

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA INDUSTRIAL

Y DE SISTEMAS



VALORACION DE UNA EMPRESA PETROLERA

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO INDUSTRIAL

Juana Luz Chávez Alvarado

LIMA - PERU

1 9 9 4

A mis queridos padres
Cristina y Angel, por
el gran esfuerzo que
siempre desplegaron
en aras de lograr un
camino para sus hijos.

INDICE

PROLOGO

SUMARIO

1. INTRODUCCION	1
2. LA EMPRESA Y EL PROCESO DE PRIVATIZACION	6
2.1 LA VALORACION DE EMPRESAS EN EL PROCESO DE PRIVATIZACION	12
3. FACTORES PARA EL PROCESO DE VALORIZACION	16
3.1 CONSIDERACIONES GENERALES QUE INDUCEN A LA VALORIZACION DE EMPRESAS	18
3.2 ASPECTOS GENERALES QUE SE HAN DE CONSIDERAR PARA VALORIZAR UNA EMPRESA	23
3.2.1 CONSIDERACIONES SOBRE LA SITUACION DE LA EMPRESA QUE SE HA DE VALORIZAR	24
3.2.2 PRINCIPIOS HA CONSIDERAR EN TODA VALORI- ZACION	28
3.3 METODOS DE VALORACION DE EMPRESAS	30
. VALOR EN LIBROS O VALOR PATRIMONIAL	31
. VALOR PRESENTE DE FLUJO DE CAJA DESCONTADO	32
. VALOR DE LIQUIDACION	33
. VALOR DE MERCADO BURSATIL	34
. VALOR DE REPOSICION	34
. VALOR DE NEGOCIACIONES COMPARABLES	36
4. DIAGNOSTICO DE LA EMPRESA	38
4.1 SITUACION DEL SECTOR	38
4.1.1 DEMANDA INTERNA	45
4.1.2 OFERTA	49

4.1.3	MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL	51
4.2	SITUACION DE LA EMPRESA	59
4.2.1	ASPECTOS GENERALES	60
4.2.2	PRODUCCION - TECNOLOGIA DE LA INDUSTRIA	65
4.2.3	SITUACION OPERATIVA	73
4.2.4	SITUACION ADMINISTRATIVA	77
4.2.5	SITUACION ECONOMICO-FINANCIERA	80
4.2.6	ANALISIS DE COSTOS	84
4.2.7	FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE PETROMAR	89
4.3	CONCLUSIONES	90
4.4	RECOMENDACIONES	92
5.	VALORIZACION DE UNA EMPRESA PETROLERA	94
5.1	METODO DEL FLUJO DE CAJA DESCONTADO	94
5.1.1	ANALISIS DE SENSIBILIDAD	110
5.2	METODO DEL PATRIMONIO GLOBAL AJUSTADO	121
5.2.1	PRINCIPIOS Y PRACTICAS CONTABLES	125
	SIGNIFICATIVOS APLICADOS EN LA PREPARACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.	
5.2.2	PROCEDIMIENTO DE ACTUALIZACION DE ACTIVOS	128
5.3	METODO DE LIQUIDACION	132
5.4	RESULTADOS DE LOS METODOS APLICADOS DE VALORACION	133
5.5	CONCLUSIONES	135
5.6	RECOMENDACIONES	143
6.	ANEXOS	
7.	BIBLIOGRAFIA	

PROLOGO

La motivación que tuve para elegir este tema de tesis, se remonta a mis años de trabajo en Petromar, desde 1987, y mi trabajo en Economía y Planeamiento desde 1990, que me permitio conocer la trayectoria de la Empresa y ser de alguna manera parte del escenario de privatización en la que se desenvolvía y de los acontecimientos que se suscitaron hasta el último día del proceso de disolución y liquidación de la Empresa.

Mi interés abarcaría no sólo la determinación del valor de la Empresa, y el efecto de las metodologías de valorización existentes, si no también los resultados del contrato de servicio suscrito entre el Postor Ganador Petro-tech International Corp. y el Estado, es decir la evaluación desde el punto de vista de inversionista y del contratante, dado que revestía importancia a nivel nacional por la programación de empresas a privatizarse como parte de la política de Gobierno.

Quiero expresar mi agradecimiento por las facilidades de información estadística y asesoría técnica para llevar a cabo los Programas de Desarrollo, recibidos por ingenieros destacados de la Empresa, que hicieron posible desarrollar este tema y cumplir con mi objetivo.

Estas facilidades se dieron a través de los Ingenieros Julio Mego Cruzado, Alberto Erazo Verano, Hector Chang Romero, y Jose Gonzales Alarcon, a los cuales les quedo muy agradecida.

Quiero expresar mi agradecimiento en forma especial al Ingeniero Alejandro Indacochea Caceda, Profesor Investigador de ESAN, por su valioso aporte, como especialista en privatización.

También al Ingeniero Julio Acosta y a los ingenieros asesores Luis Takagi, Oswaldo Vasquez y Rodolfo Falconi que encaminaron el desarrollo de este trabajo.

Para terminar, quiero hacer extensivo mi agradecimiento a todas las personas que de alguna manera intervinieron como fuentes de información y sugerencias.

SUMARIO

La Empresa en Estudio Petroleos del Mar S.A. Petromar, dedicada a la exploración, explotación y producción de hidrocarburos del zócalo continental, entro en el proceso de privatización de las empresas del Estado, como parte de la política de gobierno para reactivar el Sector de Energía y Minas que se encontraba en recesión.

Se otorgó la buena pro al postor ganador Petro-tech International Corp. en Febrero de 1993. La modalidad de transferencia de la Empresa no fue venta si no un contrato de servicio, dado que el marco legal existente establece como modalidad de transferencia el contrato de servicio o de licencia.

Los problemas económico-financieros y operativos de la Empresa le impidieron mantener los estandares de producción y operación de años anteriores, ocasionados por acontecimientos coyunturales que descapitalizaron la Empresa.

Se procedió a determinar el valor de la Empresa aplicando tres metodologías de valoración (Flujo de caja descontado, Patrimonio Global Ajustado y Liquidación) y analizar los resultados del contrato de servicio suscrito, desde el punto de vista del inversionista y contratante.

El metodo del Flujo de caja descontado es el mas adecuado para valorizar empresas por considerar la generaci3n de beneficios a futuro, y el valor intangible, a su vez por que incorpora el valor de las reservas extraidas que es la razon de la continuidad de las operaciones, los otros m3todos valoran la empresa como un ente est3tico.

El valor obtenido para la Empresa resulto 107 MMUS\$.

La alternativa de contrato de servicio resulto mas beneficiosa para el contratista que la compra de la Empresa porque obtiene mayor rentabilidad sobre la inversi3n colocada y la recuperaci3n de la inversi3n en menor tiempo.

El Estado tambi3n resulto beneficiado no s3lo por la disponibilidad de recursos para hacer frente a las deudas pendientes, sino por el efecto multiplicador en el sector al reactivar los programas de inversi3n en exploraci3n y desarrollo que permitir3 incrementar las reservas a nivel pa3s, generaci3n de empleo, intercambio de tecnolog3a y mayores niveles de productividad y eficiencia.

VALORIZACION DE UNA EMPRESA PETROLERA

1. INTRODUCCION

En el Proceso de Privatización de Empresas Estatales que realiza el gobierno en nuestro país, como alternativa, para reducir el déficit fiscal, restaurar la eficiencia de la gestión de los servicios y la producción, reducir la burocracia, atraer la inversión privada nacional y extranjera y liberalizar y reactivar la economía, una de las primeras acciones es la valorización y auditoría de empresas. Con este fin, las modalidades de privatización vienen siendo aplicadas en su mayoría con los criterios de oferta pública de acciones, venta privada de acciones o venta de activos, sin embargo los diferentes métodos existentes de valorización de empresas tienen ventajas y desventajas dependiendo del tipo de Empresa, cuyo análisis es materia de la tesis desarrollada.

En el contexto actual la valorización de empresas ha tomado prioridad y el análisis de las metodologías existentes para este fin ha adquirido mucha importancia.

El trabajo de tesis propuesto está enmarcado dentro de la investigación y desarrollo de las metodologías existentes de valorización de empresas y su aplicación en una empresa petrolera. Para ello se dispone de información sobre una empresa del Estado dedicada a la producción de Petróleo y

Gas, Petróleos del Mar S.A. PETROMAR, que opera como filial de PETROPERU S.A. y se encuentra en proceso de privatización para ser transferida al sector privado.

Entre los principales motivos para la valorización de una empresa se encuentra el de la compra-venta, para lo cual, es necesario saber cual sería el justiprecio del bien y si se gana o pierde en dicha transacción.

El precio final (valor de compra-venta), es el resultado de una negociación entre el comprador y vendedor, quienes, antes de la operación, tienen diferentes percepciones y estimados de cuanto valdría el negocio a futuro. Considerando como objetivo de la negociación determinar el valor de una empresa, como el precio que esta dispuesto a pagar el comprador por ella, es necesario tener en cuenta el valor del negocio para el vendedor. La diversidad de valores que se pueda obtener, de acuerdo a quien analice la empresa no implica que el vendedor adopte una actitud pasiva a la espera de cuánto pueda ofrecer el comprador. Por lo que las empresas generalmente recurren a entidades especializadas las que mediante una adecuada evaluación determinarán un rango de valores máximos y mínimos que sirvan de base para la negociación.

Dentro de los aspectos técnicos ha considerar en la estrategia del proceso de privatización se destaca el de la valuación de las empresas. Al respecto es importante señalar que existen varias fórmulas para valorizar una empresa, que dependen de

diversos factores entre los que destacan: la situación económico-financiera de la misma, su entorno y el valor intangible de la firma, es decir la capacidad de la firma para generar beneficios futuros adicionales. En este aspecto lo importante es entender que el valor resultante, luego de haber aplicado el criterio técnico mas adecuado, sea la base para entrar en un proceso de negociación. El mismo que deberá tener en cuenta el costo de oportunidad del inversionista.

Sin embargo la estrategia de negociación no deberá descuidar otros factores claves en lo que se refiere a la atracción del capital extranjero, tales como: la situación de la industria y el marco legal del sector en donde se desea atraer la inversión, el potencial de crecimiento económico, la accesibilidad a los recursos naturales y humanos, los costos de producción, la calificación de la mano de obra, etc.

Hasta el mes de Enero de 1993 de acuerdo a la información de la COPRI (Comisión de Promoción a la Inversión Privada) se han transferido 14 empresas y/o activos de propiedad estatal habiendo sido la única modalidad de privatización aplicada la venta (oferta pública de acciones, venta privada de acciones, venta de activos) en las cuales, en gran parte, las ofertas superaban significativamente los precios bases, como es el caso de la venta de grifos. Las diferencias pueden atribuirse a una deficiente valuación de las empresas o activos al no considerar los beneficios a futuro o no aplicar varios métodos de valorización para luego escoger el mejor, dependiendo del

tipo de empresa a la cual se quiere valorizar. Este análisis no implica métodos muy detallados y largos por el contrario deben aplicarse métodos simples, considerando que en el proceso de privatización, la valorización de empresas es uno de los temas más cuestionados por la variedad de métodos existentes para su realización cada uno de los cuales pueden tener inconvenientes, al final el mercado debe ser el que determina el precio de las mismas y que este valor puede moverse de alguna manera dependiendo de la estrategia de venta que se aplique buscando las mejores condiciones de mercado para la transferencia de las empresas estatales al sector privado.

La Empresa en estudio opera en el Sector de Energía y Minas, de importancia significativa y estratégica para el crecimiento socio-económico del país. Actualmente el Sector Hidrocarburos atraviesa por un momento difícil dado que en los últimos diez años las reservas probadas de petróleo del país han disminuido desde un nivel de 800 MMBLS hasta 350 MMBLS. Esto es el resultado de que en ese período disminuyeron significativamente la ejecución de programas de exploración, por parte del Estado y por parte de empresas privadas, situación que se vio agravada por la reducida inversión en el sector.

La industria del petróleo, dada la naturaleza de sus operaciones, requiere de marcos legales estables, lo cual no ha ocurrido en los últimos diez años, ocasionando que el país

sea el menos atractivo a la inversión extranjera. En cambio los países vecinos han ofrecido contratos en condiciones económicamente más ventajosas que el Perú y con marcos legales estables, situaciones que han llevado a que la mayoría de los países limítrofes hayan revertido su condición de importadores a exportadores.

El presente estudio, consta de cuatro capítulos centrales, el primero de ellos se refiere a la importancia de la Valorización de Empresas en el Proceso de Privatización, situación en que se encontraba la Empresa en estudio; el segundo se refiere a un marco teórico de los factores del proceso de valorización de empresas, donde se establecen ventajas y desventajas de las metodologías existentes de valorización; el tercero se refiere a un diagnóstico de la Empresa en estudio, para determinar su situación operativa, económico-financiera, administrativa y poder establecer las fortalezas y debilidades de la Empresa; finalmente el último capítulo se refiere a la aplicación de tres metodologías de valorización de empresas para finalmente establecer la mas adecuada para el tipo de empresa en estudio.

2. LA EMPRESA Y EL PROCESO DE PRIVATIZACION

El sector de hidrocarburos se ha encontrado en recesión acentuada en los últimos cinco años, ocasionado por la falta de inversiones en exploración y desarrollo, inestabilidad económica, falta de seguridad en el país y demoras en la firma de contratos con inversionista interesados por falta de un marco legal definido y estable.

La balanza comercial del petróleo y productos derivados se encontró en déficit desde 1988, excepto 1989, alcanzando en 1992 -188.1 MMUS\$, debido al crecimiento vertiginoso de las importaciones para satisfacer la demanda interna que aumentaron 30 veces en 1992 (402.6 MMUS\$) con respecto a 1985 (13 MMUS\$), y al descenso de las exportaciones que disminuyeron 61% en 1992 (214.5 MMUS\$) con respecto a 1985 (551 MMUS\$).

La producción de crudo por parte de las compañías contratistas disminuyeron al 52% en 1992 (63 MBPD) con respecto a 1985 (121 MBPD), reflejandose el mismo efecto en su contribución nivel país que disminuyó de 64% en 1985 a 54% en 1992.

La producción de crudo por parte del Estado disminuyo en 43% en 1992 (52 MBPD), con respecto a 1986 (91 MBPD) en que empezó a operar la Empresa en estudio.

El nivel general de inversiones también disminuyó al 31% en 1992 (84 MMUS\$) con respecto a 1985 268 MMUS\$.

En este entorno, el Estado mediante Decreto Legislativo Nº 674 Promulgó la Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado, el 25 de Setiembre de 1991. Con el propósito de revertir los resultados obtenidos en las Empresas del Estado, y crear las condiciones necesarias para el desarrollo y crecimiento de la inversión privada en el ámbito de las empresa del Estado y lograr la modernización y saneamiento de las actividades a su cargo.

Con este propósito se propuso otorgar al inversionista privado las garantías de mecanismos claros y seguros de adquisición de acciones y bienes de empresas del Estado y dar los instrumentos necesarios para una recuperación económica a corto plazo.

La privatización de las actividades de exploración, explotación, producción, refinación y comercialización administradas por el sector estatal resulta adecuada por que implica promover la participación de capitales extranjeros, establecer un marco legal estable y ágil, intercambio de tecnología y mayores niveles de productividad y eficiencia.

PETROMAR

La privatización de Petromar, filial de Petroperú S.A. a diferencia de todas las realizadas que fueron venta, fue un contrato de servicio.

Se estableció un Concurso Internacional para la Contratación de Servicios para Operaciones de Exploración y Explotación de

Hidrocarburos en el Zócalo Continental en el Noroeste del Perú, Lote Z-2B, por un período de 30 años. La Ley de Hidrocarburos señala que cualquier empresa que venga a invertir en este sector lo hará en calidad de contratista, es decir que la retribución por sus servicios sería con la participación de la producción que obtenga.

Este proceso fue iniciado en el mes de Julio'92 con la Venta de bases, otorgandose la Buena-Pro el 26 de Febrero 1993 a la compañía americana Petro-tech International Corporation. al haber ofrecido la mayor retribución promedio de crudo (21.2%) para el Estado mas los compromisos de inversión estipulados en el contrato.

Las bases del concurso internacional estipulaba dos formas de retribución para el Estado, por la concesión que se otorgaría al nuevo operador, una de ellas es por el alquiler de los activos de la Empresa la misma que generará 10 MMUS\$ anuales durante 20 años. La otra retribución será a través del porcentaje de la producción de crudo que obtenga el nuevo operador y que entregue al Estado.

De cinco compañías que compraron las bases, sólo tres presentaron sus propuestas, las compañías americanas Petro-tech International Corporation, Hallwood Energy International y compañía argentina Pérez Compan.

El contrato fue firmado recién en Noviembre'93, debido a demoras del Estado en el pago acordado para Julio'93 a la

Reaseguradora Norteamericana AIG (American International Group, Inc.) por los activos de las Ex-operadora. Requisito que fue establecido por parte de los inversionistas interesados y formo parte del contrato para participar en el concurso.

La Empresa fue preparada con este propósito, desde mediados de 1991 para lo cual se tomaron las siguientes acciones:

- Implementación de un programa de racionalización con incentivos pecuniarios lograndose disminuir el personal un 17% en 1990, de 1895 trabajadores entre administrativos empleados y obreros a 1568 en 1992 en función a la nueva organización propuesta.
- Un programa de reducción de costos, renegociando los contratos de servicios con los principales contratistas, lograndose mejoras en las condiciones de los servicios y disminución de costos entre el 20% y el 40%.
- Revisión del acuerdo de bases con la Matriz Petroperú S.A. acordando nuevas tarifas para el crudo y gas retroactivo a Febrero de 1991 y un aporte para financiar capital de trabajo.

El cumplimiento de estas metas trazadas colocó a la Empresa en mejor posición logrando incrementarse el nivel productivo de 15,500 BPD en Diciembre'92 a un promedio de 21,000 BOPD en Mayo'93. La producción había descendido significativamente desde 1985 con respecto a 1992 (27,553 BPD vs 15,500 BPD

respectivamente). La falta de aportes de capital para inversiones y liquidez por una tarifa deficitaria que pagaba Petroperú por el crudo producido, repercutieron en el déficit de la Empresa.

El déficit de caja generado por falta de liquidez, incremento la morosidad con los contratistas de servicios y falta de repuestos, equipos y materiales para el mantenimiento de las operaciones, que ocasiono interrupciones y demoras significativas en el proceso de perforación y producción.

Cabe precisar que apesar del desfase generado entre la obtención de buenos resultados al incrementarse la producción en Mayo´93 y el otorgamiento de la buena pro en Febrero´93, la atracción del inversionista estuvo orientada también a las ventajas competitivas que tiene la Empresa al operar en el Zócalo, con respecto a similar actividad desarrollada por empresas que operan en la selva y en tierra en el noroeste del país, que se pueden resumirse en las siguientes:

- Experiencia de operación de 30 años.
- La profundidad de los pozos productivos de Petromar varían entre 3,000 y 8,000 pies de profundidad vertical. En cambio en los pozos de la selva, el petróleo se encuentra entre 9,000 y 16,000 pies de profundidad vertical. Esto conlleva a que los costos de perforación de estos últimos sea mayor.
- Las condiciones climáticas son favorables y es factible operar durante todo el año, en cambio en la selva la presencia de lluvias o caudales irregulares de los ríos

dificultan las operaciones tanto de exploración como de producción.

- La calidad del producto es el mejor, el petróleo producido por PETROMAR es liviano (gravedad 34 a 38 API) y limpio (sin contaminantes para la refinería: sal, azufre, ácido sulfhídrico, etc). En cambio, el producido en la selva es petróleo pesado (gravedad 12 a 30 API) y además con alto contenido de contaminantes.

Adicionalmente, en la producción de Petromar, se encuentra el gas asociado lo cual no ocurre en la producción de la selva. Lo anterior se debe a que en la producción de petróleo el mecanismo de impulsión es el gas disuelto en el petróleo (gas drive); en cambio en la selva el mecanismo de impulsión es el agua (water drive).

Como consecuencia de lo descrito en los párrafos anteriores el valor obtenido por el crudo de Petromar es el que tiene mejor precio en el mercado internacional: 20 US\$/Bl contra 15 US\$/Bl para el crudo de la selva.

- El área geográfica donde se desarrollan las operaciones de Petromar, se encuentra cerca de las refinerías Talara y la Pampilla, especialmente de la primera, lo que hace que el petróleo sea fácilmente transportado hacia la refinería. Lo mismo sucede con la refinería de la Pampilla, debido a las facilidades de transporte marítimo. Ello lleva a que cualquier descubrimiento que se realicen en estas áreas, rápidamente puedan llegar al mercado. En cambio la

producción de las compañías que operan en la selva es transportado del Oleoducto Nor-peruano hasta Bayovar y recién de allí a las refinerías de Talara o La Pampilla. En caso que se realicen nuevos descubrimientos demandaría o bien construir un nuevo oleoducto hacia la costa, o construir un ramal secundario para llevarlo al Oleoducto Nor-Peruano.

2.1 LA VALORACION DE EMPRESAS EN EL PROCESO DE PRIVATIZACION

Cuando se trata sobre privatización, el tema de la valorización reviste fundamental importancia, no sólo desde el punto de vista técnico, sino principalmente por las implicancias que se derivan del precio al que finalmente se vende una empresa.

Como en todo mercado, cada inversionista tiene una idea del valor de la empresa, y en dicho juicio participan diversidad de elementos, desde los más evidentes de orden económico-financiero, hasta factores colaterales diversos en función al perfil de cada inversionista.

Por este motivo, la tasa de descuento que utilizará cada inversionista podrá ser diferente. Resulta también difícil determinar la tasa de descuento para el Estado.

La valorización permite al órgano privatizador contar con una referencia inicial o punto de partida, que además neutralice los intereses políticos de la oposición.

El Proceso de transferencia exige una valorización de la Empresa, la misma que implica lo siguiente:

- Redacción de las Bases
- Invitación por Concurso.
- Elección de Firmas Consultoras, evaluación y Buena-Pro.

Con referencia a la cifra resultante del proceso de valorización de la Empresa, es importante señalar que esta es una cifra de carácter técnico, más no necesariamente la cifra a la cual la Empresa será transferida al sector privado. Por ejemplo en el caso que el mecanismo de venta de la empresa fuese negociación directa, esta cifra servirá de base o como punto de partida para iniciar la negociación del precio final de compra-venta de la empresa con los inversionistas interesados.

En un proceso de negociación directa las variables relevantes en la determinación del precio final de compra-venta, además de la cifra resultante del proceso de valorización o cifra base de negociación son entre otras las siguientes:

- Poder de negociación tanto de parte de los funcionarios representantes del Estado como de parte de los inversionistas interesados; dentro de esta variable uno de los elementos claves a considerar es la capacidad de negociación, la misma que se encuentra definida

básicamente por la experiencia de los funcionarios en negociaciones de este tipo.

- Costo de oportunidad, visto desde el punto de vista del Estado o del inversionista; para el estado este costo varía en función al sector donde se encuentra localizada la empresa a ser transferida, a la situación económico-financiera de la empresa, el goodwill que posee, entre otros; desde el punto de vista del inversionista el costo de oportunidad se traduce básicamente en el rechazo de la mejor alternativa de inversión en otros sectores de la economía o en otros países que se encuentren implementando simultáneamente un proceso de privatización.
- Riesgo por inversión, variable que en el caso peruano adquiere una connotación especial no sólo por el riesgo que representan las actividades subversivas, sino además debido a la posibilidad de un cambio o giro en las políticas macroeconómicas, por un cambio de Gobierno en las elecciones para el año 1995.
- Precios de crudo, producción obtenida por la Empresa variables que al igual que las otras, puede alejar en ambos sentidos el precio final de compra-venta de la cifra resultante de la valorización.

En el caso de venta vía subasta, en términos generales, los interesados tienen como referencia además de este

precio o cifra técnica otros valores de la empresa tales como el valor contable de la firma, el valor de la empresa en marcha, etc. el proceso concluye con la presentación en sobre cerrado de las respectivas ofertas.

Finalmente es importante señalar que el límite mínimo que se debería recibir por la Empresa, en caso que la forma de transferencia sea el escenario venta, sería el valor de liquidación de la Empresa. Con relación al valor máximo de venta de la empresa que cualquier comprador potencial estaría dispuesto a pagar es importante señalar que si bien para el caso de una empresa productora este es el valor de reproducción, es decir lo que costaría construir una empresa nueva, para el caso específico de Petromar, este valor de reproducción no constituiría el límite máximo, ya que su valor final de compra-venta esta determinado por las reservas que se dispone, experiencia operativa de 30 años, calidad del crudo que produce entre otros, por tanto el valor final de compra-venta debe quedar por encima de su valor de reproducción.

3. FACTORES PARA EL PROCESO DE VALORIZACION

La valorización de una empresa esta en función de dos factores fundamentales, en primer lugar depende de la metodología de valorización utilizada, y en segundo lugar, de la información utilizada, supuestos e instrumentos adecuados, condiciones de mercado en donde participan el Gobierno y los administradores y dueños de la Empresa, el primero dando estabilidad política y económica y llevando a cabo la estrategia de promoción y venta para la transferencia de empresas, que hacen cambiar las condiciones del mercado a su favor, las cuales alterarán el precio de las mismas, es difícil esperar un buen precio por la venta de una empresa en momentos que se esta registrando varios atentados en nuestra capital, y el segundo en la preparación de las empresas.

La valorización es un trabajo complejo, existiendo diversidad de métodos que pueden ser utilizados, sin embargo, se tiene que buscar el método más adecuado para cada empresa.

Para el caso de las empresas del sector manufacturero, su valor dependerá de los activos que se tengan comprometidos (activos fijos) y de su capacidad productiva y tecnología desarrollada en el proceso productivo.

En el sector extractivo (minería y petróleo, lo que se valora principalmente son los yacimientos y las reservas de los recursos que se extrae, en este caso el valor en libros no sería representativo.

Las empresas de servicio, usualmente no cuentan con activos tangibles. En este caso se valoran los activos intangibles (imagen de la empresa, organización, experiencia, capacidad de su personal, patentes). La determinación del valor de los activos intangibles es un trabajo complejo y minucioso, exige gran acuciosidad de parte del valuador.

En el caso de valuación de patentes y secretos industriales, las normas del Cuerpo Técnico de Tasaciones señalan que este valor se determina mediante el estimado del valor presente del rendimiento anual atribuido a las patentes.

Otra forma de valorizar las patentes consiste en estimar el ahorro en el costo de producción que se obtiene por una mejora en los procedimientos de fabricación.

En el proceso de venta de empresas del estado algunos opinaban que el trabajo de valorizar empresas no es necesario, por que lo único importante es el valor que el comprador esta dispuesto a pagar; sin embargo los gobiernos e instituciones de desarrollo, han venido destinando fondos para la evaluación y venta de bienes de propiedad pública.

Esto supone que antes de vender una empresa pública debemos contar con una valoración técnica de ella, a fin de poder determinar la rentabilidad financiera de la operación.

La valorización debe ser realizada por una firma especializada de reconocida experiencia o especialistas que conocen el giro de la empresa y conocen su potencial, la cual después de la venta, pueda sustentar y respaldar técnicamente la cifra base con el cual se ingresó a la negociación. Si bien como

estrategia de ventas esta cifra puede ser mantenida en reserva hasta después de la operación de venta, es necesario darla a conocer posteriormente, para saber cómo está siendo transferido financieramente el patrimonio del Estado, otorgando así la transparencia que el proceso de privatización requiere.

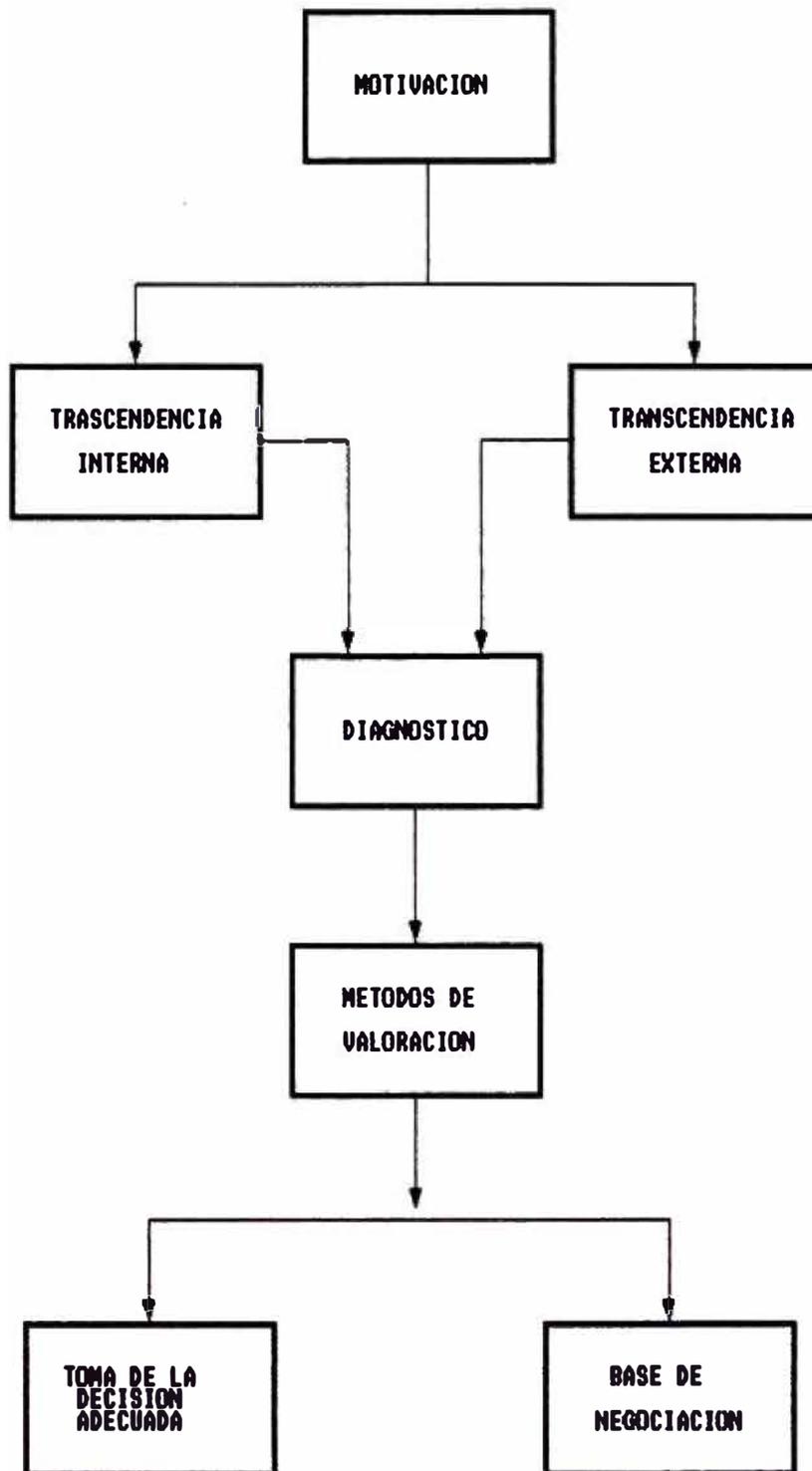
La valorización de empresas es uno de los temas mas cuestionados, ya que existen diferentes métodos para su realización, cada uno de los cuales pueden tener algunos inconvenientes. Se requiere mucho realismo y flexibilidad, al final el mercado debe ser el que determine el precio de las mismas. Debe buscarse las mejores condiciones del mercado para la transferencia de las empresas estatales al sector privado.

El origen y destino de la valorización de empresas se muestra en el Gráfico Nº 1.

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES QUE INDUCEN A LA VALORIZACION DE EMPRESAS

Las razones que pueden inducir a una empresa a tener que proceder a la valorización de su situación patrimonial se relaciona con la trascendencia interna o externa que se le otorge.

VALORACION DE EMPRESAS



RAZONES DE ORDEN INTERNO

En este caso el valor de la empresa se basara en estudios y métodos de valoración cuya finalidad es la información a las personas afectadas sin que ello suponga ninguna implicación para personas ajenas a la empresa, una vez concluidos y aceptados, se procederá a adoptar los acuerdos que originaron la necesidad de este proceso. Las razones de orden interno no traspasan el umbral de la empresa.

Como ejemplo se pueden mencionar los siguientes casos:

- Conocimiento del patrimonio
- Ampliación del capital con medios internos
- Porcentaje de participación
- Política de dividendos
- Por motivos legales
- Por causas de herencia
- Por estudio de emisión de deuda
- Actualización contable
- Conocer la capacidad de endeudamiento.
- Otras.

RAZONES DE ORDEN EXTERNO

Son las motivadas por la oportunidad o necesidad de comprobar y demostrar el valor de la empresa ante terceras

personas, bien sea en forma de venta de la empresa, fusión, absorción, etc.

Como ejemplo podemos mencionar los siguientes casos:

- Ampliación del capital con medios ajenos
- Posibilidad de absorción
- Posibilidad de participación en otras empresas
- Venta
- Fusiones
- Adquisición de una empresa

El contenido de este trabajo esta orientado al proceso de valoración de la Empresa en estudio por razones de origen externo, es decir ser transferida al sector privado.

**a) RAZONES QUE MOTIVAN LA FUSION, ADQUISICION O
ABSORCION DE EMPRESA**

- Logro de una mayor rentabilidad de los recursos empleados a través de un mayor margen logrado por un efecto de sinergia (incremento de las dos unidades actuando conjuntamente)
- Diversificación de los fabricados, con la inclusión de una mayor gama de productos.
- Diversificación de una marca que potencia el prestigio del comprador.
- Entrada en otros países con mayor rapidez.

- Adquisición de factores cualitativos que resultarían de difícil obtención por otros caminos ("Know How").
- Adquisición de activos, ya en funcionamiento y explotación, que estén infrautilizados y cuya óptima puesta en funcionamiento se pueda lograr con relativa facilidad.
- Eliminar un actual competidor y poseer, por tal motivo, una mayor participación de la cuota del mercado.
- Aplicación de un excedente de fondos monetarios que destinados a una adecuada inversión, aumenten su rentabilidad obteniendo mayores recursos o cash flow.

b) RAZONES QUE MOTIVAN LA VENTA DE LAS EMPRESAS

- Necesidad de financiar el actual negocio para lograr, a través de una eficaz gestión de las nuevas inversiones, una mayor rentabilidad, principalmente por la desaparición de las actuales cargas financieras.
- Poder indemnizar y por tanto suprimir gastos o cargas actuales, a partir del cual la rentabilidad aumentaría de forma considerable.
- Conseguir ingresos compensatorios de la inversión inicial, es decir percibir un dinero de una posible participación cediendo por ello parte de la misma.

- Ausencia o pérdida de capacidad de dirección o ejecución eficaz que impide una adecuada expansión.
- Descapitalización de la empresa, debido a la acumulación de pérdidas, muy difícil de recuperar con futuros beneficios, e imposibilidad de capitalizar la empresa con nuevos recursos propios.
- Objetivo del Estado, transferir un grupo de empresas a su cargo, al sector privado.

c) MOTIVACIONES COINCIDENTES

Nacen de un deseo mutuo por intereses comunes y en las que se establece relaciones que posibiliten que ambas partes procedan en forma conjunta desde la investigación de la empresa, valoración, estudio de futuro, hasta la fase definitiva de valoración.

Según cada punto, queda de manifiesto que toda situación deberá ser objeto de un trato especial, en cada una de ellas se producirá un elemento de presión, más o menos importante, que actuará como elemento más o menos forzoso, de venta o búsqueda de participación, que a su vez producirá un fenómeno más o menos vulnerable, sobre las condiciones que el vendedor desearía imponer.

Otra razón puede ser aquella que induce a la empresa vendedora a contemplar los deseos del comprador con el fin de obtener objetivos comunes, que se pueden lograr con

mayor rapidez y eficacia actuando conjuntamente que separadamente.

En función de cada situación, motivación o deseo las circunstancias que condicionarán tanto el proceso y criterio de valoración como el proceso y marco de negociación serán muy distintas.

3.2 ASPECTOS GENERALES QUE SE HAN DE CONSIDERAR PARA VALORIZAR UNA EMPRESA

- Primera Consideración: Se va a proceder a valorizar una serie de bienes, y para ello es preciso darle a todo un valor homogéneo (unidades monetarias) que reflejará el patrimonio de la empresa, sin perder de vista otros valores o circunstancias como puede ser su liderazgo en el sector, su capacidad, productividad, tecnología, que la haga merecedora de dicho valor.
- Segunda Consideración: Una valoración no es nunca un resultado final, si no que representa los valores que se consiguen como punto de partida para llegar a un conocimiento más profundo y globalizado que conduzca, a una concreción, sea cual fuere su signo.
- Tercera Consideración: La diferencia entre el valor constituido por los bienes e inversiones tangibles en el momento de la valoración de aquellos y los valores basados en las futuras posibilidades de generar

beneficios, o pérdidas, lo cual deberá afectar de forma sustancial a los primeros.

El principio básico de valorización se puede resumir en lo siguiente:

" El valor de una empresa tiene una determinación de origen técnico basado en una metodología concreta.

El precio de una empresa es aquel valor que esta dispuesto a pagar alguien por ella".

3.2.1 CONSIDERACIONES SOBRE LA SITUACION DE LA EMPRESA QUE SE HA DE VALORIZAR

Antes de aplicar cualquier criterio de valoración, se debe efectuar un examen previo de la empresa objeto de estudio.

Uno de los aspectos que deberá ser atendido en primera instancia es el momento y circunstancias en que se puede hallar la empresa, obtenido del diagnóstico de la misma.

Las situaciones generales más frecuentes son las siguientes:

- Empresa en fase de liquidación.
- Empresa en normal funcionamiento.
- Empresa con resultados negativos.
- Empresa de reciente implantación.

a) Empresa en fase de liquidación:

Cuando una empresa ha decidido entrar en proceso de liquidación por voluntad del propietario, o bien por imperativo de mercado, producto, sucesión, etc. los parámetros que se han de evaluar se prejuzgarán más sobre la base de la obtención del valor sustancial que en términos de futuro, es decir, se sustentará en los valores asignados a los elementos en función de su valor de mercado.

Si el período de liquidación no fuera en forma inmediata, se deberá contemplar la posibilidad de obtención de recursos futuros.

b) Empresa en normal funcionamiento:

En estas circunstancias los valores de los bienes actuales (valores de balance) deberán ser conjugados en función de las posibilidades de futuro que la propia explotación reporte en un cierto horizonte, ya que la aportación de estos valores de futuro vienen determinados por la propia dinámica de la empresa.

La dinámica de la empresa esta determinada por la existencia de estructuras organizativas de planeamiento, producción, comercialización, finanzas etc. que permita a la empresa prever un futuro,

basado en datos estadísticos, económicos, a un horizonte de planeamiento, que será el parámetro de referencia para la obtención y cálculo del valor de la empresa.

