a otras empresas petroleras estatales.
- *Sotero Prieto*
Transporte y distribución de hidrocarburos.
- *Michele Snoeck*
La industria de refinación en México.
- *Miguel Márquez*
La industria del gas natural en México.
- *Oscar M. Guzmán*
Las finanzas de Petróleos Mexicanos.
- *Rogelio Ruiz*
La capacidad nacional y las importaciones de la tecnología petrolera.
- *Cecilia Escalante, Isidro Morales y Rosío Vargas*
Formación de política petrolera en México.



0088

EL COLEGIO DE MÉXICO