NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL

Distr.
LIMITADA

LC/L.336
14 de mayo de 1985

ORIGINAL: ESPAÑOL

C E P A L
Comisión Económica para América Latina y el Caribe

LA DEMANDA LATINOAMERICANA DE EQUIPO PETROLERO, 1984-1990

85-4-456

INDICE

/Resumen y

Resumen y conclusiones principales

La investigación sobre la demanda de bienes de capital destinados a la actividad petrolera durante el lapso 1984-1990, cuyos resultados figuran en el presente informe, comprendió las etapas de exploración, producción, almacenamiento y transporte por ductos de petróleo y gas natural así como, también, la de refinación de petróleo en los nueve países de la región donde esta actividad reviste mayor significación relativa, a saber: Argentina, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, México, Perú, Trinidad y Tabago y Venezuela.

Los resultados de la investigación permiten afirmar que el rubro más importante en la estructura de la demanda de bienes de capital del sector petrolero lo constituye el material tubular. La demanda de tubos de acero sin costura destinados al entubamiento de pozos (casing) y a la construcción de tuberías de producción (tubing) sería, durante el período considerado, de 2 600 000 toneladas. Los tubos de gran diámetro, de chapa de acero soldada, destinados a la construcción de oleoductos y gasoductos tendría una demanda de casi 1 400 000 toneladas que, sumados a los tubos de características similares para conducción de fluidos en yacimientos (no están incluidos los empleados en plantas de refinación o en distribución) alcanzarían una cifra del orden de 1 500 000 toneladas.

La demanda estimada de nuevos equipos de perforación es de aproximadamente 225 unidades durante los próximos 7 años. Casi una cuarta parte de ella sería generada por empresas de Argentina, Brasil, México y Venezuela. Cabe señalar que Argentina y Venezuela no utilizan en la actualidad la totalidad de los equipos que poseen por lo que se presume se activarán los que están en desuso a medida que las actividades de exploración o producción así lo requieran, y no será necesario adquirir nuevas unidades. La gran mayoría de estos equipos se utilizará para realizar perforaciones en tierra (on shore).

También revisten importancia, aunque en medidas mucho menores que en el caso del material tubular, las cifras correspondientes a las necesidades de tanques de almacenamiento, equipos para separar el gas del petróleo, equipos de bombeo, varillas, árboles de surgencia (christmas trees), bombas de profundidad, válvulas diversas y motores de distinto tipo que componen la amplia gama de mecanismos y elementos necesarios en la actividad petrolera.

En cuanto a las plantas de refinación, la investigación realizada permite afirmar que en los próximos años predominarán las obras destinadas a modificar las actuales refinerías sobre aquellas que corresponden a la construcción de nuevas plantas.

Por último cabe señalar que es muy probable que los objetivos de los programas de perforación de pozos petroleros, tanto de exploración como de producción, elaborados para los próximos años en varios países de la región sean superados en la práctica, es decir, el número de pozos perforados sería superior al previsto, con el consiguiente aumento de la demanda de equipos y materiales respectivos. Se estima que las actividades de reacondicionamiento de pozos o la aplicación de

/métodos de

métodos de recuperación secundaria no podrán compensar totalmente la natural declinación de la producción petrolera, lo que obligaría a incrementar el número de perforaciones para mantener los niveles productivos actuales. Por otra parte, los problemas derivados de la elevada deuda externa que afecta a casi todos los países y las necesidades de sostener un adecuado nivel de actividad económica favorecerían también un aumento de la actividad petrolera. Por supuesto, un alza en los precios del petróleo podría constituir un incentivo adicional.

/Introducción

Introducción

En el presente estudio se pretende ofrecer una estimación de la demanda de maquinaria y equipo petrolífero en los países de América Latina durante los años que restan del presente decenio. Este estudio forma parte de la serie de investigaciones sobre los bienes de capital, que en el marco del Proyecto RLA/77/015, está realizando la CEPAL con la colaboración de la ONUDI y el auspicio del PNUD.

Estas investigaciones tienen como finalidad conocer mejor la magnitud y las características de la demanda de bienes de capital en los distintos sectores productivos del conjunto de países de la región. Este mayor conocimiento se considera imprescindible para formular políticas realistas y, eventualmente, efectuar las recomendaciones sobre las acciones y los mecanismos más adecuados para que los países de América Latina aprovechen en mayor medida que en la actualidad las oportunidades de progreso industrial que le brindan sus propias necesidades.

La investigación sobre la demanda futura de bienes de capital destinados a la actividad pretrolera y cuyos resultados figuran en el presente documento comprendió las etapas de exploración, producción, almacenamiento y transporte de petróleo y gas natural por ductos así como la de refinación de petróleo en los nueve países de la región donde esta actividad reviste mayor significación relativa, a saber: Argentina, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, México, Perú, Trinidad y Tabago y Venezuela. Con el fin de facilitar la recopilación y el ordenamiento de la información, se preparó un listado que incluyó una serie simplificada de los principales equipos, partes y materiales que el mantenimiento, desarrollo y expansión de la actividad petrolera requiere y que, no obstante el criterio simplificativo empleado, representan una proporción muy alta de la demanda total de bienes de capital y materiales requeridos por esta actividad. En función de este listado, se elaboró el cuestionario cuya copia figura en el anexo. Con la finalidad de obtener información directa de los agentes productivos, dicho cuestionario fue sometido a consideración de las empresas petroleras y de los organismos gubernamentales respectivos. No en todos los casos fue posible obtener la información solicitada en la forma y con el detalle requeridos. En algunos casos sólo se logró obtener ciertos datos orientadores que, complementados con información histórica y sobre la base de algunos supuestos, permitieron efectuar estimaciones aceptables sobre la demanda futura de equipo petrolero.

De todos modos, las limitaciones en materia de información encontradas durante la investigación obligaron a reducir, en la consolidación final, la nómina de equipos y materiales confeccionada inicialmente, circunstancia que no reduce significativamente la representatividad de la muestra, ya que los grandes rubros que constituyen la mayor parte de la inversión petrolera en este tipo de bienes, están considerados. Es decir, están incluidos los equipos de perforación, tanto los destinados a la actividad exploratoria como a la de desarrollo, en el mar (off shore) y en tierra (on shore); los equipos de producción; la tubería que se utiliza para el recubrimiento de pozos (casing), la de perforación de los mismos (drill pipe) y la de producción (tubing) que se instala en su interior para la extracción del fluido; los equipos de bombeo mecánico o balancines; los árboles de surgencia (christmas trees); las baterías de tanque que almacenan el petróleo en los yacimientos; el material tubular necesario para la construcción de los ductos destinados al transporte de crudo, gas o productos de refinación.

/Un caso

Un caso aparte lo constituyen las plantas de refinación por cuanto en esta etapa del estudio sólo se propuso conocer el número, el tipo y las principales características de las nuevas refinerías que se proyecta construir en el presente decenio dejando para una etapa posterior la cuantificación y el detalle de los equipos que tales refinerías requerirían.

Cabe señalar que, en los cuadros en los que figuran los resultados de la investigación, se han diferenciado los datos obtenidos directamente, de fuentes oficiales o de otras fuentes, de aquellos deducidos en función de ciertos supuestos de crecimiento del sector o de coeficientes técnicos correspondientes a yacimientos semejantes de otros países. En este último caso los datos respectivos figuran entre paréntesis.

I. SITUACION DE LA INDUSTRIA PETROLERA LATINOAMERICANA

1. Algunos indicadores

América Latina cuenta con reservas comprobadas de petróleo del orden de los 78 000 millones de barriles, cifra que constituye el 11.6%, aproximadamente, de las reservas comprobadas del mundo. Estas reservas alcanzarían para sostener el nivel de producción actual durante un lapso de casi 36 años. En el mundo, la relación reservas/producción anual alcanza una cifra del orden de los 35 años. (Véase el cuadro 1.)

México y Venezuela poseen casi el 90% de las reservas comprobadas de petróleo de la región. En México, la relación reserva/producción supera los 48 años y en Venezuela, los 32 años.

Las reservas de gas natural de América Latina son, también, muy importantes. A fines de 1982, éstas alcanzaban la cifra de 144 500 miles de millones de pies cúbicos, lo que representaba una participación de 5.6% en el total mundial. También se aprecia en el caso del gas natural un elevado grado de concentración geográfica --México y Venezuela, junto con Argentina, poseen alrededor del 82% de las reservas comprobadas de la región.

No obstante estas elevadas cifras de reservas comprobadas de petróleo y gas, cabe señalar que sólo una proporción relativamente pequeña del territorio latinoamericano ha sido explorado en búsqueda de hidrocarburos. Extensas regiones de Centroamérica, amplias áreas en el extenso territorio del Brasil, anchas fajas al oriente y al occidente de la Cordillera Andina, así como sectores correspondientes del litoral del Pacífico y del Atlántico, que constituyen, en conjunto, las cuencas sedimentarias de Latinoamérica, no han sido objeto, aún, de esfuerzos exploratorios acordes con su potencial productivo.

En cuanto a la producción de petróleo de América Latina, cabe indicar que ésta ha representado, en los últimos años, algo más del 10% de la producción mundial de este fluido. En 1982, se produjeron en el conjunto de países de la región alrededor de 2 169 millones de barriles de petróleo, mientras que, en el mundo, se alcanzó una cifra de 19 345 millones de barriles. México y Venezuela produjeron ese año 998 y 667 millones de barriles de petróleo, respectivamente, lo que representó el 77% de la producción total de la región. Por supuesto, estos países son, también, los principales exportadores de este fluido. En 1980, México y Venezuela exportaron en conjunto más de 108 millones de toneladas de petróleo, lo cual significó una participación del 80% en las exportaciones regionales de crudo. Otros países exportadores de América Latina (Trinidad y Tabago, Ecuador y Perú) contribuyeron con el 15%, aproximadamente, de las exportaciones de ese año.

La exportación de productos derivados del petróleo es también significativa en América Latina. En 1980, la región exportó más de 47 000 toneladas métricas de productos. Venezuela y Trinidad y Tabago efectuaron más del 80% de tales exportaciones; México, Colombia, Argentina, Brasil y Perú participaron en conjunto con el 18%.

/En lo

En lo que se refiere al consumo interno de petróleo, también se aprecia una marcada concentración geográfica --México, Brasil, Argentina y Venezuela utilizan aproximadamente el 75% del petróleo que se consume en la región. Los países de mayor consumo per cápita son Venezuela, Trinidad y Tabago y Argentina. Paraguay es el de menor consumo unitario. Varios países de América Latina son importadores netos de petróleo. El Brasil, Cuba, Chile, Jamaica y Uruguay son los que importan petróleo crudo o productos derivados en cantidades más significativas.

En el cuadro 2 figuran las cifras de producción, importación y consumo de petróleo y sus derivados en los países latinoamericanos y en otras regiones del mundo durante el año 1980.

La capacidad regional de refinación de petróleo es de casi 5.8 millones de barriles diarios. Esta capacidad que representa, aproximadamente, el 7.8% de la capacidad de refinación existente en el mundo, corresponde a la actividad de 67 refinerías instaladas en los países de la región. El cuadro 3 muestra el número de refinerías existente en los distintos países y la capacidad de refinación respectiva. Puede apreciarse que sólo 3 países (México, Venezuela y el Brasil) reúnen el 71% de la capacidad de refinación de la región; si se incluyera a la Argentina, se alcanzaría el 83% de ese total.

Cabe señalar que en estos momentos, se aprecia una baja muy importante en la utilización de la capacidad instalada de refinación de petróleo en casi todos los países de América Latina y el Caribe. Esta merma es más notable en la República Dominicana, Guatemala, Panamá, Trinidad y Tabago, Bolivia y Paraguay donde la capacidad ociosa de las refinerías supera el 40%. En Honduras, Nicaragua, Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Uruguay y Venezuela la capacidad no utilizada es del orden del 20%. En el resto de los países la utilización de la capacidad instalada está dentro de márgenes más normales. (Véase el cuadro 4.)

En lo que respecta a la actividad de perforación de pozos cabe indicar que en el lapso 1980-1982 se efectuaron en 15 países de la región 13 904 perforaciones, tanto de pozos de exploración como de producción. Como puede verse en el cuadro 5, la mayor cantidad de pozos perforados correspondió a Venezuela y Argentina. En el lapso indicado más de la mitad de los pozos perforados en la región estaban ubicados en estos dos países.

La profundidad promedio de las perforaciones ha sido durante los años 1980 y 1981 de 1 740 m y 1 250 m, respectivamente, observándose las mayores profundidades en yacimientos de Bolivia y México (más de 3 000 m) y las menores, en Trinidad y Tabago (menos de 1 000 m).

En el cuadro 6 figura la cantidad de equipos activos de perforación en los países de la región entre enero de 1981 y enero de 1982. En mayo de 1983 existían 459 equipos activos, de los cuales 324 eran para perforación en tierra y 75 eran equipos especiales para operaciones marinas.

