

Distr.
RESTRINGIDA
E/CEPAL/R.361
2 de julio de 1984
ORIGINAL: ESPAÑOL

C E P A L

Comisión Económica para América Latina



LA DEMANDA LATINOAMERICANA DE EQUIPO PETROLERO
DURANTE EL LAPSO 1984-1990

84-4-493

Handwritten text or scribble

Handwritten text or scribble

INDICE

	<u>Página</u>
Resumen y conclusiones principales	1
I. INTRODUCCION	3
Propósito del estudio y metodología empleada	3
II. SITUACION DE LA INDUSTRIA PETROLERA LATINOAMERICANA	5
1. Algunos indicadores	5
2. Tendencias en la actividad petrolera	7
3. La crisis financiera y su efecto sobre la actividad petrolera	9
4. La localización de la demanda de equipo petrolero ..	11
III. 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	14
2. Algunas consideraciones sobre la futura demanda de equipos	17
Anexo 1	20

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 ellos serían requeridos por empresas de Argentina, Brasil, México y Venezuela. Cabe señalar que Argentina y Venezuela poseen en la actualidad más equipos que los que están utilizando por lo que se presume que éstos serán activados a medida que las actividades de exploración o producción lo requieran evitando la adquisición de nuevas unidades. La gran mayoría de estos equipos serán para realizar perforaciones en tierra ("on shore").

También revisten importancia, aunque en medidas mucho menores que en el caso del material tubular, las cifras de requerimientos de tanques de almacenamiento, equipos separadores gas/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 habrá un predominio de las obras de modificación de las actuales refinerías sobre aquéllas que corresponden a la construcción de nuevas plantas.

Por último cabe señalar que es muy probable que 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 los hechos, es decir que serían efectuadas perforaciones de pozos en un número mayor que el previsto, con el consiguiente incremento de la demanda de equipos y materiales respectivos. Se estima que las actividades de acondicionamiento de pozos o la aplicación 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 incremento en los precios del petróleo podría constituir un incentivo adicional.

Nota: El equipo de trabajo del Proyecto desea expresar su agradecimiento al Doctor Alberto Bozzolo, experto en petróleo por su valiosa y fundamental contribución al estudio sobre la demanda de equipo petrolero en América Latina. También agradece el importante aporte brindado por el Ing. Francisco O'Ryan, quién elaboró un informe especial sobre demanda de equipo petrolero en Chile.

I. INTRODUCCION

Propósito del estudio y metodología empleada

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. El mismo forma parte de la serie de investigaciones que, en el campo de los bienes de capital y 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 obtener un mayor conocimiento sobre 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 poder formular políticas realistas y, eventualmente, efectuar las recomendaciones sobre acciones y 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 petrolera y cuyos resultados figuran en el presente documento 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. Con el fin de facilitar la recolección y el ordenamiento de la información, se preparó un listado conteniendo 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, constituyen una muy alta proporción de la demanda total de bienes de capital y materiales requeridos por esta actividad. En función de este listado, se preparó el cuestionario cuya copia figura en el Anexo I que, con la finalidad de obtener información directa de los agentes productivos, 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 futura demanda de equipo petrolero.

De todos modos, las limitaciones 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, que están incluidos los equipos de perforación, tanto los destinados a la actividad exploratoria como a la de desarrollo, en ambiente marino ("off shore") y en terrestre ("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 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 a construirse 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 "in situ", de fuente oficial o no, de aquéllos deducidos en función de ciertos supuestos de crecimiento del sector o de coeficientes técnicos obtenidos por similitud con yacimientos de otros países. En este último caso los datos respectivos figuran entre paréntesis.

II. SITUACION DE LA INDUSTRIA PETROLERA LATINOAMERICANA

1. Algunos indicadores

América Latina cuenta con reservas probadas de petróleo del orden de los 78 000 millones de barriles, cifra que constituye el 11.6%, aproximadamente, de las reservas probadas 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 (ver cuadro 1).

México y Venezuela poseen casi el 90% de las reservas probadas 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 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 geográfico -México y Venezuela, junto con Argentina, poseen alrededor del 82% de las reservas probadas de la región.

No obstante estas elevadas cifras de reservas probadas 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 relevantes 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 que 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 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. Brasil, Cuba, Jamaica, Chile 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 productos 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 Brasil) reúnen el 71% de la capacidad de refinación de la región; si se incluyera a Argentina, se alcanzaría el 83% de ese total.

Cabe señalar que en estos momentos, se aprecia una merma 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. (Ver 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 7, 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 se efectuaron 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 5 figura la cantidad de equipos activos de perforación en los países de la región. 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.

Como puede apreciarse en el cuadro 5, 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 "costafuera". En México, la zona marina

del Golfo de Campeche contribuyó, en 1982, con el 50% de la producción petrolera total de ese país.

En Venezuela, en Lago Maracaibo, aunque en ese país se le considera actividad lacustre y no "costafuera", 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. El cuadro 6 muestra la nómina de plataformas de perforación "costafuera" que estaban en operación en mayo de 1983.

Es evidente que estos desarrollos en las plataformas continentales de los países de la región han implicado cambios importantes en la estructura del equipamiento 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 los de un sinnúmero de equipos y elementos complementarios, incluyendo barcazas y diversos dispositivos de operación y control que han enriquecido la ya muy amplia variedad de elementos constituyentes de la demanda de bienes de esta actividad extractiva.

