

# El Plan Houston y las reservas

Oscar A. Vicente

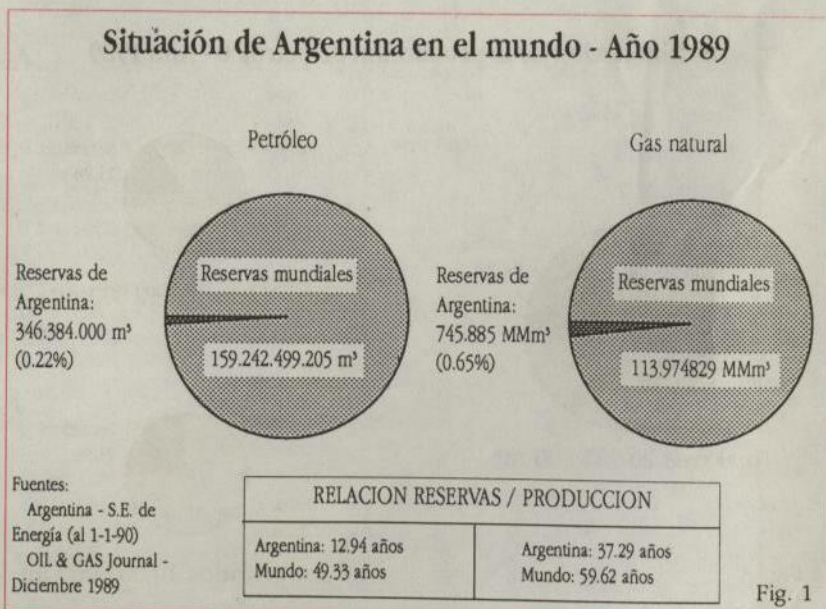
*Conferencia del Ingeniero Oscar A. Vicente en el Centro Argentino de Ingenieros el 5 de julio de 1990 (Día Argentino de la Energía).*

Entre los objetivos que me he propuesto desarrollar en esta breve alocución, figuran el de justificar la necesidad de instensificar el "Plan Houston" y tratar de explicar un término actualmente muy de moda como lo es el de la "recuperación asistida". Sobre este aspecto, creo que todos aquellos que conocemos algo del tema hemos cometido un error al no haber clarificado estos conceptos y, en consecuencia, se ha generado alguna confusión, tanto en la opinión pú-

blica como en muchos de los funcionarios del sector sobre la aplicación de estas técnicas.

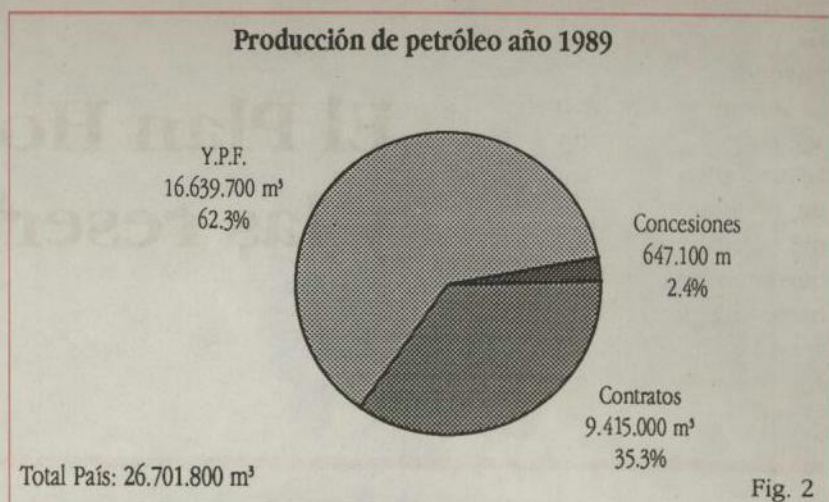
Para entrar en tema voy a ilustrar esta charla con algunas transparencias, muchas de las cuales son conocidas por la mayoría de los presentes, pero que han sido actualizadas con los últimos datos oficiales disponibles, es decir al 31 de diciembre de 1989.

En el primer cuadro (Figura Nº 1) podemos observar la situación de Argentina respecto del mundo en lo que hace a las re-





servas recuperables de petróleo y gas natural. Puede observarse que el país tiene reservas de petróleo por algo más de 345 millones de metros cúbicos, que representan el 0,22 % de las reservas mundiales, mientras que las reservas de gas natural, del orden de los 746 mil millones de metros cúbicos, representan el 0,65 % de las reservas mundiales. Estas cifras merecen una aclaración. Cuando empecé a mostrar estos gráficos allá por 1984, las reservas de petróleo eran del orden de los 390 millones de m<sup>3</sup> y la relación reservas/producción se mantenía, al igual que ahora, en unos 13 años a pesar del continuo reemplazo de combustibles líquidos por gas natural, mientras que en el mundo se ha aumentado sustancialmente la mencionada relación de 35 a casi 50 años. En lo que hace al gas natural también es evidente que en la Argentina se mantiene en unos 37 años la relación reservas/producción, muy cerca de la que en