/El número

El número de equipos activos de perforación ha variado notablemente en el lapso comprendido entre enero de 1981 y mayo de 1983. Después de un significativo incremento, el número de éstos bajó a niveles inferiores a los de 1981.

Existen, en los países latinoamericanos, más de 35 000 pozos petrolíferos en actividad, siendo su promedio productivo anual de más de 60 000 barriles. En 1980, el promedio fue de 58 000 barriles y en 1981, de 61 700 barriles.

2. Tendencias en la actividad petrolera

Durante los últimos años se han puesto de manifiesto ciertas tendencias o cambios de orientación en el desenvolvimiento de la actividad petrolera de la región que, por supuesto, han tenido gravitación sobre la composición y la magnitud de la demanda de equipos y materiales.

Al respecto, cabe señalar la importancia que ha adquirido en varios países de la región la explotación en el mar. En México, la zona marina del Golfo de Campeche contribuyó, en 1982, con el 50% de la producción pretrolera total de ese país.

En Venezuela, en Lago Maracaibo, aunque en ese país se le considera actividad lacustre y no marina (off-shore), se intensificó la explotación petrolera subacuática desarrollándose nuevas técnicas de perforación y de explotación en ese medio.

En Campos, en el Atlántico, la zona petrolera más fecunda y prometedora de Brasil, se han realizado importantes esfuerzos de exploración y se lograron avances significativos en sistemas de producción anticipada. También en la cuenca austral de Argentina se ha estado perforando con resultados alentadores, sobre todo en aguas atlánticas de Tierra del Fuego. Lo mismo sucede en las aguas del Estrecho de Magallanes de donde Chile está extrayendo más de la mitad del petróleo que producen sus yacimientos.

Es evidente que esta explotación de los recursos de las plataformas continentales de los países de la región ha traído consigo cambios importantes en la estructura del equipo petrolífero y en las técnicas y procedimientos empleados. No sólo se ha incrementado la demanda de equipos especiales de perforación en el mar o de plataformas de producción en ese medio, sino también la de un sinnúmero de equipos y elementos complementarios, incluidas barcazas y diversos dispositivos de operación y control que han enriquecido la ya muy amplia variedad de elementos que constituyen la demanda de bienes de esta actividad extractiva.

También conviene destacar los avances logrados en la región en materia de incremento de las reservas comprobadas de gas natural y de la mayor captación de este fluido con fines energéticos o petroquímicos. Ello ha traído aparejado el tendido de grandes gasoductos en varios países y la construcción de redes de distribución de gas en sectores urbanos, con el consiguiente incremento de la demanda de tuberías, especialmente de gran diámetro, así como de equipos compresores y elementos de regulación de presión, entre otros.

/Por otra

Por otra parte, el creciente desequilibrio que se ha podido apreciar entre la estructura de la producción de derivados de petróleo de la región y los patrones de consumo de estos productos ha tenido ya y, seguramente, seguirá teniéndolas en el futuro próximo, importantes consecuencias en materia de inversiones en instalaciones de refinerías, las que requerirán modificaciones sustanciales para adecuarse a las nuevas exigencias del mercado.

También se ha podido apreciar en algunos países una intensificación en el desarrollo de proyectos de recuperación secundaria y terciaria en yacimientos en declinación como forma de aprovechar las economías externas de sus instalaciones y lograr una mayor recuperación final.

Las tendencias o nuevas orientaciones que se han manifestado durante los últimos años en la actividad petrolera regional traen consigo, como se ha señalado, la utilización de un sinnúmero de nuevos equipos, instalaciones y materiales que están modificando en forma sustancial la estructura de la demanda de bienes de capital de este sector productivo. Al respecto, conviene tener presente que en este trabajo sólo se podrán apreciar tales modificaciones en la composición de la demanda a través de la cuantificación de los equipos específicos principales o de mayor envergadura requeridos por este sector de actividad, ya que el cómputo pormenorizado de sus componentes y de los equipos complementarios hubiera superado no sólo el alcance previsto de la investigación, sino, también, las posibilidades operativas del equipo encargado del mismo.

3. La crisis financiera y su efecto sobre la actividad petrolera

La caída del consumo y de los precios del petróleo en el mundo y, muy especialmente, la crisis financiera externa que afecta a la mayor parte de los países de América Latina desde hace algo más de un año, han tenido una gravitación negativa en el desarrollo de los programas y presupuestos petroleros. En casi todos los países de la región ha disminuido, en algunos casos drásticamente, la perforación de nuevos pozos; principalmente, en los dos grandes países exportadores de este fluido, México y Venezuela. De acuerdo con datos extraídos de publicaciones especializadas,1/ desde mediados de 1983 el número de equipos de perforación activos en América Latina se redujo en forma significativa. En mayo de 1982 existían en operación 538 equipos, mientras que en el mismo mes de 1983 el número total de equipos activos era de sólo 451.

Las bajas más notables se produjeron en Venezuela, cuya dotación de equipos se redujo de 68 unidades en 1982, a sólo 37 en 1983 y en México, que de 211 unidades pasó a tener 189. Argentina fue el único país en que se elevó el número de unidades en funcionamiento: de 67 equipos activos en 1982, pasó a tener 78 en 1983. Al respecto cabe indicar que no sólo en América Latina se produjo una retracción en la actividad de perforación de pozos durante el período indicado. También en el Asia, en Africa y en Europa se verificó un fenómeno similar. Sólo la región del Medio Oriente aumentó la actividad perforadora debido principalmente, al esfuerzo que realizó Iraq, que incrementó el número de equipos activos de 5 a 25 en ese lapso.

/La caída

La caída en la actividad de perforación, tanto exploratoria como de explotación no fue, por supuesto, el único efecto de la crisis financiera y de la baja de los precios del petróleo. Ha habido otras modificaciones importantes en los programas de actividad petrolera, los que debieron ajustarse a las nuevas disponibilidades de financiamiento y a la situación de incertidumbre que parece existir en el mercado petrolero mundial en materia de precios y de volúmenes de demanda.

La demanda de equipos y materiales del sector petrolero de los países de la región se ha visto como consecuencia de ello, afectada también en una medida importante.

Es difícil estimar cuánto durará este período de baja actividad relativa y, por lo tanto, también lo es cuantificar la posible inversión en equipo petrolero en los próximos años. Por otra parte, cabe tener en cuenta que, por razones diversas y particulares de cada país de la región, el comportamiento del sector petrolero y, por ende, sus necesidades, puede ser muy distinto en cada uno de ellos.

Lo que sí está claro es que una reactivación de la economía mundial, que además traería como consecuencia la elevación del precio de los hidrocarburos, generaría un rápido incremento de la actividad petrolera y consecuentemente de los requerimientos de la maquinaria y equipos correspondientes.

4. La localización de la demanda de equipo petrolero

Es frecuente encontrar en la literatura técnica y económica relacionada con la actividad petrolera una clasificación de los países latinoamericanos basada en la mayor o menor capacidad de cada uno de ellos para exportar o para satisfacer sus propias necesidades de petróleo. En función de este criterio, suelen distinguirse tres grupos de países. Un primer grupo, constituido por México, Venezuela, Trinidad y Tabago, Ecuador y Perú, es el de los países exportadores de petróleo. Un segundo grupo lo constituyen aquellos que, prácticamente, han alcanzado el autoabastecimiento de este hidrocarburo y lo integran Argentina, Bolivia y Guatemala. El tercer grupo lo forman los restantes países de la región que son importadores significativos de petróleo, no obstante ser, algunos de ellos, productores de cierta importancia como Brasil, Chile y Colombia.

Sin embargo, esta clasificación resulta muy adecuada a los fines de la investigación por cuanto no existe en los distintos países productores la misma relación entre la cantidad de petróleo extraído y la magnitud del equipamiento utilizado. La cantidad y la productividad de los pozos perforados, la profundidad de los mismos, su ubicación geográfica, las características de los yacimientos son, entre otros, los factores que definen la magnitud y la composición de la demanda de equipo petrolero. Como ejemplo de esta afirmación, cabe observar el cuadro 6, donde figuran los equipos de perforación usados en distintos países de América Latina durante los años 1981-1982. Venezuela, que produce más de 8 veces la cantidad de petróleo que produce Argentina y más de 12 veces la que produce Brasil, utilizó, durante el período, bastante menos equipo que el empleado por estos últimos países.

/El hecho

El hecho señalado indica que correspondería emplear otros criterios si se deseara clasificar a los países de la región en función de su importancia como mercado para equipos petroleros. Un criterio podría consistir en agrupar a los países en función de la cantidad de pozos perforados por año, lo que en alguna medida, está relacionado con la demanda de equipo, no sólo de perforación sino, también, de otro destinado a efectuar distintas operaciones de la actividad petrolera. Pero aun así, podría incurrirse en errores de apreciación de cierta importancia. Por ejemplo, México ha perforado durante los años 1980 a 1982 menos de 1 100 pozos. Argentina, en el mismo lapso, realizó más de 2 600 perforaciones (véase nuevamente el cuadro 5); pero esta diferencia no permite afirmar que el mercado argentino de equipo petrolero, sin duda importante, sea en la misma medida, mayor que el mercado de México, país cuya producción petrolera es casi 6 veces superior a la de Argentina.

De todas maneras, en función del número de pozos anuales y otros elementos de juicio, podrían distinguirse tres grupos de países por su importancia como usuarios de equipos petroleros. Un primer grupo, que representaría más de dos tercios del mercado regional de este tipo de bienes, estaría constituido por Argentina, Brasil, México y Venezuela --países que presentan diferencias en su problemática petrolera. (Véase nuevamente el cuadro 5.)

En efecto, México y Venezuela son grandes productores y exportadores de petróleo y ambos están siguiendo una política de mantenimiento de los actuales niveles de ventas al exterior. Sin embargo, no puede descartarse, en el futuro próximo, un cambio de actitud en esta materia frente a las dificultades financieras que los afectan y a la necesidad de sostener un adecuado nivel de actividad económica, sobre todo si hubiese un mejoramiento en los precios internacionales del petróleo. En cambio, el Brasil es altamente deficitario en materia petrolera y está realizando grandes esfuerzos para incrementar su producción y reducir así las importaciones de crudo.

Argentina, por su parte, es un país prácticamente autoabastecido de petróleo, pero con reducidas reservas y con baja productividad por pozo, lo que le exige mantener un alto nivel de perforaciones para sostener su producción e intentar incrementarla.

Un segundo grupo de países, desde el punto de vista de la magnitud de su mercado de equipos petrolíferos, estaría conformado por Trinidad y Tabago, Perú, Colombia, Ecuador y Chile. Este grupo conformaría aproximadamente el 20% del mercado regional y es, también, bastante heterogéneo en cuanto a su potencial y a su problemática petrolera. Tres países: Trinidad y Tabago, Perú y Ecuador son exportadores de petróleo; en cambio, Colombia y, especialmente, Chile son importadores. Sin embargo, todos tienen necesidad de incrementar sus reservas y, por ende, su producción; Chile y Colombia tratando de lograr su autoabastecimiento o la reducción del déficit y Trinidad y Tabago, Perú y Ecuador para poder incrementar sus exportaciones. Es decir, que la situación de escasez de reservas constituye el principal motivo para que estos países, especialmente Ecuador y Perú, intenten darle un mayor dinamismo a sus programas exploratorios. Por supuesto, un incremento en los precios del petróleo podría constituir un incentivo adicional.

/Un tercer

Un tercer grupo de países estaría constituido por aquellos en los que ha habido una relativamente reducida actividad petrolera desde hace varias décadas (Bolivia, Cuba y Guatemala) y otros, como República Dominicana y algunos países de Centroamérica, que han iniciado en años recientes algunas actividades exploratorias.

II. ESTIMACION DE LA DEMANDA DE EQUIPOS PARA LA INDUSTRIA PETROLERA EN VARIOS PAISES DE AMERICA LATINA

1. Principales equipos demandados y su cuantificación según los programas nacionales de desarrollo del sector

En los cuadros 7 al 15 se muestran listados de los principales equipos de la industria petrolífera que constituyen un alto porcentaje de la demanda probable de este tipo de bienes en nueve países de la región, durante el lapso 1984 a 1990. Estos cuadros fueron elaborados, en buena medida, sobre la base de la información suministrada, en forma directa, por los organismos gubernamentales relacionados con esta actividad o por las empresas productoras de petróleo de cada país; los datos no obtenidos de manera directa se estimaron en función de ciertos supuestos de desarrollo del sector o de la aplicación de coeficientes técnicos obtenidos por similitud con yacimientos de otros países y figuran entre paréntesis. La consolidación efectuada en el cuadro 16 sólo comprende a aquellos equipos y materiales principales de los que se dispuso de información de todos los países consultados o bien se pudo efectuar una estimación aceptable de su futura demanda.

En los cuadros mencionados puede apreciarse que la demanda conjunta de equipos petroleros de la Argentina, el Brasil, México y Venezuela constituyen una alta proporción de la demanda regional de estos bienes. Ello resulta evidente al analizar la cantidad de pozos que habrán de perforarse en los distintos países, tanto de exploración como de desarrollo, durante el lapso considerado según los programas oficiales de perforación y desarrollo del sector petrolífero. De un total de 22 673 pozos que habrán de perforarse en la región entre 1984 y 1990, 19 026 pozos corresponderían a los cuatro países mencionados.