También conviene destacar los avances logrados en la región en materia de incremento de las reservas probadas 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 tubulares, especialmente de gran diámetro; así como de equipos compresores y elementos de regulación de presión, entre otros.

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 refinерías, las que requerirán modificaciones sustanciales para adecuarse a los nuevos requerimientos 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 substancial 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 responsable 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. Casi todos los países de la región han disminuido, en algunos casos drásticamente, la perforación de nuevos pozos; principalmente, los dos grandes países exportadores de este fluido, México y Venezuela. De acuerdo con datos extraídos de publicaciones especializadas,^{*/} desde mediados de 1983 el número de equipos de perforación activos en América Latina disminuyó 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.

^{*/} Revista Petróleo Internacional, julio/agosto 1983.

Las bajas más notables se produjeron en Venezuela, que de 68 equipos existentes en 1982, pasó a tener sólo 37 en 1983 y en México, que pasó de tener 211 a 189. Argentina fue el único país que elevó el número de equipos en operación: de 67 equipos activos en 1982, pasó a tener 78 en 1983. En el cuadro 5 puede apreciarse la disminución del número de equipos de perforación activos habida en la mayor parte de los países de la región. 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 merced, principalmente, al esfuerzo que realizó Iraq, que incrementó el número de equipos activos de 5 a 25 en ese lapso.

La merma en la actividad de perforación, tanto exploratoria como de desarrollo 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 equipamiento 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 requerimientos, 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 maquinaria y equipos respectivos.

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 aquéllos 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 no es suficientemente apta para la finalidad 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 5, donde figuran los equipos de perforación que operaron en distintos países de América Latina durante los últimos tres años. Venezuela, que produce más de 8 veces la cantidad de petróleo que produce Argentina y más de 12 veces la que Brasil utilizó, durante el período 1981-1983, un número de equipos bastante inferior al de los empleados por estos últimos países.

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 a utilizar 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 equipos, no sólo de perforación sino, también, de otros destinados a efectuar distintas operaciones de la actividad petrolera. Pero aún así, podría incurrirse en errores de apreciación de cierta relevancia. 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 (ver cuadro 6); pero esta diferencia no permite afirmar que el mercado argentino para equipos petroleros, 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 Argentina.

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

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 se operara una mejoría en los precios internacionales del petróleo. En cambio 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 grupo de países estaría constituido por aquéllos 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 tareas exploratorias.

III. 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

Los cuadros 8 al 17 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 fueron estimados 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 17 sólo comprende a aquellos equipos y materiales principales sobre 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 Argentina, Brasil, México y Venezuela constituye una alta proporción de la demanda regional de estos bienes. Ello queda en evidencia al analizar la cantidad de pozos a 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. Sobre un total de 22 673 pozos a perforar 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 a perforar. 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 (Argentina y Venezuela) poseen más equipos que los que actualmente utilizan y se presume que los mismos serán activados en los próximos años evitando la adquisición de nuevas unidades. A continuación se

indica el número de equipos que operan en la actualidad y una estimación de la demanda futura de nuevas unidades en la región y en los cuatro países mencionados.

	Argentina-Brasil México-Venezuela	(%)	Total de países	(%)
Equipos de perforación activos, 1983	404	(87.6)	461	100
Demanda de nuevos equipos de perforación, 1984/90	52	(23.1)	225	100

La demanda regional de tubería destinada a "entubación" ("casing") de pozos se ha estimado en alrededor de 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 Argentina, México y Venezuela con tonelajes que superarían en los tres casos las 500 000 toneladas. Dichos países son seguidos por Brasil con 105 000 toneladas utilizando los cuatro países alrededor de 1.8 millones de toneladas.

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

Podrá observarse en los cuadros respectivos que la cantidad de pozos que, se estima, han de ser entubados y sometidos a pruebas de producción, alcanza a 17 960 sobre un total a perforar de 22 673, o sea, un 79.2%; suponiendo que los restantes serían abandonados por baja productividad sin ser objeto de entubamiento en toda su profundidad. Es obvio que la mayor parte de estos pozos habrán de ser de carácter exploratorio y, muy pocos, de desarrollo. La demanda de los distintos elementos que integran el equipamiento principal de producción ha sido, en gran parte, estimada por 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, han sido estimados 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 está expresada en metros; un cálculo global nos daría un tonelaje comprendido entre 500 000 y 550 000 toneladas de requerimientos 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 está dada por no haber sido posible conocer en todos los países de la región los diámetros y espesores de uso más frecuente en cada caso.

No fue posible, asimismo, lograr en todos los casos una satisfactoria información sobre las necesidades de tanques de almacenaje de petróleo; por ello, en el cuadro 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 diámetros diversos.

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 aquéllas relativas a la construcción de nuevas refinerías. Existen proyectos de instalación de plantas

nuevas de refinación de petróleo en 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, contrariamente, existe la posibilidad de que una refinería perteneciente a una compañía extranjera sea cerrada por reducción casi total de su actividad que estaba dedicada, anteriormente, a la exportación de productos.

2. Algunas consideraciones sobre la futura demanda de equipos

De un 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 efectivamente 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 consecuente 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 en 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.

No obstante ello, surgen dudas sobre el efectivo cumplimiento 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 abajo se indican.

