



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO

ST/ECLA/Conf.26/L.2
23 de enero de 1967

ORIGINAL: ESPAÑOL

SEMINARIO SOBRE LA INDUSTRIA DEL PETROLEO
EN AMERICA LATINA

Organizado conjuntamente por la Comisión
Económica para América Latina, la División
de Recursos y Transporte y la Dirección
de Operaciones de Asistencia Técnica de
las Naciones Unidas

Santiago, 15 al 24 de febrero de 1967

LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Nota: Este es un texto preliminar sujeto a revisiones de fondo y de
forma, que se presenta sólo para discusión. En su versión
definitiva se incorporará a un estudio general sobre la industria
del petróleo en América Latina.

INDICE

	<u>Página</u>
1. Introducción	1
2. Situación actual de las reservas probadas en América Latina	8
3. La situación en distintos países	14
4. Perspectivas futuras - estimaciones de las reservas probadas y posibles	21
5. Política de conservación de los hidrocarburos	22
6. Unificación de yacimientos comunes	24
7. Recuperación secundaria	26
8. Recuperación térmica	27
Anexo	29



1. Introducción

Para descubrir con exactitud la situación actual de las reservas de petróleo y gas en América Latina, sería necesario efectuar un estudio exhaustivo sobre la base de datos homogéneos obtenidos de fuentes autorizadas. Sin embargo, la falta de homogeneidad y de precisión de tales datos, o simplemente, la indefinición de las clases de reservas que se consideren han dado lugar, en algunos casos, al manejo de cifras poco ajustadas a la realidad, con los consiguientes efectos perniciosos, por exceso o por defecto, en los resultados económicos de las explotaciones programadas sobre bases poco seguras.

También tien particular importancia el método de calcular las reservas. Entre las principales dificultades prácticas con que se tropieza para ese cálculo figura la reticencia de las empresas privadas y estatales, y aún de los propios gobiernos, para suministrar informaciones sobre sus reservas, las que suelen considerarse de carácter secreto o confidencial.

Por ello los datos disponibles no permiten por ahora más que una apreciación aproximada aunque suficientemente válida en lo que se refiere a la situación general.

Para la proyecciones a diez o quince años, sería también necesario contar con datos provenientes de fuentes fidedignas sobre aspectos tales como la cantidad y la calidad (grado de avance tecnológico) de los equipos disponibles para la exploración de áreas nuevas con especificación de sus extensiones, inclusive plataforma submarina, expectativas o posibilidades de nuevos horizontes productivos en áreas conocidas, etc.

La preocupación por mejorar las bases de apreciación de las reservas no es privativa de regiones con escaso conocimiento de la geología y características de los yacimientos y de sus posibles técnicas de explotación, sino que se da también en países de rancia tradición petrolera como los Estados Unidos, donde se está prestando creciente atención al estudio de los métodos de presentación y análisis de las cifras para

/facilitar el

facilitar el conocimiento de aspectos tales como el costo de "probar" las reservas, sus usos, etc. En la forma usual de compilarlas, las estadísticas no revelan claramente las tendencias de los nuevos descubrimientos, las extensiones de los campos conocidos, y las causas de las revisiones de estimaciones anteriores, ni aportan informaciones suficientemente precisas sobre la recuperación secundaria.

Estas inquietudes tienen aún mayor importancia para los países de América Latina, en muchos de los cuales hay escaso conocimiento de esta materia, siendo inseguras las estadísticas. La experiencia enseña que las estimaciones iniciales para campos nuevos suelen ser demasiado prudentes, tanto por razones técnicas como fiscales, por lo cual las revisiones posteriores son considerables.

Los factores tecnológicos y los costos y precios son decisivos para definir en qué grado y momento reservas que antes no podían considerarse comerciales pueden adquirir esa categoría, sobre todo en lo que toca a yacimientos alejados o difíciles, o con petróleos de calidad inferior. En esa situación se encuentran las reservas de esquistos bituminosos y similares, estimadas en 200 000 a 500 000 millones de toneladas de contenido recuperable de hidrocarburos.^{1/} De ese total, entre 40 y 50 por ciento se encontraría en los Estados Unidos y 15 a 20 por ciento en América Latina, principalmente en el Brasil, pero también en Chile y la Argentina. En Venezuela se encuentran los petróleos bituminosos, que difieren de los esquistos. En el presente estudio no se hará referencia a las posibilidades que ofrece la explotación de esos minerales, pues presumiblemente no se harán efectivas antes de 1980, y dependen en gran parte de una tecnología que se halla en plena evolución, del abastecimiento de agua y de los usos competitivos del suelo.

1/ Otras estimaciones dan como volumen recuperable 30 000 millones de toneladas (40 por ciento en Estados Unidos y 25 por ciento en América Latina) y otros 800 000 millones clasificados como marginal y submarginal (75 por ciento en Estados Unidos y 15 por ciento en América Latina) (Oil & Gas Journal, 17 de enero de 1966, p.41).

Existe información, variable en cuanto a abundancia y exactitudes, sobre los tres tipos de reservas (probadas, probables y posibles) que podrían dar una visión de conjunto para América Latina, pero el uso de definiciones diferentes (sobre todo para las reservas probables y posibles), o la imprecisión en cuanto al tipo de reserva de que se trata hacen imprescindible una explicación detallada en cada caso.

En promedio puede estimarse que la recuperación del potencial cubicado in situ es de 20 por ciento de la reserva comprobada,^{2/} aunque puede variar de cerca de 10 hasta 30 por ciento. Tiene gran importancia especificar con toda claridad en las estimaciones de reservas qué coeficientes de recuperación se han utilizado y por qué (las razones en que se basan), si se trata sólo de recuperación primaria o también incluye la secundaria, los tipos de petróleo, el gas asociado, las prácticas de conservación, etc. Evidentemente, habrá que considerar además factores técnicos que podrían permitir un mayor aprovechamiento de esas reservas y particularmente los factores económicos que definirán si será económico y conveniente extraer el petróleo y transportar la producción de un yacimiento a los lugares de consumo o qué condiciones deberán cumplirse para hacerlo posible.

Se cuenta con mapas geológicos donde se indican las cuencas sedimentarias conocidas, en las cuales en algunos casos también están ubicados los yacimientos productivos (véase el mapa). Para esas cuencas sedimentarias existe información con distinto grado de detalle sobre las zonas con mayores posibilidades petroleras y también sobre las zonas en explotación. La mayor parte de esos mapas geológicos contienen los resultados de reconocimientos geofísicos generales (sísmicos de reflexión, gravimétricos principalmente). Se usa mucho el relevamiento aéreo-fotogramétrico y gravimétrico.

2/ Como ejemplo podría pensarse en que, en los Estados Unidos, hace unos 20 años, la recuperación del petróleo in situ era del orden del 20 por ciento y es ahora del 30 por ciento. Se estima posible alcanzar en el futuro un 70 a 75 por ciento. La recuperación secundaria - que hoy representa cerca de una tercera parte del crudo extraído - probablemente desempeñará un papel cada vez más significativo.

Existe información geológica y geofísica más precisa y detallada sobre zonas reducidas, pero las empresas petroleras no la divulgan y se considera que no tiene objeto tratar de conseguirla. Sin embargo, podría intentarse conseguir información sobre nuevas exploraciones en áreas conocidas. Parte de ella se obtiene de las memorias y programas de desarrollo de las empresas petroleras. En materia de exploración mediante pozos conviene conocer su número, localización, profundidad y los que se destinan a la prospección de avanzada en terrenos cuyo potencial productivo no se conoce.

En los mapas de las cuencas sedimentarias se indican los límites de las áreas en explotación, pero convendría ampliarlos con otras características de estas áreas, sobre todo sus reservas, tiempo de explotación, horizontes productivos, características del petróleo, tipo de yacimiento, gas, número de pozos, extensión que abarcan en hectáreas, etc.

Del mismo modo, sería aconsejable consultar los programas de explotación en todos sus aspectos como número de pozos proyectados, definición precisa de las áreas, tiempo que llevaría el programa, costos en moneda nacional y extranjera según las características del terreno (conocido o desconocido; plataforma submarina, difícil, fácil, etc.). También habría que obtener información sobre los equipos de reconocimiento geofísico y de exploración de perforación existentes en cada país y el personal técnico dedicado a ese trabajo.

En América Latina no siempre se ha seguido un método técnico científico riguroso para probar reservas. El apremio por atender el consumo siempre creciente de energía o por justificar, a corto plazo, una política de rápido desarrollo y recuperar aceleradamente los capitales invertidos, son causa de explotaciones no racionales que perjudican la recuperación final.

El problema es tanto más serio cuando, como ocurre con suma frecuencia en América Latina, las reservas realmente probadas son insuficientes frente a la demanda prevista. De ahí la necesidad de incrementarlas por medio de la exploración, la aplicación de las técnicas de la recuperación secundaria, donde sea posible, y el aumento de los índices de eficiencia y de productividad en todas las fases de la explotación.