Es conveniente también analizar la situación de la empresa partiendo de sus estados financieros que identifican las siguientes fases:

- Clara situación de expansión o crecimiento.
- Situación de estabilidad o madurez.
- Fase de recesión.

El conjunto del estudio de estas fases, junto con la proyección del futuro, deberá conjugar un criterio más objetivo de los datos que se han de considerar.

c) Empresa con resultados negativos

La historia de la empresa también tiene un cierto peso específico en cuanto a las bases de cálculo. Como cuando una empresa presenta situación de pérdidas.

Esta situación se deberá contemplar también sobre la base de:

1. Resultados negativos en el tiempo

Comprobando si proceden de los últimos ejercicios. Si su evolución es creciente o

decreciente. Si se observan más en épocas pasadas o recientes, etc.

2. Alternativa de los resultados negativos.

Observar si los resultados se han ido produciendo en forma intermitente o continuada.

3. Necesidad de analizar las causas de las mismas.

Comprobar si las pérdidas en cuestión se han debido a situaciones estructurales o coyunturales, y si han sido por razones internas o externas de la empresa.

La cuantificación de los costos que producirían las medidas que se deben adoptar para dotar de rentabilidad a la empresa, representaría el valor de deducción sobre el valor de la empresa, o la renuncia por parte del vendedor de dicho valor.

Si las dificultades fueran de índole mayor, el valor futuro de la empresa tendría signo negativo y por ello el valor de la empresa se vería seriamente afectado.

d) Empresa de reciente implantación

En este caso se plantea una serie de inconvenientes en cuanto a constituir unos valores basados en proyecciones futuras. Este tipo de empresas carecerán, por su condición de recientes, de datos históricos que permitan estudiar su evolución

pasada, y se verá dificultad en la cuantificación de datos por la carencia de políticas sólidas.

En estas circunstancias, es imprescindible analizar las motivaciones que conducen al vendedor a ofrecer su empresa, éstas indicarán, en muchos casos, la viabilidad o no de la empresa en cuestión. En cualquier caso, y a pesar de la dificultad ya anotada, la valoración de la empresa se deberá sustentar en las posibilidades de obtención de flujos futuros, para lo cual se deberá proceder al estudio de la situación y evolución del mercado, participación en él, capacidad de producción, análisis del producto, competencia, etc.

3.2.2 PRINCIPIOS HA CONSIDERAR EN TODA VALORIZACION

Su aplicación será cuando se trate de valorizar empresas en funcionamiento y se pretenda su continuidad. No tendrá ningún sentido en la valoración de una empresa que se va a extinguir, en cuyo caso sólo se tendrá en consideración su situación patrimonial según balance.

Todo proceso de valoración de empresas debe basarse en normas o principios que se han generalizado y

constituyen la base de los métodos de valoración cuyo fundamento es de orden económico.

Algunos de estos principios se enumeran a continuación:

- En cuanto al tiempo en que se realiza, debe ajustarse el principio de referirse al momento en que se trate.
- La valoración de una empresa debe efectuarse siempre bajo criterios de absoluta objetividad.
- Se debe evitar la temeridad en cuanto al criterio de valoración, es decir, siempre es preferible adquirir un criterio de prudencia ajustado al necesario grado de objetividad al que se hace referencia en el párrafo anterior.
- El criterio de valoración adoptado debe tener una permanencia constante de aplicación durante todo el proceso.
- Se deberá tener consideración por los valores sustanciales como a la posibilidad de que la empresa obtenga beneficios futuros que determinan un valor inmaterial. Ambos aspectos debidamente cuantificados en unidades homogéneas, conformarán el valor global.

3.3 METODOS DE VALORACION DE EMPRESAS

Toda metodología de valorización esta basada en seis principios fundamentales:

- Uso Marginal mas alto

Uso que generará el máximo valor económico a largo plazo.

- Anticipación

Valor que se basa en la expectativa de utilidad futura.

- Sustitución

Un comprador no pagará más por un activo determinado que por otro que genere la misma utilidad.

- Cambio

Factores económicos cambiantes que impacten el valor.

- Contribución

El valor de un atributo de un activo vale el monto de dinero que contribuye al valor total del activo.

- Decrecientes beneficios marginales

Disminución en la utilidad de los beneficios de cualquier inversión.

Existen varios métodos para la valorización de una empresa, los cuales suelen ser usados por parte de las empresas consultoras.

A continuación tenemos los siguientes:

1. Valor en libros o valor patrimonial
2. Valor presente de flujo de caja descontado
3. Valor de liquidación
4. Valor del mercado bursátil
5. Valor de reposición
6. Valor de negociaciones comparables

1. VALOR EN LIBROS O VALOR PATRIMONIAL

Este método se determina en base al patrimonio contable de la empresa y su valor se encuentra en su balance general más reciente.

El efecto distorsionante de la inflación hace que los balances y estados financieros no tengan relevancia, efecto que puede ser corregido ajustando los estados financieros con un índice general (contabilidad a nivel general de precios) o con un índice específico (contabilidad a valores actuales y corrientes), en definitiva la elección de uno u otro índice influirá significativamente en el valor final de la empresa.

Limitaciones:

- Distorsión que se produce por efectos de la inflación.
- No considera la posibilidad de generación de beneficios futuros, muestra una situación patrimonial estática.

- No toma en cuenta los activos intangibles que se conoce como good will o la parte buena del negocio (la imagen de la empresa, su organización, experiencia, capacidad de su personal, calidad de su cartera, etc.).
- La data histórica del balance corregida al valor del mercado da cuenta del presente, pero no refleja el futuro; el estimado de los valores es muchas veces una apreciación subjetiva y genera discrepancias entre el vendedor y comprador.
- No contempla los posibles efectos de sinergia a darse en un comprador potencial.

2. VALOR PRESENTE DE FLUJO DE CAJA DESCONTADO

Es uno de los métodos más usados, llamado también valoración de empresas en marcha, esta se basa en los principios de anticipación y uso marginal más alto, se realiza calculando el valor presente de los flujos de la empresa en el futuro considerando su potencial de generación de utilidades. Este esquema supone la actualización de las utilidades futuras de la empresa a diversas tasas de descuento, concordantes con las expectativas financieras y de mercado.

Refleja el verdadero valor empresarial y tiene gran flexibilidad de cuantificar los eventos y condiciones futuras.

Para determinar el valor se debe considerar una serie de variables adicionales tales como el horizonte de planeamiento de la empresa, beneficios esperados a futuro, el costo de oportunidad del capital, el riesgo y el efecto de algunas variables distorcionantes tales como la inflación y devaluación.

Este enfoque incorpora la variable riesgo, puede hacer simulaciones, esta basado en información objetiva.

3. VALOR DE LIQUIDACION

Se calcula en base a los estimados de los precios de venta de los activos, restando los pasivos totales y los gastos de liquidación.

Este método proporciona el valor mínimo que un vendedor estaría dispuesto a recibir por su empresa y es lo que se podría obtener si el negocio dejara de funcionar vendiéndose los activos y deduciendo las deudas y gastos de liquidación.

Las limitaciones de este método consiste en que nadie compra un negocio para liquidarlo siempre se tiene un uso alternativo para cada empresa, tampoco considera los activos intangibles de la empresa.

4. VALOR DE MERCADO BURSÁTIL

El valor obtenido por este método se basa en las cotizaciones de las acciones en la Bolsa de Valores por el número de acciones.

Este valor difiere del valor de mercado y es determinado por una combinación de los precios actuales aceptados y pagados en bolsa. Teóricamente si el mercado es grande, los compradores y vendedores están bien informados, son racionales y objetivos en sus evaluaciones, el precio en bolsa podría ser considerado como un perfecto valor de mercado. En nuestro medio, dado el escaso desarrollo bursátil, no se dan estas condiciones y difícilmente podría ser considerado el valor bursátil como un valor de mercado.

Las desventajas de este método radican en que los precios de la Bolsa de Valores no siempre reflejan el valor económico de la empresa y más aún en bolsas "poco profundas o desarrolladas" (que no tienen capacidad para realizar operaciones de cierto nivel) como es el caso de nuestro país.

5. VALOR DE REPOSICION

Este método se basa en el principio de sustitución, para determinar el valor de la Empresa se estiman las

inversiones necesarias para duplicar su capacidad operativa es lo que costaría una empresa si estuviera en capacidad de producir y generar beneficios. Este método se basa en los precios corrientes del mercado afectados por la depreciación. Generalmente se requiere de una tasación para obtener este valor.

En este método interesa saber cuánto costaría reconstruir la empresa que se valora, para que tenga la misma capacidad de otra similar en buenas condiciones. El valor obtenido en este método, es estático y poco representativo. "El valor de una empresa debe ser dinámico.

No incluye el valor de los activos intangibles, no contempla posibles sinergias con compradores estratégicos (principio de mejor uso), dificultad de encontrar precios de los activos y/o precios no son confiables, depreciación arbitraria.

Generalmente este método da un estimado conservador de valor frecuentemente se usa para valorizar activos nuevos y especializados.

Se debe distinguir entre el valor de reproducción y de reemplazo. el valor de reproducción es lo que cuesta construir una empresa igual, y el valor de reemplazo es lo que cuesta construir una empresa tecnológicamente equivalente a la que se esta valuando. El valor de reproducción es el valor máximo que un comprador potencial pagaría por una empresa.

6. VALOR DE NEGOCIACIONES COMPARABLES

La metodología usada para realizar una comparación de mercado consiste en encontrar transacciones recientes de activos similares, descartar aquellos activos y atributos que no da un buen indicador de valor, comparar los activos en cuanto a ubicación Geográfica, tiempo de venta, financiamiento y condiciones de venta, indicadores operacionales y financieros. Donde hayan divergencias realizar los ajustes necesarios y determinar el valor final.

Este método tiene varias limitaciones:

- Requiere de información reciente y abundante.
- La información es histórica y los ajustes son subjetivos.

Esta metodología se aplica usualmente en los siguientes casos: activos homogéneos y activos frecuentemente vendidos.

Los métodos más usados por parte de las empresas consultoras son el método del valor presente de flujo descontado (el de empresa en marcha) y el de valor patrimonial, dependiendo de la empresa que se quiere valorar.

Adicionalmente las metodologías aceptadas para realizar valoraciones son: Valoración en base al costo de remplazo o reposición y Valoración en términos de comparación de mercado.

4. DIAGNOSTICO DE LA EMPRESA

El diagnóstico de la Empresa se realiza como requisito previo para aplicar los métodos para la valorización de la Empresa, consiste en un análisis de la misma, con una evaluación del comportamiento histórico, situación actual y proyectada en los aspectos operativos (reservas, perforación producción) económico-financiero y administrativos de la Empresa; que nos permitirá identificar los puntos fuertes y débiles en cada aspecto de las magnitudes tratadas, que servirá de base para encontrar alternativas de recuperación, reflotamiento y toma de decisiones.

El análisis comprende desde los años 1986 a 1992 período en que opero la Empresa en estudio, adicionalmente se muestran estadísticas de años anteriores, para conocer los niveles de operaciones que tuvo la Empresa cuando operaba como empresa privada.

4.1 SITUACION DEL SECTOR

La década de los ochenta se inició en nuestro país con una situación de superávit en el sector hidrocarburos, con respecto a la demanda interna, en la producción de crudo y productos refinados. Para una demanda interna de 126 MBPD en 1980 y una producción de crudo de 195 MBPD en el mismo año, se procesaron en refinerías 146 MBPD de crudo,

obteniendo excedentes exportables de 49 MBPD de crudo y 16 MBPD de productos; esta situación favorable se revirtió desde mediados de década con una caída acelerada de la producción en 1992, perdiéndose la calidad de exportador neto de crudo desde 1987, y con posibilidades de pasar a la situación de importador neto de productos principalmente de Kerosene y diesel en 1992 y 1993. El hecho que los niveles de demanda no se mantuvieran ni se incrementaran, sino se redujeran a 114 MBPD en 1992, evito estar importando entre 30 a 50 MBPD entre crudo y productos, los mismos que a precios actuales incidirían negativamente en la balanza comercial entre 220 a 360 MMUS\$/año. Ver Cuadro Nº 1 y Gráfico Nº 2.

No obstante la balanza comercial se vio afectada por el crecimiento significativo de las importaciones de crudo y productos derivados, descendiendo de 537 MM US\$ en 1985 a - 188 MM US\$ en 1992. Ver Cuadro Nº 2.

Por otro lado las reservas probadas de petróleo del país han venido disminuyendo desde un nivel de 835 MMBLS en 1981 a 363 MMBLS en 1992, declinando la producción de crudo de 195 MBPD en 1980 a 116 MBPD en 1992, debido principalmente a que el nivel de inversiones disminuyó no sólo en las actividades de exploración que decrecieron de US\$ 595 MMUS\$ en 1974, a 194 MMUS\$ en 1982, a 43 MMUS\$ en 1991 y sólo 20 MMUS\$ en 1992 sino también en las actividades de desarrollo que disminuyeron de 674 MMUS\$ en

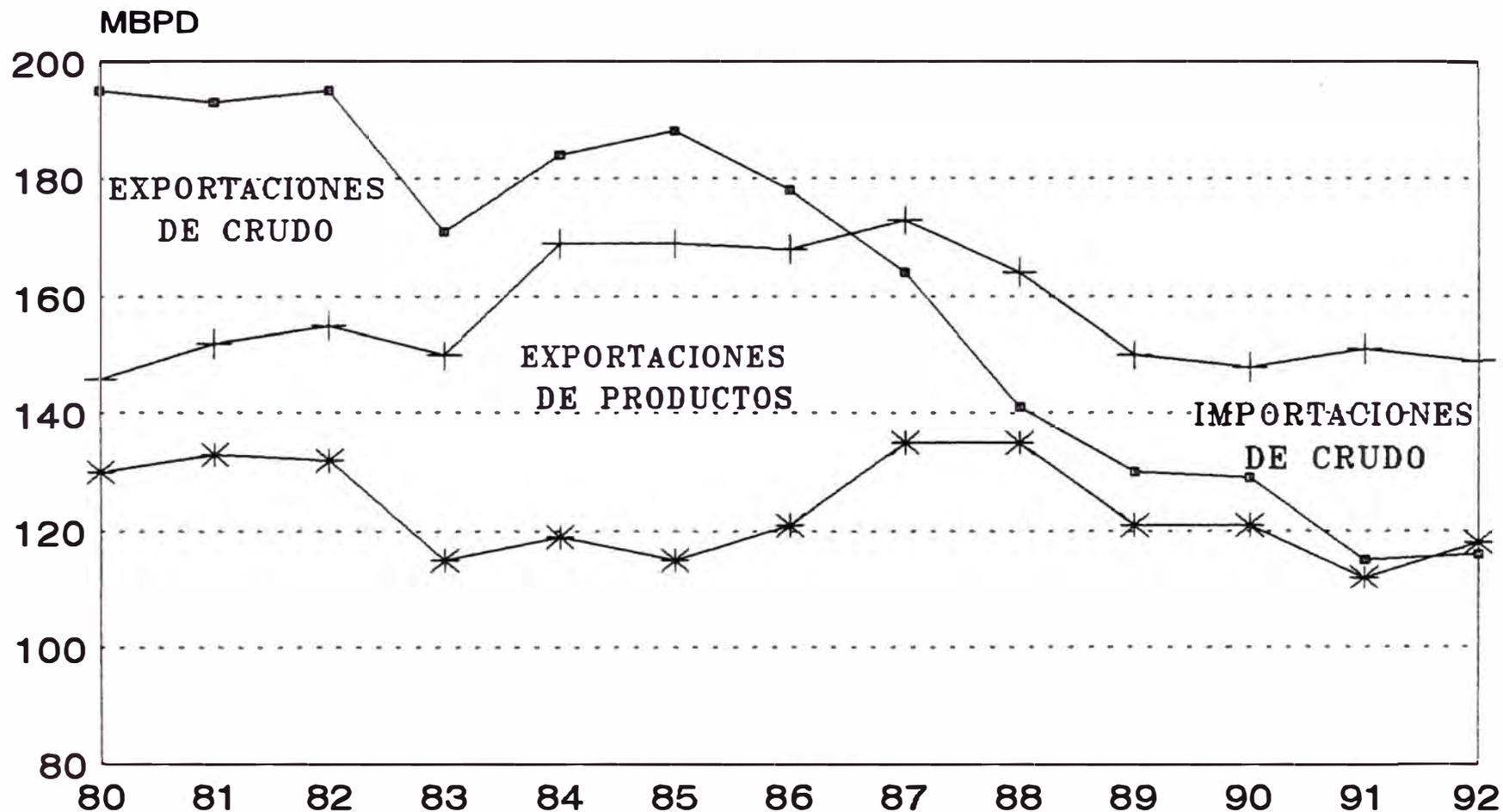
CUADRO Nº 1

	BALANCE GLOBAL												
MEPD	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92
PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO	195	193	195	171	184	188	178	164	141	130	129	115	116
(EXPORTACION DE CRUDO NACIONAL)	49	43	41	23	20	26	13	3	5	1	3	1	0
CRUDO IMPORTADO								6	24	19	18	34	29
CRUDO EN MERC. INTERNO	146	150	154	148	164	163	164	166	160	148	144	148	144
CARGA A REFINERIAS	146	152	155	150	169	169	168	173	164	150	148	151	149
(EXPORTACION DE PRODUCTOS)	17	18	24	35	47	51	47	47	38	41	40	44	49
PRODUCCION PARA MERCADO NACIONAL	130	135	132	114	122	118	120	125	125	109	108	107	100
PRODUCCION PARA MERCADO NACIONAL	130	135	132	114	122	118	120	125	125	109	108	107	100
IMPORTACION DE PRODUCTOS	1	1	1	6	2	1	4	13	14	10	15	10	20
OFERTA NACIONAL DE PRODUCTOS	131	136	133	120	124	119	125	138	139	119	123	117	120
VENTAS + USO PROPIO	130	133	132	115	119	115	121	135	135	121	121	112	118

FUENTE: PETROPERU S.A.

PRODUCCION DE CRUDO - CARGA DE CRUDO A REFINERIAS Y DEMANDA INTERNA

GRAFICO N° 2



▣ PRODUCCION + CARGA * DEMANDA

CUADRO Nº 2

	EXPORTACIONES	IMPORTACIONES	SALDO
1980	568	31	537
1981	553	26	527
1982	528	32	496
1983	419	90	329
1984	496	33	463
1985	550	13	537
1986	249	32	217
1987	290	157	133
1988	173	238	(65)
1989	222	215	7
1990	262	315	(53)
1991	177	363	(186)
1992	215	403	(188)

FUENTE: PETROPERU S.A.

1984 a 38 MMUS\$ en 1991 y 64 MMUS\$ en 1992, debido a falta de capital para invertir, falta de marcos legales estables, demora en la negociación de contratos con nuevas empresas extranjeras, recesión y terrorismo que incrementaron el riesgo del capital extranjero en el país. En este contexto sólo se mantuvieron dos compañías contratistas la Oxidental Petroleum Company y Oxi-Bridas, pero disminuyendo su capacidad de operación para minimizar el riesgo.

Ver Cuadros Nº 3 y Nº 4 y Gráficos Nº 3 y Nº 4.

Desde 1968 que se fundo como Empresa Petroperú S.A. ha actuado como la entidad encargada de la gestión empresarial del Estado en todas las actividades de la industria y el comercio de petróleo e hidrocarburos análogos, incluyendo los derivados de los mismos y en todas las actividades de la petroquímica básica, constituyendo las mismas su objeto social.

Durante sus años de existencia, el entorno político ha tenido gran influencia en su gestión empresarial, los hechos mas resaltantes fueron:

El sector hidrocarburos fue predominantemente estatista y monopólico. Se inicio con la expropiación de la International Petroleum Co. y posterior adquisición o expropiación de Lobitos, Ganso Azul, Conchán Chevrón, Petrolera el Oriente y Gulf. Posteriormente a fines de

CUADRO Nº 3

	RESERVAS A NIVEL PAIS (MMBLS)			PROBABLES	POSIBLES
	PROBADAS DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS	TOTAL MMBLS		
1980	434	368	801	450	2,611
1981	464	372	835	538	2,957
1982	439	336	775	544	2,882
1983	448	248	696	462	2,576
1984	402	235	636	367	2,896
1985	355	210	565	302	2,613
1986	315	197	512	298	2,387
1987	269	188	457	318	2,228
1988	238	174	412	353	2,476
1989	224	182	406	360	3,060
1990	198	184	382	349	2,922
1991	187	194	381	362	3,209
1992	115	248	363	352	3,183

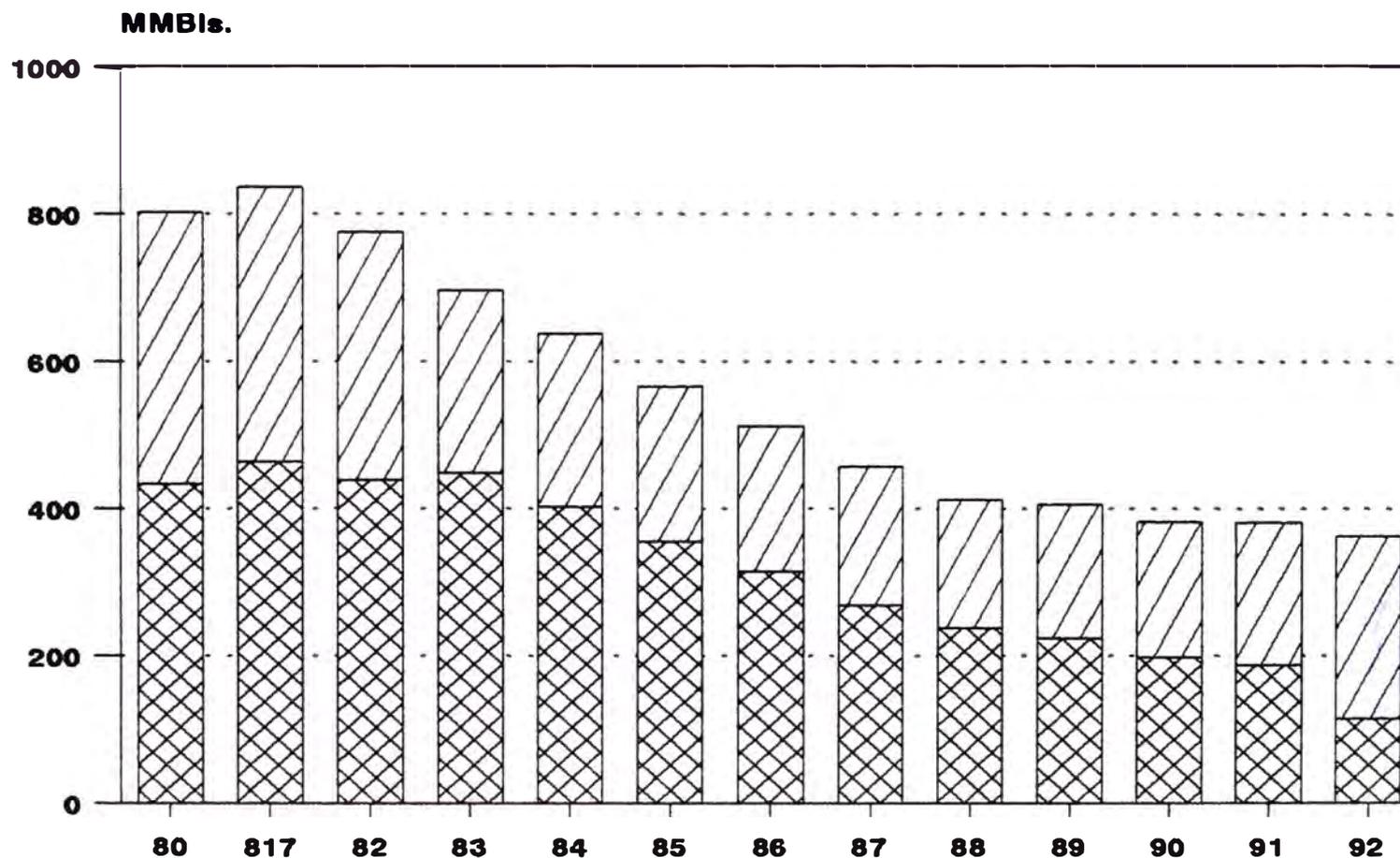
FUENTE: PETROPERU S.A.

CUADRO Nº 4

MM US\$ (92)							
INVERSIONES							
EXPLORACION				DESARROLLO			TOTAL
AÑO	P.P. Y PETRO	CONTRATISTAS	SUB-TOTAL	P.P. Y PETROMAR	CONTRATISTAS	SUB-TOTAL	
71	24	4	27	2	--	2	29
72	43	98	141	4	--	4	145
73	65	272	337	13	18	31	368
74	76	519	595	88	83	171	766
75	81	480	562	190	95	284	846
76	130	65	195	169	136	306	500
77	51	35	87	88	162	250	337
78	14	25	39	73	257	330	369
79	7	8	15	48	566	614	630
80	16	21	37	59	430	488	525
81	34	78	112	128	546	674	786
82	53	141	194	138	426	564	758
83	31	136	168	123	158	281	448
84	23	71	94	133	90	222	316
85	7	95	102	93	74	166	268
86	18	58	76	129	11	140	217
87	12	78	91	153	13	166	256
88	12	39	52	91	15	106	158
89	36	29	64	106	29	135	199
90	9	21	30	62	4	66	96
91	2	42	43	35	3	38	81
92	2	18	20	31	34	64	84

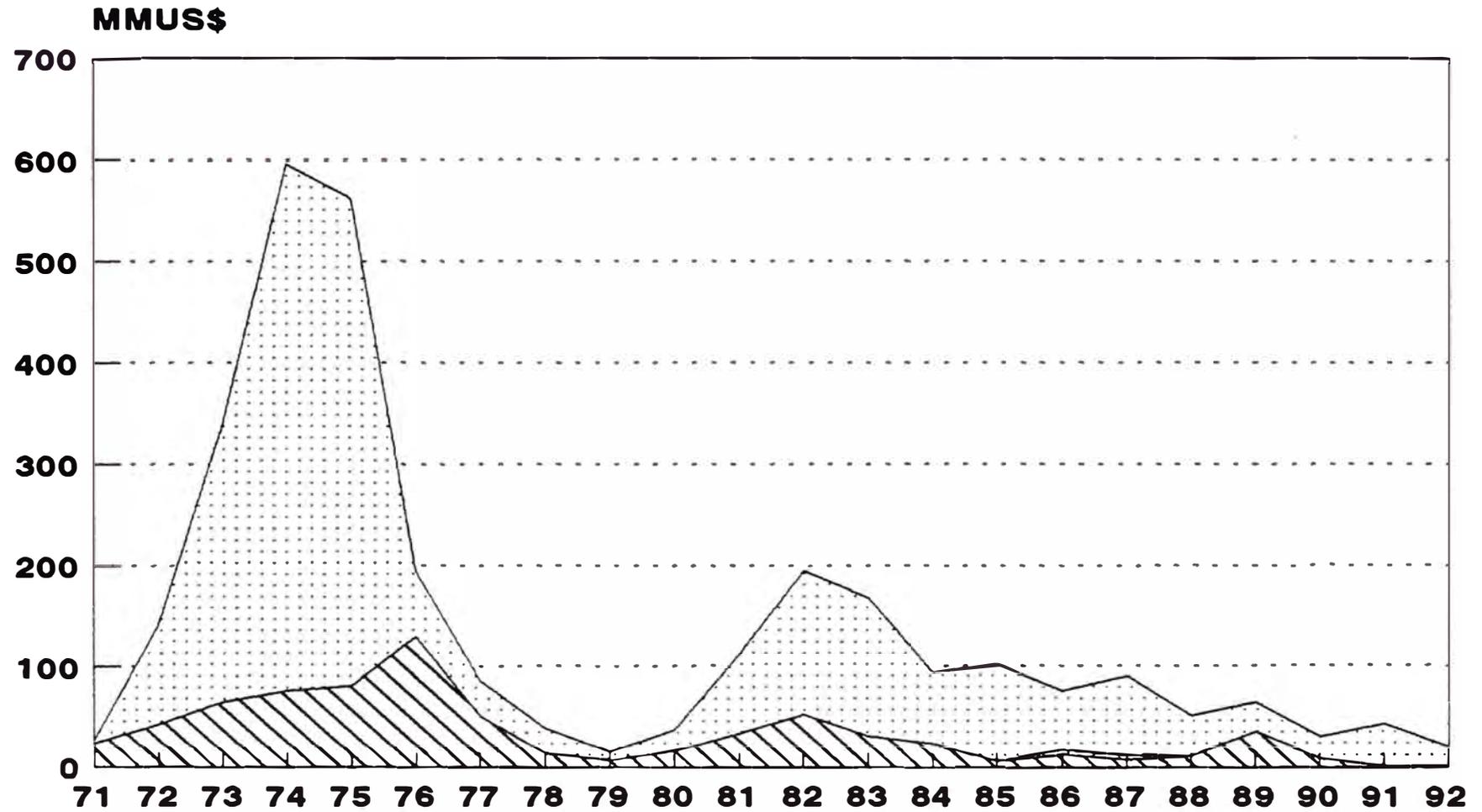
FUENTE: PETROPERU S.A.

RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO A NIVEL PAIS



NO DESARROLLADAS		368	372	336	248	235	210	197	188	174	182	184	194	248
DESARROLLADAS		434	464	439	448	402	355	315	269	238	224	198	187	115

INVERSIONES EN EXPLORACION



1985 se rescindió el contrato con Belco Petroleum Co. y se creó Petromar como filial de Petroperú.

A lo largo de los años y con los cambios de gobierno y de las condiciones de mercado, se han producido numerosos cambios en las condiciones del modelo de contrato para la captación de inversiones extranjeras en la exploración y explotación de hidrocarburos, originándose inseguridad jurídica en los inversionistas debido a las frecuentes modificaciones de la legislación aplicable.

Las causas de la declinación de la industria del Petróleo, se pueden resumir concretamente en lo siguiente:

- La nacionalización de las compañías de operación privada (Internacional Petroleum Company IPC y la Belco Petroleum Corporation)
- Demoras en los pagos por el petróleo producido a la Oxidental Y Belco por falta de una política económica estable.
- Términos no competitivos y demora en la negociación de contratos - incluido el campo importante de Gas de Camisea, explorado por Shell.
- Lentitud para quebrar el monopolio establecido para que Petroperú comercialize los hidrocarburos y productos.
- Retención de grandes áreas por Petroperú en la selva norte sin los recursos adecuados para explorarlos.

- Control de precios por el gobierno en los productos refinados que ocasionó serias pérdidas a Petroperú.
- Mala situación financiera de Petroperú que se tradujo en falta de inversión y postergación de importantes proyectos, representando un significativa pérdida del costo de oportunidad para la industria de petróleo

Sin embargo cabe destacar que actualmente en el afán de revertir la situación anterior se ha iniciado una serie de medidas para reactivar la industria, destacando la promulgación de la Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado (D.L. 674 del 25-09-91).

Esta ley es base legal del proceso de privatización de empresas del estado, considerando este marco actual se han tomado las siguientes medidas importantes:

- Nuevos objetivos de privatización y programas de entidades supervisoras.
 - . Establecimiento del COPRI,
 - . Establecimiento de CEPRI'S
- Nuevas ley de hidrocarburos y reglamentaciones
Preparación de un proyecto de Ley de Hidrocarburos con varios rasgos atractivos que representen una ruptura radical con el pasado.

- . Nombramiento de una comisión de expertos para examinar y proponer normas y regulaciones adicionales para la privatización de la industria de hidrocarburos.

- Política de precios

Liberalización gradual de los precios de los productos .

- . Eliminación de subsidios para derivados del petróleo.

En los dos últimos años la gestión empresarial de Petroperú priorizó la rehabilitación operativa, la reorganización administrativa y el saneamiento económico financiero, habiendo obtenido favorables resultados a Diciembre de 1992.

Entre Enero y Diciembre '92 la producción de crudo aumentó en 16% (De 106.5 MBPD a 123.5 MBPD). La aplicación de un adecuado manejo operativo permitió revertir la tendencia declinante de los últimos años.

Los aspectos positivos que repercutieron en el incremento de la producción fueron:

- El proyecto Pavayacu-Corrientes que contribuyo a elevar la producción de Selva Norte en 4,000 BPD durante 1992 y 9,000 BPD a principios de Mayo '93.
- El programa de perforación de desarrollo que permitió contrarrestar la declinación normal de los pozos.
- El apoyo económico financiero que Petróleos del Perú otorgó a su filial Petromar para recuperar el nivel

productivo hasta alcanzar un promedio de 16,800 BPD en Octubre '92 e incluso superar los 24,000 BPD en Abril '93.

- La renegociación del contrato con la Occidental Petroleum Company que propicio aumentar de 49,000 BPD a 62,000 BPD la producción en el lote 1-AB.

La reorganización administrativa y el saneamiento económico financiero se desarrollo considerando el redimensionamiento de la Empresa para concentrarse en sus funciones básicas, suspendiendo las actividades antieconómicas y transfiriendo al sector privado actividades y servicios complementarios.

Se ha dado prioridad a la promoción, negociación y firma de nuevos contratos petroleros para solucionar el doble problema de agotamiento de las reservas petroleras y bajo nivel de producción y calidad de crudo.

Al 31 de Diciembre de 1992 se encontraban en etapa de exploración 10 compañías privadas trabajando en Noroeste (Brea y Pariñas), Zócalo, Sierra y Selva Norte y Central. El 30% son empresas nacionales y el resto de Estados Unidos y Canadá.

En la rama de contratos de explotación, además de Oxidental Petroleum Company en el Lote 1-AB de selva Norte y Oxi-Bridas en el Noroeste, se incorporaron como nuevos contratistas Cavelcas en el Lote I y Vegsa en el Lote II del Noroeste.

En el primer trimestre de 1993 se suscribieron 4 contratos: dos de Exploración, con Great Western Resources

en el Lote 65 y con Occidental del Amazonas en el Lote 4, ambos en Selva Norte. Los otros dos de explotación con Propetsa/Visisa/Serpet y Río Bravo, en los Lotes III y IV de Noroeste.

4.1.1 DEMANDA INTERNA

La demanda del petróleo a nivel país esta orientado a satisfacer el consumo interno de productos derivados y participar en el mercado de exportación con los excedentes de crudo y derivados principalmente gasolina y petróleo residual.

MERCADO INTERNO DE HIDROCARBUROS

La demanda interna de productos derivados ha tenido un comportamiento oscilante en los últimos 10 años, habiendo descendido en los últimos años. Las variaciones se dieron desde 135 MBPD como máximo a 112 MBPD como mínimo encontrándose al presente cerca del límite inferior. Ver cuadro N° 5.

Su distribución porcentual por producto y región geográfica es la siguiente:

CUADRO Nº 5

	DEMANDA (MBPD)			
	PRODUCCION	CARGA REFINERIAS	VENTAS MAS USO PROPIO	VENTAS
1980	195	146	130	126
1981	193	152	133	129
1982	195	155	132	129
1983	171	150	115	111
1984	184	169	119	114
1985	188	169	115	109
1986	178	168	121	117
1987	164	173	135	130
1988	141	164	135	130
1989	130	150	121	117
1990	129	148	121	117
1991	115	151	112	108
1992	116	149	118	114

FUENTE: PETROPERU

DEMANDA INTERNA DE PRODUCTOS

	Costa Lima	y Sierra Sur	Norte	Selva	Total
GLP	5.1	0.1	0.3	0.0	5.5
Gasolinas	13.8	4.1	3.5	1.2	22.6
Kero/Turbo	9.6	4.0	9.0	1.3	23.9
Diesel	13.6	8.8	8.9	1.7	33.0
Residual	5.4	5.3	3.4	0.9	15.0
TOTAL	47.5	22.3	25.1	5.1	100.0

FUENTE: PETROPERU S.A.

Como se puede observar Lima representa aproximadamente la mitad del consumo nacional, mientras que la selva requiere aproximadamente el 5%.

Actualmente existe 6 refineries con las capacidades de procesamiento de crudo siguiente:

CAPACIDAD INSTALADA DE LAS REFINERIAS

	MBPD
Talara	62
Pampilla	100
Conchán	8
Iquitos	10
Pucallpa	3
Marsella	2
TOTAL	185

Región	Demanda Refinación	MBPD Capacidad Instalada	Capacidad Excedente
Costa/Sierra	105	170	65
Selva	5	15	10
TOTAL	110	185	75

FUENTE: PETROPERU S.A.

La demanda de productos refinados bordea los 110 MBPD VS 185 MBPD de capacidad instalada. Sin embargo el patrón de refinación del crudo nacional no es consistente con el patrón de la demanda interna, ya que el primero es altamente dependiente del tipo de crudo que se cargue a las refinerías este aparente exceso de capacidad instalada genera excedentes de combustibles residuales y déficit de GLP y destilados medios.

MERCADO DE LA INDUSTRIA

Las características del mercado en la industria del petróleo es muy particular, por ser un recurso natural, necesario, escaso y agotable, depende del aumento de producción de las empresas ofertantes. La producción global estuvo destinada al mercado interno y externo, se atendió la demanda interna y se dispuso de remanentes para exportar, pero los volúmenes de exportación de crudo descendieron

significativamente de 49 MBPD en 1980 a 1 MBPD en 1991, no realizandose exportación de crudo en 1992, hecho que motivo iniciar las importaciones de crudo en 1987 con 6 MBPD, incrementandose a 34 MBPD en 1991 y 29 MBPD en 1992.

Por otro lado la exportación de productos refinados se ha mantenido con ligeros cambios de 1984 a 1992 49 MBPD vs 47 MBPD, sin embargo las importaciones de productos de 1 MBPD en 1980 a 20 MBPD en 1992.

El consumo de productos en el mercado interno disminuyo por factores coyunturales:

- Recesión económica del país.
- Política de precios de los productos.
- Contrabando de Gasolina por menores precios.
- Mayor eficiencia de autos modernos.
- Racionalización de energía.

Sin embargo se genero un déficit de destilados medios como diesel y kerosene debido a la estructura de refinación por un lado y cambio de consumo del parque automotor comercial que paso de uso de gasolina a diesel y política de precios que estuvo orientado a la recaudación tributaria.

4.1.2 OFERTA

La oferta potencial de petróleo y gas a nivel país esta en función a las reservas y a la disponibilidad de infraestructura para extraerla, (equipos de perforación y sistema logístico). Las reservas remanentes o las reservas existentes, son aportadas por los pozos activos que están en su período de vida productiva (reservas probadas desarrolladas) o son obtenidos de la perforación de desarrollo de pozos nuevos en áreas ya conocidas (reservas probadas no desarrolladas) o dependera de realizar campañas exploratorias en nuevos campos para su obtención (reservas probables o posibles).