Obsérvese que la producción de petróleo de América Latina, entre los años 1980 y 1982, creció desde 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 implementarse otros procedimientos técnicos como ser proyectos de recuperación secundaria e intensos programas de reacondicionamiento de pozos, la producción de hidrocarburos de la región podría verse disminuida en forma significativa.

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

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

Es conocido que en Venezuela, donde se ha decidido reducir el número de equipos activos de perforación en 30 unidades a partir de 1983/1984, gran parte de la producción de petróleo necesaria para compensar una producción declinante del orden de 20% anual, se espera lograrla 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 pueden 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 indicadas en los cuadros 8 al 17 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 o sus partes a la actividad petrolera. Al respecto, conviene señalar las características 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 conforman, 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/

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 metalmeccánica de algunos países de la región en la provisión de equipos y elementos para la actividad petrolera. En general, los establecimientos metalmeccánicos de estos países no disponen del equipamiento, la tecnología, el "know how" y la experiencia necesaria 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 metalmeccánico, 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 mercede al mejoramiento de su equipamiento y a la experiencia que adquiere en la aplicación de tecnologías más exigentes y de 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 1

DATOS BASICOS PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA DE BIENES DE CAPITAL
DEL SECTOR PETROLERO EN LA DECADA DE LOS AÑOS 80

El objetivo del estudio es estimar la demanda de maquinarias y equipos del sector petrolero para la presente década, 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 sea dada en unidades físicas y en US\$ de 1983.

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

La información solicitada debe incluir el equipamiento necesario 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.

Los datos requeridos deberán comprender los trabajos a realizar directamente por la empresa estatal y por sus contratistas en tierra y "off shore". En consecuencia deberán incluirse también las plataformas marinas de perforación y de producción, así como las baterías y líneas de recolección del fluido en ese ámbito.

1. Perforación

- 1.1. Equipos de perforación (existencia actual; programa de adquisiciones hasta 1990; número de unidades según rangos de capacidad perforativa).
 - 1.1.1. Trépanos (consumo anual promedio en unidades según programas).
 - 1.1.2. Barras de sondeo (idem anterior).
 - 1.1.3. Portamechas (idem anterior).
 - 1.1.4. Cañería de entubación o "casing".

2. Producción

- 2.1. Equipos de bombeo.
- 2.2. Motores para equipos de bombeo (potencia promedio).
- 2.3. Bombas sumergibles.
- 2.4. Varillas de bombeo.
- 2.5. Arbol de navidad.
- 2.6. Baterías de producción, sus tipos y componentes principales.
- 2.7. Cañería de bombeo o "tubing".
- 2.8. Cañería de conducción o recolección de petróleo y gas en los yacimientos.
- 2.9. Válvulas y "fitting" (en valores globales de US\$).

3. Almacenamiento y tratamiento de petróleo y gas

- 3.1. Cantidad de tanques y almacenamiento según capacidad o tamaño.
- 3.2. Válvulas y "fittings" (en valores globales en US\$).
- 3.3. Principales equipos auxiliares.

4. Transporte de petróleo y gas por ductos

- 4.1. Longitud de tubería con indicación de espesores y diámetros, según programa de oleoductos a construir en el lapso señalado.
- 4.2. Estaciones de bombeo y sus componentes.
- 4.3. Válvulas y "fittings".

5. Plantas de refinación

- 5.1. Plantas de refinación, sus tipos, características y capacidades.

Cuadro 1

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

	Petróleo Reservas al 1-1-83 (MMB)	Gas Reservas (MMM Pies cúbicos)	Petróleo Producción 1982 (MMB/año)	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	4 000	2.3	21.7
Honduras	-	-	-	-
México	48 300	59 600	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
<u>América Latina</u>	<u>77 901</u>	<u>144 500</u>	<u>2 160.6</u>	<u>36.0</u>
<u>Mundo</u>	<u>670 189.4</u>	<u>2 573 241</u>	<u>19 345.0</u>	<u>34.6</u>

Fuente: World Oil, varios números.

Cuadro 2

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
<u>América Latina</u>	<u>8</u>	<u>16</u>	<u>30</u>	<u>28</u>	<u>31</u>	<u>30</u>

Fuente: United Nations, Yearbook of World Energy Statistics, 1981.

Cuadro 3

AMERICA LATINA: EVOLUCION DEL CONSUMO DE PETROLEO 1970/1981
(Tasas anuales promedio acumulativas) (%)

	1970/81	1978/81	1980/81
Argentina	2.0	1.7	-0.9
Barbados	4.4	5.8	26.1
Bolivia	5.1	-6.8	13.9
Brasil	6.8	-0.1	-3.5
Costa Rica	3.7	4.4	-8.9
Chile	1.6	-3.4	-14.2
Colombia	1.1	0.5	6.6
Cuba	3.6	-0.3	1.3
Ecuador	13.2	2.4	-5.1
El Salvador	13.0	-3.7	-1.6
Guatemala	1.6	2.2	2.8
Honduras	-2.9	7.7	4.4
México	8.8	12.2	9.2
Nicaragua	2.0	-3.8	-5.5
Panamá	-5.9	-2.7	0.3
Paraguay	2.7	-7.9	26.9
Perú	4.9	4.2	-5.6
República Dominicana	-	1.3	-
Trinidad y Tabago	-7.6	-6.5	-15.1
Uruguay	0.5	-2.6	- 7.1
Venezuela	-3.6	-3.0	-4.5
<u>Totales</u>	<u>1.9</u>	<u>1.6</u>	<u>-0.9</u>

Fuente: United Nations, Yearbook of World Energy Statistics, 1981.