/Otro peligro

Otro peligro que encierra la estimación burda de las reservas probadas es que - como ha ocurrido muchas veces - se construyen costosas obras complementarias y de evacuación sobre la base de esos cálculos y la inversión no llega a recuperarse con el valor de la producción obtenida.

El concepto de reservas "probadas" ha cambiado con los años. Por ello, las estadísticas pasadas deben actualizarse, pero ésta tarea es engorrosa y quizá de dudoso resultado, pues es difícil establecer qué datos se utilizaron para las estimaciones antiguas.

El cuadro 1 más adelante presenta la situación actual de las reservas probadas en América Latina a fines del año 1965. Se ha procurado reunir con él los valores más exactos entre los provenientes de distinta fuente. Aunque este procedimiento podría influir sobre la homogeneidad de la información, se ha considerado preferible usar el valor más seguro disponible, sobre todo porque los datos oficiales de distinto origen no difieren mucho y en cada caso se ha cotejado la información frente a la situación conjunta de la región. Así pues, se estima que el cuadro presenta, para un análisis preliminar, un estado de situación suficientemente homogéneo, pese a la diversidad de las fuentes.^{3/}

Para algunos de los países se ha recurrido a la información contenida en documentos oficiales de las empresas, lo que aumenta su grado de exactitud. Así, por ejemplo, en el caso de la Argentina, se ha considerado el Plan de Acción y Presupuesto de Yacimientos Petrolíferos Fiscales para 1966, complementado con el conocimiento directo de la situación. Para el Brasil y México se ha recurrido a las memorias de las respectivas empresas estatales que, por tener el monopolio de la industria en esos países presenta la información completa. Los datos del Perú corresponden a un estudio de carácter reservado preparado por la empresa petrolera fiscal para una comisión especial de la legislatura. Para los otros países, los datos de World Petroleum Report 66, han sido comparados con los de otras revistas especializadas y ajustados en el caso de Colombia para tomar en cuenta el descubrimiento del importante campo de Oritos.

^{3/} En líneas generales, las cifras más importantes no difieren de las presentadas en World Petroleum Report 66, Volumen XII, del 15 de marzo de 1966.

La dificultad fundamental, sin embargo, estriba en el desconocimiento de los métodos y procedimientos aplicados en los distintos países y aún por las distintas empresas en un mismo país (Venezuela, Colombia, Perú y Bolivia principalmente) para el cálculo de las reservas. Desde este punto de vista, es evidente que la comparación de los datos correspondientes a los distintos países no puede ser más que preliminar.

La posibilidad de estar comparando valores distintos seguirá existiendo aún en el caso de que el cálculo de los volúmenes in situ y de las reservas probadas se haya hecho en todos los casos con los métodos y técnicas más adecuados si, al mismo tiempo, no se han tomado en consideración los factores y aspectos económicos. Esto acontece porque por definición, las reservas probadas son los porcentajes del petróleo comprobado in situ que se pueden recuperar económicamente con los métodos y procedimientos en aplicación en el momento del estudio. Y aquí surge otra incógnita. Los métodos y procedimientos en aplicación en el momento del estudio pueden ser y generalmente son, diferentes en los distintos países. El mantenimiento de la presión mediante reinyección del gas, por ejemplo, y la aplicación de otros recursos técnicos desde el comienzo de la explotación de un yacimiento trae como consecuencia la recuperación de un porcentaje mayor que el obtenido cuando el gas se pierde en la atmósfera o se deja el yacimiento librado a la simple acción de los elementos naturales. Influye también, el grado de perfección con que se ejecutan las tareas de terminación de los pozos de desarrollo.

Sería pues muy importante conseguir la información pertinente en las fuentes más autorizadas para que, una vez homogeneizada, permitiera conocer la verdadera situación en América Latina y para que la comparación de las situaciones locales permitiera conclusiones inobjectables. El estudio permitiría también conocer para cada región el porcentaje representado por las reservas comprobadas con respecto al volumen in situ.

El cálculo que conduce a una estimación de las reservas probadas implica un proceso complejo en el que se conjugan los esfuerzos del geólogo, del geofísico y del ingeniero de yacimiento, quienes deben trabajar coordinadamente para la recolección y utilización de los datos y valores

/que conducirán,

que conducirán, primero, al cálculo del volumen de petróleo y de gas in situ, y, luego, al porcentaje recuperable económicamente, para lo cual será necesario determinar el régimen de explotación que mejor se ajuste a las condiciones del yacimiento.

Si el yacimiento está en producción desde algún tiempo, la reserva probada se calculará seguramente con el estudio de las curvas declinatorias y sus variantes, o sea, en función de la relación de producción en el tiempo.

El progreso tecnológico permite trabajar con más y mejores datos, obtenidos con mayor precisión y seguridad que en el pasado. Sin embargo, la estimación de las reservas es todavía más un arte que una ciencia exacta, ya que la experiencia del técnico y las comparaciones de tipo estadístico tienen aún un papel preponderante. Ello es así porque aún contando con todos los datos necesarios, no es posible predecir con seguridad absoluta, salvo excepcionalmente, el comportamiento futuro del yacimiento, y, por lo tanto, la recuperación final que se ha de obtener.

Es una regla que el futuro de un yacimiento sólo se conoce a medida que se lo explota; por lo tanto, la estimación de las cantidades recuperables, (la "reserva"), es un proceso de permanente ajuste durante el tiempo de la explotación hasta que se llega al límite económico, o sea hasta el fin de la vida del yacimiento. En consecuencia, es evidente que no será posible hacer una estimación apropiada de la reserva solamente a base de los datos del pozo de exploración que descubre un yacimiento.

A este altura se habrá podido advertir la complejidad e importancia de todo el proceso necesario para calcular las reservas probadas, el que, en rigor, empieza mucho antes de que el pozo de exploración haya puesto en evidencia la existencia de gas y petróleo en un campo.

En efecto, ese pozo descubridor es el resultado de todo un trabajo previo a cargo de geólogos y geofísicos. La cantidad de tiempo, el personal técnico y no técnico necesario, los costos, etc., son, desde luego, muy variables según los casos.

/A medida

A medida que va siendo más difícil encontrar nuevas acumulaciones de petróleo, para lo que se requiere instrumental cada vez más preciso, equipos de perforación más perfeccionado y personal con un mayor grado de preparación técnica, en permanente actualización de los conocimientos, es lógico esperar que los costos aumenten, teniendo en cuenta, además, que los nuevos campos se encontrarán en lugares cada vez más difíciles - caso de la plataforma epicontinental - o con estratos productivos a profundidades cada vez mayores.

2. Situación actual de las reservas probadas en América Latina

Los valores que se presentan en el cuadro 1 deben considerarse como estimaciones, por las razones explicadas, pero son suficientemente válidas para presentar un panorama general de la situación en América Latina en cuanto a las reservas probadas de petróleo.

Las reservas mundiales de petróleo eran del orden de los 64 000 millones de metros cúbicos a fines de 1965, lo que significa que América Latina apenas supera un 7 por ciento de las mismas, proporción que ha descendido a la mitad con respecto al nivel de hace 20 años. En ese mismo período, la relación producción/reservas se ha mantenido casi inalterable en la cifra de 7, con descensos ocasionales hacia 1960. El 70 por ciento de ellas corresponde a Venezuela, siguiendo a muy gran distancia México, Argentina y Colombia.^{4/}

Del total de reservas mundiales, más del 62 por ciento corresponde al Medio Oriente. La escasez de reservas probadas latinoamericanas en el cuadro de las reservas mundiales es, pues, notorio. Es obvio destacar, por otra parte, la manifiesta importancia de Venezuela en el ámbito de América Latina, pero, al mismo tiempo, es necesario tener en cuenta su relativamente baja relación entre reservas y producción.

^{4/} Estas relaciones no se alteran en lo fundamental si se computan también las reservas de gas natural.

Cuadro 1

LATIN AMERICA: PROVEN PETROLEUM RESERVES, DECEMBER 1965

AMERICA LATINA: RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO, DICIEMBRE DE 1965

(Millones de m³)

	Volumen	Porcentaje	Relación reservas a producción en: años	
			1965	Media 1965-75
Total América Latina	4 268	100.00	15.25	11
Argentina	300.0	7.01	19.1	15
Bolivia	50.0 ^{a/}	1.18	94.0	30
Brasil	100.0	2.35	18.2	10
Colombia	242.0	5.68	20.7	10
Chile	24.2	0.57	12.1	8
Ecuador	3.2	0.07	6.8	5
México	400.0	9.36	20.0	15
Perú	80.0	1.87	21.6	18
Trinidad	68.5	1.61	8.9	7
Venezuela	3 000.0	70.10	14.3	10

a/ Incluye los recientes descubrimientos de fuel oil de Bolivia (unos 35 millones de m³), que triplicaron las reservas conocidas.

a/ Includes fuel oil deposits recently discovered in Bolivia (35 millions m³), which tripled known reserves.

El cuadro 2 ofrece un panorama de las reservas de gas natural.

