

original
En Voto

REPUBLICA DEL ECUADOR
SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO
DE SEGURIDAD NACIONAL
INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS
NACIONALES



TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL
MASTERADO EN SEGURIDAD Y DESARROLLO

**LA EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS EN EL
ECUADOR**

ING. L. RAMIRO RIVERA C.

XXV CURSO

1997 - 1998

REPÚBLICA DEL ECUADOR

**SECRETARÍA GENERAL DEL CONSEJO
DE SEGURIDAD NACIONAL**

**INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS
NACIONALES**



**XXV CURSO SUPERIOR DE SEGURIDAD NACIONAL
Y DESARROLLO**

LA EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS EN EL ECUADOR

Tesis presentada como requisito para optar al
Título de Máster en Seguridad y Desarrollo

Autor: Ramiro Rivera C.
Asesor: Raúl Nieto

Quito, 2 de Julio de 1998

LA EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS EN EL ECUADOR

POR: Ramiro Rivera

Tesis de Grado de Maestría aprobado en nombre del Instituto de Altos Estudios Nacionales por el siguiente tribunal, a los 30 días del mes de Julio de 1998.

C. I.

C. I.

C. I.

AGRADECIMIENTO:

Al Instituto de Altos Estudios Nacionales, a sus directivos y a Petroproducción, por la oportunidad que se me brindó de conocer más profundamente la realidad del país.

Al economista Raúl Nieto por sus enseñanzas y directrices gracias a las cuales se logró culminar este trabajo.

Al cuerpo de Asesores del IAEN gracias a los cuales logré adentrarme en los problemas del país, en todos los ámbitos.

A los compañeros y compañeras del curso, por el trabajo en grupo que me enriqueció tanto en mi actitud como en el conocimiento.

DEDICATORIA:

A mi esposa y a mis hijos, por su confianza y apoyo para coronar con éxito el exigente requerimiento de conocer la realidad del país.

Gracias por su comprensión al restarles mi tiempo y compañía en esta última temporada.

INDICE GENERAL

	página
LISTA DE CUADROS	iv
RESUMEN	v
CAPITULO	
I. TECNICAS DE EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS	1
Areas de crudos pesados en la amazonía ecuatoriana	1
Reservas de crudos pesados	3
Características de los crudos pesados	10
Sistemas de levantamiento de crudos pesados	11
Bomba reciprocante tipo HOE	13
Bomba electro-centrífuga sumergible	14
Bomba hidráulica	14
Bomba Omnífera	15
Criterios de perforación: ¿perforación horizontal?	16
Criterios de producción	17
Criterios de recuperación mejorada (EOR)	21
II. ECONOMÍA EN LA EXPLOTACIÓN DE CRUDOS PESADOS	24
Criterios ambientales en las áreas de crudos pesados	24
Sistema de costos en la producción de crudo	31
Costos fijos	32
Costos variables	33
Costos totales	33
Costos directos	34
Costos indirectos	34
Costos marginales	35
Costos diferenciales	36
Costos de reemplazo de petróleo	37
Costos de producción de petróleo pesado	38
Rendimiento de una operadora	47
Técnicos	47
Económicos	48
III. ALTERNATIVAS DE EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS	49
Descripción del proyecto	49
Objetivos del proyecto	50

Perfil de un proyecto para la explotación del campo Pungarayacu	52
Consideraciones técnicas y financieras	53
Procedimiento para la evaluación preliminar de un yacimiento	56
Perfil de un proyecto de factibilidad del desarrollo, explotación, manejo y comercialización del yacimiento de Pungarayacu	57
Desarrollo	58
Explotación	58
Financiamiento	58
Perfil de un proyecto para la explotación del eje estructural Imuya-Tiputini-Tambococha-Ishpingo (ITTI)	59
Consideraciones técnicas y financieras	60
Impacto ambiental	64
Perforación de pozos exploratorios	64
Desarrollo de campos	65
Perforación de pozos de avanzada y desarrollo	65
Carreteros troncales a los campos	66
Explotación	67
Inversiones	70
Perfil de un proyecto para la explotación del campo OGLAN	71
Consideraciones técnicas y financieras	71
Desarrollo	73
Construcción de carreteros de penetración y vías de acceso	74
Explotación	75
Estimación de inversiones	76
Lineamientos de lo que podrían ser las estrategias petroleras ecuatorianas para el próximo quinquenio	78

IV. VALORACION DE CRUDOS PESADOS EN EL MERCADO INTERNACIONAL 79

El petróleo caso especial de la oferta como proceso y de la demanda como medio	79
De los procesos de refinación y su incidencia en la valoración de crudos pesados	83
Aspectos generales de la valoración de crudos pesados	84
Modelos descriptivos	87
Modelos físicos	87
Modelos simbólicos	87
Modelos de simulación	88
Costo del transporte marítimo del petróleo	89
Introducción	89
Estructura de costos de un tanquero	90
Costo del transporte de acuerdo al tamaño del tanquero	91

La estructura de costos en función del tamaño del tanquero	92
Costo del transporte en función del tamaño del tanquero y la longitud del viaje	93
Ensayo o evaluación de crudos	94
Valoración de crudos: Visión del mercado intermediario independiente como un patrón esencial	96
Los valores agregados de los crudos, de los crudos marcadores de mercado, diferenciales de calidad y de precio, el net back	98
Metodología genérica	99
El net back	100
Diferencial de precio neto o competitividad del crudo en estudio	100
Precio del crudo ecuatoriano	103
Situación mundial del mercado del petróleo	106
Perspectivas del desarrollo hidrocarburífero del Ecuador en la próxima década	110
V. OTRAS ALTERNATIVAS TECNICAS Y CONSIDERACIONES ADICIONALES	114
Evaluación de la exploración en Pungarayacu	114
Técnica de prerefinamiento	120
Perspectivas del desarrollo de los crudos pesados en el Ecuador	122
Consideraciones ambientales	124
Equilibrio entre política y finanzas	126
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	130
Conclusiones	130
Recomendaciones	143
GLOSARIO	148
REFERENCIAS	170
ANEXOS	
01: Programa de cálculo en BASIC de una perforación de trayectoria inclinada u horizontal	
02: Completaciones típicas de pozos de crudos pesados	
03: Redistribución de costos entre departamentos, usando hojas electrónicas	
04: Programación lineal, para el ejemplo de refinación de petróleo, usando hoja electrónica, el paquete CMMS y un programa FORTRAN.	

LISTA DE CUADROS

CUADRO	página
1. Reservas totales de campos descubiertos sin producir	9
2. Costo de un pozo de desarrollo	40
3. Costos unitarios de Petroproducción	46
4. Posibles tasas de producción de ITTI	62
5. Inversiones de preproducción de OGLAN	76
6. Estructura del costo de transporte marítimo de petróleo	90
7. Costo del transporte de petróleo con relación al tamaño del tanquero	91
8. Estructura del costo en función del tamaño del tanquero	92
9. Costo unitario de transporte de crudo en función del tamaño del tanquero y la distancia recorrida	93
10. Estructura de productos y precios	96
11. Estructura del producto, precio de mercado y costo de refinación	97
12. Precio FOB del crudo por destino	103
13. Precio promedio del crudo ecuatoriano a Junio / 98	104
14. Precio promedio del crudo ecuatoriano en 1998 (enero a junio)	105
15. Cierre de contratos de variedades de petróleo al 98-96-18	105
16. Reducción de producción de crudos de países exportadores de petróleo	109
17. Distribución de crudo de Petroecuador y el Estado	112
18. Impacto de la Orimulsión en la contaminación atmosférica	120

INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES

LA EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS EN EL ECUADOR

Autor: Ramiro Rivera C.

Asesor: Raúl Nieto J.

Año: 1998

Resumen

Proyectar un desarrollo del país sin energía sería proyectar un desarrollo sin financiamiento es decir una utopía; pues una economía futura basada en el desarrollo industrial, agrícola o agroindustrial, sin el ingrediente energético no es viable considerando que el crudo y el gas natural continuaran siendo una variable importante en el país.

Una de las maneras de lograr un incremento tangible de las reservas de petróleo y gas natural, tomando nota del limitado esfuerzo exploratorio de desarrollo de campos desplegado por Petroecuador (por falta de recursos financieros), es mediante la participación de las compañías petroleras internacionales financiando estas actividades. Para ello hay que revisar el marco jurídico, tributario y de control de las relaciones con el gobierno.

Esta situación impone un cambio dirigido a desmonopolizar el sector, es decir, la producción, el transporte por oleoductos y poliductos, la refinación de petróleo, la distribución y comercialización de derivados del petróleo. Las reformas deberán permitir la fragmentación de las operaciones para facilitar la inversión local y extranjera.

La explotación de los crudos pesados permitirá reducir el decrecimiento de la producción petrolera que está entre el 7 y 12% anual, pues es posible que la era de los crudos livianos esté por fenecer; y ello también ayudará a reducir el déficit energético del país, especialmente en épocas de estiaje de la cuenca del Paute y por ello la generación de termoelectricidad con la petromulsión (obtenida de los crudos pesados) sería una alternativa muy válida; considerando además que con los procesos de integración regionales (CAN, MERCOSUR....) la energía será un artículo de gran demanda, pues tiene un mercado estable y creciente.

La explotación del eje Ishpingo-Tambococha-Tiputini-Imuya en conjunto con el yacimiento de Pañacocha u otros yacimientos de crudo liviano, facilitará la extracción y el transporte del crudo pesado. Se hace muy necesario empezar la explotación de crudos pesados en el país antes de que se agoten los yacimientos de crudos livianos, de lo contrario los costos de explotación de estos crudos sin la ayuda de los livianos, haría su extracción no rentable.

Esta propuesta pretende dar los lineamientos para que el país incremente sus ingresos de divisas por exportación de energía.

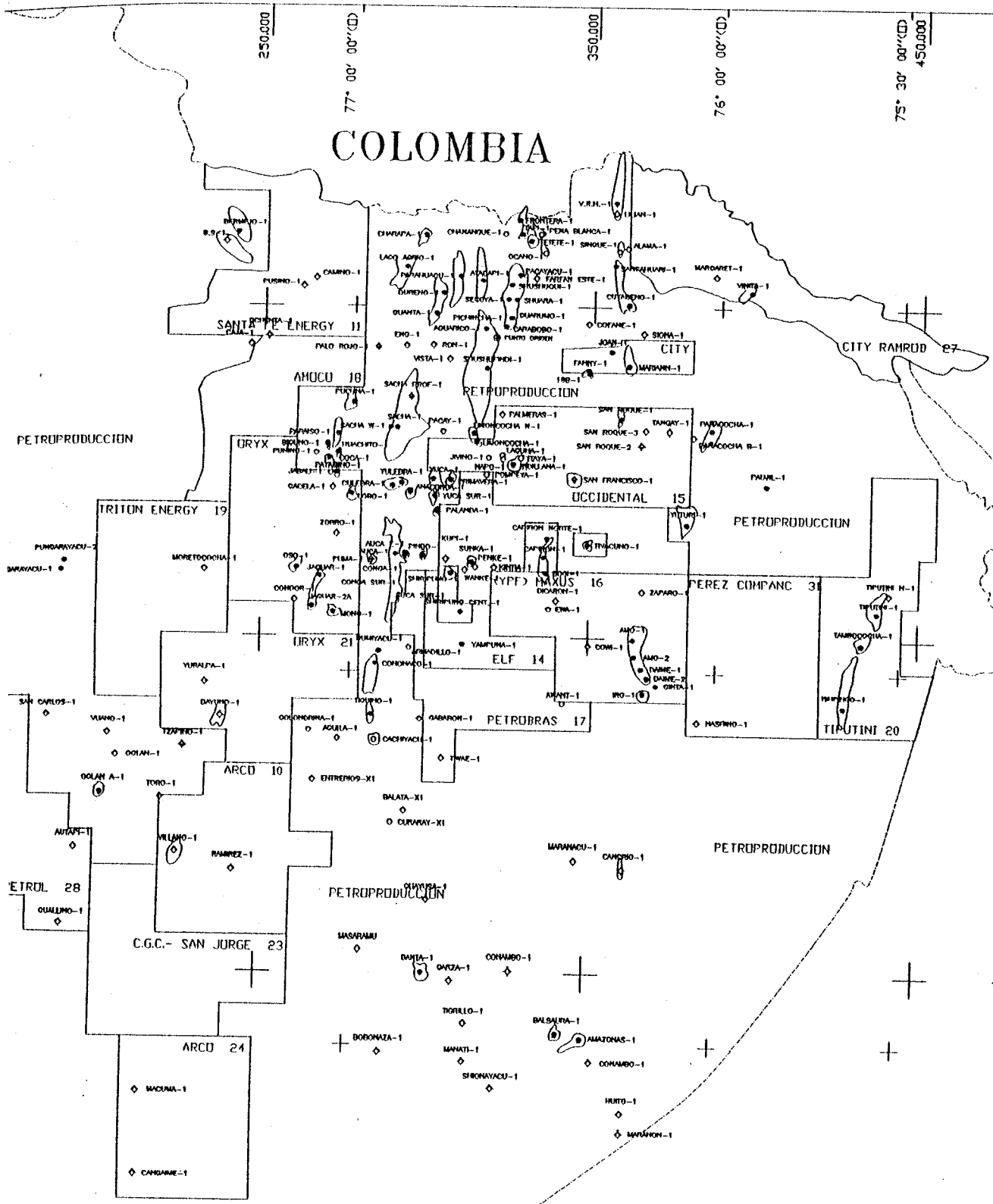
CAPITULO I

TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN DE CRUDOS PESADOS

Áreas de los crudos pesados en la Amazonia Ecuatoriana

Ecuador produce un promedio de 453.300 barriles diarios de petróleo, de los cuales 370.500 corresponden a la producción de los campos que administra la estatal PETROPRODUCCION de un promedio de grado API de 29,5 y los restantes 82.800 a las compañías que operan mediante contratos de Prestación de Servicios o de Participación, siendo una de ellas (YPF) Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina (adquirió a la compañía MAXUS) que explota crudo pesado, el mismo que se evacua a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), lo que ocasiona la reducción de calidad del crudo (a 26 °API) y su impacto en el precio internacional, alrededor de U S. \$ 3 menos por barril. Los últimos hallazgos han sido de crudos pesados que promedian los 20 °API.

Las principales áreas de crudos pesados, cuya adecuada explotación coadyuvará a lograr el Objetivo Nacional Permanente de Desarrollo Integral, contribuyendo de esta manera a la Seguridad y Desarrollo del País, se encuentran al sur-oriente (Mapa 01), en primer lugar **Pungarayacu** que se localiza en la provincia del Napo al pie de la cordillera oriental, es decir entre la cordillera de los Huacamayos y Puerto Napo y a 20 Kms. del Tena y contiene petróleo **extrapesado** de 4 a 14 °API, el área total de yacimiento se estima en 320 Km² (40 Km. de longitud por 8 Km. de ancho).



COLOMBIA

ESCALA 1: 1'750.000

LINEA DE PROTOCOLO DE RIO DE JANEIRO DE 1942

PERU

PETROPRODUCCION
 UBICACION GENERAL DE CAMPOS
 Y POZOS DE LA CUENCA ORIENTE

Avanzando hacia el oriente y mas al sur encontramos el campo **Oglan** que fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio OGLAN A-1 en noviembre de 1972, por el consorcio Anglo-Superior-Union-Chevron, en la provincia del Pastaza, a 36 Kms. al NE (nor-este) del Puyo. En la zona comprendida entre Pungarayacu y Oglan, pero hacia el oriente y casi en la línea del protocolo de Río de Janeiro encontramos el importante cordón estructural de **Imuya-Tiputini-Tambococha-Ishpingo (ITTI)** y vecino a este pero hacia occidente el bloque 31 de Pérez Companc de Argentina. El proyecto Pañacocha-Tiputini se ubica entre los ríos Aguarico al norte y Yasuni al sur a 20 Kms. de la frontera oriental con el Perú según el protocolo de Río de Janeiro (mapa), esta estructura se detecto por sísmica, luego de que en 1941 la compañía Shell perforó el pozo Tiputini 1 comprobando la existencia de hidrocarburos en el tren estructural Ishpingo-Imuya en la arenisca M-1, con una producción de 93 bls. de petróleo de 11 °API, varios años después en 1970 la compañía Minas y Petróleos perforó el pozo Tiputini Minas a 7 Kms. al sur del anterior, probando la existencia de crudo en el alto Tiputini con una producción de 386 barriles de petróleo por día (BPPD) de 15 °API de la misma arenisca.

Hacia el sur y casi en la línea del Protocolo de Río de Janeiro se encuentran los campos **Balsaura, Amazonas, Conambo, Huito y Marañon**, campos que de llegarse a un pronto arreglo del problema limítrofe con el Perú, podría evacuarse su producción a través del Oleoducto Nor-peruano por su cercanía.

Reservas de los crudos pesados

Al abordar este tema se deben clarificar unos cuantos aspectos, en primer lugar debemos imaginarnos al reservorio de petróleo como una esponja mojada con agua, entonces el volumen de la roca (que se expresa en acres-pie, la superficie en acres y la profundidad en pies) sería la esponja y el petróleo que generalmente viene asociado con agua y gas sería el agua de la esponja que ocupa los poros de ella, ahora bien de manera similar la roca (arenisca en nuestro caso) tiene poros que son los que contienen al petróleo con el gas y el agua (fluido, se denomina a la mezcla de estas 3 fases), entonces para calcular el petróleo **in situ** debemos calcular principalmente que porcentaje de la roca tiene poros, pues en ellos estará el fluido y que porcentaje del fluido será agua (con lo que por diferencia, será el porcentaje de petróleo y gas que es lo que nos interesa) llegando así a determinar el **petróleo in situ**, ahora bien no todos los poros están interconectados por lo que no siempre hay un camino de flujo del fluido (permeabilidad) y por otro lado **energía del yacimiento** es diferente para cada reservorio así el empuje lateral de agua es mas eficiente que la mesa de agua (a medida que sale el fluido, ese espacio de los poros es ocupado por agua que viene de capas mas profundas), otro tipo de energía del yacimiento es de gas en solución (similar al agua mineral con gas) que es menos eficiente que las anteriores; estos aspectos tienen que ver con el **porcentaje de recobro**. Aplicando este porcentaje llegamos a las **reservas**. De lo expuesto podemos apreciar que dado el volumen de roca (descomunal) la variación de centésimas en la porosidad o factor de recobro

tienen un gran impacto en mas o menos reservas (mas o menos años de producción), esto lo pudimos comprobar en el gobierno del Arq. Sixto Duran Ballen cuando se trataba de justificar la construcción de un nuevo oleoducto (manipulando las reservas) pero entregando la administración y usufructo del SOTE en paquete.

La estimación de reservas son realmente **estimaciones** y dependen del grado de confiabilidad de datos que han sido utilizados y están sujetos a la experiencia del ingeniero que efectúa el calculo¹.

La estimación de las reservas primarias de un descubrimiento es necesaria a fin de predecir las tasas de producción y diseñar toda la infraestructura apropiada para la evacuación y transporte del crudo. Las reservas primarias, son la cantidad de petróleo que contiene un reservorio y puede ser sacado a superficie utilizando su fuente de energía natural mediante la tecnología y métodos existentes al momento, y en un tiempo determinado.

Los métodos de estimación de reservas generalmente están categorizados en tres grupos: **analógicos, volumétricos y técnicas de comportamiento**. En la figura 1, el eje horizontal (abscisas) se coloca al tiempo y en el eje vertical (ordenadas) es la producción acumulada y la estimada recuperación final de petróleo, expresada en barriles.

Se consideran tres etapas secuenciales a medida que se incorporan nuevas informaciones y datos que determinen un conocimiento del descubrimiento y predecir con buen grado de certeza la recuperación final de barriles de petróleo.