Cuadro 4

AMERICA LATINA: CANTIDAD DE REFINERIAS Y CAPACIDAD DE REFINACION

	Cantidad de refinerias	Capacidad de refinación de crudos	
		Capacidad (MB/día)	Porcentaje
Argentina	12	675.7	11.7
Bolivia	3	60.7	1.1
Brasil	13	1 209.0	20.9
Chile	2	141.0	2.5
Colombia	5	213.5	3.7
Costa Rica	1	15.7	0.3
Ecuador	3	78.9	1.4
El Salvador	1	16.3	0.3
Guatemala	1	16.0	0.3
Honduras	1	14.0	0.3
México	9	1 289.0	22.3
Nicaragua	1	14.4	-0.3
Panamá	1	100.0	2.0
Paraguay	1	7.5	-
Perú	5	168.5	3.0
Trinidad y Tobago	-	442.0	7.7
Uruguay	1	45.0	1.0
Venezuela	7	1 283.7	24.0
<u>Total</u>	<u>67</u>	<u>5 800.8</u>	<u>100.0</u>

Fuente: United Nations, op.cit.

Cuadro 5

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
<u>Totales</u>	<u>407</u>	<u>82</u>	<u>489</u>	<u>453</u>	<u>83</u>	<u>536</u>	<u>456</u>	<u>86</u>	<u>542</u>
Porcentajes	(83)	(17)	(100)	(84.5)	(15.5)	(100)	(83.4)	(16.6)	(100)

Fuente: Petróleo Internacional, abril 1982.

Cuadro 6

ÁREAS GEOECONÓMICAS: PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN, Y CONSUMO DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS ENERGÉTICOS DEL PETRÓLEO, 1980
(Millones de toneladas métricas)

	1) Producción de Petróleo	2) Producción de Productos	3) Importación de Petróleo	4) Importación de Productos	5) Importación total 3 + 4	6) Exportación de Petróleo	7) Exportación de Productos	8) Exportación total 6 + 7	9) Consumo de Petróleo	10) Consumo de Productos	
Mundo	2 974.4	2 689.1	1 532.5	337.9	1 870.4	1 480.3	362.5	1 842.8	2 986.5	2 502.2	
Africa	297.1	64.2	32.9	12.1	45.0	244.0	11.3	255.3	65.0	57.2	
EE.UU. - Canadá	492.2	725.9	289.5	77.5	367.0	23.6	12.8	26.4	753.0	750.3	
América Latina	287.0	219.2	73.8	15.4	89.2	123.0	47.2	170.2	232.0	180.1	
Asia	1 138.0	525.3	382.5	71.1	453.6	899.2	81.0	980.2	608.0	465.4	
Europa	137.4	657.7	665.2	146.5	811.7	67.5	112.0	179.5	736.9	650.8	
Oceanía	18.8	32.8	13.6	7.4	21.0	0.1	3.4	3.5	32.3	31.6	
U.R.S.S.	603.2	395.6	0.7	0.6	1.3	122.0	44.3	166.3	488.2	347.4	
<u>Países de América Latina (miles de toneladas métricas)</u>											Consumo per cápita kg/h
Argentina	25 281	23 711	2 242	606	2 848	-	1 388	1 388	27 173	22 221	1 004
América Central	80	4 696	5 006	3 496	8 502	-	319	319	5 094	4 752	182
Barbados	-	183	91	191	282	-	-	-	153	191	582
Bolivia	1 107	995	100	115	215	-	83	83	1 172	1 078	209
Brasil	8 841	47 286	43 637	1 929	45 566	60	1 346	1 406	54 318	46 840	458
Colombia	6 501	6 819	1 045	1 287	2 332	-	1 400	1 400	7 546	6 461	279
Cuba	273	5 468	6 025	4 022	10 047	-	-	-	6 298	9 490	640
Chile	1 604	4 698	3 326	47	3 373	-	-	-	4 992	4 132	450
R. Dominicana	-	1 334	1 457	481	1 938	-	-	-	1 357	1 814	250
Ecuador	10 417	4 516	-	582	582	5 520	1 143	6 663	4 719	3 700	565
Haití	-	-	-	217	217	-	-	-	s.d.	205	s.d.
Jamaica	-	931	934	1 852	2 786	-	55	55	964	2 693	444
México	99 935	52 432	-	343	343	41 301	2 239	43 540	50 646	50 275	704
Paraguay	-	187	197	157	354	-	-	-	197	337	62
Perú	9 645	7 147	-	33	33	2 390	931	3 321	7 299	6 112	411
Trinidad y Tabago	10 983	11 497	7 346	-	7 346	6 251	9 344	15 596	12 068	1 682	10 332
Uruguay	-	1 740	1 895	158	2 053	-	3	3	1 879	1 722	648
Venezuela	114 400	46 692	-	-	-	67 529	29 168	98 750	47 130	16 854	3 387
<u>Total</u>	<u>289 067</u>	<u>219 292</u>	<u>73 301</u>	<u>15 516</u>	<u>88 817</u>	<u>123 051</u>	<u>47 419</u>	<u>172 524</u>	<u>233 077</u>	<u>180 559</u>	

Fuente: Yearbook of World Energy Statistics, 1981, United Nations.