La participación en el mercado de producción de crudo la aporta el sector estatal y privado a nivel de contratistas.

La procedencia y distribución del petróleo con respecto al total de producción país es la siguiente:

El sector estatal representada por PETROPERU S.A. en las áreas Noroeste, Selva Norte y Selva Central su participación porcentual se ha incrementado por la disminución del aporte de contratistas y la

producción total a nivel país, de 23% (44 MBPD) en 1980 a 32% (37 MBPD) en 1992.

Su filial PETROMAR en el área Noroeste (Zócalo) empezó a operar como tal en 1986, siendo su participación 15% (27 MBPD), descendiendo a 13% (15 MBPD) en 1992.

El sector privado a nivel de contratistas, la Compañía Belco Petroleum Corporation que operó hasta 1985 en el área Noroeste (Zócalo) su participación promedio desde 1980-1985 fue 14% (27 MBPD), la Compañía Oxcidental Petroleum Corporation en las áreas Selva Norte y Selva Central, su participación descendió de 54% (106 MBPD) en 1980 a 49% (57 MBPD) en 1992, la compañía Oxi-Bridas en el área Noroeste su participación descendió de 9% (18 MBPD) en 1980 a 4% (5 MBPD) en 1992.

Ver Cuadro Nº 6 y Gráfico Nº 5.

La oferta de producción de petróleo por zonas geográficas no ha variado significativamente desde 1980, en 1992 tuvo la siguiente distribución:

Costa 20%, Zócalo 13% y Selva 67%.

La oferta de producción por tipo de inversionistas, a variado de la siguiente manera:

Petroperú 23% y contratistas 77% en 1980 a Petroperú 33% Petromar 13% y contratistas 54% en 1992.

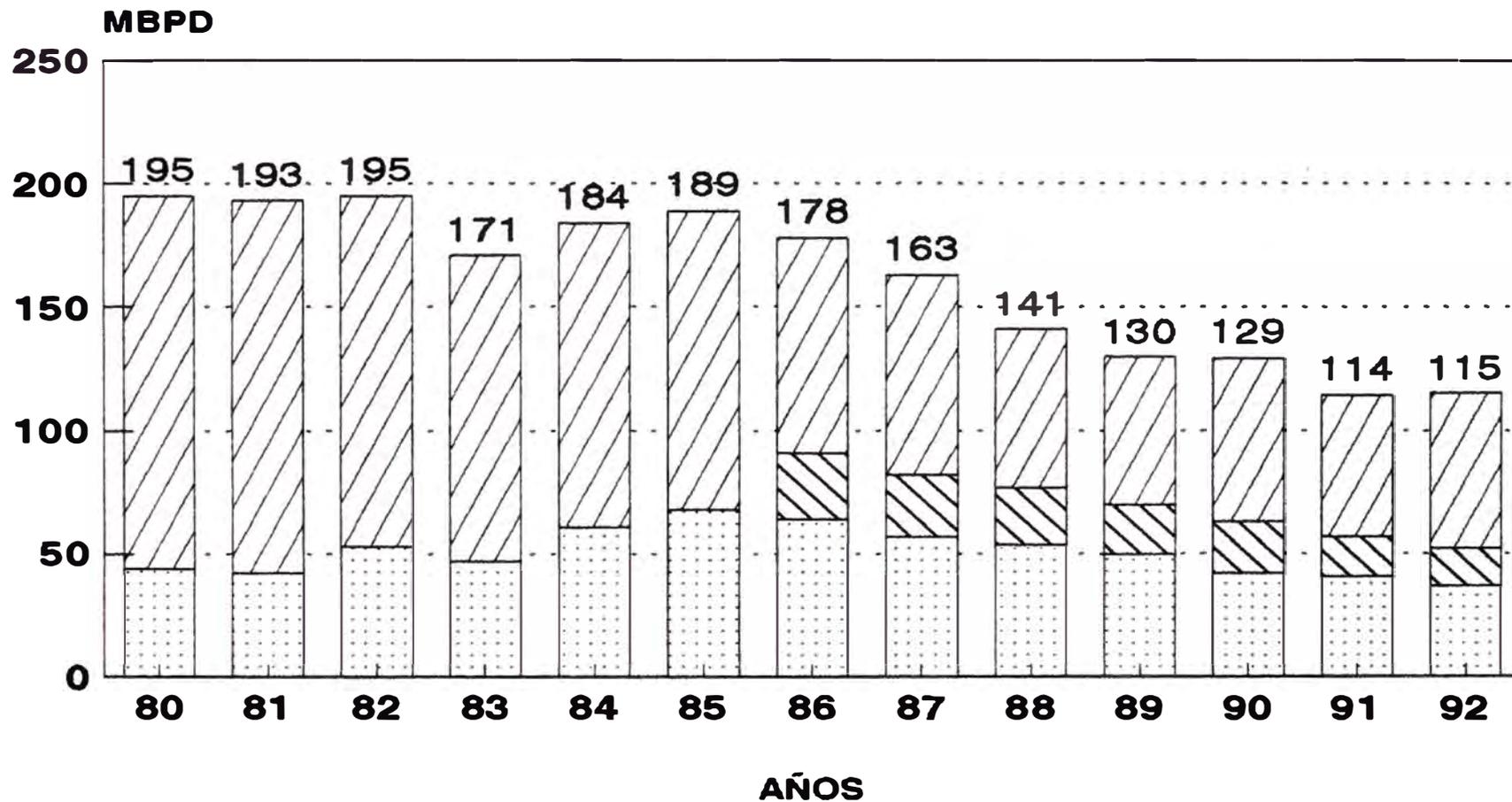
**OFERTA
PRODUCCION DE PETROLEO (MBOPD)**

CUADRO Nº 6

MB/DC	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92
PP/TALARA	22	23	24	16	23	27	27	26	24	22	19	19	18
PP/SELVA	21	18	28	31	37	40	36	29	27	26	21	21	19
PP/PUCALLPA	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	2	1	1
PETROPERU	44	42	53	47	61	68	64	58	54	50	42	41	38
PETEDMAR							27	25	23	20	21	16	15
TOTAL ESTADO	44	42	53	47	61	68	91	83	77	70	63	57	53
HELCO	28	27	28	24	27	28							
OXI-BRIDAS	18	20	19	13	12	11	9	7	5	6	6	6	5
OCCIDENTAL	106	105	95	86	85	81	78	74	59	54	60	52	57
OTROS													1
TOTAL CONTRATISTAS	151	151	142	124	123	120	87	81	64	60	66	58	63
TOTAL PAIS	195	193	195	171	184	188	178	164	141	130	129	115	116

FUENTE: PETROPERU S.A.

PRODUCCION DE PETROLEO A NIVEL PAIS 1980 - 1992



PETROPERU

PETROMAR

CONTRATISTAS

4.1.3 MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

Los principales productores de petróleo en el mundo son Rusia y Estados Unidos, los países árabes, México, Venezuela, China Reino Unido, Indonesia y Nigeria. Los dos primeros consumen casi toda su producción en tanto que los otros exportan la mayor parte de ella.

La demanda de petróleo se origina en los refinadores y deriva, en última instancia, de la demanda de los productos refinados del petróleo en los mercados intermedios y finales. Los cambios en la demanda de estos productos son consecuencia de modificaciones producidas en una serie de variables, como el precio de un producto refinado específico en relación con sus sustitutos y complementos y respecto de otros productos en general, el nivel y la composición de la actividad económica, el ingreso real de la familia, el acervo de capital, la tecnología, el nivel de las existencias de petróleo, el tiempo, las preferencias y los hábitos de los consumidores de productos del petróleo etc.

Los refinadores evalúan constantemente el mercado de productos refinados del petróleo y, teniendo en cuenta los precios previstos, estiman el volumen de petróleo crudo que necesitarán para satisfacer a sus

clientes y mantener los niveles proyectados de inventario. Los proveedores de crudo en el mercado petrolero mundial compiten intensamente entre sí por la venta de crudo a los refinadores.

La evolución del mercado petrolero internacional puede ser dividida en dos épocas, demarcadas por los eventos de los años 70 y los 80.

En la década del 70 los gobiernos de los países productores asumieron el pleno control de la política petrolera nacional, la revolución petrolera realizada por la OPEC permitió el nacimiento del mercado internacional del petróleo imponiendo una amplia descentralización de las decisiones entre numerosos sujetos económicos (empresas) y políticos (gobiernos de países productores). En particular la perturbación de las reglas de juego fue debida a la nueva modalidad de acceso a los recursos petroleros que, por efecto de la finalización de la influencia de los consorcios en los países productores, confiere a estos últimos la facultad de establecer los ritmos de producción y de fijar los precios, lo que era ejercido anteriormente por las multinacionales. La industria petrolera empezó por ello a perder su propia característica de estructura rígidamente integrada y asume connotaciones

mayormente institucionalizadas, por efecto del rol activo efectuado por los gobiernos.

Sucesivamente el mercado petrolero internacional experimentó una reacción a las nuevas reglas de juego, en gran parte originada por la posibilidad de aumentar en cantidad considerable la producción no controlada por la OPEC (Mar del Norte, México, Alaska, etc.). Además, se experimentó una serie de reacciones por parte de las empresas que se interesaron tanto en la fase de producción (upstream) como en la fase de refinación (downstream); sin embargo, una nueva política comercial favoreció la expansión del mercado spot. Finalmente por el lado de los consumidores, tiene un rol importante la sustitución de la fuente petrolera, cuyos efectos se han manifestado plenamente a partir de los años 80 con la caída de la demanda mundial de petróleo.

Tal caída debida principalmente por el consumo de petróleo industrial, por efecto de las políticas de conservación de energía y de la sustitución en favor del carbón, gas natural y energía nuclear; crearon una situación de superávit de productos, que condujo a la disminución de la capacidad y el mejoramiento tecnológico (upgrading) de las refinerías.

El mercado petrolero internacional ha reaccionado adaptándose a las condiciones existentes ampliando las modalidades de acceso al crudo, posibilitando la transformación del mercado petrolero en uno de materias primas. En efecto, la adquisición de las características normales de un commodity por parte del petróleo ha permitido el cambio progresivo de las características de su mercado y de sus tradicionales canales de comercialización.

La toma del poder de la OPEC en la fase de producción ha facilitado el nacimiento de nuevos canales de comercialización, basado en las tradicionales ventas de petróleo crudo fijados a precios oficiales sobre la base de contratos a largo plazo. El cambio de la modalidad de acceso al crudo está evidenciado por:

- El crecimiento del Mercado Spot y el nacimiento del Mercado de Futuros para el crudo y productos derivados.
- Los cambios en condiciones de countertrade que permiten una compensación del petróleo con productos manufacturados.
- La venta directa a las compañías petroleras estatales de los países importadores sobre acuerdos de naturaleza política.

- Las ventas en condiciones de netback mediante la cual el precio se obtiene a partir de los valores finales de los productos menos los costos de refinación y transporte.
- La práctica de la refinación desarrollada en un país importador para eludir los vínculos de la cuota de producción establecida por los países de la OPEC.

La desintegración del poder de control de las multinacionales, sobre todo en las fases del ciclo petrolero, no ha sido sustituido por parte de la OPEC. se ha creado una regionalización del mercado internacional (USA abastecido desde México, Canadá y Venezuela; Europa Occidental, desde el Mar del Norte, Africa y Medio Oriente; y Japón desde el Golfo Pérsico) que tiende al retorno del proceso de integración vertical en el interior de tales regiones.

En los años 90 durante la Guerra del Golfo entre Irak y Kuwait, la presencia de los mercados internacionales regionales y de los Mercados Spot y de Futuros disminuyeron los efectos sobre los precios, en adición al consumo de inventarios almacenados por los países importadores, razón por la cual, concluida la guerra los precios retornaron a niveles similares a los de antes del conflicto.

En el cuadro siguiente se muestra las reservas probadas de petróleo a nivel mundial, cuya distribución es:

RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO

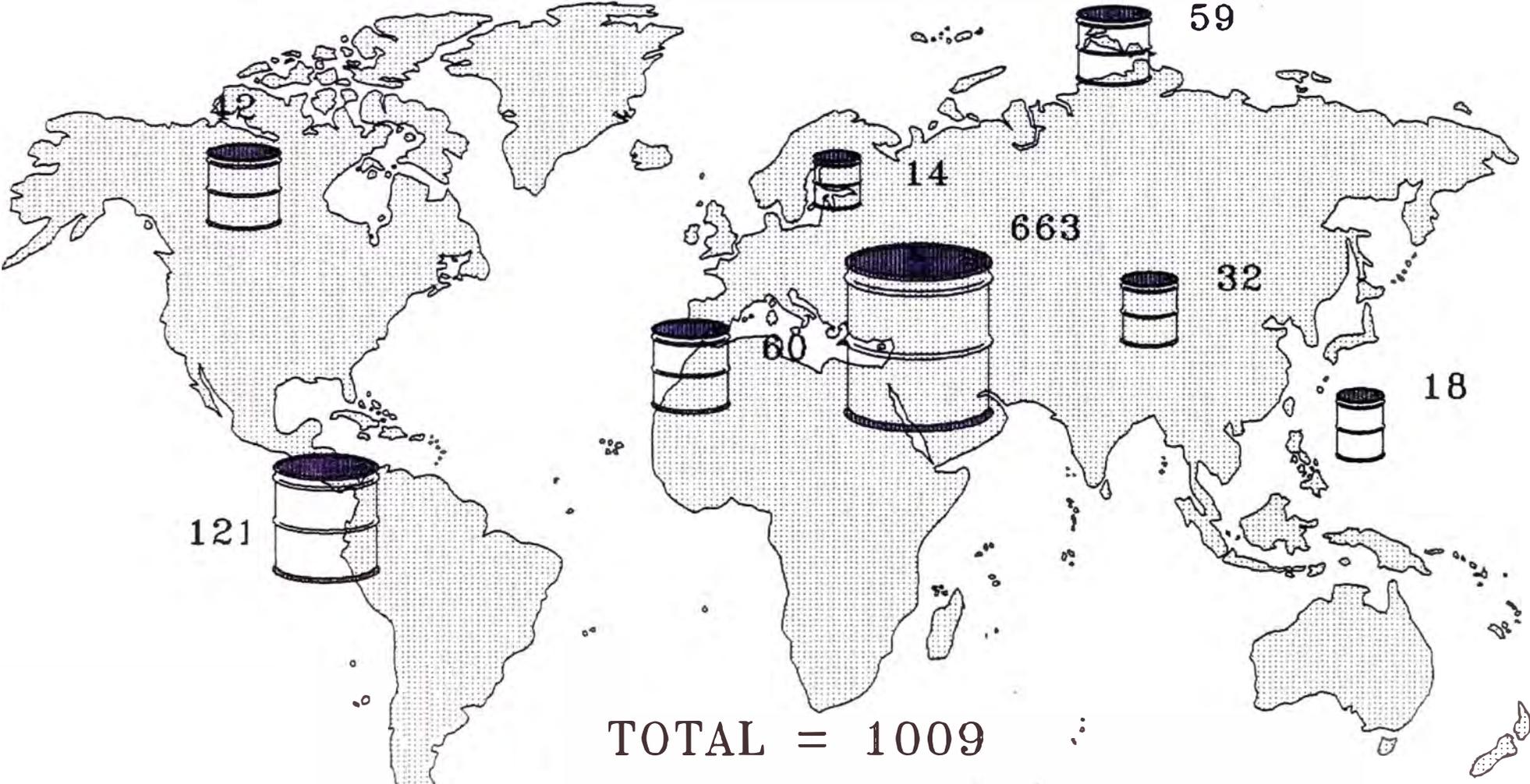
	Billones de Bls.	%
Medio Oriente	663	66
Sud América	121	12
Africa	60	6
Comunidad de Estados Independientes	59	6
Norte América	42	4
Sud Este Asiático	32	3
Oceanía	18	2
Europa	14	1
TOTAL	1,009	100

**FUENTE: INSTITUTO CANADIENSE DE INVESTIGACION DE
LA ENERGIA.**

Ver Gráfico Nº 6.

A continuación se muestra la producción y consumo de petróleo a nivel mundial donde se puede observar un déficit global de producción de petróleo.

RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO BILLONES DE BARRILES



BALANCE DE PRODUCCION DE PETROLEO

	Producción MBPD	Consumo	Superávit (Déficit)
Medio Oriente	16.8	3.1	13.7
Africa	6.9	2.0	4.9
Sud América	7.8	5.4	2.4
Comunidad de Esta. Independientes	10.7	9.6	1.1
Sud Este Asiático	2.6	5.5	(2.9)
Oceanía	3.9	8.5	(4.6)
Norte América	11.0	17.8	(6.8)
Europa	4.4	13.3	(8.9)
Total	64.1	65.2	(1.1)

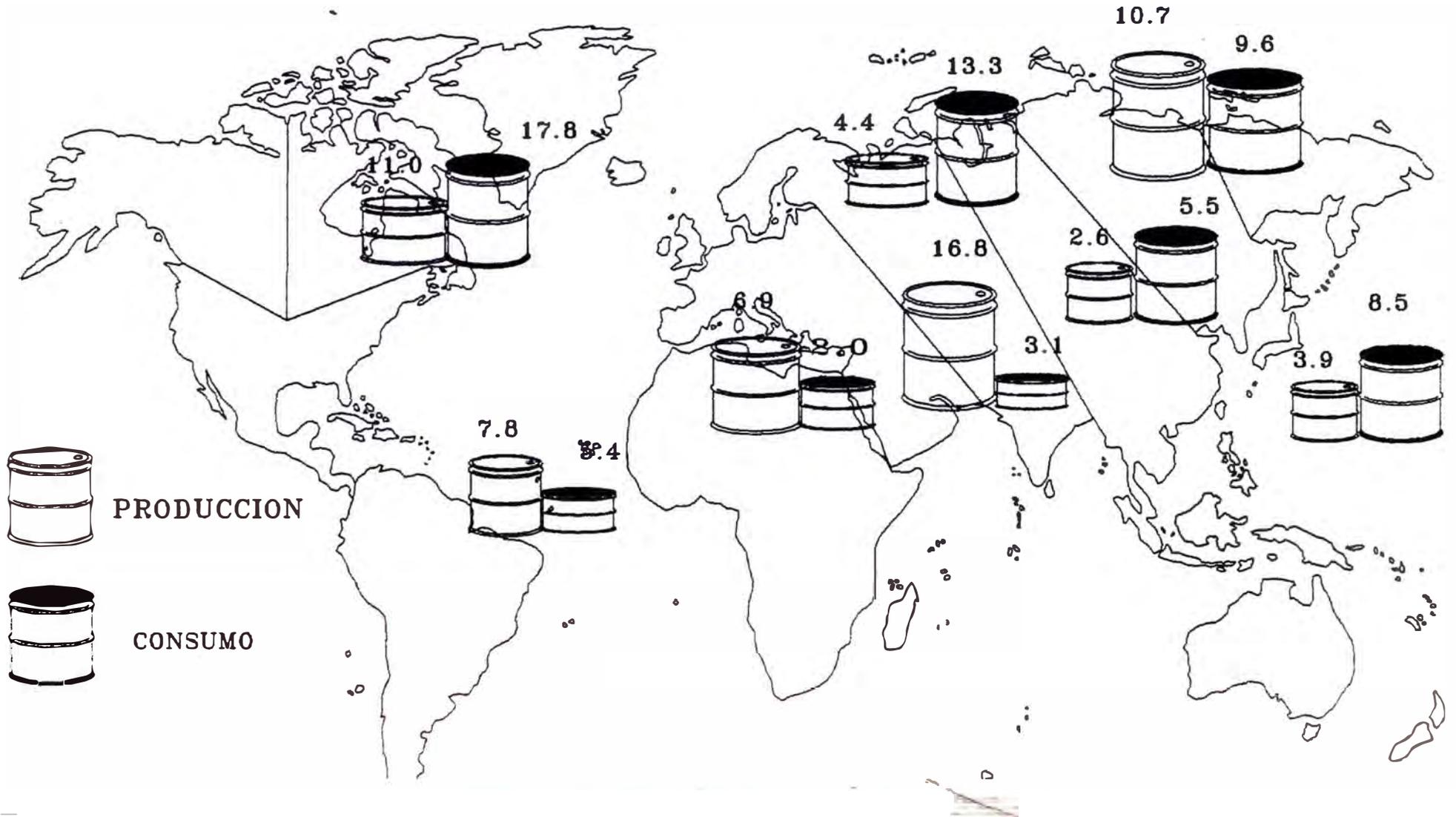
**FUENTE: INSTITUTO CANADIENSE DE INVESTIGACION DE
LA ENERGIA.**

Ver Gráfico N° 7.

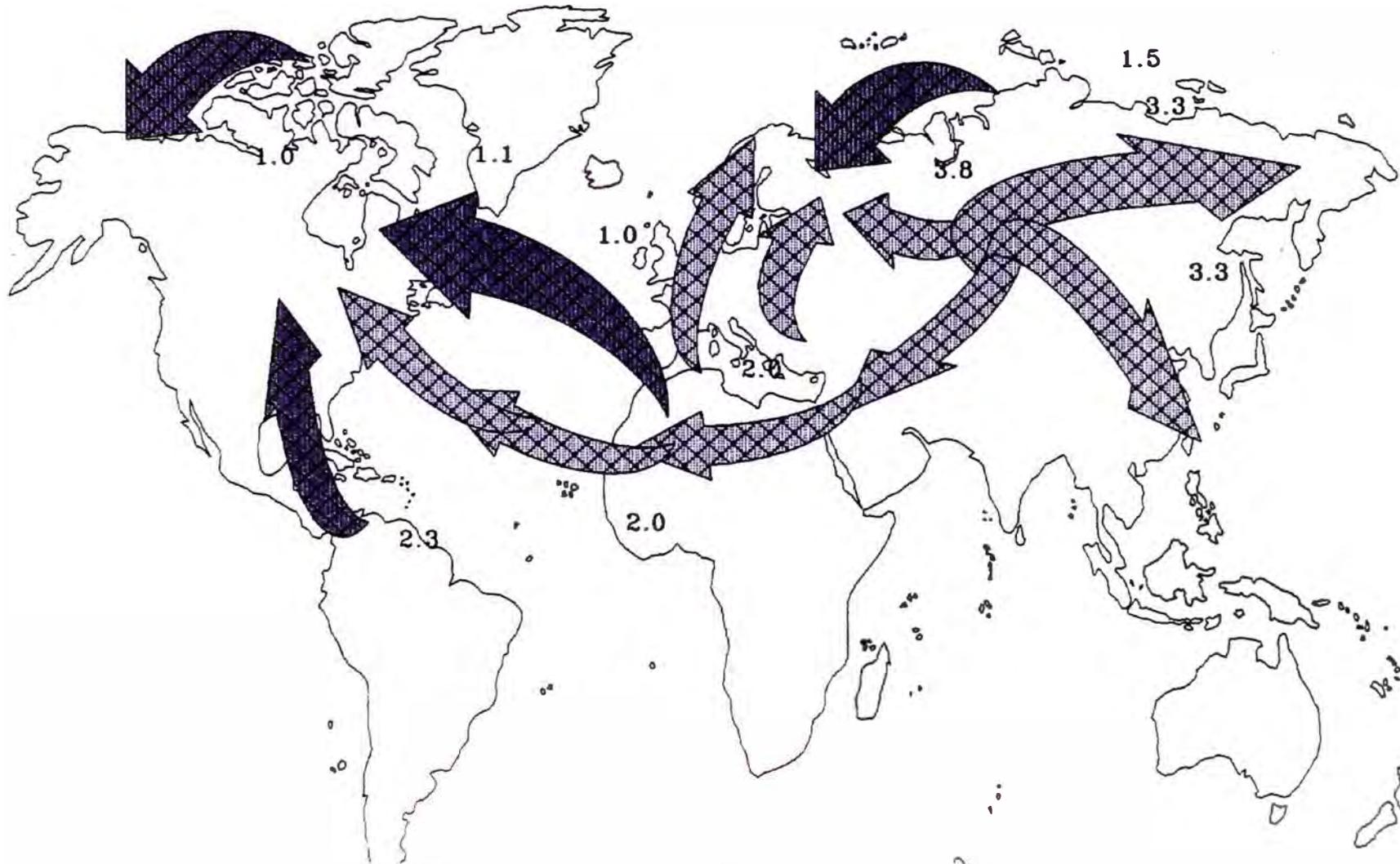
En el Gráfico N° 8 se muestra el flujo comercial de petróleo a nivel mundial, considerando que Sud América tiene como alternativa los países vecinos y América del Norte se muestra a continuación la producción y consumo de estos países para ver sus capacidades de exportación y establecer las posibilidades de comercio exterior de nuestro país.

PRODUCCION Y CONSUMO DE PETROLEO MMBPD 1991

GRAFICO No 7



FLUJO COMERCIAL DE PETROLEO



MERCADO EXTERNO

Los precios de la canasta internacional de crudo de similar calidad del que produce la Empresa en estudio, superaban los 27 US\$/Bl hasta mediados de la década de los 80. A partir de la segunda mitad de década, disminuyeron hasta 14.16 US\$/Bl en 1988, lograndose incrementar hasta 20 US\$/Bl en 1991. A continuación se muestra la variación de los precios de crudo:

PRECIOS DE LA CANASTA INTERNACIONAL DE CRUDO

AÑO	PRECIO US\$/BL
1981	36.64
1982	33.79
1983	29.25
1984	29.10
1985	27.24
1986	16.94
1987	16.23
1988	14.16
1989	15.81
1990	19.75
1991	20.00
1992	19.00

FUENTE: PETROPERU S.A.

El comercio internacional de petróleo en América Latina fluye hacia Norte América, los países que tiene superávit de producción de crudo son

Argentina, México, Venezuela Colombia y Ecuador, de los cuales es significativo en Venezuela y Ecuador.

El resto de países tienen déficit, siendo significativo en Chile y Brazil, cabe precisar que los países de Centro América no producen petróleo.

4.2 SITUACION DE LA EMPRESA

ANTECEDENTES

El Decreto Supremo Nº 389-85-EF, de fecha 27 de Agosto de 1985, rescindió entre otros Contratos de Operaciones, el suscrito con Belco Petroleum Corporation of Perú, sucursal del Perú, y autorizo al Ministerio de Energía y Minas y/o PETROPERU S.A, negociar un nuevo contrato.

El Decreto Supremo Nº 035-85-EM de fecha 27 de Diciembre de 1985, dio por concluida la etapa de negociaciones para la celebración de nuevos contratos entre PETROPERU S.A. y Belco Petroleum Corporation of Perú, para la operación de las áreas que venía operando dicha compañía, y se dispuso que PETROPERU S.A. y/o subsidiarias y/o empresa que para el efecto constituya, asumirá la ejecución de todas las operaciones de exploración y explotación del área materia de los contratos rescindidos. Creandose para tal fin PETROMAR.

MARCO LEGAL

PETROMAR, Empresa estatal de derecho privado creada por decreto legislativo Nº 365 del 10 de Enero de 1986, y aprobado su estatuto social mediante resolución suprema Nº 017-86-EM del 10 Febrero de 1986, pertenece al sector hidrocarburos y funciona como filial de Petroperú S.A.

Dentro de los lineamientos y política general del Ministerio de Energía y Minas y Petroperú S.A. estructura sus Planes Operativos Y Presupuestos.

Su objetivo social es la Gestión Empresarial del Estado, en las actividades de Exploración, Explotación y Producción de Hidrocarburos a realizarse en el dominio marítimo del Perú. Lotes Z2A y Z28. Ver Gráfico Nº 9.

Toda la producción es transferida integralmente a Petroperú para su comercialización y beneficio y esta destinada al mercado interno de combustible.

4.2.1 ASPECTOS GENERALES

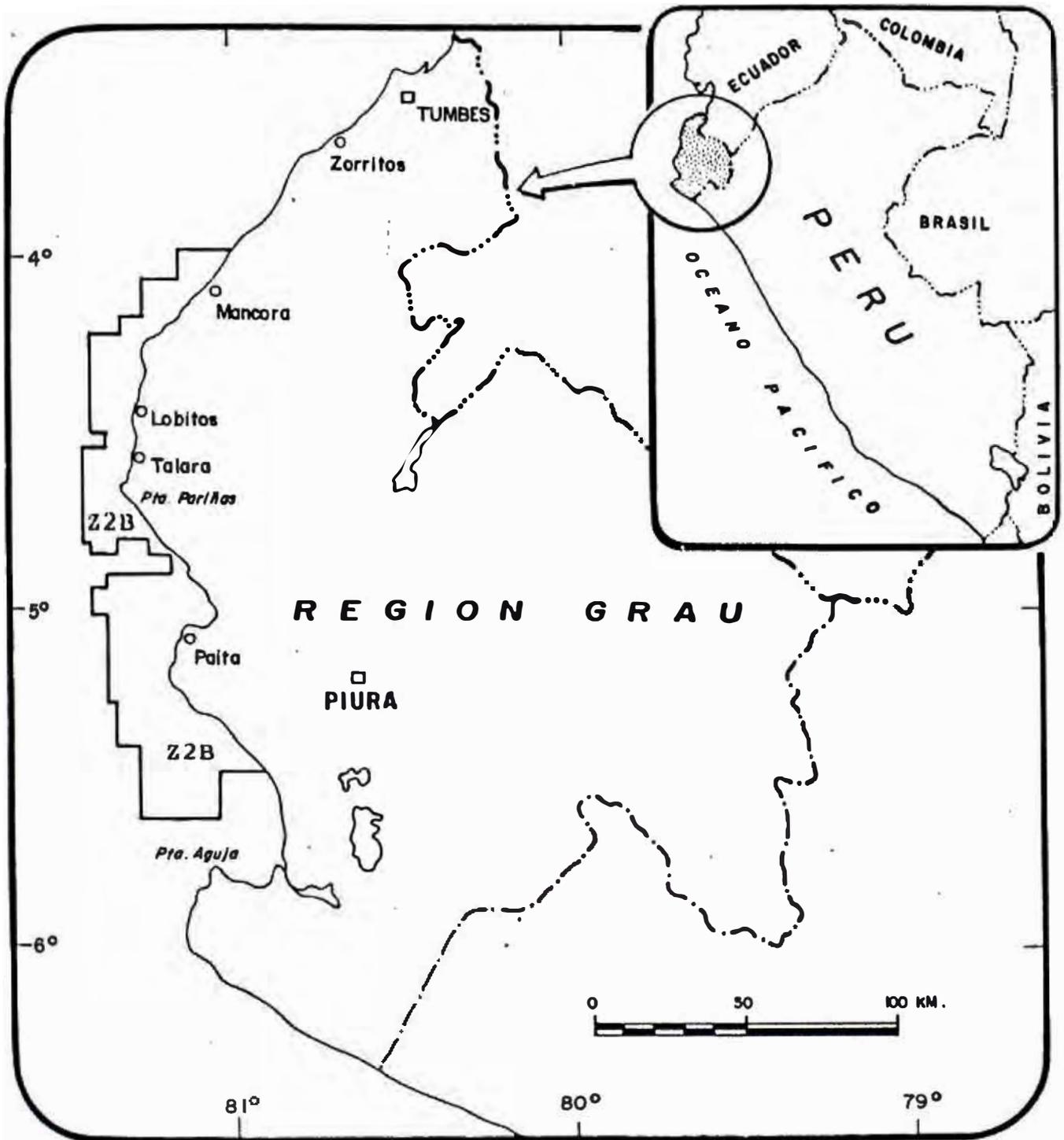
CARACTERISTICAS DEL PRODUCTO

Reseña histórica

La Empresa produce petróleo y gas natural asociado.

El petróleo es un hidrocarburo inflamable y muy espeso, (su densidad varía entre 0.78 y 1) que se forma en el transcurso de miles de años, a partir de

PETROMAR



MAPA DE UBICACION

la descomposición de proteínas y grasas contenidas en inmensas masas de algas, protozorios y plancton, yacentes en el fondo de los lagos y mares poco profundos. En este largo proceso, estos desechos naturales son cubiertos poco a poco por sedimentos, descomponiéndose por acción de las bacterias y del oxígeno. Como resultado de esto se forma una sustancia grasosa llamada **Sapropel**, la cual, por efecto de la temperatura, de la presión y de las sales del agua, se transforman en una pasta viscosa y, luego de un proceso químico se convierte en petróleo. con el correr del tiempo el recién creado petróleo continúa siendo cubierto por nuevas capas de sedimentos, quedando sepultado a grandes profundidades. El peso de estas enormes capas de tierra al que se añade el peso del agua lo somete a una gran presión y eleva su temperatura.

Debido a ello, va ascendiendo lentamente a través de las porosidades de las rocas, hasta quedar detenido en "trampas" (cavidades situadas entre rocas impermeables, como la arcilla), que le impiden seguir subiendo.

Estas trampas se ubican generalmente en la parte superior de las ondulaciones que forman diversas capas subterráneas.

En ellas, el petróleo queda encerrado a gran presión en medio de otros dos elementos: Gas (proveniente de

las reacciones químicas del petróleo), que por su menor densidad se acumula en la parte superior de la trampa, y agua salada, que, por ser el elemento más pesado, se aloja en el fondo de la cavidad.

Es por esta razón que, al efectuarse las perforaciones brota primero el gas y luego el petróleo, en muchos casos mezclado con agua.

Fue precisamente la existencia de agua salada la que llevo a los científicos a elaborar la tesis de que el petróleo tiene un origen marino, planteamiento que fue posteriormente aceptado y validado.

Sin embargo el petróleo no siempre queda alojado en grandes cavidades, pues a veces se almacena en pequeños bolsones dispersos, razón por la cual su descubrimiento requiere de tecnologías exploratorias cada vez más avanzadas y costosas.

A veces ocurre que las condiciones fisicoquímicas imperantes hacen desaparecer el agua y la parte líquida del petróleo, quedando en el recinto sólo hidrocarburos gaseosos.

Uno de los casos es el de Camisea, yacimiento ubicado entre Cuzco y Ucayali, en el que se buscó petróleo y se halló enormes cantidades de gas natural.

ELEMENTOS QUE LO COMPONEN

Las características y composición del petróleo difieren de un yacimiento a otro, aunque tienen en común la presencia de hidrocarburos, es decir, combinaciones de Carbono e hidrógeno. Algunos petróleos se caracterizan por tener un mayor número de impurezas, tales como azufre, oxígeno, nitrógeno, cloruros y otras sales, las cuales, si bien le restan calidad como energético y combustible, lo hacen apto y propicio para otros usos. Entre las múltiples variedades de petróleo se pueden mencionar los parafínicos (ricos en parafinas y ceras), los nafténicos (que contienen abundantes naftenos), los aromáticos (ricos en hidrocarburos bencénicos), etc. En general y pese a sus particularidades, los petróleos tienen la siguiente composición química:

Carbono : De 83% a 87%

Hidrógeno: De 11% a 14%

Azufre : De 0.05% a 3%

Oxígeno : Hasta 1.5%

Nitrógeno: Hasta 1%

Cloruros : Menos de 1%

y otras sales.

En nuestro país el petróleo de mayor calidad es el localizado en los yacimientos de la Costa Norte, pues es un crudo ligero, que no requiere procesos de refinación tan costosos como el que sí requiere el petróleo de nuestra selva, mucho más denso y pesado, y por ende, de menor calidad.

La empresa en estudio produce el crudo de mejor calidad.

DERIVADOS

Son innumerables los usos del petróleo, debido a las operaciones de destilación y refinado se puede obtener de él productos utilizables tanto con fines energéticos como industriales. Entre los principales derivados se puede mencionar la gasolina, el kerosene, el petróleo residual, la brea y el asfalto.

CALIDAD (Grado de API)

La empresa produce el mejor crudo del país, pasa por una serie de pruebas y evaluaciones, para eliminar completamente el agua, requiere descansar en los tanques de almacenamiento con sustancias químicas.

El gas no requiere ningún tratamiento especial.

De acuerdo al análisis del crudo la calidad del petróleo que produce la Empresa según el área de donde provenga esta entre 34º API y 37º API a condiciones estándares (60º F y 14.7 Lb/Pulg²). El porcentaje de azufre esta entre 0.06% y 0.08%.

Para el caso del gas sus componentes son hidrocarburos desde metano hasta hexano, CO₂ y N₂ cuyos porcentajes molares en mayor proporción se concentra en el metano.

4.2.2 PRODUCCION - TECNOLOGIA DE LA INDUSTRIA

DESCRIPCION DEL PROCESO PRODUCTIVO

El conocimiento del Proceso productivo tiene importancia para el análisis económico-financiero y nos va permitir tener una visión exacta del giro industrial de la Empresa, como también de su potencial tecnológico (Capacidad instalada real), parámetro que nos permitirá encontrar alternativas para la recuperación de la Empresa.

El Petróleo producido por la Empresa proviene del zócalo, zona Noroeste Talara. Como recurso natural escaso para ser extraído requiere de programas sostenidos de perforación que son llevados a cabo en una primera etapa mediante Programas de Exploración y Programas de Desarrollo como etapa siguiente.

Los Programas de Exploración amplían la cobertura de reservas y nuevas áreas para desarrollar.

Los Programas de Desarrollo permiten extraer el petróleo de áreas ya confirmadas y de donde se vienen produciendo el crudo.

Para llevar a cabo ambos programas, se requiere las etapas siguientes:

a) Selección del Proyecto

Para seleccionar el proyecto se debe tener en cuenta las siguientes evaluaciones:

- **Aspectos Geológicos**, se sintetizan en la Recomendación Geológica, donde se proponen los proyectos de probable filiación petrolífera, indicando el posible número de pozos a ser perforados y se da la información necesaria, como la ubicación geográfica, las coordenadas del objetivo, profundidad final estimada de perforación, y la columna estratigráfica (formaciones que se van atravesando para alcanzar el objetivo principal).

- **Aspectos de Reservorios**

La Presencia de petróleo o Gas no es suficiente para considerar económicamente atractivo el proyecto, es necesario que contenga un volumen

suficiente y que pueda ser producido, bajo esta consideración se evalúa el proyecto.

Se procede a la Evaluación de Reservas, determinando el volumen de hidrocarburos existentes en el reservorio, que pueden ser económicamente recuperados usando una tecnología probada.

Los métodos de estimación conocidos son:

- . Por curvas de declinación
- . Volumétrico
- . Balance de Materiales (Simulación, cálculos de balance de materiales y análisis del tren de declinación.

El método de curvas de declinación es estimado por correlación de pozos de igual formación, con el comportamiento productivo histórico.

El método Volumétrico depende de la siguiente parámetros: Espesor de formación, Porosidad de la roca, Saturación de agua, Factor de volumen de formación, Factor de recobro.

