

EXPLORACIÓN DE PETRÓLEO EN MEXICO: ANTECEDENTES Y EVOLUCIÓN, 1938-1985

Este texto fue tomado de: Sordo, Ana María; y López, Carlos Roberto., *Exploración, Reservas y producción de petróleo en México, 1970-1985*, México, El Colegio de México, 1988. pp.13-80.

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 Campeche (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 costo 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

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.

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.

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.

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:

- 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

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 de diciembre, pero para efectos del uso de cifras por sexenio, la contabilidad se hace a partir del 1 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.

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

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 Ébano 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.

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.

la industria petrolera". Comentario personal de Antonio Echeverría Castellot, ingeniero petrolero, México, enero de 1987.

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.

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

MAPA 1
México: zonas productoras de petróleo, 1901-1938



Fuente: Elaboración propia

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.

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 Cuadró 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 un 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 periodos sexenales, 1938-1970

años	actividad geológica y geofísica	(Brigadas de operación incremento (%))	Perforación de Pozos			éxito (%)	kilómetros perforados	Reservas probadas incorporadas (mmb)
			Pemex	Contratistas	Total			
1938-1940	11		6		6	50.0	8	-44
1941-1946	137	1,145.0	39		39	16.0	44	216
1947-1952	252	33.9	176	110	286	35.0	506	846
1953-1958	283	12.3	520	70	590	30.0	1,060	1,882
1959-1964	294	3.9	216	521	737	22.0	1,534	1,229
1966-1970	404	37.4	779	68	847	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

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.*

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.

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.

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.

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.

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 había en el país fueron absorbidos en su mayor parte por la industria minera. La exploración quedó así a cargo de los 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

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

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 petrolíferos³⁰ 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.

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.

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 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

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.

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

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 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 Giraldas, 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, Ogarrío, 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.

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. ap.dt., 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*.

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 profundos".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 descubierto 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, Marisopa, 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 Ebáno-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, las instalaciones de mar adentro aportaron una cifra promedio de 50000 barriles diarios de petróleo, lo

⁴² *Ibidem*.

⁴³ Ruiz, Rogelio. *op.cit.* p. 22.

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 ésta, no se contaba con la suficiente preparación para aplicada (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:

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

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 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.)

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.

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

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 periodo 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 percepción 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.

Cuadro 4
México: cantidad y niveles de productividad de los campos descubiertos de 1903 a 1970

Grupos de campos	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)

⁴⁷ ". . . el aumento en la producción que no tiene por base un aumento en las reservas -señaló 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.

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			Producción mmb	Incremento porcentual	R/P
	mmb	Incremento mmb	Valor porcentual del incremento			
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.

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 11 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 profundidades,⁴⁸ y no a que los yacimientos someros estuviesen casi agotados. La participación de los pozos

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.

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.

Cuadro 6
México: Reservas probadas de hidrocarburos por zonas, 1965-1970

Zonas	1965	1970
Norte	25%	21%
Centro	20%	44%
Sur	25%	35%

Fuente: Pemex, *Memoria de Labores*, varios años

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 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 indicadores de lo que podía disponerse de inmediato. Ciertamente 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

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 de que de 1971 a 1976 el consumo de petrolíferos crecería al 10%. Véase SSP, *La industria petrolera en México*, México, 1980, y Nacional Financiera, S.A. *El mercado de valores*, núm. 27, México, 2 de julio de 1973.

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 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

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

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.

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 (Ébano-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: 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.

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

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 auditoria 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 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 encontraran 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.

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

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.

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 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.

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", Excélsior, 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.)

Las brigadas geofísicas y geológicas que trabajaron en estos tres años, 10 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 bastante explorados, como Ébano, 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)

Año	Geología superficial	Geología subsuelo	Sismología	Gravimetría	Magnetometría	Mixta	Métodos eléctricos	Total
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

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

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: SSP, *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: SSP, *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: SSP, *La industria petrolera en México*, México, 1980

Cuadro 13
Pemex: perforación exploratoria por distritos 1970-1976
(Pozos terminados)

Año	Noreste	Ébano	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: SSP, *La industria petrolera en México*, México, 1980

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 innegable 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.