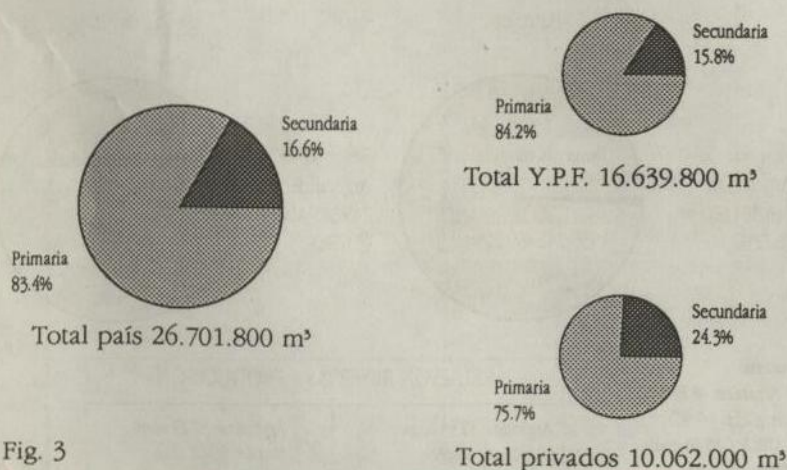
ese entonces se registraba en el resto del mundo, en tanto hoy este valor aumentó a casi 60 años, debido fundamentalmente a la exploración realizada en la búsqueda de ese fluido en muchos países como Estados Unidos, Canadá, Rusia y China.

El diferente comportamiento de las cifras del mundo y de nuestro país deben llamarnos la atención y significa que no hemos estado explorando con la intensidad necesaria.

Vemos ahora en la transparencia N° 2 la producción de petróleo de Argentina en el año 1989, que resultó algo mayor que la obtenida en 1988, alcanzando los 26,7 millones de metros cúbicos. Lo importante de ellos es que actualmente la relación entre la producción obtenida por Y. P. F. y el sector privado (Contratos + Concesiones) es de un 62% - 38%, mientras que no hace mucho era de 70% - 30%.

¿Cómo se obtiene esa producción? La Figura N° 3 permite observar que el 83,4% se produce en el país por métodos primarios y solamente el 16,6% por métodos secundarios. Si desglosamos la producción entre Y. P. F. y Privados, los valores son 84,2% y 15,8% para Y. P. F. y 75,7% y 24,3% para los petroleros privados. Como ven, estos números también van cambiando y es lógico que así sea: los yacimientos de los contratistas envejecen y se ven obligados a efectuar más recuperación asistida. En la medida en que los privados no incorporen yacimientos nuevos, la diferencia entre la

## Discriminación de la producción de petróleo - Año 1989

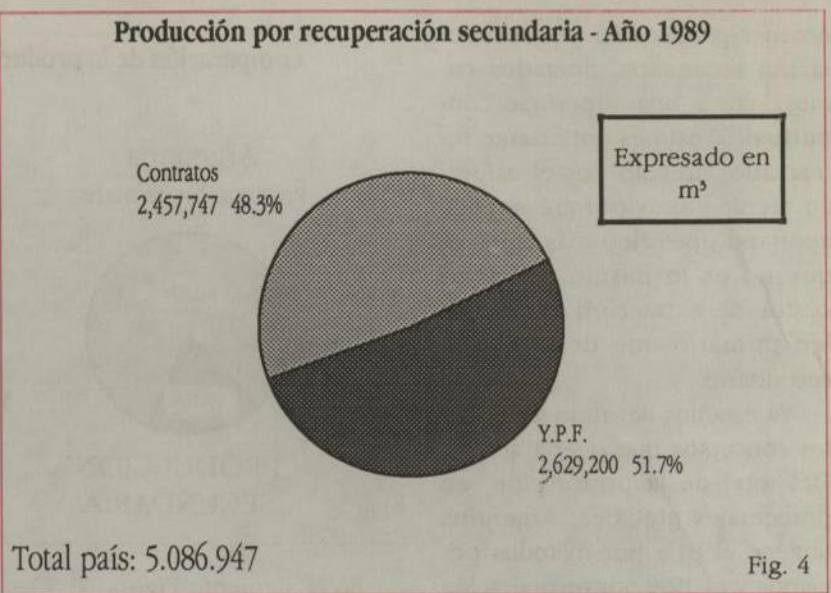




producción obtenida por primaria y secundaria seguirá disminuyendo.

Respecto a la recuperación secundaria, vemos en la Figura N° 4 que en 1989 se obtuvieron un poco más de 5 millones de m<sup>3</sup>, siendo la primera vez en que por estos métodos se ha sobrepasado esa cifra. Puede observarse que las proporciones son muy similares, es decir que un 51,7% lo aporta Y. P. F. y en un 48,3% contribuyen los contratistas.

Ahora bien, veamos cómo son las proporciones entre las reservas y la producción que obtienen Y. P. F. y los contratistas. En la Figura N° 5 vemos que Y.P.F. explota el 69,28% de las reservas remanentes (70,83% corresponden a extracción primaria y 29,17% a secundaria) y contribuye con el 63,86% de la producción del país (84,20% obtenida por métodos primarios y 15,8% por métodos secundarios). La situación de los contratistas es algo diferente. Con el 30,72% de las reservas remanentes (63,39% primarias y 36,61% secundarias) provee el 36,14% de la producción del país, pero en este caso obteniendo un 73,92% por métodos primarios y un 26,08% por métodos secundarios.