Cuadro 7

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 8

AMERICA LATINA: CAPACIDAD INSTALADA, GRADO DE UTILIZACION Y PRODUCCION TOTAL DE LAS REFINERIAS DE PETROLEO, 1970 - 1981
(Miles de toneladas métricas/año)

	1970		1973		1975		1978		1980		1981	
	Capacidad no utilizada %	Producción de refineries (cap. inst.)	Capacidad no utilizada %	Producción de refineries (cap. inst.)	Capacidad no utilizada %	Producción de refineries (cap. inst.)	Capacidad no utilizada %	Producción de refineries (cap. inst.)	Capacidad no utilizada %	Producción de refineries (cap. inst.)	Capacidad no utilizada %	Producción de refineries (cap. inst.)
Barbados	21	118 (150)	97	149 (150)	5	143 (150)	6	164 (175)	6	189 (200)	4	193 (200)
Costa Rica	35	304 (470)	11	419 (470)	43	268 (470)	17	392 (470)	10	494 (550)	7	457 (550)
Cuba	0.5	4 320 (4 340)	8	5 260 (5 700)	2	5 882 (5 700)	3	6 255 (6 450)	3	6 259 (6 450)	3	6 288 (6 450)
R. Dominicana	-	-	55	670 (1 500)	23	1 159 (1 500)	48	1 222 (2 350)	43	1 334 (2 350)	47	1 256 (2 350)
El Salvador	74	172 (650)	8	598 (650)	17	626 (650)	11	711 (800)	24	612 (800)	18	657 (800)
Guatemala	42	724 (1 250)	26	921 (1 250)	29	890 (1 250)	35	807 (1 250)	41	734 (1 250)	42	728 (1 250)
Honduras	-	708 (700)	12	615 (700)	11	620 (700)	41	416 (700)	30	487 (700)	27	508 (700)
México	19	24 089 (29 600)	26	28 047 (38 000)	17	32 630 (39 000)	13	42 962 (49 322)	24	55 921 (73 646)	20	61 047 (76 016)
Nicaragua	23	438 (650)	13	564 (650)	17	626 (750)	24	569 (750)	32	512 (750)	30	529 (750)
Panamá	9	3 640 (4 000)	5	3 813 (4 000)	22	3 894 (5 000)	76	2 389 (10 000)	61	1 928 (5 000)	61	1 940 (5 000)
Trinidad-Tobago	4	22 116 (23 000)	11	20 023 (22 500)	46	12 363 (23 050)	48	12 039 (23 050)	48	12 024 (23 050)	62	8 830 (23 050)
Argentina	11	21 447 (23 980)	24	23 713 (31 310)	33	21 128 (31 310)	31	23 456 (33 786)	27	25 279 (34 500)	28	24 782 (34 604)
Bolivia	51	578 (1 180)	45	708 (1 290)	27	939 (1 290)	26	1 246 (1 955)	71	1 080 (3 725)	67	935 (2 800)
Brasil	11	24 414 (27 300)	12	37 366 (42 600)	16	43 570 (51 700)	15	52 737 (62 300)	27	52 791 (72 200)	28	52 160 (72 260)
Chile	6	3 612 (3 850)	9	4 672 (5 450)	34	3 990 (6 000)	21	4 736 (6 000)	21	4 731 (6 000)	27	4 392 (6 000)
Colombia	-	7 279 (7 000)	1	8 001 (8 100)	12	7 671 (8 670)	11	7 720 (8 670)	22	7 517 (9 680)	22	8 013 (10 250)
Ecuador	33	1 160 (1 740)	12	1 554 (1 770)	12	1 930 (2 190)	20	4 039 (5 040)	5	4 555 (4 800)	10	4 321 (4 800)
Paraguay	65	174 (500)	55	226 (500)	60	200 (500)	41	293 (500)	62	189 (500)	52	240 (500)
Perú	12	4 116 (4 680)	10	4 969 (5 549)	39	5 545 (9 060)	34	6 003 (9 060)	19	7 207 (8 900)	15	6 812 (8 000)
Uruguay	25	1 680 (2 250)	29	1 676 (2 350)	27	1 789 (2 450)	19	1 812 (2 232)	19	1 811 (2 232)	30	1 691 (2 408)
Venezuela	2	66 861 (68 200)	13	67 321 (77 750)	43	44 039 (77 750)	36	51 104 (80 225)	48	48 683 (80 225)	37	43 070 (68 547)
Totales	8	187 950 (204 890)	16	211 285 (252 230)	30	189 902 (269 790)	28	221 072 (305 085)	31	234 337 (337 508)	30	228 849 (327 285)
Utilización de la capacidad instalada		91.7%		83.8%		70.4%		72.5%		69.4%		69.9%

Fuente: Yearbook of World Energy Statistics, 1981, United Nations.