El método de balance de materiales depende de la información estadística de los pozos perforados, curvas de declinación, pruebas de presión, en base al comportamiento futuro del reservorio considerando su producción y presión. El volumen calculado representa la cantidad de fluido recuperable de petróleo. La

recuperación primaria representa aproximadamente el 15% del volumen insitu del reservorio. Por recuperación secundaria se puede obtener un 12% adicional del volumen insitu.

En la Empresa se utiliza el Método de Curvas de Declinación para el cálculo de las reservas de petróleo, y para el gas se estima las reservas mediante un factor de relación Gas/Petróleo (pies cúbicos/Bl, determinado por información estadística.

- **Evaluación del Proyecto**

El proyecto es evaluado económicamente considerando la siguiente información: Volumen de reservas existente en el yacimiento; reservas estimadas recuperables.

Número óptimo de pozos (espaciamiento adecuado), comportamiento futuro de la producción, inversión, costos de producción.

El método usado de evaluación es el flujo de caja descontado, cuyos parámetros de decisión son: Valor actual neto (VAN), Tasa interna de retorno (TIR), Período de recuero (PAY OUT), Relación ganancia/inversión (G/I).

El análisis de la evaluación económica, ayuda a decidir la factibilidad del proyecto.

b) Cronograma de perforación y construcción de plataformas.

Seleccionado los proyectos de perforación el Comité de Desarrollo-Producción propone el cronograma de perforación y construcción o reubicación de plataformas, cuantificandose las metas a obtener (Plan operativo).

c) Construcción y sentado de plataformas

Con la propuesta geológica, se conoce la profundidad de agua en la cual será sentada la plataforma, para el desarrollo del proyecto. A la fecha se han construido y sentado plataformas desde 40 a 377 pies de profundidad de agua. No se dispone de diseños como tampoco de facilidades para la construcción y lanzamiento de plataformas de mas de 400 pies de profundidad.

La construcción tanto del castillo "jacket" como el de las mesas, se hace por separado en el patio de construcción, con personal enteramente peruano.

El castillo se transporta a su ubicación en una barcaza, luego se sienta y se fija, para lo cual se hace uso de "pilotes", que son elevados a través de las patas. Posteriormente se instalan

las mesas y finalmente se colocan todas las facilidades para las operaciones de perforación.

d) Perforación de pozos

llevado a cabo mediante pozos dirigidos y verticales.

Primero se realiza el traslado y movimiento de equipo a la plataforma desde donde se perforara el pozo, luego se inicia la perforación con la clavada de la conductora, se baja el casing de superficie de 13 3/8" y se cementa, se continua la perforación y se baja el casing intermedio de 9 5/8" y se cementa; luego se toman registros eléctricos con el propósito de ir identificando a determinadas profundidades las formaciones que se van atravezando hasta llegar a la formación objetivo, así mismo se van extrayendo las muestras o "cores" para confirmar las formaciones y arenas de acuerdo a las características geológicas y estatigráficas.

e) Evaluaciones

La evaluación consiste en la toma de registros eléctricos a hueco abierto, antes de completar el pozo para confirmar la presencia de petróleo y

la porosidad de las arenas productivas, también se realiza el cálculo de saturación de agua en función de la porosidad y resistividad del agua, con los resultados obtenidos se decide completar el pozo o abandonarlo.

f) Completación de pozos

Terminada la perforación y las evaluaciones correspondientes, se inicia el proceso de completación bajando casing de producción de 5 1/2", luego se cementa.

Luego viene la etapa de baleo y fracturamiento.

Método Convencional de Baleo (Por etapas)

Este método consistía en aislar una arena de otra, (mediante packer), con el propósito de evaluarlas independientemente.

Luego se procede al baleo, pero este sistema restringe la salida del petróleo en un 60% requiriéndose el fracturamiento que consiste en ampliar el área de producción mejorando la permeabilidad de la arena.

Método Avanzado (TCP). A partir de 1993 se viene aplicando este método con mejores resultados que el método convencional.

Por diferencia de presiones, la presión hidrostática (columna de fluidos) y la presión de

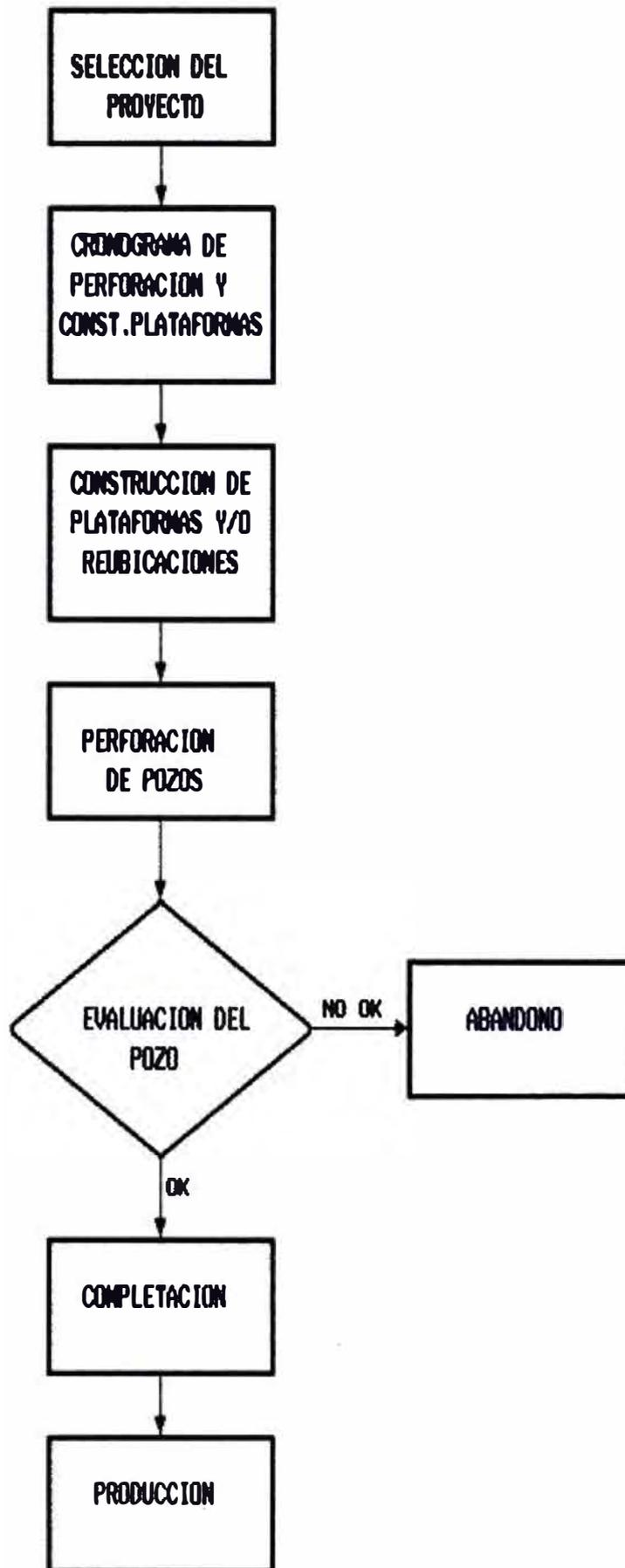
la formación que es mucho menor se realiza el baleo, obteniéndose una mayor eficiencia de flujo de fluidos con respecto al método convencional. La limpieza de la formación es óptima y por consiguiente se espera mayor producción de petróleo (no se requiere de fracturamiento).

g) Producción

Antes que se inicie la etapa de baleo se instalan las facilidades de producción en la superficie, el skid de producción que esta compuesto por separadores, sistemas de válvulas (manifolds), medidores, líneas que deben estar conectadas, el petróleo emulsionado sale a la superficie en dos fases líquida y gaseosa y va a los separadores, una línea de salida para gas, mediante manómetros se mide el volumen y la presión del mismo; otra línea de salida para el petróleo mediante bombas de impulsión se traslada el crudo a los tanques de almacenamiento en tierra y otra línea de salida para el agua de formación que se impulsa al mar.

El flujo del proceso productivo se muestra en el gráfico N° 10.

ETAPAS PARA LLEVAR A CABO UN PROGRAMA DE
DESARROLLO



4.2.3 SITUACION OPERATIVA

a) RESERVAS

El nivel de reservas es medido considerando el límite económico de los pozos en un momento determinado, esta sujeto a revisión anual, reajustandose cada año considerando los resultados de la perforación de pozos de los programas exploratorios, desarrollo y los estudios geológicos correspondientes.

De 1986 a 1992 las reservas descubiertas probadas desarrolladas de petróleo descendieron al 53% de 54,528 MBBLs en 1986 a 28,652 MBBLs en 1992 al no haberse logrado descubrimientos significativos debido al menor número de pozos perforados al disminuir el nivel de perforación de desarrollo de 34 pozos en 1986 a 12 pozos en 1992 con un factor de éxito en la perforación de 81% y 58% respectivamente.

Las reservas por descubrir probadas no desarrolladas de petróleo se incrementaron en 11% de 49,925 MBBLs en 1986 a 55,335 MBBLs en 1992 por las actividades y resultados obtenidos anteriormente.

Las reservas por descubrir probables tendió a incrementarse inicialmente con los programas de exploración que se ejecutaron hasta 1989 para luego descender a los niveles iniciales 42,500 MBBLs en 1986 vs 45,135 MBBLs en 1992 y las reservas posibles tendió a incrementarse por falta de perforación de pozos confirmatorios de 162,180 MBBLs en 1986 a 183,080 MBBLs en 1992.

Las reservas de gas se vieron afectadas por las mismas razones mencionadas para el petróleo, tal como se muestra en los Cuadros N° 7 y N° 8 y Gráfico N° 11 y N° 12.

b) PERFORACION

La actividad de perforación disminuyó significativamente desde el año 1986 que se perforaron 224,146 pies con cinco equipos (uno de ellos no operó todo el año), a 34,800 pies en 1991 con tres equipos y 88,122 pies en 1992 con cuatro equipos (dos de ellos ingresaron a mitad de año). Debido principalmente a la capacidad de los equipos de perforación que no son adecuados para perforar a las profundidades actualmente requeridas y estar limitados a operar con una empresa estatal, Serpetro (Empresa del Estado,

ESTIMADO DE LAS RESERVAS DE PETROLEO
Al 31 de Diciembre
(Miles de Barriles)

ANO	PROBADAS			Probables	Posibles
	Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
1975	45,707	28,880	74,387	39,650	126,250
1976	46,309	21,560	67,869	27,790	139,190
1977	47,334	13,040	60,374	17,370	115,560
1978	45,946	14,920	60,866	16,940	139,310
1979	49,879	14,750	64,629	34,620	133,570
1980	47,410	26,520	73,930	42,070	173,800
1981	65,807	41,510	107,317	63,730	139,560
1982	65,480	45,920	111,400	62,640	142,300
1983	55,385	51,190	106,575	47,960	136,770
1984	59,175	49,950	109,125	48,110	138,040
1985	55,378	44,140	99,518	60,110	169,500
1986	54,528	49,925	104,453	42,500	162,180
1987	45,721	49,415	95,136	45,185	157,370
1988	39,694	59,620	99,314	58,950	160,520
1989	38,034	59,765	97,799	61,160	162,680
1990	36,872	58,805	94,677	45,080	129,960
1991	30,800	55,400	86,200	57,100	178,400
1992	28,652	55,335	83,987	45,135	183,080

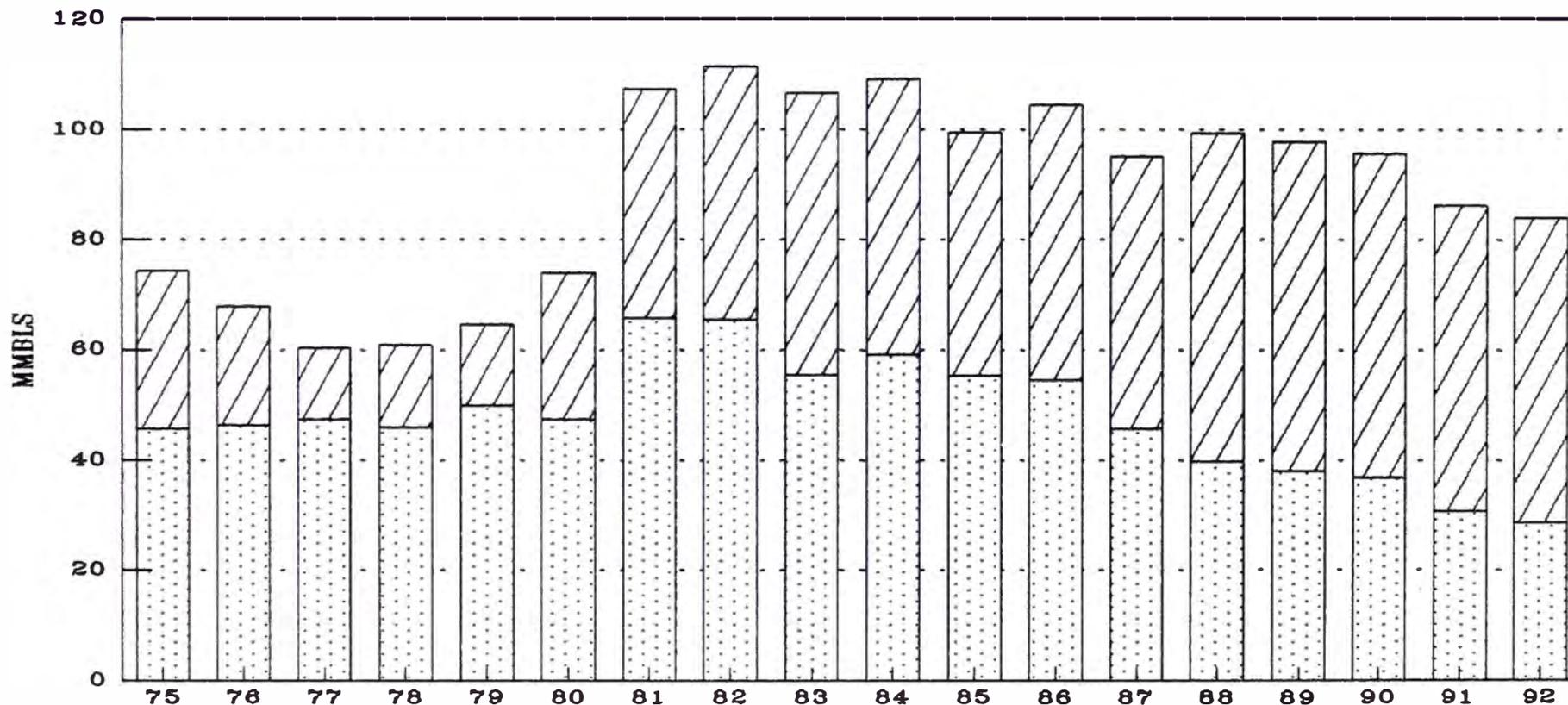
FUENTE: PETROMAR

ESTIMADO DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL
Al 31 de Diciembre
(Millones de Pies Cubicos)

ANO	PROBADAS			Probables	Posibles
	Desarrolladas	No desarrolladas	Total		
1975	119,400	30,000	149,400	48,500	500,520
1976	120,972	56,320	177,292	72,595	363,602
1977	277,310	76,395	353,705	45,375	301,874
1978	259,687	84,327	344,014	44,251	363,915
1979	267,990	83,366	351,356	90,435	348,920
1980	204,760	149,889	354,649	109,802	454,011
1981	175,782	116,228	292,010	165,698	404,724
1982	134,791	119,392	254,183	162,864	398,440
1983	123,292	113,954	237,246	106,951	304,997
1984	114,504	96,903	211,407	93,333	267,798
1985	134,916	88,280	223,196	119,520	337,320
1986	134,746	99,850	234,596	85,000	324,360
1987	83,001	55,910	138,911	64,180	270,150
1988	115,552	135,194	250,746	132,771	317,212
1989	111,990	141,789	253,779	141,278	319,934
1990	109,942	139,863	249,805	124,347	355,199
1991	101,920	133,796	235,716	135,160	371,039
1992	75,251	190,005	265,256	171,974	634,592

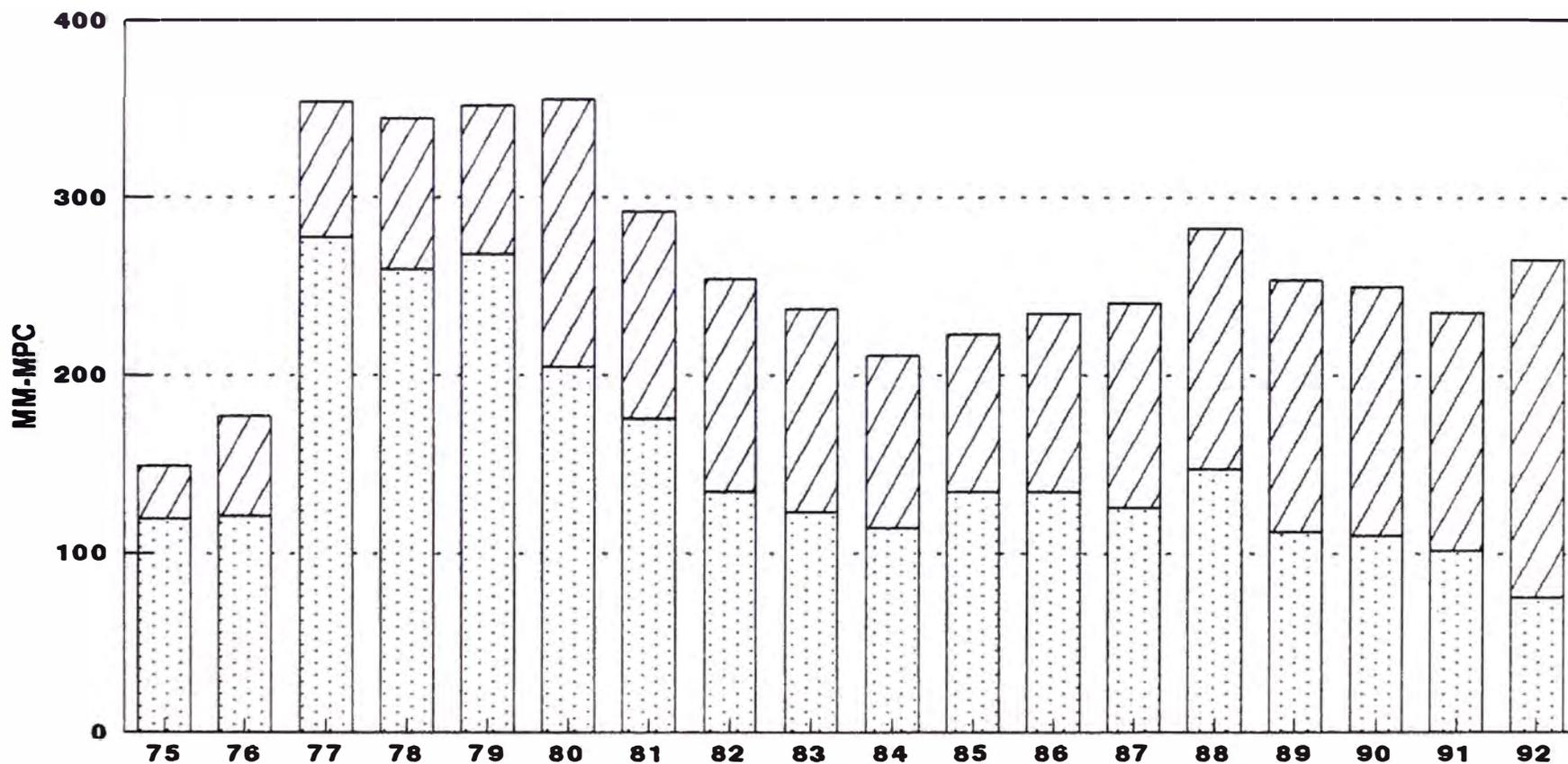
FUENTE: PETROMAR

EVOLUCION DE RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO 1975 - 1992



TOTAL		74	68	60	61	65	74	107	111	107	109	100	104	95	99	98	96	86	84
NO DESARROLL.		29	22	13	15	15	27	42	46	51	50	44	50	49	60	60	59	55	55
DESARROLL.		46	46	47	46	50	47	66	65	55	59	55	55	46	40	38	37	31	29

EVOLUCION DE RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL 1975 - 1992



TOTAL		149	177	354	344	351	355	292	254	237	211	223	235	241	283	254	250	236	265
NO DESARROLL.	▨	30	56	76	84	83	150	116	119	114	97	88	100	115	135	142	140	134	190
DESARROLL.	▤	119	121	277	260	268	205	176	135	123	115	135	135	126	148	112	110	102	75

filial de PETROPERU que alquila los equipos), agravandose esta situación por las dificultades mecánicas que no podían superar.

Por otro lado la disponibilidad de los equipos fue disminuyendo de cinco a dos, uno de los cinco fue siniestrado a consecuencia de un reventón, otros quedaron paralizados, reduciendose a dos equipos operativos en 1992, hecho que motivo contratar dos equipos que entraron a operar en julio'92, no lograndose los resultados esperados. Adicionalmente a fines de 1988 y durante 1989 se contrato un equipo para perforar desde tierra, difiriendose el contrato de un segundo equipo por razones económico-legales.

Los programas de perforación también se vieron afectados por problemas logísticos, procedimientos largos para el abastecimiento de materiales (partes, repuestos y suministros) y financieros por falta de liquidez de la Empresa para compras inmediatas.

En los Cuadros N° 9 y N° 10 y Gráficos N° 13 y N° 14 y N° 15 se muestra la actividad de perforación (Número de pozos y pies perforados y utilización de equipos de perforación).

POZOS PERFORADOS 1975 - 1992

AÑO	POZOS PERFORADOS EN EL AÑO				POZOS PERFORADOS EN EL AÑO		
	COMPLETADOS	ABANDONADOS	TOTAL	% ÉXITO	EXPLORATORIO	DESARROLLO	TOTAL
1975	31	7	38	81.58	13	25	38
1976	36	7	43	83.72	6	37	43
1977	39	7	46	84.78	6	40	46
1978	35	11	46	76.09	5	41	46
1979	44	9	53	83.02	1	52	53
1980	47	16	63	74.60	5	58	63
1981	47	10	57	82.46	9	48	57
1982	63	14	77	81.82	10	67	77
1983	39	18	57	68.42	16	41	57
1984	51	14	65	78.46	13	52	65
1985	46	13	59	77.97	6	53	59
1986	30	7	37	81.08	3	34	37
1987	20	3	23	86.96	2	21	23
1988	23	4	27	85.19	2	25	27
1989	30	5	35	85.71	1	34	35
1990	12	2	14	85.71		14	14
1991	3	3	6	50.00		6	6
1992	7	5	12	58.33		12	12

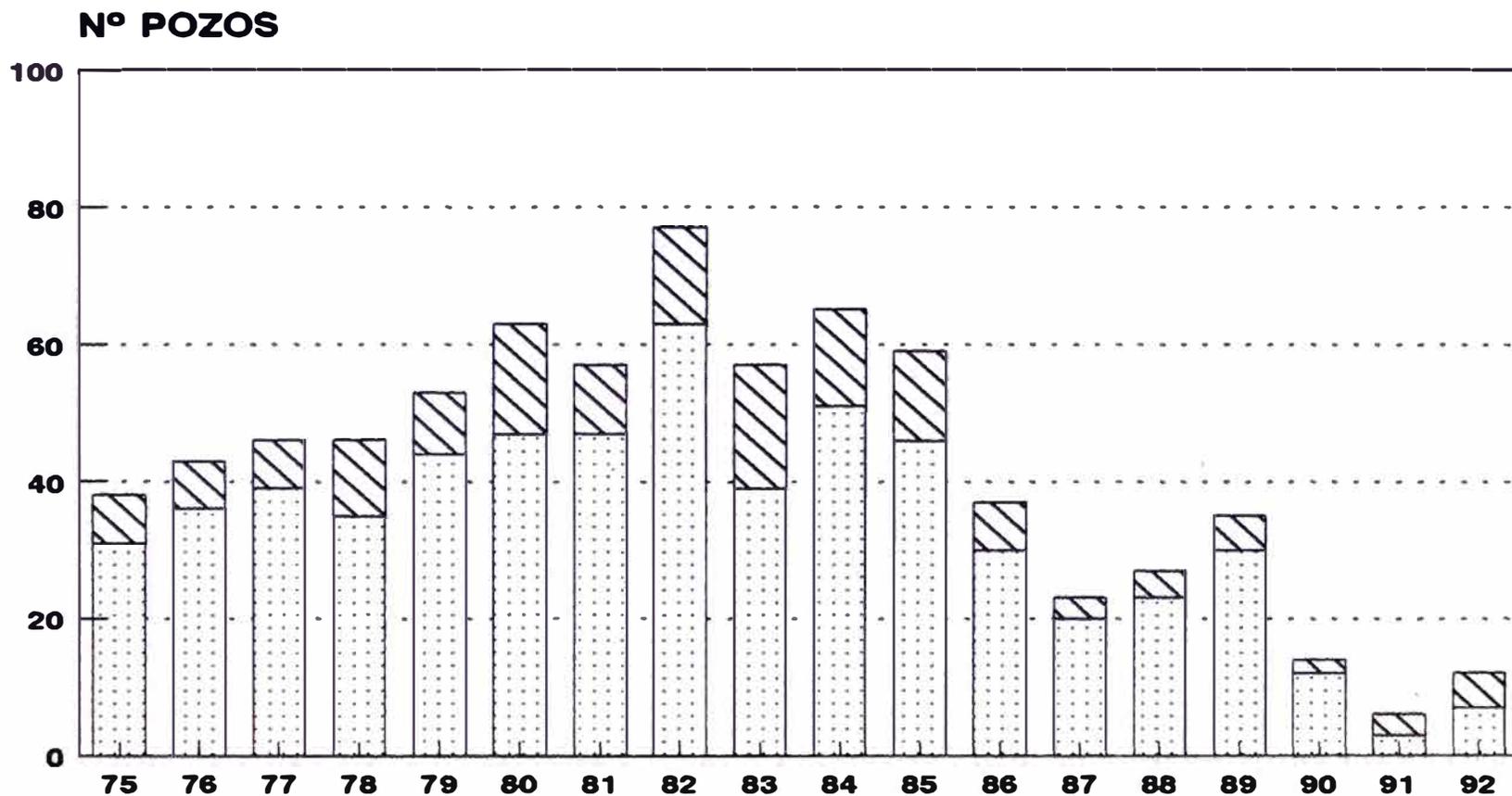
FUENTE: PETROMAR

PIES PERFORADOS POR EQUIPOS

AÑO	EQ I	EQ II	EQ III	EQ IV	EQ V	EQ VI	EQ VII	EQ VIII	GLOMAR	ZAP./PEP	P-40	P-48	TOTAL
1975	8, 377	31, 243	34, 342	35, 972	47, 222	40, 390			6, 855				196, 024
1976		21, 194	74, 731	20, 344	64, 812	67, 903							248, 984
1977		50, 432	42, 220	54, 561	53, 623	61, 965							262, 801
1978		55, 868	11, 485	66, 564	54, 343	79, 820							268, 080
1979		30, 515	66, 958	87, 150	32, 066	71, 106							287, 795
1980		68, 941	56, 069	45, 800		54, 801	44, 513						270, 124
1981		53, 809	59, 070	45, 776		55, 859	48, 339	26, 854					289, 707
1982		58, 292	67, 061	58, 020		60, 388	57, 906	69, 366					371, 033
1983		51, 897	44, 658	35, 239		51, 177	63, 076	37, 929					283, 976
1984		42, 483	62, 521	37, 103		55, 127	76, 349	62, 840		5, 000			341, 423
1985		3, 257	41, 873	88, 301		84, 814	59, 653	49, 155					327, 053
1986			6, 729	62, 479		82, 603	33, 905	38, 430					224, 146
1987			45, 350	26, 601		16, 720	24, 799	30, 304					143, 774
1988			49, 651	43, 044		35, 233	34, 969	24, 769		6, 126			193, 792
1989			36, 805	11, 530		46, 606	41, 957	22, 526		62, 289			221, 713
1990			11, 480			25, 062	30, 605	34, 531					101, 678
1991						28, 149	3, 589	3, 062					34, 800
1992						41, 255		25, 429			9, 836	11602	88, 122

FUENTE: PETROMAR

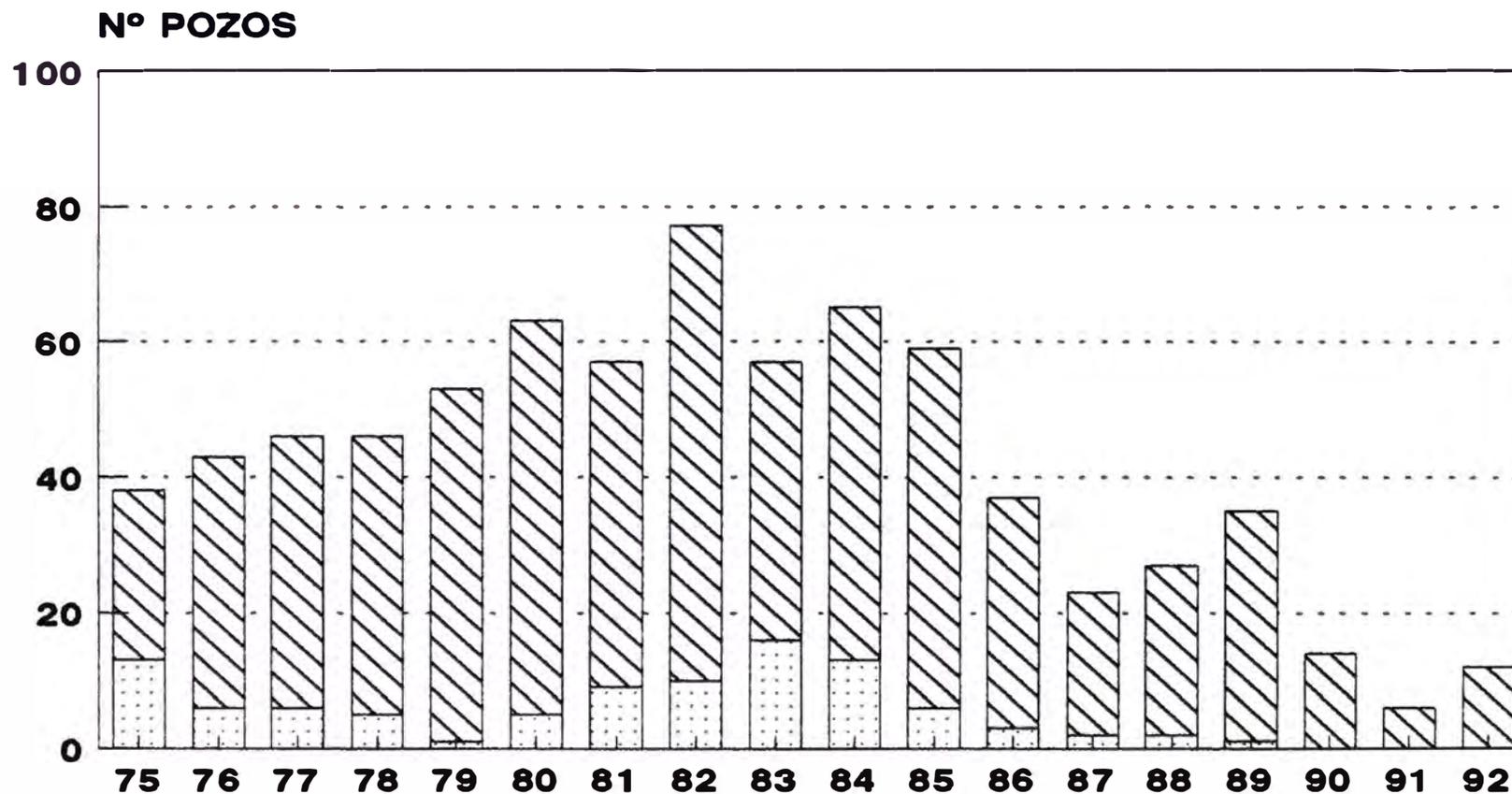
POZOS PERFORADOS COMPLETADOS - ABANDONADOS (1975 - 1992)



TOTAL		38	43	46	46	53	63	57	77	57	65	59	37	23	27	35	14	6	12
ABANDONADOS		7	7	7	11	9	16	10	14	18	14	13	7	3	4	5	2	3	5
COMPLETADOS		31	36	39	35	44	47	47	63	39	51	46	30	20	23	30	12	3	7

POZOS PERFORADOS EXPLORATORIOS - DESARROLLO (1975 - 1992)

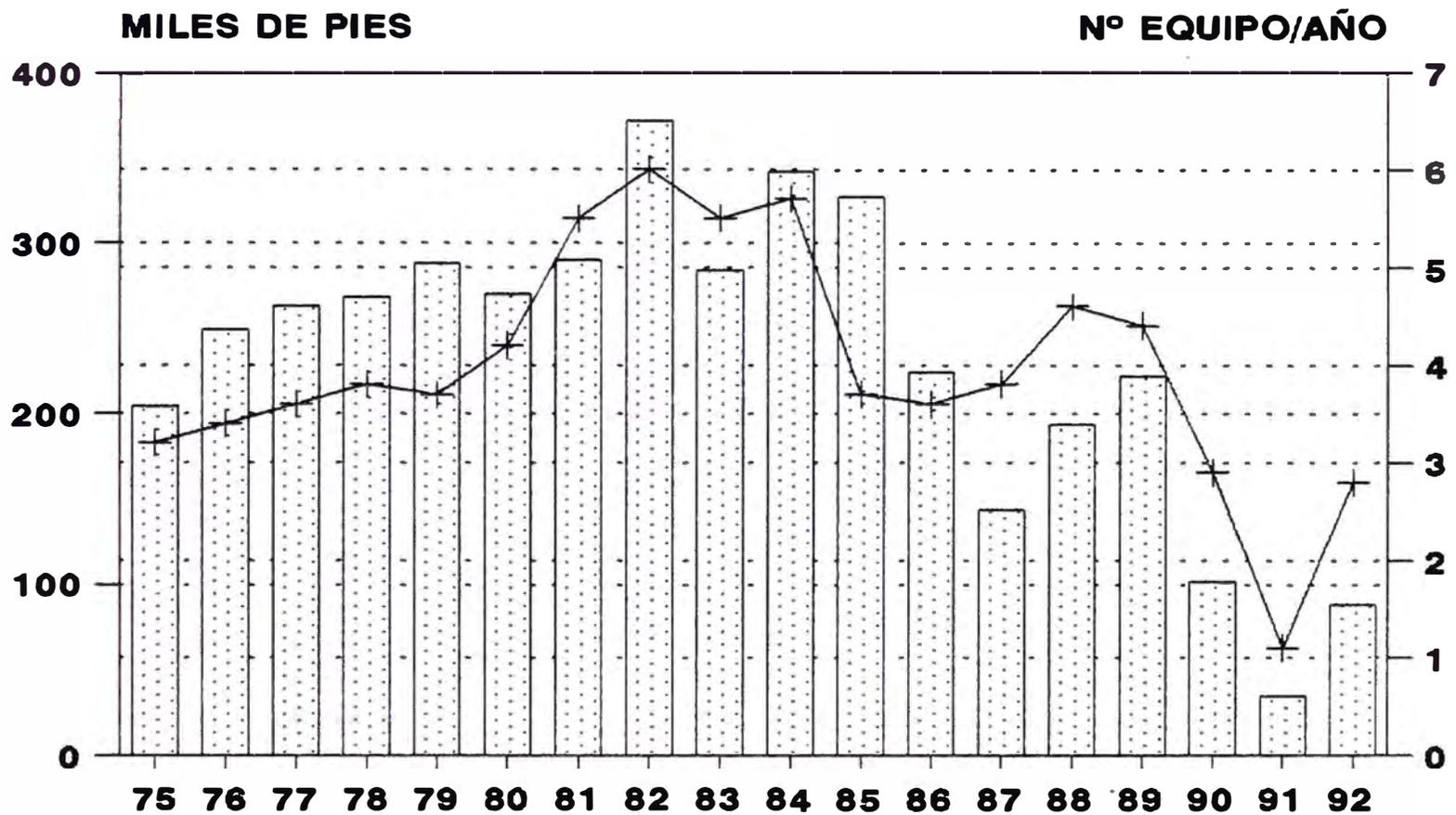
GRAFICO Nº 14



TOTAL		38	43	46	46	53	63	57	77	57	65	59	37	23	27	35	14	6	12
DESARROLLO		25	37	40	41	52	58	48	67	41	52	53	34	21	25	34	14	6	12
EXPLORATORIO		13	6	6	5	1	5	9	10	16	13	6	3	2	2	1	0	0	0

PIES PERFORADOS VS EQUIPO/AÑO

1975 - 1991



NºEQUIP./AÑO	+	3,2	3,4	3,6	3,8	3,7	4,2	5,5	6	5,5	5,7	3,7	3,6	3,8	4,6	4,4	2,9	1,1	2,8
MILES DE PIES	■	204	249	263	268	288	270	290	371	284	341	327	224	144	194	222	102	35	88

c) PRODUCCION

La Empresa desarrolla actualmente sus actividades de producción en cuatro campos en el zócalo continental, Organos, Peña Negra, Lobitos, Litoral y Providencia, Ver Gráfico Nº 16. Las características de los yacimientos del área en la cual opera la Empresa exige que para mantener un determinado nivel de producción se haga imperativo desarrollar una sostenida actividad de perforación.

En el cuadro Nº 11 se muestra los niveles de producción desde los últimos 17 años, observando que durante el período de operación de la Empresa la producción ha declinado significativamente a partir de 1987 25,142 BPD vs 15,485 BPD en 1992, habiéndose disminuido a un 62%.

Debido principalmente a la menor perforación de pozos que trajo como consecuencia una reducción significativa del aporte productivo de pozos nuevos que descendió de 5,700 BPD en 1986 a 5 BPD en 1991 y 609 BPD en 1992, se sumo la disminución de la producción de pozos perforados en años anteriores en proporción mayor a la declinación normal debido a problemas operativos por altos índices de parada de compresores y bombas de subsuelo para levantamiento artificial

PRODUCCION DE PETROLEO 1975 - 1992
(BPD)

AÑOS	PRODUCCION PRIMARIA			PRODUCCION SECUNDARIA	PRODUCCION TOTAL
	PROD. VIEJA	PROD. NUEVA	TOTAL		
1975	26,580	1,703	28,283	591	28,874
1976	22,523	8,792	31,315	661	31,976
1977	23,838	3,606	27,444	1,106	28,550
1978	21,702	4,205	25,907	2,089	27,997
1979	18,834	6,680	25,514	2,811	28,325
1980	19,633	4,609	24,242	3,637	27,879
1981	19,896	3,044	22,940	3,835	26,775
1982	18,197	4,967	23,164	4,562	27,726
1983	17,678	2,504	20,182	4,566	24,747
1984	18,138	2,889	21,027	5,602	26,628
1985	17,574	5,155	22,729	4,813	27,542
1986	16,824	5,700	22,524	4,230	26,754
1987	18,860	2,939	21,799	3,343	25,142
1988	18,841	871	19,712	3,639	23,351
1989	14,887	2,150	17,037	3,530	20,567
1990	16,220	2,263	18,483	2,790	21,273
1991	14,128	5	14,133	2,302	16,435
1992	12,636	609	13,245	2,240	15,485

FUENTE: PETROMAR

ocasionadas por falta de repuestos (37% de ítems en stock cero).