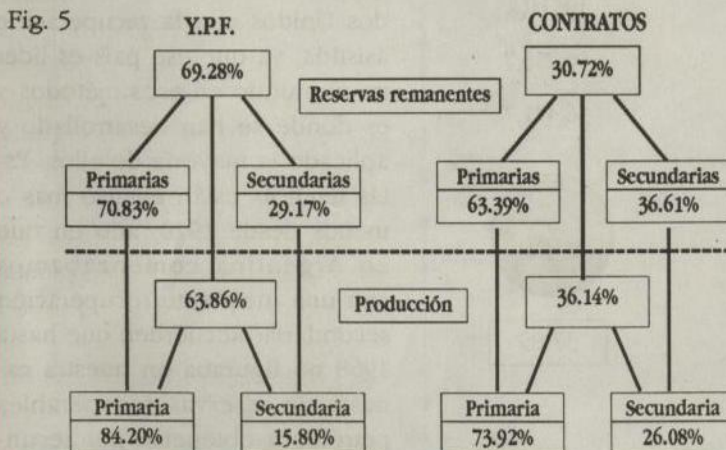
tes (63,39% primarias y 36,61% secundarias) provee el 36,14% de la producción del país, pero en este caso obteniendo un 73,92% por métodos primarios y un 26,08% por métodos secundarios.

Hace años que venimos insistiendo sobre esto: la relación entre la producción primaria y secundaria de Y. P. F. no se modifica y va a resultar muy difícil poder aumentarla. En resumen,

los que menos tienen (los contratistas) son los que porcentualmente más aportan en este rubro. Esto es un hecho similar a lo que ocurre en el mundo. Hoy, la mayor parte de la producción es aportada por los que menos reservas tienen, mientras que aquellos que más reservas poseen son los que aportan menos. De ahí que sea muy frágil el equilibrio de los precios. En algún momento aquellos que poseen la "manija" (la OPEP) la van a ejercer, ya que son ellos los que tienen las mayores reservas y esto determinará que el precio del crudo, por el momento, continúe aplastado, ya que los dueños de las mayores reservas no van a permitir que por un aumento de precio resulten económicos e incrementen reservas yacimientos de aquellos que, teniendo menos hidrocarburos, son los que más aportan a la producción mundial.

Volviendo a la Figura n° 5 se visualiza el esfuerzo que realizan los petroleros privados para

**Comparación de las reservas y la producción de petróleo**  
Año 1989





obtener producción por recuperación secundaria, limitados como están a una superficie contractual. Y esto es importante remarcarlo, no sólo por el esfuerzo técnico sino porque se está aportando petróleo más caro, ya que no es lo mismo comparar costos de extracción del petróleo primario que del petróleo secundario.

Ya estamos llegando a uno de los conceptos que quería aclarar. Del total de la producción, en porcentajes globales, Argentina obtiene el 81% por métodos primarios y el 19% por recuperación secundaria, mientras que en Estados Unidos, como se muestra en la Figura Nº 6, el 60% de la producción es aportada por secundaria más asistida y solamente el 40% se obtiene por métodos primarios. Tal vez este gráfico ha sido el que en parte contribuyó al error del que hablé al principio y haya influido para que hoy se crea que la recuperación asistida es la panacea.

## Comparación de la producción de petróleo - Año 1989

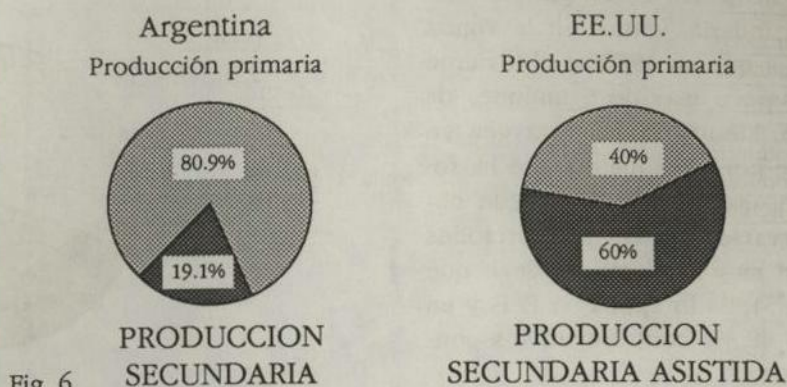


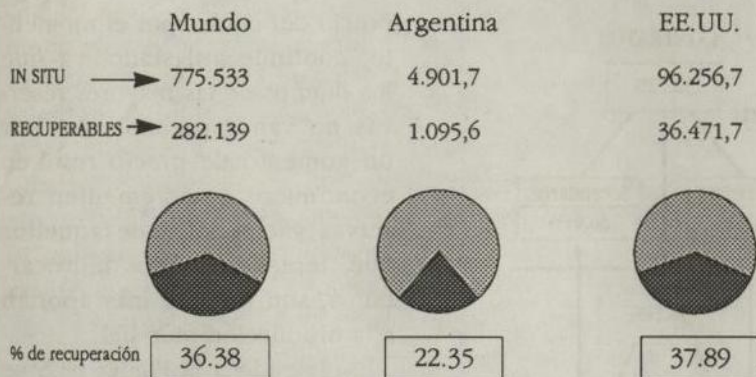
Fig. 6

En la siguiente Figura Nº 7 se muestra qué es lo que pensamos recuperar en el país del total de las reservas "in situ" y qué es lo que se ha calculado que se obtendrá en el mundo y en los Estados Unidos. Mientras en Argentina pensamos en una recuperación del 22,35%, Estados Unidos está casi en el 38% y el mundo en algo más del 36%. Con estos valores comentaba que en Estados Unidos se obte-

nía tan buena recuperación por todos los proyectos de recuperación asistida que estaban en marcha. Así fue que muchos comenzaron a hablar de este tema y se dijo: "acá hay que realizar recuperación asistida y no secundaria, porque como Vicente viene insistiendo hace 10 años en que hay que hacer secundaria, es porque los privados locales tienen experiencia en ese proceso y se quieren quedar con todos los yacimientos. Entonces hay que hacer recuperación asistida porque no tienen tal experiencia".