¹ Ing. mario Fiallos, PETROPRODUCCION. Petroleum Engineer, september 1997, p.47

ETAPA	I	II	III
TIPO DE DATOS	COMPARATIVOS	VOLUMETRICOS	COMPORTAMIENTO
ESTADO	PRE-PERFORACION	DESARROLLO	PRODUCCION

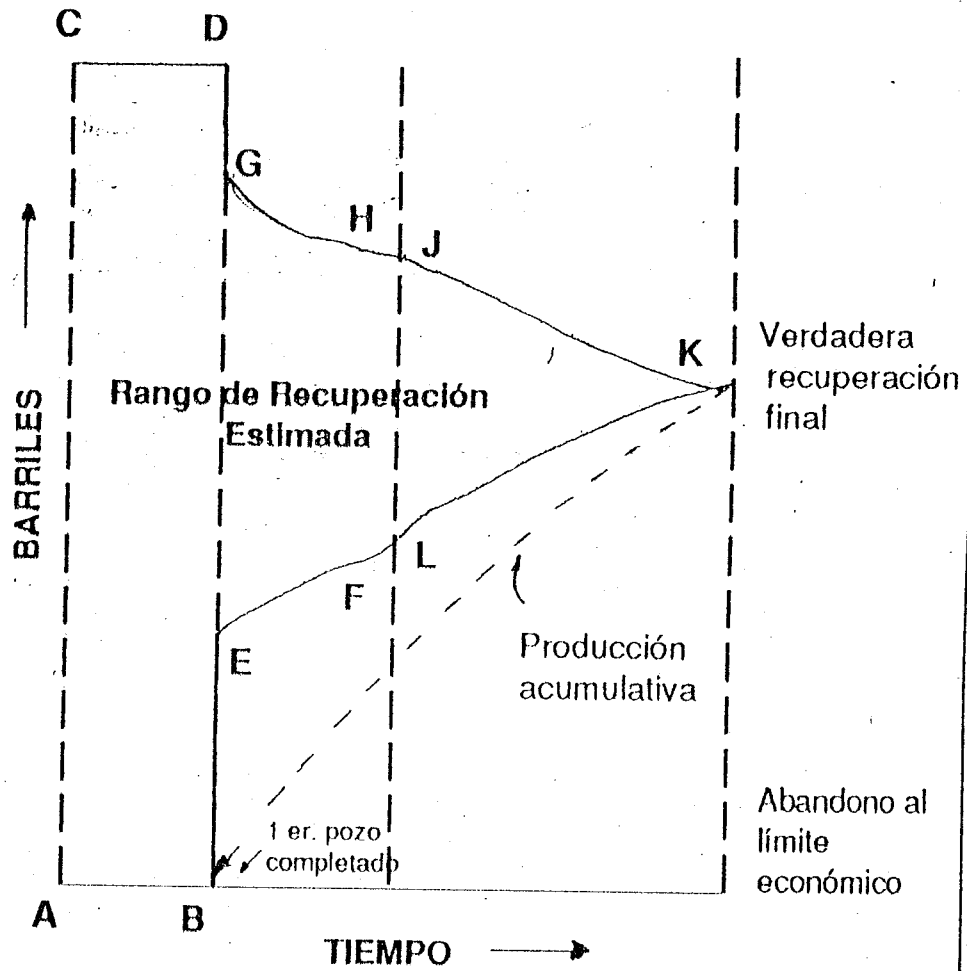


FIG. 1 Rango de Recuperación Final Estimada de un Reservorio

En la **primera etapa** o período antes de la perforación del primer pozo, cuando la información que se tiene en base de datos de geofísica y geología, la estimación es muy general ya que se basa en la experiencia en campos similares y en la información de pozos cercanos al área; entonces por correlación o por **analogía** se toman datos para el cálculo y se obtiene un rango amplio con un moderado grado de incertidumbre. Desgraciadamente en esta etapa inicial donde existe una mínima cantidad de información es justamente cuando se requiere conocer una determinada cantidad de reservas de petróleo existente, es decir se necesita tener ya un idea de las reservas del descubrimiento con el objeto de realizar las evaluaciones correspondientes y sobre todo determinar su límite económico, es decir hasta cuando en función de los barriles que está produciendo, será rentable su explotación.

Los estimados de reservas del rango que va de AB (no productivo) al CD, representan una visión mas optimista y podrían ser catalogadas como **probables**.

En la **segunda etapa** después de que uno o mas pozos han sido perforados y asumiendo que el descubrimiento es productivo, es posible fijar el estimado de recuperación final de petróleo dentro de los límites de EF y GH. Durante este intervalo de tiempo la mayoría de las estimaciones son efectuadas por el método **volumétrico**.

El tipo de información disponible durante esta etapa, consiste en registros (perfiles) de pozos, análisis de cores (núcleos), muestras de fondo del pozo y mapas del subsuelo. La interpretación de estos datos junto con la presión del reservorio juega un

papel importante en la precisión del tipo de mecanismo de producción que podría tener el reservorio.

Durante esta etapa los estimados de reserva están apoyados en un conocimiento actualizado del volumen del reservorio hidrocarburífero, de las características físicas de las rocas reservorio y de los fluidos que lo contienen, y son considerados como reservas **probadas**.

En la ingeniería petrolera durante los últimos 20 años los métodos para la determinación de las características petrofísicas de las rocas reservorio, han sido ampliamente detallados; así la porosidad, permeabilidad, permeabilidad relativa a las diferentes fases (líquida y gaseosa), humectabilidad, presión capilar y agua intersticial, así como las características físicas de los fluidos del reservorio tales como: viscosidad, compresibilidad, solubilidad del gas, contracción o merma, etc.

En la **tercera etapa** o período se dispone de mayor información y se realiza un chequeo del estimado de reservas calculadas volumétricamente con estudios de simulación y la tendencia de la curva de declinación. Aquí el seguimiento del comportamiento de la presión del reservorio hace posible la actualización del método denominado **balance de materiales** que aporta también con indicios tendientes a conocer el mecanismo de producción.

En esta última etapa donde el incremento de la cantidad de información obliga a delinear el rango estimado de HJK y FLK ubicado entre el optimista y el pesimista para luego llegar a un punto K que representa la verdadera recuperación final de

petróleo o la producción acumulada al tiempo de abandono. La curva punteada BK representa la recuperación acumulativa de petróleo del descubrimiento hasta llegar al límite económico de producción en un tiempo determinado.

Es deseable que el ingeniero haga un estimado de reservas de tal manera que pueda ser flexible a fin de que pueda extenderse dentro de un rango mínimo y máximo en la estimación de la recuperación final del petróleo, para que en caso de que se obtengan datos adicionales permita refinar esa estimación, mejorando su confiabilidad.

En resumen las reservas se estiman antes de la perforación, durante la perforación de desarrollo del campo y luego de tener establecido el comportamiento del campo; en el glosario de términos al final de este trabajo, encontrarán otros términos frecuentes y su significado respecto a las reservas.

Otro aspecto que tenemos que tomar en cuenta es que como estos campos no se han desarrollado (no hay pozos recientes), para el cálculo de reservas, estas se las ha cuantificado por el método volumétrico mediante el empleo de mapas de cimas y bases y con parámetros petrofísicos y datos de PVT (Presión-Volumen-Temperatura) de los pozos exploratorios y de pozos vecinos. La información corresponde a la fecha en que se perforaron estos pozos, pero la reinterpretación se ha realizado en base a técnicas recientes y de mayor confiabilidad.

En los campos **Imuya-Tiputini-Tambococha-Ishpingo**, la arenisca M-1 de la formación Napo es la prospectiva.

La estructura de Ishpingo que esta localizada a lo largo del alto Tiputini a 7 kms. al sur-oeste del pozo Tiputini Minas, abarca una área de 16.666 acres con un espesor neto promedio de 75 pies.

En cuanto a Tambococha-Tiputini que es un anticlinal ubicado al sur del río Napo a lo largo del levantamiento Tiputini, tiene un área de 17.000 acres, con un espesor promedio de 66 pies; y,

Imuya que es un anticlinal ubicado a 35 Kms. al norte del pozo Tiputini Minas, inmediatamente al norte del río Aguarico comprende una área de 8.690 acres con un espesor de 42 pies; esta estructura fue formada simultáneamente con las anteriores.

Por otra parte, la estructura **Oglan** es un anticlinal alargado de dirección norte-sur de aproximadamente 18,5 Kms. de extensión, pero a diferencia de las anteriores la formación "Hollín" es el mas importante reservorio del campo con un espesor neto saturado de petróleo de 240 pies, aunque también se observa manifestaciones de hidrocarburos en la formación Napo arena **T** con un espesor neto saturado de 7 pies, según datos de la Texaco de junio de 1973.

La estructura **Balsaura** produce de la formación Napo de las arenas M-1 y U. El petróleo que proviene de la arena U tiene un grado API de 12 a 14, en cambio el petroleo derivado de la arena M-1, tiene un grado API de entre 22,5 a 24. El pozo exploratorio alcanzó una produccion de 1.600 BPPD de esta arena (M-1).

En el campo **Pungarayacu** se han perforado 26 pozos de cateo, que confirman la presencia de petróleo pesado en la formación Hollín, con un espesor que varia de 250

a 300 pies. En la parte norte se observa la existencia de una gran zona de arena bituminosa (arena impregnada de petróleo) aflorando en superficie, luego el yacimiento se va profundizando paulatinamente hacia el sur y al mismo tiempo mejorando la calidad del petróleo desde extrapesado de 5 °API a pesado de 10,4 °API. Existen varios informes de evaluación de éste campo realizados por Petroproduccion, ARCO, Petrocanadá y BEICIP-FRANLAB y sus reservas son en el orden de 5 y 10 mil millones de barriles de petróleo.

CUADRO No. 1

Reservas Totales de Campos Descubiertos sin Producir (Oriente)		93-12-31
Campo	Reservas (Barriles)	Grado API a 60 °F²
Amazonas	5'610.000	11,00
Balsaura	4'260.000	20,50
Conambo	33'860.000	14,10
Huito	26'750.000	10,50
Marañon	2'590.000	11,70
Primavera	1'500.000	15,70
Shiripuno C.	13'420.000	15,40
Shiripuno N.	8'050.000	21,50
Shionayacu	1'190.000	11,00
Oglan	40'600.000	11,70
Tiputini	40'000.000	15,00
Ishpingo	460'000.000	16,00
Pañacocha	146'000.000	29,10 ³
Tambococha	50'000.000	16,00
Curaray	14'000.000	22,50
Cachiyacu	12'810.000	18,30
Dayuno	13'100.000	13,00
Danta	24'770.000	17,00

Fuente: Petroproducción, Yacimientos, Subgerencia de Exploración y Desarrollo

² Condiciones estandares

³ Reservas preliminares a marzo de 1994. Se incluye por la posibilidad de explotarlo en conjunto con ITTI

Para mayor confiabilidad de las reservas de crudos pesados descubiertos y sin producir (Cuadro No. 1, estimaciones al 31 de diciembre de 1993), se ha tomado los datos del informe presentado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, DNH (ente estatal encargado de fiscalizar a todas las compañías petroleras sean privadas o estatales), elaborado en conjunto con el Departamento de Yacimientos de Petroproduccion (Compañía Petrolera Estatal).

Características de los crudos pesados

La clasificación de los crudos se basa generalmente en características físicas de densidad-gravedad, complementadas con otras propiedades físicas tales como alta viscosidad y un valor elevado de la relación carbono-hidrogeno. Los parámetros que son relevantes para los petroleos pesados son el contenido de azufre, contenido de metales y salinidad.

Como factor básico para establecer el limite entre crudos pesados y extrapesados se tomo la densidad del agua, considerando que las propiedades del agua han sido bien estudiadas y universalmente conocidas.

La separación de rangos entre pesados, medianos y livianos es mas compleja, aun cuando se aplican los rangos establecidos por el Buro de Minas de los Estados Unidos, cada país puede fijar dichos rangos de acuerdo a sus políticas internas y en base a sus propios estudios. Otras características que se utilizan son la base del crudo (naftenicos o parafinicos), el porcentaje de residuo, el índice de refracción y otros.

En la mayoría de países productores de petróleo como el Ecuador, la clasificación de los crudos toma como base el factor densidad-gravedad, la magnitud usada como limite o base de comparación es la correspondiente al agua a 4 °C (1000 Kg/m^3 o 10°API , ver glosario), así aquellos crudos cuyo factor densidad-gravedad sea mayor de 1000 Kg/m^3 o menos de 10°API , será extrapesado, entonces valores menores que esta densidad y mayores que la gravedad indicada son los crudos desde pesados (densidad-gravedad $> 934 \text{ Kg/m}^3$ hasta 1000 Kg/m^3 con un $^\circ\text{API}$ de 10 a 20 y una viscosidad máxima de 10.000 cp -centipoises-), medianos (entre 20 y 29.9°API) y livianos (de 30°API en adelante).

Las **arenas bituminosas**, se caracterizan por ser poco consolidadas e impregnadas totalmente de hidrocarburos en estado sólido o semisólido y muy cerca de la superficie terrestre, como ocurre en Pungarahuacu hacia el norte.

Nótese que al campo Balsaura se le ha asignado un $^\circ\text{API}$ promedio de 20,5 debido a que en el yacimiento de la arena M-1 tiene petróleo liviano y el de la U es pesado, pero ello es una ventaja pues se podría explotarlo utilizando el petróleo liviano para levantar el pesado.

Sistemas de levantamiento de crudos pesados

Asumiendo que el pozo esta perforado, empacado y evaluado, para la extracción de crudos pesados debemos considerar dos casos:

- Producción en frío
- Producción con adición de calor

Los dos métodos mencionados pueden recibir el beneficio de la dilución hueco abajo lo cual facilita las operaciones subsiguientes de recolección, separación, tratamiento y embarque. En todos los casos se puede asumir que aún con la adición de calor los crudos pesados carecen de energía necesaria para ser producidos por flujo natural, por ello es necesario emplear un método de levantamiento artificial y debemos escoger de entre los métodos disponibles y probados, el que mejor se adapte a las condiciones de nuestro sistema de producción.

Debido a la escasez de gas en las áreas productoras de petróleo pesado, agravado con la desfavorable relación de densidad y viscosidad se tiende a relegar este método a un lugar secundario.

La experiencia de Venezuela se puede aprovechar en la estructura Balsaura, aplicando un método de dilución y levantamiento utilizando los fluidos y la energía de la producción de la arena M-1 (liviano) para diluir y levantar el petróleo pesado de la arena U.

Otro método que podríamos aplicar es el bombeo mecánico, pero en Venezuela no han tenido mucha suerte al utilizar este sistema en los petróleos pesados por las siguientes razones:

- El ciclo del balancín asigna igual tiempo a la carrera ascendente y a la descendente; esta característica es dañina para el sistema ya que el pistón y la sarta de varillas encuentran mucha resistencia al tratar de caer a través del petróleo de alta viscosidad.

La naturaleza cíclica del bombeo ocasiona variaciones en la velocidad de flujo a través del medio poroso, lo que induce a la producción de arena en las formaciones poco consolidadas donde generalmente se encuentran los petróleos pesados.

- El vacío parcial creado por el pistón en la carrera ascendente tiende a producir espuma en el llenado del barril reduciendo la eficiencia volumétrica del sistema.

En los balancines puede modificarse las condiciones de bombeo cambiando la longitud de la carrera o la frecuencia del bombeo, pero por la experiencia venezolana no sería el sistema más adecuado.

Entendiéndose que el levantamiento artificial es el proceso de agregar a los fluidos del pozo, en algún lugar hueco arriba, la energía adicional necesaria para llevarlos hasta la superficie y por la línea de flujo hasta las instalaciones de separación, por ello analizaremos los siguientes métodos:

Bomba reciprocante tipo Hoe

Esta es una modificación de la antigua unidad de bombeo de carrera larga cuyo uso no tuvo mucho éxito. La bomba tipo Hoe usa el mismo equipo de subsuelo que la unidad de balancín pero el equipo de superficie está formado por dos pistones hidráulicos y un yugo que sostiene el equipo de subsuelo. La energía se obtiene por medio de una bomba que inyecta un fluido a presión por debajo del pistón en la carrera ascendente y permite que el peso de las varillas desplace el fluido en la carrera descendente. Las ventajas sobre el balancín son lo compacto del equipo de

superficie y la capacidad de utilizar diferentes intervalos de tiempo para las carreras ascendente y descendente.

Bomba electro centrífuga sumergible

Esta bomba ofrece un sistema de levantamiento que se asemeja bastante al flujo natural, debido a que bombea continuamente y su tasa instantánea de bombeo es constante, la velocidad de los fluidos en un punto de la formación es constante, lo que reduce la tendencia a producir arena. En un campo electrificado se puede operar con una capacidad de generación menor ya que la carga del motor de la bomba es constante mientras que en una unidad de bombeo convencional es variable. En el caso de inyección alterna de vapor debe tenerse cuidado de no iniciar la producción hasta que la temperatura de los fluidos este por debajo del límite de diseño del equipo (por ejemplo el cable de estas bombas). En la producción de petróleos pesados en frío, el calor generado por el motor y la bomba sirven para reducir la viscosidad de los fluidos producidos. Las bombas electro centrífugas sumergibles pueden diseñarse para crudos viscosos pero su eficiencia se reduce en función del incremento de la viscosidad.

Bomba Hidráulica

En aquellos casos en que existe petróleo para dilución, -que podría ser la explotación conjunta de Pañacocha-ITTI- puede ser usado como el fluido de potencia en un sistema abierto en el cual se mezclan el fluido de potencia y los fluidos del pozo para generar los efluentes del pozo. En sistemas abiertos se requiere una cantidad

apreciable de fluido motriz de otra fuente ya que la mezcla con los fluidos del pozo no puede ser utilizada como fluido motriz. En formaciones calentadas y en la producción en frío también pueden usarse las bombas hidráulicas de sistema cerrado, donde el fluido motriz no se mezcla con la producción y solo hay que reemplazar el fluido que se pierde por filtraciones.

La utilización de motores eléctricos para suplir la potencia de las bombas motrices y el cuidado de mantener extremadamente limpio el fluido motriz reducen los costos de mantenimiento y el tiempo muerto. La utilización de bombas libres que pueden ser asentadas en el pozo o extraídas del mismo sin recurrir a cabrias de reacondicionamiento o unidades de extracción de bombas.

Bomba Omnifera

Este tipo de bombas se basa en un nuevo concepto que permite la producción de grandes concentraciones de arena ($> 60\%$) mediante el uso de un pistón líquido o que impide que la arena producida se ponga en contacto con las partes metálicas de la bomba. Los diseñadores han incorporado lo que ellos llaman el principio de "extracción ilimitada", bajo el cual no se utiliza ningún medio de retención de la arena. De acuerdo con este principio la producción de arena permite que los granos de mayor tamaño formen una estructura con pasajes lo suficientemente grandes para que los granos de menor diámetro pasen a través de ellos sin reducir la permeabilidad pero estructuralmente fuertes con suficiente resistencia para soportar el peso de la sobrecarga.

En teoría, cuando el radio de la zona afectada sea lo suficientemente grande la velocidad de los fluidos será tan baja que su capacidad de transporte se reducirá considerablemente y en consecuencia habrá una reducción de la producción de arena. En California y Venezuela existen casos comprobados de la eficiencia de estas bombas, con petróleo de 6,3 °API.

Queda la duda si la granulometría de nuestros yacimientos de petróleos pesados se asemeja lo suficientemente a los yacimientos citados, que permita la formación de la estructura que soporte la sobrecarga o si se produjeran cavernas que eventualmente lleven al colapso de la tubería de revestimiento y de las formaciones suprayacentes.

Como conclusión podemos afirmar que no hay un método de levantamiento per se, superior a los demás y se debe considerar las condiciones de cada campo, la cantidad de energía necesaria así como su disponibilidad, a fin de acondicionar el método más adecuado de acuerdo al campo en particular; sin embargo el levantamiento por gas lift y el bombeo mecánico aparecen como los métodos con más factores desfavorables para la extracción de petróleos pesados.

Criterios de Perforación: ¿Perforación horizontal?

Considerando que parte del petróleo pesado se encuentra en áreas de parques nacionales, es necesario paliar al máximo los daños al medio ambiente evitando la perforación de pozos en dicha área o reduciendo al mínimo el número de pozos perforados en ella; además de la experiencia que se tiene en el país en la perforación de pozos horizontales (ORYX, YPF) se tiene que la relación de costo por pozo es de

hasta tres veces el de la perforación convencional (vertical) pero la productividad aumenta al menos en un quinientos por ciento, es decir cinco veces mas (por el área de drenaje del pozo horizontal) entonces el costo adicional se justifica plenamente.

Actualmente ingenieros de Petroproduccion se encuentran entrenándose en los campos de YPF-Ecuador en perforación horizontal (que en realidad esta a cargo de compañías especializadas de perforación, que dan servicio a cualquier compañía petrolera que los requiera).

La tecnología de perforación horizontal es reciente y por ello requiere de un gran trabajo de ingeniería comparado con los pozos verticales o desviados convencionales, por cuanto solo se dispone de limitada información y a partir de ella se debe calcular la trayectoria del pozo horizontal. Se ha desarrollado un programa de computadora en lenguaje BASIC⁴ para calcular esta trayectoria fácil y rápidamente.

Los pozos horizontales se clasifican en tres categorías (extended reach) de gran inclinación, de 60° a 70° de inclinación, los casi horizontales (near-horizontal) de 80° a 89° y finalmente los horizontales propiamente dichos con 90°.

El programa listado en el **ANEXO 01** junto con una corrida de datos de prueba se basa en las ecuaciones de Wiggins para perforación de pozos direccionales y horizontales, pero modificadas para adecuarlas a cada uno de los tres tipos de pozos horizontales que hemos mencionado.

Crterios de producción

La explotación del campo Pungarayacu, se puede enfocar desde tres puntos de vista:

⁴ Petroleum Engineer, april 1995, p. 29. Petroleum Engineer, november 1997.

- en la zona norte, se pueden usar métodos mineros, aplicación vial, proceso TACIUK (70 a 90% de recuperación), o el canadiense MAISP que se explica en el capítulo V.
- en el centro, se aplicarían métodos combinados, minería subterránea, inyección de agua caliente, etc.
- en el sur, inyección de vapor, combustión in situ

Lo indicado nos obliga a utilizar varios tipos de completación para poder viabilizar los métodos mencionados, los mismos que han sido probados satisfactoriamente en la cuenca de Orinoco de Venezuela de la que se explota petróleo pesado y se lo comercializa como orimulsion (Anexo 02).

En la **inyección convencional**, se utiliza un revestidor cementado desde el tope de las arenas y abarcando la sección de arenas un forro ranurado, empacado con grava en un hueco ampliado (Anexo 02, fig.2). La inyección de vapor se lleva a cabo a través de la tubería de producción con una empacadura térmica en la punta, asentada en el revestidor a unos cincuenta pies sobre el tope del forro (anexo 2, fig. 3).

Un paso muy importante es el **periodo de cocinado**, es decir cuando un pozo queda listo para inyección, el anular queda lleno de agua y abierto al aire, entonces se deja pasar hacia el pozo una cantidad de vapor muy pequeña de manera que el calentamiento del sistema sea gradual, evitando posibles roturas de tubería o el desasentamiento de la empacadura térmica.

Durante este periodo el agua contenida en el espacio anular se evapora y escapa a la atmósfera, en la superficie se detecta visualmente cuando se ha evaporado toda el agua y se considera que el pozo esta listo para inyección. Mediante la observación de la salida del espacio anular en la superficie se puede detectar también cualquier falla en la empacadura de inyección (anexo 2, fig. 4).