La distribución de los equipos necesarios para efectuar las perforaciones es probable que guarde una relación semejante con el número de pozos que deben perforarse. Pero, en cambio, la incorporación de nuevos equipos durante ese período no mantendrá la misma relación por cuanto, por lo menos, dos de los países mencionados (la Argentina y Venezuela) poseen más equipos de los que actualmente utilizan y se presume que éstos se activarán en los próximos años y evitarán la adquisición de nuevas unidades. A continuación se indica el número de equipos que operaban en 1983 y una estimación de la demanda futura de nuevas unidades en la región y en los cuatro países mencionados.

/Equipos de

	Argentina-Brasil México-Venezuela	(%)	Total de países	(%)
Equipos de perforación activos, 1983	404	(87.6)	461	100
Demanda de nuevos equipos de perforación, 1984-1990	52	(23.1)	225	100

La demanda regional de tubería destinada a entubación ("casing") de pozos se ha estimado en unas 2.1 millones de toneladas, de las cuales el 89% correspondería a los cuatro países mencionados. Al respecto, cabe señalar que la profundidad media de los pozos del período 1984-1990, sería bastante superior a la de la actualidad, alcanzando un promedio de casi 2 100 m. En este rubro se destacan las magnitudes de la demanda de la Argentina, México y Venezuela con tonelajes que superarían en los tres casos las 500 000 toneladas. A dichos países les sigue el Brasil con 105 000 toneladas, mientras los cuatro países utilizan alrededor de 1.8 millones de toneladas.

México presenta el mayor tonelaje de tubería por pozo, dado que la profundidad media de éstos es, en este país, mayor que en los restantes (3 947 m) y que el esquema de entubación que dicha profundidad exige es más complejo y comprende tuberías de distintos diámetros alineados en forma telescópica.

Podrá observarse en los cuadros respectivos que la cantidad de pozos que, se estima, han de entubarse y someterse a pruebas de producción alcanza a 17 960 de un total de 22 673 que han de perforarse, o sea, un 79.2%, suponiendo que los restantes se abandonaran por su baja productividad y no fueran objeto de entubamiento en toda su profundidad. Es obvio que la mayor parte de estos pozos habrá de ser de tipo exploratorio y, muy pocos, de desarrollo. La demanda de los distintos elementos que integran el equipamiento principal de producción la ha estimado en gran parte el grupo de trabajo del proyecto, excepto la correspondiente a algunos países --Argentina, Brasil y Chile-- en los que pudo obtenerse información oficial al respecto.

Es así como los equipos y las varillas de bombeo, las armaduras de surgencia (christmas trees), las bombas de profundidad y los motores para accionar el bombeo mecánico, se han estimado en la mayoría de los casos.

Respecto de la tubería de producción o "tubing", se podrá observar en el cuadro de consolidación de la demanda que ésta se expresa en metros: un cálculo global nos daría un tonelaje necesario comprendido entre 500 000 y 550 000 toneladas de tubería de producción durante los próximos 7 años, o sea, un promedio anual que oscilaría entre 70 000 y 80 000 toneladas. Esta imprecisión relativa se debe a que no ha sido posible conocer en todos los países de la región los diámetros y espesores de uso más frecuente en cada caso.

/No fue

No fue posible, asimismo, lograr en todos los casos una información satisfactoria sobre las necesidades de tanques de almacenaje de petróleo; por ello, en el cuadro 16 consolidado no figura la proyección de la demanda de estos elementos. En cambio, sí se estimó la demanda de tubos para los ductos (oleoductos, poliductos y gasoductos) y, complementariamente, algunos equipos conexos.

Como puede verse en el cuadro mencionado, la demanda total estimada de tubos para ductos alcanzaría a casi 1 400 000 toneladas de diversos diámetros.

Al margen de los tubos de acero destinados a la construcción de nuevos ductos, existe una demanda significativa de este mismo tipo de tubos, también para conducción de fluidos, que se estima alcanzaría en los próximos 7 años una cifra del orden de las 400 000 toneladas. Por lo tanto, la demanda total de tubos de acero con costura alcanzaría una cifra cercana a 1 500 000 toneladas. Paralelamente, la demanda de tubos de acero sin costura (producto siderúrgico) sería en el mismo lapso del orden de 2 600 000 toneladas, destinados a entubamiento de pozos (casing) y a tuberías de producción (tubing).

Referente a las plantas de refinación, la información obtenida permite afirmar que en los próximos años habría un predominio de las obras de modificación o ampliación de las refinerías actuales sobre aquellas relativas a la construcción de nuevas refinerías. Existen proyectos de instalación de plantas nuevas de refinación de petróleo en el Ecuador y México, y de construcción de unidades complementarias anexas a las refinerías existentes en la Argentina, Colombia, Chile y México. No existen proyectos en el Brasil ni en el Perú y no se obtuvo información en Venezuela, aunque se estima que no existen intenciones de construir nuevas refinerías en los próximos años. En Trinidad y Tabago, por el contrario, existe la posibilidad de que se cierre una refinería perteneciente a una compañía extranjera por reducción casi total de su actividad dedicada, anteriormente, a la exportación de productos.

2. Algunas consideraciones sobre la futura demanda de equipos

De modo general, puede decirse que la demanda de equipos y materiales petroleros durante el período 1984-1990, dependerá de la medida en que se lleven a cabo los programas de exploración y desarrollo que tienen los países y, en forma más directa, de la cantidad de pozos que realmente se perforen en ese lapso.

En estos momentos estos programas y, en especial, los de los países exportadores más importantes, están condicionados por dos factores principales. El primer factor es la recesión, que afecta a buena parte de los países desarrollados, y su consiguiente repercusión sobre la demanda y el precio de los hidrocarburos; el segundo factor es la enorme deuda externa que soportan casi todos los países de la región y que constituye una seria restricción a los planes de inversión de las empresas del sector. De ahí que los programas de exploración y desarrollo de la mayoría de estos países no sean demasiado ambiciosos, lo que se refleja en los planes de perforación previstos.

/Ello no

Ello no obstante, surgen dudas sobre el cumplimiento real de algunos de estos programas en cuanto a sus aspectos limitativos de la actividad perforadora, ya que de ser así podría significar una disminución importante de la producción petrolera, difícil de aceptar como posible por las razones que se indican a continuación.

Obsérvese que la producción de petróleo de América Latina, entre los años 1980 y 1982, creció de 2 045 822 barriles a 2 248 822 barriles y que, en correspondencia, se perforaron, durante los años 1980, 1981 y 1982 la cantidad de 4 232, 4 551 y 5 121 pozos, respectivamente. Ello significa que el sostenimiento de la producción de petróleo --ya que ésta declina en un porcentaje variable según el tipo de yacimiento-- y los incrementos obtenidos en esos años exigió la perforación de un número creciente de pozos.

En el período en examen, que alcanza a siete años, se perforarían en promedio, según los programas de los países, 3 229 pozos por año en toda la región, o sea, unos 1 000 pozos menos que los perforados en 1980. Esto significa que, de no aplicarse otros procedimientos técnicos, como proyectos de recuperación secundaria e intensos programas de reacondicionamiento de pozos, la producción de hidrocarburos de la región podría disminuir en forma significativa.

Los datos siguientes muestran la evolución de la cantidad de pozos perforados en algunos países durante los años 1980, 1981 y 1982 y las cifras medias de perforación previstas para el período 1984-1990.

	1980	1981	1982	Promedio anual 1984-1990
Brasil	463	669	1 108	854
México	434	412	250	272
Perú	540	426	239	110
Trinidad y Tabago	218	243	233	109
Venezuela	1 275	1 491	2 073	676

Se sabe que en Venezuela, donde se decidió reducir el número de equipos activos de perforación en 30 unidades a partir de 1983-1984, se espera lograr gran parte de la producción de petróleo necesaria para compensar una producción declinante del orden de 20% anual mediante el reacondicionamiento de más de 2 000 pozos por año. Este recurso, obviamente de menor costo que el correspondiente a la habilitación de nuevos pozos, lo mismo que la utilización de métodos de recuperación secundaria, sólo puede aplicarse en países donde los yacimientos y pozos tienen las condiciones favorables para ese tipo de trabajo, lo cual no es tan frecuente, sobre todo en el caso de la recuperación secundaria.

Por las razones arriba apuntadas, podría afirmarse que las cifras que se indican en los cuadros 7 al 15, correspondientes a la demanda probable de equipos y elementos para el sector petrolero latinoamericano durante los próximos 7 años, probablemente sean superadas por la realidad en varios países de la región; de todos modos, tales cifras de demanda constituyen, en alguna medida, un marco de referencia que puede ser de utilidad para aquellas industrias de la región que intenten participar o aumentar su participación en el suministro de bienes de capital a la actividad petrolera. Al respecto, conviene señalar las características

/particulares de

particulares de buena parte de los equipos, dispositivos y elementos que se utilizan en esta actividad, sobre todo en cuanto al cumplimiento estricto de especificaciones y normas de fabricación de aceptación internacional y que constituyen una condición indispensable para acceder a este mercado. Estas exigencias constituyen, sin duda, una limitación para la participación de empresas locales en la provisión de este tipo de bienes, pero, al mismo tiempo, puede inducir a una elevación notable del nivel tecnológico del sector cuando se intenta seriamente superar tal limitación.2/

Notas

1/ Revista Petróleo Internacional, julio/agosto 1983.

2/ Una buena parte de los equipos y elementos que se utilizan en la industria petrolera deben responder a especificaciones técnicas y normas de calidad y eficiencia sumamente estrictas.

La razón de esta exigencia en el cumplimiento de tales especificaciones y normas --en general, mucho más rigurosas que las que se aplican en otras actividades productivas-- deriva, en gran medida, de la necesidad de evitar fallas en las distintas operaciones que conforman la actividad petrolera, las que, de producirse, podrían provocar no sólo costosas paralizaciones y daños materiales, sino, también, lesiones físicas a los operadores y, en algunos casos, graves daños ecológicos (por ejemplo, derrame de petróleo en el mar).

Este estricto cumplimiento de especificaciones y normas limita, por supuesto, la posible participación de la industria metalmecánica de algunos países de la región en la provisión de equipos y elementos para la actividad petrolera. En general, los establecimientos metalmecánicos de estos países no disponen del equipamiento, la técnica ("know how") y la experiencia necesarios para cumplir con tales exigencias, al margen de otras consideraciones relativas a escalas productivas, capacidad financiera, etc. que también constituyen limitaciones importantes.

Sin embargo, este tipo de exigencias puede inducir, en alguna medida, como contrapartida a lograr avances tecnológicos significativos en el sector metalmecánico, toda vez que se intente sustituir la importación de algún equipo o elemento destinado a la actividad petrolera por bienes similares de fabricación local. En estos casos, la empresa que realiza ese intento suele ver compensado su esfuerzo no sólo por el hecho de poder suministrar tales bienes a la industria petrolera, sino también porque merced al mejoramiento de su equipamiento y la experiencia que adquiere en la aplicación de tecnologías más exigentes y los necesarios controles de calidad, estará, generalmente, en condiciones de encarar la fabricación de otros productos destinados a distintas actividades productivas que, anteriormente, no hubiese podido realizar.

/Anexo

Anexo

DATOS BASICOS PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA DE BIENES DE CAPITAL DEL SECTOR PETROLERO EN EL DECENIO DE 1980

El objetivo del estudio es estimar la demanda de maquinaria y equipo del sector petrolero para el presente decenio, o sea los datos históricos (1980-1983) y los programados o estimados para el futuro (1984-1990). En las páginas adjuntas se muestra un listado de los principales equipos comprendidos en el estudio; en todos los casos se solicita que, en lo posible, la información se dé en unidades físicas y en dólares de los Estados Unidos de 1983.

Además, se requiere conocer los programas que sirven de base a los datos que se suministran, como son: cantidad de pozos proyectados de exploración y desarrollo; número probable de pozos productivos; profundidades medias por yacimientos; cantidad de baterías programada; plantas refinadoras y su capacidad, etc.

La información solicitada debe incluir el equipamiento requerido para el almacenamiento necesario, tratamiento y transporte por ductos del petróleo y el gas. En el caso de las tuberías, deberá especificarse si se trata de cañerías con o sin costura, así como también los diámetros y espesores más frecuentes.

En los datos requeridos deberán indicarse los trabajos que habrá de realizar directamente la empresa estatal y sus contratistas en tierra y mar adentro. En consecuencia, deberán incluirse también las plataformas marinas de perforación y de producción, así como las baterías y líneas de recolección del fluido en esa zona.

1. Perforación

a) Equipos de perforación (existencia actual; programa de adquisiciones hasta 1990; número de unidades según orden de capacidad perforativa).

i) Trépanos (consumo anual medio en unidades según programas)
ii) Barras de sondeo (ídem anterior)
iii) Portamechas (ídem anterior)
iv) Cañería de entubación o "casing".