## Comparación de reservas recuperables de petróleo entre Argentina, EE.UU. y mundo

(En MMm³ año 1989)



Nota: 1% - de porcentaje de recuperación significa en Argentina, 50.000.000 m³.

Fig. 7

Ante ello, nos pusimos a ver qué había ocurrido en los Estados Unidos con la recuperación asistida, ya que ese país es líder en el mundo en esos métodos y es donde se han desarrollado y aplicado la mayoría de ellos. Estas técnicas están en uso más o menos desde 1970, año en que en Argentina comenzábamos con una incipiente recuperación secundaria. Recuerden que hasta 1968 no figuraba en nuestra canasta de reservas recuperables petróleo a obtenerse por secun-



## Recuperación Terciaria en los Estados Unidos

| Tipo de proceso       | 1980<br>bbl/d | 1982<br>bbl/d | 1984<br>bbl/d | 1986<br>bbl/d | 1988<br>bbl/d | 1990<br>bbl/d |
|-----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Térmicos              | 255.610       | 298.624       | 364.560       | 479.669       | 464.905       | 454.212       |
| Químicos              | 2.404         | 4.409         | 13.398        | 16.901        | 22.501        | 11.856        |
| Gas                   | 74.807        | 71.915        | 83.011        | 108.216       | 130.997       | 190.632       |
| Otros                 | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             |
| Producción total EOR  | 332.821       | 374.948       | 460.969       | 604.786       | 618.403       | 656.700       |
| Producción total      | 8.569.000     | 8.655.000     | 8.750.000     | 8.790.000     | 8.096.000     | 8.823.000     |
| % EOR sobre total     | 3.88%         | 4.33%         | 5.27%         | 6.88%         | 7.64%         | 7.44%         |
| Cantidad de proyectos | 226           | 274           | 373           | 512           | 366           | 295           |
| • Térmicos            | 150           | 139           | 151           | 201           | 152           | 154           |
| • Químicos            | 42            | 85            | 138           | 206           | 124           | 50            |
| • Gas                 | 34            | 50            | 84            | 104           | 90            | 91            |
| • Otros               | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             | 0             |

Fuente: Oil &amp; Gas Journal, 23 de abril de 1990 (OGJ Special)

Fuente: Oil &amp; Energy Trend, junio de 1990

Fig. 8

daria. En ese año la relación reservas/producción era realmente crítica para el país, y como los ingenieros siempre tenemos una solución para cada problema, incorporamos a las reservas primarias las posibles reservas secundarias que podían obtenerse de todos los yacimientos del país. Así se logró mejorar la relación, pero a costa de sumarle a las reservas primarias unas reservas secundarias "empíricas" o "de libro".

A partir de ese momento teníamos que obtener producción por secundaria: se contrataron empresas consultoras y se iniciaron proyectos piloto para confirmar aquellas reservas de libro. Fue así como, de los éxitos y fracasos, empezamos a comprender que no todos los yacimientos respondían como se había pensado que iban a responder, y fuimos reduciendo lentamente las reservas asignadas a secundaria. En una palabra, hicimos un "blanqueo", pe-

ro manteniendo aquella relación original reservas/producción lo más estable posible e incorporando reservas en relación con las que consumíamos. Cuando realmente incorporábamos más, aprovechábamos para blanquear la "mentira" inicial. Así como en aquella época dudábamos de esos datos, hoy podemos decir que las cifras actuales son bastante correctas, tanto las que maneja Y. P., F. como aquellas que manejan las compañías privadas.

Volviendo a lo que sucedió en Estados Unidos con la recuperación asistida, la Figura N° 8 muestra un análisis desde el año 1980 a 1990 sobre la marcha de los diferentes proyectos encargados a partir de 1970. Vemos así que en 1980 la recuperación asistida aportaba el 3,88% de la producción total y fue aumentando lentamente hasta llegar a 1990 con un estimado del 7,44% y un total de 656.700 barriles/día, de los cuales más de

450.000 barriles día se obtienen por procesos térmicos, es decir corresponden a petróleos pesados que no se pueden producir sin el agregado de calor, mientras que los procesos químicos o de inyección de gas aportan muy poco, en especial los químicos. También es interesante ver cómo han descendido los proyectos en marcha desde 512 en 1986 a solamente 295 en 1990, siendo la principal reducción en los proyectos químicos por su elevado costo.

Esta es una de las cosas que quería destacar en esta oportunidad. Estamos hablando de aplicar proyectos de recuperación asistida sin saber cuál es el método que en realidad el yacimiento necesita para lograr la recuperación óptima de las reservas. No hay ningún método de recuperación asistida que se pueda aplicar de antemano para "Vizcacheras" o "Puesto Hernández" o para cualquier otro yacimiento. Si se necesitara aplicar un método,



## Cuencas sedimentarias de la República Argentina



Fig. 9

habrá que aprenderlo luego de algunos años de atender y conocer al yacimiento. Si hoy en los Estados Unidos de ese 60% que se obtiene por secundaria más asistida, el 89% lo es por secundaria y sólo el 11% por terciaria, lo más probable es que acá también tengamos una relación similar o terminemos haciendo únicamente secundaria.