Cuando los pozos producen de diferentes arenas, caso de Balsaura, debido a las diferentes permeabilidades y viscosidades la distribución de vertical de vapor a lo largo del intervalo es pobre, ya que dicho vapor penetra preferentemente en algunas zonas, dejando otras sin calentar (anexo 2, fig. 5); entonces para solucionar este problema de distribución vertical de calor se idearon los métodos de **inyección selectiva**, que consisten fundamentalmente en la creación de una eficiente distribución de calor entre las zonas con diferentes presiones mediante el uso de niples/mandriles selectivos en el forro y un agente sellante en el empaque de grava. (anexo 2, fig. 6).

Mientras que en la inyección alternada de vapor, la instalación para inyección es temporal, en la inyección continua (anexo 2, fig. 7) debe pensarse en términos de instalaciones permanentes, donde aparte de los factores ya considerados en inyección alternada. juegan papel importante los siguientes:

- Perdida de calor a las formaciones suprayacentes a través del sistema sarta/revestidor, para ello habrá que evaluar lo siguiente:

- * Costo de generación de vapor

- * Perdidas de calor admisibles
- * Costo inicial y mantenimiento de la instalación
- * Estado mecánico del pozo candidato a inyectar
- * Presión de vapor requerida
- * Profundidad de la formación objetivo.

- Seguridad y control de reventones de vapor

En cuanto a la seguridad de la instalación, aun en los casos en que se adopte el método de inyección directa, los inyectores deben estar provistos de sartas para matar el pozo. En los pozos inyectados convencionalmente, deben usarse nipples que permitan asentar taponos o válvulas de seguridad.

Otro factor que afecta la seguridad de la instalación, es la compensación de la sarta de inyección, que puede hacerse con juntas de expansión a nivel de la empacadura térmica, o por medio de una presa-estopa en la superficie.

Las **ventajas/desventajas**, de los dos métodos son los siguientes:

En la expansión a nivel de la empacadura, la sarta queda colgada en la superficie con su propio peso, lo cual se traduce en mejores posibilidades de centralización y eliminación de pandeo de la sarta; el equipo de superficie es sencillo, sin embargo se depende demasiado de anillos sellantes (O-rings) de la junta de expansión, que al dañarse pueden inducir la falla del revestidor por contacto directo del vapor; pero las posibilidades de rotura de la sarta cerca de la superficie son bajas, lo que aumenta la seguridad de la instalación.

En la expansión de la superficie (anexo 2, fig. 7) la sarta descansa todo su peso sobre la empaadura térmica, lo cual provoca pandeo de la sarta pero mejora las condiciones de trabajo de la empaadura y elimina el uso de partes móviles en la sarta, con lo cual tiende a disminuir el riesgo de fallas profundas.

Sus puntos débiles, en cambio son:

La propensión a fugas pequeñas en las conexiones de la sarta por compresión, la necesidad de vigilancia constante del sello sarta/revestidor en la superficie y el equipo de superficie complicado.

Criterios de recuperación mejorada (EOR)

Por sus siglas en inglés, Enhanced Oil Recovery, se los conoce como EOR y su propósito es incrementar la recuperación de petróleo mejorando diferentes factores, clasificados de la siguiente manera:

- Incremento de la viscosidad del agua: Polímeros.
- Reducción de la viscosidad del crudo: Inyección de vapor, Combustión in situ y Dioxido de carbono.
- Miscibilidad: Dioxido de carbono, Gas de hidrocarburos y Microemulsiones
- Reducción de la tensión interfacial: Dioxido de carbono, Gas de hidrocarburos, Surfactantes y Soda.
- Humectabilidad: Soda

Un estudio hecho por IFP-BEICIP (Instituto Francés del Petróleo)⁵ indica que a excepción de Pungarayacu todos los campos de petróleos pesados están localizados a profundidades entre los 5.600 pies(1700 m.) y 10500 pies(3200 m.) , con temperaturas entre 70 y 115 °C

Debido a estas profundidades los métodos de recuperación térmica pueden no ser aplicables a algunos campos de petróleo pesado del oriente ecuatoriano; sin embargo el método de recuperación mejorada, EOR (Enhanced Oil Recovery) de los polímeros podría utilizarse en ITTI y Oglan donde las temperaturas son relativamente bajas.

El método de EOR que recomienda este estudio es el de inyección de anhídrido carbonico o dióxido de carbono (CO₂), por cuanto reduce la viscosidad e incrementa el volumen del crudo pesado, debido a que es inyectado a altas presiones (para todos los campos de crudo pesado, excepto Pungarayacu), pero este método requiere de disponer una fuente del CO₂, la misma que sería el campo Bermejo en donde la capa de gas tiene un alto porcentaje de CO₂, sin embargo debe realizarse un estudio sobre la compatibilidad del petróleo-CO₂, porque a veces los componentes de asfaltenos del petróleo pesado se depositan en los poros de las arenas taponando el flujo del petróleo.

La cantidad de petróleo que puede recuperarse a través de la inyección de CO₂ es del orden de los 600 a 1200 millones de barriles, pero existen dificultades a solucionarse en la provisión del CO₂, cuyos requerimientos serian alrededor de

⁵ IFP-BEICIP, 1988

10^{12} pies³ y lo disponible en Bermejo es menos que 0.25×10^{12} pies³, de manera que se deben seleccionar los campos en que se utilizaría el CO₂ con objeto de optimizar su uso para lograr la eficiencia tanto técnica como económica. Otro campo que debería evaluarse es el P80 que dispone de dióxido de carbono.

Finalmente este estudio también recomienda la utilización de la perforación horizontal.

CAPITULO II

ECONOMIA EN LA EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS

Criterios ambientales en las áreas de crudos pesados

Los nueve bloques licitados de un total de 28, abarcan una superficie de dos millones de hectáreas, están habitados por cerca de 200 comunidades indígenas de las provincias de Pastaza, Napo y Morona Santiago, las cuales no se resignan a dejar sus territorios.

El inicio de los trabajos de prospección sísmica y exploración en los bosques de la Amazonía ecuatoriana por las compañías adjudicadas durante la séptima y octava rondas petroleras, (octubre de 1995, durante el Gobierno del Arquitecto Sixto Durán Ballén) ha originado el reclamo del sector indígena amazónico, en especial de la Provincia de Pastaza, que considera que estos representan la destrucción de sus raíces, su entorno de vida y el medio ambiente.

Según el Instituto Ecuatoriano Forestal de Áreas Naturales y Vida Silvestre (INEFAN), en 20 años de explotación petrolera se han talado mas de 11 millones de hectáreas de bosques amazónicos y contaminado otras 600 mil, entre terrenos, ríos y lagunas.

Estos hechos puntualizados por el INEFAN hay que tenerlos muy presentes, para que la explotación de estos recursos no se contraponga con el Objetivo Nacional

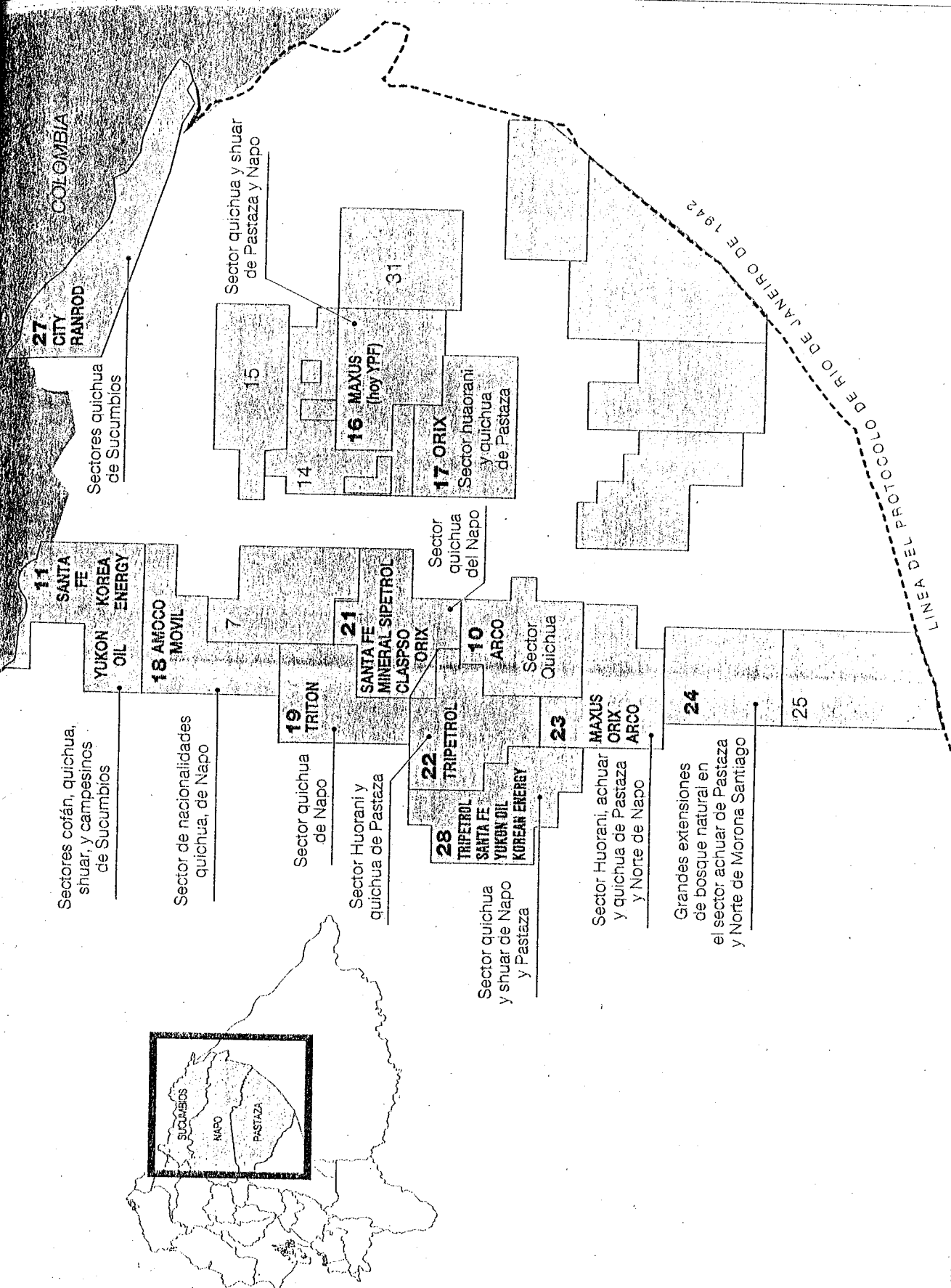
Permanente de Preservación del Medio Ambiente, y más bien contribuya a la Seguridad y Desarrollo del país; pues Pungarayacu se encuentra en las provincias de Napo y Pastaza, ésta última se incorporó a la explotación petrolera a mediados de 1992, cuando el consorcio norteamericano-italiano ARCO-AGIP perforó el primer pozo en el bloque 10. Luego ARCO-Oriente perforó dos pozos en Villano, encontrando reservas de cerca de 160 millones de barriles de petróleo, que fueron selladas hasta la construcción de un nuevo oleoducto.

En 1993 la compañía MAXUS (hoy adquirida por YPF), inicio sus exploraciones en el bloque 16, en territorio de las comunidades huaoranis del Pastaza, mientras que en el bloque 28 la compañía TRIPETROL inició las exploraciones petroleras, con base de sus operaciones en el aeropuerto de Shell.

El 3 de junio de 1997 miembros del Frente de Defensa Indígena de Pastaza, se tomaron las instalaciones de una compañía contratista de TRIPETROL, para exigir la inmediata suspensión de los trabajos de prospección sísmica en el bloque 28, así como la presentación de un plan de manejo ambiental de la zona; además en esa medida de hecho fue retenido el Gerente de Producción de TRIPETROL. Finalmente se logro un acuerdo (con intervención del Ministerio de Energía y Minas), suspendiéndose los trabajos de prospección.

Esta fue la segunda acción contra las empresas petroleras en esa provincia, pues antes se presionó a la empresa argentina CGC que realizaba trabajos de prospección para la MAXUS, para que abandone la zona.

Octava ronda de licitación petrolera de octubre de 1995



Estos hechos hay que considerarlos al planificar una explotación de Pungarayacu, y para ello, y a fin de tratar a ésta temática de manera objetiva, vamos a tomar como referencia lo realizado por la compañía ARCO en el bloque 10 (Mapa 02) por dos razones fundamentales, la primera por ser contiguo al campo Oglan y la segunda porque la Comisión Técnica Ambiental conformada por esta compañía ha tenido un buen grado de éxito en sus negociaciones con organizaciones indígenas del centro-oriente ecuatoriano.

El acuerdo obtenido por la compañía ARCO y la Organización de Personas Indígenas de Pastaza (OPIP), puede servir como patrón que pueda guiar las relaciones entre compañías de petróleo y gas y los pueblos nativos de otros lugares; y como la ARCO⁶ ha manejado las extremas rivalidades entre las organizaciones en competencia, será de mucha utilidad para negociaciones similares, tomando en cuenta que la preservación del medio ambiente es fundamental en todo esquema de desarrollo sustentable, de la que la actividad hidrocarburífera no escapa, como ya lo mencionamos.

Para comprender los términos de negociación, es necesario dar un breve vistazo a las operaciones de la compañía ARCO en el oriente.

El campo Villano, descubierto en 1992, encierra 175 millones de barriles y está situado unas 20 millas dentro de la región oriental, este campo será explotado por la compañía ARCO y su socio AGIP Petroleum S. A. (Ecuador); con lo cual se añadirán 30.000 BPD a la actual producción ecuatoriana, lo que significa una aportación

⁶ Oil & Gas Journal, Revista Latinoamericana, enero/febrero de 1998, p. 34

considerable a la economía del país (pero para ello debemos resolver el problema del transporte, mediante la optimización y ampliación del SOTE. El 14 de mayo de 1998 se firmó un convenio entre Petroecuador y Ecopetrol -Empresa Colombiana de Petróleos- que permitirá bombear por el OTA, hasta 100.000 BPD en lugar de los 50.000 BPD anteriores).

Como la fase de desarrollo se ha iniciado, se espera obtener la primera producción a inicios de 1999 y este plan de desarrollo está concebido para reducir el impacto medioambiental; pues ARCO usará una sola zona de producción con pozos de alcance para limitar la huella o extensión de las tareas. Las instalaciones y la mano de obra en el lugar se limitarán a solo las más precisas, y los pozos funcionarán a control remoto para limitar la actividad en la selva.

Las técnicas de perforación horizontal se utilizarán intensivamente, por ejemplo se obtendrá, con una sola zona de perforación con nueve pozos, en los que se evitará la descarga superficial y se reinyectará el "agua de formación"; esto además de ser ecológicamente correcto se reditúa económicamente puesto que tanto las instalaciones como el personal es mínimo y la productividad de los pozos es alta (radio de drenaje). Esto se sustenta con un funcionamiento automático y un apoyo mediante helicóptero, debido a que las vías de acceso serán reducidas al mínimo indispensable.

El petróleo se bombeará por una línea de flujo hacia el exterior de la selva y a un área desarrollada en la que se ubicarán las instalaciones de procesos de la ARCO. Esta

línea de flujo se tenderá sobre la tierra para no perjudicar el sistema de raíces y para limitar el corte de árboles de mayor diámetro; no se abrirá camino a fin de evitar la colonización de la selva. En el punto en el que emerge de la selva, la línea de flujo irá enterrada para que no haya evidencia de la misma y evitar que sirva de "camino" hacia el interior. El apoyo para todas las tareas dentro de la selva será mediante helicóptero solamente.

Desde las principales instalaciones de procesos el petróleo se transportará por una tubería de 130 kms. que ARCO tenderá paralela a una carretera existente hasta un punto donde conecte con la principal troncal petrolera del país. Se utilizará la tecnología mas avanzada para la vigilancia de todas las operaciones y para no perjudicar el medioambiente.

Del aprendizaje de los miembros de la Comisión Técnica en tres años de dialogo y discusión, se subraya tres aspectos principales:

- La discusión cara a cara ha creado la base para resolver temas de importancia; esto a pesar de falsos arranques y de las oportunidades desperdiciadas, la comisión técnica constituyó un foro en que la OPIP, Asociación para el Desarrollo Indígena de la Región Amazónica (ASODIRA), Federación Indígena de Personas del Pastaza, Región Amazónica (FIPPRA), ARCO y Petroecuador aprendieron a salvar sus diferencias fundamentales, y hallar puntos en común. Este logro tiene gran significado, como un observador independiente explicó, porque muchos miembros de la comisión se dieron cuenta por primera vez de que el beneficio de

un grupo no significa automáticamente el perjuicio del otro. De la ecuación política “si tu ganas, yo pierdo” (juego de suma cero) a la de la mayoría de negociaciones comerciales “todos tenemos que ganar” se ha dado un paso esencial en la reformación de la “cultura confrontativa” que ha prevalecido en Ecuador y en otras partes de Latinoamérica.

- Las compañías petroleras tienen que enterarse acerca de la política local; como la mayoría de empresas petroleras, ARCO tardó en reconocer que, en palabras de su gerente, “trabajar en Ecuador no es lo mismo que trabajar en Texas”. En principio, los ejecutivos adoptaron la postura de que, una vez firmado el contrato, trabajar en Ecuador **tendría que ser** como trabajar en Texas, “cuando las compañías extranjeras llegan a Ecuador”, comentó un ministro de Energía “no tienen absolutamente ninguna noción de la política del Ecuador, ni muestran el mínimo interés por comprenderla, pues creen que no es de su incumbencia”; esta actitud la aprovechaban las autoridades ecuatorianas, al encontrar múltiples razones para excluir, de las negociaciones del bloque 10, a las organizaciones nativas.

En contraste, el diálogo con las organizaciones indígenas le ha permitido a ARCO desarrollar su propia perspectiva en cuanto a relaciones entre comunas, grupos ambientalistas, el gobierno y las otras entidades activas en el Pastaza; pues en lugar de depender de Petroecuador o de otros para resolver su situación, la gerencia de ARCO tomó la iniciativa en tratar de equilibrar las conflictivas demandas que han surgido en el bloque 10.

- La comisión técnica ha permitido que los interesados separen las cuestiones verdaderamente ambientales de las otras. Por todo Latinoamérica las organizaciones nativas, grupos ambientalistas y otras ONGs han usado sus preocupaciones sobre el medio ambiente y sus quejas contra las compañías petroleras como un medio de atraer atención pública a cuestiones sociales y económicas. En general esta estrategia ha servido sus propósitos; pero a cambio de ofuscar los verdaderos problemas técnicos (que los ingenieros pueden resolver) con enredados debates acerca del desarrollo sostenible, equidad entre partes interesadas, y participación popular.

Al contrario que muchas compañías, ARCO no trato de evitar esas discusiones, sino que paulatinamente logro **disociarlas** para **solventarlas sistemáticamente** en distintos foros. Al proporcionar capacitación técnica a las organizaciones indígenas y a sus miembros, ARCO les ha ayudado a que distingan entre los riesgos reales para la selva y las cuestiones ambientales mas corrientes. Con este modo de proceder se han reducido el número y la envergadura de las cuestiones técnicas que quedan por resolver, al tiempo que se ha reforzado la habilidad de los indígenas para negociar como socios en el bloque 10.

De lo anotado se concluye que la decisión de enfocar la atención exclusivamente en detalles técnicos es un error, sobre todo si se toma en cuenta lo que dice el gerente de la ARCO: "ARCO puso en peligro la efectividad del acuerdo inicial porque esperamos tres años antes de abordar los tópicos importantes. Por ello cada vez que

empezamos un nuevo trabajo, cada vez que tenemos que realizar tareas de campo, se requieren de nuevas negociaciones”.

De otro lado, como lo expresó un dirigente indígena “¿por que las compañías petroleras no procuran comprender el ambiente social y natural de los proyectos propuestos, antes de adquirir los pliegos de licitación?”.

Los ejecutivos de ARCO se han convencido de que la apertura de un dialogo tan pronto como sea posible es la clave de un programa exitoso en áreas sensibles. Hay que admitir que la Comisión Técnica, con todas sus imperfecciones, jugó un importantísimo papel en demostrar que, en Pastaza, el dialogo beneficia a todos los interesados: ARCO, sus inversionistas, el gobierno ecuatoriano y las comunas nativas y principalmente al ecosistema.

Sistema de Costos en la producción de crudo

Para tratar los costos se han expuesto principalmente dos planteamientos: contable y económico.

En el planteamiento contable se define por tres características:

- Campo de aplicación de su cálculo: medio de explotación, producto, fase de elaboración, etc.
- Contenido: gastos realizados, de forma total o parcial, en un período concreto.
- Momento del cálculo: anterior al período analizado, es decir costo preestablecido, o posterior, es decir, costo generado.

En el planteamiento económico, en cambio el costo es la medida, en términos monetarios, de la acumulación de recursos utilizados en un fin concreto y se define por:

- Fuentes: razón de su cálculo
- Objetivo: campo de aplicación
- Contenido: medida, en términos monetarios, de la acumulación de recursos utilizados
- Período de cálculo: tiempo que abarca la finalidad.

A continuación se expone una clasificación de los diferentes costos a considerar:

- Costos fijos y variables
- Costos de transformación y no transformación
- Costos directos e indirectos
- Costos controlables y no controlables

Lo que debe quedar claro es qué costos varían según el volumen de producción y cuáles no.

Costos fijos

Son aquellos que no guardan relación con el volumen de producción y están referidos a unidades de tiempo. En este tipo de costos suelen incluirse los denominados gastos de estructura y gastos de desarrollo. Por ejemplo los arriendos, intereses financieros, gastos de investigación, sueldos del personal directivo, amortizaciones.