2. Producción

a) Equipo de bombeo
b) Motores para equipos de bombeo (potencia media)
c) Bombas sumergibles
d) Varillas de bombeo
e) Arbol de navidad
f) Baterías de producción, sus tipos y componentes principales
g) Cañería de bombeo (tubing)
h) Cañería de conducción o recolección de petróleo y gas en los yacimientos
i) Válvulas y herrajes (fittings) (valores globales en dólares).

3. Almacenamiento y tratamiento de petróleo y gas

a) Cantidad de tanques y almacenamiento según capacidad o tamaño
b) Válvulas y herrajes (fittings) (valores globales en dólares)
c) Principales equipos auxiliares.

4. Transporte de petróleo y gas por ductos

a) Longitud de tubería con indicación de espesores y diámetros, según programa de oleductos que habrán de construirse en el lapso señalado
b) Estaciones de bombeo y sus componentes
c) Válvulas y herrajes (fittings).

5. Plantas de refinación

a) Plantas de refinación, sus tipos, características y capacidades.

/Cuadro 1

Cuadro 1

AMERICA LATINA: RESERVAS COMPROBADAS DE PETROLEO Y GAS, Y PRODUCCION DE PETROLEO EN 1982

	Petróleo Reservas al 1-1-83 (MMB) a/	Gas Reservas (MMM pies cúbicos) b/	Petróleo Producción 1982 (MMB/año) c/	Petróleo Relación reservas/producción Res. Prod. año
Argentina	2 590	15 200	176.3	14.7
Bolivia	180	5 400	8.8	20.4
Brasil	1 750	1 500	92.0	19.0
Chile	760	2 500	15.0	50.7
Colombia	536	5 000	51.1	10.5
Costa Rica	-	-	-	-
Ecuador	1 400	4 000	78.5	17.8
El Salvador	-	-	-	-
Guatemala	50	-	2.3	21.7
Honduras	-	-	-	-
México	48 300	59 000	998.0	48.4
Nicaragua	-	-	-	-
Panamá	-	-	-	-
Paraguay	-	-	-	-
Perú	835	1 100	72.3	11.5
Trinidad-Tabago	700	8 000	-	-
Uruguay	-	-	-	-
Venezuela	21 500	42 800	666.5	32.3
América Latina	77 901	144 500	2 160.6	36.0
Mundo	670 189.4	2 573 241	19 345.0	34.6

Fuente: World Oil, varios números.

a/ Millones de barriles.
b/ Miles de millones de pies cúbicos.
c/ Millones de barriles por año.

Cuadro 4

AMERICA LATINA: EVOLUCION DE LA CAPACIDAD NO UTILIZADA DE REFINACION POR PAISES, 1970/81
(Porcentajes)

	1970	1973	1975	1978	1980	1981
Barbados	21	6.7	5	6	6	11
Costa Rica	35	11	43	17	10	7
Cuba	0.5	8	2	3	3	3
R. Dominicana	-	55	23	48	43	47
El Salvador	74	8	17	11	24	18
Guatemala	42	26	29	35	41	42
Honduras	-	12	11	41	30	27
México	19	26	17	13	24	20
Nicaragua	23	13	17	24	32	30
Panamá	9	5	22	76	61	61
Trinidad-Tabago	4	11	46	48	48	62
Argentina	11	24	33	31	27	28
Bolivia	51	45	27	26	71	67
Brasil	11	12	16	15	27	28
Chile	6	9	34	21	21	27
Colombia	-	1	12	11	22	22
Ecuador	33	12	12	20	5	10
Paraguay	65	55	60	41	62	52
Perú	12	10	39	34	19	15
Uruguay	25	29	27	19	19	30
Venezuela	2	13	43	36	48	37
América Latina	8	16	30	28	31	30

Fuente: Naciones Unidas, Yearbook of World Energy Statistics, 1981.

Cuadro 5

AMERICA LATINA (PRINCIPALES PAISES): PRODUCCION DE PETROLEO, POZOS EN PRODUCCION Y POZOS PERFORADOS EN CADA AÑO: 1980, 1981 Y 1982

Principales países	1980				1981				1982		
	Producción de petróleo (MBs)	Total de pozos en producción	Pozos perforados en 1980	Profundidad promedio (metros)	Producción de petróleo (MBs)	Total de pozos en producción	Pozos perforados en 1981	Profundidad promedio (metros)	Producción de petróleo (MBs)	Total de pozos en producción	Pozos perforados en 1982
Argentina	177 163	6 695	953	2 201	181 293	6 842	904	2 069	175 289	s.d.	778
Bolivia	8 704	215	23	3 170	8 091	234	37	2 844	8 934	s.d.	43
Brasil	66 437	1 851	463	1 731	77 898	2 009	668	568	94 761	s.d.	1 108
Chile	12 821	293	103	1 920	15 100	330	92	1 921	15 417	s.d.	94
Colombia	45 615	2 242	174	1 604	48 847	3 322	219	1 553	52 200	s.d.	230
Ecuador	78 825	869	23	2 864	76 775	853	27	2 664	76 320	s.d.	23
México	708 454	3 392	434	2 841	843 931	3 641	412	3 015	1 003 630	s.d.	250
Perú	75 762	2 895	540	1 310	70 445	2 787	426	1 319	75 170	s.d.	239
Trinidad-Tabago	77 613	3 350	218	929	69 114	3 408	243	971	66 395	s.d.	233
Venezuela	793 397	13 453	1 275	1 350	769 420	12 649	1 491	1 275	675 166	s.d.	2 073
Otros	1 031	33	26	2 514	2 683	36	32	2 407	3 131	s.d.	50
Total	2 045 822	35 288	4 232	1 737	2 166 166	35 111	4 551	1 367	2 248 822	s.d.	5 121

Fuente: World Oil, diversos números.

s.d. = sin datos

Cuadro 6

AMERICA LATINA: CANTIDAD DE EQUIPOS DE PERFORACION ROTATORIA ACTIVOS

	Enero 1981			Diciembre 1981			Enero 1982		
	Tierra	Mar	Total	Tierra	Mar	Total	Tierra	Mar	Total
Argentina	71	2	73	58	4	62	62	4	66
Barbados	-	-	-	1	-	1	1	-	1
Bolivia	4	-	4	14	-	14	13	-	13
Brasil	44	29	73	60	29	89	61	31	92
Colombia	21	-	21	23	-	23	25	-	25
Chile	4	4	8	3	3	6	3	3	6
Ecuador	2	-	2	5	-	5	5	1	6
Guatemala	6	-	6	7	-	7	7	-	7
México	194	22	116	201	19	220	201	19	220
Paraguay	-	-	-	1	-	1	1	-	1
Perú	17	5	22	21	5	21	20	5	25
República Dominicana	-	-	-	1	-	1	1	-	1
Trinidad y Tobago	8	6	14	8	6	14	8	7	15
Uruguay	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venezuela	36	14	50	51	16	67	48	16	64
Totales	407	82	489	453	83	536	456	86	542
Porcentajes	(83)	(17)	(100)	(84.5)	(15.5)	(100)	(83.4)	(16.6)	(100)

Fuente: Petróleo Internacional, abril 1982.

Cuadro 7

ARGENTINA: NECESIDADES DE EQUIPAMIENTO PETROLERO, 1984 - 1990

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
PETROLEO								
A. Perforación								
Exploración y Desarrollo de Yacimientos								
1. Pozos a perforar (YPF) : Exploración	144	154	158	163	168	175	180	1 142 pozos
Desarrollo	803	720	678	650	632	602	594	4 679
	947	874	836	813	800	777	774	5 821 pozos
	Reposición de equipos							
2. Equipos de perforación (2000 m = 11; 2500 m = 11; 3500 m = 2; 4000 m = 9; 5000 m = 3; 6000 m = 4; 7000 m = 1)								
a) De tierra 41	2	2	2	2	2	2	2	14 equipos de perforación
b) Marino 1	M US$ 16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	MM US$ 112
42								
3. Métros a perforar : Exploración	424 000	437 000	451 000	467 000	484 000	499 000	527 000	3 290 000 m Exploración
Desarrollo	1 960 000	1 833 000	1 736 000	1 668 000	1 613 000	1 538 000	1 557 000	11 905 000 m Desarrollo
	2 384 000	2 270 000	2 187 000	2 135 000	2 097 000	2 037 000	2 084 000	15 195 000 m
4. Trépanos o brocas (nº)	6 440	5 940	5 690	5 530	5 440	5 280	5 260	39 580 trepanos
5. Barras de sondeo (nº)	4 050	3 740	3 580	3 480	3 420	3 330	3 300	24 900 barras de sondeo
6. Portamechas ("drill collar") (nº)	210	195	186	180	178	173	170	1 292 portamechas
(Inversiones en valor MM US$)	20.5	18.9	18.1	17.6	17.3	16.8	16.7	MM US$ 125.9
B. Tuberías (ton.) (sin costuras y diámetros diversos)	80 500	74 300	71 100	69 100	68 000	66 000	65 500	494 500 t de tuberías
C. Equipos de Producción								
1. Equipos de bombeo (nº)	664	604	568	543	531	508	497	3 915 equipos de b.
2. Motores (nº)	664	604	568	543	531	508	497	3 915 motores
3. Bombas de profundidad	664	604	568	543	531	508	497	3 915 bombas
4. Varillas de bombeo (metros)	1 401 700	1 274 300	1 198 900	1 145 900	1 116 800	1 066 600	1 042 000	8 246 200 varillas
5. Armaduras de surgencia (árbol navidad)	34	30	32	34	32	31	32	225 árboles
6. Baterías (nº)	28	25	24	22	21	20	21	161 baterías
7. "Tubing" (metros)	1 503 700	1 369 700	1 300 900	1 254 300	1 219 600	1 166 800	1 145 200	8 960 200 "tubings"
8. Cañería de conducción (metros)	1 396 000	1 268 000	1 196 000	1 154 000	1 126 000	1 078 000	1 058 000	8 276 000 cañerías
9. Válvulas y fittings (US $)	838 072	748 348	718 348	658 485	628 555	598 623	628 555	4 818 917 válvulas
Inversión total en equipos de producción (M US$)	151 626	137 577	130 259	125 096	121 708	116 396	114 392	MM US$ 0.897

Cuadro 7 (cont.1)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
D. Almacenaje y Tratamiento								
1. Tanques (10 000 m^3)	1	3	2	2	2	1	1	12 tanques
(5 000 m^3)	1	3	2	2	2	1	1	12
(Inversiones en US$)	415 339	1 146 817	830 678	830 678	830 678	415 339	415 339	US$ 4 884 868
2. Válvulas y fittings (US$)	96 200	208 154	145 040	207 013	183 723	115 089	115 089	US$ 1 070 308
3. Equipos auxiliares								
a) tanques	-	2	2	4	3	3	3	19 tanques (7 de 5000m^3 12 de 2000m^3)
b) hornos	1	2	1	2	2	1	1	10 hornos
c) bombas	8	7	5	8	8	6	4	46 bombas
Inversión total de "D" en US$	1 283 171	2 467 477	1 726 996	2 502 119	2 273 876	1 428 675	1 374 442	US$ 13 056 756
E. Recuperación secundaria								
Inversión total en US$	141 600 100	(sin datos entre 1985 y 1990)						US$ 141 600 100
F. Almacenamiento y tratamiento de gas								
1. Esferas (2 500 m^3 c/u)	----------2 ---------- s/fecha							Tanques: 1 esferas
2. Cilindros horizontales (300 m^3 c/u)	----------6 ---------- s/fecha							2 cilindros
Inversión US$								US$ 2 130 000
3. Válvulas y fittings								US$ 182 560
4. Equipos auxiliares								
a) Compresores (sin nº)								
Inversión US$								US$ 58 200 000
b) Bombas								
Inversión US$								US$ 375 000
c) Instrumentos de control								
Medidores de candal Calorímetros Cromatógrafos								US$ 325 000

Cuadro 7 (cont.2)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
G. Oleoductos y poliductos								
1. Oleoducto Puerto Hernández - Luján de Cuyo (463 km), 16" API, 6000 a 10 000 m^3/d.								Tubería: 463 000 m ø 16" API
Inversión US$ 67 000 000								US$ 67 000 000
a) Bombas								Bombas:
3 electrobombas 800 HP 4 motobombas 800 HP 2 electrobombas 350 HP								3 electrobombas 800 HP 4 motobombas 800 HP 2 electrobombas 350 HP
Inversión US$ 12 000 000								
b) Planta de almacenaje Malargüe								
Cap.: 40 000 m^3								
Inversión US$ 1 000 000								
c) Centro de mantenimiento								US$ 44 000 000 inversión total de a) a e)
Inversión US$ 5 000 000								
d) Sistema de comunicaciones								
Inversión US$ 6 000 000								
e) Estaciones de bombeo								Bombas:
8 motobombas								8 motobombas
Inversión US$ 20 000 000								
2. Poliductos								
Ampliación del complejo Luján de Cuyo - V. Mercedes - Montecristo - La Matanza								
a) Reemplazo 130 km de conducto 16" API								
Inversión US$ 19 000 000								US$ 45 700 000 inversión total:
b) Reemplazo de 15 km de conducto por cañería reforzada con costura 14" API								tubería: 130 km 16" API 15 km 14" API
Inversión US$ 2 200 000								3 turbobombas 1500 HP
c) Estación de bombeo progresiva								
3 turbobombas 1500 HP c/u								1 turbobomba 1300 HP 9 turbobomba 1100 HP
Inversión US$ 6 000 000								
d) Instalación turbobomba de 1300 HP								
Inversión US$ 1 500 000								
e) Instalación 3 estaciones de bombeo								
9 turbobombas de 1100 HP c/u								
Inversión US$ 17 000 000								