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.

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 considerable 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

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

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 sumamente débiles". *El Día*. 18 de mayo de 1975.

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 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 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

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 cuantificadas.

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 grupos 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

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

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 Ébano 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 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 suelo 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

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 mis 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 magneto métricas, 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.

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

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

(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.

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.

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 dinamismo 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.

⁷⁴ Comparecencia de Díaz Serrano ante la Cámara de Diputados, *Diario de los Debates de la Cámara de Diputados*, tomo 1, núm. 22, México. 20 de septiembre de 1978. p. 11

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

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

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

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

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.

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, Giralda, 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

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

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.

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.

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

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.

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.

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 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 un 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

Ello 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

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

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

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

pozos de los cuales 349 resultaron productivos. Sin embargo, debido al escaso factor de recuperación 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, 1971-1982 (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.

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

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

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 postuladas 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 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.

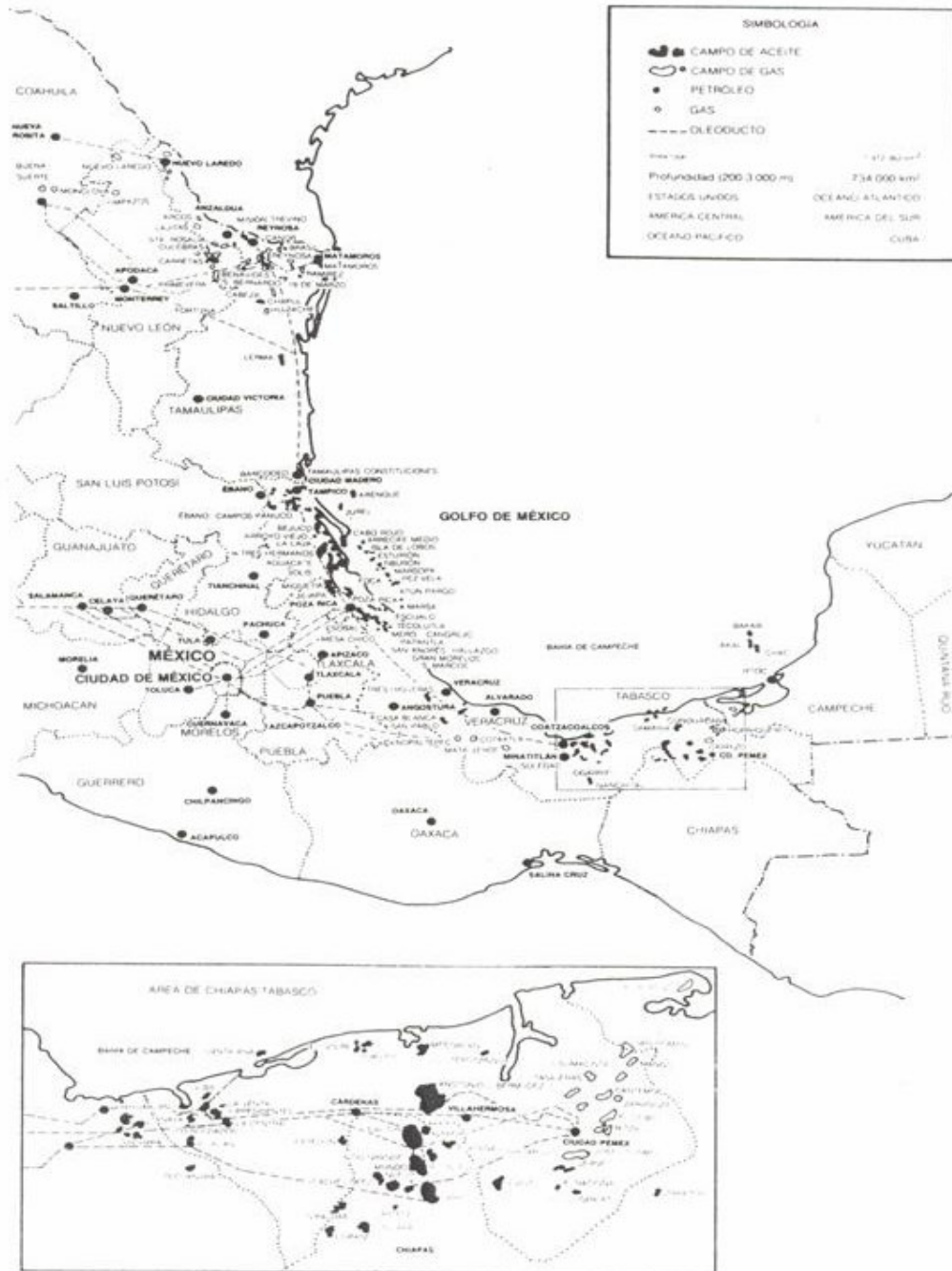
Cuadro 17
Pemex: brigadas tierra adentro, por zonas, 1977-1982
(Grupos por mes)