Por tratarse de gas asociado, la producción de gas se vio afectada por las mismas razones mencionadas para el petróleo. Ver Cuadro Nº 12 y Gráficos Nº 17, Nº 18 y Nº 19.

Del total de producción de gas se vende aproximadamente el 31%, estableciéndose 18,000 MPCD (miles de pies cúbicos por día). El balance de utilización de gas se muestra en el Gráfico Nº 20.

d) EQUIPOS Y FACILIDADES DE PRODUCCION

Durante los últimos cinco años, los equipos no han sido renovados y los existentes se han ido deteriorando llegando a superar su período de vida útil, de tal manera que para conservar las operaciones en condiciones adecuadas, actualmente se requiere hacer inversión en mantenimiento y reposición de equipos y facilidades de producción.

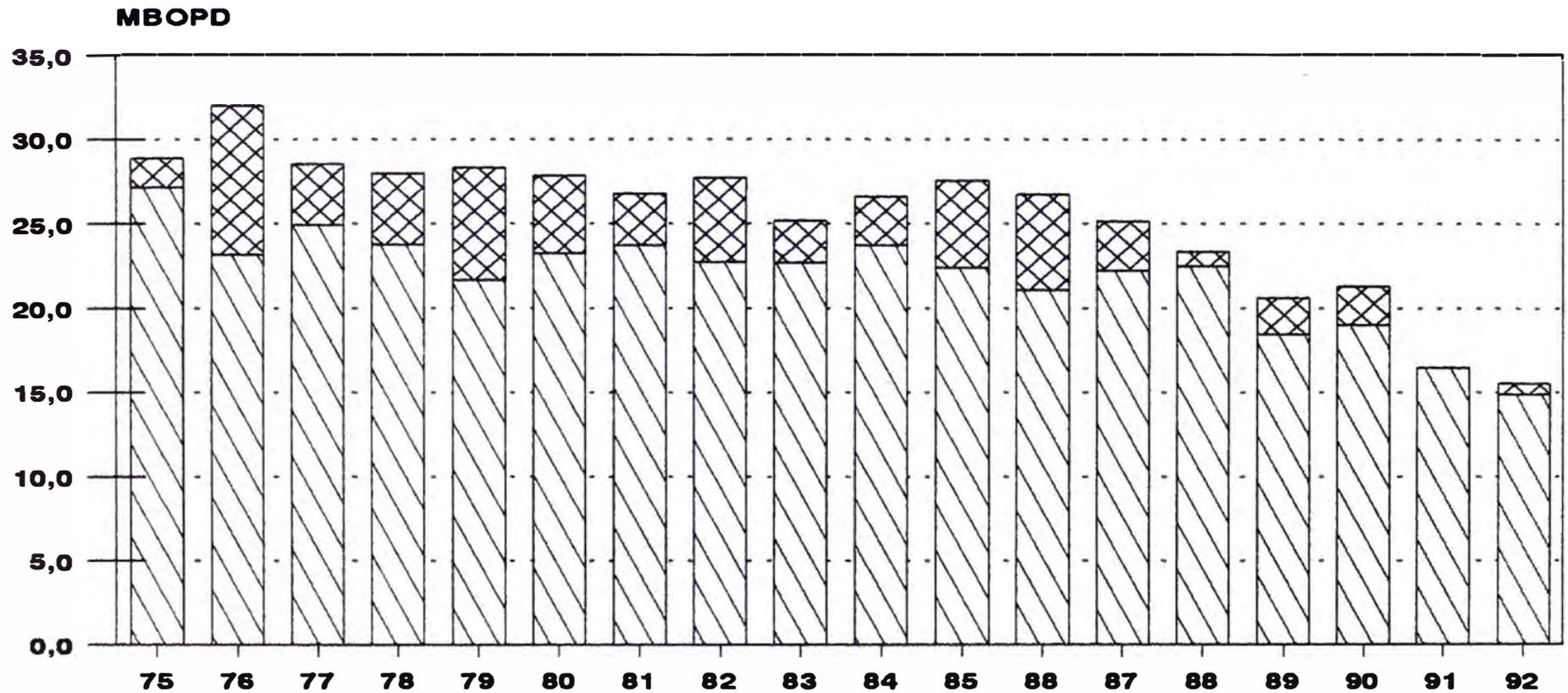
4.2.4 SITUACION ADMINISTRATIVA

Los recursos humanos con que cuenta la Empresa esta distribuida en Lima y Talara a nivel administrativo,

CUADRO N. 12

PRODUCCION DE GAS		
	MPCD	MMPC
1980	58,548	21,429
1981	54,061	19,732
1982	58,843	21,478
1983	68,808	25,115
1984	72,148	26,406
1985	73,198	26,717
1986	81,305	29,676
1987	84,605	30,881
1988	84,004	30,745
1989	69,855	25,497
1990	68,456	24,986
1991	62,781	22,915
1992	56,223	20,578

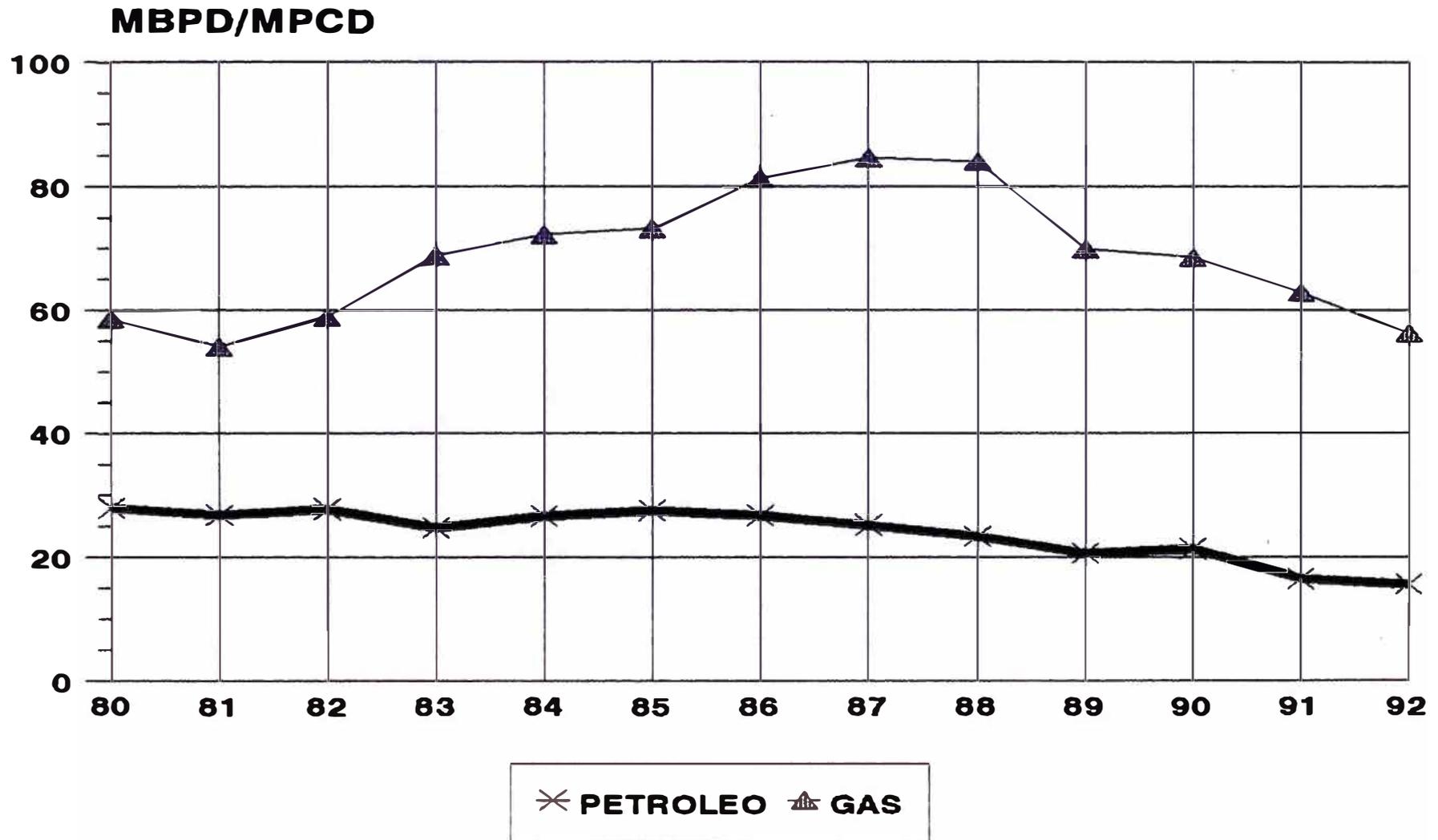
PRODUCCION DE PETROLEO 1975 - 1992



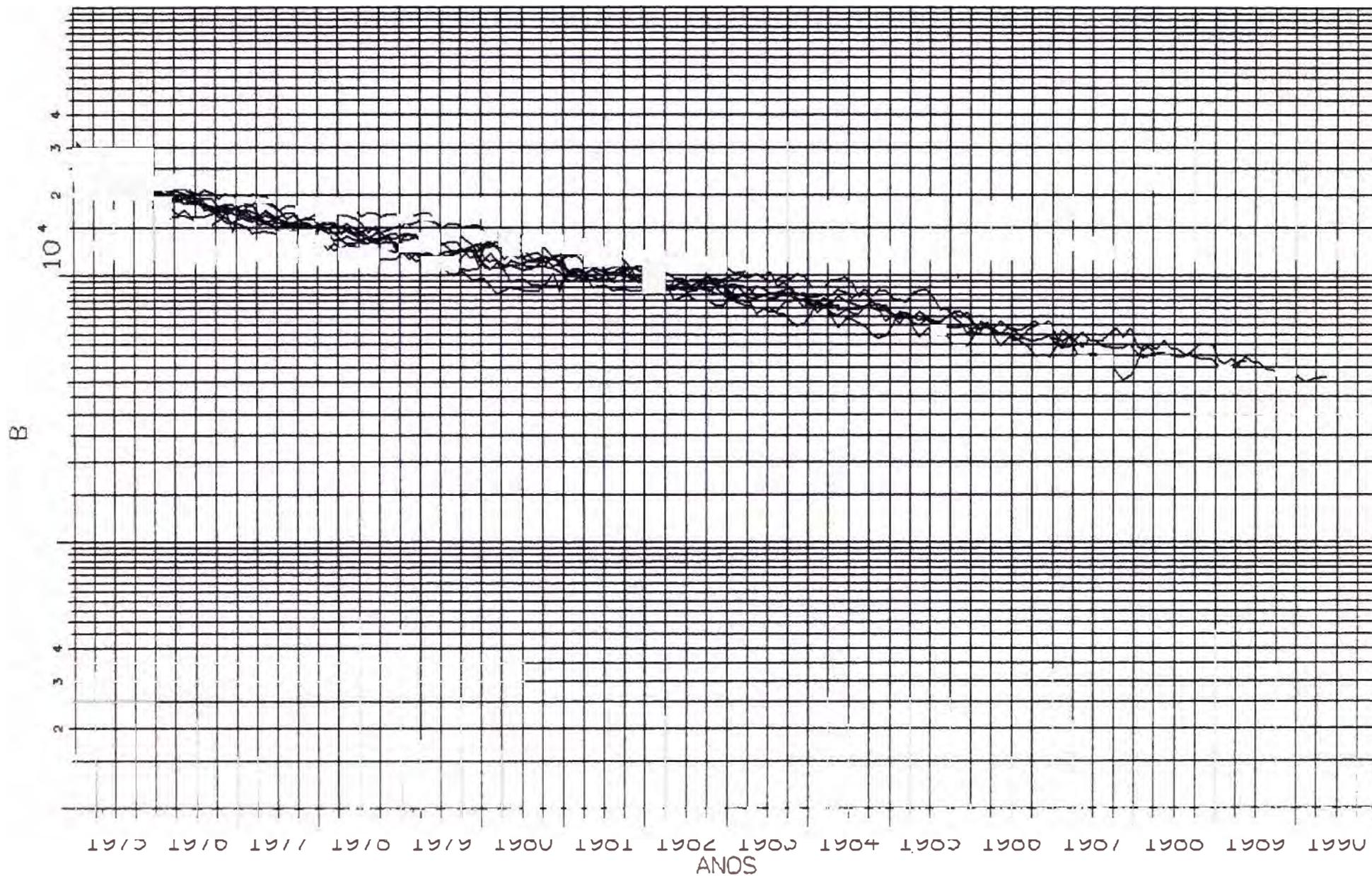
TOTAL	28,9	32,0	28,6	28,0	28,3	27,9	26,8	27,7	25,2	26,6	27,5	26,8	25,1	23,4	20,6	21,3	16,4	15,5
NUEVA	1,7	8,8	3,6	4,2	6,7	4,6	3,0	5,0	2,5	2,9	5,2	5,7	2,9	0,9	2,2	2,3	0,0	0,6
VIEJA	27,2	23,2	24,9	23,8	21,6	23,3	23,7	22,8	22,7	23,7	22,4	21,1	22,2	22,5	18,4	19,0	16,4	14,9

AÑO

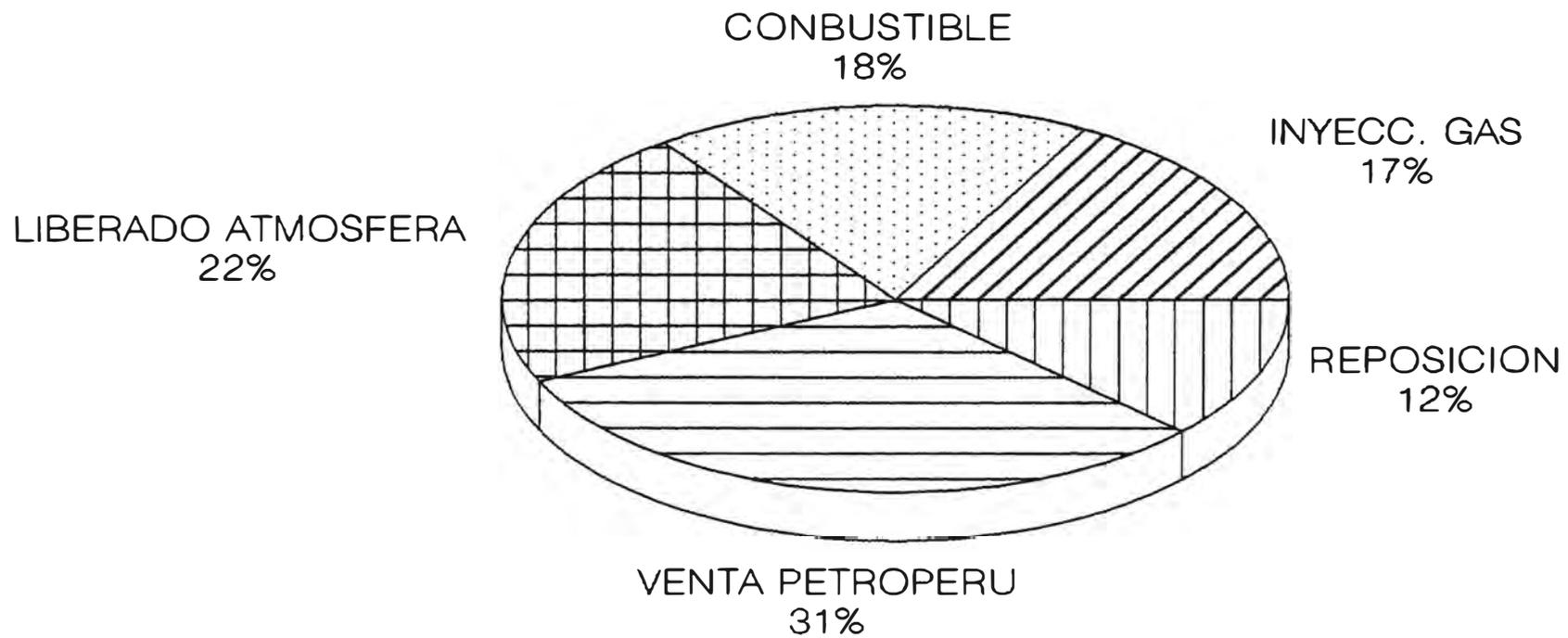
COMPORTAMIENTO HISTORICO DE LA PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS



DECLINACION HISTORICA DE POZOS PRODUCTORES



BALANCE DE UTILIZACION DE GAS



empleado y obrero, la evolución del personal desde 1985 en que se resindió el contrato con Belco Petroleum Corporation se debió principalmente a decisiones políticas del Gobierno de turno aumentando los costos de remuneraciones y beneficios significativamente de 13,160 MUS\$ en 1986 a 47,206 MUS\$ en 1990, 43,921 MUS\$ en 1991, habiendo descendido en 1992 a 30,326 MUS\$ por el programa de reducción de personal iniciado en 1991.

A continuación se muestra la evolución del personal.

EVOLUCION DEL PERSONAL

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
ADMINIST.	149	117	168	191	213	275	232	191
EMPLEADOS	200	245	225	250	309	382	333	292
OBREROS	242	181	217	278	844	1238	1122	1085
TOTAL	591	543	610	719	1366	1895	1687	1568

FUENTE: PETROMAR

CONTRATISTAS: Personal de Cooperativas								
AÑO	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
	1910	1954	1909	1995	1393	1240	1229	885

FUENTE: PETROMAR

Cuando la Empresa pasa a formar parte de la estrategia de privatización de la matriz PETROPERU S.A. entro en reorganización considerando transferirla al sector privado, iniciandose un Programa de Racionalización del Personal con incentivos pecuniarios con el propósito de mantener el personal necesario acorde a la nueva organización planteada lograndose una disminución del 17%. Cabe precisar que la nueva operadora no tendría compromiso con el personal de Petromar, sólo preferencia al conformar su nueva organización.

La estructura de la organización actual tiene los siguientes niveles:

- Nivel Dirección : Junta de Accionistas
Presidente de Directorio
Directores (6)
- Organos control : Control Interno
- Nivel Ejecutivo : Gerencia General
- Organos Asesores : Asesorías

Niveles de Linea :

Primer Nivel : Jefes de Area (Lima)
Superintendentes (Talara)

Segundo Nivel : Jefes de Departamento

Tercer Nivel : Jefes de Sección

4.2.5 SITUACION ECONOMICO-FINANCIERA

El capital social autorizado de la Empresa fue (I/.280,000 equivalente a 2,800 acciones de I/. 100 /cu) fue incrementado mediante Junta General de Accionistas N° 01-90-PMSA del 30-04-90 a S/. 22,160 que son integramente suscritos por Petroperú y esta representado por 22,160 acciones nominativas de un valor de S/. 1 /cu. y equivalen a 20,410 MUS\$.

Desde que se creo la Empresa como filial de PETROPERU S.A. se ha visto afectada por no disponer libremente de la comercialización de sus productos (petróleo y gas). Inicialmente se estableció contractualmente que durante el período de transición comprendido entre el 27 de Diciembre de 1985 y el 30 de Setiembre de 1987, se adoptaría el sistema de costos reembolsables, para lo cual PETROPERU S.A. reembolsaría los costos incurridos a fin de cubrir las actividades desarrolladas por Petromar durante dicho período.

A partir del 1ro Octubre de 1987, Petromar recibió como tarifas provisionales, y hasta que se apruebe el contrato que celebrarán las partes, las siguientes:

- US\$ 10.17 por barril de crudo extraídos y entregado a PETROPERU S.A.
- US\$ 0.61 por millar de pies cúbicos de gas asociado extraído y entregado a PETROPERU S.A.

Ambas tarifas eran inferiores en aproximadamente 50% del precio internacional.

El Acuerdo de Bases antes mencionado establecía también que PETROPERU S.A. efectuaría los aportes de capital necesarios anualmente para cubrir las inversiones corrientes y no corrientes, no cubiertas en las tarifas.

Estas tarifas se mantuvieron vigentes hasta Enero'91. A partir de esa fecha se estableció contractualmente el pago de una tarifa indexada a un porcentaje de una canasta internacional de crudos de similar calidad al que produce la Empresa y para el gas una tarifa indexada a un porcentaje del valor calorífico de una canasta equivalente de residuales.

Estas tarifas significaron un incremento sustancial para el petróleo 56% en 1991 y 61% en 1992, con una tarifa promedio de 15.87 US\$/Bl vs 16.39 US\$/Bl, respectivamente y para el gas 104% en 1991 y 149% en

1992 obteniéndose una tarifa promedio de 1.25 US\$/Bl vs 1.52 US\$/Bl respectivamente.

A la situación anterior se sumo el aumento significativo de personal no por razones operativas, sino por criterios políticos que hizo que varias de las actividades que eran prestados por intermedio de terceros, fueran incorporadas como actividades permanentes de la Empresa.

Finalmente la situación económica del país, que genero distorsiones en las operaciones comerciales por la inflación, diversas regulaciones para las operaciones en moneda extranjera en virtud de las cuales existía un sistema de varias paridades cambiarias; a su vez pactos laborales y contratos indexados que hicieron que la situación económico - financiera de la Empresa se deteriore.

Los resultados económico financieros registrados desde 1986 a 1992, muestran la crisis por la que vino atravezando la Empresa, la pérdida de capital de trabajo a partir de 1989 afecto su operatividad; la falta de rendimiento de los ingresos acentuó la descapitalización y reducción patrimonial que se torno negativo desde 1990.

La rentabilidad empresarial sobre los ingresos se ha mantenido en niveles reducidos y negativos a partir de 1989, revirtiendose este efecto en 1992 (2%) Ver

cuadro N^o 13, por efectos de las nuevas tarifas, en cuanto a la rentabilidad de los activos empresariales el efecto fue similar alcanzando en 1992 (5%).

De acuerdo al análisis de indicadores financieros desde 1986 a 1992 se confirma el deterioro que a venido experimentando el patrimonio y los niveles negativos de rentabilidad de la Empresa.

El indicador promedio de liquidez corriente de la Empresa, muestra la disminución de su capacidad económico financiera para afrontar su endeudamiento con terceros de 1.29 en 1986 llego a 0.19 en 1990, recuperandose a 0.77 en 1992, lo que indica que las deudas de corto plazo sólo estaban cubiertas en 77%, quedando un saldo por cubrir.

El índice promedio de apalancamiento financiero, endeudamiento patrimonial (solvencia). demuestra el deterioro del patrimonio con resultados negativos, no habiéndose realizado aportes de capital para mejorar su relación deuda/patrimonio, en 1992 alcanzo la cifra negativa de (55.7).

La rentabilidad ha sido uno de los indicadores mas afectados, no solo por que la producción que fue transferida a pérdida sino también por las

CUADRO Nº 13

ESTADO DE GANACIAS Y PERDIDAS	
MUS\$	
INGRESOS	1992
<hr/> <hr/>	
PETROLEO	92, 504
GAS	9, 781
OTROS INGRESOS	356
<hr/>	
TOTAL	102, 641
<hr/>	
EGRESOS	
<hr/> <hr/>	
GASTOS DE PRODUCCION	18, 835
GASTOS DE FACILIDADES	39, 028
DEPRECIACION Y AMORTIZACION	22, 826
POZOS SECOS	6, 417
GASTOS GENERALES - LIMA	2, 659
GASTOS GENERALES - NEGRITOS	9, 071
<hr/>	
TOTAL	98, 835
<hr/>	
UTILIDAD DE OPERACION	3, 807
<hr/>	
OTROS (CARGOS) Y CREDITOS	
<hr/> <hr/> <hr/>	
CARGAS EXCEPCIONALES	(2, 814)
INGRESOS FINANCIEROS	38
CARGAS FINANCIERAS	(1, 923)
INGRESOS EXCEPCIONALES	2, 215
DIFERENCIAS DE TRASLACION	4, 202
<hr/>	
TOTAL	1, 718
<hr/>	
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	5, 525
<hr/> <hr/>	

FUENTE: PETROMAR

distorsiones macroeconómicas, la utilidad operativa negativa disminuyó adicionalmente por efecto de las diferencias de cambio desfavorables para la Empresa, al haber morosidad por pago a los acreedores. a continuación se muestra los resultados obtenidos.

INDICADORES FINANCIEROS				
	LIQUIDEZ	SOLVENCIA	RENTABILIDAD VENTAS	ACTIVOS
1986	1.29	20.99	1.75	0.003
1987	1.17	34.70	0.04	0.01
1988	1.64	1.22	0.27	0.15
1989	0.95	9.54	(0.31)	(0.29)
1990	0.19	(3.23)	(1.07)	(1.20)
1991	0.39	(7.14)	(0.06)	(0.23)
1992	0.77	(55.70)	0.02	0.05

4.2.6 ANALISIS DE COSTOS

a) COSTOS DE PERFORACION

Se analiza este rubro por ser la inversión más significativa de la Empresa.

la estructura de los costos de perforación por naturaleza de gasto tiene la siguiente estructura:

- Servicios efectuados por terceros (se considera el servicio de equipo en forma

independiente por ser relevante su participación).

- Materiales

- Facilidades

La composición de los costos por naturaleza de gastos se distribuyen de la siguiente manera: servicio del equipo de perforación 41%, otros servicios 20%, materiales 32% y facilidades 7%.

La composición de costos en fijos y variables son en promedio 12% y 88% respectivamente, distribuyendose los costos variables de la siguiente manera: 22% varía con la profundidad, el 57% varía con el tiempo y el 9% con actividades ocasionales y condiciones de operación.

El costo promedio por pie perforado se ha incrementado significativamente en los últimos años por el mayor tiempo empleado en la perforación ocasionados principalmente por reparación de equipos e instalaciones, falta de materiales oportunamente, falta de capacidad del equipo de perforación para perforar a mayores profundidades, ascendiendo en promedio de 160 US\$/pie en 1991 a 260 US\$/pie en 1992.

Los costos de perforación varían en forma inversamente proporcional a los rates de

perforación, a mayor rate de perforación menor costo.

Los tiempos empleados en el desarrollo de la perforación (rotación, operaciones asociadas y de completación), y reparación de equipo y esperas diversas variaron de 78% y 10% respectivamente en 1986 en que se perforaron 37 pozos (situación normal-mayor utilización de equipos-mayor número de pozos perforados), a 45% y 40% en 1991. en 1992 estas cifras se revirtieron a 78% y 9% respectivamente, sin embargo sólo se perforaron 13 pozos en este año.

b) COSTOS DE PRODUCCION

La estructura de costos de producción por naturaleza de gastos esta compuesta por los siguientes rubros:

- Remuneraciones y beneficios
- Servicios efectuados por terceros
- Materiales y suministros
- Depreciación y amortización
- Gastos generales e impuestos.

El costo de producción son todos los recursos consumidos para la obtención de un barril de petróleo, sus dos componentes principales son:

El costo operativo constituido por los recursos que tiene relación directa con el proceso productivo, mano de obra directa, materiales y suministros y servicios directos para lograr la producción. Adicionalmente los gastos generales e impuestos que tienen relación indirecta, si bien no se consumen en la producción de crudo se dan paralelamente o aparecen luego de obtenida la producción.

El costo de inversión constituido por el consumo de activos en razón de su uso que en el caso de exploración producción, vienen hacer los pozos completados, en los que el costo del servicio brindado en la producción se manifiesta a través de la depreciación y amortización de los mismos. Adicionalmente los gastos por inversiones no productivas (Pozos secos).

Desde 1986 a 1989 los rubros de mayor incidencia en la composición de los costos de producción fue el rubro servicio de terceros, que varió de 26% en 1986, 37% en 1988 y 28% en 1989. revirtiendose este efecto desde 1989 en que el rubro remuneraciones y beneficios se incremento significativamente de 16% en 1986 a 35% en 1989. 42% en 1991 Y 31% en 1992, de los cuales el 56%

las remuneraciones corresponden a beneficios y 44% a la planilla.

Durante la vigencia del dólar MUC oficial, en 1988 y 1989 se generó un déficit al registrarse un atraso en la variación mensual del dólar MUC con respecto al dólar bancario venta que llegó a superar el 100%, lo que originó que los ingresos facturados en dólares MUC, pagados con su equivalente en moneda nacional no compensaran los egresos cuyos importes estaban afectos a la inflación que superaba significativamente la devaluación de gastos en dólares al tipo de cambio Bancario venta.

En este entorno el costo por barril se incrementó, por la inflación y devaluación de nuestra moneda respecto al dólar, la significativa diferencia de cambio del dólar MUC y dólar Libre bancario venta y el efecto de la menor producción, revirtiéndose también la estructura de los costos fijos y variables que en 1986 era 31% fijos y 69% variables para llegar a 1992 en 55% fijos y 45% variables.

Por otro lado la falta de liquidez incrementó los costos por revalorización de facturas por deuda a proveedores y contratistas. La tarifa de

10.17 US\$/Bl vigente desde mediados de 1987 hasta Enero de 1991 no cubrió los costos de producción por efectos de diferencia de cambio entre la venta de crudo y pago de obligaciones. Ver Cuadro N^o 14.

4.2.7 FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE PETROMAR

Fortalezas

- Posición en el mercado. Es la única productora en el zócalo continental. No hay competidores.
- Experiencia de operación de 30 años en el área ("Know How").
- Calidad de petróleo. Es de mejor calidad a nivel país. Con respecto al Gas es el único productor.
- No asume el pago de impuestos por Canon que lo hace Petroperú.

Debilidades

- Marco legal no definido
- No tiene autonomía para la comercialización del crudo y gas, ni garantías para operaciones financieras al ser filial de Petroperú.
- Hay libre importación de petróleo.

CUADRO Nº 14

COSTOS DE PRODUCCION							
MUS\$							
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
REMUNERACIONES Y BENEFICIOS	13,160	19,689	19,571	43,054	47,206	43,921	30,326
SERVICIO DE TERCEROS	21,926	34,270	34,481	34,695	29,736	33,579	27,756
MATERIALES Y SUMINISTROS	12,790	12,470	9,473	8,436	9,804	9,143	8,000
DEPRECIACION	15,985	12,038	8,280	7,127	6,601	6,049	5,370
POZOS SECOS	2,215	597	2,603	1,426	2,163	2,367	6,417
AMORTIZACION	16,099	12,409	14,994	23,114	18,366	3,130	17,455
GASTOS GENERALES	1,412	2,791	3,219	3,913	5,111	5,715	3,086
TOTAL	83,587	94,264	92,621	121,765	118,987	103,904	98,410
PRODUCCION MBLs	9,765	9,177	8,546	7,507	7,765	5,999	5,667
COSTO/BL	8.56	10.27	10.84	16.22	15.32	17.32	17.37

FUENTE: PETROMAR

CUADRO Nº 14

ESTRUCTURA DE COSTOS DE PRODUCCION							
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
REMUNERACIONES Y BENEFICIOS	16%	21%	21%	35%	40%	42%	31%
SERVICIO DE TERCEROS	26%	36%	37%	28%	25%	32%	28%
MATERIALES Y SUMINISTROS	15%	13%	10%	7%	8%	9%	8%
DEPRECIACION	19%	13%	9%	6%	6%	6%	5%
POZOS SECOS	3%	1%	3%	1%	2%	2%	7%
AMORTIZACION	19%	13%	16%	19%	15%	3%	18%
GASTOS GENERALES	2%	3%	3%	3%	4%	6%	3%
TOTAL	100%						
FIJOS	31%	37%	36%	44%	48%	57%	55%
VARIABLES	69%	63%	64%	56%	52%	43%	45%

FUENTE: PETROMAR

CUADRO Nº 14

DESCRIPCION	INVERSIONES MUS\$						
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
POZOS EXPLORATORIOS	3, 295	2, 552	1, 222	544	-	-	-
POZOS DE DESARROLLO	16, 941	12, 143	16, 213	28, 866	15, 861	5, 256	25, 950
CONST.E INST. DE PLATAFORMAS	2, 960	2079.9	1, 354	1, 785	1, 666	319	360
TENDIDO DE LINEAS	874	1, 062	727	1, 545	869	405	2, 400
FACILDADES DE PRODUCCION	1, 059	717	340	423	1, 371	722	200
RECUPERACION SECUNDARIA	72	5	129	45	12	87	5
EQUIPOS	350	394	1, 085	797	812	133	960
INSTALACIONES OPERATIVAS	19	158	100	132	174	7	-
VEHICULOS	6	-	45	-	-	-	-
EQUIPOS OFICINA	69	62	153	118	68	14	42
TOTAL	25, 643	19, 174	21, 368	34, 255	20, 833	6, 942	29, 917

FUENTE: PETROMAR

RESUMEN GLOBAL

AÑO	COSTO	PRODUCCION	US\$/BL	INVERSION
	PRODUCCION			TOTAL
	MUS\$	MBLS		MUS\$
1981	87,261	9,773	8.93	90,817
1982	92,577	10,117	9.15	82,029
1983	82,970	9,032	9.19	42,362
1984	114,066	9,748	11.70	60,388
1985	116,867	10,053	11.63	65,832
1986	83,587	9,765	8.56	25,643
1987	94,264	9,177	10.27	19,174
1988	92,621	8,548	10.84	21,368
1989	121,765	7,507	16.22	34,255
1990	118,987	7,765	15.32	20,833
1991	103,904	5,999	17.32	6,942
1992	98,410	5,667	17.37	29,917

FUENTE: PETROMAR

- Niveles de inversión no son fácilmente atendibles por las instituciones financieras nacionales.
- Problemas por deuda de los activos de la Ex-operadora, con la AIG, compañía aseguradora que es su representante.
- Ecología

4.3 CONCLUSIONES

La actividad de la Empresa durante los años presedentes y el actual se ha visto afectada como consecuencia de los siguientes hechos:

- Precios fijos de las tarifas de crudo y gas aplicados para la venta a la matriz PETROPERU S.A. significativamente inferiores a las tarifas internacionales.
- Incremento excesivo en los gastos de personal, originado por el ingreso de trabajadores de las ex-contratistas y cooperativas como parte permanente de la Empresa.
- Desfase entre los ingresos fijados en dólares a un tipo de cambio oficial con retraso cambiario, y los gastos afectados por el proceso inflacionario y mayor devaluación con respecto al dólar oficial.

- Suspensión de los programas de exploración para descubrir nuevas reservas y recuperar la producción extraída.

- Dependencia con el contrato de alquiler de los servicios de perforación con SERPETRO filial de PETROPERU S.A. cuyos equipos han tenido problemas mecánicos constantemente en los últimos años, ocasionado demoras en la perforación que incrementaron significativamente los gastos por inversiones, se sumo a esto la falta de capacidad operativa para perforar mayores profundidades.

- Procesos administrativos largos para el abastecimiento de materiales, que estaba condicionado al monto del volumen de las compras, que impedía rapidez y oportunidad en la obtención de materiales.

Los hechos anteriores ha traído las siguientes consecuencias:

- Disminución de los niveles de inversión de desarrollo, por falta de aportes de capital y excedentes económicos, así como inversiones de reposición y mantenimiento, limitando la productividad empresarial.

- Disminución de los niveles de producción y reservas.

- Pérdida de liquidez lo que evidencia la pérdida de capital de trabajo afectando las posibilidades de inversión en el caso de una probable reactivación en el mediano plazo.

- Rentabilidad afectada por las distorsiones macro-económicas, disminuciones por diferencias de cambio y por la insuficiente tarifa que no cubrían los gastos operativos, que afectaron significativamente el patrimonio de la Empresa que se torno negativo.

4.4 RECOMENDACIONES

- Incrementar la perforación de pozos de desarrollo en niveles superiores a los actualmente programados, contando a su vez con equipos de perforación con capacidad de alcanzar los objetivos de mayor profundidad.

- En forma paralela a la anterior recomendación iniciar una agresiva campaña exploratoria considerando partidas para proyectos de inversión de esta naturaleza que puedan contribuir a elevar el volumen de reservas probadas de hidrocarburos, las que desarrolladas posteriormente incrementen nuestros actuales niveles de producción.

5. VALORIZACION DE UNA EMPRESA PETROLERA

La Valorización de la Empresa en estudio tiene como objetivo su transferencia al sector privado.

De los métodos de valorización existentes se ha seleccionado tres de ellos, por ser los mas aplicados en este caso y ademas evalúan la Empresa desde tres perspectivas, su proyección a futuro (Método del Flujo de Caja Descontado); su situación histórica y actual (Método del Patrimonio Global Ajustado) y su retiro del sector productivo (Método de Liquidación).

Los otros métodos como Valor de Mercado Bursátil no es aplicable en este caso por que los valores que adquieren las acciones son especulativos y no se dispone de cotizaciones de empresas del mismo giro productivo, en este caso sería preponderante haber desarrollado exploración con buenos resultados para la oferta de la Empresa de lo contrario se tiende a tomar de referencia el valor en libros.

El Método de Valor de Reposición es aplicado parcialmente, al valorizar los inventarios.

La terminología petrolera es mostrada en el anexo N^o 1.

5.1 METODO DEL FLUJO DE CAJA DESCONTADO

El desarrollo de este método consiste en valorizar la Empresa en forma integral, considerando las reservas por descubrir y desarrollar y una proyección de las

operaciones a futuro con todos los recursos disponibles, infraestructura, tecnología y personal.

Adicionalmente se ha analizado las alternativas de transferencia de la Empresa mediante contrato de servicio, considerando el marco legal donde se desenvolverá el sector de hidrocarburos, cabe precisar que las modalidades existentes por la propiedad de los hidrocarburos son entre otras los contratos de servicio y los contratos de licencia.

En ambos casos la propiedad de los hidrocarburos "IN SITU" son del Estado, variando esta condición al llegar el petróleo a la superficie, que será del Estado en un contrato de servicio recibiendo el contratista una retribución en función de la producción fiscalizada de hidrocarburos y del licenciataria en un contrato de licencia haciendo suyos los hidrocarburos extraídos pagando éste una regalía al Estado.

Bajo este entorno los escenarios de transferencia al sector privado de la Empresa en estudio son un contrato de servicio (alquilando los activos de propiedad del estado) o vendiendo la empresa con un contrato de servicio de licencia.

La cuantificación de los Beneficios a recibir por el contratista y contratante estará en función de las condiciones contractuales que se establezcan.