Cuadro 9

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								
a) De tierra	41	2	2	2	2	2	2	2	14 equipos de perforación
b) Marino	1								
	5000 m = 3	M US\$ 16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	MM US\$ 112
	6000 m = 4								
	7000 m = 1								
3. Méetros 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

	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	<u>US\$ 4 884 868</u>	
2. Válvulas y fittings (US\$)	96 200	208 154	145 040	207 013	183 723	115 089	115 089	<u>US\$ 1 070 308</u>	
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	<u>US\$ 13 056 756</u>	
E. Recuperación secundaria									
Inversión total en US\$	141 600 100	(sin datos entre 1985 y 1990)							<u>US\$ 141 600 100</u>
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\$								<u>US\$ 2 130 000</u>	
3. Válvulas y fittings								<u>US\$ 182 560</u>	
4. Equipos auxiliares									
a) Compresores (sin n ^o)								<u>US\$ 58 200 000</u>	
Inversión US\$									
b) Bombas								<u>US\$ 375 000</u>	
Inversión US\$									
c) Instrumentos de control								<u>US\$ 325 000</u>	
Medidores de candal									
Calorímetros									
Cromatógrafos									

ARGENTINA (Contratistas diversos)

Cont. cuadro 9

	Necesidad de equipos e inversiones						Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	
A. Perforación							
Exploración y Desarrollo de Yacimientos							
1. Pozos a perforar:	Exploración: 100						600 pozos
	Desarrollo: 500						
2. Equipos de perforación disponibles							57 equipos
	1800/2200	6					
	2500/2900	15					
	3000/3600	16					
	4000/5000	10					
	5200/6000	7					
	7000/8000	3					
	57 equipos a/						
3. Metros a perforar	Profundidad promedio por pozo:						Total metros a perforar: 1.250.000 m
	Exploración: 2500 m x 100 pozos = 250 000 m						
	Desarrollo: 2000 m x 500 pozos = 1 000 000 m						
4. Trépanos (nº)	----- (3 255) -----						3 255 trépanos
5. Barras de sondeo (nº)	----- (2 057) -----						2 057 barras de sondeo
6. Portamechas (nº)	----- (110) -----						110 portamechas
B. Tuberías (diámetros diversos):							
	20"	1 000 m					50 000 t. de tuberías
	13 3/8"	30 000 m	(2 160 t				
	9 5/8"	350 000 m	(22 050 t				
	7"	125 000 m	(4 500 t				
	5 1/2"	800 000 m	(19 200 t				

a/ La capacidad de equipos inactivos a la fecha debe ser no inferior a 40.

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
C. Equipos de Producción								
1. Equipos de bombeo (nº)				(300)				(300) equipos de bombeo
2. Motores (nº)				(300)				(300) motores
3. Bombas de profundidad (nº)				(300)				(300) bombas de profundidad
4. Variallas de bombeo (m)				(150 000)				(150 000 m) varillas de bombeo
5. Armaduras de surgencia (nº)				(60)				(60) armaduras de surgencia
6. Baterías (nº)				(10)				(10) baterías
7. Tubings (m)				(150 000)				(150 000 m) tuberías
8. Cañerías de conducción (2" a 8"; metros)				(800 000)				(800 000 m) cañerías de conducción (2 a 8")
9. Válvulas y fittings (US\$)				(531 000)				(US\$ 531 000) inversión en válvulas y fittings

	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 (árbol 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 ³ c/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
								Plataformas para compresoras 1
								31 Plataformas
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: (oleoducto y gasod.) tramos de 10 a 20 km								ø 8" a 14"
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								
								Eventuales: 4, a), b), c), d).
								900 km (diversos diámetros ø 12" a 18")
E. Refinerías (Ninguna en el periodo)								

	Necesidades de equipos e inversiones						Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	
F. Oleoductos y poliductos							
1. Oleoducto Puerto Hernández - Luján de Cuyo							
(463 km), 16" API, 6000 a 10 000 m ³ /d.							
Inversión US\$ 67 000 000							
a) Bombas							
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							
Inversión US\$ 5 000 000							
d) Sistema de comunicaciones							
Inversión US\$ 6 000 000							
e) Estaciones de bombeo							
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							
b) Reemplazo de 15 km de conducto por							
cañería reforzada con costura 14" API							
Inversión US\$ 2 200 000							
c) Estación de bombeo progresiva							
3 turbobombas 1500 HP c/u							
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							
							Tubería:
							463 000 m ø 16" API
							<u>US\$ 67 000 000</u>
							Bombas:
							3 electrobombas 800 HP
							4 motobombas 800 HP
							2 electrobombas 350 HP
							<u>US\$ 44 000 000 inversión</u>
							total de
							a) a e)
							Bombas:
							8 motobombas
							<u>US\$ 45 700 000 inversión</u>
							total:
							tubería: 130 km 16" API
							15 km 14" API
							3 turbobombas 1500 HP
							1 turbobomba 1300 HP
							9 turbobomba 1100 HP

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
G. 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								US\$ 798 000 000 inversión
Capacidad 4500 m ³ /d operativo								total en Plantas de
Inversión US\$ 112 000 000								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								

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	

OBRAS PARA UTILIZACION DE GAS NATURAL

A. Plantas

1. Plantas de deshidratación y recuperación de gasolina en Chimen Aike Capacidad 500 000 m³/d
2. Ampliación Capacidad de Compresión de gas en Planta Sierra Barrosa Capacidad 250 000 m³/d
10 motocompresoras e instalaciones complementarias
3. Planta de tratamiento de Luján de Cuyo (Mendoza) Capacidad 180 000 m³/d