Para apreciar su magnitud relativa nótese que son apenas superiores a las del Canadá y forman menos de la cuarta parte de las que corresponden a Estados Unidos.

Cuadro 2

LATIN AMERICA: PROVEN NATURAL GAS RESERVES

AMERICA LATINA: RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL
(Millones de m³)

	Volumen	Porcentaje
Total América Latina	<u>1 797 550</u>	<u>100.00</u>
Argentina	200 000	11.12
Bolivia	57 000 ^{a/}	3.18
Brasil	19 000	0.16
Colombia	114 200	6.36
Chile	100 000	5.57
Ecuador	1 850	0.02
México	328 500	18.26
Perú	57 000	3.18
Trinidad	34 300	1.91
Venezuela	900 000	50.26

a/ Incluye las reservas probadas por Gulf, que corresponden a la mayor parte de ese volumen.

a/ Includes the reserves proven by Gulf, which constitute the greater part of this volume.

La distribución de las reservas de gas para la Argentina es como sigue: Santa Cruz 45 por ciento, Salta 35 por ciento, Neuquén 10 por ciento, Chubut 5 por ciento, Mendoza 4 por ciento, Tierra del Fuego 1 por ciento. Para Venezuela, la principal reserva de gas asociado se encuentra en la región de Maracaibo, pero se cree que las reservas más importantes de gas libre se hallarían en la cuenca de Maturín. En México el mayor centro gasífero se encuentra en Ciudad PEMEX (en el Sudeste), donde el gas se halla libre o asociado con porciones licuables. Los descubrimientos recientes de gas natural en Bolivia (en la zona de Santa Cruz) elevarían posiblemente la cifra de reservas citadas en el cuadro.

/Al tratar

Al tratar el tema de las reservas de gas natural, debe tenerse en cuenta que éste suele venir asociado con petróleo crudo o con líquidos separables, o seco en forma independiente. Hasta el presente, se utiliza principalmente el gas que proviene de las primeras dos categorías; por consiguiente las estimaciones de las reservas de la tercera categoría - probablemente las más potentes - son eminentemente provisionales.

Los cuadros 3 y 4 para Venezuela, ofrecen la posibilidad de analizar importantes fenómenos relacionados con las reservas de hidrocarburos. Del primero se desprende que en la última década, la proporción de áreas probadas con respecto a las que se tienen en concesión y asignación casi se triplican, aunque las sometidas a explotación mantienen la misma posición relativa.

El segundo muestra a qué se han debido las adiciones en ese mismo período. Se observará que la participación de las tres categorías (revisiones, extensiones, descubrimientos), ha sido eminentemente variable, si bien es digno de notar que las revisiones van adquiriendo excepcional importancia. Ello se debería al mayor empleo de métodos de recuperación secundaria aplicados a la explotación.

En el cuadro 5 se ilustra la evolución del conocimiento sobre reservas en América Latina en los últimos 20 años y sus variaciones según las fuentes. Pueden observarse algunas discrepancias importantes y también - como era lógico esperar - un ascenso continuo de los volúmenes registrados, si bien con oscilaciones atribuibles a las diversas procedencias de las informaciones.

Un análisis del cuadro de las reservas probadas, limitado al marco latinoamericano, permite puntualizar algunos aspectos sobresalientes.

Cuadro 3

VENEZUELA: AREAS EN CONCESIONES Y ASIGNACIONES PETROLERAS Y AREAS PRBADAS
 VENEZUELA: AREAS OF PETROLEUM CONCESSIONS AND ALLOCATIONS AND PROVEN AREAS

	Concesión y asignación (1)	Pruebas			
		Total		En explotación	
		Miles há (2)	Por ciento (1)	Miles há (3)	Por ciento (2)
1955	5 871	326	5.55	245	7.5
1958	6 352	476	7.48	351	7.4
1960	4 718	466	9.87	362	7.3
1962	4 048	509	12.57	384	7.6
1965	3 368	530	15.73	425	8.0

Fuente: PODE, p.27.

Cuadro 4

VENEZUELA: NEW CRUDE PETROLEUM RESERVES ACCORDING TO ORIGIN

VENEZUELA: NUEVAS RESERVAS DE PETROLEO CRUDO SEGUN ORIGEN
 (Millones de barriles y porcentaje)

	Total adicionado en el año (1)	Por concepto de: (en porcentaje de (1))		
		Revisiones	Extensiones	Descubrimiento
1955	2 280	36.0	50.0	14.0
1958	2 140	2.0	58.0	40.0
1960	1 440	18.0	41.0	41.0
1961	540	13.0	67.5	19.5
1963	1 020	73.5	21.5	5.0
1965	1 070	74.5	20.5	5.0

Fuente: PODE, páginas 53 y 54.

/Cuadro 5

Quadro 5

LATIN AMERICA: PROVEN CRUDE PETROLEUM RESERVES

AMERICA LATINA: RESERVAS "PROBADAS" DE PETROLEO CRUDO
 (Millones de barriles)

	1965	1964 ^{a/}	1960 ^{b/}	1955 ^{b/}	1948 ^{c/}	1945 ^{b/}
Argentina	1 860	2 000	1 550	350	290	300
Bolivia	310	500	125	75	65	50
Brasil	620	1 700	375	35	3	1
Colombia	1 500	1 500	625	600 ^{d/}	500	?
Chile	150	200	60	50 ^{d/}	1	500
Ecuador	20	25	35	25 ^{d/}	25	25
México	2 500	2 500	2 500	1 500 ^{d/}	950	870
Perú	500	500	300	225	175	160
Trinidad y Tabago	425	600	390	270	240	300
Venezuela	18 600	25 000	17 400	12 500	9 800	7 000
<u>América Latina (suma redondeada)</u>	<u>26 500</u>	<u>34 500</u>	<u>23 400</u>	<u>15 700</u>	<u>12 000</u>	<u>9 200</u>

- a/ Probada y probable sumadas, "World Petroleum", 15 de marzo de 1965.
 b/ Otras fuentes y conceptos (véase Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Venezuela, octubre de 1966).
 c/ Véase Uren citando "World Petroleum", promedios aproximados.
 d/ Coincide criterio 1965 y 1955.
- a/ Proven and probable taken together, "World Petroleum", 15th March 1965.
 b/ Other sources and origins (see Ministry of Hydrocarbons, Venezuela, October 1966).
 c/ See Uren's quotations from World Petroleum; approximate averages.
 d/ The same criteria are used for the 1965 and 1955 estimates.

3. La situación en distintos países

Empezando por Venezuela, el país petrolero por excelencia, ya se ha visto su relativamente baja relación de reservas a producción. Parece natural, por lo tanto, la urgencia de incrementar las tareas de exploración, sobre todo cuando, como veremos luego, sus reservas probables y posibles se estiman entre el doble y el triple de sus reservas probadas. Sin embargo, no se debe olvidar que Venezuela es un país eminentemente exportador de petróleo, y que, aun para aumentos importantes de su consumo interno, forzosamente deberá ajustar sus metas y objetivos en función del mercado consumidor externo, en el que, en estos momentos, el Medio Oriente gravita preponderantemente en razón de sus enormes reservas, sus rendimientos por pozo, y sus consecuentes bajos costos de producción.

Por lo tanto, se explica el interés del país en ajustar sus cifras de producción en acuerdo con los países miembros de OPEP, de manera de controlar la oferta y mantener precios suficientemente remunerativos que le permitan seguir obteniendo los actuales niveles de ingresos por impuestos y regalías. En tal caso, la exploración y comprobación de nuevas reservas, si bien indispensables, podrían hacerse con menor urgencia.

En las estadísticas para Venezuela pueden notarse los grandes cambios habidos en las cifras de reservas de petróleo y gas. Obsérvese que las reservas de gas son una función de las de petróleo, ya que la gran mayoría de las reservas de gas en Venezuela están asociadas con el crudo. Más aún; hasta ahora las reservas de gas no asociado no han sido totalmente evaluadas, pues las grandes reservas de gas asociado son consideradas suficientes para cubrir con facilidad las necesidades del país y no ha existido, hasta ahora, incentivos suficientes para la búsqueda de aquél.

Debe mencionarse que la información estadística relativa a la industria petrolera venezolana fue deficiente durante los primeros años, lo cual hace difícil determinar con precisión las reservas de petróleo y gas, especialmente estas últimas. En esa época el gas carecía de valor comercial y tenía que ser arrojado a la atmósfera como único medio de deshacerse de él. Esta situación se prolongó por largo tiempo, hasta que las innovaciones en los métodos de producción y las medidas de conservación detuvieron esta antigua práctica y el gas comenzó a adquirir valor al desarrollarse nuevos

mercados de consumo. Por estas razones, se comenzó a llevar una contabilidad más precisa respecto a las reservas y a la producción de gas, con miras a determinar en forma exacta con qué se podría contar en determinado momento, y en qué forma debería producirse y utilizarse el gas y cuáles serían las medidas de conservación más convenientes de aplicar.