También se considera la alternativa de continuidad de las operaciones por el Estado.

El desarrollo de este método considera dos escenarios de evaluación, desde el punto de vista del Estado o contratante y desde el punto de vista del inversionista o contratista, estableciendo el beneficio a nivel país con el propósito de establecer los rangos de negociación y alternativas de decisión.

Para ambos enfoques se han considerado las siguientes bases:

BASES

- Disponibilidad de reservas de petróleo y gas por descubrir y desarrollar según inventario de ubicaciones y reservas de la Empresa.
- Programa de exploración de dos años para descubrir y desarrollar las reservas probables y posibles y pasarlas a la categoría de probadas no desarrolladas y un Programa de Desarrollo durante 15 años consecutivo para desarrollar las reservas probadas no desarrolladas y pasarlas a la categoría de probadas desarrolladas.
- Pronóstico de producción en un Horizonte de Planeamiento de 20 años, considerando el promedio de vida útil de un pozo.
- Costo de oportunidad de capital de 20%, considerado que la tasa de descuento, ha sido calculado considerando el sector productivo, y esta definido como el promedio

ponderado de los costos específicos de los tipos de capital empleados en el financiamiento total de la Empresa Matriz que es 15%, mas el factor de riesgo que a nivel internacional es de aproximadamente 5% en los proyectos de exploración-producción.

- Precios constantes al 31-01-93.
- Condiciones contractuales establecidas en el Concurso Internacional para la contratación de Servicios para Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Zócalo Continental en el Noroeste del Perú Lote Z-2B, convocado por el Estado para transferir la Empresa al sector Privado, entre las cuales se tiene:
 - . El precio de la tarifa de crudo esta determinado considerando el promedio de una canasta internacional de crudos de similar grado de API (Ardjuna de 37° API y Minas de 34° API) y el gas en función a un porcentaje de 10 % del precio del residual N° 6 con 0.7% de azufre.
 - . El contratista pagará por los activos existentes, un alquiler de 10 MMUS\$ anuales, por un período de 20 años.
 - . El estado asume los gastos por Canon y Sobre canon que deberan ser otorgados a la región de donde se extrae el petróleo (Región Grau), en contratos de servicio.

de perforación y producción, en contratos de servicio.

- El Estado se encarga de realizar el saneamiento financiero de la Empresa, asume las deudas pendientes a corto y mediano plazo con acreedores. Para contratos de servicio y venta de la Empresa.
- Las reservas por descubrir y desarrollar están concentradas en dos campos de operación Lobitos en las formaciones productivas Basal Salina y Pariñas-Río Bravo y Peña Negra en las formaciones productivas Cabo Blanco y Basal Salina.

Se considera que las reservas que se descubrirán y desarrollarán en mayor escala será en el campo de Lobitos, al conocer la real capacidad de sus reservorios, y al haberse perforado pozos con resultados exitosos en la formación Basal Salina y que han contribuido a incrementar la producción en 1,000 - 2,000 Bls/día por pozo perforado.

En el campo Peña Negra los pozos que se han perforado por la formación Basal Salina son pocos y al no haberse perforado a mayores profundidades no se conoce la real capacidad de este reservorios, de encontrarse las mismas condiciones del reservorio de Basal Salina de Lobitos se incrementaría significativamente las reservas. El riesgo de la inversión de exploración en este caso se considera como costo incremental de la perforación en objetivos superiores, la formación

productiva Cabo Blanco de Peña Negra que ha tenido resultados exitosos.

Desde que se empezó a producir petróleo del Zócalo en 1966 se ha descubierto y desarrollado aproximadamente 276 MMBls de reservas de crudo habiéndose perforado 1,258 pozos, de los cuales 870 pozos resultaron productores dando un promedio de reservas por pozo productor de 317 MBLS.

Se ha tomado en cuenta que cuando se empiece la ejecución del Proyecto de Operación se estableceran prioridades para los programas de perforación en los campos y formaciones productivas, primero será en el campo de Lobitos y luego en el campo de Peña Negra por filiación petrolífera comprobada. Sin embargo los programas de exploración y desarrollo pueden variar y combinarse las áreas productivas en los programas de perforación ya que estos son dinámicos y van cambiando con los resultados obtenidos, por ello resulta adecuado considerar para efectos de evaluación un promedio de los resultados esperados considerando el comportamiento productivo histórico de las formaciones ha desarrollar que dan reservas de 312 MBLS/pozo productor, considerando su límite económico y están respaldadas en las reservas obtenidas por pozo productor ya perforados (317 MBLS).

Sin embargo también se ha desarrollado la evaluación estableciendo los programas de perforación con prioridades entre campos y formaciones los resultados obtenidos, a pesar de las probabilidades asignadas denotan un escenario muy optimista con respecto con el promedio, sin embargo existe mayor probabilidad que no se cumplan los programas establecidos con el orden y la elección seleccionado y se supere o no se alcance las metas estimadas. Ver anexo N° 2.

- El compromiso de servicio a la deuda que tiene el Estado con la American International Group (AIG) y Enron Corporation por los activos expropiados en 1985 a la ex-operadora se rigen en las condiciones establecidas en el Acuerdo de Bases del 17/12/91 y la Ayuda de Memoria suscrito el 30/04/93 por el Estado y los representantes mencionados.

- La valorización del Canon y sobre canon se basa en la participación que rige desde 1983 Leyes N° 23630 (16-06-83) y 23871 (14-06-84) y Decreto Supremo D.S. 097-90-PCM PUBL 09-08-90. Las leyes establecen como participación para la zona que integra los departamentos de Piura (10%) y Tumbes (2.5%) la renta que produce la explotación del petróleo hasta la extracción total de los recursos. Para las ventas internas se deducirán los costos de transporte, refinación y distribución y los derechos de exportación para las ventas de exportación.

METODOLOGIA

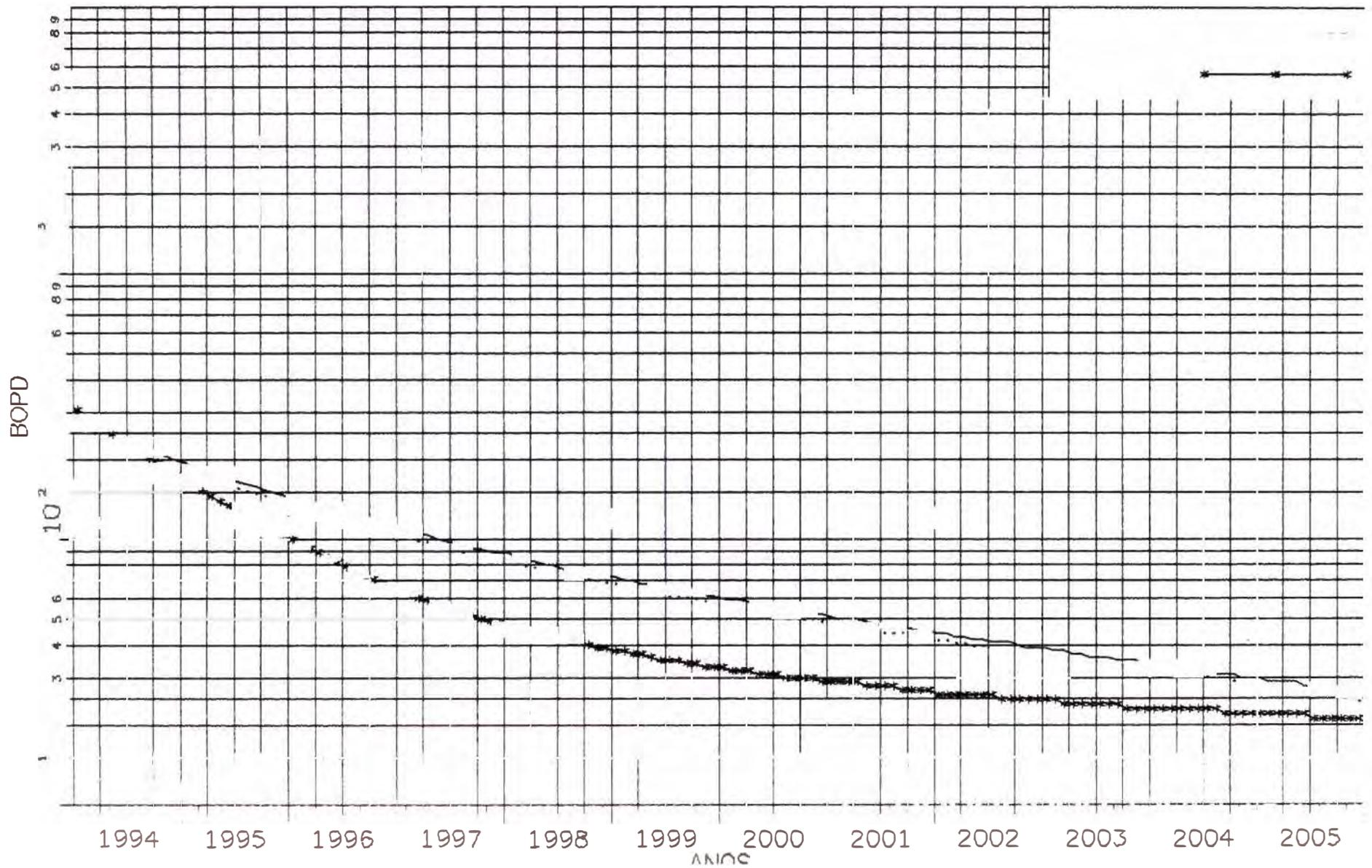
- Se ha considerado para efectos de evaluación tomar el comportamiento de producción de la curva promedio de formaciones ha desarrollarse, que se emmarca dentro de un escenario pragmático con mayor probabilidad de ocurrencia con el propósito de evitar una posición demasiado optimista, que no es propio de Proyectos de Perforación donde el riesgo es alto.

La producción esta proyectada considerando las curvas de declinación tipo de cada formación productiva, establecidas de acuerdo al comportamiento histórico registrado. Ver Gráfico N° 21 y N° 22.

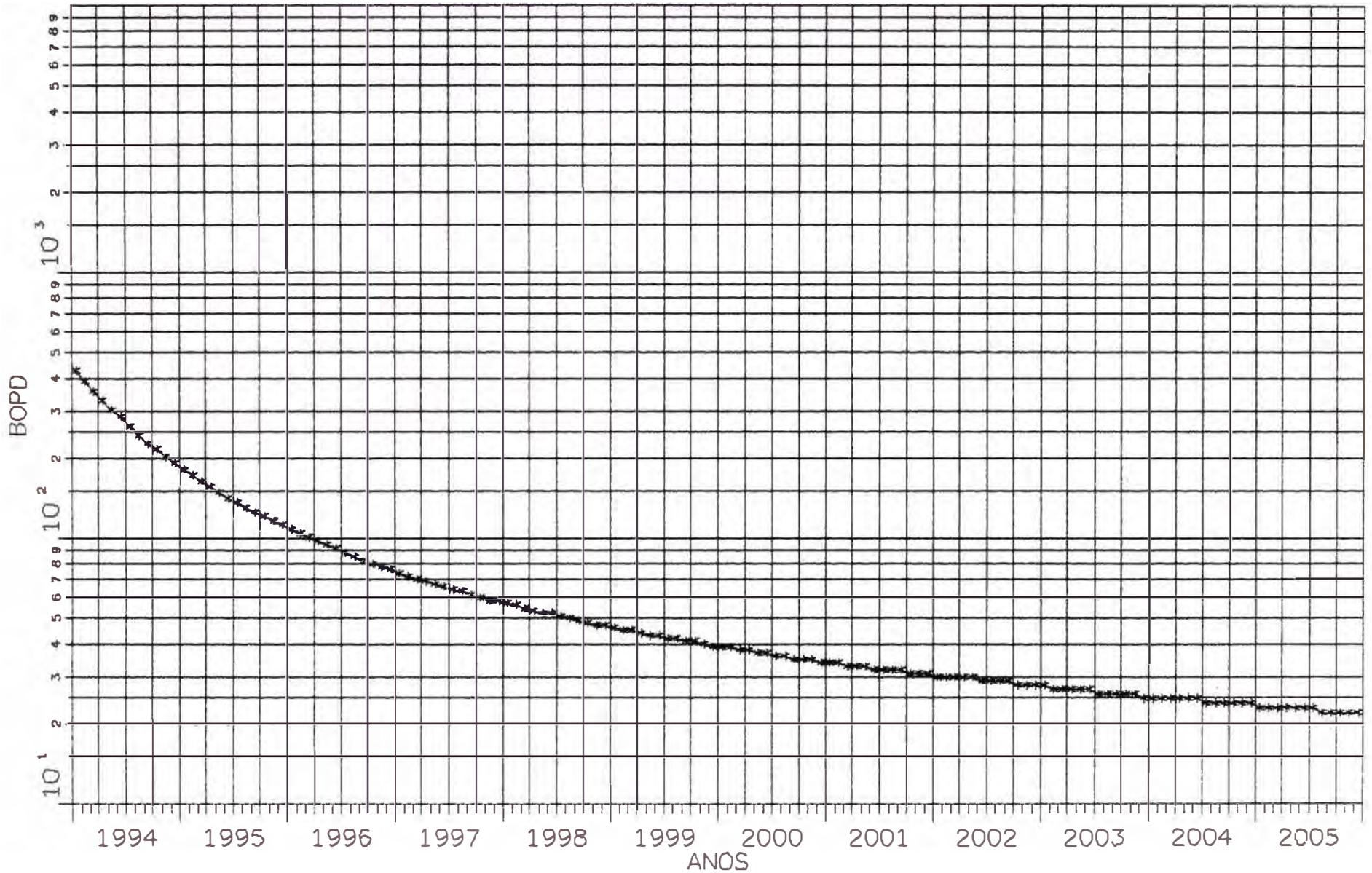
Cabe destacar que las reservas consideradas son primarias, y representan el 15% del volumen de crudo que se encuentra en el reservorio, mediante un sistema de recuperación secundaria se puede obtenerse un 10% adicional de crudo del reservorio.

- El planeamiento de la producción futura esta basada en la disponibilidad de reservas probadas desarrolladas, no desarrolladas, probables y posibles y el horizonte de planeamiento establecido; sumado a esto el número de equipos de perforación programados por año que determinará cantidad de años necesarios para extraer las reservas.

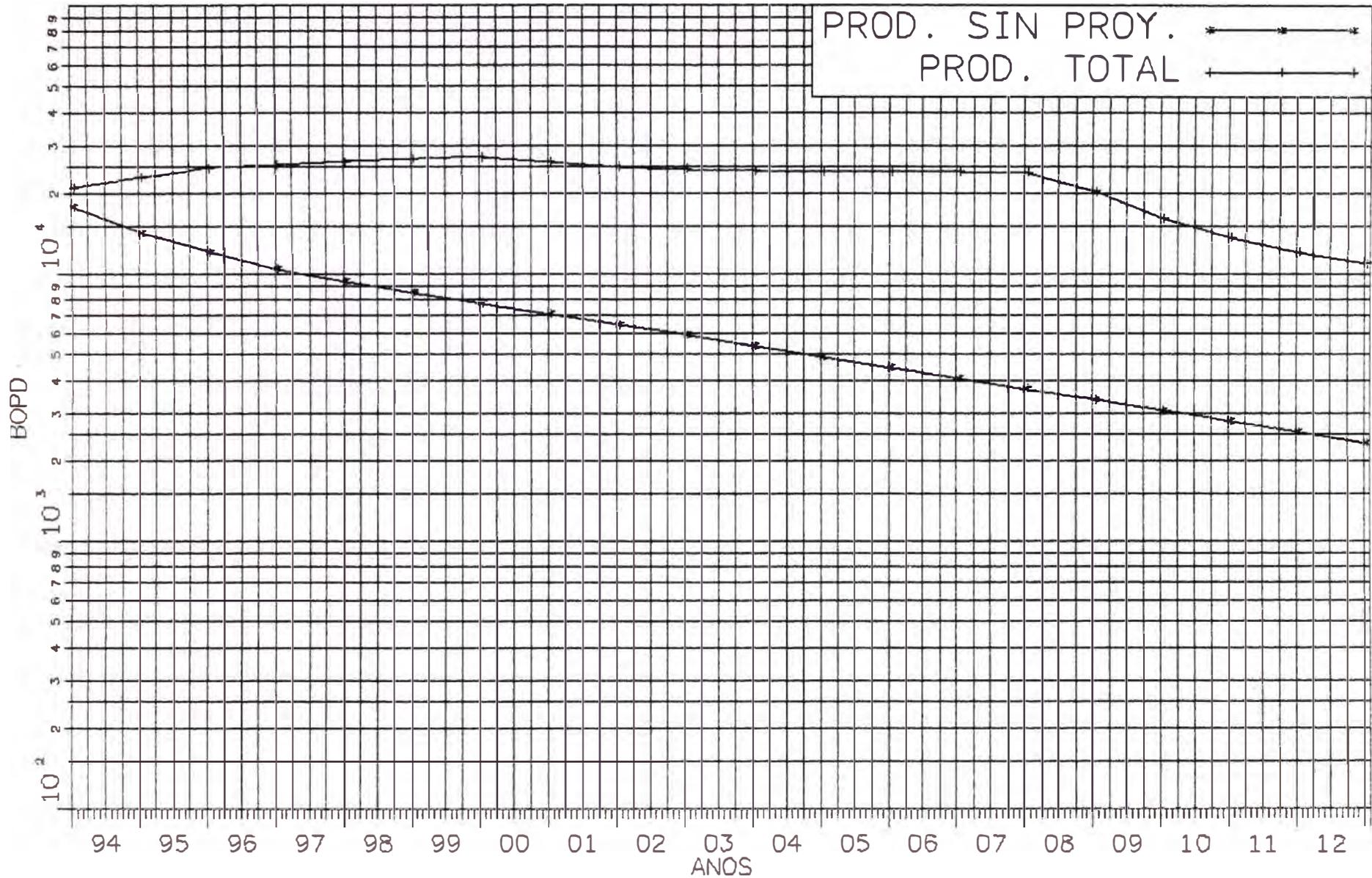
CURVAS TÍPICAS DE PRODUCCION AREA PENA NEGRA



CURVAS TIPICAS DE PRODUCCION PROMEDIO



PLANEAMIENTO DE PRODUCCION
(CON PROYECTO DE OPERACION)



Bajo estas consideraciones se ha programado la perforación de pozos.

- La producción de petróleo obtenida de la perforación de pozos durante el horizonte de planeamiento de 20 años es la que aportará el Proyecto de Operación.

La producción generada por la perforación de pozos perforados antes de la transferencia o venta de la Empresa proveniente de las reservas probadas desarrolladas es el aporte sin Proyecto de Operación, esta producción es obtenida partiendo de una producción inicial que es la que tiene la Empresa en el momento de ser transferida y va variando durante el horizonte de planeamiento del proyecto en función a los factores de declinación de la producción ya establecidos por comportamiento histórico. Ver Gráfico Nº 19.

- El capital de trabajo inicial se determinó considerando la falta de liquidez inicial para hacer frente a los gastos de planillas y adquisición de materiales, ocurrido por el desfase de ingresos y egresos, las facturas por crudo y gas del mes serán canceladas a los 30 días.
- El valor residual se determinó considerando la vida útil de las adquisiciones realizadas por el inversionista

durante el horizonte de planeamiento y su posible valor de mercado.

- La valorización de las reservas remanentes se determino considerando la producción remanente después del horizonte de planeamiento de los pozos perforados, en función a su vida útil a la tarifa de crudo de evaluación deducido los costos operativos.
- Para la determinación del valor de la Empresa en función a datos futuros, se procede a elaborar el flujo de beneficios netos esperados en cada período tomando en consideración las bases establecidas inicialmente,

DESARROLLO

El vendedor o contratante que oferta la Empresa es el Estado. a través de Petroperú S.A. que es la Empresa Matriz.

Se tiene tres alternativas de decisión: 1) Venta 2) Contrato de Servicio de Operación u otras modalidades de asociación 3) Continuar las operaciones por el Estado. De las cuales las dos primeras cumplen con el objetivo de transferencia al sector privado.

El valor de la empresa se determinará considerando la optimización de los recursos, con el propósito de conocer su verdadero valor.

La evaluación se realiza desde dos perspectivas:

1. Punto de vista del inversionista o contratista.
2. Punto de vista del País y contratante

1. Punto de vista del inversionista o contratista

Las variables que se consideraron relevantes son las siguientes:

a) Rentabilidad

La rentabilidad desde el punto de vista del inversionista estaría determinada por la mayor cantidad de reservas que pueda descubrir y desarrollar con éxito en las inversiones de exploración y desarrollo, y quedaría definido por los proyectos que realice, también por una abrupta subida del precio del petróleo que es tan susceptible a los acontecimientos políticos.

b) Costos

Esta variable difiere de valor dependiendo del escenario que se trate, así en el caso de la venta de la Empresa, el costo para el inversionista,

estaría determinado básicamente por el precio final de la compra más el aporte de capital que realice, en el caso de un contrato de servicio por el aporte de capital que realice.

c) Incentivos a la inversión privada

Dentro de los incentivos a la inversión privada mas importantes podemos señalar para los casos de venta y contrato:

- La no obligación de entregar las divisas generadas por la operación de la Empresa al Banco Central de Reserva del Perú.
- El permiso sin límite para la remisión de utilidades respectivas al exterior.
- Libre tenencia, uso y disposición interna y externa de moneda extranjera, así como la libre convertibilidad de su moneda nacional a moneda extranjera.
- La exoneración de pago de tributos por importación de materiales y equipos requeridos para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos para la alternativa de contrato.
- La exoneración de pago de tributos por exportación de hidrocarburos que el contratista recibe como retribución.

- La exoneración de pago de tributos por exportación de hidrocarburos que el contratista recibe como retribución.

d) Riesgo

Esta base se define a base del riesgo empresarial que posee cualquier firma, sea venta o contrato de servicio en ambos casos el riesgo es alto.

e) Costo de oportunidad

Se refiere a la mejor alternativa que rechaza el inversionista por la opción de invertir en la Empresa, para ambas modalidades de negociación se parte de una misma base, para incrementarla por sensibilidad. De este análisis se desprende que para el inversionista la mejor opción es la de contrato de servicio, la compra no le es atractiva por el fuerte desembolso inicial al adquirir la Empresa además de conseguir el retorno de su inversión en 12 años.

2. Punto de vista del Contratante y País

Bajo esta perspectiva las variables que se han considerado relevantes en el análisis son las siguientes:

a) Rentabilidad

Cada uno de las alternativas debe generar una cierta rentabilidad al País, bien sea esta medida en términos económicos, para el presente análisis se mostrara el monto aproximado que ingresaría a la caja fiscal por la transferencia de la gestión y/o de la propiedad al sector privado y el beneficio a nivel país.

Los ingresos para el estado en el caso de venta sería el valor final de compra-venta de la firma, más ingresos por concepto de impuestos, y los egresos, la deuda con la ex-operadora por los activos, deuda a proveedores y liquidación de personal. El balance de ambos más el canon y sobre canon sera el beneficio a nivel país.

Para el caso de un contrato de servicios los ingresos serian tanto para la Empresa como para el Estado este recibiría por concepto de retribución de la producción fiscalizada, alquiler de los activos, y por impuestos, los egresos sería similar al caso anterior, adicionalmente el canon y sobre canon que en este caso lo asume el Estado.

b) Costos

A través de esta variable se trata de definir cual es el costo de optar por cualquiera de las alternativas definidas, considerando el costo de incentivos a la renuncia voluntaria, bonos por cierre de operaciones, beneficios sociales y costos por concepto de saneamiento financiero.

c) Incremento de la Inversión Patrimonial

Esta variable define las inversiones que la transferencia originaría dentro de la misma Empresa o del sector.

En los casos de contrato estaría en función de los compromisos de inversión establecidos.

d) Generación de empleo

Uno de los aspectos relevantes para el País en esta transferencia es el aspecto social, lo que para el presente análisis se traduce en el número de empleos generados, es necesario señalar que esta variable influye en menor grado que las otras en la elección de la mejor alternativa, desde el punto de vista del beneficio obtenido para la Empresa, debido a la naturaleza misma del servicio prestado, en los que,

por razones de competitividad, se busca la reducción de costos fijos, sin embargo se genera empleo a través de servicios de terceros.

El valor de la Empresa considerando sus reservas aplicando el Método del Flujo de Caja Descontado que serviría de base de negociación para el Estado resulta:

VENTA:

VALOR DE LA EMPRESA	
MM US\$	
VAN(20%)	107

donde el valor de la Empresa refleja los beneficios futuros netos obtenido como resultado de la ejecución del Proyecto de operaciones actualizados a la tasa de rendimiento que espera el inversionista y se basa en el principio de anticipación (espectativa de utilidades futuras) y uso marginal más alto (Uso que genera el máximo valor económico a largo plazo).

La evaluación económica se muestra en el Cuadro N° 15, Los parámetros utilizados para la evaluación económica, el planeamiento de producción y el cálculo de inversiones se muestran en los Cuadros N° 15-A, 15-B y 15-C respectivamente.

1/2
CUADRO Nº 15A

PARAMETROS	
RESERVAS PROM./POZO (MBLS)	312
POZOS INICIO REACTIVACION	640
POZOS ABANDONADOS POR AÑO	2.0%
PRODUC. INICIAL (BPD)	21,000
PROF.PROM.PUZOS A PERF.(PIES)	8,500
RATE de PERF.(PIES/DIA)	190
FACTOR EXITO PERFORACION	75%
Nº POZOS PERF./EQUIPO/AÑO	7
Nº POZOS/PLATAFORMA	12
COSTOS	
PIE PERF.(P.PROD.), \$/PIE	160
PIE PERF.(P.SED), \$/PIE	120
PLAT.NUEVA (MMUS\$)	3.8
PLAT.REUB.(MMUS\$)	1.5
FAC. RECOL.(MMUS\$/PLAT.)	0.5
TARIFAS	
CRUDO (\$/BL)	18.00
GAS (\$/MPC)	1.5
GASTOS OPERATIVOS	
FLUO (MMUS\$)	33.00
VAR.(M\$/POZO-AÑO)	51.00
TASA IMPUESTIVA	30%
TASA DE DESCUENTO	20%
CANON	12.5%

Nº AÑOS INVERSION	15
INVERSION	
PERFOR. Y COMPLET.	446.25
TANGIBLE	10%
INTANGIBLE	90%
FACILIDADE PRODUC.	45.45
PLATAFORMAS	117.70
PERF. EXPLORATORIA	24.00
INVERS.REACTIVAC.	45.00
INVERSION TOTAL	678.40

NOTA: PARAMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACION DE LA EMPRESA

RESERVAS AL 31/12/92	
CATEGORIA	MMBLS
PROBADAS DESARROLLADAS	29
PROBADAS NO DESARROLLADAS	55
PROBABLES	45
POSIBLES	180
TOTAL	309

RESERVAS/POZO	
AREA-FORMAC.	MBLS
LO-PR/RB	160
LO-BS	435
PN-CB	390
PN-MO/BS	280

PROBADAS NO DESARR.	Nº POZOS	
	PROBABLES	POSIBLES
177	145	577

Nº POZOS A PERFORARSE PARA EXTRAER LAS RESERVAS.

Nº EQUIPOS	Nº AÑOS			TOTAL
	PROBADAS NO DESARR.	PROBABL	POSIBLES	
1	25	21	82	128
2	13	10	41	64
3	8	7	27	43
4	6	5	21	32
5	5	4	16	26
6	4	3	14	21

**Nº AÑOS NECESARIOS PARA PERFORAR LOS POZOS
EN FUNCION A LA CANTIDAD DE EQUIPOS DISPONIBLES.**

PLANEAMIENTO DE PRODUCCION
CON PROYECTO DE OPERACIONES

CUADRO Nº 15B

RE EQUIPO AÑOS	3	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	2	TOTAL (HDDP)			TOTAL MHS	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	CON/PROY.	SIN/PROY.	TOTAL		
1	3,181	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,181	17,850	21,031	7,678	
2	4,358	4,299	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,655	14,255	22,910	8,382	
3	2,433	5,759	4,493	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,685	12,138	24,823	9,960	
4	1,538	3,227	5,556	4,579	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,989	10,482	25,471	9,297	
5	1,225	2,173	3,156	5,556	4,638	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,745	8,413	26,158	9,548	
6	988	1,633	2,137	3,156	5,523	4,811	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,247	8,568	26,815	9,787	
7	838	1,315	1,811	2,137	3,145	5,468	4,984	0	0	0	0	0	0	0	0	19,479	7,888	27,288	9,960	
8	723	1,110	1,304	1,811	2,128	3,123	5,382	3,715	0	0	0	0	0	0	0	18,104	7,118	26,220	9,570	
9	649	984	1,107	1,304	1,811	2,115	3,101	4,027	3,781	0	0	0	0	0	0	18,868	6,485	25,145	9,178	
10	584	888	984	1,107	1,304	1,809	2,104	2,318	3,070	3,012	0	0	0	0	0	18,729	5,989	24,630	8,903	
11	534	778	855	984	1,107	1,304	1,800	1,578	2,293	3,028	3,078	0	0	0	0	18,921	5,385	24,306	8,872	
12	483	712	778	855	953	1,088	1,283	1,209	1,570	2,277	4,784	3,181	0	0	0	18,182	4,868	24,089	8,786	
13	488	658	712	778	855	953	1,088	878	1,182	1,562	2,784	4,340	3,384	0	0	18,584	4,472	24,056	8,780	
14	438	614	658	712	778	855	953	822	978	1,184	1,833	2,425	4,289	3,385	0	18,932	4,078	24,007	8,783	
15	483	581	614	658	712	778	855	715	822	962	1,381	1,827	2,408	4,192	3,488	20,175	3,714	23,890	8,728	
16	378	537	578	614	658	712	778	841	715	814	1,118	1,225	1,627	2,375	4,192	18,953	3,385	20,338	7,423	
17	362	504	537	578	614	658	712	584	841	715	845	886	1,225	1,811	2,375	13,038	3,085	18,123	5,885	
18	345	482	504	537	578	614	658	534	584	841	822	838	988	1,218	1,811	10,842	2,811	13,753	5,028	
19	321	488	482	504	537	578	614	483	534	575	732	723	838	978	1,218	9,579	2,562	12,132	4,428	
20	384	427	448	482	504	537	578	488	483	534	888	848	723	838	978	8,888	2,334	10,843	3,894	
																MHS →	112,197	48,916	182,113	162,113

PARAMETROS DE CALCULO DE INVERSIONES

AÑO	No. EQUIPOS PERFOR	RATE PERFOR	MPIES PERFOR	PROFUND. PROM.	POZOS PERFO AÑO	No. POZOS ACTIVOS	No. PLATAF. NUEVAS	No. PLATAF. REUBIC.	No. PLATAF. NECES.
1	3	190	179	8,500	21	640	2	1	3
2	4	190	238	8,500	28	643	2	1	3
3	4	190	238	8,500	28	651	2	1	3
4	4	190	238	8,500	28	659	2	1	3
5	4	190	238	8,500	28	667	2	1	3
6	4	190	238	8,500	28	675	2		2
7	4	190	238	8,500	28	683	2		2
8	3	190	179	8,500	21	690	2		2
9	3	190	179	8,500	21	692	2		2
10	3	190	179	8,500	21	694	2		2
11	3	190	179	8,500	21	696	2		2
12	3	190	179	8,500	21	698	2		2
13	3	190	179	8,500	21	700	2		2
14	3	190	179	8,500	21	702	2		2
15	2	190	119	8,500	14	704	1		1
16						700			
17						686			
18						672			
19						659			
20						646			
TOTAL			2,975		350		29	5	34

2/2
CUADRO Nº 15C

INVERSIONES (MMUS\$)								
AÑO	PERF. Y COMPLET.		FACIL.	PLAT.NUEVA	INVER.	EXPLORAC.	CAPITAL	INVERSION TOTAL
	INTANG.	TANGIBLE	PROD.-RECOL	Y REUBIC.	REACT.		TRABAJO	
0							3.50	3.50
1	24.63	2.14	3.71	9.10	18		(0.79)	58.80
2	32.84	2.86	3.92	9.10	12		(0.21)	60.52
3	32.84	2.86	3.92	9.10		12	(0.88)	59.84
4	32.84	2.86	3.92	9.10		12	(0.63)	60.09
5	32.84	2.86	3.92	9.10			(1.04)	47.68
6	32.84	2.86	2.90	7.60				46.20
7	32.84	2.86	2.90	7.60				46.20
8	24.63	2.14	2.69	7.60	7.5			44.56
9	24.63	2.14	2.69	7.60				37.06
10	24.83	2.14	2.69	7.60				37.06
11	24.83	2.14	2.69	7.60				37.06
12	24.63	2.14	2.69	7.60				37.06
13	24.63	2.14	2.69	7.60				37.06
14	24.63	2.14	2.69	7.60	7.5			44.56
15	16.42	1.43	1.45	3.80				23.10
16	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00				0.00
TOTAL	410.55	35.70	45.45	117.70	45.00	24.00		678.35

5.1.1 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad se realiza con el propósito de establecer las variaciones del valor de la Empresa, ante posibles variaciones del precio de petróleo, reservas, inversiones y costos, estableciendo el rango de valores que tomara la Empresa.

Tomando como base la tasa de descuento de 20% se obtuvo los siguientes resultados:

a) Sensibilidad con respecto al precio

Por cada dolar por barril que varía el precio de crudo en un rango de 18 - 30 US\$/Bl, el valor de la Empresa asciende de 107 a 465 MMUS\$, sin embargo si el precio de crudo desciende el Van(20%) se hace cero cuando el crudo tome un precio de 14.52 US\$/Bl.

La elasticidad del Van (20%) con respecto al precio es 30 MMUS\$ por cada variación de un dolar del precio de crudo.

b) Sensibilidad con respecto a la producción

Por cada 5% adicional que se incremente la producción en un rango de 1 - 1.20, el valor de

la Empresa asciende de 107 - 202 MMUS\$, si se da un decremento el Van(20%) se hace cero cuando la producción disminuya al 78% de lo pronosticado. La elasticidad del Van(20%) con respecto a la producción es 24 MMUS\$ por cada variación de 5% del nivel de producción.

c) Sensibilidad con respecto a la inversión

Por cada 5% adicional que disminuyan las inversiones en un rango de 1- 0.80, el valor de la Empresa asciende de 107 a 156 MMUS\$ y por cada incremento de 5% el Van(20%) se hace cero al incrementarse la inversión en 43%.

La elasticidad del Van(20%) con respecto a la inversión es 12 MMUS\$ por cada variación de 5% del nivel de inversiones.

d) Sensibilidad con respecto a los costos

Por cada 5% adicional que disminuyan los costos en un rango de 1-0.80, el valor de la Empresa asciende de 107 - 151 MMUS\$ y por cada incremento de 5% el Van(20%) se hace cero, al incrementarse los costos en 47%.

La elasticidad del Van(20%) con respecto a los costos es 11 MMUS\$ por cada variación de 5% de los costos.

Los resultados son mostrados en el Cuadro Nº 16.

Los resultados obtenidos considerando un programa pre-establecido de perforación de 15 años, son mostrados en el anexo 2 sólo como información adicional.

INVERSIONISTA:

Desde el punto de vista del inversionista las alternativas que existen para negociar sería la compra de la Empresa y el contrato de servicio. Sin embargo la alternativa que podra elegir el inversionista no sólo estará en función de los resultados económicos sino también del marco legal del sector en que se encuentra y las condiciones que se establezcan para su transferencia.

La evaluación de ambas alternativas dio los siguientes resultados:

INVERSIONISTA

MMUS\$	CONTRATO DE SERVICIOS	COMPRA
VAN(20%)	39	12

SENSIBILIDAD DEL VAN AL PRECIO

PRECIO \$/BRL	VANE		
	T=25%	T=20%	T=15%
14.21	(16.50)	(10.81)	0.00
14.52	(7.62)	0.00	13.61
14.79	0.00	9.28	25.32
15.00	5.58	16.12	33.99
17.00	55.05	76.96	111.70
18.00	79.27	106.80	149.88
20.00	127.72	166.48	226.24
21.00	151.95	196.32	264.42
22.00	176.18	226.16	302.59
23.00	200.40	256.00	340.77
25.00	248.86	315.68	417.13
30.00	369.99	464.89	608.03

SENSIBILIDAD DEL VAN A LA PRODUCCION

% PRODUCCION	VANE		
	T=25%	T=20%	T=15%
0.76	16.51	(10.81)	0.00
0.78	(7.62)	0.00	13.61
0.80	0.00	9.28	25.32
0.90	40.51	59.05	88.79
0.95	59.89	82.93	119.33
1.00	79.27	106.80	149.88
1.05	98.65	130.67	180.42
1.10	118.03	154.54	210.96
1.15	137.41	178.42	241.51
1.20	156.80	202.29	272.05

SENSIBILIDAD DEL VAN A LA INVERSION

MMUS\$		VANE		
% INVERSIONES	T=25%	T=20%	T=15%	
0.80	120.73	155.95	209.73	
0.85	110.37	143.66	194.76	
0.90	100.00	131.37	179.80	
0.95	89.64	119.08	164.84	
1.00	79.27	106.80	149.88	
1.05	68.91	94.51	134.91	
1.10	58.54	82.22	119.95	
1.38	0.00	12.83	35.45	
1.43	(10.82)	0.00	19.83	
1.50	(24.55)	(16.28)	0.00	

SENSIBILIDAD DEL VAN A LOS COSTOS

MMUS\$		VANB		
% COSTOS	T=25%	T=20%	T=15%	
0.80	115.32	151.17	206.80	
0.85	106.31	140.07	192.57	
0.90	97.30	128.98	178.34	
0.95	88.28	117.89	164.11	
1.00	79.27	106.80	149.88	
1.05	70.26	95.71	135.64	
1.10	61.25	84.61	121.41	
1.20	43.22	62.43	92.95	
1.43	0.00	9.34	25.00	
1.47	(7.67)	0.00	13.18	
1.51	(16.21)	(10.40)	0.00	

ALTERNATIVA 1: COMPRA

La evaluación económica de la alternativa de compra se muestra en el Cuadro N^o 17 y Gráfico N^o 23.

El análisis de sensibilidad en el caso de compra de la Empresa tomando como base la tasa de descuento (20%) nos muestra que el inversionista tendría una rentabilidad sobre la inversión colocada de 20% mas un beneficio adicional de 12 MMUS\$, sin embargo las variaciones probables del precio del crudo solo le es permitido hasta un valor de 17.60 US\$/Bl, para el caso de la producción sólo podría disminuir a un 97% de lo pronosticado, para las inversiones y los costos sólo podrían incrementarse en 5%, hechos mutuamente excluyentes donde el Van(20%) toma el valor de cero.