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	1 00 1	440	100	1 805	100	1 767	100	

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

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

MAPA 2 Zonas, distritos y campos petroleros



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 determinación 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 suficiente 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

Cuadro 18
Pemex: perforación exploratoria y campos descubiertos, 1977-1982¹

Año	Pozos Exploradores perforados	Incremento %	Pozos exploradores que resultaron productores	Éxito (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

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.

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.

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.

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, Carlos Roberto López, *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, 1984

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

Cuadro 19
Pemex: pozos de exploración terminados por distrito, 1977-1982

Año	Noreste	Ébano	Cerro Azul	Poza Rica	Papaloapan	El Plan	Nanchital	Agua Dulce	Comalcalco	C. Pemex	Sonda de Campeche
1977	21	5	3	8	11						79
1978	23	-	4	7	13						83
1979	26	2	3	5	7	2	0	1	19	3	1583
1980	28	1	1	19	3	0	0	1	18	3	1185
1981	37	3	6	7	2	3	0	4	6	2	070
1982	35	3	1	8	1	2	0	1	13	3	370

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

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.

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 aproximadamente 4.4 mmbd de petróleo equivalente, en los cuales los hidrocarburos participarían con 3.74 mmbd, es decir, el 5%. 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 par exportar, el margen de seguridad en las reservas se reduciría entonces a 31 años, es decir, 17 años debajo 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 una margen de seguridad de 20 años

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

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 al, 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 rezagada 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.

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

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 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 (59⁰ 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 390 API, cuyas características

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 60 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.

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 Istmo¹⁰² 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 Ébano, 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.

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,

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.

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

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, 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.

Cuadro 20
Pemex: resumen de la actividad exploratoria, 1971-1976 y 1977-1982

Años	Actividad geológica y operación)		Perforación de pozos			Incremento		Reservas probadas de hidrocarburos descubiertos (mmb)	
	Número	Incremento (%)	Pemex	Contratistas	Total	(%)	Éxito (%)	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

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.

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 dedicados 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 1984-1988 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.)

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.

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 inyectoros.

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 ya 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

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.

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 sísmológico 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 natural¹¹³ El área más explorada fue la planicie costera adyacente al Golfo de México: de Nuevo Laredo al noreste de 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

Cuadro 22
Pemex: actividad exploratoria de las brigadas geológicas y geofísicas, 1983-1985

Año	Tipos de Actividad										
	Promedio de brigadas de campo que trabajaron mensualmente	Geología superficial	Geología de subsuelo	Geología de Geoquímica	Gravimetría Sismología y magnetometría terrestre	Sismología terrestre	Sismología de aguas someras	Sismología Magneto y profunda	Estudio Geoeléctrico teluria	resistividad	
1983	98	-2.9%	37	18	1	22	16	2	1	1	-
1984	102	4.0%	35	16	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)	Exito (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.

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

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

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 variaban 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.¹¹⁵

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.

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,

¹¹⁵ *Uno más uno*, 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*.

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 evaluándose.

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 reestructuración 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.