Por todas las razones expuestas, se podría decir que las cifras de reservas de gas son verídicas a partir del año 1952 y las de petróleo a partir del año 1943.

La División de Exploración y Reservas de la Oficina Técnica de Hidrocarburos ha elaborado un proyecto de normas y procedimientos para el cálculo de reservas, con el objeto de uniformar los criterios que al respecto utilizan los concesionarios. Dichas normas incluyen definición de términos, procedimientos para el cálculo de las reservas y, lo que es más importante, se exige la presentación de la estimación de lo que se ha llamado reservas semiprobadas y no probadas que corresponden parcialmente a los términos, más comunmente usados, de probables y posibles. (Véase el Anexo.

La cifra de reservas citada para Venezuela se ha calculado con un factor de recuperación del 21 por ciento (similar a la Argentina). Si se le compara con el promedio para los países productores del mundo ^{5/} se notará que es demasiado baja, pues Venezuela no tiene los peores yacimientos del mundo en cuanto a características de producción se refiere. Por ello se ha pensado en círculos técnicos de ese país que ese factor ha sido subestimado y que a la luz de los adelantos técnicos actuales y los que se producirán en el futuro, el factor de recuperación podría llegar a un 30 por ciento. Esto significa que sus reservas probadas actualmente podrían aumentar en un 50 por ciento.

Por otra parte, en el "Plan de la Nación", además del aumento del factor de recuperación a un 30 por ciento, se presentan dos hipótesis, que presuponen que de las cuencas sedimentarias no otorgadas en concesiones se descubrirán 16 000 o 45 200 millones de barriles de reservas, respectivamente. En el primer caso, podría llegarse a un promedio de producción

5/ Torrey, Paul D. World Oil Resources, Section VIII - Paper 9
Sixth World Petroleum Congress.

diaria de unos 630 000 metros cúbicos, mantener esta producción por aproximadamente cinco años, para luego declinar a tasas que variarán entre el 1 y el 8 por ciento. En el segundo podría llegarse hasta una producción diaria de 780 000 metros cúbicos, mantener este nivel por aproximadamente seis años, para luego declinar a tasas semejantes al caso anterior.

Los avances tecnológicos tienen marcado efecto sobre las reservas. El factor de recuperación actual de Venezuela del 21 por ciento, ya está afectado parcialmente por los proyectos de recuperación secundaria que se están realizando en el país. Sin embargo, existe un gran número de yacimientos con posibilidades firmes de usar esos procedimientos, con excelentes perspectivas de aumentar el factor (quizás, hasta un 30 por ciento). Las perspectivas para lograrlo son muy halagüeñas porque ha habido un gran avance técnico en materia de recuperación. Tal es el caso de los procesos térmicos, cuya proliferación reciente ha venido a demostrar que es factible producir petróleo que antes era antieconómico. En Venezuela se han aplicado estos procesos en gran número de yacimientos, aumentando así las reservas petrolíferas del país. Por ejemplo, la experiencia ha mostrado que, con inyección de gas y agua, el factor de recuperación ha llegado, en algún caso, al 60 por ciento.

Bolivia, en cambio, presenta un panorama totalmente diferente. Sus reservas probadas son escasas, pero también es pequeña la exportación y es bajo su consumo interno, el que aunque aumentara dentro de los máximos coeficientes "saludables" de crecimiento, podría ser cómodamente atendido con sus reservas probadas actuales.

Sin embargo, la situación podría cambiar con cierta velocidad, si los mecanismos de la integración continental entraran a funcionar, puesto que el país encontraría su mercado natural y debería aumentar radicalmente su producción, con lo que bajaría rápidamente la relación reserva-producción.

Entre ambos extremos se ubica Colombia; con reservas apropiadas en aumento; en condiciones de abastecer con comodidad un consumo en progresivo crecimiento, a coeficientes razonables, y lista para actuar como importante país exportador. Casi la mitad de su producción proviene de campos descubiertos recientemente, con rendimientos altos (más de 200 m³ por día, pozo) en comparación con el promedio latinoamericano, exceptuado Venezuela.

La integración latinoamericana debería constituir una coyuntura favorable para la industria petrolera colombiana, en cuyo caso se deberá imprimir un ritmo más activo a las tareas de exploración.

En México se ha conseguido cumplir con éxito la política de autoabastecimiento, manteniendo la elevadísima participación del petróleo y el gas en el abastecimiento de la creciente demanda. Al mismo tiempo se mantienen reservas apropiadas con relación al consumo y producción actuales. Sin embargo, las estimaciones de la demanda de hidrocarburos para la próxima década, que exigirá el desarrollo de su industria petrolera a niveles muy superiores a los actuales, reclama un aumento sustancial de las reservas mexicanas.

Es así como los planes de acción de PEMEX prevén un gran incremento de los trabajos exploratorios, tanto en las regiones consideradas como petrolíferas, como en el resto del territorio continental y en la plataforma submarina. Igualmente se explotarán los campos en actividad con miras a obtener la máxima recuperación.

En la Argentina, la situación tiene puntos de contacto con la de México, en el sentido de que las necesidades energéticas crecen también a ritmo acelerado, son atendidas en su casi totalidad con petróleo y gas, y se busca conseguir el autoabastecimiento. Pero las perspectivas son mucho menos promisorias para el cumplimiento simultáneo de aquellos objetivos, por lo menos en el futuro inmediato.

En el Congreso Sectorial sobre Petróleo y Gas, que tuvo lugar en Buenos Aires entre el 27 y el 30 de setiembre de 1966, como parte del Congreso Argentino de Ingeniería, se dieron como reservas probadas del país la cantidad de 440 millones de metros cúbicos de petróleo, lo que significaría un avance importante con respecto a la cifra estimada para fines de 1965. Ello demostraría también un buen principio para los programas y planes de acción recientemente puestos en marcha.

Sin embargo, en aquella cifra hay solamente 44 millones de metros cúbicos (10 por ciento) correspondientes a áreas nuevas por desarrollar. El 90 por ciento restante son yacimientos en explotación, los que, de acuerdo con la larga experiencia del país, rendirán aquellas cantidades a lo largo de muchos años de extracción con valores promedios de productividad del orden de los 8 metros cúbicos por día y por pozo.

En la Argentina, hasta ahora, los pozos se han venido explotando durante más de 20 años, hasta conseguir los máximos totales acumulados económicamente recuperables, los que, en término medio, representan el 20 por ciento de los volúmenes in situ.

Las reservas probadas se distribuyen en los siguientes yacimientos, en millones de metros cúbicos: Chubut: 65; Santa Cruz Norte: 200; Santa Cruz Sud: 8; Neuquén: 25; Río Negro: 15; Salta: 9; Mendoza: 95. Ellos totalizan 116 000 há en explotación y 24 000 há para desarrollar, lo que da un índice medio de recuperación de 3 000 metros cúbicos por ha. Por lo dicho se puede estimar que será muy difícil lograr a corto plazo el autoabastecimiento de petróleo para cubrir necesidades crecientes de energía, salvo que los esfuerzos exploratorios, a los que se da especial énfasis desde hace algunos años, pongan en evidencia algunos yacimientos nuevos de gran productividad, y siempre que la ubicación geográfica no demande lentas y costosas obras de evacuación.

Las perspectivas argentinas, sin embargo, pueden cambiar a mediano plazo, si se afronta decididamente la búsqueda de nuevos yacimientos. En efecto, en el territorio argentino hay 2 400 000 km² cubiertos por rocas sedimentarias, de los cuales se han ponderado 1 225 000 km² como útiles para eventuales acumulaciones de hidrocarburos, todo ello sin tomar en cuenta la extensa plataforma submarina. De esa superficie útil, distribuida en 10 cuencas, solamente se ha comprobado como productora una extensión equivalente al 2.8 por mil.

La actividad exploratoria ha cubierto el 82 por ciento de la extensión útil (1 000 000 km²) con trabajos geológicos, magnetométricos y gravimétricos; con sísmica de refracción se han determinado los límites de prácticamente todas las cuencas; y con sísmica de reflexión se han estudiado 480 000 km de líneas sísmicas.

Con todo este trabajo ya realizado, debería ser posible hacer una urgente reinterpretación de las cinco cuencas productoras mediante equipos y técnicas más modernas, y mediante la perforación de pozos profundos de exploración.

Es probable que se determinen nuevas trampas estratigráficas y estructurales dentro de las cuencas ya conocidas como petroleras, y que se encuentre

petróleo a mayores profundidades, con posibilidades de mejores índices de productividad aunque con perforaciones más lentas y costosas.

Es indispensable mantener y aumentar el ritmo de las perforaciones de exploración, de cuyo total, desde 1907, fecha del descubrimiento del petróleo, casi el 30 por ciento lo constituyen los pozos perforados desde 1963 y los programados hasta 1967.

Con un trabajo exploratorio intenso, y estimando un 10 por ciento de éxito para los entrampamientos estratigráficos y un 20 por ciento para los estructurales, se estima que se podrían ubicar en corto plazo reservas equivalentes a las actuales.