Cuadro 7 (cont.3)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
H. Plantas de Refinación								
1. Refinería de La Plata								
a) Destilación al vacío del residuo de "topping" Capacidad 5000 m^3/d operativo Inversión US$ 26 000 000								
b) Coqueo retardado Capacidad 1035 m^3/d operativo Inversión US$ 100 000 000								
c) Coqueo retardado Capacidad 3000 m^3/d operativo Inversión US$ 72 000 000								
d) Cracking catalítico Capacidad 4500 m^3/d operativo Inversión US$ 112 000 000								US$ 798 000 000 inversión total en Plantas de Refinación
e) Hidrodesulfuración Capacidad 1500 m^3/d operativo Inversión US$ 16 000 000								
2. Luján de Cuyo								
a) Coqueo Retardado Capacidad 3200 m^3/d operativo Inversión US$ 73 000 000								
b) Cracking catalítico Capacidad 3300 m^3/d operativo Inversión US$ 87 000 000								
c) Hidrodesulfuración Capacidad 2000 m^3/d operativo Inversión US$ 17 000 000								
3. Servicios auxiliares e interconexiones Ambas refinerías Inversión US$ 240 000 000								
4. Refinería Campo Durán Turboexpander Capacidad 9 x 6^{10} Inversión US$ 55 000 000								

Cuadro 7 (cont.4)

	1984	1985

OBRAS PARA UTILIZACION DE GAS NATURAL

A. Plantas

1. Plantas de deshidratación y recuperación de gasolina en Chimen Aike Capacidad 500 000 m^3/d
2. Ampliación Capacidad de Compresión de gas en Planta Sierra Barrosa
   Capacidad 250 000 m^3/d
   10 motocompresoras e instalaciones complementarias
3. Planta de tratamiento de Luján de Cuyo (Mendoza)
   Capacidad 180 000 m^3/d

B. Transporte

1. Ampliación Capacidad del Gasoducto General de San Martín
   6 plantas recompresoras Potencia 103 200 HP
   (elevar la capacidad actual 11 500 000 m^3/d a 14 500 000 m^3/d)
2. Construcción Gasoducto de Plaza Huincul a San Carlos de Bariloche
   Tuberías: 410 km de 8"Ø (troncal)
   100 km de 6"Ø (derivación a Junín de Los Andes)
   43 km de 4"Ø (derivación a San Martín de Los Andes)
3. Gasoducto a Entre Ríos cruzando el Río Paraná
   Tuberías: 37 km de 18"Ø
4. Ampliación Gasoducto del Norte (2a. etapa)
   3 plantas recompresoras (Ledesma, Tucumán y Ferreyra)
   Ampliación y adecuación de las existentes (Lumbreras, Lavalle, Dean Funes y San Gerónimo)

Necesidades de equipos e inversiones					Total de necesidades de equipos e inversiones
1986	1987	1988	1989	1990	
					Compresores: 10 motocompresoras
					Tuberías: 590 km de tuberías desde 4"Ø hasta 18"Ø

Cuadro 7 (cont.5)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
C. Almacenamiento								
1. Planta para picos de consumo								
Planta de licuefacción de gas natural								
Capacidad 60 000 000 m^3/h								
240 000 m^3/h licuefacción								
400 000 m^3/h vaporización								
2. Almacenamiento de gas licuado								
a) Montaje e interconexión de tanques esféricos para GLP en Planta Cornejo (Salta)								
b) Montaje e interconexión de tanques esféricos para GLP en La Plata								
c) Montaje e interconexión de tanques esféricos para GLP en Luján de Cuyo (Mendoza)								
d) Montaje e interconexión de tanques esféricos para GLP en Planta Montecristo								
e) Proyecto de construcción de 2 tanques de almacenamiento refrigerado en Puerto Galván de 40 000 m^3 c/u								
2 tanques refrigerados (40 000 m^3 c/u)								2 tanques refrigerados de 4000 m^3 c/u
f) Reacondicionamiento del sistema de refrigeración de GLP en el Complejo San Lorenzo								
D. Distribución								
1. Normalización operativa del sistema de distribución de gas en en la Capital Federal y el Gran Buenos Aires (Sur del Gran Buenos Aires)								
Tuberías: 10 km de 12"Ø								
2. Gasoducto en anillo de distribución en la zona industrial Rosario - San Lorenzo								
Tuberías: 10 km de 12"Ø								
3. Gasoducto desde General Pacheco a la Central de SEGBA en Puerto Nuevo								
Tuberías: 33 km de 30"Ø								

Cuadro 7 (cont.6)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
4. Gasoducto en anillo industrial de Tucumán. Desde el Gasoducto Cpo. Durán- Buenos Aires hasta Monte Caseros Tuberías : 38 km de 12"Ø								375 km de tuberías desde 1 1/2"Ø hasta 12"Ø
5. Sistema de distribución de gas natural de alta presión en la ciudad de Mendoza (2a. etapa) Tubería de acero: 54 km desde 4"Ø hasta 30"Ø								
6. Ramales industriales y aportes a redes existentes Tubería: 200 km entre 6"Ø y 12"Ø								

Cuadro 8

BRASIL: NECESIDADES DE EQUIPAMIENTO PETROLERO, 1984/1990

		Necesidades de equipos e inversiones														Total de necesidades de equipos e inversiones		
		1984		1985		1986		1987		1988		1989		1990				
PETROLEO																		
A. Perforación																		
Exploración y Desarrollo de Yacimientos		T.	M.	T.	M.	T.	M.	T.	M.	T.	M.	T.	M.	T.	M.	Tierra	Mar	Total pozos
1. Pozos a perforar:	Exploración	128	104	134	104	132	103	127	99	(150)	(100)	(150)	(100)	(150)	(100)	971	710	1 681
	Desarrollo	623	97	653	97	500	94	442	84	(450)	(85)	(600)	(85)	(500)	(85)	3 668	627	4 295
	Total	751	201	787	201	632	197	569	183	(600)	(185)	(650)	(185)	(650)	(185)	4 639	1 337	5 976
2. Metros a perforar (1200 m/pozo)	Tierra:	901 200		944 400		758 400		682 800		720 000		780 000		780 000		5 566 800 m tierra		
	Mar:	241 200		241 200		236 400		219 600		222 000		222 000		222 000		1 604 400 m mar		
																7 171 200 m total		
3. Equipos de perforación (1983)																		
a) Existentes: Exploración - Tierra 13																		
- Mar 20																		
Desarrollo - Tierra 33																		
- Mar 9																		
Total 75																		
b) Renovación anual estimada		(6)		(6)		(6)		(6)		(6)		(6)		(6)		(42)	Equipos 26 M. 16 T.	
4. Trépanos (en general) (4 x pozo)		(3 800)		(3 950)		(3 320)		(3 010)		(3 140)		(3 340)		(3 340)		23 900	Trepanos	
5. Barras de sondeo (Nº)		(1 500)		(1 500)		(1 500)		(1 500)		(1 500)		(1 500)		(1 500)		(10 500)	Barras de sondeo	
6. Portamechas (Nº)		(100)		(100)		(100)		(80)		(80)		(80)		(80)		(620)	portamechas	
B. Tuberías (diámetros diversos)	3 000 - 4 1/2")	641 000 m		0.5%														
	105 000 - 5 1/2")			17.6%														
	150 000 - 7")			25.0%														
	205 000 - 9 5/8")			34.2%														
1. "Casing" 1982	75 000 -10 3/4")			4.9%												"Casing":		
1108 pozos perforados	7 000 -10 3/4")			1.2%												650 000 m/año	3 465 000 m total	
486 pozos productivos	74 000 -13 3/8")			12.3%												equiv. a 133 000 t	equiv. a 931 000 t	
(tubería estimada)	3 000 -18 5/8")			0.6%														
	18 000 -20")			3.0%														
	600 -20 3/4")			0.1%														
	600 -30")			1.0%														
2. "Tubing" 3 1/2 = 480 000 m/año																"Tubing":		
																480 000 m/año	185 000 m total	
																equiv. a 37 500 t	equiv. a 262 000 t	

Cuadro 8 (concl.)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
C. Equipos de producción								
1. Armaduras de surgencia (árboles de navidad)	(600)	(600)	(600)	(600)	(600)	(600)	(600)	(4 200) Armaduras
2. Equipos de bombeo	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(700) Eq. de bombeo
3. Motores para equipo de bombeo	(100)	(100)	(100)	(100	(100)	(100)	(100)	(700) Motores p/bombeo
4. Bombas sumergibles	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(700) Bombas
5. Varillas de bombeo 240 000m/año								240 000 m año Var (1 680 000 m)
6. Baterías (800 m^3c/u)	4	4	4	4	4	4	4	28 Baterías
7. Cañerías de conducción 200 km/año								
8. Plataformas de producción (mar)	---------- 20/40m de agua (6 000 B/día) 27 ----------							
	---------- 30/60m de agua (15 000)B/día) 2 ----------							
	---------- 60/150m de agua (15 000)B/día) 1 ----------							31 Plataformas
	---------- Plataformas para compresoras 1 ----------							

D. Transporte

1. Guamaré - Ciudad del Cabo: ø 12"
   (oleoducto) 510 km
   US$ 90 MM
2. S. Mateus - Fazenda Pedro: ø 8"
   (oleoducto y gasoducto) 30 km
3. Interconexiones en la Bahía de Cambos: ø 8" a 14"
   (oleoducto y gasod.) tramos de 10 a 20 km
4. Gasoductos
   a) PAS 11 - Salinópolis ø 18"
      220 km (mar)
   b) Salinópolis - San Luis ø 14"
      420 km (tierra)
   c) Salinópolis - Belén ø 14"
      160 km (tierra)
   d) Paracura - Xarén ø 12
      (oleo - gasoducto) 100 km

Seguros: Del 1. al 3.

600 km (diversos diámetros ø 8" a 14")

Eventuales: 4. a), b), c), d).

900 km (diversos diámetros ø 12" a 18")

E. Refinerías (Ninguna en el período)

Cuadro 9

COLOMBIA: NECESIDADES DE EQUIPAMIENTO PETROLERO, 1984 - 1990

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
PETROLEO								
A. Perforación								
Exploración y Desarrollo de Yacimientos								
1. Pozos a perforar:								
Exploración (20% productivo)	100	100	100	100	100	(100)	(100)	700 — 140 productivos
Desarrollo (100% productivo)	100	100	100	100	100	(100)	(100)	700 — 700 productivos
Total	200	200	200	200	200	(200)	(200)	1 400 — 840 productivos
2. Profundidad media								
Exploración 3 000 m	300 000	300 000	300 000	300 000	300 000	300 000	300 000	2 100 000
Desarrollo 18 000 m	180 000	180 000	180 000	180 000	180 000	180 000	180 000	1 260 000
								3 360 000 m
3. Equipos de perforación								
Actualmente activos 25								
Necesidades 13	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	13 equipos de perforación
4. Trépanos	(1 265)	(1 265)	(1 265)	(1 265)	(1 265)	(1 265)	(1 265)	(8 855) trépanos
5. Barras de sondeo (nº)	(820)	(820)	(820)	(820)	(820)	(820)	(820)	(5 740) barras de sondeo
6. Portamechas (nº)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	300 portamechas
B. Tuberías								
1. "Casing" 20" API	Expl.(m) (450 000)	(450 000)	(450 000)	(450 000)	(450 000)	(450 000)	(450 000)	(3 150 000 m)
13 3/8" API								
9 5/8 API								
7" API	Des. (m) (215 000)	(215 000)	(215 000)	(215 000)	(215 000)	(215 000)	(215 000)	(1 500 000 m)
5" API								
2. "Tubing" 3 1/2"	(300 000)	(300 000)	(300 000)	(300 000)	(300 000)	(300 000)	(300 000)	(2 100 000 m)
2 7/8"								
3. Equipo de bombeo:								
Armaduras de surgencia (árboles de navidad) (nº)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(140)
Equipo de bombeo (nº)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(700)
Equipo "gas lift" (nº)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(140)
4. Recolectora 3" 40% s/costura (m) / 4" 60% s/costura	(120 000)	(120 000)	(120 000)	(120 000)	(120 000)	(120 000)	(120 000)	(840 000 m)