Los **Costos fijos medios** corresponden a los costos fijos por unidad, en función de los diferentes niveles de producción. Se obtienen por tanto dividiendo los costos fijos totales por la producción correspondiente a cada nivel.

De modo que a mayor nivel de producción corresponderá un menor costo fijo medio.

Costos variables

Son costos relacionados con el volumen de producción y varían de forma directa con aquél. La evolución de los costos variables guarda relación con la existencia en la empresa, de rendimientos crecientes o decrecientes en la utilización de los recursos en función del tamaño de la planta. Por ejemplo la mano de obra directa, transportes, etc.

Los **costos variables medios** presentan una fórmula de cálculo similar a los costos fijos medios; y su evolución es decreciente en relación a los incrementos de producción hasta un cierto volumen, a partir del cual los rendimientos decrecen y los costos medios variables aumentan en base a la generación o no de economías de escala.

Costos totales

Se obtienen por la suma de los costos fijos más los costos variables para cada nivel de producción.

Los **costos totales medios** corresponden al costo total por unidad producida y presentan una evolución inicial decreciente que posteriormente se invierte (a

creciente), en función de la eficiencia en la utilización de los recursos representados por los costos fijos y variables, de acuerdo con el tamaño de la operación.

Así, cuanto mayor sea la producción, los costos fijos medios irán decreciendo, efecto que se sumará a la disminución de los costos variables medios, originada por los rendimientos crecientes.

Costos directos

Engloban a todos los costos que puedan ser atribuidos directamente a un producto, en este caso el petróleo (objetivo del costo); y pueden citarse:

- Costos variables: salarios de mano de obra directa, transportes, etc.
- Costos fijos: amortización de maquinaria, etc.

Costos indirectos

Son los relacionados con varios productos (objetivos del costo) o con centros de costos (unidades contables), tales como:

- Costos variables: lubricantes para los equipos de varios pozos, etc.
- Costos fijos: sueldo del superintendente del Distrito Amazónico, gastos realizados para generación de energía eléctrica, etc.

Los costos indirectos plantean el problema de su asignación o reparto entre los diversos centros de costos (unidades contables).

Como lo señalan notables autores la idea de este reparto, **justo reparto** es vaga, pero es el único camino que existe para aproximarse al problema de medir los costos indirectos de un objetivo de costo.

Este **justo reparto** puede efectuarse en base a relaciones de causa-efecto fáciles de encontrar entre los generadores de costos (horas mano de obra directa, horas-máquina, etc.) y los costos indirectos (sueldo del encargado, amortización de maquinaria) o por medio de bases de reparto generadas con criterios razonables; bases de reparto que representan la relación entre el generador del costo (base de la tasa de reparto) y el costo indirecto; con este método el problema se plantea como un sistema de ecuaciones simultáneas (cuyos coeficientes se hallan muy dispersos en la matriz) en mismo que puede resolverse utilizando el método iterativo de Gauss-Seidel; o mas fácil aún utilizando una hoja electrónica, como se indica en el ANEXO 03.

Costos marginales

Es la diferencia que se genera entre dos valores del costo total, como consecuencia de un incremento unitario en la producción, o entre dos valores del costo variable total, ya que los costos de incrementos de producción no dependen de los costos fijos. Los costos marginales, por derivación de los costos totales, también son decrecientes hasta un determinado volumen de producción, ya que su evolución está ligada a la evolución de los rendimientos marginales o eficacia en el aprovechamiento de los diferentes recursos productivos de la empresa; a partir de ese volumen de producción inician su incremento, que se corresponde, como es lógico, con la disminución de eficacia de los recursos.

En función de esta evolución de los rendimientos u de los recursos, y hasta ese determinado volumen de producto, cada unidad producida cuesta menos que la anterior y a partir de él cada nueva unidad cuesta más. Se aprecia que los costos marginales se relacionan inversamente con los rendimientos marginales, siendo por tanto, costos variables.

Costos diferenciales

Este concepto es cercano al costo marginal, y se designa al costo de los barriles producidos de más o de menos en relación a la producción normal. El cálculo de este costo se efectúa, por referencia al costo variable de barriles producidos, normalmente corregido por medio de factores tales como: incremento o disminución de cargas variables (horas extras, etc.) y cargas fijas específicas generadas por su producción.

Costo de reemplazo del petróleo

Es el costo a largo plazo para producir un barril de petróleo, que reemplace al barril que extraigo actualmente, a fin de conseguir una producción sustentable en el tiempo. Este concepto sin embargo, debe ser explicado: supongamos que en el Ecuador se desea mantener durante un horizonte de planeación determinado una relación reservas-producción constante; para que eso ocurra, es necesario que cada año se descubra un volumen de reservas probadas exactamente igual al volumen de petróleo producido en ese año; entonces el costo de producción de esas reservas descubiertas, representa el costo de reemplazo del petróleo para ese año⁷.

Ahora supongamos la hipótesis racional de que hemos venido a lo largo del tiempo explotando campos cada vez mas costosos (esto no siempre es cierto, ya que depende también del azar); entonces, se tendrá que el costo de reemplazo es un costo creciente con el tiempo, de manera exponencial. En el país el costo de reemplazo está en alrededor de unos U. S. \$ 8 por barril.

En base a este costo de reemplazo podemos planear las actividades de exploración, explotación, transporte y refinación de petróleo, ya que estas son económicamente interesantes hasta cuando el costo de reemplazo es igual al costo de oportunidad del petróleo.

También se utiliza para diseñar una política energética coherente tanto con las disponibilidades de los hidrocarburos como de su costo relativo versus otras fuentes

⁷ Ing. Celio Vega, inedito, Evaluacion Económica de un proyecto de Exploracion y Explotacion de Petroleo

alternas de energía y, para determinar los ingresos para el país provenientes de la explotación petrolera.

Costos de producción de petróleo pesado

El costo de producción de petróleo, es el costo necesario para poner un barril de crudo en el centro de fiscalización o a la cabecera de un oleoducto principal. De acuerdo a esta definición, el costo de producción esta formado por los siguientes componentes:

- Amortización de inversiones en exploración
- Amortización de inversiones en desarrollo
- Amortización de inversiones en producción
- Amortización de inversiones en recuperación mejorada
- Costos de operación del campo
- Costos de administración
- Costos financieros
- Otros costos

Expliquemos brevemente en que consiste cada uno de ellos:

- **Amortización de inversiones en exploración**

Lo que hay que amortizar en esta etapa son los gastos incurridos, al asumir el riesgo originado por causas ajenas a las características particulares de la inversión. Este riesgo proviene de factores exógenos tales como las decisiones que toma el gobierno en política fiscal, política monetaria, cambiaria, etc. o bien en factores sociales tales

como huelgas, etc.. Estos factores afectan a todo el conjunto de inversiones (mercado), propios de la actividad exploratoria en los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y que consiste en la probabilidad de que no se encuentren reservas de petróleo.

- **Amortización de inversiones en desarrollo**

Se amortizan los gastos que ocasionan las actividades que tienen por objeto acceder a las reservas probadas y dotar de las facilidades para la extracción, recolección, tratamiento y almacenamiento de petróleo, tales como líneas de flujo (red de recolección), separadores, calentadores (para el crudo pesado), tanques de almacenamiento, estaciones de recolección y tratamiento, sistemas de comunicaciones, instalaciones de evacuación del crudo, etc.

El objetivo principal de las inversiones de desarrollo, es acceder a las reservas probadas, mientras que las inversiones de producción tienen por objeto principal mantener la infraestructura física de producción de los campos en producción, mediante reemplazos, overhauls, cambios de sistemas, etc. En resumen las inversiones de desarrollo construyen la infraestructura y las inversiones de producción las mantienen.

Las inversiones de desarrollo están constituidas por la perforación de los pozos de desarrollo y por las instalaciones de superficie (las indicadas arriba). Según el monto de las reservas, la naturaleza de los yacimientos, del crudo y las restricciones ecológicas para el medio ambiente, cada yacimiento es desarrollado siguiendo un

esquema particular, pudiendo variar el número de pozos muy ampliamente, perforados generalmente en un período llamado de desarrollo que va de dos a seis años.

Dentro de la estructura de las inversiones de desarrollo; el costo de la perforación de desarrollo representa alrededor del 60%, el de las instalaciones de superficie alrededor del 30% y el costo de la infraestructura civil el 10% restante.

Para desarrollar un campo es necesario perforar pozos adicionales, a fin de incrementar la producción, en esta etapa (perforación) se incurren en gastos tales como: la construcción de la plataforma, el alquiler del equipo de perforación (el clásico mástil o torre asociada en los afiches referentes al petróleo), los materiales de perforación (lodo, bentonita, etc.), corrida de perfiles eléctricos y nucleares.

Luego viene la etapa de completación (tubería de producción, cementación, cañoneo, etc.), la unidad de bombeo (si el pozo no puede producir con la presión natural del yacimiento) y finalmente la conexión a la red de producción (árbol de navidad, tubería de superficie, múltiples -"manifolds"-, etc.)

Cuadro No. 2

Descripción	U. S. \$
Construcción de la Plataforma	115.000
Alquiler equipo de perforación (30 días)	240.000
Materiales de perforación	480.000
Completación	350.000
Unidad de Bombeo	300.000
Línea de flujo (1,5 Kms.)	35.000
Vía de acceso al pozo (1,5 Kms.)	150.000
Imprevistos (5%)	80.000
Total costo pozo desarrollo	1'750.000

El costo de perforar, completar y conectar a la red un pozo de desarrollo de 10.000 pies de profundidad en la región amazónica es alrededor de U. S. \$ 1,8 MM; repartidos según el cuadro mostrado.

- Otro costo que se maneja es el **Costo de Desarrollo de la Producción Pico (CDPP)**⁸, que se define como:

$$\text{CDPP} = \text{ID} / \text{Qmax}$$

ID Inversión de desarrollo a efectuarse para lograr la producción pico Qmax

Qmax Es la producción pico o máxima lograda para un reservorio, campo o área expresada en barriles de petróleo por día (BPD). En general esta producción pico debe mantenerse sin variaciones significativas durante al menos seis meses consecutivos.

El valor de CDPP depende principalmente de los siguientes factores:

- Naturaleza o bondad de los yacimientos
- Condiciones de explotación (tierra, selva, mar, región polar, etc.)
- Lejanía de los campos a la infraestructura
- Grado API del crudo (crudos pesados)
- Tamaño de los yacimientos
- Eficiencia de la compañía operadora

La experiencia para el Ecuador, es que el valor del CDPP varía entre unos U. S. \$ 3.000 a U.S. \$ 12.000 por barril diario de producción pico. Para valores superiores a

⁸ Ing. Celio Vega, Evaluación Económica de un proyecto de Exploración y Explotación de Petróleo

U. S. \$ 15.000; la explotación en la mayoría de los casos deja de ser atractiva o comercial.

- **Amortización de inversiones en producción**

Para el caso de las inversiones que tienen por objetivo mantener la infraestructura de producción, se estima que estas se efectúan a partir del quinto año de producción y su valor anual oscila entre un 3% y un 8% del monto correspondiente a la inversión de desarrollo de la producción pico, el porcentaje escogido depende de los mismos factores que depende el CDPP; el mismo que para condiciones severas o adversas se escoge el 8% y para favorables el 3%.

- **Amortización de inversiones en recuperación mejorada**

Aquí debemos considerar los costos en que se incurrirá para viabilizar la inyección de dióxido de carbono (CO₂), recomendado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP), estas inversiones son para el tratamiento del CO₂, el transporte desde el Campo Bermejo que dispone de menos de 0.25×10^{12} pies³ y lo requerido es 10^{12} pies³, por lo que como ya se mencionó se deben seleccionar los campos en que se utilizaría el CO₂ con el objeto de optimizar su uso, para lograr la eficiencia tanto técnica como económica.

Resumiendo, la amortización de las inversiones puede hacerse por el método lineal o bien por unidad de producción en base al volumen producido y a las reservas probadas. En todo caso las amortizaciones representan una parte importante del costo

de producción (igual a la suma del costo de operación más las depreciaciones y más las amortizaciones) y su rango va del 40 al 60%.

Se ha observado también qué dentro de la amortización total, aproximadamente el 10-20% corresponde a las inversiones de exploración, el 60-70% corresponde a las inversiones de desarrollo y el 10-30% corresponde a las inversiones de producción.

- **Costos de operación del campo**

Son aquellos que se incurren con el objeto de asegurar la buena marcha de la producción y esta compuesto básicamente de los siguientes elementos:

- ◆ Sueldos y salarios del personal que trabaja en el campo
- ◆ Beneficios sociales y patronales
- ◆ Alimentación, alojamiento y transporte del personal de campo
- ◆ Mantenimiento de las facilidades de producción
- ◆ Mantenimiento de pozos (Workovers)
- ◆ Mantenimiento de carreteras y vías de acceso a los pozos
- ◆ Mantenimiento de vehículos
- ◆ Energía
- ◆ Combustible
- ◆ Lubricantes
- ◆ Químicos
- ◆ Seguro de las Instalaciones y Equipos, y
- ◆ Otros

Los costos de operación, dependen principalmente de los siguientes factores:

- ◆ Producción por pozo (productividad)
- ◆ Números de pozos
- ◆ Gravedad API del Petróleo
- ◆ Profundidad de los yacimientos, y
- ◆ Relación agua-petroleo

Cuando las condiciones son favorables tales como buena productividad (mayor a 1.000 BPD por pozo), petróleo liviano (mayor de 25 °API), pozos poco profundos (menores a 8.000 pies) y relaciones agua-petroleo (WOR, water-oil relation) menores a 25%, el costo de operación anual de un campo, se halla entre el 4% al 6% de las inversiones de desarrollo; pero si las condiciones son adversas como baja productividad (menos de 300 BPD por pozo), petróleo pesado, pozos profundos (mas de 12.000 pies) y altas WOR (superior al 50%) el costo anual de operación puede estar en el rango del 10 al 15% de las inversiones de desarrollo.

Los costos bajos de operación, en nuestro país están comprendidos entre U. S. \$ 1 a 2 por barril, mientras que los costos altos se sitúan entre U. S. \$ 3 y 6 por barril.

Con respecto al costo de producción (que es la suma del costo de operación, más las depreciaciones y amortizaciones), el costo de operación constituye del 50 al 70% del costo de producción.

Para 1997 el costo unitario de producción de un barril de petróleo, para Petroproduccion fue de U. S. \$ 2.27 (S./ 9.204, calculado a una tasa de cambio

promedia de S./ 3.983 por dólar); estos costos corresponden a un volumen de producción anual fiscalizada para 1997 de 104,7 millones de barriles de crudo.

En cambio el costo unitario operativo, se estableció en U. S. \$ 1,64 por barril (S./ 6.543).

- **Costos fijos**

Estos costos se refieren a los costos (cuyo valor total no cambia al variar el volumen de producción) incurridos por los centros de costo que proporcionan servicios para el soporte de la actividad petrolera tanto en Quito como en el oriente; como contabilidad, servicios de informática, recursos humanos, etc.

- **Costos financieros**

Es la parte proporcional del servicio de la deuda en concepto de intereses, comisiones y demás gastos financieros sobre préstamos recibidos que corresponde al período analizado y dependen básicamente del nivel de endeudamiento y de las tasas de interés. En el Estado de Pérdidas y Ganancias al determinar el valor de los gastos financieros, estos deberían estar en un rango comprendido entre el 5 y 10% con respecto al costo de producción.

- **Otros costos**

Aquí se deben considerar por ejemplo los costos de oportunidad de un recurso económico, que es la mayor valoración que puede tener ese recurso económico en la mejor alternativa de uso.

Como datos informativos de los costos de las operaciones petroleras en el oriente ecuatoriano tenemos los siguientes:

Cuadro No. 3

Producción diaria de petróleo de Petroproduccion al 98-03-30	300.429 BPD
Producción diaria Nacional al 98-03-30	386.528 BPD
Volumen diario de exportación	198.000 BPD
Costo unitario de producción de Petroproduccion al 97-12-31	U. S \$ 2,23 Barril
Costo unitario de operaciones de Petroproduccion al 97-12-31	U. S. \$ 1,62 Barril
Precio del barril de crudo oriente al 98-02-26	U. S. \$ 10,68 Barril

Fuente: Petroecuador

Consideramos también, el costo marginal de producción, que es el resultado de dividir el incremento en el costo total para el incremento correspondiente del volumen de producción.

$$Cmg = ACT / AQ$$

Cmg Costo marginal

ACT incremento del costo total

AQ incremento del volumen de producción

En adición a los anteriores tenemos, el costo marginal con respecto al tiempo, que es el costo relevante (cuya existencia depende de que se tome una decisión) de mantener un equipo funcionando una unidad de tiempo mas.

Una empresa operadora para ser eficiente tiene que controlar meticulosamente cada uno de sus costos, sin embargo para efectos de entrega de reportes financiero-contables al Estado (obligada por la Ley de Hidrocarburos a presentarlos a la

Dirección Nacional de Hidrocarburos) debe sujetarse al Decreto No. 1383 (20 de diciembre de 1973) que norma el Régimen Contable de Hidrocarburos y estipula que los costos operacionales mencionados deben agruparse únicamente en costos directos, indirectos y gastos operacionales.

Rendimiento de una operadora

Por rendimiento (performance) se entiende el grado de calidad o excelencia con el cual una operadora ejecuta sus actividades y administra los recursos que le han asignado los propietarios. Sin embargo para estimar esta performance, es necesario contar con una base de comparación, la cual no siempre existe y si existe puede no ser muy confiable.

Entre los parámetros o resultados que se utilizan para evaluar el rendimiento de una operadora tenemos los siguientes:

Técnicos

- Incremento de la producción de petróleo y/o gas
- Factor de utilización de los diversos sistemas e instalaciones que utiliza la operadora: potencia, levantamiento artificial, almacenamiento, oleoductos, tratamiento de crudo, etc.
- Porcentaje de pozos cerrados por daños o prohibiciones legales
- Producción real como porcentaje de la producción máxima permitida
- Factor de daño promedio de los yacimientos
- Incremento promedio de producción por reacondicionamiento de pozos

- Reservas descubiertas, etc.

Económicos

- Costo de operación por barril
- Costo del pie de perforación
- Costo medio de reacondicionamiento por pozo
- Costo medio del barril incremental de los reacondicionamientos
- Costo de mantenimiento de vehículos
- Costo de mantenimiento de carreteras por kilometro
- Costo de la sísmica por kilometro
- Costo de encontrar un barril de reservas probadas, etc.

CAPITULO III

ALTERNATIVAS DE EXPLOTACION DE CRUDOS PESADOS

Descripción del proyecto

El embargo árabe (1974) activó los procesos finales de globalización e integración de los bienes energéticos y desde entonces la industria del petróleo, del gas, del carbón, de la electricidad, son una misma industria: la industria de la energía.

En consecuencia, planificar el sector energía es diseñar, articulada y globalmente, el crecimiento de la industria del petróleo, electricidad, gas, carbón, hidroenergía, considerando los costos-beneficios de los desarrollos hidroeléctricos versus los desarrollos petroleros y éstos versus los desarrollos del gas natural, etc.

El Ecuador exhibe hoy un nivel de precio interno de las gasolinas de U. S. \$ 55 por barril que se equipara al de los países europeos (Alemania, Italia, Francia), pero en esos países un 50% (vía impuestos) pasa a ser propiedad del Estado y ese dinero se invirtió en Seguridad Social, Educación, Investigación y Desarrollo, lo que desgraciadamente no ocurre en nuestro país.

Lo expresado nos permite afirmar que un plan económico es inviable sin un plan energético y sin ellos es inviable un proyecto nacional. El plan de energía articula la siguiente ecuación: Oferta de bienes energéticos = Demanda de bienes energéticos.

Como ya lo hemos mencionado la energía es una sola, y así son sus industrias y mercados, por ello es que no pueden seguir manejándose la industria eléctrica y la industria petrolera como compartimientos aislados, pues entre ellas existe una vinculación del tipo vasos comunicantes.

Objetivos del proyecto

Las reservas remanentes recuperables de los campos actualmente en producción del país, se encuentran en el orden de 1.500'000.000 barriles de alrededor de 28 °API promedio, siendo la producción anual alrededor de 100'000.000 barriles, lo que nos da una relación reservas-producción de 15 años (dividiendo las reservas para la producción anual)⁹.

Esta circunstancia obliga a Petroecuador a explorar nuevos campos tanto en el cretácico como en el precretácico y descubrir reservas adicionales puesto que ellas son vitales para el desarrollo de la economía, lo que nos permitirá alcanzar el Objetivo Nacional Permanente de Desarrollo Integral.

Nuestra reserva está constituida por el 40% de crudos pesados (de los campos aún no explotados); pero el objetivo de la exploración petrolera debe tener en la mira en primer lugar, tratar de incrementar las reservas de crudos livianos por las ventajas técnicas y económicas que ello ocasiona.

El petróleo ecuatoriano se encuentra en el cretácico y precretácico (más profundo), las capas sedimentarias de interés hidrocarburífero en el cretácico se denominan Tena, Napo (ITTI y parte mínima de Oglan) y Hollín (Oglan y Pungarayacu) y en el

⁹ Estudios de yacimientos de la Subgerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción

precretácico Santiago, Macuma y Pumbuiza; cualquiera que sea la roca, la porosidad de ella tiene un gran significado como ya lo mencionamos en el capítulo I.

El pozo Cachiyacu del cretácico perforado por Petrocanadá, produjo una pequeña cantidad de petróleo mezclado con agua de características similares al petróleo de Tigüino, Cononaco, Auca y Lago Agrio, lo que permitió que geólogos y geofísicos de Petrocanadá formularan la teoría de que el petróleo de Cachiyacu provenía del precretácico.