Compresores:
10 motocompresoras

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 m³/d a 14 500 000 m³/d)
2. Construcción Gasoducto de Plaza Huincul a San Carlos de Bariloche
Tuberías: 410 km de 8" (troncal)
100 km de 6" (derivación a Junín de Los Andes)
43 km de 4" (derivación a San Martín de Los Andes)
3. Gasoducto a Entre Ríos cruzando el Río Paraná
Tuberías: 37 km de 18"
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)

Tuberías:
590 km de tuberías desde 4" hasta 18"

	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								

	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								

	Necesidades de equipos e inversiones							Total de necesidades de equipos e inversiones
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
C. Otras instalaciones de producción								
	(Barriles)							
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)								Capacidad de almacenamiento total: (miles de barriles) 2 x 100 1 x 100 1 x 60 635 { 1 x 25 1 x 50 1 x 200 Estaciones de bombeo totales: 1 = 8 000 barriles/día 1 = 12 000 barriles/día 12 { 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
a) Yopal - Velásquez 180 km 14" c) Ayacucho-Barrancabermeja 190 km 18" e) Mariquita-Gualanday-Neiva 120 km 6"							160 km 4"	
180 km 12"								
b) Apiay - Yopal 170 km 8" d) Coveñas-Corragena 110 km 18"								
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"								
Mirillo - 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/								
E. Gasoductos								
a) Ballena de Cartagena b/	150 km 20"						150 km 20" diámetro	
b) Gasoducto Central a/							1 247 km total de tuberías	

a/ A la fecha se carece de detalles

b/ Supeditado a la realización de un proyecto de amoníaco - urea.

Concl. Cuadro 11

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)

Cuadro 12

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\$ 58 143 000
Inversión US\$ 85 164 000								
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. Costa afuera								
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 (Para petróleo 22, para gas 14)
a) "Well jacket"	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	Inversión US\$ 107 861 000
b) jijas	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	
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"	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

	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	220	722	735	7471 trepanos	
4. Armaduras de surgencia (Arbol nav.)	80	94	72	70	54	45	45	Inversión US\$ 12 748 000 460 armaduras de surgencia	
C. Producción de Petróleo (Oleoductos)									
1. Tubería 6" y 8" en metros	∅ 6"	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	3 500	3 500	42 000 m ∅ 6"
	∅ 8"	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	4 000	4 000	48 000 m ∅ 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 (∅ 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 ∅ 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") = 5 400 (2") 360 (3") 720 (4") 1 260 (6") 900 (8")
	checks	-	-	-	-	-	-	-	-
	Codos, tres y otros	960	1 200	1 200	1 200			720	
4. Otra tubería para sistema de recolección de la producción de petróleo (ton)	∅ 6"	200	200	200	200	200	100	100	
	∅ 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

	Necesidades de equipos e inversiones						Total de necesidades de
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	
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

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 99 pozos en desarrollo 143 total pozos	
Desarrollo	19	19	15	7	6	(6)	(6)		
Consortio: Desarrollo	3	3	3	3	3	(3)	(3)		
Total	29	30	25	17	14	(14)	(14)		
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							(2) equipos de perforación	
otros:	1								
b) necesidades futuras:			(1)		(1)				
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")									
1. "Casing": 10 3/4" - 606 m	Expl.:	7 x 606	8 x 606	7 x 606	7 x 606	5 x 606	(5 x 606)	(5 x 606)	Tuberías 10 3/4": 86 658 m 26 664 m 59 994 m
	Des.:	22 x 606	22 x 606	18 x 606	10 x 606	9 x 606	(9 x 606)	(9 x 606)	
7" - 3 030 m									Tuberías 7": 321 180 m 6 300 m
(Diámetro 7")									
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 299 970 m	
	Des.:	22 x 3030	22 x 3030	18 x 3030	10 x 3030	9 x 3030	(9 x 3030)		(9 x 3030)
(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.

Necesidad de equipos e inversiones						
1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990

G. Petroquímica

1. Planta de ácidos básicos para lubricación (2 300 bs/día) en Esmeraldas

----- puesta en marcha

Inversiones alternativas:

- hidrotreatmento 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

	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
Consortio	(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		agosto 87		
Inversión: US\$ 130 MM (1983)				etapa construcción		puesta en operación		
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 14

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 pozos totales
								1 900
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"

	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 urgencia (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)	(1250) 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								Tuberías de:
a) 20" ϕ de 10 km								12" ϕ = 600 000 m
b) 24" ϕ de 47 km								20" ϕ = 10 000 m
c) 30" ϕ de 69 km								24" ϕ = 188 000 m
d) 36" ϕ de 54 km								30" ϕ = 81 000 m
								36" ϕ = 329 000 m
2. Gasoductos								
a) 24" ϕ de 141 km								
b) 30" ϕ de 12 km								
c) 36" ϕ de 275 km								
3. Poliductos								
a) 12" ϕ de 600 km								

		Necesidades de equipos e inversiones						Total de necesidades de equipos e inversiones
		1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
4.	Estaciones de bombeo (nº)	12						
5.	Estaciones de compresión	10						
								Bienes de capital para almacenamiento, ductos, estaciones de bombeo, etc. (G y F):
								225 motores comb/inter
								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 desfaltadoras	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)					

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

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

Cuadro 16

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								760 pozos
Area Poui C								
Area Galeota 60	(100)	(110)	(110)	(110)	(110)	(110)	(110)	
Area Cassia								
Area KK4 (aún indefinido)								
Tierra: 700 pozos								
2. Equipos de perforación activos en 1982:								
Mar: 7								
Tierra: 8								
15								
Renovación anual estimada: 3	-	4	-	4	-	4	-	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								
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"