Espero que haya quedado claro este concepto: el aumento de la recuperación de los yaci-

mientos también se consigue con eficiencia de extracción, con contralor sobre los pozos y con aplicación de las tecnologías necesarias, entre las que también se incluye la recuperación asistida y las correspondientes inversiones.

Otro aspecto que no debemos descuidar y sobre el que debemos seguir insistiendo, es el aumento de nuestro horizonte de reservas mediante el "Plan Houston" para investigar a fon-

do todas las posibilidades de las cuencas sedimentarias. Como vemos en la Figura N° 9, sobre 19 cuencas sedimentarias solamente 5 son productivas. El conocimiento que de ellas tenemos —aún de las productivas— es relativo, ya que como lo muestra la Figura N° 10 existe una relación de pozos perforados/por km<sup>2</sup> de superficie que va de 1/80 a 1/16.000, cuando es conocido que una cuenca está perfectamente estudiada con una relación de 1 pozo cada 7 km<sup>2</sup> de superficie útil. En una palabra no tenemos un conocimiento profundo de las cuencas que tienen petróleo y mucho menos de aquellas que no lo tienen.

Hemos sostenido desde el principio que el "Plan Houston" debe seguir adelante, volver a licitar todas las áreas y mantenerlas permanentemente en oferta. Si fue importante la apertura petrolera llevada a cabo por el gobierno anterior, mucho más importante fue que el actual gobierno, de distinto signo político, y que anteriormente estuvo en la oposición, diera continuidad a esa política. Yo no creía que esto pudiera suceder, pero ahora soy convencido y también considero que es muy importante para nuestra imagen en el exterior. La gente realmente cree cuando se hacen las cosas: haber firmado más de 30 contratos en solamente tres meses por el Presidente Menem es importante y una buena señal.

Pasemos revista a lo que llevamos hecho en el "Plan Houston". Al 28 de febrero del corriente año (Figura N° 11) existí-



an 62 contratos en vigencia con inversiones comprometidas por más de 317 millones de dólares, y lo que es mucho más importante y que no figura en ese cuadro es que ya dos contratos, dentro del Período de Prospección Previa, han encontrado acumulaciones rentables de petróleo.

Observemos ahora la siguiente planilla (Figura N° 12) donde aparecen todas las empresas con el número de áreas en las que participan y la inversión tanto comprometida como potencial. Resulta interesante resaltar que las primeras cuatro empresas con más de 30% de la inversión real comprometida son de neto capital argentino. Es decir que el "Plan Houston" no solamente tuvo respuesta favorable de grandes y pequeñas compañías internacionales sino también, y fundamentalmente, de las nacionales como una demostración más de que creemos en el futuro del país. Si la inversión se expresa por unidad de superficie (Figura N° 13) las relaciones no varían mucho, pero debe destacarse el notable aporte de una empresa relativamente pequeña como Petrolera San Jorge que, con una participación en 7

**Fig 10 Relación pozos perforados / superficie**

| Cuenca                      | Pozos perforados | Superficie Km²   | Relación pozos/Km² |
|-----------------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Noroeste                    | 388              | 149.700          | 1/386              |
| Noreste                     | 28               | 562.720          | 1/20.097           |
| Bolsones Intermontados      | 17               | 29.920           | 1/1.760            |
| Cuyana                      | 418              | 37.120           | 1/89               |
| Salado (continente)         | 6                | 46.080           | 1/7.680            |
| Colorado (continente)       | 9                | 7.520            | 1/836              |
| Neuquina                    | 1.559            | 124.460          | 1/80               |
| Nirihuau                    | 9                | 7.200            | 1/800              |
| Valdez                      | 1                | 1.600            | 1/1.600            |
| Golfo San Jorge             | 1.379            | 114.400          | 1/83               |
| Austral                     | 777              | 117.100          | 1/151              |
| Levalle                     | 0                | 12.320           |                    |
| Macachin                    | 0                | 8.640            |                    |
| <b>SUB TOTAL CONTINENTE</b> | <b>4.591</b>     | <b>1.337.750</b> | <b>1/291</b>       |
| Salado Marina               | 3                | 48.160           | 1/16.053           |
| Colorado Marina             | 14               | 116.960          | 1/8.354            |
| Valdez                      | 0                | 20.800           |                    |
| Rawson                      | 2                | 33.800           | 1/16.900           |
| Golfo San Jorge             | 26               | 41.600           | 1/1.600            |
| Malvinas                    | 14               | 112.000          | 1/8.000            |
| Austral                     | 48               | 22.400           | 1/467              |
| <b>SUB TOTAL PLATAFORMA</b> | <b>107</b>       | <b>395.720</b>   | <b>1/3.698</b>     |
| <b>TOTAL GENERAL</b>        | <b>4.698</b>     | <b>1.733.740</b> | <b>1/369</b>       |

áreas, ha jugado más de 38 millones de dólares de compromiso real. Yo no califico si esto está bien o mal, es decir haber concentrado el riesgo, solamente analizo el hecho. Tal vez haya faltado a las empresas nacionales algo más de experiencia como la que tienen las empresas

internacionales para afrontar esta clase de riesgos.