Es preciso revertir la tendencia en la relación crudos pesados y livianos y en esa dirección la compañía Oryx está empeñada en alcanzar el precretácico (se decidió previo estudio de sísmica 3D -tres dimensiones-) y se encuentra perforando los pozos Chonta y Punino que proporcionarían el complemento de la información recogida en el pozo Yuralpa. Lastimosamente el pozo Chonta no dio los resultados esperados y ahora tenemos que esperar que sucede con el Punino.

Para coadyuvar a la seguridad y desarrollo del país debemos explotar racional y técnicamente las reservas de crudo pesado, que si bien hasta junio/98 el precio del crudo alcanzó sus niveles mas bajos, desde julio se espera un proceso de recuperación del precio del crudo y en esta línea el Gobierno licitó el eje ITTI para su explotación (ver el mapa 01, del capítulo I).

Por su parte técnicos de Petroproducción presentaron al Consejo de administración de Petroecuador un "Plan de desarrollo energético del sector petrolero de la región amazónica" el mismo que contempla la utilización del gas pobre y el crudo reducido

para generar energía termoeléctrica; en este esquema se podría utilizar los crudos pesados (ITTI, Oglan, Pungarayacu) para el mismo fin y el excedente ponerlo disponible para el país o para exportación por el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Lo importante es que se considere a la explotación de crudos pesados como una contribución importante al desarrollo de un sistema energético del Ecuador.

Perfil de un proyecto para la explotación del campo Pungarayacu

Hasta la presente fecha se han perforado 26 pozos de cateo, que confirman la presencia de petróleo pesado en la formación Hollín, con un espesor que varía desde 250 a 300 pies de oeste a este. En la parte norte se observa la existencia de una gran zona de arena bituminosa (arena impregnada de petróleo) aflorando en superficie, luego el yacimiento se va profundizando paulatinamente hacia el sur y al mismo tiempo mejorando la calidad del petróleo que va desde el extrapesado de 4 °API a pesado con 14 °API, llegando hasta la profundidad de 1.350 pies.

Existen varios informes de evaluación del campo Pungarayacu, realizadas por Petroproducción y por otras compañías internacionales tales como ARCO, PETROCANADA y BEICIP-FRANLAB, tendientes a la explotación y utilización de las reservas del campo, en los que se tiene un valor de reservas in situ del orden de entre 5 y 10 mil millones de barriles de petróleo, con los valores promedio: de espesor 40 pies, porosidad 21% (\emptyset) y saturación de agua 19% (S_w).

Es importante determinar la productividad de los pozos para definir el sistema de explotación primario y secundario del campo, ya que permitiría conocer efectivamente la recuperación final de hidrocarburos, factor muy importante para determinar el valor de reservas, pues de acuerdo a estadísticas de crudos pesados y dependiendo del método de explotación, la recuperación podría llegar por lo menos al 15%.

Consideraciones técnicas y financieras

Las mayores reservas de crudos pesados y extrapesados corresponden a los yacimientos de este campo¹⁰, sin embargo, por la falta de estudios específicos existe la dificultad de cuantificar con precisión, tanto las cantidades de volúmenes en sitio como las características de los fluidos del yacimiento.

Las expectativas de incrementar significativamente las reservas probadas de hidrocarburos livianos, no han sido las esperadas y mas bien los crudos encontrados tienen densidades entre medias y bajas (ARCO, YPF, IFP, etc.); entonces el país en el corto plazo, debe desarrollar estrategias y tecnologías para aprovechar estos recursos; y hacia ello se encamina este trabajo.

Las alternativas de explotación del campo Pungarayacu serían:

- Exportación
- Refinación
- Petromulsión

¹⁰ FIPETROL, Proyecto Pungarayacu, 1989. Plan Energía 1997-2000

Para las dos primeras, y hablando del crudo extrapesado de pungarayacu; el principal problema que se debe enfrentar es el de la extracción de crudos con viscosidades altas, lo que requiere una altísima inversión, convirtiendo al producto final no atractivo económicamente en el mercado petrolero del país; y, por otro lado la posibilidad de exportación se hace poco rentable por los costos de transporte.

Las refinerías del país (Península Santa Elena y Esmeraldas) no están diseñadas para procesar este crudo y para hacer viable la refinación de estos crudos en esa capacidad instalada, por lo que se requeriría de una inversión muy alta, que el Estado al momento no dispone.

Por otro lado la **Petromulsión**¹¹ es la mejor alternativa para el manejo y producción de los crudos de Pungarayacu; y consiste en una suspensión de pequeñas gotas de hidrocarburos suspendidas en agua, donde mientras mas pequeño sea el diámetro de las gotas y su distribución sea mas homogénea, mayor será la estabilidad de la suspensión. Esta suspensión esta constituida aproximadamente por tres cuartas partes de hidrocarburos (70%) y una de agua (29,8%), incluyendo un estabilizador (0,2%) que actúa como agente que mantiene el balance químico y físico del producto (surfactante); siendo el resultado de este proceso un producto energético combustible que quema con llama brillante y estable.

Este producto es un combustible termoeléctrico y es un “producto petrolero” que no emerge de una refinería. Esta tecnología de emulsificación de los crudos data de los

¹¹ Termino acuñado por FIPETROL para diferenciarlo de ORIMULSION, marca registrada de PDVSA

años 30 (British Petroleum), pero la patente de la Orimulsión la tiene Venezuela, por lo que el Ecuador debería adquirir esta patente tecnológica.

Debe puntualizarse que el destino de la Petromulsión es generar termoelectricidad, en competencia con carbón, gas, petróleo, energía nuclear e hidroelectricidad, por tanto la naturaleza corporativa de la industria petromulsión es "eléctrica" (no petrolera) con un mercado creciente y estable a diferencia del mercado petrolero.

El Ecuador debería aprovechar de la experiencia venezolana que exporta su Orimulsión a mercados termoeléctricos de Estados Unidos y algunos de Europa, sustituyendo al carbón; por cuanto este es el mercado marginal por excelencia de los combustibles termoeléctricos. En este esquema Venezuela y Ecuador pueden construir una imagen estable y confiable como oferentes de PETRO-ORIMULSION para capturar el mercado eléctrico, cuya satisfacción compromete inversiones en un horizonte de 25 años y una industria eléctrica que minimiza riesgos en el escogitamiento de mezcla de combustibles .

Considerando y admitiendo que Pungarayacu tiene 7.000 millones de barriles in situ (con la información disponible es el dato mas aceptado), entonces el Ecuador adquiriría el status internacional de oferente termoeléctrico, capaz de generar (aproximadamente) el equivalente del mercado marginal termoeléctrico de Estados Unidos a ser cubierto por carbón en al menos el próximo lustro.

Con el objeto de captar mercado Venezuela y el Ecuador deberían manejar un precio de costo inferior al del carbón y de los residuales, y este sería de alrededor de los U.

S. \$ 4, para poder manipular un precio de venta FOB referencial de U. S. \$ 6. Una vez posicionado en el mercado, se deben realizar alianzas corporativas entre suministradores de PETRO-ORIMULSION y los generadores internacionales de electricidad.

De este modo el Estado ecuatoriano tendría un ingreso de alrededor de U. S. \$ 450 millones de dólares al año, considerando una producción diaria de 200.000 BPD (a U. S. \$ 6 barril); con este esquema incluso se puede manejar las “ventas a futuro” a cambio de facturas liquidas en el presente; para paliar los desbastadores efectos del niño y para compensar la caída de los precios internacionales del petróleo.

Procedimiento para la evaluación preliminar del yacimiento

Para realizar este trabajo se requiere de una recopilación de datos disponibles con el objeto de caracterizar el yacimiento, los cuales nos servirán para realizar la siguiente etapa de este perfil de proyecto.

Los datos básicos indispensables para la identificación del yacimiento son los siguientes:

- Presión Inicial P_i
- Espesor de arena petrolífera h
- Busamiento de yacimiento (Grados de inclinación)
- Gravedad API promedio del crudo
- Temperatura del yacimiento T
- Viscosidad a temperatura del yacimiento μ

- Porosidad \emptyset
- Tasa de producción inicial de petróleo
- Relación Gas/Petróleo inicial
- Porcentaje de agua y sedimento **BS&W**
- Extensión aproximada areal del yacimiento
- Base del crudo
- Profundidad promedio de arena productora
- Permeabilidad, sí esta disponible
- Mapa Isopaco-Estructural preliminar, sí esta disponible

Sí ya se dispone de la información mencionada, se procederá a diseñar el proyecto; de lo contrario se debe diseñar pruebas especiales que nos permitan completar la información necesaria.

Luego se necesitará efectuar las siguientes pruebas:

- Análisis de Presión, Volumen y Temperatura **PVT**
- Análisis de prueba de pozos
- y otras que el estudio lo exija

Perfil de un proyecto de factibilidad del desarrollo, explotación, manejo y comercialización del yacimiento de Pungarayacu

Culminada la etapa anterior y luego de obtener los datos especificados, se debe proceder en los siguientes aspectos:

Desarrollo

Es preciso definir o determinar el número o espaciamiento de los pozos que definitivamente van a ser contemplados en el yacimiento, así como el tipo de completación a utilizarse en los mismos.

Diseñar el método de producción (Bombeo mecánico, Bombeo hidráulico, Levantamiento artificial con gas, etc.) de los pozos en base a las características de presión y de los fluidos contenidos en el yacimiento, densidad y viscosidad del petróleo, porcentaje de agua-sedimento (BS&W), relación gas-petróleo en solución.

Explotación

- Diseñar las tasas óptimas de producción de petróleo y la relación gas-petróleo de producción
- Establecer los métodos de recuperación adicional, con el objeto de aumentar el recobro final del yacimiento. Como se indicó en el capítulo I, podría ser la inyección de CO₂.

Financiamiento

Un proyecto petrolero, de por sí es un atractivo para la inversión extranjera o nacional debido a que la industria hidrocarburífera, manejada racionalmente otorga rentabilidades económicas y sociales muy positivas.

Respecto a este yacimiento, la compañía venezolana FIPETROL de investigación petrolera; en 1989 había tomado contacto con el Señor Doctor Halasz, representante de la Banca de Gottardo (italianos); quien en esa época había señalado que el

Ecuador es un país con un alto porcentaje de cuencas sedimentarias y reales prospectivas de petróleo y gas natural; por lo que este grupo financiero estaba dispuesto a financiar los equipos petroleros necesarios para explotar este campo.

Lo expresado se menciona para demostrar que grupos financieros importantes a nivel mundial (la Banca de Gottardo ocupa los primeros lugares entre los bancos suizos en cuanto a balanza de pagos, capital y ganancias, -índice CAMEL¹²-en el cual interviene un importante banco japonés) se interesaría por un proyecto de este tipo.

Perfil de un proyecto para la explotación del eje estructural Imuya-Tiputini-

Tambococha-Ishpingo (ITTI)

Nuestra cuenca amazónica está cubierta por bosque tropical húmedo y semeja una batea, en sus flancos tanto en el oriente como en el occidente, las capas sedimentarias se alzan y quedan a menor profundidad de la superficie de la tierra, si se las compara con las que están en el centro.

Como se mencionó en el capítulo I, las compañías Shell y Minas y Petróleos perforaron la estructura Tiputini transportando sus equipos por vía fluvial y por el aire, método igual utilizó Petroecuador para perforar pozos en las estructuras de Ishpingo y Tambococha, que resultaron productivos; y se espera que Imuya al norte de Tiputini, también lo sea.

El tren estructural Imuya-Tiputini-Tambococha-Ishpingo -ITTI- tiene cerca de 50 Km. de largo y aproximadamente 5 Km. de ancho; estas cuatro estructuras son geológicamente iguales y el petróleo se encuentra en las arenas de la formación Napo

¹² CAMEL, categorización bancaria basado en Capital, Assets, Management, Earnings, Liquidity

y en algunos lugares tienen más de 30 m. de espesor en cada una de ellas. En la arena M-1, el principal reservorio tiene un espesor de 50 m. Los estudios sísmicos y el resultado de las perforaciones demuestran que el tren estructural tiene solución de continuidad y que los altos que han sido probados pertenecen a un enorme tren estructural.

Consideraciones técnicas y financieras

El petróleo pesado "in situ" está definido por las perforaciones de los tres yacimientos y por las líneas de cierre estructural obtenidas en los estudios sísmicos. Las líneas sísmicas confirman que el tren es una trampa cerrada y que cualquier perforación adicional sólo confirmaría la existencia de los contornos estructuralmente cerrados.

El factor de recobro usado del 11% fue obtenido de la simulación del campo Bogi-Capirón¹³, este valor podría ser mayor en la práctica, ya que no se encontró contacto agua-petróleo en el pozo Tiputini-Minas, esperándose un empuje lateral, cuyo mecanismo de producción es más eficiente que el de fondo; lo mencionado se sustenta por la simulación del Campo Daimi como el caso más aproximado al proyecto, se tiene un factor de recobro (F.R) del 15% para la arena M-1 principal en donde no se encontró agua-petróleo, lo cual le da un mecanismo más eficiente de barrido al tener un empuje lateral y no de fondo, con el cual se induce a una rápida conificación y digitación cuando se produce crudo pesado.

¹³ Idem 9

se espera producir petróleo de 15° API promedio en Tiputini, de mayor grado API en Ishpingo y de igual o inferior calidad en Imuya.

Considerando una producción mínima de 1.000 BPD por pozo, se deberán perforar 6 pozos en el campo de Ishpingo, 23 en campo Tiputini-Tambococha y 9 en el Imuya, los que serán perforados desde plataformas centralizadas para disminuir el impacto ambiental.

El proyecto Pañacocha-Tiputini contempla la mezcla de crudo de 30° API del campo Pañacocha, con la producción de 15° API del tren Imuya-Tiputini-Tambococha-Ishpingo para fines de transporte.

El sistema de producción podría considerar el bombeo hidráulico, usando como fluido motriz el crudo liviano. Para poder transportar este crudo liviano y la mezcla se deberán construir un doble sistema de oleoductos, y prever el sistema de almacenamiento.

Las reservas fueron cuantificadas por el método volumétrico, para lo cual se elaboraron los mapas de cimas y base de la arenisca M-1, se obtuvieron los parámetros petrofísicos a partir del pozo Tiputini-Minas y pozos vecinos y se usaron los datos de P.V.T. de pozos vecinos.

Con los datos de las reservas de los tres campos en estudio se procedió a determinar el potencial teórico de cada uno, suponiendo que sus producciones tendrán un comportamiento exponencial, se ha considerado tiempo de explotación de 20 años.

Se asume que las producciones declinarán desde el segundo año de producción

debido a la necesidad de obtener altas tasas de producción iniciales con un alto corte de agua (porcentaje de agua producida conjuntamente con el petróleo).

Con relación a la producción de agua, se asumen los datos obtenidos en las simulaciones realizadas por CONOCO, analizando el caso del empuje lateral que se considera que en el primer año se tendrá un corte de agua del 60% el mismo que irá incrementando rápidamente hasta llegar a estabilizarse, al cuarto año, en un 87%.

Para la determinación de número de pozos por campo se considera que al menos 1.000 Bls/día de petróleo neto se podrán producir con bombeo hidráulico utilizando crudo liviano con fluido motriz o con bombeo electrosumergible. De acuerdo a las producciones de cada campo se tendrán los siguientes:

Cuadro No. 4

CAMPO	TASA BPD	NºPOZOS	ESPACIAMIENTO ACRES	RADIO DRENAJE
ISHPINGO	25.000	25	666	1.455 m
TP-TAMBOCOCHA	22.800	23	739	1.533 m
IMUYA	9.000	9	965	1.750 m

Fuente: Estudios de Yacimientos de la Subgerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción.

Para obtener las tasas propuestas se deben perforar un número mínimo de pozos productores, para lo cual se contará con los índices de productividad que para el caso de Tiputini-Minas es de 0.81 Bls/Psi, lo cual podría incrementarse con un sistema de levantamiento artificial.

Las instalaciones superficiales así como de subsuelo deberán ser estandarizadas con las compañías que tienen contratos de riesgo y explotan crudos pesados como YPF

(que adquirió a MAXUS), ARCO, ELF, etc., con el fin de tener un mismo tipo de equipamiento y las ventajas que esto acarreará, dependiendo de la economía del proyecto. Este tema deberá ser tratado detalladamente cuando se haga el diseño de las instalaciones de producción. Un aspecto más delicado al momento es determinar el tipo de producción y transporte del crudo producido, por la dependencia que el proyecto tiene: con relación al crudo liviano o mediano, a las instalaciones de mejoramiento del crudo pesado, o a los procesos de calentamiento con el fin de disminuir la viscosidad para poder transportarlo por oleoducto.

En estos campos, la alternativa más viable es la utilización del crudo diluyente para la producción del pesado, por lo que un elemento básico en la factibilidad del proyecto es el transporte desde un campo cercano como Pañacocha; por lo tanto se requiere hacer una evaluación pormenorizada de las reservas y potencial productivo de este campo, en base a la perforación de pozos de avanzada y pruebas de reservorio.

Según las necesidades de solvente que asciende a un pico máximo de alrededor de +35.000 BPD, en el caso de 20 años de producción, se deduce que el campo deberá tener un volumen de reservas de al menos 100 millones de barriles (Cuadro No.1, 146 millones estimados), lo que equivale a tener una producción cercana a la de Shuara.

En el caso de no confirmarse ese volumen de producción, se tienen tres alternativas:

- Producir de acuerdo al volumen de solvente (producción de Pañacocha y campos vecinos que deben ser explorados como Paujil y Sábalo) lo que significa que los campos del proyecto ITTI deberán ser producidos a menores tasas, esto implica

que al final del proyecto no se podrá evacuar reservas remanentes debido a la falta de diluyente.

- Captar solvente de otros campos: En Tarapoa se puede captar el crudo que es transportado desde los campos del noreste hasta Lago Agrio, a 30 km de Pañacoha.
- Evaluar la posibilidad de transportar el crudo pesado producido mediante procesos de calentamiento para disminuir la viscosidad, lo que propone YPF (ex-MAXUS).

Impacto Ambiental

Para minimizarlo habría que evaluar la perforación centralizada de pozos, en los aspectos de: menores áreas deforestadas, menores líneas de flujo, mayores volúmenes a ser transportados, mejor control de los derrames, mayor control en la colonización (mejor si no la hay), implantación de equipos eficientes para el manejo, procesamiento y control de cerca de 400.000 BPD de agua de producción y la alternativa de reinyectar al menos una parte (la otra deberá ser tratada antes de evacuarla al medio ambiente), a través de pozos específicos al mismo u otros yacimientos que deberían ser estudiados.

Además se deberán instalar los equipos adecuados para el uso del gas y seleccionar adecuadamente los combustibles a ser utilizados en las labores de operación.

Perforación de pozos exploratorios

La torre a utilizarse en los pozos exploratorios será helitransportable, por cuanto no se dispone de carretero de penetración, pero la mayor parte de insumos a utilizarse en

los pozos serán abastecidos por vía fluvial aprovechando las bondades de navegación de los ríos Napo y Aguarico.

Si bien es cierto que los pozos a perforarse en el área no son muy profundos se debe considerar:

- La movilización de la torre de una localización a otra, se realizará por helicóptero.
- La distancia a la que se encuentran los pozos a perforarse, de la zona de abastecimiento de materiales.
- En los meses de invierno las áreas de: Imuya, Tiputini, Ishpingo y Tambococha permanecen inundadas, por lo que la torre y sus equipos auxiliares necesitarán de plataformas con pilotes.

Con los resultados obtenidos en la perforación exploratoria se podrá tener un mayor conocimiento de los reservorios en cuanto a petróleo in situ, reservas, y °API, datos que servirán para reajustar los valores del presente estudio, así como los cronogramas y técnicas a emplearse en el desarrollo y producción de los campos.

Desarrollo de los campos

Perforación de pozos de avanzada y desarrollo.

En concordancia con las reservas estimadas, se propone perforar un pozo por cada 2 millones de barriles de reservas, por lo que sería necesario perforar un total de 120 pozos de avanzada y desarrollo para los 7 campos en mención (ITTI -cuatro campos-, Pañacocha, Paujil y Sábalo).

Al ser pozos de mediana profundidad, se consideró que podrían ser perforados en 30 días calendario (con tiempo de movilización, armado y desarmado de torre). Además se propone trabajar con 2 torres, la primera en el campo Pañacocha y la segunda en el campo Ishpingo. Este trabajo simultáneo tiene como finalidad mezclar los crudos de los campos y facilitar su transportación.

Carreteros troncales a los campos

El carretero troncal para ingresar al campo Pañacocha, comenzaría en Palmeras (Campo Shushufindi) hacia el río Aguarico y luego al campo, con una distancia aproximada de 75 Km..

Para los carreteros de Pañacocha hacia los campos se busca la factibilidad de que se ocupen solo derechos de vía, con el propósito de preservar el medio ambiente.

Luego se construirá el carretero de Pañacocha a Paujil con una distancia aproximada de 27 Km., también se construiría el carretero Paujil-Sábalo con una distancia aproximada de 17 Km, otro ramal será el carretero Paujil-Tiputini con una distancia aproximada de 52 Km.

De Tiputini hacia el norte se abrirá el carretero a Imuya con una distancia aproximada de 26 Km. De Ishpingo hacia el norte se abrirá el carretero a Tambococha con una distancia aproximada de 17 Km. y luego de Tambococha a Tiputini con una distancia de 18 Km.

Se tendría un total de 232 Km. de carreteros a los campos, que se construirían con tres frentes de trabajo. El primero vendría desde Palmeras hasta Pañacocha, por tener

en este campo reservas ya probadas. El segundo frente vendría desde el campo Pañacocha hacia Palmeras y el tercer frente podría comenzar en San Roque hacia Palmeras.