A mediados de 1965, YPF celebró contratos con dos compañías de primera categoría para efectuar tareas de recuperación secundaria en los yacimientos que presentaran condiciones favorables.

Una estimación hecha a base de los primeros resultados señala la posibilidad de explotar para fines de 1967 o principios de 1968, las siguientes reservas secundarias: Chubut: 60; Neuquén: 3; Mendoza: 18; o sea un total de 80 millones de metros cúbicos, lo que representa un 20 por ciento de las reservas primarias probadas.

A estas reservas secundarias hay que agregar unos 200 millones de metros cúbicos como reserva probable a julio de 1966, basado en el siguiente cálculo. Se estima en 680 000 há la extensión de las reservas posibles a aquella fecha; se asigna un 10 por ciento de dicha extensión a las reservas probables y 3 000 metros cúbicos por há al factor de recuperación.

Uruguay tiene 147 000 km² de su territorio con sedimentos presumiblemente aptos para la acumulación de hidrocarburos. Todos los esfuerzos exploratorios han fracasado, y en un trabajo presentado por ANCAP para la Segunda Asamblea Ordinaria de ARPEL prácticamente se descarta toda posibilidad de encontrar petróleo, al menos en cantidades económicamente explotables.

El Brasil tiene cuencas sedimentarias con una extensión total de 3 millones de km². Sin embargo, sus reservas comprobadas abarcan un porcentaje ínfimo de aquella extensión. En 1965 se perforaron 97 pozos pioneros, estratigráficos y de extensión con un total de 171 000 m (13 por ciento más que en 1964). El 68 por ciento de los pozos de exploración se perforaron en las cuencas de Alagoas - Sergipe y en el Recôncavo - Tucano.

A base de los datos obtenidos con la utilización de nuevas técnicas y nuevos equipos, se procedió a reinterpretar y reevaluar las cuencas sedimentarias del país con el siguiente resultado:

- a) Areas o cuencas productoras de petróleo: Recôncavo; Sergipe-Alagoas y Tucano Sud.
- b) Areas con posibilidades de existencia de petróleo: Barreivinhas, al sur de Bahía-Espíritu Santo (inclusive Almada) y la Plataforma Continental fronteriza de las áreas a y b.
- c) Areas con rocas sedimentarias, que presentan dificultades geológicas específicas conocidas, o de las que no se dispone de información del subsuelo: Amazonas Medio; Paraná (Santa Catalina y Sudeste de Mato Grosso); Paranaíba (Centro-Oeste del Marañón); Tucano Central y la Plataforma Continental restante.
- d) Areas con rocas sedimentarias, en su mayor parte arenas, con poco interés para acumulación de petróleo.

Los esfuerzos exploratorios están concentrados principalmente en las cuencas indicadas en a) con el objeto de obtener nuevas reservas a corto plazo que permitan disminuir la importación, que llega a casi el 60 por ciento de las necesidades de petróleo. PETROBRAS está dando seria consideración a la explotación de los esquistos, para lo que ya ha efectuado inversiones sustanciales, pero es todavía prematuro sacar conclusiones con respecto al incremento de las reservas que esa explotación podría representar en la actualidad.

En Chile la totalidad de las reservas probadas se encuentra ubicada en el extremo sur, en la cuenca magallánica. Los esfuerzos exploratorios en otros lugares del territorio nacional no han dado frutos hasta el momento.

Finalmente la situación del Perú en materia de reservas es de equilibrio inestable. Corresponde aclarar que las cifras son solamente aproximadas. Por una parte, la producción local de petróleo satisface en general las necesidades del consumo, y la relación entre las reservas probadas y la producción es normal para el continente.

Sin embargo, el país ha pasado de exportador neto a importador en escala moderada, sobre todo de algunos derivados (gasolinas especiales y fuel oil).

/Por otro

Por otro lado, no faltan reservas de petróleo y gas, y además, hay una enorme extensión del territorio nacional prácticamente virgen desde el punto de vista exploratorio.

El 93 por ciento de las reservas probadas están en la Costa y el Zócalo, en tanto que solamente el 7 por ciento está en la Selva.

El 29 por ciento corresponde a las concesiones de La Brea y Paríñas, el 52 por ciento a las Concesiones "Lima" y el 8 por ciento a los campos que explota la Empresa Petrolera Fiscal.

Las reservas de la Costa y el Zócalo están localizadas en el extremo Noroeste del territorio nacional. No parece demasiado arriesgada la estimación de que las reservas posibles alcancen una cantidad cuatro veces mayor que las probadas.

4. Perspectivas futuras - estimaciones de las reservas probables y posibles

Un pronóstico medianamente acertado de las perspectivas futuras a mediano y largo plazo en materia de reservas, y por lo tanto, sobre las bases indispensables para el planeamiento de la futura explotación, exige un conocimiento adecuado de una serie de factores y elementos de los que se carece en el momento. Tales son por ejemplo, los datos relativos a los programas de exploración en áreas nuevas, el conocimiento o expectativas sobre nuevos horizontes productivos en campos ya conocidos; la extensión de las nuevas áreas; la edad de los yacimientos en explotación; el grado de participación estimada para la plataforma continental; la cantidad y calidad de los equipos para los estudios geofísicos y para la perforación exploratoria, y el número y calidad del personal técnico dedicado a la especialidad.

Deberán tenerse en cuenta factores económicos relacionados con los rendimientos por pozo, con los costos de evacuación y transporte, con el costo de la recuperación secundaria frente a las cantidades adicionales de petróleo a producir, etc.

Sería interesante, a ese respecto, construir curvas en las que los volúmenes (y valor a precios reales) del petróleo que se estima posible extraer (con métodos primarios y secundarios), estuviesen relacionados con los respectivos costos de exploración y explotación.

/Una estimación

Una estimación basada en los datos disponibles para algunos países de América Latina, permite presentar el siguiente cuadro de las reservas de petróleo diferenciadas en probables y posibles.

Cuadro 6

PROBABLE AND POSSIBLE PETROLEUM RESERVES
RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES DE PETROLEO
(Millones de m³)

	Reservas probables	Reservas posibles
Argentina	400	500
Brasil	60	?
Chile	10	?
México	400	?
Perú	70	170
Venezuela	3 000	3 000

En el mapa que se acompaña, se ha procurado ubicar geográficamente las cuencas sedimentarias mejor conocidas, con sus límites aproximados, las zonas exploradas y los principales yacimientos en explotación.

5. Política de conservación de los hidrocarburos

Por la estrecha vinculación de ese tema con el volumen real recuperable de reservas, se ha estimado conveniente incluirlo en este capítulo.

Es natural que exista, en el mundo entero y también en América Latina, la preocupación por proteger sus recursos naturales no renovables, entre los que desuellan los hidrocarburos. Esa preocupación se ha traducido en esfuerzos y normas para la conservación y la explotación racional de los yacimientos.

En Venezuela, por ejemplo, se ha realizado esta tarea a través de sus leyes de hidrocarburos, especialmente la del año 1943, su política de conservación y un conjunto de resoluciones.

/La política

La política de conservación, que ha venido aplicando y perfeccionando el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, tiene su base legal en el artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos vigente, el cual, entre otras cosas, establece que los concesionarios están obligados:

"A ejecutar todas las operaciones de exploración, explotación, manufactura o refinación y transporte, cifiéndose a los principios técnicos aplicables".

Este artículo, cuyo contenido es sumamente amplio, se complementa con los artículos 121 y 122 del reglamento de la misma Ley, y con un conjunto de resoluciones dictadas a través de los años.

En la práctica, se han venido aplicando las normas siguientes:

- 1) No se permite la producción de pozos de gas no asociado a menos que se trate de un área donde el gas asociado producido se utilice totalmente. Los pocos pozos de gas no asociado actualmente en producción se utilizan para suministrar gas para ventas, o para complementar proyectos de recuperación secundaria.
- 2) No se permite la producción de pozos de alta relación gas a petróleo y alta presión con fines de levantamiento artificial, a menos que el gas recirculado sea recogido y recomprimido. En estos casos, siempre el sistema de levantamiento artificial está integrado a un sistema de compresión de gas para mantenimiento de presión. En áreas donde es inevitable el desperdicio de gas, se permite el levantamiento artificial en preferencia al bombeo mecánico, existiendo plantas de compresión que recogen el gas de baja presión y lo llevan hasta la presión necesaria.
- 3) Siempre que existen en el área yacimientos a los cuales sea recomendable la inyección de gas con propósitos de mantenimiento de presión o recuperación secundaria, se obliga a que se efectúe dicha inyección. Aún en algunos casos en que se ha comprobado que el beneficio económico es marginal, se han justificado los proyectos únicamente en base al almacenamiento y futura utilización del gas.
- 4) Cuando es económicamente aconsejable, se promueve la instalación de plantas de gasolina natural.
- 5) Actualmente se está promoviendo la realización de proyectos industriales que utilizan como materia prima el gas natural, como algunos proyectos petroquímicos y plantas de reducción del mineral de hierro.
- 6) No se permite producir yacimientos de condensado a menos que se inyecte suficiente gas para mantener la presión por encima del punto de rocío. Así se evitan las pérdidas de condensados

/causadas por

causadas por la condensación retrógrada. Aquellos yacimientos en los cuales sea antieconómica la inyección o que posean un empuje natural de agua, pueden ser producidos siempre que haya utilización total del gas en el área.