Otro hecho importante que quiero mostrar es el que surge del gráfico de la Figura N° 14 y es el por qué de la necesidad de continuar con el "Plan Houston" y más aún justifica la continuidad de las políticas. La disminución de la producción ocurrida a partir de 1983 obedece, como siempre, a una discusión contractual. En ese nuevo período político se procedió a rever los contratos celebrados por el gobierno anterior, nos pasamos dos o tres años discutiendo y como lógica consecuencia, la producción cayó de unos 28 millones de m³ a 24 millones de m³. Para que no se enojen los

**Fig 11**

## Plan Houston

Estado de realización al 28-feb-90.

|                                |   |                  |
|--------------------------------|---|------------------|
| Contratos en vigencia          | : | 62               |
| Inversiones comprometidas      | : | US\$ 317.126.153 |
| Inversiones realizadas         | : | US\$ 141.131.555 |
| Sísmica terrestre ejecutada    | : | 10.858 km.       |
| Sísmica marina ejecutada       | : | 11.737 km.       |
| Líneas sísmicas reprocesadas   | : | 10.298 km.       |
| Pozos terminados en tierra     | : | 5                |
| Pozos en perforación en tierra | : | 2                |
| Pozos terminados en el mar     | : | 1                |



# PLAN HOUSTON

| Empresa                   | NACIONALIDAD | N° DE AREAS    |              | INVERSION NETA - MILES U\$S |       |  |
|---------------------------|--------------|----------------|--------------|-----------------------------|-------|--|
|                           |              | QUE PARTICIPAN | COMPROMETIDA | POTENCIAL                   | %     |  |
| Petrolera San Jorge       | ARGENTINA    | 7              | 38.843       | 155.372                     | 11.48 |  |
| BRIDAS SAPIC              | ARGENTINA    | 9              | 32.071       | 128.284                     | 9.48  |  |
| PLUSPETROL                | ARGENTINA    | 12             | 25.575       | 102.300                     | 7.56  |  |
| PEREZ COMPANC             | ARGENTINA    | 5              | 23.001       | 92.004                      | 6.80  |  |
| SHELL                     | HOLANDA      | 7              | 21.446       | 85.784                      | 6.34  |  |
| TEXACO PETR. ARG.         | EE.UU.       | 12             | 18.232       | 72.928                      | 5.39  |  |
| BHP PETROLEUM             | AUSTRALIA    | 5              | 17.070       | 68.280                      | 5.05  |  |
| TOTAL                     | FRANCIA      | 1              | 13.500       | 54.000                      | 4.00  |  |
| SANTA FE MINERALS         | EE.UU.       | 3              | 12.636       | 50.544                      | 3.74  |  |
| ASTRA                     | ARGENTINA    | 10             | 11.943       | 47.772                      | 3.53  |  |
| PECTEN                    | EE.UU.       | 6              | 10.515       | 42.060                      | 3.11  |  |
| MOBIL                     | EE.UU.       | 2              | 9.831        | 39.324                      | 2.91  |  |
| CHEVRON                   | EE.UU.       | 3              | 9.648        | 38.592                      | 2.85  |  |
| ESSO EXP-ESSO SAPA- EXXON | EE.UU.       | 3              | 9.648        | 38.592                      | 2.85  |  |
| SANTA FE ENERGY           | EE.UU.       | 4              | 8.896        | 35.584                      | 2.63  |  |
| ARGERADO                  | EE.UU.       | 5              | 7.556        | 30.224                      | 2.23  |  |
| OCCIDENTAL OIL            | EE.UU.       | 2              | 7.527        | 30.108                      | 2.23  |  |
| CAPSA                     | ARGENTINA    | 3              | 6.054        | 24.21                       | 1.79  |  |
| TREND                     | EE.UU.       | 2              | 5.322        | 21.288                      | 1.57  |  |
| HUNT OIL                  | EE.UU.       | 1              | 4.964        | 19.856                      | 1.47  |  |
| PETROQ. C. RIVADAVIA      | ARGENTINA    | 2              | 4.713        | 18.852                      | 1.39  |  |
| NOMECO                    | EE.UU.       | 2              | 3.885        | 15.540                      | 1.15  |  |
| IFC (BANCO MUNDIAL)       | EE.UU.       | 4              | 3.583        | 14.332                      | 1.06  |  |
| AUSTRALASIAN OIL EXPL     | AUSTRALIA    | 2              | 3.338        | 13.552                      | 1.00  |  |
| BLIGH OIL                 | AUSTRALIA    | 2              | 3.338        | 13.552                      | 1.00  |  |
| PETSEC                    | AUSTRALIA    | 2              | 3.338        | 13.552                      | 1.00  |  |
| TECPETROL                 | ARGENTINA    | 2              | 3.000        | 12.000                      | 0.89  |  |
| TRITON                    | EE.UU.       | 2              | 2.884        | 11.536                      | 0.85  |  |
| AMOCO                     | EE.UU.       | 2              | 2.722        | 10.888                      | 0.80  |  |
| TECNICAGUA                | ARGENTINA    | 1              | 2.280        | 9.120                       | 0.67  |  |
| EUROCAN                   | CANADA       | 1              | 1.890        | 7.560                       | 0.56  |  |
| UNION TEXAS               | EE.UU.       | 1              | 1.530        | 6.120                       | 0.45  |  |
| PETROBRAS                 | BRASIL       | 1              | 1.242        | 4.968                       | 0.37  |  |
| NORCEN                    | CANADA       | 1              | 1.176        | 4.704                       | 0.35  |  |
| J.N.B.                    | EE.UU.       | 1              | 1.125        | 4.500                       | 0.33  |  |
| UNION PACIFIC             | EE.UU.       | 1              | 923          | 3.692                       | 0.27  |  |
| C.G.C.                    | ARGENTINA    | 2              | 756          | 3.024                       | 0.22  |  |
| APACHE                    | EE.UU.       | 1              | 590          | 2.360                       | 0.17  |  |
| SOL PETROLEO              | ARGENTINA    | 2              | 304          | 1.216                       | 0.09  |  |
| ROSEWOOD                  | EE.UU.       | 1              | 221          | 884                         | 0.07  |  |
| UNDERMAN SMITH            | EE.UU.       | 1              | 221          | 884                         | 0.07  |  |
| ENERTOT                   | EE.UU.       | 1              | 210          | 840                         | 0.06  |  |
| TECSA                     | ARGENTINA    | 1              | 210          | 840                         | 0.06  |  |
| PERFILTRA                 | ARGENTINA    | 2              | 190          | 760                         | 0.06  |  |
| RIUMASA                   | ARGENTINA    | 1              | 185          | 740                         | 0.05  |  |
| TOTALES                   | 45           | 67             | 338.283      | 1.353.132                   | 100   |  |