Para iniciar la perforación de los pozos de avanzada y desarrollo será necesario contar con los carreteros troncales y las vías de acceso. La característica de las estructuras es de forma alargada y los carreteros troncales atraviesan a lo largo dichas estructuras por lo que las vías de acceso a los pozos son relativamente pequeñas (alrededor de 0.5 km/pozo) y serán construidas con poco tiempo de anticipación a la perforación de cada pozo (para evitar la colonización y el deterioro del medio ambiente).

Explotación

Cada campo contará con su propia estación de recolección, en base a volúmenes de producción propuestos (cuadro anterior) y en lo posible las facilidades de producción estarán ubicadas en los sitios de perforación de los pozos exploratorios, para evitar el desbroce de hectáreas adicionales y proteger el medio ambiente. El agua de formación producida será tratada, buscando la factibilidad de reinyectarla a los reservorios, o una vez tratada evacuarla al medio sin repercusión a la ecología, como ya se mencionó.

Como método del levantamiento artificial y desde el inicio de la producción se requerirá instalar en cada pozo bombas mecánicas u otro sistema de bombeo, puesto que, en los campos cercanos a Tiputini se espera que las presiones iniciales de los

yacimientos sean cercanas a las presiones de saturación, (estos tipos de crudo de baja densidad API tienen una reducida cantidad de gas en solución) por lo cual se estima que la energía necesaria para levantar la columna de petróleo no provendrá del yacimiento.

El petróleo, gas y agua que se explote de los yacimientos será transportado por líneas de flujo de 4" desde los pozos hasta los múltiples -"manifolds"- de entrada a los separadores. De manera preliminar se ha estimado un promedio de 1 km. de línea/pozo.

La explotación de los reservorios debería realizarse con pozos direccionales (tipo racimo) es decir varios pozos desde una misma plataforma lo que evitará: la deforestación de la selva, las vías de acceso a los pozos, así como la minimización del tendido de líneas de transferencia de los pozos a las estaciones.

En el proyecto se requerirá de dos oleoductos¹⁴. El primero llevará el crudo liviano Pañacocha (28° API), Paujil y Sábalo (25° API), hasta Tiputini y servirá como diluyente del crudo pesado producido en los campos Imuya, Tiputini, Tambococha e Ishpingo, se estima una longitud de 79 km. y diámetro de 8 5/8 ". Al inicio de la explotación este oleoducto transportaría alrededor de 12.000 BPD provenientes del campo Pañacocha para ser mezclado con el crudo producido en el campo Ishpingo, y para el año siguiente, entrarían en producción Sábalo y Paujil transportando alrededor de 22.200 BPD. El ramal de Sábalo a Paujil de 17 km. y 4.5" de diámetro evacuará

¹⁴ Idem 9

unos 4.200 BPD de crudo producido en Sábalo. El crudo una vez en Tiputini será repartido como diluyente a:

- Al campo Ishpingo por un ducto de 35 km. de longitud y 6 5/8" de diámetro; y una vez mezclado con el crudo de este campo regresará por un ducto de 35 km. de longitud y 10" de diámetro a Tiputini donde se construirá la central de almacenamiento.
- Al campo Imuya por un ducto de 26 km. de longitud y 4,5" de diámetro. Del campo Imuya retornará a Tiputini con el crudo mezclado por un oleoducto de 6 5/8".
- Al campo Tambococha por un ducto de 4,5" de diámetro y 18 km. de longitud y retornará a Tiputini por un ducto de 4,5" de diámetro y 18 km. de longitud.

El segundo oleoducto evacuará el crudo mezclado desde Tiputini hasta Shushufindi, tendrá una longitud estimada de 191 km. y 16" de diámetro. De Shushufindi será evacuado a Lago Agrio, y luego será transportado por el oleoducto transecuatoriano a Balao para su comercialización .

Según el estudio de la Subgerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción, se pueden construir campamentos y oficinas en cada uno de los campos; o podrían construirse dos campamentos bases y oficinas centrales, el primero estaría ubicado en Pañacocha que serviría para el personal de los campos Paujil, Sábalo y Pañacocha; y el segundo ubicado en Tiputini, que servirá para el personal de los campos: Imuya, Tiputini, Tambococha e Ishpingo.

Inversiones

De acuerdo con el Régimen Contable de Hidrocarburos, como se indicó en el capítulo II, las inversiones a realizarse en los campos petroleros se dividen en inversiones de preproducción e inversiones de producción.

Las inversiones de preproducción son aquellas que se realizan hasta la fecha de inicio de la producción comercial. En este estudio¹⁵ las inversiones de preproducción se consideran desde el año inicial y por el quinquenio y serán amortizadas en ese período (5 años) por unidad de producción.

En cambio las inversiones de producción, son aquellas que se realizan luego del inicio de la producción comercial. En el estudio se considera que las inversiones que se realicen para activos tangibles serán depreciadas por unidad de producción y en un período de 10 años, y las inversiones que se realicen para activos intangibles serán amortizadas por unidad de producción y un período de 10 años.

En concordancia con el Régimen Contable de Hidrocarburos (Decreto N° 1383 del 20 de Diciembre de 1973), (según lo indicado en el capítulo II) los Costos Operacionales se dividen en:

- Costos Directos
- Costos Indirectos
- Gastos Operacionales

¹⁵ Idem 9

Perfil de un proyecto para la explotación del campo OGLAN¹⁶

La estructura OGLAN es un anticlinal alargado de dirección norte-sur de aproximadamente 18,5 km. de extensión, con un cierre efectivo al contacto agua-petróleo de 240 pies. El pozo OGLAN A-1 alcanzó una profundidad total de 6.675 pies, perforando formaciones terciarias, cretácicas y basamento observándose manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos arenosos "Napo T y Hollín".

La interpretación y evaluación de los registros eléctricos realizados en el pozo, determinaron que las areniscas de la formación Hollín constituyen el más importante repertorio del campo, con un espesor neto saturado de petróleo de 240 pies, y las siguientes propiedades pretrofísicas:

Porosidad (\emptyset) 23.5%

Saturación de agua (Sw) 28.0%

De la prueba de producción reportada, para la arenisca Hollín se tiene una producción diaria de 279 BPD de petróleo por pistoneo. La gravedad API del crudo está en el rango de 11 °API- 13 °API es decir crudo pesado, lo que dificultaría su producción y transporte.

Consideraciones técnicas y financieras

El factor de recuperación viene a ser, el porcentaje de petróleo original del yacimiento que puede recuperarse. Este factor se encuentra ligado el mecanismo de producción del yacimiento (como se explicó en el capítulo I).

¹⁶ Idem 9

De acuerdo al análisis de registros eléctricos, se tiene la presencia de un acuífero de gran magnitud en el yacimiento, mecanismo con el cual se obtienen porcentajes muy altos de recuperación de petróleo de los yacimientos. Sin embargo conociendo los parámetros desfavorables como alta viscosidad y baja gravedad API del petróleo, su recuperación no será muy significativa.

En el estudio de yacimientos del campo OGLAN¹⁷ para calcular el factor de recuperación se utilizaron dos métodos, que dieron los siguientes porcentajes.

- Método de Craze-Buckley: 16.7%
- Método general de empuje hidráulico: 14.2%.

Se puede observar que los porcentajes determinados por los dos métodos son similares; y para propósito de ese estudio se ha tomado como valor de factor de recuperación el 14%; el cual puede ser bastante conservador y a medida que se vaya obteniendo la historia real del campo y se realicen nuevos estudios, este factor podría incrementarse.

Con los valores de petróleo original en el yacimiento y el factor de recuperación se ha calculado el monto de Reservas totales para el campo OGLAN (probadas + probables), las que ascienden a 28'333.000 Barriles -Bls-. Como la estructura sur no ha sido probada en el estudio, no se calculan las reservas posibles.

Para efectos del análisis técnico-económico de OGLAN, se ha tomado como base un monto de reservas menor al calculado y es de 25 MM. Bls.

¹⁷ Idem 9

Con los parámetros analizados, se procedió a calcular las predicciones de producción de este campo; utilizando el método de declinación exponencial, con la fórmula (ver Glosario):

$$q = q_i * e^{-dt}$$

donde: q_i = producción diaria inicial en BPD

d = declinación en fracción

t = tiempo en años

No se descarta la probabilidad de que para este yacimiento funcione otro tipo de declinación de producción, el cual se ajustará a la ecuación respectiva, cuando se conozca un historial de producción aceptable.

De acuerdo a los estudios de predicciones realizados por Yacimientos de Petroproducción; según el monto de reservas, que para este caso son del orden de 25 MM. Bls, un período de producción estabilizado de 1 año, con una declinación anual de 13.6% y un período de explotación de 18 años; considerando una tasa de abandono cuando la producción sea alrededor del 10% de la producción inicial, límite en el que se cierra el pozo.

Desarrollo

En la actualidad existe perforado el pozo exploratorio OGLAN A-1, localizado cerca del centro de la estructura Norte; pero para efectos de comprobar las dimensiones del yacimiento y cuantificar las reservas se hace indispensable la perforación de un

nuevo pozo exploratorio de avanzada en la estructura Sur. Este pozo básicamente sería perforado con el apoyo de helicópteros.

Una vez comprobadas las reservas y si los resultados obtenidos en las pruebas de producción son satisfactorios, será necesario perforar los pozos de desarrollo y avanzada.

El número de pozos que se propone a continuación, es considerando el bajo °API del crudo, las referencias de la prueba de producción y el aporte de cada pozo durante la vida del proyecto en relación con las reservas recuperadas o producción acumulada.

En el estudio de Yacimientos de Petroproducción, mencionado, se propone completar 20 pozos entre de avanzada y desarrollo desde el inicio de la vida del proyecto.

Si la producción inicial del campo es de 8.900 BPD, teniendo en cuenta el bajo °API y un total de 20 pozos productivos, quiere decir que el promedio diario inicial de producción por pozo sería de 445 BPD; y que en los 18 años de vida total del campo se producirían unos 2'923.650 Bls. (445 x 365 x 18), de promedio por pozo, pero en realidad la cifra es menor debido a la declinación de producción del campo conforme transcurre el tiempo.

Construcción del carretero de Penetración y Vías de acceso

El carretero de penetración al campo OGLAN tendría una longitud aproximada de 30 km. desde el puente en el río Napo (carretero Puyo-Tena) , hasta el centro del campo, lugar donde podría estar localizada la estación de recolección y bombeo del crudo.

Mientras que las vías de acceso del carretero troncal a los pozos han sido estimadas en un promedio de 0.5 km/pozo, por lo tanto se requeriría de 10 km de vías.

Explotación

Para receptor las producciones de los pozos se hace indispensable la construcción de una estación recolectora de producción que estaría ubicada en el centro del campo.

En la estación se tratarían las producciones de los fluidos provenientes del yacimiento, y los volúmenes de los fluidos a manejarse estarían condicionados a las restricciones de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Las líneas de transferencia de los pozos a la estación recolectora, serán las encargadas de transportar los fluidos de los pozos a los múltiples -"manifolds"- de entrada a los separadores; se ha estimado un diámetro de 4" debido a la densidad del crudo; se ha tomado como promedio 2,33 Km. de línea de cada pozo a la estación, por lo que se necesitará de 46.6 Km. de línea aproximadamente.

Para la evacuación del crudo de la estación de bombeo de OGLAN a Baeza será necesario tender un Oleoducto secundario desde esa estación, hasta la estación receptora en Baeza. Esta línea tendrá una extensión aproximada de 110 Km. y un diámetro estimado de 10 3/4". Para el crudo en OGLAN se estima en ese estudio, dos tanques de Oleoducto o almacenamiento de 30.000 Bls, y dos bombas impulsoras de crudo, las que permitirán enviar el crudo a Baeza., donde se receptorán en un tanque de capacidad estimada de 20.000 Bls., para luego ser bombeado al

Oleoducto Transecuatoriano. El tanque receptor tendrá sus propios contadores de flujo para el despacho del crudo y su fiscalización.

Se ha considerado la instalación de un campamento base cerca de la estación OGLAN.

Estimación de inversiones

Las inversiones de preproducción, se resumen en el siguiente cuadro.

Cuadro No. 5
INVERSIONES DE PREPRODUCCION DE OGLAN

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO APROX. UNITARIO U S \$	COSTO APROX. TOTAL U S \$
Pozo exploratorio	1	2'100.000	2'100.000 (1)
Pozos avanzada y desarrollo	18	1'200.000	21'600.000 (1)
Estación de producción	1	1'150.000	1'150.000
Carretero principal (Kms.)	30	200.000	6'000.000
Vías de acceso (Kms)	10	200.000	2'000.000 (2)
Líneas de transferencia de los pozos a la estación Oglan	20	325.000	6'500.000
Oleoducto Oglan-Baeza	110	200.000	22'000.000
Obras civiles	1	1'000.000	1'000.000
TOTAL			62'350.000

Fuente: Estudio de Yacimientos de Petroproducción

- (1) Estos pozos junto con el descubridor A-1, son los 20 pozos
(2) se asume 0, 5 Km. por pozo y para 20 pozos

Por tratarse de un campo bastante aislado de los centros actuales de explotación petrolera; la mayor parte de las inversiones deberán realizarse en el período de preproducción. Una vez perforado el pozo exploratorio en la estructura sur y con los datos y resultados que se obtengan de mismo, se puede actualizar el monto de reservas totales para este campo, lo que permitirá elaborar planes de inversión efectivos.

Los costos de sísmica, topografía han sido estimados en forma muy general ya que se considera que la sísmica fue realizada por Anglo sin costo alguno para Petroproducción; el valor propuesto para sísmica podría servir para realizar una reinterpretación.

Una vez desarrollado el campo, este entrará en producción y como la mayor parte de la infraestructura se encontrará terminada, restará solamente aplicar algún mecanismo de producción apropiado, de los discutidos en el capítulo I, para el mejor aprovechamiento técnico del yacimiento.

Por lo tanto las inversiones de producción no serán muy significativas y para propósitos de este estudio han sido estimadas en el 10% de las inversiones de preproducción. El monto al que ascenderían las mismas sería de U S \$ 6'235.000.

De acuerdo con los resultados obtenidos el monto de inversiones totales asciende a U S \$ 68'585.000. Si se realiza una relación con la producción acumulada que se pronostica que se va a recuperar en los 18 años de vida del campo (considerando la declinación en la producción de este campo), se tiene una inversión unitaria de U S \$ 2,78 Bls, según el estudio de Yacimientos de Petroproducción.

A este costo por inversión por barril, se le debe sumar el costo unitario por barril de operación, que en el caso de los campos de crudo liviano está en alrededor de U S \$ 2,30, (los crudos pesados tienen mayor costo de operación) con lo que se tendría un costo global por barril de algo más de U S \$ 5,50; el que con los precios actuales del

crudo en los mercados internacionales no sería muy atractivo, por lo que una alternativa válida es la de utilizar este crudo para generar termoelectricidad.

Lineamientos de lo que podrían ser las estrategias petroleras ecuatorianas para el próximo quinquenio.

El desplome del mercado mundial de petróleo que llevo a precios de venta tan solo superiores a los U. S. \$ 6 barril y la oferta de petróleo del IRAK al mercado, sumado a la declinación del crudo liviano ecuatoriano (que actualmente se lo mezcla con pesado, lo que disminuye aún más su precio) hacen que las perspectivas de ingresos por concepto de exportaciones de petróleo no sean muy halagüeñas y por ello es necesario diseñar una estrategia de escenarios de techo y piso, similar a una montaña rusa, es decir fluctuantes de acuerdo a la oferta y demanda; para formular presupuestos adecuados.

Además es importante considerar la utilización de los crudos pesados para la generación de termoelectricidad

CAPITULO IV
VALORACION DE CRUDOS PESADOS EN EL MERCADO
INTERNACIONAL

El petróleo caso especial de la oferta como proceso y de la demanda como medio

Si bien es cierto que la teoría económica es de carácter general, existen en ella algunos casos donde ciertos elementos o factores que le proporcionan a un fenómeno económico la dimensión de "caso especial" como lo constituye el petróleo y particularmente el pesado.

Ahora bien, ¿de donde emana la fuerza del petróleo para adquirir su carácter especial?. En esencia, tiene que provenir del carácter de "Complementaridad Universal"¹⁸ que tiene el petróleo, como elemento base para la obtención de los derivados, los cuales son en última instancia los bienes a utilizar. Discutamos la "Complementaridad Universal"; en la teoría económica se reconoce la complementaridad de un bien respecto a otro, cuando la relación de las proporciones de los cambios en las cantidades demandadas de un bien "Y" respecto a las proporciones de los cambios de precios del bien "X" son negativas; es decir que al aumentar los precios de un bien "X" trae como consecuencia una disminución en las cantidades del bien "Y".

¹⁸ Adaptado de J. de Hevia y J. Pérez-Campaner, España Económica, num. 728, abril 1991

Matemáticamente:	$\frac{\Delta Q_y}{Q_y} < 0$	Cambio en la cantidad demandada de un bien "Y"
	$\frac{\Delta P_x}{P_x}$	Cantidad demandada de un bien "Y"
		Cambio en el precio de un bien "X"
		Precio de un bien "X"

Pero veamos el desarrollo y sus implicaciones de lo supuesto: todo bien o servicio tiene entre sus componentes energía proveniente del petróleo (demanda como medio) este supuesto implica que el petróleo, en términos genéricos es un consumo intermedio a nivel "Macroeconómico", y esto se traduce que en el precio de cada bien hay una parte del valor agregado consolidado que pertenece o es asignado al petróleo.

El análisis del comportamiento de los precios, de las transacciones de bienes y de los factores de producción puede efectuarse, tal como señala J. Casas¹⁹, desde dos enfoques: uno amplio denominado análisis de equilibrio general y otro más limitado, conocido como análisis de equilibrio parcial.

El análisis de equilibrio general fue iniciado por el economista francés Walras, a finales del siglo pasado, para demostrar la interdependencia mutua de las variables económicas, en base a la idea de que la demanda de un bien concreto está relacionada con los precios y cantidades compradas y vendidas de todos los bienes y servicios de los factores productivos existentes en la economía.

Estas relaciones o interdependencias se plasman a través de un sistema de ecuaciones independientes de oferta y demanda.

¹⁹ J. Casas Pardo, Curso de Economía. Editorial J. Casas, 1982

El análisis del equilibrio parcial, asociado al economista inglés Marshall, presupone que aunque la demanda de un bien depende, en cierta medida, del precio de casi todos los demás productos, sólo los precios de unos cuantos de éstos tienen un efecto importante para tenerlos en cuenta respecto al análisis de la demanda de un bien, en este caso específico el petróleo pesado.

Este enfoque más limitado, pero más pragmático, permite tener en consideración, en base a los recursos disponibles de tiempo, medios de análisis y la relativa inmediatez de las conclusiones, únicamente las variables imprescindibles para obtener respuestas adecuadas.

La simplificación de la actividad económica está basada en la oferta y la demanda, instrumentos que permiten el estudio de las variables imprescindibles a la hora de analizar un problema concreto, determinando cómo una variable, por ejemplo: el desarrollo tecnológico, influye en la oferta de petróleo y cómo otra variable, por ejemplo: costo de transporte marítimo, influye en ambas oferta y demanda.

Ahora bien si se produce un aumento general de precios, entonces, se acentuaría la contracción de la demanda general de bienes, lo que se traducirá en un incremento de los inventarios y una contracción de la actividad económica para el largo plazo y esto provocaría una caída en el nivel general de vida.

De modo similar a la complementariedad de bienes, la "Sustentabilidad" se reconoce cuando la relación de las proporciones de cambios de cantidades respecto al precio de los bienes "K" y "X" es de signo positivo, pero tal movimiento estará

condicionado al patrón técnico de consumo energético de la actividades económicas de producción y consumo, el cual depende de los diseños tecnológicos.

Matemáticamente:	$\frac{\Delta Q_k}{Q_k} > 0$	Cambio en la cantidad de un bien "K"
		Cantidad de un bien "K"
	$\frac{\Delta P_x}{P_x}$	Cambio en el precio de un bien "X"
		Precio de un bien "X"

Entonces, los países cuya industria se mueve alrededor del consumo de petróleo y no son productores de él, están obligados a importarlo; por lo cual estas sociedades y sus agentes estudiarán el fenómeno y desarrollarán políticas y acciones concretas para tratar de romper la dependencia, tales como: propender al cambio tecnológico, en concordancia con la eficacia de las unidades del capital de los aparatos productivo y de consumo, esto puede reducir solo el nivel de consumo unitario, pero es un proceso lento, pues; se trata de provocar la "Decrecitud Acelerada" del aparato productivo, por lo tanto requiere de un fuerte financiamiento para el cambio. Este fenómeno se observará en los cambios de los "Coeficientes de intensidad energética y coeficientes de intensidad petrolera": donde tales coeficientes tienden a estabilizarse, lo que pudiera indicarnos que la sociedad mundialmente considerada "logró las mejoras tecnológicas", provocadas por los cambios de precios de los crudos que se produjo en 1973.

Vale la pena preguntar: ¿Cual fue el costo de tal cambio tecnológico? ¿Cual será el nivel de precio del petróleo que provoque el segundo cambio?.

Por la argumentación expuesta podríamos concluir que el petróleo es un caso especial de bien, dado que está revestido de: complementariedad universal y solo tiene subsidios parciales.

De los procesos de refinación y su incidencia en la valoración de los crudos pesados

Dado que el petróleo no es requerido por sí mismo para nada y si lo fuera, su magnitud sería de carácter "Marginal", -por lo menos hasta ahora- son las refinerías las que lo requieren como "Materia Prima" para poderlo procesar y obtener las sustancias energéticas combustibles o no y poderlas suministrar satisfaciendo, así las exigencias del mercado.