Cuadro 9 (cont.1)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
				(Barriles)				
C. Otras instalaciones de producción								
1. Tanques de almacenamiento (incremento anual)	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	2 800 000
2. Válvulas (distinto tipo) (nº)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(700)
3. Compresores (mediano 3 x 10^6 pies^3/día)	1	1	1	1	1	1	1	(7)

D. Oleoductos, terminales, etc.

1. Tubería de transporte de petróleo crudo (en estudio actualmente)
   - a) Yopal - Velásquez 180 km 14" / 180 km 12"
   - b) Apiay - Yopal 170 km 8"
   - c) Ayacucho-Barrancabermeja 190 km 18"
   - d) Coveñas-Corragena 110 km 18"
   - e) Mariquita-Gualanday-Neiva 120 km 6" / 160 km 4"
2. Tanques de almacenamiento en terminales 2 x 100 000 barriles
3. Terminal Sevastopol 200 000 barriles
4. Poliductos de productos livianos

(en licitación)	Sevastopol - San José	60 km	12"
	Medellín - Pintada	80 km	10"
	Pintada - Cartago	110 km	10"
	Cartago - Gda. Honda	22 km	10"
(por licitarse)	Cisneros - Popalito	50 km	12"
	Murillo - Yumbo	100 km	10"
	Buenaventura	15 km	8"
	Dindal - Guadero	20 km	8"
(en estudio)	Barranquilla - Sta. Marta a/	110 km	10"

5. Terminal Medellín a/
6. Planta de mezclas a/

Capacidad de almacenamiento total: (miles de barriles)

635 { 2 x 100, 1 x 100, 1 x 60, 1 x 25, 1 x 50, 1 x 200 }

Estaciones de bombeo totales:

12 { 1 = 8 000 barriles/día; 1 = 12 000 barriles/día; 3 = 40 000 barriles/día; 1 = 60 000 barriles/día; 6 = sin especificar }

Tuberías totales:

180 km 14" diámetro
290 km 12" diámetro
422 km 10" diámetro
205 km 8" diámetro

E. Gasoductos

a) Ballena de Cartagena b/ 150km 20" — 150 km 20" diámetro

b) Gasoducto Central a/

1 247 km total de tuberías

Cuadro 9 (concl.)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
F. Refinación								
1. Planta de Conversión (Está en fase de prefactibilidad) de fuel-oil a destilados medios y gasolina Capacidad 40 000 barriles/día Inversión 700 MM US$								
G. Petroquímica								
1. Planta de Amoníaco - Urea Amoníaco 1 000 Urea 1 500 Inversión financiera a precios de 1988 (fecha puesta en marcha) US$ 540/560 millones (Alternativa: varias plantas pequeñas en diversas localizaciones)								

a/ A la fecha se carece de detalles.
b/ Supeditado a la realización de un proyecto de amoníaco-urea.

Cuadro 10

CHILE: NECESIDADES DE EQUIPAMIENTO PETROLERO, 1984 1990

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones,
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
A. Perforación								
I. En tierra								I. En tierra
1) Pozos "programados":								Expl.: 50 Inv. US$ 28 639 000
Exploración:	21	22	7					Des. : 57 Inv. US$ 32 257 000
Desarrollo:	10	13	12	13	9			
Total	31	35	19	13	9			
Inversión Expl. 28 639 000								
Des. 32 257 000								
Inv. total US$ 60 896 000								
2) Pozos "esperados" de Desarrollo		20	20	18	17	15	12	Des. esperado: 102 pozos
Inversión US$ 85 164 000								Inversión US$ 58 143 000
3) Pozos para gas	12	15	8	4	4	14	27	Pozos para gas: 84
Inversión US$ 68 429 000								Inversión US$ 68 429 000
								Total pozos en tierra: 293
								Inv. US$ 214 593 000
II. Mar adentro								
Exploración	24	4						Expl.: 28 Inv. US$ 34 805 000
Desarrollo	32	42	38					Des.: 112 Inv. US$139 318 000
Gas			4	18	18	18	14	Gas: 72 Inv. US$ 82 857 000
Des. "esperado"				34	19	8	3	Des. esp.:64 Inv. US$ 79 551 000
Total de pozos	19	116	89	87	67	55	56	Total pozos costa afuera: 276
								Inversión US$ 336 531 000
								Totales: Pozos 569 Inv. US$ 501 124 000
B. Equipos y materiales para perforación								
1. Plataformas	4	5	5	5	7	7	3	Total plataformas: 36
a)"Well jacket"	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	(Para petróleo 22, para gas 14)
b) jijas	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	Inversión US$ 107 861 000
2. Tuberías (toneladas)								
a) "Casing" 13 3/8"	1 160	1 290	909	984	579	412	570	5 004 En tierra 24 406
9 5/8"	3 890	4 327	3 048	3 301	1 942	1 411	1 911	19 830
5 1/2"	3 050	3 393	2 390	2 588	1 523	1 107	1 498	15 549 Costa afuera: 26 573
b) "Tubing" 2 7/8"	1 900	2 114	1 489	1 612	949	689	933	9 686
								Inversión en tierra y costa afuera: US$ 23 793 000

s.d. = sin datos

Cuadro 10 (cont.1)

		Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
		1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
3. Trepanos (Nº)		1 300	1 523	1 169	1 142	880	722	735	7471 trepanos Inversión US$ 12 748 000
4. Armaduras de surgencia (Arbol nav.)		80	94	72	70	54	45	45	460 armaduras de surgencia
C. Producción de Petróleo (Oleoductos)									
1. Tubería 6" y 8" en metros	ø 6"	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	3 500	3 500	42 000 m ø 6"
	ø 8"	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	4 000	4 000	48 000 m ø 8"
Total		15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	7 500	7 500	20 000 m (6" y 8")
(en toneladas)		(540)	(540)	(540)	(540)	(540)	(275)	(275)	3 250 t
2. Válvulas y "fittings"									
a) Válvulas (ø entre 2"y 8") (nº)		4 024	3 374	3 098	3 788	2 833	2 074	1 293	20 484 = 10 336 (2") 1 947 (3") 2 780 (4") 4 160 (6") 1 390 (8")
checks		80	100	100	100	140	140	60	720
3. Flanges (Válvulas ø entre 2"y 8") (nº)		8 944	7 532	6 924	8 424	6 380	4 708	2 908	45 800 = 23 348 (2") 4 170 (3") 6 672 (4") 8 896 (6")
checks		-	-	-	-	-	-	-	
Codos, tres y otros		960	1 200	1 200	1 200			720	= 5 400 (2") 360 (3") 720 (4") 1 260 (6") 900 (8")
4. Otra tubería para sistema de recolección de la producción de petróleo (ton)	ø 6"	200	200	200	200	200	100	100	
	ø 8"	566	566	566	566	566	500	500	5 030 t: 1 200 (6") 3 830 (8")
Total		766	766	766	766	766	600	600	
5. Baterías									
a) en tierra (suficientes las existentes		-	-	-	-	-	-	-	
b) costa afuera (sin demanda)		-	-	-	-	-	-	-	
c) idem colectores y tanques de almacenamiento									
6. Gasoducto troncal									
(Proyecto Amoníaco-Urea)									
a) tubería: longitud 182 km diámetro 16" peso 15 570 t									Materiales: 15 570 t Inv.: US$ 15 200
b) compresores				1	(resto fuera del período)				1 compresor US$ 140 000

Cuadro 10 (cont.)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
D. Refinación								
I. Refinería de Concón								
1. Unidad de Visbreaking (10 000 bs/día Inv.: US$ 12 000 000	---------- horno y torre de vacío ----------							Inv.: US$ 12 000 000
2. Coquificador (10 a 15 000 bs/día)	---------- ingeniería y construcción ----------							
3. Reposición de tambores (vasijas) intercambiadores de calor, bombas, instrumentos, etc. Costo US$ 1 500 000/año								Inv.: US$ 10 500 000
II. Refinería de Concepción								
1. Unidad de Visbreaking (10 a 15 000 bs/día) Inversión US$ 15 000 000								Inv.: US$ 15 000 000

Cuadro 11

ECUADOR: NECESIDADES DE EQUIPAMIENTO PETROLERO, 1984 - 1990

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
PETROLEO								
A. Perforación								
Exploración y Desarrollo de Yacimientos								
1. Pozos a perforar: CEPE: Exploración	7	8	7	7	5	(5)	(5)	44 pozos en exploración
CEPE: Desarrollo	19	19	15	7	6	(6)	(6)	
Consorcio: Desarrollo	3	3	3	3	3	(3)	(3)	99 pozos en desarrollo
Total	29	30	25	17	14	(14)	(14)	143 total pozos
CEPCO y otros: (sin datos)								
Profundidades medias								
Exploración hasta 5 455 m a/	23 635	26 665	23 635	23 635	17 575	(17 575)	(17 575)	150 295 m
Desarrollo hasta 3 030 m	66 660	66 660	54 550	30 300	27 270	(27 270)	(27 270)	299 980 m
2. Total a perforar	90 295	93 325	78 185	53 935	44 845	(44 845)	(44 845)	450 275 m
3. Equipos de perforación a) actualmente activos CEPE: 5, otros: 1 } 6								
b) necesidades futuras:			(1)		(1)			(2) equipos de perforación
4. Trépanos (nº)	(236)	(236)	(236)	(236)	(236)	(236)	(236)	(1 652) trépanos
5. Barras de sondeo (nº)	178	187	157	116	92	92	92	914 barras de sondeo
6. Portamechas (nº)	10	10	8	6	5	5	5	49 portamechas
B. Tuberías	Pozos profundos							
	(Diámetro 10 3/4")							Tuberías 10 3/4": 86 658 m
1." Casing": 10 3/4" - 606 m; 7" - 3 030 m — Expl.:	7 x 606	8 x 606	7 x 606	7 x 606	5 x 606	(5 x 606)	(5 x 606)	26 664 m
Des.:	22 x 606	22 x 606	18 x 606	10 x 606	9 x 606	(9 x 606)	(9 x 606)	59 994 m
	(Diámetro 7")							Tuberías 7": 321 180 m
								6 300 m
Expl.:	1 x 3030	1 x 3030	1 x 3030	1 x 3030	1 x 3030	(1 x 3030)	(1 x 3030)	21 210 m
Des.:	22 x 3030	22 x 3030	18 x 3030	10 x 3030	9 x 3030	(9 x 3030)	(9 x 3030)	299 970 m
	(Diámetro 3 1/2")							
2. " Tubing": 3 1/2-3 030 m	27 x 3030	17 x 3030	24 x 3030	16 x 3030	13 x 3030	(13 x 3030)	(13 x 3030)	Tuberías 3 1/2": 272 690 m
3. Recolectora 4 1/2"	50 000 m	50 000m	50 000 m	50 000 m	50 000 m	(50 000 m)	(50 000 m)	
4. De flujo 6 5/8"	----------	----------	20 000 m	----------	----------	--------	(5 000 m)-----	

a/ Se considera anualmente un pozo exploratorio de 5 455 m y el resto de los pozos de 3 030 m.

Cuadro 11 (cont.1)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
C. Tanques								
1. Pichincha Capacidad necesaria:	---------- 30 000 barriles ----------							55 000 barriles
2. Tigüino Capacidad necesaria:	---------- 25 000 barriles ----------							
3. Otros yacimientos posibles	---------- 4 tanques de 40 000 ----------							160 000 barriles
D. Equipos de bombeo								
CEPE	25	25	25	25	25	25	25	175 equipos de bombeo
Consorcio	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(105)equipos de bombeo
Otros equipos				(5)	(10)	(10)	(10)	(35)equipos de bombeo
								315 equipos de bombeo
E. Explotación de gas natural								
- Desarrollo del Proyecto "Campo Amistad" (depende de una decisión en el Proyecto económico Urea)								
F. Refinación								
1. Ampliación de la Refinería Esmeraldas								
Ingeniería básica: 1983								
Actualmente 56 600 a 90 000 bs/día	agosto 84 ------ etapa construcción ----------			agosto 87	-------- puesta en operación -----			
Inversión: US$ 130 MM (1983)								
2. Construcción nueva refinería (Atahualpa) de 75 000 bs/día en Sta. Elena (esquema similar a Esmeralda)								
a) Desalados y tratamientos de crudo								
b) Destilación atmosférica con planta de vacío								
c) Cracking catalítico								
d) Visbreaking con planta de vacío								
e) Desulfuración								
f) Tratamiento y unidad Merox para gasolina y LPG								
g) Tratamiento para "jet-fuel"								

Cuadro 11 (concl.)