- 7) En yacimientos de condensado o petróleo que posean empuje natural de agua, se limita su producción de acuerdo con la cantidad de agua suministrada por el acuífero.
- 8) En yacimientos con casquete de gas no se permite la producción de los pozos situados en dicho casquete y se cierran aquellos que son sucesivamente invadidos por su expansión.
- 9) En yacimientos que posean segregación gravitacional se limita la producción a fin de hacer más efectivo dicho proceso. Estas limitaciones se implementan imponiendo una RGP límite en base a las características del yacimiento afectado.
- 10) En yacimientos a los cuales se inyecta agua o gas se controlan las tasas de producción en base a los volúmenes inyectados, de manera de mantener el nivel de presión recomendado por los estudios respectivos.
- 11) No se permite que sean perforados pozos en exceso del número que se establece a través del espaciamiento normal de un área, especialmente entre los linderos de diferentes concesionarios.
- 12) Cuando existen yacimientos comunes a varias empresas es obligatorio su explotación unificada o, en casos en que esto no sea realizable, se exige que se llegue a acuerdos de producción. La formación y operación de unidades se tratará con más detalles en la sección siguiente.
- 13) No se permite el abandono de zonas económicamente productoras por el solo propósito de abrir otras más prolíficas.
- 14) Se limitan las tasas de producción individuales de ciertos pozos para disminuir el efecto de avenamiento de agua o gas.

6. Unificación de yacimientos comunes

Como los límites de las concesiones se fijan en la superficie generalmente antes de que se tenga conocimiento de la geología del subsuelo, es inevitable la existencia de yacimientos que sean comunes a dos o más concesionarios. Cuando esto ocurre, y en razón de la naturaleza migratoria de los hidrocarburos, cada una de las empresas trata de impedir que su petróleo sea extraído por las concesionarias vecinas, estableciéndose tasas de producción que en conjunto sobrepasan la tasa máxima eficiente de producción para el yacimiento. Además, y como consecuencia de lo anterior, en los límites de las concesiones se utiliza una densidad de pozos mayor que la

/normal para

normal para el área, con lo que se incurre en gastos innecesarios que se reflejan en una disminución de las ganancias. Por otra parte, esta situación imposibilita o dificulta la realización de proyectos de recuperación secundaria.

Con los razonamientos anteriores se demuestra que la manera más eficiente de operar yacimientos comunes es mediante la unificación; sin embargo, las negociaciones sobre unificación son complejas y en ellas deben considerarse factores de diversa índole, tales como:

- a) Los convenios de unificación limitan la libertad de las partes de producir de acuerdo con su conveniencia o necesidades en un momento dado.
- b) Siempre hay una de las empresas interesadas cuya posición estructural favorable le permite drenar petróleo de las concesiones de sus competidoras.
- c) A veces las medidas de conservación vigentes en el área afectan más a unas empresas que a otras.
- d) Con frecuencia hay divergencias de criterio en cuanto a la interpretación geológica y límites del yacimiento, y acerca de la mejor manera de explotarlo.

Aun cuando algunos convenios de unificación se han firmado sin ingerencia del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, la gran mayoría han sido producto de la intervención del mismo. La justificación legal para esta intervención está en que la Nación sigue siendo la propietaria de los yacimientos y que según el Artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos, ya mencionada, los concesionarios tienen la obligación de explotarlos en la forma más eficiente posible. La obligatoriedad de unificar los yacimientos comunes se afirmó según la Circular 3825-HC de fecha 3 de diciembre de 1950.

Las ventajas más resaltantes de la unificación de yacimientos comunes son las siguientes:

- a) Se evitan las pérdidas de recobro final que son consecuencia de tasas de producción exageradas.
- b) Se evitan los gastos derivados de la perforación de pozos innecesarios.
- c) Se protegen los derechos de cada uno de los participantes.

/d) Se

- d) Se pueden realizar proyectos de recuperación secundaria ajustados a las características de los yacimientos.
- e) En concesiones de diferentes regalías se protege al Estado de pérdidas que pueden ocurrir como consecuencia de migración de hidrocarburos.

Las medidas que ha tomado Venezuela en este sentido se han traducido en la obtención de 22 unidades que actualmente están en operación (véase lista adjunta). Existen 12 en proceso de formación y que ya están cercanas a ser concluidas.

Por razones de índole variable, en muchos casos no es necesario las celebraciones de convenios de unificación, y por este motivo se han suscrito convenios de producción, espaciamento y de operación. De todos estos tipos existe un buen número en Venezuela y con ellos se persigue, en cierto modo, las mismas ventajas que se obtienen de los convenios de unificación.

7. Recuperación secundaria

a) Uso de gas y agua.

Por ser el desperdicio de gas uno de los mayores problemas de conservación que ha tenido necesidad de enfrentar Venezuela, debido al gran volumen que se produce, se ha dado siempre preferencia a la inyección de gas como método de mantenimiento de presión y recuperación secundaria, aún en casos en que teóricamente el recobro final fuese comparable o ligeramente inferior al que se pudiese obtener mediante inyección de agua. La inyección de gas tiene sobre la inyección de agua las siguientes ventajas:

- a) Se elimina la necesidad de levantamiento artificial.
- b) No se necesitan instalaciones de tratamiento de emulsiones.
- c) Nunca se presentan casos de incompatibilidad entre el fluido inyectado y los fluidos del yacimiento o la roca que los contiene.
- d) Se almacena gas a alta presión para uso futuro. Sin embargo, a medida que se incrementa el uso del gas con fines industriales será necesario preferir el agua como agente de recuperación secundaria, y se piensa que en aquellos casos en que las condiciones del yacimiento lo justifiquen, se podrá reemplazar el gas por agua en proyectos que ya están en operación.

/Muy pocos

Muy pocos han sido los casos en que un proyecto de inyección de gas haya fracasado, y en cambio son varios los que han obtenido resultados muy por encima de las predicciones y muy por encima de lo que se hubiese podido obtener por inyección de agua.

Esta posición gubernamental ha traído como consecuencia el siguiente balance: para el 31 de diciembre de 1965 había en operación 51 plantas de compresión e inyección de gas, las cuales inyectaban a 99 yacimientos a un promedio de más de 1 700 millones de pies cúbicos diarios. Existían igualmente 28 plantas de inyección de agua, las cuales inyectaban a 29 yacimientos a un promedio de 570 000 barriles diarios.

8. Recuperación térmica

Existen en Venezuela grandes acumulaciones de petróleo muy pesado y viscoso, cuyo recobro primario varía entre cero y 10 por ciento. Debido a estas condiciones imperantes, los métodos de recuperación secundaria convencionales han fracasado en incrementar el recobro primario, y ha sido necesario utilizar los métodos de recuperación térmica.

Hasta la fecha se han ensayado las técnicas siguientes:

- a) Combustión in situ directa.
- b) Combustión in situ inversa.
- c) Combustión in situ parcialmente apagada.
- d) Inyección directa de vapor de agua.
- e) Inyección alternada de vapor de agua.
- f) "Thermal Sandwich"

Los mejores resultados se han obtenido con combustión directa o inyección alternada de vapor de agua, especialmente este último método, el cual ya está siendo aplicado en forma intensiva. Así, para fin de año, había unas 16 plantas de inyección de vapor de agua y 3 plantas de inyección de aire en operación.



Anexo

I. DEFINICIONES

1. Reservas probadas

En primer lugar, definiremos como reservas probadas las cantidades de petróleo y gas recuperables económicamente con los métodos y procedimientos en aplicación en el momento del estudio.

Estas reservas serán un porcentaje del volumen total de petróleo y gas comprobados in situ mediante los ensayos y mediciones de producción realizados en un número apropiado de pozos.

La determinación de estas reservas será, por lo tanto, el resultado por una parte de la aplicación de los métodos y técnicas más avanzados de la ingeniería de yacimientos para el cálculo de los volúmenes comprobados y del factor de recuperación, y, por otro lado, de los costos de producción y transporte y de los precios de venta, que son los elementos que deciden los aspectos económicos.