Es por esto que la refinación es un proceso productivo que agrega valor y que forma parte de la cadena de procesos productivos asociados a la actividad petrolera. De esta condición se desprende las siguientes orientaciones políticas, geopolíticas, y económicamente contradictorias:

- Los que no poseen el recurso presionarán a los poseedores hacia la llamado "Corriente Arriba" y si es posible hacer que pierdan la propiedad de recurso.
- A los poseedores del recurso, parecería convenirles el desarrollo de políticas "Corriente Abajo" con las refinería dentro de los territorios de los yacimientos hasta llegar al control de los mecanismos de distribución en las áreas de los no poseedores.

- Entre estos extremos existe un conjunto de acciones como las "Join Venture" asociaciones estratégicas de riesgo, etc.

Existen otros aspectos relacionados con la refinería y la valoración de crudos, como lo son los tecnológicos en las refinorías, tales como:

- Desarrollo de tecnología en el campo físico de destilación.
- Desarrollo de tecnología para el tratado químico de los hidrocarburos para la obtención de productos deseados.

Si observamos estos elementos de refinación provocan:

- Presión hacia la homogeneización económica de las diferencias de crudo.
- Mayor flexibilidad operativa de dieta de crudos (INPUT).
- Mayor flexibilidad de las operaciones en refinería (OUTPUT), que permiten una mayor capacidad de adecuación a la demanda en cuanto a la cantidad y calidad de cada uno de los productos.

En consecuencia vemos que los cambios tecnológicos operados le dan más valor a los crudos, pero no podemos olvidar que estos elementos puedan revertirse en cuanto al precio, según sea la correlación de fuerza entre los agentes.

Aspectos generales de la Valoración de crudos pesados

Como hemos visto la oferta de petróleo es consecuencia de un proceso complejo de producción, el cual está sometido a una dinámica extraordinaria, debido a la correlación de fuerzas que desarrollan los agentes participantes.

Estas complejidades también se desarrollan en distintos campos de la economía nacional, mundial y empresarial, o en la característica intrínseca de los bienes, como lo es en el caso del petróleo, entre las cuales encontramos:

- Producto natural no renovable.
- Su ubicación no esta en correspondencia con la distribución poblacional, ni política del mundo (naciones).
- El requerimiento financiero para su obtención y conversión a bienes útiles y finales es elevado, a tal punto que se considera como una barrera económica, diríamos natural, para el desarrollo de su explotación, transformación y distribución.
- El petróleo no existe en las mismas cantidades en los lugares donde se encuentra (Yacimientos).
- El uso de los bienes obtenidos del petróleo por medio de la refinación, especialmente los combustibles, gasolinas, diesel, kerosene, fuel oil (residual), es muy generalizado a nivel mundial.
- En la línea de bienestar económico empleada por la sociedad, existe una correspondencia directamente proporcional, entre el desarrollo económico y el uso de los derivados del petróleo, es decir, la base energética del desarrollo económico es fundamentalmente petrolera.
- Las otras fuentes energéticas, sustituyen parcialmente al petróleo, pero el petróleo las sustituye a todas.

- Los petróleos existentes no son iguales en cuanto a su constitución química.
- Las propiedades físicas tampoco son iguales.
- La tendencia homogenizadora de precio de los productos finales, a escala mundial, también se ve obstruida -al margen de las mencionadas- por la participación de agentes financieros públicos y privados que no participan directamente en los procesos de producción y comercialización.

Los factores señalados anteriormente, representan parte de las condicionantes y determinantes del valor y precio, de ahí la complejidad.

Como se entiende y generalmente, el mundo económico presenta complejidad creciente que requieren, para su solución, el uso de técnicas especiales, tales como: programación lineal, el procesamiento y análisis de datos y la obtención de resultados mediante el uso de computadores y la utilización de modelos.

Se denomina **modelos** a las abstracciones realizadas de situaciones reales, conservando sus características más importantes en tal forma, que permita su estudio en una escala más reducida y simplificada. Mediante su utilización, puede realizarse las interrelaciones existentes entre los componentes de una situación.

Hasta ahora se han construido cuatro tipos de modelos:

- descriptivos
- físicos
- simbólicos
- de simulación

Modelos Descriptivos

Son los que expresan los elementos de una realidad en forma narrativa, pero no permiten la evaluación de resultados, ya que las variables no se pueden manipular para tratar los cambios que podrían ocurrir en una realidad, por ejemplo: el diagnóstico sobre una situación concreta de un sector de la economía.

Modelos Físicos

Son los que representan la realidad mediante simuladores físicos, tales como: dibujos, mapas, reproducciones a escala; maquetas, permiten ver y apreciar los efectos que tendrían los posibles cambios en sus variables.

Modelos Simbólicos

Son los que representan el sistema real mediante símbolos y relaciones entre ellos, por ejemplo: modelos de optimización en las operaciones de una refinería, de un sistema de transporte o también de un sistema de producción de crudos de varios yacimientos petroleros. Se subdividen en dos grupos:

- **Matemáticos:** Los que se aprovechan de estructuras matemáticas para representar la relación que guardan entre sí los elementos (variables) de una realidad.
- **Métodos Numéricos:** Los que usan artificios numéricos, llamados algoritmos, para generar relaciones similares a los del sistema real.

Modelos De Simulación

Este tipo de modelo se utiliza cuando no se logra representar adecuadamente la realidad a través de una estructura matemática. Su implementación se hace mediante la incorporación de artificios de cálculos.

Todos estos modelos han sido aplicados con éxito en el estudio de sistemas complejos que implican control de procesos industriales, planificación urbana, estudios sobre contaminación del medio ambiente, investigaciones en el campo petrolero, etc.

Cabe agregar que las técnicas matemáticas más convenientes para la elaboración de modelos es la **Programación Lineal**, la cual se utiliza para la obtención de determinados objetivos en forma óptima.

Por ejemplo, en la industria petrolera se utilizan los modelos matemáticos de la programación lineal para analizar la distribución de los recursos que dispone una refinería (tipos de crudos que entran a la misma), y a la vez, satisfacer la demanda existente de productos, manipulando los costos de producción en forma tal, que estos se minimicen.

En el ANEXO 04 se incluye la codificación FORTRAN para resolver modelos de programación lineal por el método **Simplex**; también se resuelve el mismo ejemplo utilizando la hoja electrónica **Excel**, la que de manera similar a otras hojas electrónicas incluye esta función. También existen paquetes para resolver modelos

de investigación de operaciones (uno de los cuales es la programación lineal) como el **CMMS**, (Computer Models for Management Science).

Otras áreas donde se utiliza la programación lineal son: sistema de producción petrolera, sistema de exploración, sistema de comercialización petrolera y de productos derivados, en el diseño estructural y la asignación de personal, en el diseño estructural de la remuneración del personal de una empresa compleja, entre otros.

Costo del transporte marítimo de petróleo

Introducción

La importancia adquirida en las últimas décadas por el transporte de petróleo como consecuencia del tráfico petrolero mundial hace necesario un estudio de los costos involucrados en el mismo. El objeto de este estudio es analizar exclusivamente los factores de costo que inciden en el transporte por tanqueros petroleros.

En la actualidad se ha generalizado el conocimiento sobre el hecho de que el aumento en la capacidad del tanquero petrolero genera apreciables economías de escala. Los propietarios y fletadores de tanqueros han demostrado que el tamaño creciente del tanquero produce grandes economías de costo y como resultado el transporte marítimo de petróleo ha tenido un desarrollo inusitado en cuanto al tamaño del buque. La teoría económica establece que la relación entre el costo y la cantidad puede ser adaptada al transporte marítimo. En la formación del costo del transporte se incluyen los gastos ocasionados por la operación y los servicios, y los gastos originados por el navío mismo. Los costos de operación y servicios están

constituidos por los gastos de la tripulación, mantenimiento, seguro, depreciación, intereses e impuestos, mientras que los gastos de navío son el consumo de combustible, los derechos de puerto, derechos de canal, manejo de la carga y pérdidas por tiempo en puertos.

Estructura de costos de un tanquero

La estructura de costos de los tanqueros petroleros varía de acuerdo a la distancia del viaje, el tamaño del barco y los precios de los insumos, como es el combustible, luego solo son comparables los datos obtenidos para una misma longitud de viaje, igual tamaño de tanquero y ajustado a precios de la misma época.

Cuadro No. 6

ESTRUCTURA DE COSTO DE TRANSPORTE MARITIMO DE PETROLEO *			
DISTRIBUCION PORCENTUAL			
GASTO	DALEMONI (1)	BEREI (2)	ROCHE (3)
Capital y financiamiento	45.00	45.00	47.00
Combustibles	30.00	33.50	32.40
Seguro	9.80	10.50	10.50
Reparación y mantenimiento	5.20	5.20	3.30
Tripulación	8.00	****	4.00
Gastos Generales y otros	2.00	5.80	2.80
	100.00	100.00	100.00

Fuente: Olade

(*) Bajo una hipótesis de un viaje Golfo Pérsico - Europa. 11.200 millas y en un tanquero de 250.000 toneladas de peso muerto.

- (1) Buque de la Compañía Francesa de Petróleos.
- (2) Buque de la Sociedad Francesa de Transportes Petroleros
- (3) Investigación sobre transporte petrolero

El cuadro anterior muestra la distribución porcentual de los diversos factores de la estructura de costo. Esta distribución de los costos de transporte por tanqueros indica la elevada cuantía que representan los gastos de capital y el consumo de combustible,

por cuanto, considerados globalmente, representan más del 75% del costo total. Por ello existen elementos decisivos como el estado físico del barco, su velocidad, la tasa de consumo diario de combustible, entre otros; rubros en los que se podría ahorrar.

Costo de transporte de acuerdo al tamaño del tanquero

De acuerdo a la importancia observada en los costos de inversión y de combustible, las economías de costos obtenidas son relevantes al aumentar el tamaño del tanquero, las cuales se han verificado en los análisis económicos realizados.

Cuadro No. 7

COSTO COMPARATIVO DEL TRANSPORTE DE PETROLEO CON RELACION AL TAMAÑO DEL TANQUERO (RECORRIDO 11.000 MILLAS)						
CAPACIDAD EN MILES DE TONELADAS						
AÑO	50	70	100	200	300	400
INDICE DE COSTO (*)						
1970	141	100	89	66	56	51
1971	129	100	86	74	--	--
1972	123	100	90	73	69	67
1974	130	100	88	71	64	58

Fuente: Olade

(*) Indica base : Tanquero de 270 Toneladas de Peso Muerto, TPM = 100%

En el cuadro mostrado se observa el costo comparativo de transporte de una tonelada de petróleo, en el trayecto desde el Golfo Pérsico a los Estados Unidos.

Del cuadro anterior se desprende que uno de los aspectos de mayor incidencia en los costos unitarios es el tamaño de los buques utilizados en el transporte el cual es inversamente proporcional, es decir, a mayor tonelaje, menor costo unitario. Sin embargo, las economías de costos se logran en diversas proporciones, observándose

que las mayores economías se producen al pasar de las 50.000 a 100.000 Toneladas de Peso Muerto.

La estructura de Costo en Función del tamaño del tanquero

La estructura del costo de transporte varía inversamente proporcional con el tamaño del tanquero. El gasto por consumo de combustible disminuye considerablemente a medida que el buque aumenta de tamaño y por el contrario los costos del capital, financiamiento y seguro suben. Estas apreciaciones pueden observarse en el cuadro siguiente:

Cuadro No. 8

ESTRUCTURA DEL COSTO EN FUNCION DE TAMAÑO DEL TANQUERO (*)					
TAMAÑO DEL TANQUERO EN TONELADAS DE PESO MUERTO					
	50.000	100.000	200.000	300.000	400.000
COSTO	DISTRIBUCION PORCENTUAL				
CAPITAL Y FINANCIAMIENTO	42.2	41.7	46.9	48.0	46.6
CONSUMO DE COMBUSTIBLE	41.2	40.0	33.8	31.6	30.3
SEGUROS	4.2	6.9	10.5	12.7	15.0
REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO	3.3	3.4	3.1	2.9	2.8
TRIPULACION	6.0	4.5	3.0	2.3	2.1
SERVICIOS PORTUARIOS	1.3	1.3	1.2	1.1	1.0
GASTOS GENERALES	2.8	2.2	1.5	1.4	1.2

Fuente: Olade

(*) Para un viaje del Golfo Pérsico a Europa

Costo del transporte en función del tamaño del tanquero y la longitud del Viaje

Al realizar un análisis de los elementos de costo relativos al buque y a la distancia recorrida se pueden hallar economías de costo proporcionales. Puede inferirse que en un viaje largo (11.500 millas marinas) sería más eficiente utilizar el tanquero de mayor tonelaje, mientras que un recorrido corto (1.500 millas marinas) es ineficiente su utilización. El cuadro siguiente ilustra el costo unitario de transporte en función del tamaño y la distancia recorrida.

Cuadro No. 9

COSTO UNITARIO DE TRANSPORTE DE CRUDO EN FUNCIÓN DEL TAMAÑO DEL TANQUERO Y LA DISTANCIA RECORRIDA				
(DOLARES POR TONELADA LARGA -TL-)				
TAMAÑO EN TONELADAS				
RUTA	50.000	100.000	175.000	300.000
Golfo Pérsico- Europa (11.500 Millas Marinas)	11.25	7.44	4.80	3.47
Caribe - Europa (5.00 Millas Marinas)	5.71	2.86	2.14	1.71
Venezuela-Costa Este USA (1.500 Millas Marinas)	3.16	1.39	0.96	0.79

Fuente: Olade

Basados en el cuadro anterior se puede demostrar que un tanquero grande es utilizado con mayor eficiencia en una ruta larga, y la eficiencia de un tanquero pequeño es mayor cuando se utiliza en un viaje de corto recorrido. Lo anterior se demuestra al tomar el costo de transportar una tonelada de crudo, en la ruta Venezuela-Costa Este de los Estados Unidos, en un tanquero de 300.000 toneladas, de 0.79 a U. S. \$/TL y aplicar este costo al recorrido de Golfo Pérsico- Europa, obteniéndose de 6.06 U. S.

\$/TL (*), notablemente superior al costo real de 3.47 U. S. \$/TL , indicando en el cuadro anterior.

(*) Calculado en base a:

- Costo por milla marina en la ruta Venezuela - Costa Este =

$$\frac{0.79 \text{ U. S. } \$/\text{TL}}{1.500 \text{ Millas}} = 0.000527 \text{ U. S. } \$/\text{TL/milla}$$

- Estimación de la ruta Gofu Pérsico - Europa aplicando el costo

por milla en el punto anterior =

$$0.000527 * \frac{\text{U. S. } \$/\text{TL}}{\text{MILLA}} * 11.500 \text{ MILLAS} = 6.0605$$

Ensayos o evaluación de crudos

Como el petróleo es una mezcla de hidrocarburos y esta mezcla no es igual entre si, ni en las cantidades ni en la estructura química, debemos señalar que:

- Hay crudos que tienen una cantidad mayor de determinados hidrocarburos que otros.
- Hay crudos que tienen asociados a sus cadenas de hidrocarburos radicales de azufre.
- Hay unos que tienen componentes elevados en metales como: níquel y fundamentalmente vanadio.

Es así como el diseño de refinería requiere de un programa de optimización (programación lineal - modelo de simulación) que permita evaluar para decidir el modelo de refinería más conveniente que posibilite abastecer la demanda específica en cantidad y calidad, considerando la dieta de crudos posibles y a los menores

costos, para que se obtenga la máxima ganancia en el largo plazo, para ello se requiere conocer previamente las características físicas, químicas y de rendimiento de los crudos. Proceso que se denomina "ensayo de crudo".

Si la refinería esta diseñada y construida entonces requiere de ensayos para:

- Conocer las pequeñas diferencias de los lotes de entrega -dietas para hacer ajustes por los cambios mismos de los crudos- o por variaciones de la demanda de producto.
- Cambio en el suministro de crudo por precio o cantidades u otros motivos para los avances tecnológicos.

Por las razones antes expresadas es que existen (3) tres tipos de ensayo de crudo:

Los tipos **A**: Que son los más completos y detallados que sirven para el diseño de refinería y ajustes de los precios por las características más detalladas de los crudos.

Los tipos **B**: Que son menos profundos que los tipos "A" y que se emplean para las mediciones y operaciones en refinería y para ajuste de los precios de los crudos.

Los tipos **C**: Son los más generales (contenidos de productos - rendimientos- azufre, viscosidad y gravedad API o específica) y que tienen fines de información comercial y fijar el precio base o de referencia del crudo.

Valoración de crudos: visión del mercado intermediario independiente como un patrón esencial

En los supuestos indicados, el intermediario estará sujeto a las condiciones de precios que imperen en el mercado para el momento considerado, pues no "tiene" capacidad de manejar o manipular el precio.

El mercado valorará un crudo en particular -bajo condiciones normales- dependiendo de:

- los rendimientos (porcentaje de volumen) de los productos que se obtengan de ese crudo en refinería:
- de los precios que fije el mercado a los productos (Gasolinas, diesel, naftas, kerosene, residuales, etc) : y
- de la ubicación del crudo.

Dicho de otra manera, el mercado valorará un crudo, ponderando los rendimientos de los productos del crudo en estudio, por los precios de los productos en el mercado, descontando las tarifas de transporte asignadas al crudo y descontando los costos de refinación (unitario o por distribución de productos). La representación matricial:

Crudo "X"²⁰:

Cuadro No. 10

ESTRUCTURA DEL PRODUCTO		ESTRUCTURA DE PRECIO
TIPO DE PRODUCTO	RENDIMIENTO (%)	DE MERCADO
X ₁	R ₁	P ₁
X ₂	R ₂	P ₂
X _n	R _n	P _n

²⁰ Idem 18

De tal manera que el valor del crudo "X" en primera instancia sería:

$$V_1 X = \frac{\sum_{i=1}^n R_i P_i}{100}$$

Donde:

$V_1 X$ = Valor del crudo "X" en primera instancia.

R_i = Rendimiento en productos "i" del crudo "X".

P_i = Precios de cada producto "i" en el mercado considerado, ya que estos mercados tienen un patrón de refinación estandarizado.

Pero este valor primario así encontrado, incluiría el valor agregado en el proceso de refinación; y si queremos separarlo de este proceso económico de producción de derivados (refinación), tendríamos dos maneras:

La primera encontrándole al valor anterior el valor unitario de los costos puros de refinación, sin incluir allí el valor de la materia prima X (Crudo "X"). Entonces obtendríamos un valor de segunda instancia del crudo "X" ($V_2 X$) y,

La segunda manera restándole al precio de mercado para los productos derivados, el costo asignado de refinación -CR-, así tenemos:

Caso 1. $V_2 X = V_1 X - CR$

$$V_2 X = \frac{\sum_{i=1}^n R_i P_i}{100} - CR$$

Caso 2.

$$V_2 X = \frac{\sum_{i=1}^n R_i P_i}{100} - \sum_{c=1}^n CR_c$$

Pero este valor así encontrado, corresponde al llamado "precio CIF de mercado de crudo X", este precio supone homogeneidad para el patrón de refinación del mercado considerado.

Cuadro No. 11²¹

ESTRUCTURA DE PRODUCTO DEL CRUDO "X"		PRECIO DEL PRODUCTO EN EL MERCADO CONSIDERADO	COSTO DE REFINACION ASIGNADO AL PRODUCTO
PRODUCTO	RENDIMIENTO		
X ₁	R ₁	P ₁	CR ₁
X ₂	R ₂	P ₂	CR ₂
X ₃	R ₃	P ₃	CR ₃
X _n	R _n	P _n	CR _n

**Los valores agregados de los crudos, de los crudos marcadores de mercados,
diferenciales de calidad y de precio, el Net Back**

Las estructuras básicas de estos valores se desprenden de los ensayos de crudos y de los precios de cada producto en cada mercado (Rotterdam, Génova, Japón, Los Angeles, Curazao, Filadelfia), en los cuales existe una refinería tipo y un crudo tipo o grupo de crudos tipo, que constituye la **cesta de crudos** que sirven de referencia o **marcador**. Vale la pena acotar que desde 1928 hasta los inicios de los años 70 el crudo marcador es el West Texas Intermediate -WTI- en la Costa del Golfo, por el acuerdo de oligopolio establecido en Gran Bretaña en 1928. En la costa del Pacífico el precio es más alto.

²¹ idem 18

Metodología genérica²²

Así tenemos que a cada crudo que concurre al mercado se le calcula su valor agregado de acuerdo a su mercado determinado, Valor Agregado del Crudo En Estudio (V.A.C.E.E.), partiendo de los resultados de los rendimientos de productos y contenido de azufre en los ensayos de crudo y ponderándolo por los precios de los productos en el mercado considerado. De igual manera se procede con el Crudo Marcador del Mercado en Refinería (VACM).

Así tenemos que:

$$VACEE = \sum_{i=1}^n R_i P_i = \text{Valor agregado del crudo en estudio}$$

$$VACM = \sum_{i=1}^n R_i P_i = \text{Valor agregado del crudo marcador}$$

Los precios son considerados en términos: de spot (mercado ocasional) y del mercado contractual. Así podemos calcular el Diferencial Básico de Calidad (DBC).

$$\mathbf{DBC = VACEE -- VACM}$$

La diferencia que puede ser mayor, menor o igual a cero, tiene su origen en los rendimientos y calidad de los crudos por lo tanto si el diferencial es:

Mayor a cero: El crudo en estudio es de mayor calidad que el marcador. Su precio será mayor.

Igual a Cero: El crudo en estudio es de igual calidad que el crudo marcador por lo tanto su precio será igual.

²² Idem 18

Menor a Cero: El crudo en estudio es de menor calidad que el crudo marcador por lo tanto su precio o valor agregado será menor que el marcador.

Luego se puede ajustar los precios por las características más detalladas de los productos: índice de octano, contenido de diesel, contenido de nafténicos, número de setano, contenido de Metales (Níquel y Vanadio).