	Necesidad de equipos e inversiones						
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	19890
G. Petroquímica							
1. Planta de ácidos básicos para lubricación (2 300 bs/día) en Esmeraldas					---------- puesta en marcha		
Inversiones alternativas:							
- hidrotratamiento US$ 170 millones							
- convencional US$ 127 millones							
2. Planta de polipropileno en Sta Elena 50 000 t/año							
3. Planta de amoníaco - urea							
Amoníaco 1000 t/día							
Urea 1500 t/día							

Cuadro 12

MEXICO: NECESIDADES DE EQUIPAMIENTO PETROLERO, 1984 - 1990

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
PETROLEO								
A. Perforación								
1. Pozos a perforar								
Exploración: terrestres 350								
marinos 50	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	400 pozos exploratorios
400								
Desarrollo: terrestres 1 350								
marinos 150	(215)	(215)	(215)	(215)	(215)	(215)	(215)	1 500 pozos de desarrollo
1 500								
Total pozos 1 900								1 900 pozos totales
2. Metros a perforar 7 500 000 m	(1071429)	(1071428)	(1071429)	(1071428)	(1071429)	(1071428)	(1071429)	(pozo promedio 3 947 m)
3. Equipos de perforación								
a) Existentes: tierra 201								
mar 19								
220								
b) Renovación								
Perforación 10	(2)	(2)	(2)	(1)	(1)	(1)	(1)	10 equipos de perforación
Reparación 35	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	35 equipos de reparación
4. Trépanos en general (nº) 25 000	3 571	3 572	3 571	3 572	3 571	3 572	3 571	25 000 trépanos
5. Barras de sondeo (perforación) nº(12 500)	(1 786)	(1 786)	(1 786)	(1 786)	(1 786)	(1 786)	(1 786)	(12 500) barras de sondeo
6. Portamechas (700)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(700) portamechas
B. Tuberías (diámetros diversos)								Tuberías:
1. "Casing" 500 000 t	(80 000)	(70 000)	(70 000)	(70 000)	(70 000)	(70 000)	(70 000)	500 000 t "Casing"
2. "Tubing" 60 000 t	(8 570)	8 570)	(8 570)	(8 570)	(8 570)	(8 570)	(8 570)	60 000 t "tubing"

Cuadro 12 (cont.1)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
C. Equipos de producción								
1. Armaduras de surgencia (nº)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(50)	(350) armaduras
2. Equipos de bombeo (nº)	(180)	(180)	(180)	(180)	(180)	(180)	(180)	(1260) equipos de bombeo
3. Motores equipos de bombeo (nº)	(180)	(180)	(180)	(180)	(180)	(180)	(180)	(1260) motores
4. Bombas sumergibles								
5. Varillas de bombeo (m)	(715 000)	(715 000)	(715 000)	(715 000)	(715 000)	(715 000)	(715 000)	(5 000 000 m) varillas de bombeo
6. Baterías	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(5)	(5)	(30) baterías
7. Cañerías de conducción (t)	28 600	28 600	28 600	28 600	28 600	28 600	28 600	200 000 t cañerías de conducción
8. Plataformas de producción (mar)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(7) plataformas
9. Válvulas (nº)	2 170	2 170	2 170	2 170	2 170	2 170	2 170)	152 000 válvulas

D. Distribución y Ventas

1. Plantas de almacenamiento (nº) 37
(9 000 000 barriles)

E. Recuperación secundaria (sin datos)

F. Almacenamiento, tratamiento de gas (sin datos)

G. Oleoductos, gasoductos y poliductos

1. Oleoductos

a) 20" ø de 10 km
b) 24" ø de 47 km
c) 30" ø de 69 km
d) 36" ø de 54 km

2. Gasoductos

a) 24" ø de 141 km
b) 30" ø de 12 km
c) 36" ø de 275 km

3. Poliductos
a) 12" ø de 600 km

Tuberías de:
12" ø = 600 000 m
20" ø = 10 000 m
24" ø = 188 000 m
30" ø = 81 000 m
36" ø = 329 000 m

Cuadro 12 (concl.)

		Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
		1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
									Bienes de capital para *almacenamiento*, ductos, estaciones de bombeo, etc. (G y F):
4. Estaciones de bombeo (nº)	12								225 motores comb/inter
5. Estaciones de compresión	10								950 turbinas (nº)
									4 380 bombas (nº)
									330 compresores (nº)
									3 830 motores eléctricos
									90 generadores
									190 transformadores
									1 610 intercambiadores de calor
									200 calentadores
									110 reactores
									240 torres fraccionadoras
									40 calderas
									880 recipientes
									655 tanques
H. Plantas de refinación (nº)									
1. Plantas de refinación primaria	3	(150 000 bs./día)							
2. Plantas de refinación al vacío	3	(80 000 bs./día)							
3. Plantas reductoras de viscosidades	4	(50 000 bs./día)							
4. Plantas hidrodesulfuradoras de gasolina	3	(36 000 bs./día)							
5. Plantas hidrodesulfuradoras de producción de intermedios	3	(25 000 bs./día)							
6. Plantas reformadoras de naftas	3	(30 000 bs./día)							
7. Plantas de fraccionamiento propano/propileno	2								
8. Plantas tratadoras de fraccionamiento de hidrocarburos	2	(16 000 bs./día)							
9. Plantas de azufre	2	(40 t/día)							
10. Plantas desafaltadoras	2	(16 000 bs./día)							
11. Plantas desparafinadoras	2	(10 000 bs./día)							
12. Plantas de furfural	2	(15 000 bs./día)							
13. Planta tratadora de aceite ligero	1								
14. Planta redestiladora	1	(49 000 bs./día)							
15. Estabilizadora de gasolinas	1	(40 000 bs./día)							
16. Tren de lubricantes	1								
17. Plantas endulzadora de condensados	2	(24 000 bs./día)							
18. Fraccionadora de hidrocarburos licuados	1	(10 000 bs./día)							

Cuadro 13

PERU: NECESIDADES DE EQUIPAMIENTO PETROLERO, 1984 - 1990

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
PETROLEO								
A. Perforación								
1. Pozos totales:								
Selva: 70 70	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	
Noroeste: 700	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	
Total 770	(110)	(110)	(110)	(110)	(110)	(110)	(110)	770 pozos totales
2. Equipos activos de perforación 6								
renovación 7	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	7 equipos de perforación
3. Metros a perforar: 1 080 000 m	(154 000)	(154 000)	(154 000)	(154 000)	(154 000)	(154 000)	(154 000)	
4. Trepanos requeridos 17 500 m	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	17500 trepanos
5. Barras de sondeo (nº) (1 830)	(261)	(261)	(261)	(261)	(261)	(261)	(261)	1830 barras de sondeo (nº)
6. Portamechas (nº) (91)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	91 portamechas
B. Tuberías (sin costura, diversos diámetros)								
predominante 7 1/2" = 180 000 m	(25 715)	(25 715)	(25 715)	(25 715)	(25 715)	(25 715)	(25 715)	Tubería sin costura: 180 000 m: 20% - 13 3/8" = 144 000 = 80% = 7 1/2" = 36 000 =
C. Equipos de producción								
1. Equipos de bombeo (nº) (630)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(630) equipos de bombeo
2. Motores (nº) (630)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(90)	(630) motores para bombeo
3. Bombas de profundidad hidráulicas (nº) (20)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(20) bombas de profundidad hidráulicas
4. Varillas de bombeo (m) (910 000)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(910 000) varillas de bombeo (m)
5. Armaduras de surgencia (nº) (70)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(70) armaduras de surgencia
6. Baterías (nº) 7	1	1	1	1	1	1	1	(7) baterías (30000 bs/día c/una)
7. Tubings (m) (910 000 m)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(130 000)	(910 000) varillas de bombeo (m)
8. Cañería de conducción (m) (350 000 m)	50 000)	(50 000)	(50 000)	(50 000)	(50 000)	50 000)	(50 000)	(350 000) cañerías de conducción (m)
9. Válvulas y fittings (10 000 000 US$)	(1 400 000)	(1 400 000)	(1 400 000)	(1 400 000)	(1 400 000)	(1 400 000)	(1 400 000)	(US$ 10 000 000) válvulas y fittings

Cuadro 13 (concl.)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
D. Almacenaje y tratamiento (sin datos)								
E. Recuperación secundaria (Representa actualmente un 8% del total de la producción. Se incrementa al 15% en los próximos 5 años. Sin datos sobre equipamiento)								
F. Almacenamiento y tratamiento del gas (sin datos)								
G. Oleoductos y Gasoductos								
1. Oleoducto secundario en el Sistema Cordillerano = 100 000 bs./día = ø 16" 200 km								Tubería c/costura ø 16": 200 000 m
2. Gasoducto en el norte = 125 000 000 pies^3/día = ø 24" 300 km								Tubería c/costura ø 24": 300 000 m

Cuadro 14

TRINIDAD Y TABAGO: NECESIDADES DE EQUIPAMIENTO PETROLERO, 1984 - 1990

	Necesidades de equipamiento e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
PETROLEO								
A. Perforación								
Exploración y desarrollo de yacimientos								
1. Pozos a perforar totales								
Mar: Area Soldado 30 pozos; Area Poui C 10 pozos; Area Galeota 60 10 pozos; Area Cassia 10 pozos; Area KK4 (aún indefinido)	(100)	(110)	(110)	(110)	(110)	(110)	(110)	760 pozos
Tierra: 700 pozos								
2. Equipos de perforación activos en 1982:								
Mar: 7								
Tierra: 8								
15								
Renovación anual estimada: 3	-	1	-	1	-	1	-	3 total equipos perforación
3. Metros totales a perforar:								
Mar: 87 000 m		14 500	14 500	14 500	14 500	14 500	14 500	
Tierra: 854 000 m	122 000	122 000	122 000	122 000	122 000	122 000	122 000	
941 000 m	122 000	136 500	136 500	136 500	136 500	136 500	136 500	1 086 800 m total a perforar
4. Trépanos (nº) (2 870)	(410)	(410)	(410)	(410)	(410)	(410)	(410)	2 870 trépanos
5. Barras de sondeo (nº) (1 820)	(260)	(260)	(260)	(260)	(260)	(260)	(260)	(1820) barras de sondeo
6. Portamechas (nº)	(105)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(15)	(105) portamechas
B. Tuberías (metros) ø 20" 3 500 m	(500)	(500)	(500)	(500)	(500)	(500)	(500)	
18 5/8" 5 300 m	(760)	(760)	(760)	(760)	(760)	(760)	(760)	
13 5/8" 135 000 m	(19 300)	(19 300)	(19 300)	(19 300)	(19 300)	(19 300)	(19 300)	
9 5/8" 140 000 m	(20 000)	(20 000)	(20 000)	(20 000)	(20 000)	(20 000)	(20 000)	
7" 40 000 m	(5 700)	(5 700)	(5 700)	(5 700)	(5 700)	(5 700)	(5 700)	
323 800 m								(323 800 m) tuberías de ø 7" a 20"

Cuadro 14 (concl.)

		Necesidades de equipamiento e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
		1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
C. Equipos de Producción									
1. Equipos de "gas lift"	50	-	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	-	50 equipos de "gas lift"
2. Equipos de bombeo	530	(75)	(76)	(75)	(76)	(75)	(76)	(75)	530 equipos de bombeo
3. Motores	530	(75)	(76)	(75)	(76)	(75)	(76)	(75)	530 motores para bombeo
4. Bombas de profundidad	530	(75)	(76)	(75)	(76)	(75)	(76)	(75)	530 bombas de profundidad
5. Varillas de bombeo (m)	500 000 m	(71 500)	(71 500)	(71 500)	(71 500)	(71 500)	(71 500)	(71 500)	500 000 m de varillas de bombeo
6. Armaduras de surgencia (nº)	120	(17)	(17)	(17)	(17)	(17)	(18)	(17)	120 armaduras de surgencia
7. Baterías: (12 = 3000 bs/d 1 = 5000 bs/d 1 =10000 bs/d)	14	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	14 baterías
8. Tubings (m)	500 000 m	(71 500)	(71 500)	(71 500)	(71 500)	(71 500)	(71 500)	(71 500)	500 000 m de tubings
9. Cañerías de conducción (m)	600 000 m								600 000 m de cañerías de cond.
10. Válvulas y fittings		-	-	-	-	-	-	-	
11. Plataformas marinas	6	-	1	1	1	1	1	1	6 plataformas marinas

D. Complejo de Explotación del Gas Natural

1. Planta de Metanol

   Capacidad: 1 200 t/día

   Inversión: US$ 60 millones

2. Planta de Urea

   Capacidad: 1 620 t/día Urea
   2 000 t/día Amonio anhidro

   Inversión: US$ 40 millones

3. Licuefacción de gas natural

   (Reserva total 397 000 000 000 000 m^3)

   a) Pozos gasíferos (Cassia Field) — (Pozos considerados en A.)
   b) Gasoducto (650 000 000 m^3/día off-shore: 30" ø = 40 millas) — Gasoductos totales: 120 km de tubería de ø 30"
   c) Planta licuefacción — Planta compresora, etc.
   d) Buques tanques
   e) Gasoducto en tierra: 30" ø = 35 millas — Planta de licuefacción de gas:

   Inversión: 500 000 millones de dólares

   (Algunas etapas se iniciarán en 1984; otras como ser la planta de licuefacción en 1988)