El volumen de los hidrocarburos existentes en el subsuelo, solamente se podrá determinar con un apreciable grado de seguridad mediante la perforación de los pozos de avanzada que permitan alcanzar los límites de la acumulación descubierta y que proporcionen la información sobre las condiciones de formación con el mismo cuidado que si se tratara de los pozos de exploración. Solamente así se contará con los datos relativos a la superficie o extensión, al espesor de la o las capas productoras, a la porosidad y permeabilidad de las rocas, a la saturación de los fluidos, a la temperatura y presión, lo que unido al conocimiento del tipo de yacimiento (gas disuelto; con casquete de gas a presión; con empuje del agua a presión), a las características y comportamiento de los fluidos, y con los datos estadísticos referentes a las cantidades de petróleo, gas y agua recuperados en la unidad de tiempo y los totales acumulados, se podrá estimar satisfactoriamente los volúmenes yacientes y las cantidades recuperables económicamente, así como el futuro régimen de la explotación.

A partir de ese momento se estará en condiciones de proceder al desarrollo del yacimiento.

2. Reservas probables

Se entenderá como reservas probables las cantidades de petróleo y gas recuperables económicamente de las áreas nuevas conceptuadas como probables productoras en base a estudios geológicos y geofísicos apoyados por algunas perforaciones de exploración; o de áreas ya conocidas y aún en explotación primaria, en las que se estima que se podrá obtener una producción adicional mediante la utilización de los métodos de recuperación secundaria o por el descubrimiento de nuevos horizontes productores a mayores profundidades.

/3. Reservas

3. Reservas posibles

En esta categoría se encuentran todas las otras reservas que posiblemente aparecerán en las extensiones estimadas con posibilidades petrolíferas por los estudios de superficie, por su ubicación dentro de grandes cuencas sedimentarias, por los progresos tecnológicos previsibles, por la incorporación de áreas y explotaciones no convencionales en la industria como ocurrió con la incorporación de las áreas marinas y como posiblemente ocurrirá con la explotación de las arenas y esquistos bituminosos.

Suelen agruparse las reservas probables y posibles en una sola categoría llamada reservas totales, basadas en los cálculos de todo el petróleo y el gas que probablemente se encontrará y se podrá recuperar por encima de las reservas realmente probadas.

II. METODOS PARA EL CALCULO

Uno de los métodos más antiguos para apreciar las reservas yacentes es el método volumétrico.

Su expresión matemática es:

$$N = 7.758 A \cdot h \cdot \phi \cdot S_o \cdot \frac{1}{\beta}$$

en la que N es el volumen de petróleo in situ, en barriles, A es la superficie en acres, h es el espesor en pies, ϕ es la porosidad media, S_o es la saturación de petróleo, β es el factor de volumen de la formación y 7.758 es el número de barriles equivalentes a un acre x pie.

Se procede como si se tratara de tomar las medidas del yacimiento de la misma manera que se mediría un tanque u otro recipiente y calcular el volumen del líquido contenido en el mismo.

Por cuanto ningún yacimiento es homogéneo, los términos de la ecuación son cantidades promedios. Por ejemplo, el volumen del yacimiento representado por la cantidad $A \cdot h$ se basa en la suposición de que el yacimiento se puede representar por un sólido equivalente con una superficie de A acres y con un espesor de h pies. Pero los yacimientos son irregulares tanto en la forma como en el espesor y, por lo tanto, se requiere mucho tacto y experiencia para asignar un valor apropiado al producto $A \cdot h$. Un yacimiento típico, además de no tener un espesor uniforme, tampoco es uniforme en el porcentaje de su espesor que se puede considerar productivo. También tendrá una cierta forma estructural; en consecuencia la información será suministrada por cada pozo del área en consideración. Con los datos de las profundidades hasta el techo y el fondo del horizonte productivo y con el porcentaje del horizonte que es realmente productivo será necesario construir mapas estructurales del techo del horizonte productivo y mapas del espesor neto productivo (mapas isopáquicos).

/Estos últimos

Estos últimos se usan comúnmente como base para el cálculo del volumen, multiplicando el área unitaria entre dos curvas de nivel por el espesor promedio y sumando todos los productos para obtener el volumen total.

La porosidad y la saturación se obtienen también como promedios de los valores medidos en los pozos.

Es aconsejable el trazado de mapas de porosidad y de saturación para calcular los valores promedio en una forma similar a la utilizada con el mapa isopáquico. Los detalles pueden obtenerse en la literatura especializada existente.

El factor de volumen de la formación β se supone constante en todo el yacimiento y como correspondiente a un valor de presión que represente el promedio para el yacimiento.

Otro método para la estimación de la reserva se basa en el conocimiento de la vida productiva de los campos. Si un yacimiento ha estado en producción durante algún tiempo, el estudio de su relación de producción, es decir, de su producción en función del tiempo, permite estimar con un alto grado de exactitud cuál será su producción futura. Es el método llamado de la declinación de la producción o de las curvas declinatorias. El fundamento del método es el conocimiento de la integral:

$$R = \int_{t_0}^t Q \cdot dt$$

en la que R es la reserva de petróleo; Q la relación de producción o sea, la cantidad producida en función del tiempo t .

La integral corresponde a un período comprendido entre el tiempo inicial t_0 hasta el momento final del abandono del pozo por razones económicas.

Se acostumbra hacer estudios mediante el trazado de gráficos para mostrar la variación de la producción de petróleo con el tiempo, y se obtienen así los registros indicativos. Cada tipo de mecanismo de producción presenta características propias. Se trata de determinar la función $Q(t)$ durante la vida del campo, de manera que se la pueda integrar.

También se puede, en algunos casos, efectuar una integración gráfica.

Un tercer método para la estimación de reservas es el conocido como el balance de materiales, en el que se utiliza la variación de las propiedades físicas de los fluidos en función de las cantidades producidas.

/Básicamente es

Básicamente es una aplicación del principio de la ley de conservación de la masa.

Cuando un yacimiento se pone en producción se van retirando fluidos del subsuelo, por lo que se irá creando un vacío. La presión disminuye, el gas disuelto en el petróleo se libera y va a ocupar una parte del volumen desocupado por el petróleo extraído; el resto es ocupado por el agua que entra en el yacimiento, y se produce un reajuste de los volúmenes a las nuevas condiciones de presión. La ecuación del balance de materiales establece la conservación de la masa, o sea, la igualdad entre la masa originalmente existente en el yacimiento, y la masa extraída, o sea, el petróleo producido medido en la superficie, más la masa remanente en el yacimiento.

El método debe ser utilizado con prudencia y cuando las circunstancias permiten la obtención de la información necesaria con un costo razonable.

Constituye generalmente una importante herramienta para ser usada en conjunto con otras técnicas, principalmente con la ecuación de relación gas - petróleo instantánea, las ecuaciones de empuje frontal, y la teoría del flujo no estacionario.

Mediante el empleo combinado se puede ir previendo el futuro comportamiento del yacimiento, para cuyo cálculo se requiere a veces el empleo de computadoras electrónicas.

Sin pretender repetir aquí la información disponible en la literatura pertinente, sino con el objeto de dar una idea de los datos requeridos y de la complejidad del asunto consideremos la ecuación del balance de material escrita de la siguiente manera:

$$N \left[(u - u_0) + m u_0 \left(\frac{v - v_0}{v_0} \right) \right] = \Delta N \left[u + (R_c - r_0) v \right] - W + w$$

en la que

- N = cantidad de petróleo original del yacimiento.
- ΔN = cantidad de petróleo producida hasta el momento del balance de materiales.
- u = $\beta + (r_0 - r) v$ en la que β es el factor de volumen de la formación a la presión P existente en el momento del balance; r_0 es el gas disuelto en la unidad de petróleo (barril) bajo la presión original del yacimiento P_0 ; v es el espacio en barriles ocupado en el yacimiento a la presión P por un pie cúbico de gas cuando no está en solución.
- $u_0 = \beta_0$ = factor de volumen de la formación a la presión original P_0 .

m = relación entre el volumen del casquete de gas original y el volumen del petróleo original.

R_c = relación gas - petróleo sobre una base acumulativa.

W = cantidad de agua producida.

El petróleo producido ΔN , el agua producida W , y la relación gas - petróleo R_c son todas cantidades que se miden en el proceso de extracción. Los parámetros u_0 , u , v_0 , v , y el gas disuelto original R_0 son todas propiedades medibles de los fluidos cuyos valores están vinculados a las presiones P_0 y P . La cantidad de petróleo original N y el volumen original del casquete de gas representado en el término m son valores no determinados aunque constantes. El agua incorporada W es una cantidad variable con el tiempo y la caída de presión y también es indeterminada.

Los valores N , m y W son los principales objetivos a alcanzar con el uso de la ecuación del balance de materiales.

En consecuencia, como se trata de una sola ecuación con tres incógnitas, la ecuación de balance de materiales debe ser complementada con otras informaciones que permitan estimar o calcular independientemente dos de las tres incógnitas. Pero eso es materia de los especialistas y ellos recurren a diversos expedientes según los casos para resolver el problema.