Fig. 12

radicales veamos ahora la Figura N° 15 en la que puede observarse también la caída producida durante el gobierno peronista de 1973.

Pareciera, volviendo a la Figura N° 14, que esta vez aprendimos la lección, no sólo porque no hemos seguido bajando la producción sino porque ella

está aumentando. No va a haber una pérdida en esta ocasión de 4 millones de m<sup>3</sup> ni una caída como la de 1973, y ello es así sólo por haber dado continuidad a la política petrolera.

El "Plan Houston" nos va a dar la posibilidad de ampliar nuestro horizonte de reservas, siempre que no entremos en una discusión sobre la legislación petrolera. Si accedemos a esa discusión podemos echar a perder todo lo bueno que se ha hecho hasta aquí. La reconversión de los contratos en asociaciones y concesiones no cambiará la operatividad de los mismos y no novilizará m<sup>3</sup>. Pero sí van a mover muchos m<sup>3</sup> las licitaciones de áreas marginales y centrales y la continuidad del "Plan Houston".

Para finalizar, vemos en la Figura N° 16 un esquema de la legislación petrolera que está hoy vigente en el país. Creo que sería bueno y saludable que se clarificaran y actualizaran algunas cosas como el número y superficie de las áreas en concesión, el régimen impositivo, etc., para lo cual se deben introducir ciertas reformas a la Ley N° 17.319.

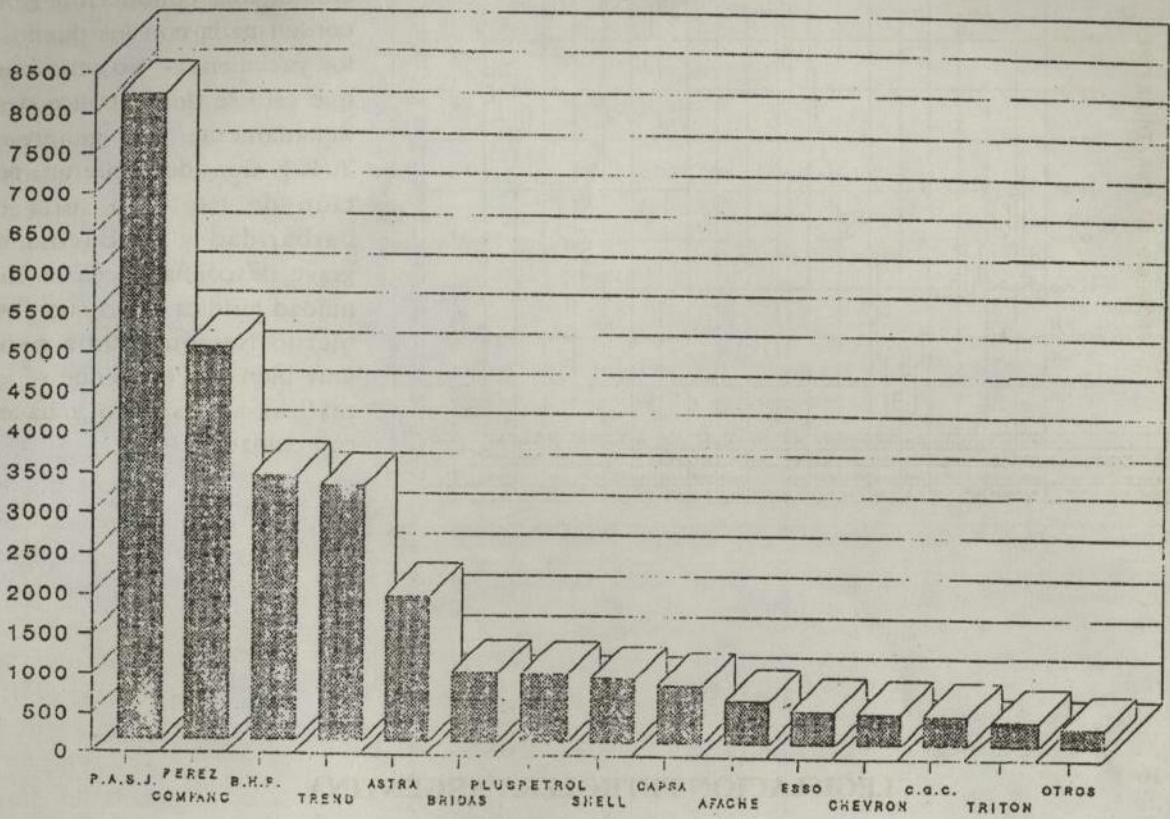
Pero sea cual fuere la legislación que se utilice sigo abogando por una conducción centralizada y no es que pretenda desconocer el derecho de las provincias a tener voz y voto en la explotación de los recursos o que obtengan valores razonables por las regalías. No quiero desconocer nada de esto, porque creo que tienen derechos, pero creo también en una conducción unificada, porque éste