Los beneficios adicionales pueden variar de la siguiente manera:

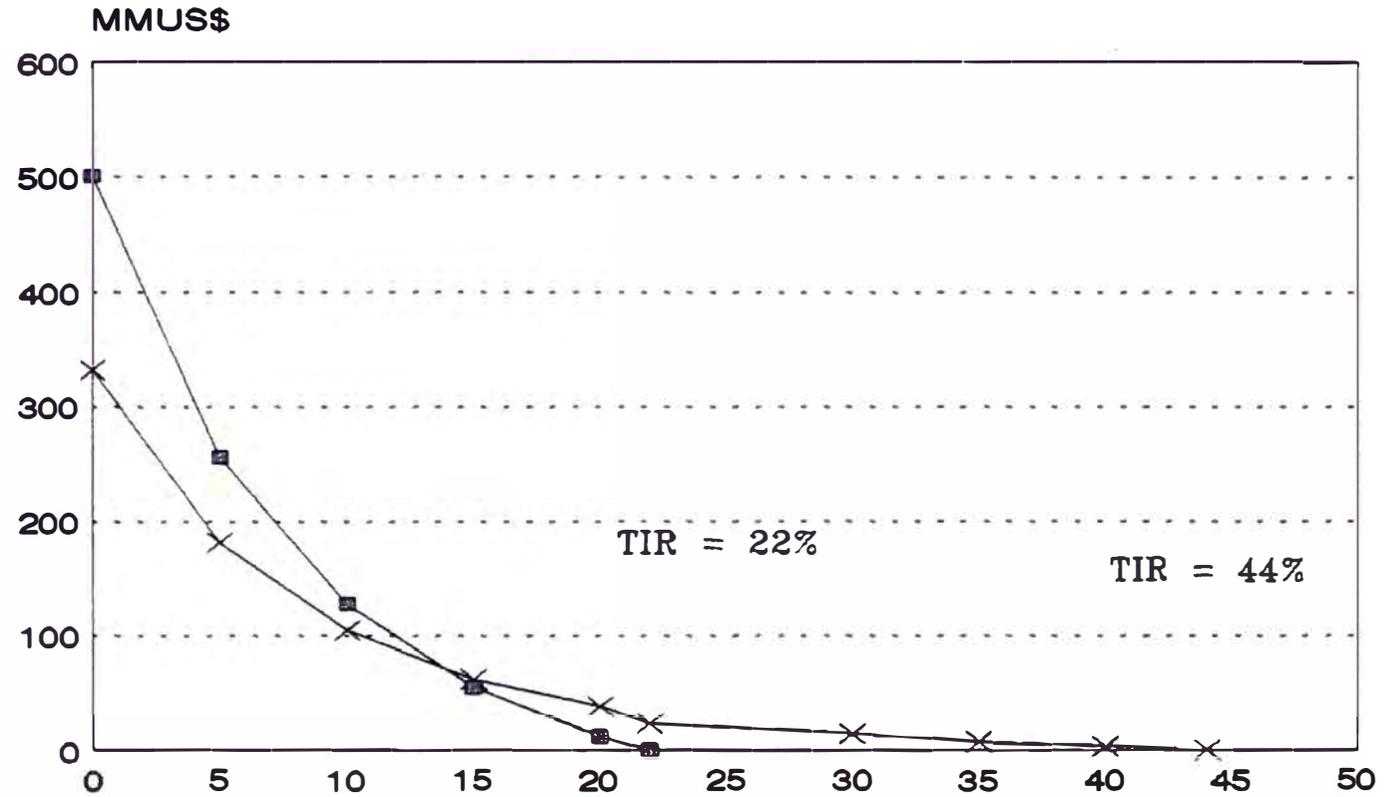
Precios de petróleo 18 US\$/Bl - 30 US\$/Bl el Van(20%) varía de 12 MMUS\$ - 355 MMUS\$.

Producción con incrementos de 5% hasta 20% de 12 MMUS\$ - 107 MMUS\$.

Inversión con disminución de 5% hasta 80% de 12 MMUS\$ - 61 MMUS\$.

Costos con disminución de 5% hasta 80% de 12 MMUS\$ - 57 MMUS\$.

VAN VS TASA DE DESCUENTO



COMPRA	■	501	256	128	56	12	0				
CONTRATO SERV.	×	332	182	105	63	39	23	14	7	3	0

TD

ALTERNATIVA 2: CONTRATO DE SERVICIO

La evaluación económica de la alternativa de contrato de servicio se muestra en el Cuadro Nº 18 y Gráfico Nº23. Los parámetros utilizados para la evaluación económica se muestra en el Cuadro Nº 18-A.

El análisis de sensibilidad en el caso de Contrato de servicio, tomando como base la tasa de descuento de 20% dio los siguientes resultados:

a) Sensibilidad con respecto al precio

Por cada dolar por barril que varía el precio de crudo en un rango de 18 - 30 US\$/Bl, el inversionista tendría una rentabilidad sobre la inversión colocada de 20% mas un beneficio que asciende de 39 a 339 MMUS\$, sin embargo si el precio de crudo desciende el Van(20%) se hace cero cuando el crudo tome un precio de 16.46 US\$/Bl.

La elasticidad del Van (20%) con respecto al precio es 25 MMUS\$ por cada variación de un dolar del precio de crudo.

CUADRO N°18A

PARAMETROS			
RESERVAS PROM./POZO (MBS)	312	% RECUPERACION	84%
POZOS INICIO REACTIVACION	640	PRECEDENTE (\$/BL)	18.00
POZOS ABANDONADOS POR AÑO	2.0%	GAS (\$/MFC)	1.5
PRODUC. INICIAL (MDPD)	21,000	GASTOS OPERATIVOS	
PROP. PROM. POZOS A PERFORACION	8,500	FUO (MMUS\$)	33.00
RATE de PERFORACION (PIES/DIA)	190	VAR.(MBS/POZO-AÑO)	51.00
FACTOR EXITO PERFORACION	75%	TASA IMPUSIVA	30%
		TASA DE DESCUENTO	20%
NO POZOS PERFORACION/EQUIPO/AÑO	7		
NO POZOS/PLATAFORMA	12		
COSTOS:		CANON	12.5%
PIE PERFORACION (P.PROD.) \$/PIE	160	PRESTAMO1	15.5
PIE PERFORACION (P.SECO) \$/PIE	120	PRESTAMO2	19
PLAT. NUEVA (MMUS\$)	3.8		
PLAT. RELOC. (MMUS\$)	1.5	PLAZO (ANOS)	5
FAC. RELOC. (MMUS\$)/PLAT.	0.5	TASA DE INTERES	8%
		PERIODO-GRACIA (ANOS)	0

NO AÑOS INVERSION	15
INVERSION (MMUS\$)	
PERFOR. Y COMPLET.	446.25
TANGIBLE	10%
INTANGIBLE	90%
FACILIDAD DE PRODUC.	45.45
PLATAFORMAS	117.70
PERFOR. EXPLORATORIA	24.00
INVERSION REACTIVACION	45.00
INVERSION TOTAL	878.40

NOTA: PARAMETROS UTILIZADOS EN LA EVALUACION DEL CONTRATO DE SERVICIO

b) Sensibilidad con respecto a la producción

Por cada 5% adicional que se incremente la producción en un rango de 1 - 1.20, el inversionista tendría una rentabilidad sobre la inversión colocada de 20% mas un beneficio que asciende de 39 MMUS\$ - 129 MMUS\$, si se da un decremento el Van(20%) tiende a cero cuando la producción disminuya al 91% de lo pronosticado.

La elasticidad del Van(20%) con respecto a la producción es 23 MMUS\$ por cada variación de 5% del nivel de producción.

c) Sensibilidad con respecto a la inversión

Por cada 5% adicional que disminuyan las inversiones en un rango de 1- 0.80, el inversionista tendría una rentabilidad sobre la inversión colocada de 20% mas un beneficio que asciende de 39 a 87 MMUS\$ y por cada incremento de 5% el Van(20%) se hace cero al incrementarse la inversión en 16%.

La elasticidad del Van(20%) con respecto a la inversión es 12 MMUS\$ por cada variación de 5% del nivel de inversiones.

d) Sensibilidad con respecto a los costos

Por cada 5% adicional que disminuyan los costos en un rango de 1-0.80, el inversionista tendría una rentabilidad sobre la inversión colocada de 20% mas un beneficio que asciende de 39 MMUS\$ a 83 MMUS\$ y por cada incremento de 5% el Van(20%) se hace cero, al incrementarse los costos en 17%.

La elasticidad del Van(20%) a los costos es 11 MMUS\$ por cada variación de 5% de los costos.

Los resultados se muestran en el cuadro N° 19.

ESTADO

Desde el punto de vista del Estado se evaluó las alternativas de venta, contrato de servicio y la continuidad de las operaciones donde el Estado actúa como recaudador y contratante o como empresario y operador, obteniendose los siguientes resultados:

	EMPRESARIO	ESTADO RECAUDADOR	BENEFICIO ESTADO
MMUS\$	VAN(20%)		
VENTA	--	(5)	80
CONTRATO SERV.	--	(32)	53
CONTINUIDAD	(15)	31	110

SENSIBILIDAD DEL VAN AL PRECIO

MM\$ PRECIO \$/BBL	D=25%		D=20%		D=15%	
	VANE	VANF	VANE	VANF	VANE	VANF
15.00	(40.54)	(32.74)	(40.02)	(33.41)	(37.05)	(32.08)
16.04	(16.64)	(8.35)	(10.79)	(3.66)	0.00	5.55
16.46	(7.87)	0.93	0.00	7.71	13.80	20.02
16.85	0.00	8.80	9.70	17.41	26.23	32.45
17.00	3.04	11.83	13.45	21.16	31.02	37.24
18.00	23.39	32.19	38.52	46.23	63.11	69.33
20.00	64.09	72.89	88.85	96.36	127.25	133.47
21.00	84.44	93.24	113.72	121.43	159.32	165.54
22.00	104.79	113.59	138.78	146.49	191.39	197.61
23.00	125.14	133.94	163.85	171.56	223.46	229.68
25.00	165.84	174.64	213.98	221.69	267.60	293.82
30.00	267.69	276.39	339.31	347.02	447.96	454.18

SENSIBILIDAD DEL VAN A LA PRODUCCION

MM\$ % PRODUCCION	D=25%		D=20%		D=15%	
	VANE	VANF	VANE	VANF	VANE	VANF
0.85	(33.38)	(25.58)	(31.30)	(24.69)	(26.04)	(21.07)
0.89	(16.64)	(8.35)	(10.79)	(3.66)	0.00	5.55
0.90	(11.57)	(6.61)	(5.18)	(1.34)	6.05	8.79
0.91	(7.87)	0.93	0.00	7.71	13.80	20.02
0.94	0.00	8.80	9.70	17.41	26.23	32.45
1.00	23.39	32.19	38.52	46.23	63.11	69.33
1.05	41.71	50.50	61.08	68.79	91.97	98.19
1.10	60.02	68.82	83.64	91.35	120.83	127.05
1.15	78.34	87.13	106.20	113.91	149.70	155.92
1.20	96.65	105.45	128.76	136.47	176.56	184.78

SENSIBILIDAD DEL VAN A LA INVERSION

MDS	D=25%		D=20%		D=15%	
	VANE	VANF	VANE	VANF	VANE	VANF
0.80	64.15	72.95	66.84	94.55	121.95	128.17
0.85	50.22	62.76	74.76	82.47	107.24	113.46
0.90	43.77	52.57	62.68	70.39	92.53	98.75
0.95	33.58	42.38	50.60	68.31	77.82	84.04
1.00	23.39	32.19	38.52	46.23	63.11	69.33
1.05	13.20	22.00	26.44	34.15	48.40	54.62
1.10	3.01	11.81	14.36	22.07	33.68	39.90
1.11	0.00	8.80	10.79	18.51	29.35	35.57
1.16	(9.10)	(0.31)	0.00	7.71	16.20	22.42
1.21	(20.32)	(11.53)	(13.30)	(5.59)	0.00	6.22

SENSIBILIDAD DEL VAN A LOS COSTOS

MDS	D=25%		D=20%		D=15%	
	VANE	VANF	VANE	VANF	VANE	VANF
0.80	59.16	67.96	82.54	90.25	119.59	125.81
0.85	50.22	59.01	71.53	79.25	105.47	111.69
0.90	41.28	50.07	60.53	68.24	91.35	97.57
0.95	32.33	41.13	49.52	57.24	77.23	83.45
1.00	23.39	32.19	38.52	46.23	63.11	69.33
1.05	14.45	23.25	27.51	35.22	48.99	55.21
1.10	5.50	14.29	16.48	24.19	34.81	41.03
1.13	0.00	8.80	9.71	17.42	26.10	32.32
1.15	(3.46)	5.34	5.45	13.16	20.62	26.84
1.17	(7.87)	0.92	0.00	7.72	13.62	19.84
1.22	(16.46)	(6.12)	(10.58)	(3.38)	0.00	5.63

Las evaluaciones económicas desde el punto de vista del Estado como contratante, se muestra en el Cuadro N^o 20 y N^o 20-A.

La continuidad del Estado en las operaciones se muestra en los Cuadros N^o 21 y N^o 22, los parámetros de evaluación económica, planeamiento de producción y cálculo de inversiones son mostrados en los Cuadros N^o 21-A, N^o 21-B y N^o 21-C respectivamente.

El cálculo del servicio a la deuda que el Estado debe pagar a la reaseguradora se muestra en el Cuadro N^o 23.

De acuerdo a la política vigente el monto por Canon y sobrecanon destinado a la región Grau representa el 10% de los ingresos que genera toda la producción y el 65% de los ingresos que el Estado recibe como retribución por la producción de crudo.

El valor presente del servicio a la deuda a la A.I.G. por el pago de los activos expropiados, representa el 70% de los ingresos directos que percibirá el Estado (alquiler de activos y participación del crudo), por la transferencia de la Empresa

A continuación se muestra el detalle de los resultados obtenidos:

CUADRO Nº 20A

PARAMETROS	
% RETRIBUCION	16%
PRECIO:CRUDO (\$/BL)	18.00
GAS (\$/MPC)	1.5
CANON	12.5%
PRESTAMO 1	40
PRESATMO 2	44.5
PLAZO (ANOS)	10
TASA DE INTERES	8%
PERIODO-GRACIA (ANOS)	2

CUADRO Nº 21A

PARAMETROS			
RESERVAS PROM./POZO (MIL\$)	312	% RETRIBUCION	70%
POZOS INICIO REACTIVACION	640	PRECIBENEFICIO (\$/BL)	18.00
POZOS ABANDONADOS POR AÑO	2.0%	GAS (\$/MPC)	1.5
PRODUC. INICIAL (BPD)	21.000	GASTOS OPERATIVOS	
PROD.PROM.POZOS A PERF.(PIES)	8.500	FLUJO (MMUS\$)	33.00
RATE de PERF.(PIES/DIA)	160	VAR.(M\$/POZO-AÑO)	51.00
FACTOR EXITO PERFORACION	75%	TASA IMPOSITIVA	30%
		TASA DE DESCUENTO	20%
Nº POZOS PERF./EQUIPO/AÑO	6		
Nº POZOS/PLATAFORMA	12		
COSTOS		CANON	12.5%
PIE PERF.(P.PROD.) \$/PIE	200	PRESTAMO AÑO 1	45
PIE PERF.(P.SEC.) \$/PIE	150	PRESTAMO AÑO 2	12
PLAT.NUEVA (MMUS\$)	3.8		
PLAT.REGUL.(MMUS\$)	1.5	PLAZO (AÑOS)	10
FAC. REIDL.(MMUS\$/PLAT.)	0.5	TASA DE INTERES	8%
		PERIODO-GRACIA (AÑOS)	2

Nº AÑOS INVERSION	15
INVERSION (MMUS\$)	
PERFOR. Y COMPLET.	459.00
TANGIBLE	10%
INTANGIBLE	90%
FACILID.DE PRODUC.	30.23
PLATAFORMAS	66.00
PERF.EXPLORATORIA	20.00
INVERS.REACTIVAC.	22.50
INVERSION TOTAL	597.73

NOTA: PARAMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACION - CONTINUIDAD DE LA EMPRESA EN LAS OPERACIONES

PLANEAMIENTO DE PRODUCCION
CON PROYECTO DE OPERACION

CUADRO Nº 218

REQUIRO AÑOS	3	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	2	TOTAL (BUPD)			TOTAL MENS	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	CON/PREY.	SIN/PREY.	TOTAL		
1	2,721	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,721	17,829	20,550	7,591	
2	3,740	3,677	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,416	14,255	21,671	7,910	
3	2,088	4,822	4,121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,030	12,138	23,168	8,458	
4	1,485	2,728	4,787	4,121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,019	10,482	23,501	8,578	
5	1,052	1,841	2,707	4,787	4,296	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,663	9,413	24,076	8,788	
6	847	1,380	1,830	2,707	4,568	4,382	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,680	8,588	24,258	8,854	
7	715	1,121	1,381	1,830	2,830	5,689	3,441	0	0	0	0	0	0	0	0	16,816	7,808	24,625	8,988	
8	625	845	1,118	1,381	1,797	3,200	5,074	2,782	0	0	0	0	0	0	0	16,901	7,118	24,017	8,766	
9	550	825	842	1,118	1,350	2,150	2,818	3,680	2,770	0	0	0	0	0	0	16,238	6,485	22,723	8,294	
10	501	737	822	842	1,107	1,622	1,885	2,078	3,633	2,834	0	0	0	0	0	16,263	5,909	22,172	8,083	
11	480	688	734	822	842	1,315	1,414	1,397	2,855	3,575	3,048	0	0	0	0	16,433	5,385	21,818	7,964	
12	427	614	688	734	811	1,107	1,148	1,852	1,389	2,838	3,575	3,148	0	0	0	16,696	4,908	21,604	7,885	
13	385	570	614	688	734	884	853	847	1,844	1,373	2,838	3,528	3,230	0	0	16,848	4,472	21,420	7,818	
14	370	528	570	614	688	888	833	715	847	1,838	1,373	2,806	4,233	2,488	0	17,121	4,078	21,198	7,737	
15	345	483	528	570	603	778	745	625	715	838	1,838	1,364	2,384	3,885	2,704	17,532	3,714	21,246	7,755	
16	329	480	483	528	558	712	688	580	618	707	838	1,827	1,611	2,112	3,784	14,984	3,385	18,368	6,794	
17	312	438	480	483	528	658	614	501	561	618	707	838	1,208	1,414	2,088	11,433	3,085	14,517	5,298	
18	296	408	438	480	483	614	578	480	501	551	618	797	978	1,080	1,405	9,550	2,811	12,370	4,515	
19	271	385	373	438	480	570	528	427	480	501	551	618	838	855	1,052	8,328	2,582	10,880	3,974	
20	238	345	382	373	395	483	480	382	388	418	480	518	688	688	781	6,915	2,354	9,250	3,378	
																MENS →	87,347	48,908	147,255	147,255

PARAMETROS DE CALCULO DE INVERSIONES

AÑO	No. EQUIPOS PERFOR.	RATE PERFOR.	MPIES PERFOR.	PROFUND. PROM.	POZOS PERFO AÑO	No. POZOS ACTIVOS	No. PLATAF. NUEVAS	No. PLATAF. REOBRIC.	No. PLATAF. NECES.
1	3	160	153	8,500	18	640	1	1	2
2	4	160	204	8,500	24	641	1	1	2
3	4	160	153	8,500	18	646	1	1	2
4	4	160	153	8,500	18	651	1	1	2
5	4	160	204	8,500	24	656	1	1	2
6	4	160	204	8,500	24	661	1	1	2
7	4	160	204	8,500	24	666	1		1
8	3	160	153	8,500	18	671	1		1
9	3	160	153	8,500	18	671	1		1
10	3	160	153	8,500	18	671	1		1
11	3	160	153	8,500	18	671	1		1
12	3	160	153	8,500	18	671	1		1
13	3	160	153	8,500	18	671	1		1
14	3	160	153	8,500	18	671	1		1
15	2	160	102	8,500	12	671	1		1
16						667			0
17						654			
18						641			
19						628			
20						615			
TOTAL			2,446	8,500	288		15	6	21

2/2
CUADRO Nº 21C

INVERSIONES (MMUS\$)							
AÑO	PERF. Y COMPLET.		FACIL. PROD.-RECOL.	PLAT.NUEVA Y REUBIC.	REACT. REPOSIC.	EXPLORAC.	INVERSION TOTAL
	INTANG.	TANGIBLE					
1	26.39	2.30	2.60	5.30	7.5		44.08
2	35.19	3.06	2.78	5.30			46.33
3	26.39	2.30	2.60	5.30		10	46.58
4	26.39	2.30	2.60	5.30		10	46.58
5	35.19	3.06	2.78	5.30			46.33
6	35.19	3.06	2.78	5.30			46.33
7	35.19	3.06	1.75	3.80	7.5		51.30
8	26.39	2.30	1.57	3.80			34.06
9	26.39	2.30	1.57	3.80			34.06
10	26.39	2.30	1.57	3.80			34.06
11	26.39	2.30	1.57	3.80			34.06
12	26.39	2.30	1.57	3.80			34.06
13	26.39	2.30	1.57	3.80	7.5		41.56
14	26.39	2.30	1.57	3.80			34.06
15	17.60	1.53	1.39	3.80			24.31
16	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00
TOTAL	422.28	36.72	30.23	66.00	22.50	20.00	597.73

CUADRO Nº22A

PARAMETROS	
% RETRIBUCION	30%
PRECIO:CRUDO (\$/BL)	18.00
GAS (\$/MPC)	1.5
TASA DE DESCUENTO	20%
CANON	12.5%
PRESTAMO AÑO 1	36
PRESTAMO AÑO 2	13
INVERS.REACTIVAC.	30
PLAZO (ANOS)	5
TASA DE INTERES	8%
PERIODO-GRACIA (ANOS)	1

		DEUDA PENDIENTE DEL ESTADO			
ACREEDORES:					
AIG (AMERICAN INTERNATIONAL GROUP)					
ENCON CORPORATION					
ACUERDO BASES 17/12/91					
DEUDA	→	147,402,000		31/06/96	
INTERESES	→	37,366,407	AL	31/12/91	
TOTAL DEUDA	→	184,768,407		31/12/91	
CONDICIONES DE PAID					
- A LA FIRMA DEL CONTRATO	→	40,000,000		1992 SUPUESTO	→ 31/07/92
INTERESES		7,678,034			
DEL 1/01/92 AL 31/07/92					
			PLAZO	7 AÑOS	
			INTERES	7.00%	
		SALDO	INTERES	AMORTIZACION	CUOTA
1992	0	144,768,407			
1993	1	144,768,407	10,133,769	20,681,201	30,814,989
1994	2	124,087,206	8,686,104	20,681,201	29,367,305
1995	3	103,406,005	7,238,420	20,681,201	27,919,621
1996	4	82,724,804	5,790,736	20,681,201	26,471,937
1997	5	62,043,603	4,343,052	20,681,201	25,024,253
1998	6	41,362,402	2,895,368	20,681,201	23,576,569
1999	7	20,681,201	1,447,684	20,681,201	22,128,885
TOTAL			40,535,154	144,768,407	185,303,561
			7,678,034		
		TOTAL	48,213,187	144,768,407	182,961,594
AYUDA MEMORIA 30-04-93					
- A LA FIRMA DEL CONTRATO	→	30,000,000		30/07/93	
SALDO DE CUOTA FISCAL		10,000,000		01/07/94	
DEUDA		184,768,407			
INTERESES (1-7%)	→	19,681,231	DEL 01/01/92 AL 31/07/93		31/01/94
(SUMA TOTAL DEUDA)					
SEÑAL SALDO 10%	→	660,713	DEL 01/06/93 AL 30/06/94		01/07/94
TOTAL NUEVA DEUDA		295,010,351			
			INTERES	6.00%	
		SALDO	INTERES	AMORTIZACION	CUOTA
1993	0	144,768,407			
1994	1	144,768,407	8,686,104	24,128,066	32,814,172
1995	2	120,640,339	7,238,420	24,128,066	31,366,468
1996	3	96,512,271	5,790,736	24,128,066	29,918,604
1997	4	72,384,204	4,343,052	24,128,066	28,471,120
1998	5	48,256,136	2,895,368	24,128,066	27,023,436
1999	6	24,128,066	1,447,684	24,128,066	25,575,752
TOTAL			30,401,385	144,768,407	175,169,772
			20,241,944		
		TOTAL	50,643,310	144,768,407	195,611,717

ESTADO		
VENTA:		
Ingresos	MMUS\$	
	VAN(20%)	VAN(15%)
Venta de la Empresa	107	107
Impuestos	53	73
	-----	-----
Total	160	180
Egresos		
Deuda AIG	125	140
Deuda proveedores	30	30
Liquidación personal	10	10
	-----	-----
Total	165	180
Caja Fiscal	(5)	0
Canon + Sobre canon	85	85
	-----	-----
Beneficio Estado	80	85

ESTADO			
CONTRATO DE SERVICIO			
Ingresos	MMUS\$		
	VAN(20%)	VAN(15%)	VAN(14%)
Participación	130	167	176
Alquiler activos	49	63	66
Impuesto a la Renta	39	52	56
	-----	-----	-----
Total	218	282	298
Egresos			
Deuda AIG	125	139	142
Deuda proveedores	30	30	30
Liquidación personal	10	10	10
Canon + Sobre canon	85	109	115
	-----	-----	-----
Total	250	288	297
Caja Fiscal	(32)	(6)	1
Canon + Sobre canon	85	109	115
	-----	-----	-----
Beneficio Estado	53	103	116

**ESTADO-RECAUDADOR
CONTINUIDAD EN LAS OPERACIONES**

Ingresos	MMUS\$ VAN(20%)
Ahorro (Tarifa)	213
Impuestos	22

Total	235
Egresos	
Deuda AIG	125
Canon + Sobre canon	79

Total	204
Caja Fiscal	31
Canon + Sobre canon	79

Beneficio Estado	110

El déficit generado para el Estado con la alternativa de contrato de servicio a una tasa de rentabilidad de 20% es ocasionado por el saneamiento financiero que tiene que afrontar el Estado al transferir la Empresa, por otro lado el compromiso de deuda con los activos de la Ex-operadora, que representa el 57% de sus ingresos totales y que no será cubierta con el alquiler de activos, que representa el 39% del valor presente de la deuda. Por otro lado esta situación de déficit podría revertirse si el porcentaje de participación para el Estado fuera mayor, 27% vs los 16% ofrecidos, sin embargo este hecho ya no sería favorable para el inversionista (Van(20%)= (19) MMUS\$).

5.2 METODO DEL PATRIMONIO GLOBAL AJUSTADO

Este Método llamado también valor contable ajustado, nos da el valor en libros o valor patrimonial de la Empresa, su aplicación consiste en determinar la diferencia entre el activo real y el exigible o pasivo total, el activo real implica prescindir de aquellas partidas que no tengan posibilidad de realización y que forman parte del activo ficticio. Se llama ajustado, cuando adicionalmente se lleva a valores actuales los elementos que constituyen el balance, principalmente al activo fijo, existencias créditos y deudas contraídas.

Para la aplicación de este Método se dispuso del Balance General de la Empresa al 31 de Diciembre de 1992 expresados en valores históricos, en moneda nacional (S/.) y moneda extranjera (US\$), en el caso de moneda nacional se dispuso también del Balance ajustado en forma integral para mostrar las variaciones en el nivel general de precios, considerando para el efecto la Metodología de Ajuste Integral de los Estados Financieros por Efecto de la Inflación, aprobada por Resoluciones Nº 2 y 3 del Consejo Normativo de Contabilidad, y para el caso de balance en moneda extranjera existe dos tasas de cambio que se utilizan en la conversión histórica de estados financieros: Las tasas históricas, es decir las que existían en las fechas de las transacciones, y la tasa

corriente, que es la existente en la fecha de la conversión.

Metodología: Balance en moneda nacional

El ajuste integral tiene como objetivo presentar los estados financieros en moneda homogénea, sin alterar los principios de contabilidad. Es decir, corrige los importes nominales sin tratar de valorizar bienes o servicios.

- Los ajustes se han efectuado utilizando factores de ajuste derivados del Índice de Precios al por Mayor a nivel nacional (IPM).
- Se ha adoptado como fecha de mayor antigüedad el 10 de Enero de 1986 (fecha de constitución de la Empresa).
- Se establecen límites máximos de actualización del activo no monetario; por lo tanto los montos actualizados de cada rubro no deben superar el costo ajustado o valor de mercado.
- Los activos y pasivos monetarios al 31 de Diciembre de 1991 que representaban valores actuales a esa fecha, han sido ajustados a valores al 31 de Diciembre de 1992. Los activos y pasivos monetarios al 31 de Diciembre de 1992 representan valores actuales; por lo tanto no han sido

objeto de ajuste. Dichos activos y pasivos son: caja y bancos, cuentas por cobrar y pasivos a favor de terceros.

- Los activos no monetarios (anticipos a proveedores, existencias, gastos pagados por anticipado y otras cargas diferidas, inversiones, instalaciones, maquinaria y equipo, depreciación y amortización acumulada) y los rubros del patrimonio neto (capital, reserva legal y resultados acumulados) se han ajustado aplicando los factores de ajuste anteriormente referidos, considerando para el efecto la fecha de su origen.

- Los ingresos y gastos, excepto las depreciaciones y amortizaciones, se ajustaron aplicando el factor de ajuste correspondiente a los importes mensuales sujetos a actualización; la depreciación de instalaciones, maquinaria y equipo, así como la amortización de costos intangibles de pozos se determino aplicando la tasa de depreciación y amortización anual, respectivamente, sobre los valores actualizados de dichos activos.

Los incrementos en instalaciones, maquinaria y equipo, depreciación acumulada y patrimonio, proveniente de las revaluaciones efectuadas de conformidad con lo establecido por disposiciones legales para la actividad petrolera, fueron excluidos antes de efectuarse los ajustes.

Las diferencias de cambio imputadas a los activos no monetarios no han sido objeto de ajuste. Asimismo, no han sido objeto de ajuste las diferencias de cambio incluidas en los ingresos y gastos.

- El resultado proveniente de los ajustes de actualización se denomina resultado por exposición a la inflación (REI).

Metodología Balance en moneda extranjera

Según el método de conversión histórica, los activos y pasivos monetarios se convierten de acuerdo a la tasa de cambio corriente, los activos y pasivos monetarios son aquellos que tienen montos fijos, como son el efectivo, las cuentas por cobrar, y la mayoría de los pasivos.

Los activos y pasivos no monetarios y las partidas de la participación de los accionistas se convierten de acuerdo a las tasas existentes, cuando ocurrieron las transacciones en las que se originaron, es decir cuentas

basadas en transacciones de compra pasadas (costo histórico o de adquisición) se convierten a las tasas de cambio histórica; las cuentas basadas en compras corrientes, en ventas corrientes, y en transacciones futuras se convierten a la tasa de cambio corriente.

Ver cuadros N^o 24 y N^o 25

5.2.1 PRINCIPIOS Y PRACTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVOS APLICADOS EN LA PREPARACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Política General de Contabilización

La Empresa sigue el método acumulado de contabilización y registra sus activos y pasivos sobre la base de costo histórico, con la excepción de inmuebles, maquinaria y equipos que están valuados al costo más revaluaciones y de ciertas inversiones que están valuadas al costo más los incrementos por las acciones liberadas recibidas por capitalización de excedente de revaluación.

Valuación de existencias

Al costo, el que no exceda el valor de mercado.

El costo se ha establecido sobre las siguientes bases:

ACTIVO	BALANCE GENERAL			
	VALORES AJUSTADOS EL NIVEL GENERAL DE PRECIOS		VALORES HISTORICOS	
	1991 S/.	1992 S/.	1991 S/.	1992 S/.
CORRIENTE				
Caja y Bancos	1,021,967	3,950,571	679,048	3,950,571
Cuentas por cobrar comerciales	-	17,635,735	-	17,635,735
Otras cuentas por cobrar	2,626,973	3,666,151	1,761,256	3,666,151
Existencias	7,092,465	12,613,297	2,717,621	10,645,592
Gastos pagados por anticipado y otras cargas diferidas	4,649,002	2,646,501	3,221,622	2,646,501
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	15,590,407	40,714,255	6,379,747	36,946,550
NO CORRIENTE				
Inversion en valores	3,163	6,469	666	6,469
Propiedad Maq. y Equipo	55,512,950	74,145,461	36,665,662	65,461,902
Depreciacion y Amortiz. Acumul.	(32,160,510)	(59,169,666)	(21,369,110)	(46,650,207)
	23,352,440	14,955,615	15,516,572	16,831,895
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	23,355,623	14,962,264	15,517,440	16,836,164
TOTAL ACTIVO	38,946,030	55,676,539	23,897,187	55,784,714
PASIVO				
CORRIENTE				
Deudas Bancarias	-	465,146	-	465,146
Cuentas por pagar comerciales	26,044,961	36,626,243	17,305,635	36,626,243
Empresa Principal	3,050,402	6,161,992	2,026,645	6,161,992
Otras cuentas por pagar	1,601,641	2,036,262	1,197,104	2,036,262
TOTAL PASIVO CORRIENTE	30,697,024	49,311,663	20,529,564	49,311,663
NO CORRIENTE				
Provisiones para compensacion por tiempo de servicios	9,623,116	6,769,115	6,526,969	6,769,115
Provision para consumo de existencias y uso de instalacion maq. y equl.	973,547	646,676	646,675	646,676
TOTAL PASIVOS	41,693,689	56,747,656	27,703,440	56,747,656
PATRIMONIO NETO				
Capital Social	13,146,222	22,160	22,161	22,160
Excedente de revaluacion	-	-	7,630,543	-
Reserva Legal	6,304	14	14	14
Resultados Acumulados	(15,902,185)	(3,093,291)	(11,456,979)	(2,965,116)
TOTAL PATRIMONIO NETO	(2,747,659)	(3,071,117)	(3,606,261)	(2,962,942)
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	38,946,030	55,676,539	23,897,187	55,784,714

FUENTE: PETROMAR

CUADRO Nº 25

ACTIVO	BALANCE GENERAL		
	1991 US\$	1992 US\$	1992 (*) US\$
CORRIENTE			
CAJA Y BANCOS	700,049	2,125,259	2,125,259
CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES		10,753,497	10,753,497
OTRAS CUENTAS POR COBRAR	1,334,979	1,499,258	1,499,258
EXISTENCIAS	16,935,716	17,941,191	17,941,191
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO Y OTRAS CARGAS DIFERIDAS	3,321,260	3,130,060	3,130,060
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	22,292,004	35,449,265	35,449,265
NO CORRIENTE			
INVERSION EN VALORES	895	3,945	3,945
INMUEBLE MAQ. Y EQUIPO	159,048,049	162,102,762	136,121,934
DEPRECIACION Y AMORTIZACION ACUMUL.	(143,454,359)	(166,263,363)	(120,302,535)
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	15,594,585	15,823,344	15,823,344
TOTAL ACTIVO	37,886,589	51,272,609	51,272,609
PASIVO			
CORRIENTE			
CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES	18,591,020	23,475,252	23,475,252
EMPRESA PRINCIPAL	2,089,531	4,969,020	4,969,020
OTRAS CUENTAS POR PAGAR		1,297,363	1,297,363
TOTAL PASIVO CORRIENTE	20,680,551	29,761,635	29,761,635
NO CORRIENTE			
PROVISIONES PARA COMPENSACION POR TIEMPO DE SERVICIOS	6,728,855	5,359,216	5,359,216
OBLIGACION POR CONSUMO DE EXISTENCIAS Y USO DE INSTALACION MAQ. Y EQUIP.	45,831,329	45,960,828 (*)	
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	52,560,184	51,340,044	5,359,216
PATRIMONIO NETO			
CAPITAL SOCIAL	20,410,402	20,410,402	20,410,402
RESERVA LEGAL	59,988	59,988	59,988
PERDIDAS ACUMULADAS	(66,892,057)	(66,824,534)	(9,643,706)
UTILIDAD (PERDIDA) NETA DEL PERIODO	2,867,523	5,525,076	5,525,076
TOTAL PATRIMONIO	(35,354,148)	(29,829,070)	16,151,758
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	37,886,589	51,272,609	51,272,609

(*) SE CONSIDERA EL ARREBOLLO CON LA AIG POR LOS ACTIVOS DE LA EX-BELCO. MONTO QUE INGRESA COMO APORTE EN EL RUBRO PERDIDAS ACUMULADAS, AL HABER SIDO DEDUCIDO INICIALMENTE.

FUENTE: PETROMAR

Materiales y suministro: AL costo promedio de adquisición

Materiales y suministros en transito: Al costo especifico de adquisición.

Valuación de Inversiones

Al costo de adquisición, más los incrementos por las acciones liberadas recibidas por capitalización de utilidades y de excedentes de revaluación, que están registradas a su valor nominal.

Valuación de instalaciones, maquinaria y equipos

AL costo de adquisición o construcción, que incluye los gastos de financiación aplicados a los proyectos hasta el momento de su puesta en marcha. Las instalaciones maquinaria y equipo existentes al 31 de Diciembre de 1991 han sido revaluados de acuerdo a las normas legales vigentes.

Las mejoras y renovaciones en los activos fijos son capitalizadas y reparaciones y los gastos de mantenimiento son debitados a los resultados del ejercicio correspondiente.

Al efectuarse la venta o retiro de los activos fijos se eliminan de los libros dichos activos y la

depreciación acumulada correspondiente, a la fecha de la venta o retiro. La utilidad o pérdida de estas operaciones es acreditada o debitada, según corresponda, a los resultados del ejercicio.

El método de depreciación es el de línea recta, basado en la vida útil estimada de los activos fijos.

Los costos intangibles de perforación correspondiente a los pozos productivos son capitalizados y amortizados íntegramente en el período en que se incurren y los costos de perforación correspondiente a los pozos secos son cargados íntegramente a los resultados del ejercicio.

Provisión para compensación por tiempo de servicios

La provisión para compensación por tiempo de servicios ha sido calculada de acuerdo con disposiciones laborales vigentes, y cubre el íntegro de los derechos indemnizatorios del personal pendientes de depósito en entidades financieras.

5.2.2 PROCEDIMIENTO DE ACTUALIZACION DE ACTIVOS

Considerando que el activo corriente y el pasivo están expresado en valores actuales, se procedió a actualizar la partida correspondiente al activo fijo con el criterio de empresa en marcha.

El criterio utilizado para determinar el valor actual del activo fijo de la Empresa esta basado en la tasación de activos fijos realizado al 31-12-85, por un cuerpo técnico de tasadores, Esto fue solicitada por Decreto Supremo 035.85 E.M. aplicados a los activos de la Ex-Belco, en la que se considero el Procedimiento de Tasación preparado en base al Reglamento General de Tasaciones del Perú Aprobado por Resolución Ministerial, Nº 370-85-VC-9399, del 14 de Enero de 1986 y consintió en obtener el valor de reposición de los bienes.