4. Ampliación de Planta de Amonia de 30 a 50 000 t/día

5. Planta de urea formaldehido a partir del metanol

Cuadro 15

VENEZUELA: NECESIDADES DE EQUIPAMIENTO PETROLERO, 1984 - 1990

		Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
		1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
PETROLEO									
A. Perforación									
Exploración y Desarrollo de los Yacimientos									
1. Pozos a perforar (totales)	4729	373	578	579	723	925	763	789	4 729 pozos
2. Equipos activos de perforación	1982 = 64 1984 = 30 a/	30 a/		b/		b/	b/		
Renovación e incremento estimado			(2)		(8)	(11)			(No habría adquisición de equipos de perforación)
3. Metros a perforar		791 000	1 225 000	1 227 000	1 531 000	1 961 000	1 618 000	1 673 000	10 026 000 m
4. Trépanos (nº)	(27 100)	(2 140)	(3 300)	(3 320)	(4 140)	(5 300)	(4 370)	(4 525)	(27 100) trépanos
5. Barras de sondeo (nº)	(17 000)	(1 340)	(2 076)	(2 080)	(2 595)	(3 324)	(2 740)	(2 836)	(17 000) barras de sondeo
6. Portamechas (nº)	(884)	(70)	(108)	(108)	(135)	(173)	(143)	(147)	(884) portamechas
B. Tuberías									
"Casing" (sin costura, diámetros diversos) (t)	(3 040 000)	(41 930)	(59 900)	(59 900)	(77 870)	(99 434)	(83 860)	(83 860)	(506 754) de tuberías ("casing")
C. Equipos de Producción									
1. Equipos de bombeo (nº)	(4 250)	(350)	(500)	(500)	(650)	(850)	(700)	(700)	(4 250) equipos de bombeo
2. Motores (nº)	(4 250)	(350)	(500)	(500)	(650)	(850)	(700)	(700)	(4 250) motores para bombeo
3. Bombas de profundidad (nº)	(4 250)	(350)	(500)	(500)	(650)	(850)	(700)	(700)	(4 250) bombas de profundidad
4. Varillas de bombeo (m)	(9 000 000)	(740 000)	(1 060 000)	(1 060 000)	(1 378 000)	(1 800 000)	(1 500 000)	(1 500 000)	(9 000 000 m) varillas de bombeo
5. Armaduras de surgencia (nº)	(530)	(50)	(80)	(80)	(80)	(80)	(70)	(90)	(530) armaduras de surgencia
6. Baterías (nº)	(167)	(14)	(20)	(20)	(22)	(35)	(28)	(28)	(167) baterías
7. "Tubings" (m)	(8 925000)	(735 000)	(1 050 000)	(1 050 000)	(1 365 000)	(1 785 000)	(1470 000)	(1 470 000)	(8 925 000 m) de "tubings"
8. Cañerías de conducción (m)	(4 250 000)	(350 000)	(500 000)	(500000)	(650 000)	(850 000)	(700 000)	(700 000)	(4 250 000 m) de tuberías de cond.
9. Válvulas y fittings (US$)	(4 855 000)	(400 000)	(570 000)	(570000)	(743 000)	(972 000)	(800 000)	(800 000)	(US$ 4 855 000) inversión en válvulas y fittings

a/ Desactivación de 34 equipos de perforación.

b/ Reactivación de equipos existentes.

Continúa

Cuadro 15 (concl.)

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
D. Almacenaje y Tratamiento								
(sin datos)								
E. Recuperación Secundaria								
(sin datos)								
F. Almacenamiento y Tratamiento de gas								
(sin datos)								
G. Oleoductos, Gasoductos y Poliductos								
(sin datos)								
H. Plantas de refinación								
(sin datos)								

Cuadro 16

DEMANDA ESTIMADA DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS PARA LA INDUSTRIA PETROLIFERA DE AMERICA LATINA

	Argentina		Brasil		Colombia		Chile	
	1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anuual	1984-1990	Promedio anual
A. Perforación								
1. Pozos a perforar (nº)	6 421	917	5 976	854	1 400	200	569	82
2. Equipos de perforación (nº)								
Activos / a incorporar	99/-	-/-	75/42	-/6	25/	-/1.3	6/-	-/-
3. Metros a perforar (m)	16 445 000	2 349 286	7 171 200	1 024 500	3 360 000	480 000	1 093 050	156 150
4. Trépanos (nº)	42 835	6 119	23 900	3 400	8 855	1 265	7 471	1 067
5. Barras de sondeo (nº)	26 957	3 851	10 500	1 500	5 740	820	1 880	269
6. Portamechas (nº)	1 402	200	620	89	300	43	99	14
B. Tuberías (t) Y.P.F.	494 500	70 643	185 000	26 430	60 000	8 570	47 187	6 741
1. Tonelaje total Contratistas (t)	50 000	7 143						
de "Casing" de Total (t)	544 500	77 786						
diversos diámetros								
2. Tonelaje de "casing" por pozo	99t/pozo entubado		53t/pozo entubado		60 t/pozo entubado		94 t/pozo entubado	
(estimación de pozos entubados)	(5 500 pozos)		(3 500 pozos)		(1 000 pozos)		(500 pozos)	
3. Tonelaje de "casing" por metro de entubamiento	0.048 t/m		0.088 t/m		0.039 t/m		0.049 t/m	
C. Equipos de Producción								
1. Equipos de gas-lift (nº)	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	140	20	s.d.	s.d.
2. Equipos de bombeo (nº)	4 215	602	700	100	700	100	100	14
3. Motores para eq. de bombeo (nº)	4 215	602	700	100	700	100	100	14
4. Bombas de profundidad	4 215	602	700	100	700	100	100	14
5. Varillas de bombeo (m)	8 396 200	1 199 457	1 680 000	240 000	1 087 100	155 300	210 000	30 000
6. Bombas de profundidad hidráulicas	s.d	s.d	s.d.	s.d	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
7. Armaduras de surgencia (nº)	285	41	4 200	600	140	20	460	66
8. Baterías (nº)	171	25	28	4	30	4.3	-	-
9. Tubería de producción (tubing) (m)	9 110 200	1 301 457	3 360 000	480 000	1 087 100	155 300	1 040 000	148 600
10. Tubería de línea (conducción) (m)	9 076 000	1 296 571	1 400 000	200 000	840 000	120 000	5 030	719
11. Plataformas marinas (nº)			31	4.4	s.d.	s.d.	36	5
12. Válvulas y fittings (US$)	5 349 917	764 274						

Cuadro 16 (cont.1)

Ecuador		México		Perú	
1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual
148	21	1 900	272	770	110
6/2	-/0.3	200/10	-/1.4	6/7	-/1
457 540	63 363	7 500 000	1 071 500	1 080 000	154 300
1 650	236	25 000	3 600	2 500	357
914	131	12 500	1 786	1 830	261
49	7	700	100	91	13
21 150	3 021	500 000	71 428	109 300	15 600
162t/pozo entubado (130 pozos)		194t/pozo entubado (1 700 pozos)		156t/pozo entubado (700 pozos)	
0.054 t/m		0.050 t/m		0.118 t/m	
s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
315	45	1 260	180	630	90
315	45	1 260	180	630	90
315	45	1 260	180		
677 000	96 700	5 000 000	714 286	910 000	130 000
s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	20	3
s.d.	s.d.	350	50	70	10
12	1.7	30	4.3	7	1
677 000	96 700	60 000(t)	8 571(t)	910 000	130 000
350 000	50 000	200 000(t)	30 000(t)	350 000	50 000
s.d.	s.d.	7	1	s.d.	s.d.

Trinidad-Tabago		Venezuela		Total	
1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual
760	109	4 729	676	22 673	3 239
15/3	-/0.5	30/-	/-	461/225	-/3.2
1 086 800	135 000	9 126 000	1 304 000	47 389 000	6 769 957m
2 870	410	27 100	3 871	142 181	20 355
1 820	260	17 000	2 429	63 841	9 120
105	15	884	126	4 250	607
78 000	1 143	506 754	72 393	2 051 891 t	293 128 t
111t/pozo entubado (700 pozos)		119.8t/pozo entubado (4 230 pozos)		114.2t/pozo entubado (17 960 pozos)	
0.078 t/m		0.056 t/m			
50	7	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
530	76	4 250	607	12 700	1 814
530	76	4 250	607	12 700	1 814
530	76	4 250	607	12 700	1 814
500 000	71 430	9 000 000	1 286 000	27 565 286	3 937 898m
s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
120	17	530	76	6 155	879
14	2	167	24	459	66
500 000	76	8 925 000	1 275 000	25 669 300	3 667 043
600 000	85 714	4 250 000	607 143	17 091 030	2 441 576
6	0.86	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.

Cuadro 16 (cont.2)

	Argentina	Brasil	Colombia	Chile	Ecuador
D. Ductos: Oleoductos, poliductos y gasoductos					
1. Tuberías	API 16" 593 000 m API 14" 15 000 m	API 18" 220 000 m API 14" 580 000 m API 12" 610 000 m API 8" 30 000 m	API 18" 300 000 m API 14" 180 000 m API 12" 290 000 m API 10" 422 000 m API 8" 190 000 m API 6" 120 000 m API 4" 160 000 m	API 16" 182 000 m	(s.d.)
2. Bombas	800 H.P. 3 electrobombas 800 H.P. 4 motobombas s.d. 8 motobombas --- 1500 H.P. 3 turbobombas 1300 H.P. 1 turbobomba 1100 H.P. 9 turbobomba	(sin datos)		1 Compresor	(s.d.)

E. Plantas de Refinación

Tipo	Nº de unidades	Capacidad
Destilación al vacío	1	
Coquificación	3	1 035 m^3/d. 3 000 m^3/d. 3 200 m^3/d.
Cracking catalítico	2	4 500 m^3/d. 3 300 m^3/d.
Hidrodesulfuración	2	1 500 m^3/d. 2 000 m^3/d.
	8	

(Ninguna)

Tipo	Nº de unidades	Capacidad
Conversión de fuel-oil a destilados medios y gasolina	1	40 000 bs/d

Tipo	Nº de unidades	Capacidad
Unidades de visbreaking	2	10 000 bs/d 15 000 bs/d

Tipo	Nº de unidades	Capacidad
Ampliación Refinería Esmeraldas	1	De 56 000 a 90 000 bs/d
Refinería nueva en Sta.Elena con las siguientes unidades: -Desalado y tratamiento del crudo -Destilación atmosférica -Cracking catalítico -Visbreaking -Desulfuración -Tratamiento de gasolinas y LPG -Tratamiento de Jet-fuel	1	75 000 bs/d

Cuadro 16 (concl.)

México	Perú	Trinidad-Tabago
API 36" 329 000 m	API 24" 300.000 m	API 30" 110 000 m
API 30" 81 000 m	API 16" 200 000 m	
API 24" 188 000 m		
API 20" 10 000 m		
API 12" 600 000 m		
4 380 bombas		
330 compresores	(s.d.)	(s.d.)

Tipo	Nº de unidades	Capacidad		
Plantas de ref. primaria	3	150 000 bs/d		
Plantas de ref. al vacíó	3	80 000 bs/d		
Plantas reductoras de viscosidad	4	50 000 bs/d		
Plantas hidrodesulfuradoras de gasolina	3	36 000 bs/d		
Plantas hidrodesulfuradoras de intermedios	3	25 000 bs/d		
Plantas reformadoras de naftas	3	30 000 bs/d		
Plantas fraccionadoras de propano	2	s.d.		
Plantas fracc. de hidrocarburos	2	16 000 bs/d		
Plantas de azufre	2	40 t /d	(Ninguna)	(Ninguna)
Plantas desafaltadoras	2	16 000 bs/d		
Plantas desparafinadoras	2	10 000 bs/d		
Plantas de furfural	2	15 000 bs/d		
Plantas tratadoras de aceite	1	s.d.		
Plantas redestiladoras	1	40 000 bs/d		
Plantas estabilizadoras de gasolina	1	40 000 bs/d		
Tren de lubricantes		s.d.		
Planta endulzadora de condensador	2	24 000 bs/d		
Planta fraccionadora de hidrocarburos licuados	1	10 000 bs/d		
Total	38			

Venezuela	Totales	
	Longitud	Peso
(s.d.)	API 36" 329 000 m	= ~ 140 000 t
	API 30" 191 000 m	= ~ 67 000 t
	API 24" 488 000 m	= ~ 170 000 t
	API 20" 10 000 m	= ~ 2 700 t
	API 18" 520 000 m	= ~ 116 000 t
	API 16" 975 000 m	= ~ 193 000 t
	API 14" 775 000 m	= ~ 133 000 t
	API 12" 1 500 000 m	= ~ 200 000 t
	API 10" 422 000 m	= ~ 50 000 t
	API 8" 220 000 m	= ~ 16 000 t
	API 6" 120 000 m	= ~ 7 200 t
	API 4" 160 000 m	= ~ 2 400 t
		1 097 650 t
	Promedio anual:	156 807 t

(s.d.)

(s.d.)