Para finalizar, conviene aclarar que no siempre es posible resolver el problema; en tales casos, sin embargo, los métodos volumétrico y de balance aplicados en conjunto sirven para definir los límites del valor de N con el mayor grado posible de certidumbre. Sin embargo, el estado de la técnica actual permite la obtención de muy valiosos parámetros, que, pese a su valor local, es decir, limitado a una extensión cercana al pozo descubridor, suministran elementos de juicio muy importantes para la futura explotación. Estos elementos de juicio, apoyados por los datos geológicos y geofísicos relativos a la distribución espacial de los sedimentos productivos, permitirán la ubicación y eventual perforación de todos los pozos de avanzada que sea necesario ejecutar sistemáticamente para encontrar los límites del yacimiento.

Los factores o parámetros que el ingeniero de yacimientos utilizará para sus cálculos de reservas son fundamentalmente los siguientes: las presiones estáticas y dinámicas del pozo, la porosidad, la saturación y el espesor de las capas productoras, así como el mejor conocimiento posible de la permeabilidad de las rocas. Los recursos tecnológicos de que se dispone son principalmente: la observación de los "cuttings", la observación y estudio de los testigos, los perfiles eléctricos de inducción, sónico y radiactivo neutrónico.

/El estudio

El estudio combinado de los perfiles sirve también para diferenciar los estratos porosos con hidrocarburos de los que contienen agua salada, y, en ciertos casos, establecer el nivel gas - petróleo y los mantos gasíferos. La introducción del perfil sónico ha significado un importante avance técnico en esta materia de la ubicación y caracterización de los fluidos contenidos en las capas porosas.

En el pozo de exploración y en los de avanzada o exploración de extensión se medirá la presión de formación y la temperatura; se tomarán muestras características de los fluidos para estudiar en el laboratorio la solubilidad del gas, a diferentes presiones, los factores de volumen, la composición química del gas y del petróleo, y las viscosidades de cada elemento y de sus mezclas a la temperatura de formación. El factor de volumen que luego se empleará en las fórmulas es el volumen que ocupa en la formación, a las temperaturas y presiones correspondientes a las distintas etapas de evolución del yacimiento, con el gas en solución, un metro cúbico de petróleo en superficie en condiciones standard (stock tank).

III. ARTICULOS 121 Y 122 DEL REGLAMENTO DE LA LEY DE HIDROCARBUROS DE VENEZUELA

Artículo 121. El concesionario deberá controlar la producción de gas y aprovechar éste o devolverlo al yacimiento en cuanto sea posible. A los gases húmedos que se produzcan en cantidad comercial se les extraerá la gasolina natural que contengan, siempre que haya justificación económica para ello.

El exceso de gas que se desprenda de la formación y no pueda ser aprovechado ni devuelto al yacimiento deberá ser quemado en mecheros apropiados. Sólo se permitirá el escape directo a la atmósfera del gas proveniente de pozos que tengan muy baja presión y, en tales casos, se usarán tubos en posición vertical de altura suficiente para evitar que la concentración del gas en el aire resulte peligrosa.

Artículo 122. Los Inspectores de Campo deberán vigilar la producción de cada pozo, a fin de impedir que sea anormal. Los resultados de las pruebas de producción de cada pozo deberá comunicarlos el concesionario al Inspector de Campo respectivo. Este funcionario presenciará dichas pruebas cuando lo juzgue conveniente, para lo cual hará arreglos previos con el concesionario.

/El Inspector

El Inspector de Campo que juzgare que la relación de gas a petróleo pasa de lo normal, llamará la atención al concesionario por escrito y dará cuenta de su actuación al Inspector Técnico. En caso de que el concesionario no dé una explicación satisfactoria, o cuando la irregularidad continúe a pesar de dicha gestión, el Ministro de Fomento dispondrá lo conducente.

Parágrafo único. Iguales providencias se tomarán cuando los Inspectores de Campo juzguen que no cumplen las disposiciones del artículo anterior o cuando observen que son anormales los porcentajes de agua y sedimentos contenidos en el petróleo.

OFICIO CIRCULAR Nº 3825 HC-DEL 3-12-59

"En vista del interés nacional en que las operaciones de la industria petrolera se lleven a efecto con el máximo de eficiencia y de que en particular la explotación de yacimientos comunes a más de un concesionario se haga en forma tal que asegure la mayor recuperación de los hidrocarburos, a bajo costo y con un mínimo de desperdicio, este Despacho ha decidido que los concesionarios que estén explotando yacimientos comunes procedan de inmediato a la unificación de los mismos. Igualmente se procederá en el futuro con los yacimientos que se vayan descubriendo, tan pronto como la información disponible indique la comunidad en ellos.

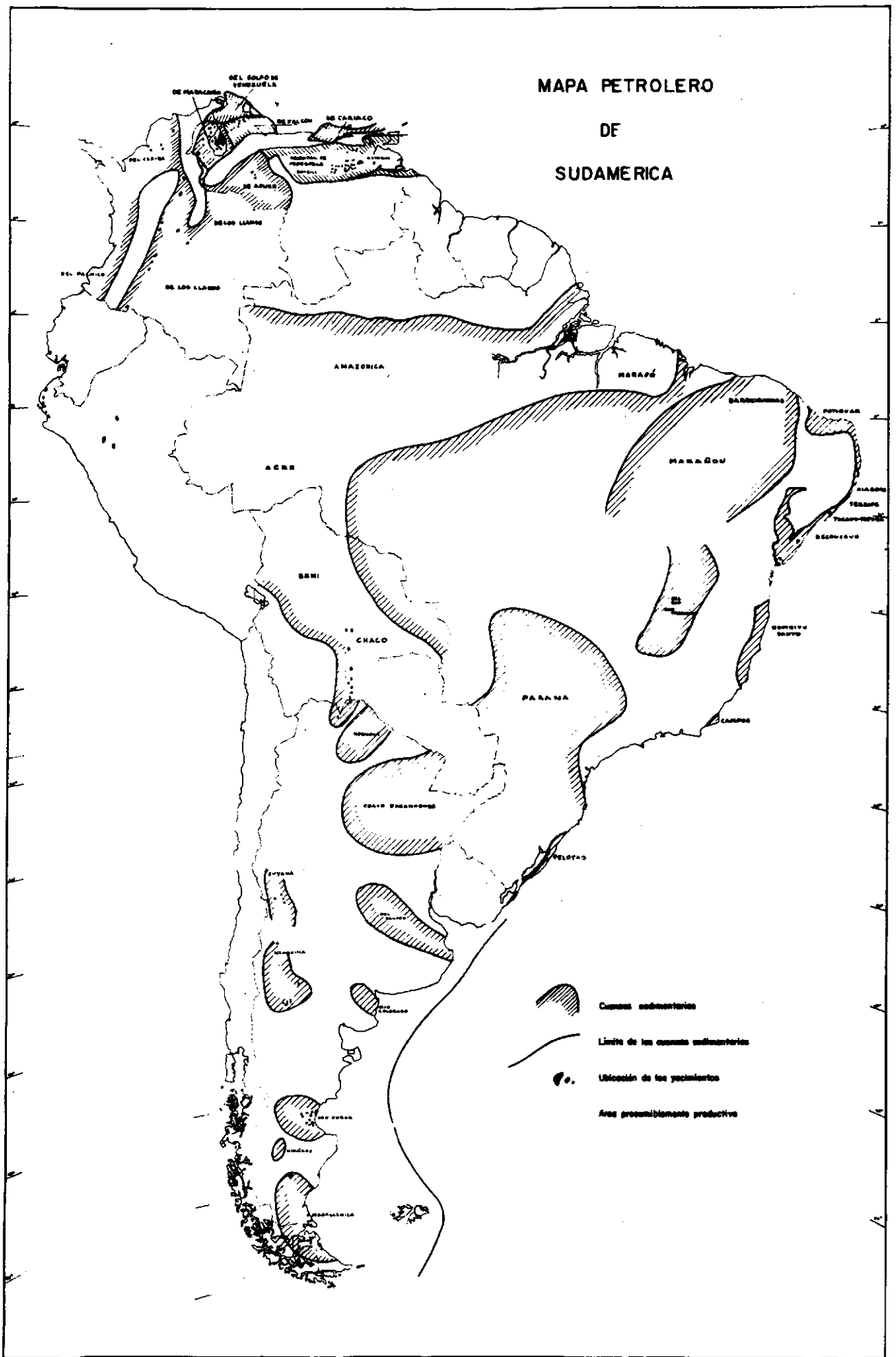
Cuando excepcionalmente, por causas técnicas o de otra índole no se considere justificada la unificación de un yacimiento, las empresas interesadas deberán presentar al Despacho la información pertinente y las razones que justifiquen dicha consideración.

Considera el Despacho que con el objeto de acelerar el proceso de unificación, los programas de perforación en las concesiones limítrofes deben tener como principal objetivo inmediato la delimitación de los yacimientos y la determinación de sus características para luego planificar racionalmente su explotación. Esto naturalmente implica la estrecha cooperación de las empresas interesadas.

Los programas de perforación con sus objetivos claramente señalados, deberán ser sometidos a la consideración del Despacho con suficiente anticipación.

Sírvase avisar recibo."

MAPA PETROLERO DE SUDAMERICA



MAPA PETROLERO DE MEXICO