A esta valorización existente se dedujo el efecto de los 7 años transcurridos (1986-1992) y los nuevos activos adquiridos en el mismo período por la Empresa. El monto obtenido es aproximado, por falta de información a detalle de los años de adquisición de los equipos, instalaciones, equipos, estado de conservación etc. Sin embargo cabe resaltar que las partidas mas significativas lo constituye las plataformas, la parte tangible de la perforación de pozos y las embarcaciones, rubros en los cuales se

dispuso de información complementaria para valorizarlos a la fecha, considerando los años de vida útil establecidos y los factores de conservación asignados.

Para efectos de depreciación la Empresa considera los siguientes períodos de vida útil:

Perforación de pozos	5 años
Equipos	5 años
- Plataformas	20 años
Embarcaciones	20 años
Muebles y enseres	10 años
Obras civiles	30 años

El procedimiento de tasación consiste en determinar los siguientes valores:

- Valor de Reposición del bien, es decir el valor que tendría un bien similar nuevo con la misma capacidad de operación.
- Depreciación, considerando el valor de reposición y el valor residual del bien, aplicando a esto una fracción en función de la edad del bien y su vida útil.

Factor de Estado de Conservación, considerando ciertos parámetros de calificación y ponderación para establecer el estado de un bien.

$$D = (VSN - R) * E / T$$
$$VTC = (VSN - D)$$

$$VTR = (VSN - D) * FEC$$

Donde:

D : Depreciación
R : Valor Residual
E : Edad del equipo
T : Vida útil del equipo
FEC: Factor de estado de conservación
VSN: Valor Similar Nuevo
VTC: Valor de tasación calculada
VTR: Valor de tasación real

Los criterios para obtener los valores indicados, dependían del bien a tasar y de sus características principales de conservación. Los resultados se muestran en los Cuadros Nº 26 y Nº 27.

De la información contable al 31-12-92 presentada en ambas monedas, se puede observar que el valor patrimonial de la Empresa es negativo.

Sin embargo la distorsión de los resultados, en los balances de ambas monedas se acentúa, principalmente en el de moneda nacional, al acumular valores históricos de años anteriores sin reajuste, en la partida del pasivo corriente (Obligaciones por consumo de existencias y uso de instalaciones maquinaria y equipo) en comparación con el Balance en moneda extranjera.

ACTIVO FIJO

			CANTIDAD
A. INSTALACIONES PORTUARIAS			7
. Muelles			3
. Muelles Flotantes			3
. Terminal de Embarque			1
B. EMBARCACIONES			
. Barcasas			5
Tonelaje (TM)	Fecha constr.	Estado actual	
1500	1982	Operativo	1
2400	1973	Operativo	1
2600	1982/1983	Operativo	2
3700	1984	Operativo	1
. Remolcadores			6
Potencia (HP)	Fecha constr.	Estado actual	
550	(3)1986/(1)1958	Operativo	4
675	1978	Operativo	1
900	1978	Operativo	1
. Botes			13
Potencia (HP)	Fecha constr.	Estado actual	
430	1981/(2)1980/1977 1988/(2)1988 1981/1983	Operativo	9
650	1981	Operativa	1
430	1977/1989/1986	Varadero	3
C. PLATAFORMAS MARINAS			
Profund. de agua	Fecha de Reubicacion		6
41' - 149'	Feb-1982/Set-1988/Feb 1989 Jun 1987/Mar 1987/May 1986		3 3
	Fecha de Lanzamiento		48
	May 1985/May 1984		2
	Nov 1983/Mar 1983/Jul 1982		3
	(2)Dic 1981/Oct. 1981		3
	Set 1981/Jul 1981/Abr 1981		3
	Mar 1981/Abr 1980/Dic 1979		3
	Oct 1979/Set 1979/Mar 1979/Set 1978		4
	(2)Dic 1977/Mar 1977/Dic 1976/Nov 1976		5
	Oct 1976/Dic 1975/Ene 1975		3
	Abr 1974/Feb 1974/Jul 1973		3
	Abr 1973/May 1971/Jul-Jun 1970		4
	May 1970/(2) Ene 1970/Ago 1969		4
	Jun 1969/Ene 1969/Oct 1968		3
	Jul 1968/May 1968/Abr 1968		3
	Abr 1967/Dic 1966/Jul 1966		3
150' - 270'	Fecha de Reubicacion		3
	Jun 1991/(2)Abr 1986		3
	Fecha de Lanzamiento		23
	Nov 1985/Mar-1985/Dic 1984/Set 1984		4
	Abr 1984/Dic 1983/Set 1983		3
	Dic-Nov-Jul-Feb 1978		4
	(2)Set 1977/Ago 1975/Jun 1975		4
	Abr 1975/Feb 1974/Ene 1973/Ene 1972		4
	Nov-Set 1971/Oct. 1971/May 1971		4

ACTIVO FIJO

			CANTIDAD
271' - 371'	Prueba de Laminamiento		13
	Abr 1990/Jul 1988/Feb 1988		3
	Jul 1984/Feb 1984/May 1981		3
	Ago-Feb 1980/Abr-Feb 1979		4
	Mar 1978/Mar 1977/Abr 1976		3
D. OLEODUCTOS Y GASEODUCTOS			
Diámetro (Pulgadas)	Ubicación	Longitud (Kilometros)	
8 5/8	Tierra	50	
8 5/8	Líneas submarinas	285	
3 1/2	Líneas submarinas	120	
2 7/8	Líneas submarinas	44	
E. BATERIAS DE PRODUCCION Y TANQUES			
. De recepción y transferencia		Ubicación	63
Capacidad (Bbl)			
300 - 400		Plataformas/Baterías	5
500 - 700		Plataformas/Baterías	49
1000-4000		Baterías	9
. De almacenamiento y ventas			14
Capacidad (Bbl)			
8000 - 10000		Baterías	3
20000		Baterías	5
130000		Baterías	3
170000		Baterías	1
270000		Baterías	2
G. BOMBAS			
		Ubicación	Estado Actual
. Centrífugas			43
		Plataformas	27
		Parcela-25	2
		Patio tanques	5
		Taller	9
. Recíprocas			32
		Plataformas	9
		Baterías	16
		Parcela-25	2
		Patio tanques	1
		Taller	4
H. COMPRESORES			
Capacidad (MPCD)	Ubicación	Estado Actual	55
2500 a 5740	Plataformas	Operativo	41
2500 a 5740	Patio tanques	Operativo	4
2500 a 5740	Taller	Reparación	2
7000	Ventas	Operativo	4
7000	Plataformas	Operativo	4
I. GRUAS			
		Ubicación	Estado Actual
		Plataformas	31
		Barcas	5
		Equip.serv.pomos	2
		Parcela-25	7
		Playa	7
		Playa	6

ACTIVO FIJO

			CANTIDAD
I. WINCHES	Ubicación	Estado Actual	55
	Plataformas	Operativo	30
	Barcos	Operativo	22
	Taller	Reparación	3
K. GENERADORES			
Capacidad (KW)	Ubicación	Estado Actual	106
< 15	Flota campos	Operativo	2
	Barcos	Operativo	2
	Taller	Reparación	12
50 - 70	Flota campos	Operativo	3
	Plataformas	Operativo	16
	Barcos	Operativo	6
	Skytops	Operativo	2
	Tierra	Operativo	8
	Taller	Reparación	29
100 - 175	Plataformas	Operativo	6
	Barcos	Operativo	3
	Tierra	Operativo	2
	Taller	Reparación	4
250 - 375	Barcos	Operativo	3
	Tierra	Operativo	2
550 - 750	Barcos	Operativo	2
	Tierra	Operativo	4
L. POZOS			875
	Estado Actual		
	Produciendo		640
	Cerrados		207
	Inyectores		28
M. CAMPAMENTO - OFICINAS			
	Casas		88
	Oficinas en las Operaciones		7
	Oficina Principal		2

CUADRO Nº 27

ACTIVO FIJO	(*) MM US\$	%	VALOR ACTUAL AL 30-06-93
PLATAFORMAS MARINAS	38.78	24.21%	20.00
EQUIPO DE PLATAFORMAS	14.08	8.79%	8.00
LINEAS	8.89	5.55%	9.00
POZOS	69.58	43.44%	3.00 (**)
EQUIPO DE PERFORACION Y SERV. POZOS	4.77	2.98%	1.00
EMBARCACION Y EQUIPOS	15.11	9.43%	7.00
HERRAMIENTAS DE MANO, MAQ. HERRAMIENTAS	0.13	0.08%	0.28
BOMBAS, GENERADORES, COMPRESORES Y OTROS	2.04	1.27%	1.00
TANQUES DE ALMACENAMIENTO	1.45	0.91%	0.80
EQUIPO DE COMUNICACION Y COMPUTACION Y OTROS	0.36	0.23%	0.20
VEHICULOS	0.36	0.22%	0.10
OBRAS CIVILES	3.15	1.97%	3.41
MUEBLES Y ENSERES	0.48	0.30%	0.30
MUELLES	0.98	0.61%	0.98
	-----		-----
	160.165	100%	55.07
	-----		-----

(*) TASACION REALIZADA AL 31-12-85
(**) PARTE TANGIBLE DE POZOS PRODUCTORES

EL VALOR ACTUAL CONSIDERA LAS INVERSIONES REALIZADAS DE 1986-1992.

La actualización y ajuste del balance en moneda nacional con el Índice General de Precios no compensa las diferencias existentes entre el activo y pasivo, dando un Patrimonio Ajustado negativo.

De ambos balances se tiene los siguientes resultados:

$$VC(C) = \text{ACTIVO REAL}(C) - \text{PASIVO}(C)$$

VC(C)----> Valor Contable Corregido

En moneda nacional:

$$VC(C) = 55,677 - 58,748 = (3,071) \text{ M S/}.$$

$$VC(C) = (3,071) \text{ MS/}.$$

En moneda extranjera:

De acuerdo al Balance, se tiene en el pasivo no corriente una deuda acumulada por consumo de existencias y uso de instalaciones maquinaria y equipo de la ex-operadora, que asciende a 45.98 MMUS\$ históricos cuya equivalencia en moneda nacional es significativamente menor por efecto de atraso cambiario y cuyo efecto repercute desfavorablemente en el valor del patrimonio de la Empresa que a valores históricos asciende a (29.83) MMUS\$, Sin embargo considerando que el valor actual

de la partida inmueble maquinaria y equipo es de 55 MMUS\$ considerando todos los activos existentes se tiene el siguiente resultado:

$$VC(C) = 90,453 - 35,121 = 55,332 \text{ MUS\$}$$

$V(C) = 55,332 \text{ MUS\$}$

Cabe resaltar que considerando el arreglo con la AIG por los activos de la Ex-Belco que era de esperarse para negociar la transferencia de la Empresa, el patrimonio histórico de la Empresa ascendería a 16.15 MMUS\$.

5.3 METODO DE LIQUIDACION

Este método nos da el valor de la Empresa considerando la venta de los activos, restando los pasivos totales y los gastos de liquidación (personal).

De venderse los activos, sin considerar la alternativa de ser usado en las operaciones de perforación, los activos que tendrían menor posibilidad de venderse serían las plataformas, las líneas submarinas, la parte tangible de los pozos, en el caso de las plataformas si estas fueran removidas para usos distintos al de la actividad petrolera, el costo de recuperarlas sería más alto que el valor intrínseco, análogamente para el caso de la parte

tangible de los pozos. En el caso de las líneas, por el hecho de estar tendidas en el fondo marino, el valor de esta sería nulo.

En este caso el valor de la Empresa disminuiría por efecto de los activos no realizables (32 MMUS\$), pasivos (35 MMUS\$) y liquidación personal (bono de cierre de operaciones 5 MMUS\$) :

$$VL = 90,453 - 32,000 - 35,121 - 5,000 = 18,332 \text{ MUS\$}$$

$VL = 18,332 \text{ MUS\$}$

Este valor representa el monto mínimo que un vendedor esta dispuesto a recibir por su negocio.

5.4 RESULTADOS DE LOS METODOS APLICADOS DE VALORACION

Los resultados de los métodos aplicados ponen en evidencia que el método que da mejor valor a la Empresa, es como Empresa en Marcha (Flujo de Caja Descontado), al considerar la extracción de las reservas de petróleo, tal como se muestra a continuación.

COMPARACION	DE	METODOS	DE	VALORIZACION
FLUJO CAJA	PATRIMONIO	VALOR	CONTABLE	LIQUIDACION
DESCONTADO	GLOBAL AJUSTADO	(*)	(*)	(*)
	(*)			
107	55	(30)		18

(*) No incluye valor de reservas.

5.5 CONCLUSIONES

- El valor de una empresa, es una cifra técnica, como resultado de la aplicación de una metodología concreta, el precio de una empresa es aquel valor que se esta dispuesto a pagar por ella, y esta dado por el mercado, en este contexto se requiere llevar a cabo toda una estrategia para la venta de una empresa.

- El valor de la Empresa petrolera en estudio, resulto 107 MMUS\$, obtenido por el Método del Flujo de Caja Descontado a una tasa de rentabilidad de 20% pudiendo llegar a 156 MMUS\$ considerando el éxito en la propuesta pre-establecida de perforación en las áreas de Lóbitos y Peña Negra, que como ya se indico es un escenario optimista para efectos de evaluación.

- El resultado de la valorización de Petromar, esta constituido por el valor de los bienes e inversiones tangibles y el valor intangible, que por su característica de continuidad en las operaciones, con infraestructura humana y técnica le confiere obtener una plusvalía fruto de su dinámica.

Este valor obtenido como cifra técnica de 107 MMUS\$, se divide en 55 MMUS\$ que corresponden a la parte tangible y 52 MMUS\$ a la parte intangible.

- El Método del Flujo de Caja Descontado, resulta el más adecuado para valorizar la Empresa, da un valor superior al de los otros métodos aplicados por que considera el valor de las reservas que pueden desarrollarse, que es la razón de la continuidad de las operaciones, los beneficios que genera el uso de los activos, considerado a una tasa de rentabilidad, y los intangibles producto del equipo de dirección e infraestructura humana, técnica, administrativa etc.

- La rentabilidad de las empresas petroleras, dependen basicamente del éxito de los proyectos de exploración y desarrollo que realizen dado por el volumen de reservas que pueden descubrir y desarrollar y el precio de petróleo establecido en el mercado internacional, muy susceptible de variación por los acontecimientos políticos. Sin embargo la disminución de uno de ellos tiende a compensarse con el aumento del otro.

- El valor determinado para la Empresa puede ser susceptible de variaciones ante el efecto de las variables exógenas, como acontecimientos políticos, factores económicos cambiantes, las variables críticas son el precio de crudo y el volumen de producción, sin embargo el efecto desfavorable de una de ellas puede ser compensado con el comportamiento favorable de la

otra, y aún superarlo con una optimización de recursos y procesos operativos (costos e inversiones).

La disminución de un dólar por barril del precio de crudo puede ser compensado por el incremento de 6.25% de la producción o el descenso de 12.5% de la inversión o 13.6% de reducción de costos. Si las variables actúan conjuntamente, se tiene que por cada dólar por barril que disminuya el precio del crudo, el valor de la Empresa puede ser compensado con 2.5% de incremento de la producción, 2.5% de disminución de las inversiones y 5.5 % de reducción de costos.

- La alternativa de venta de la Empresa incluido las reservas por descubrir y desarrollar que llegan a la superficie a una tasa de rentabilidad de 15% representa la mejor alternativa para el Estado, sin embargo no es procedente, por dos razones principales: No está contemplado en el marco legal existente y por no resultar lo más atractivo y beneficioso para el inversionista por el fuerte desembolso inicial que representa adquirirla, el tiempo de recuperación de la inversión que es a largo plazo (12.29 años), TIRE = 22%. Por otro lado los posibles cambios de las variables exógenas podrían poner en peligro la recuperación de la inversión total.

- La alternativa de contrato de servicio resulta más beneficioso para el inversionista que la alternativa de compra, por el menor aporte de capital requerido, y recuperación total de su inversión en un período de 5.5 años, con un beneficio adicional ($Van(20\%)=39$ MMUS\$) y una tasa interna de retorno $TIRE=44\%$.

- La incidencia del descenso de un dólar por barril del precio de crudo en un contrato de servicio, puede ser compensado con el incremento de 5.4% de la producción o el descenso de 10.4% de la inversión o 13.6% de reducción de costos.

Si las variables actúan conjuntamente por cada dólar por barril que disminuya el precio del crudo, puede ser compensado con 2.5% de incremento de la producción, 2.5% disminución de la inversión y 3.4% de reducción de costo.

- La falta de liquidez por el inversionista durante los dos primeros años, en un contrato de servicio puede ser cubierto con aportes de capital o financiamiento de terceros, que produce un apalancamiento financiero positivo al obtenerse beneficios adicionales, considerando que la tasa de interés no supera la tasa de descuento 20%.

- La alternativa de Contrato de servicio desde el punto de vista del Estado a una tasa de 14% de rentabilidad le resulta más conveniente a pesar que nominalmente sería mejor optar por la continuidad de su gestión en las operaciones. La tasa de 14% le resulta aceptable considerando que no asumirá el riesgo de la inversión en exploración y explotación de petróleo que es alto, no destinara recursos monetarios para esta actividad y le permitirá asumir los compromisos financieros contraídos. Sin embargo requerirá financiamiento por falta de liquidez en los primeros años.

- La alternativa de continuidad en las operaciones de explotación por parte del Estado, si bien representa un beneficio nominal superior para la caja fiscal que las otras alternativas mencionadas, la Empresa tiende a descapitalizarse, debido a las condiciones contractuales y acuerdos establecidos, con una tarifa para el crudo inferior a la del mercado internacional, carga social alta, falta de aportes de capital para inversiones y el factor riesgo. El Estado requiere disponer de fondos para canalizar sus recursos en inversiones sociales y apoyo a las micro empresas.

- La información contable histórica, y la ajustada por el Índice General de Precios no resulta adecuadas para valorizar la Empresa al estar en términos nominales, ni

aún en el caso que se suponga un valor de liquidación de la Empresa, ya que no le otorgan ningún valor, al mostrar un Patrimonio Neto negativo.

- La actualización de la partida Inmueble, Maquinaria y equipo y la transferencia de la partida del pasivo no corriente obligación por consumo de existencias y uso de maquinaria y equipo a las pérdidas acumuladas al haberse deducido como gasto, fueron relevantes para obtener un patrimonio global ajustado de 55 MM US\$, sin embargo no considera el valor de las reservas de petróleo ni los intangibles de la Empresa.
- La valorización de la Empresa aún con criterio de liquidación resulta mayor que el que muestran los estados financieros 18 MMUS\$ vs - 30 MMUS\$.
- La estrategia de privatización de la Empresa fue adecuada por que estuvo orientado a su recuperación económico-financiera, y se concentro en la definición de un marco legal estable definido contractualmente, donde los incentivos a la inversión privada estuvieron orientados principalmente a la libertad de tenencia y uso de divisas y exoneración de tributos por importación de bienes para las operaciones y exportación de crudo, y los contratos de gerencia, modalidad definida por la Ley

de Hidrocarburos que propiciaron mayor expectativa por parte de los inversionistas.

- La deuda del Estado con la AIG (American International Group) impidió agilizar el proceso de transferencia de la Empresa, al postor ganador Petro-tech International Corporation, sin embargo en ese lapso la Empresa se colocó en mejor posición al resultar exitoso el programa de desarrollo realizado en el área de Lobitos.
- El Estado es favorecido a nivel país con la privatización de la Empresa, en cualquiera de las modalidades de transferencia venta o contrato de servicio, sin embargo el problema de déficit fiscal y falta de liquidez se ponen de manifiesto a un costo de rendimiento de 20%, en la medida que éste tienda a 15% y 14% se logra superar el déficit fiscal, sin embargo el problema de liquidez se mantiene, para lo cual el Estado requerirá de financiamiento.
- La privatización de la Empresa petrolera fue acertada, no solo por que el Estado obtuvo un beneficio a nivel País, podrá hacer frente a la deuda contraída con la AIG, si no por el efecto multiplicador en el sector, al lograr la reactivación de la inversión en exploración y desarrollo paralizadas por falta de recursos económicos, el incremento de reservas y generación de empleo.

- La privatización de las actividades de exploración, explotación y producción administradas por el sector estatal resulta adecuada por que implica promover la participación de capitales extranjeros, establecer un marco legal estable y agil, intercambio de tecnología y mayores niveles de productividad y eficiencia.

5.6 RECOMENDACIONES

- La estrategia de transferencia de la Empresa al sector privado bajo cualquier modalidad, venta o contrato, requiere previamente preparar la Empresa para hacerla mas atractiva al inversionista extranjero, buscando las mejores condiciones de mercado con el proposito de lograr establecer competencia para poder elegir la mejor oferta.

- El tratamiento del Canon y sobrecanon debe ser regulado considerando un rango de porcentajes acordes con los niveles de producción obtenido y valorizados a la tarifa de crudo a la cual deben deducirse los costos de producción, sin buscar correspondencia con la renta que produce los productos refinados al considerar su venta y costos correspondientes que es el procedimiento vigente.

- La aplicación del Método de Flujo de Caja Descontado debe ser aplicado para valorizar empresas en general del sector manufacturero, extractivo, servicios porque considera la generación de beneficios a futuro no solo por los activos existentes si no por la dinámica de la Empresa. También debe aplicarse en la evaluación de activos (Edificaciones instalaciones maquinarias y equipos) representa el verdadero valor de los activos al cuantificar los beneficios futuros que producirán,

esta tendencia tiende a acentuarse en condiciones de libre mercado.

- Las condiciones de negociación para la transferencia de la Empresa en contratos de servicio deben considerar un compromiso de inversión que garantice recuperar las reservas por cada barril de petróleo producido, de esta manera se garantiza la exploración como actividad de planificación constante.

- Evaluación y seguimiento de la etapa de post-privatización, con el propósito de verificar el cumplimiento de las actividades comprometidas contractualmente y conocer los resultados obtenidos para la economía en su conjunto, ante este hecho el Estado tiene que asumir un nuevo rol, igualmente importante y especializado, tiene que estar preparado para el control, regulación y supervisión de las Empresas transferidas.

ANEXOS

TERMINOLOGIA PETROLERA

La reactivación de la Empresa en estudio implica la implementación y ejecución de un Proyecto de Operación que incluya los programas de perforación anual, facilidades y equipos complementarios cuya evaluación sirva a su vez como un instrumento de valorización. El proyecto, puede ser realizado por la administración actual, por una nueva operadora con un contrato de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos o por los dueños al vender la Empresa, en cualquier caso el Horizonte de Planeamiento del Proyecto es de 20 años.

A continuación se define los parámetros de evaluación utilizados en la evaluación económica de la Empresa:

Nº Pozos productores al inicio de la reactivación:

Son los pozos activos que se encuentran produciendo petróleo en el momento que se inicie la ejecución de un Proyecto de Operación.

% Pozos abandonados:

Es la proporción promedio, del total de pozos activos que se abandonan cada año por que dejan de producir o por que no resulta económico mantenerlos.

Producción inicial:

Es la producción proveniente de los pozos ya perforados llamada "Producción Vieja", la que se tendría en el momento que se inicie la ejecución del Proyecto de Operación, para efectos de evaluación será 21,000 barriles por día.

Esta producción declinaría según los factores establecidos por comportamiento histórico.

Profundidad Promedio de perforación por pozo (pies)

Es la profundidad promedio final estimada que se requiere perforar en cada pozo, de acuerdo a los programas de perforación proyectados.

Nº de pozos perforados por equipo

Es la cantidad promedio de pozos que se estima que puede perforar un equipo por año, considerando un avance promedio de 190 pies por día.

Factor de éxito de perforación:

Las estadísticas muestran que el 75% de los pozos perforados resultan productores y el 25% restante resultan secos. Este factor se aplica al Pronóstico de Producción, al no saber cual de los pozos puede resultar exitoso.

Nº de quipos de perforación:

Es la cantidad de equipos que se considera necesario para cumplir con los Programas de Perforación establecidos, en el Proyecto de Operación.

Producción Nueva:

Es la producción proveniente de los pozos perforados al ejecutar el Proyecto de Operación.

El Pronostico de producción, varía en función a la cantidad de equipos utilizados, cada uno de los cuales perfora un promedio de 7 pozos por año.

Nota: La Perforación esta programada durante 15 años. (El Horizonte de Planeamiento del Proyecto es de 20 años.

Declinación de la producción

Es la declinación natural que sufre la producción de los pozos cada año, como consecuencia de la disminución de la energía del reservorio que impulsa a salir el petróleo a la superficie.

Reservas:

Es la cantidad de petróleo remanente que es factible recuperar económicamente en un tiempo determinado.

En la industria petrolera se clasifican en: Reservas Probadas Desarrolladas, Reservas Probadas no Desarrolladas, Reservas Probables y Reservas Posibles.

Probadas Desarrolladas:

Son las reserva remanentes de petróleo que se tiene en los pozos productores.

Probadas No Desarrolladas:

Son las reservas que se estima puede ser producida por un pozo perforado en desarrollo, con una probabilidad de exito de 75%.

Probables y Posibles:

Son las reservas que se estiman que pueden ser producidas por un pozo que se perfora en un reservorio aún no perforado, con una probabilidad de exito de 50% y 15% respectivamente.

Perforación Exploratoria

Es perforación que se realiza con el propósito de descubrir reservas de petróleo en nuevos campos.

Es la única forma para mantener o incrementar las reservas de una empresa, de resultar exitosa, las reservas probables y posibles pasan a reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas.

Perforación de Desarrollo

Es la perforación que se realiza en campos conocidos, si resulta exitoso, las reservas probadas no desarrolladas pasan a reservas probadas desarrolladas.

Costo por pie perforado (Pozo productor):

Es el costo que se incurre en la perforación de un pozo que resulte productor, (incluye su completación).

Costo por pie perforado (Pozo seco):

Es el costo que se incurre en la perforación de un pozo que no resulta exitoso y requiere ser abandonado por problemas mecánicos, pobre desarrollo de las arenas productivas o alta saturación de agua, (no se le realizó la completación).

Plataforma:

Es una estructura metálica instalada en el zócalo, de forma de un castillo, que lleva dos mesas en la parte superior desde donde se realiza la perforación.

Desde una plataforma se pueden perforar de 6 a 12 pozos.

Plataforma reubicada:

Es aquella que es recuperada de una ubicación y trasladada a otra, por la necesidad de perforar nuevos pozos en otras áreas, donde se encontraba inicialmente, los pozos ya fueron abandonados definitivamente, por falta de petróleo o por que no resultaba económico.

Facilidades de producción:

Todo el equipo que se emplea en superficie para hacer producir el pozos. (Separadores, bombas, manifolds, generadores, medidores etc.).

Facilidades de recolección:

Es todo el sistema para recolectar y transportar el petróleo y el gas entre plataformas y hacia tierra (compresores, bombas, tuberías, oleoductos, gaseoductos).

Inversión de Reactivación

Es el dinero que se necesita para reacondicionar y subsanar deficiencias, a fin de poner a la Empresa en condiciones operativas similares a las que tuvo cuando era empresa privada, orientado a la reparación y remplazo de equipos.

Costo variable

Es el costo de producción por pozo/año, en una plataforma se tiene mas de un pozo y el atender más de uno puede minimizar el costo transporte de recursos, pero cada pozo requiere de servicio y mantenimiento, independiente de la cantidad que produzca.

Costo fijo

Es el costo de producción que no depende del número de pozos activos, se refieren a gastos generales y administrativos.

Unidades

BLS : Barriles

MBLS : Miles de barriles

MMBLS: Millones de barriles

BPD: Barriles por día

MPC : Mil pies cúbicos

MMPC: Millones de pies cúbicos

MPCD: Miles de pies cúbicos por día

PARAMETROS			
RESERVAS PROM/POZO (MBLS)	334		
POZOS INICIO REACTIVACION	640	PRECIO CRUDO (\$/BL)	18.00
POZOS ABANDONADOS POR AÑO	2.0%	GAS (\$/MPC)	1.5
PRODUC. INICIAL (HPD)	21,000	GASTOS OPERATIVOS:	
		FLUJO (MMUS\$)	33.00
RATE de PERF.(PIES/DIA)	190	VAR.(M\$/FUZO-AÑO)	51.00
FACTOR EXITO PERFORACION	75%	TASA IMPOSITIVA	30%
		TASA DE DESCUENTO	20%
Nº POZOS/EQUIPO/AÑO	8.5		
Nº POZOS/PLATAFORMA	12		
COSTOS:		CANON	12.5%
PIE PERF.(P.PEOL) \$/PIE	160	PRESTAMO AÑO 1	0
PIE PERF.(P.SECO) \$/PIE	120	PRESTAMO AÑO 2	0
PLAT.NUEVA (MMUS\$)	3.8	INVERS.REACTIVAC.	0
PLAT.REUR.(MMUS\$)	1.5	PLAZO (ANOS)	0
FAC. REOOL.(MMUS\$/PLAT.)	0.5	TASA DE INTERES	0%
		PERIODO GRACIA (ANOS)	0

Nº AÑOS INVERSION	15
INVERSION (MMUS\$)	
PERFOR Y COMPLET.	439.35
TANGIBLE	10%
INTANGIBLE	90%
FACILID.DE PRODUC.	51.48
PLATAFORMAS	132.90
PERF.EXPLORATORIA	24.00
INVERS.REACTIVAC.	45.00
INVERSION TOTAL	692.73

NOTA: PARAMETROS UTILIZADOS PARA LA EVALUACION DE LA EMPRESA - SECUENCIA PRE-ESTABLECIDA

DISTRIBUCION DE RESERVAS POR AREA Y FORMACION				
AREA/FORMACION	RESERVAS /POZO			
	MBLS			
LO-PR	160			
LO-BS	435			
PN-CB	390			
PN-MOG	280			
MMBLS				
AREA/FORMACION	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	PROMEDIO
LO-PR	13	12	50	26%
LO-BS	30	20	72	46%
PN-CB	7	6	26	13%
PN-BS	5	7	32	15%
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
	55	45	180	100%
Nº POZOS				
AREA/FORMACION	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	
LO-PR	81	75	313	
LO-BS	69	46	166	
PN-CB	18	15	67	
PN-BS	18	25	114	
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	
	186	161	660	

Nº AÑOS				
Nº EQUIPO	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTAL
1	19	16	63	99
2	10	8	32	49
3	6	5	21	33
4	5	4	16	25
5	4	3	13	20
6	3	3	11	16

NUMERO DE AÑOS REQUERIDOS PARA EXTRAER LAS RESERVAS, CONSIDERANDO EL NUMERO DE EQUIPOS UTILIZADOS PARA PERFORAR

SECUENCIA DE PERFORACION POR AREA Y FORMACION							
AÑO	Nº EQUIPO						
	1	3	LO-BS	LO-BS	LO-PR		
	2	4	LO-BS	LO-BS	LO-PR	LO-PR	
	3	4	LO-BS	LO-BS	LO-PR		PN-MOG
	4	4	LO-BS		LO-PR	PN-CB	PN-MOG
	5	4	LO-BS		LO-PR	PN-CB	PN-MOG
	6	4	LO-BS	LO-BS	LO-PR		PN-MOG
	7	4	LO-BS	LO-BS	LO-PR		PN-MOG
	8	3	LO-BS		LO-PR		PN-MOG
	9	3	LO-BS		LO-PR	LO-PR	
	10	3	LO-BS		LO-PR	LO-PR	
	11	3	LO-BS		LO-PR	LO-PR	
	12	3	LO-BS		LO-PR	LO-PR	
	13	3	LO-BS		LO-PR	LO-PR	
	14	3	LO-BS		LO-PR	LO-PR	
	15	2			LO-PR	LO-PR	

AREA/FORMACION	PROFUNDIDAD	RATE	DIAS/POZO	Nº POZO/EQUIPO/AÑO
LO-PR	8,500	190	40	9
LO-BS	8,500	190	50	7
PN-CB	3,000	190	21	16
PN-BS	8,500	190	50	7

PLANEAMIENTO DE PRODUCCION
EPD

NO EQUIPO	3	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	2	TOTAL (EQUIPO)			TOTAL		
	AÑOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	COM/PROY.	SEN/PROY.	TOTAL	MHS	
1	4,907	0															4,907	17,650	22,757	8,308	
2	5,689	5,529															11,227	14,280	25,507	9,310	
3	2,573	6,515	5,940														15,027	12,180	27,207	9,831	
4	1,559	3,145	6,647	5,764													17,115	18,580	27,615	10,680	
5	1,126	2,009	3,233	7,690	5,904												19,863	9,450	29,313	10,689	
6	899	1,485	2,009	4,827	7,542	8,977											22,639	8,610	31,249	11,493	
7	758	1,209	1,452	3,252	4,693	6,716	6,209										24,161	7,779	31,951	11,662	
8	669	1,019	1,162	2,496	3,239	3,244	6,625	4,038									22,479	7,140	29,619	10,811	
9	605	893	984	2,033	2,499	2,909	3,219	4,233	3,488								19,945	6,510	26,455	9,958	
10	562	816	868	1,715	2,027	1,456	1,992	2,239	4,011	3,600							19,474	5,690	25,354	9,254	
11	521	756	792	1,482	1,719	1,164	1,449	1,438	2,134	3,811	3,340						18,597	5,460	24,057	8,781	
12	499	701	737	1,319	1,479	984	1,169	1,069	1,438	2,079	4,151	7,496					23,101	4,630	27,731	10,195	
13	479	669	685	1,175	1,397	866	964	853	1,191	1,419	2,187	6,318	3,495				21,439	4,410	25,849	9,435	
14	456	641	655	1,059	1,173	789	863	737	991	1,093	1,449	3,616	4,134	3,474	0		21,041	3,890	25,031	9,136	
15	447	619	622	970	1,059	734	789	649	770	899	1,110	2,559	2,164	4,633	1,178		18,690	3,780	22,380	8,169	
16	422	592	600	889	979	682	734	592	677	784	907	2,016	1,449	2,140	1,767		15,209	3,360	18,569	6,774	
17	400	564	581	816	899	655	682	551	616	674	770	1,677	1,197	1,441	1,184		12,665	3,150	15,755	5,751	
18	386	532	556	764	814	625	655	512	573	614	677	1,447	997	1,104	899		11,063	2,739	13,793	5,034	
19	359	504	532	715	764	600	625	489	532	579	614	1,290	773	804	729		9,997	2,520	12,517	4,569	
20	351	477	510	655	716	584	609	486	594	532	597	614	679	770	611		8,863	2,310	10,973	4,005	
																	MHS →	123,062	49,699	172,861	172,861

PARAMETROS DE CALCULO DE INVERSIONES

PERFORACION DE AGUAS SUBTERRANEAS

AÑO	No. EQUIPOS PERFOR.	RATE PERFOR.	MPES PERFOR.	POZOS PERFO AÑO	No. POZOS ACTIVOS	No. PLATAF. NUEVAS	No. PLATAF. REUBIC.	No. PLATAF. NECES.
1	3	190	178	23	640	2	1	3
2	4	190	236	32	644	3	1	4
3	4	190	237	30	655	3	1	4
4	4	190	226	39	664	3	1	4
5	4	190	226	39	680	3	1	4
6	4	190	237	30	696	3		3
7	4	190	237	30	705	3		3
8	3	190	178	23	713	2		2
9	3	190	177	25	716	2		2
10	3	190	177	25	720	2		2
11	3	190	177	25	724	2		2
12	3	190	177	25	728	2		2
13	3	190	177	25	732	2		2
14	3	190	177	25	736	2		2
15	2	190	117	18	740			
16					739			
17					724			
18					710			
19					696			
20					662			
TOTAL			2.929	414		33	5	30

INVERSIONES (MMU.S\$)								
AÑO	PERF. Y COMPLET. INTANG.	TANGIBLE	FACIL. PROD.-RECOL	PLAT.NUEVA Y REUBIC.	INVER. REACT.	EXPLORAC.	CAPITAL TRABAJO	INVERSION TOTAL
							3.50	3.50
1	24.50	2.13	3.69	8.78	18		(1.59)	55.50
2	32.57	2.83	4.73	11.63	12		(0.34)	63.42
3	32.71	2.84	4.50	11.00		12	(0.77)	62.28
4	31.12	2.71	5.54	13.85		12	(0.26)	64.96
5	31.12	2.71	5.54	13.85			(0.54)	52.67
6	32.71	2.84	3.47	9.50				48.52
7	32.71	2.84	3.47	9.50				48.52
8	24.50	2.13	2.66	7.28	7.5			44.07
9	24.36	2.12	2.89	7.92				37.28
10	24.36	2.12	2.89	7.92				37.28
11	24.36	2.12	2.89	7.92				37.28
12	24.36	2.12	2.89	7.92				37.28
13	24.36	2.12	2.89	7.92				37.28
14	24.36	2.12	2.89	7.92	7.5			44.78
15	16.15	1.40	0.54					18.09
16								0.00
17								0.00
18								0.00
19								0.00
20								0.00
TOTAL	404.20	35.15	51.48	132.90	45.00	24.00		692.73

BIBLIOGRAFIA

MARTINEZ SANTANDREU, Eliseo. Manual Práctico de Valoración de Empresas. España, EADA, Primera edición Mayo 1990.

SARAVIA, Jorge. Tasación de Activos Fijos Empresarios. Argentina,

COPELAND, Tom/KOLLER, Tim/MURRIN, Jack. Valuation: Measuring and Managing The Value of Companies. EEUU. 1990.

PEUMAN, ERNESTO. Valoración de Empresa, 1974

CUERPO TECNICO DE TASACIONES DEL PERU, Normas Valuatorias Generales, Lima, Noviembre 1993.

BOOZ ALLEN & HAMILTON INC, Estrategia de Privatización Petroperú, Mayo 1993.

BREADLEI MAYER, Finanzas Corporativas, 1991.

INDACOCHEA, Alejandro. Privatizar la Privatización Reflexiones Sobre el Nuevo Orden económico mundial Lima, Primera Edición, Octubre 1993.

BOLSA DE VALORES DE LIMA. La Toria de la Privatización de Empresas y el Rol del Mercado de Valores. Lima, 1991.

CEPAL, COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE, Estadísticas Energéticas de América Latina y el Caribe Volumen I y II, Mayo 1991.

PETROMAR, MEMORIAS, 1986/1992

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, OFICINA GENERAL DE ESTADISTICA, Anuario Estadístico de Hidrocarburos, 1986/1991.

PETROLEOS DEL PERU, CONTABILIDAD GENERAL Y COSTOS, Informe Estadístico, 1986/1992.