		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 m ³)									
a) Pozos gasíferos (Cassia Field)									
b) Gasoducto (650 000 000 m ³ /día off-shore: 30" ø = 40 millas)									
c) Planta licuefacción									
d) Buques tanques									
e) Gasoducto en tierra: 30" ø = 35 millas									
(Algunas etapas se iniciarán en 1984; otras como ser la planta de licuefacción en 1988)									
Inversión: 500 000 millones de dólares									
(Pozos considerados en A.)									
Gasoductos totales: 120 km de tubería de ø 30"									
Planta compresora, etc.									
Planta de licuefacción de gas:									
4. Ampliación de Planta de Amonia de 30 a 50 000 t/día									
5. Planta de urea formaldehido a partir del metanol									

Cuadro 17

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	1 951 000	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)	(83 360)	(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) (8 925 000)	(735 000)	(1 050 000)	(1 050 000)	(1 365 000)	(1 785 000)	(1 470 000)	(1 470 000)	(8 925 000 m) de "tubings"
8. Cañerías de conducción (m) (4 250 000)	(350 000)	(500 000)	(500 000)	(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)	(570 000)	(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

Concl. Cuadro 17

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

Quadro 18

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 anual	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.								
1. Tonelaje total Contratistas (t)	494 500	70 643	185 000	26 430	60 000	8 570	47 187	6 741
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						

Ecuador		México		Perú		Trinidad-Tabago		Venezuela		Total	
1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual	1984-1990	Promedio anual
148	21	1 900	272	770	110	760	109	4 729	676	22 673	3 239
6/2	-/0.3	200/10	-/1.4	6/7	-/1	15/3	-/0.5	30/-	/-	461/225	-/3.2
457 540	63 363	7 500 000	1 071 500	1 080 000	154 300	1 086 800	135 000	9 126 000	1 304 000	47 389 000	6 769 957m
1 650	236	25 000	3 600	2 500	357	2 870	410	27 100	3 871	142 181	20 355
914	131	12 500	1 786	1 830	261	1 820	260	17 000	2 429	63 841	9 120
49	7	700	100	91	13	105	15	884	126	4 250	607
21 150	3 021	500 000	71 428	109 300	15 600	78 000	1 143	506 754	72 393	2 051 891 t	293 128 t
162t/pozo entubado		194t/pozo entubado		156t/pozo entubado		111t/pozo entubado		119.8t/pozo entubado		114.2t/pozo entubado	
(130 pozos)		(1 700 pozos)		(700 pozos)		(700 pozos)		(4 230 pozos)		(17 960 pozos)	
0.054 t/m		0.050 t/m		0.118 t/m		0.078 t/m		0.056 t/m			
s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	50	7	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
315	45	1 260	180	630	90	530	76	4 250	607	12 700	1 814
315	45	1 260	180	630	90	530	76	4 250	607	12 700	1 814
315	45	1 260	180			530	76	4 250	607	12 700	1 814
677 000	96 700	5 000 000	714 286	910 000	130 000	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.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.
s.d.	s.d.	350	50	70	10	120	17	530	76	6 155	879
12	1.7	30	4.3	7	1	14	2	157	24	459	66
677 000	96 700	60 000(t)	8 571(t)	910 000	130 000	500 000	76	8 925 000	1 275 000	25 669 300	3 667 043
350 000	50 000	200 000(t)	30 000(t)	350 000	50 000	600 000	85 714	4 250 000	607 143	17 091 030	2 441 576
s.d.	s.d.	7	1	s.d.	s.d.	6	0.86	s.d.	s.d.	s.d.	s.d.

Continuación Cuadro 18

	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	(sin datos)		1 Compresor	(s.d.)			
	1500 H.P. 3 turbobombas 1300 H.P. 1 turbobomba 1100 H.P. 9 turbobomba							
E. Plantas de Refinación								
Tipo	Nº de unidades	Capacidad	Tipo	Nº de unidades	Capacidad	Tipo	Nº de unidades	Capacidad
Destilación al vacío	1		Conversión de fuel-oil a destilados medios y gasolina	1	40 000 bs/d	Ampliación Refinería Esmeraldas	1	De 56 000 a 90 000 bs/d
Coquificación	3	1 035 m ³ /d. 3 000 m ³ /d. 3 200 m ³ /d.	(Ninguna)			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
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							

México	Perú	Trinidad-Tobago	Venezuela	Totales	
				Longitud	Peso
				API 36"	329 000 m = 140 000 t
				API 30"	191 000 m = 67 000 t
API 36"				API 24"	488 000 m = 170 000 t
API 30"		API 30"	(s.d.)	API 20"	10 300 m = 2 700 t
API 24"	API 24"			API 18"	520 000 m = 116 000 t
API 20"	API 16"			API 16"	975 000 m = 193 000 t
API 12"				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
4 380 bombas				Promedio anual:	156 807 t
330 compresores	(s.d.)	(s.d.)	(s.d.)		

Tipo	Nº de unidades	Capacidad
Plantas de ref. primaria	3	150 000 bs/d
Plantas de ref. al vacío	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
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	

(Ninguna)

(Ninguna)

(s.d.)