Fig 13

## PLAN HOUSTON INVERSIONES COMPROMETIDAS POR OPERADOR Y POR UNIDAD DE SUPERFICIE

US\$/Km<sup>2</sup>



(AL 23 DE FEBRERO DE 1990)

Fig 14

## PRODUCCION DE PETROLEO TOTAL DEL PAIS

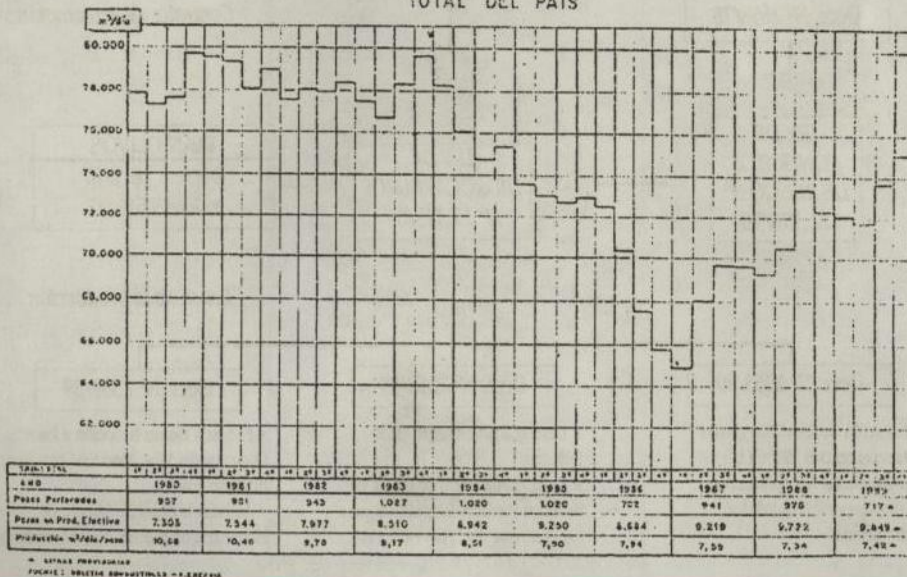
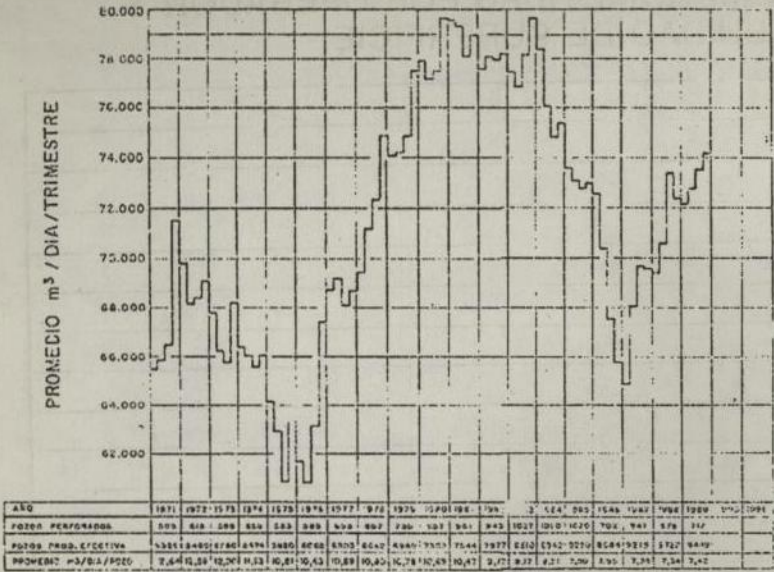




Fig 15

PRODUCCION DE PETROLEO  
TOTAL DEL PAIS



es un problema estratégico, de manejo muy difícil y complicado, para el cual hace falta conocimiento y experiencia y es necesaria una conducción global, consensuada con los dueños de los yacimientos. No sería bueno que esto se descentralice desordenadamente y se generen 23 Y. P. F. Considero que una solución de ese tipo sería una barbaridad y produciría una grave desconfianza en la continuidad jurídica. Creo que el Gobierno Nacional debe pensar muy bien qué es lo que se va a realizar al respecto y hacerlo con cuidado.

Fig 16

LEGISLACION PETROLERA ARGENTINA