El Net Back

Por definición el Net Back es un valor o precio metodológico que parte de las condiciones de mercado y no altera las situaciones supuestas de operatividad económica del refino (costo de refinación = CR) y del transporte marítimo (fletes y seguros =FLETES) en consecuencia el NET BACK es un valor residual Freight On Board -F.O.B.-.

$$\text{NETBACK} = \text{VACEE} - \text{CR} - \text{FLETES} \quad \text{a precio FOB}$$

Diferencial de precio neto o competitividad del crudo en estudio

Como ya se conoce el precio FOB o valor residual del crudo en estudio y no sabemos cuan competitivo es, tendríamos que calcular el NET BACK de los crudos en competencia.

Para lograr el nivel de competitividad de un crudo respecto a otro, habría que trasladar ambos crudos desde los respectivos sitios de origen o por la distancia de donde se encuentren. Sí se trata de un volumen determinado de crudo a ser transportado al sitio de destino para ver el cambio de precios que producen las localizaciones de los crudos.

Vcif CEE = Valor a precio CIF (Puerto de Llegada) del Crudo en estudio

$$V_{cif\ CEE} = NETBACK + FLETE\ orig.\ dest.\ cee$$

de manera similar se procede con el Crudo Competidor (CC):

$$V_{cif\ CC} = NETBACK_{cc} + FLETE_{orig.\ dest.\ cc}$$

y por ultimo se comparan y se calculan la Competitividad (C):

$$C = V_{cif\ CC} - V_{cif\ CEE}$$

Si $C > 0$ significa que el crudo en estudio tiene ventajas comparativas en el diferencial de precio neto.

Si $C < 0$ significa que el crudo en estudio tiene desventajas comparativas en el monto de la diferencia.

El **patrón de refinación** del área en consideración es importante, puesto que el desarrollo de los procesos de refinación depende de las características del mercado que se quiere satisfacer, así como la disponibilidad y calidad de los crudos que se procesan en una región determinada.

Para un país productor de petróleo es muy importante conocer el verdadero valor de los crudos. En consecuencia, por lo dicho anteriormente, es necesario determinar el valor relativo de un crudo en un mercado que permita tomar en consideración todos los elementos mencionados. A tal fin, se utiliza un modelo matemático de programación lineal (anexo 04) con el cual se simulan las operaciones de refinación en los mercados más importantes para los crudos.

El concepto que se toma como base para la evaluación de los crudos en este modelo es el valor de reemplazo económico, el cual considera que a corto plazo, la demanda de productos derivados es relativamente inelástica en relación a su precio y que los crudos son procesados en conjunto para dar un patrón único de productos.

El precio que se obtiene al aplicar esta metodología, es el que estará dispuesto a pagar el refinador al reemplazar un barril de crudo por otro, para cubrir determinada demanda de productos.

Como en todo modelo de programación lineal, es necesario plantear un conjunto de ecuaciones que representan las condiciones y restricciones de mercado y una función objetivo, la cual representa matemáticamente la relación que se quiere optimizar. Dicha optimización se lleva a cabo bajo las condiciones impuestas por el suministro de crudos, la cantidad y especificaciones de los productos requeridos y el patrón de refinación bajo el área de estudio. El modelo, entonces, selecciona para cada crudo la combinación óptima de procesamiento que minimiza los costos de refinación.

Los valores de reemplazo de los crudos, a partir de los cuales se obtiene los diferenciales de calidad de cada uno de ellos, con respecto al crudo de referencia. Estos valores miden las variaciones en los costos de procesamiento, al sustituir un barril de crudo por otro, de forma tal de cubrir la demanda de productos que se ha fijado.

También se obtiene:

- Los costos marginales de manufactura de los productos.

- La distribución óptima de los crudos en las diferentes regiones.
- El flujo óptimo para satisfacer la demanda en cada uno de los mercados.
- El costo de refinación del área.

Mediante este modelo se puede analizar diferentes alternativas de sustitución de crudos, cambios en la demanda de productos, etc., lo cual permite tener un panorama más amplio del mercado en un momento determinado.

Precio del crudo ecuatoriano

Debido a que el petróleo ecuatoriano es marginal en la comercialización mundial de crudo, es necesario vincularlo a un crudo que se comercialice en grandes cantidades y sobre el cual se disponga información; a estos crudos se los conoce como marcadores. Los precios de todos estos crudos se publican diariamente (cuadro siguiente) en informativos especializados y constituyen los referenciales para los contratos de comercialización del petróleo a nivel mundial.

Cuadro No. 12

PRECIO FOB DEL CRUDO POR DESTINO EN DOLARES POR BARRIL		
DESTINOS DEL CRUDO	%	U S \$ / Bls.
América Central	4	11,34
Costa Este U.S.A.	16	10,77
Costa Oeste U.S.A.	20	10,73
Costa del Golfo	4	10,68
Sud América	23	10,57
Caribe	25	10,46
Lejano Oriente	8	10,03

Fuente: Petroecuador

Porcentaje y precios de los compradores de petróleo de Enero-Marzo/98 (17,88

millones de barriles).

Para el caso ecuatoriano, el crudo marcador es el WTI, pero éste es de mejor calidad y sumados los costos y gastos por comercialización, es necesario restar un valor al crudo marcador para obtener el precio del petróleo nacional. A este valor se lo conoce como “diferencial”, el mismo que incorpora tres factores: fletes, costos operativos y un factor de competitividad. Además otro elemento en el precio es el “premio”, éste lo ofrecen las empresas comercializadoras de crudo para adjudicarse los contratos de comercialización.

Con base a los factores, el precio de facturación se obtiene restando al WTI el diferencial y sumando el premio.

La fórmula vigente es la siguiente: $WTI - US \$ 6,36$

esta se aplica para establecer el precio del crudo en la costa del golfo y este de EE. UU. y el Caribe, adonde va la mayor parte del crudo nacional. También existen seis fórmulas adicionales.

En el siguiente cuadro se ve el precio promedio del crudo ecuatoriano a junio de 1998:

Cuadro No. 13

PRECIOS PROMEDIOS DEL CRUDO ECUATORIANO EN JUNIO DE 1998	
DESTINO	PRECIO EN U S \$/BARRIL
Lejano Oriente	9,79
Chile	8,64
Perú	7,07
América Central	6,91
Costa Oeste	6,98
Argentina y Brasil	6,67
Costa del Golfo	6,63

Fuente: Petroecuador

Nótese que en mercados sudamericanos como Chile y Perú se obtienen mejores precios para el crudo ecuatoriano y es aún mejor en los países del lejano oriente que serían los mercados naturales para el crudo ecuatoriano. La costa del golfo (EE. UU.) es actualmente el principal mercado del crudo ecuatoriano.

Cuadro No. 14

PRECIO PROMEDIO DEL CRUDO ECUATORIANO EN 1998 (COSTA DEL GOLFO)	
MES	U S \$ / BARRIL
Enero	11,9
Febrero	10,6
Marzo	9,4
Abril	9,6
Mayo	8,5
Junio (15)	6,6

Fuente: Banco Central

El cuadro anterior, muestra la evolución del precio del crudo ecuatoriano en este año, en la costa del golfo.

A continuación se presenta el cuadro que refleja el cierre de los contratos al contado de las principales variedades de petróleo al 18 de junio de 1998.

Cuadro No. 15

VARIEDAD DE CRUDO	U S \$ / BARRIL
Tapis	13,40
Marban	12,06
Minos	12,00
WTI	11,72
Omán	11,19
Dubai	11,16
Brent	10,77
Bonny Liviano	10,60
Costa Este	10,37
Ekofist	10,22
Flotta L	9,22

Fuente: Reuters

Situación mundial del mercado del petróleo

El precio del crudo ecuatoriano se redujo adicionalmente, en U. S. \$ 0,60 a partir de abril de 1998, para todas las empresas que mantienen contratos vigentes de compra-venta de petróleo, debido a la sobreoferta de petróleo que se ha producido en este año, debido a las políticas agresivas de Venezuela y México, que virtualmente desplazaron a Arabia Saudita del mercado norteamericano.

Otra de las razones de la caída de los precios de los crudos y naturalmente los crudos pesados, es la marcada escasez de capacidad de refinación adecuada para estos crudos, sobre todo de quienes compiten en los mercados del Caribe y los Estados Unidos. Por otro lado, en Panamá -por el fenómeno "El Niño" se soporta una gran sequía, lo que redujo la capacidad de transporte de tonelaje de los barcos por el canal, con el consiguiente incremento de precios por la demora. Además todos los crudos que se transportan por este canal deben pagar un peaje por su uso, lo que incrementa su costo.

Desde los últimos meses de 1997, el precio de este crucial producto básico ha ido cayendo hasta llegar a niveles de lo más bajos desde la crisis energética de los 70, este desplome se debe principalmente a dos factores, el uno son los crecientes problemas en el seno de la OPEP y el segundo la posibilidad de que IRAK aumente su producción.

Entre los factores que han incidido en este desplome de precios del petróleo debemos mencionar en primer lugar, la crisis financiera en Asia ha provocado una

desaceleración económica (se crecerá a la mitad de lo esperado) dando lugar a una caída en los precios de los bienes básicos en general y del petróleo en particular, por lo mencionado al inicio de éste capítulo. Aún los países desarrollados fueron afectados; por ejemplo el Producto Interno Bruto (PIB) del Japón no alcanzará a expandirse al 1%, el de Europa el 0,25% y el de Estados Unidos el 0,50%.

Por esta reducción del crecimiento mundial, las empresas reprogramaron inversiones y se priorizaron proyectos, siendo muchos de ellos aplazados; por lo cual la demanda de energía con combustible proveniente del petróleo, disminuyó.

Los países de Asia incluso han abaratado los precios de los derivados; por ejemplo Corea (en crisis desde octubre de 1997), que compra anualmente 157 millones de dólares en crudo ecuatoriano, reducirá en 100 millones de dólares sus compras en lo que resta del año (y que es el tercer socio comercial del país por este rubro, el petróleo constituye el 99,8% del intercambio comercial), está refinando el producto y exportándolo a módicos precios, con el fin de adquirir fondos frescos que le ayuden a resolver problemas fiscales. Las refinerías asiáticas se han estado deshaciendo de sus reservas durante el primer trimestre de este año. En marzo de 1998, la Agencia Internacional de Energía redujo en 200.000 barriles su pronóstico sobre la demanda de petróleo para 1998 a causa de la crisis en Asia y se concluye que el exceso de oferta está en camino de aumentar en 2 millones de barriles diarios este año; sería el mayor excedente registrado desde 1973.

Ahora que Asia ha disminuido su consumo, el mercado norteamericano ha ganado importancia como motor del crecimiento de la demanda. Los automovilistas de estados Unidos han ayudado comprando vehículos todo-terreno, que consumen grandes cantidades de combustible, pero el clima no ha sido favorable, debido al fenómeno "El niño" que provocó un invierno templado en el hemisferio norte; el más benigno de los últimos 20 años, mientras que en Ecuador provoca diluvios; lo que ha disminuido la demanda para calefacción en los mercados más importantes.

Entre tanto, las Naciones Unidas e Irak están negociando una propuesta para aumentar las exportaciones de petróleo destinadas a comprar alimentos. según esta propuesta, que se conoció a principios de 1998, Irak exportaría petróleo por un valor de U. S. \$ 5.200 millones cada seis meses lo que duplicaría sus ventas actuales. La mayoría de los analistas dice que Irak no tiene ahora la infraestructura necesaria para exportar esa cantidad de crudo; pero es probable que Irak mejore su capacidad de producción, lo que produciría una nueva oferta de petróleo que el mercado no necesita.

Además, otros de los mayores productores de la Organización de Países Exportadores de Petróleo -OPEP-, también agravan la situación, es el caso de Arabia Saudita y Venezuela, que se habían enfrascado en una batalla por elevar su cuota de mercado y aumentar su producción. Afortunadamente ambos países, junto con México (que no pertenece a la OPEP) consiguieron que otros productores se les unan para recortar la producción y reactivar los bajos precios del crudo (en marzo de 1998).

Cuadro No. 16

PAIS	CUOTA ASIGNADA	PRODUCCION REAL	REDUCCION PROMETIDA a Marzo /98	REDUCCION PROMETIDA a 1 Julio /98
Argelia	910.000	870.000	50.000	30.000
Indonesia	1'460.000	1'390.000	no reducirá	100.000
Irán	3'940.000	3'620.000	140.000	165.000
Irak	1'310.000	1'700.000	no reducirá	
Kuwait	2'190.000	2'210.000	125.000	100.000
Libia	1'520.000	1'470.000	80.000	(1)
Nigeria	2'040.000	2'320.000	125.000	100.000
Qatar	410.000	700.000	fijada antes	60.000
Arabia Saudita	8'760.000	8'480.000	300.000	425.000
Emiratos Arabes	2'360.000	2'470.000	125.000	100.000
Venezuela	2'580.000	3'360.000	200.000	325.000
Egipto	(2)	840.000	20.000	(3)
México	(2)	1'850.000	100.000	
Omán	(2)	850.000	30.000	
Ecuador	(2)	216.000	no reducirá	
Otros (Rusia, Mexico, Egipto, Oman)				203.000

Fuente: Cálculos de producción actual para febrero/98 de la Agencia Internacional de Energía. Reducciones de producción, en Barriles Por Día (BPD)

- (1) Según fuentes independientes
- (2) No son miembros de la OPEP
- (3) Anunciada antes del acuerdo

Expertos como Richard Mahoney profesor de estudios internacionales de administración de la Universidad de Thunderbird, EE. UU., piensa que los precios bajarán hasta cinco dólares por barril.

Esta baja de precios se prevé que seguirá hasta junio, para desde julio/98 comenzar su recuperación, debido a que el petróleo proveniente de Europa y que se vende en EE. UU. está perdiendo opciones de colocación, lo que favorece al WTI para entrar

con fuerza en ese mercado, y a todos los que estén atados a él, como el ecuatoriano y los latinoamericanos en general; esto se apreció en la última semana de marzo/98, pues permitió que en el New York Mercantile Exchange (NYMEX), el precio del barril tipo "ligh sweet" para entrega en mayo se recupere apreciablemente.

Como se puede observar en el cuadro precedente la sobreproducción de los países de la OPEP asciende a más de 1'100.000 BPD. El caso de Venezuela es el más notorio pues tiene asignada una cuota de 2'580.000 BPD y produce 3'360.000, lo que arroja una sobreproducción de 780.000 BPD; y, aún reduciendo su producción en los 200.000 BPD prometidos (a marzo /98), seguirá sobreproduciendo 580.000 BPD. Pero durante junio/98, Arabia Saudita, Venezuela y México están tratando de lograr otros acuerdos para realizar un nuevo recorte de producción que alcanzaría unos 1'700.000 BPD (desde el 1º de julio/98), adicionales a los acordados en marzo, para reactivar el precio del crudo (ver cuadro anterior).

Perspectivas del desarrollo hidrocarburífero del Ecuador en la próxima década

Antes el precio del gas natural se movía sincronizadamente con el del petróleo, hoy la situación es distinta; por ejemplo en marzo/98, el precio se había mantenido estable, en U. S. \$ 2.343 por millón de unidades térmicas británicas -BTU-. Antes el precio actual del gas natural habría correspondido a U. s. \$ 21 por barril de petróleo. El contrato para entrega en abril subió 0,8 centavos de dólar y cerró a U. S. \$ 2.351 por millón de BTUs (American Gas Association -AGA- de Washington).

La diferencia entre la oferta y la demanda es mucho menor en el caso del gas natural que en el mercado mundial del petróleo; pues no existe (en el caso del gas) el equivalente de Arabia Saudita (como ocurre con el petróleo).

Si bien el fenómeno "El niño" (invierno boreal benigno en el hemisferio norte) ha ocasionado una caída de precios del gas natural; pero se ha mantenido bastante bien frente a la caída de precios del petróleo debido a que gran parte de la demanda vendrá de las generadoras de electricidad, que tendrán que decidir si utilizan carbón o gas natural para las nuevas plantas. Aquí es donde se presenta una oportunidad para los crudos pesados, transformados en la PETROMULSION, mencionada en el capítulo III, que pueden competir con ventaja frente a estos dos combustibles, previa la resolución del problema de una mayor contaminación.

Actualmente somos deficitarios en Gas Licuado de Petróleo -LPG- para uso doméstico, pues debemos importarlo para cubrir el déficit, por lo tanto se hace urgente explotar el gas del Golfo de Guayaquil y captar el gas que se quema en los campos del nororiente ecuatoriano y aprovechar el "gas pobre" que se obtiene como subproducto del LPG, para la generación de electricidad; como lo puntualiza el estudio (entregado al Consejo de Administración de PETROECUADOR en 1998) llevado a cabo por un grupo de técnicos de PETROPRODUCCION; las recomendaciones de dicho documento permitirán cubrir las necesidades energéticas del sector petrolero en la región hasta el año 2010, mediante la implantación del "Plan Energético Integral de todo el Sistema Petroecuador" en la región amazónica,

utilizando como combustibles el "gas pobre", crudo reducido, petróleo pesado, para reemplazar al diesel (del que somos deficitarios y lo importamos) que se utiliza actualmente como combustible de los actuales generadores de energía eléctrica; lo que permitiría ahorrar al menos un 50% en el costo del Kw-h (kilovatio-hora) y cualquier sobrante se entregaría al Sistema Nacional Interconectado -SNI-.

Distribución de producción de crudo de Petroecuador y el Estado:

Cuadro No. 17
-Millones de Barriles-

AÑOS	PROD. PARTIC. PETRO PROD. + CIAS.	ESTADO PROD.	TOTAL CARGAS PROD. PETRO ECUAD.	SALDO REGA CARGAS REFINER. EXPOR TABLE	LIAS LIAS	CRUDO COMPEN SACION	VENTAS* DIREC- TAS	
1998	105,9	5,4	111,4	56,2	55,2	22,2	64,0	-31,1
1999	113,6	7,8	121,4	58,9	62,5	24,8	61,8	-24,1
2000	121,3	8,5	129,8	58,9	70,9	26,4	55,4	-10,9
2001	139,4	9,7	149,1	58,9	90,2	31,2	47,4	11,5
2002	159,1	8,6	167,7	58,9	108,7	34,8	50,6	23,2
2003	166,1	7,6	173,7	61,9	111,8	36,2	43,7	31,7
2004	160,4	6,6	167,1	61,9	105,1	36,9	47,2	21,0
2005	148,7	5,8	154,6	61,9	92,6	33,9	50,8	7,8
2006	140,8	5,1	146,0	61,9	84,0	31,7	54,6	-2,3
2007	134,3	4,4	138,8	61,9	76,8	29,9	60,8	-13,9

Fuente: Petroecuador

* El crudo para las ventas directas de crudo se obtiene, luego de restar de la producción de petróleo el consumo de las refinerías, el pago de regalías a los participantes y el crudo de compensación. Este último sirve para importar derivados que no se producen internamente.

En la producción de las compañías de servicio, se ha considerado que el Estado se quedará con un remanente del .20% de su producción.

Para el pago a las Compañías se asigna el 80% restante. Se asume que la participación del Estado en la producción de la séptima y octava rondas petroleras será del 29% y el 71% restante para las compañías.

Por lo dicho en el capítulo II, debido a que el costo de reemplazo de un barril de petróleo en la región amazónica se ubica en alrededor de U. S. \$ 8 (incluido transporte por un oleoducto), en las actuales condiciones la explotación de crudos pesados no sería rentable (no se consideran en el cuadro anterior). Las alternativas válidas, como se menciona en el capítulo III, son para el petróleo extrapesado de Pungarayacu, la generación de energía eléctrica (de la que el país es deficitario) in situ, utilizándolo en forma de PETROMULSION; el campo Oglan podría ser explotado de manera similar y enmarcándose en el "Plan Energético Integral de la Región Amazónica", todo el excedente de energía eléctrica se interconectará al SNI, y estaría disponible a nivel nacional.

En cambio para los campos ITTI, Balsaura, Marañón, Amazonas, Huito, etc. una alternativa válida sería construir unos ramales con el objeto de llegar al oleoducto peruano²³, que actualmente es subutilizado pues de su capacidad de 500.000 BPD, el Perú apenas lo utiliza para transportar 80.000 BPD y de esta manera aprovechar el proyecto de integración que en materia de hidrocarburos se está negociando con el Perú. Por ello es fundamental que las negociaciones de paz culminen con el éxito que todos esperamos.

²³ Proyectos petroleros de integración ecuatoriano-peruanos, Subgerencia de Oleoducto.

CAPITULO V
OTRAS ALTERNATIVAS TECNICAS Y CONSIDERACIONES
ADICIONALES

Evaluación de la exploración en Pungarayacu²⁴

Las perforaciones realizadas se han concentrado en la parte norte del campo Pungarayacu; por lo que la mayor parte del área del reservorio definida hasta hoy es demasiado superficial como para considerarla para recuperación in situ, por ello es que en la fase de desarrollo deben obtenerse la máxima cantidad de datos del reservorio, según los parámetros para caracterizar un reservorio mencionados en el capítulo III y los pozos deben ser perforados utilizando equipos convencionales de perforación en tierra, con un diámetro de taladro mayor a 200 mm.

Los técnicos de Petroproducción, de las observaciones hechas durante el viaje de campo al Valle del Río Chotayacu, anotan que:

- las pendientes naturales en la región son extremadamente severas y pueden que no sean muy estables cuando se abra el terreno.
- el material estéril de cubierta tiene una disposición irregular
- el material estéril de cubierta excavado para la construcción del camino es relativamente duro, como se observó por el avance de las esquinas de la hoja topadora de los grandes bulldozers al hacer los cortes.

²⁴ Idem 9

- el material de cubierta contenía grandes bloques rodados y algo de material rocoso masivo, los cuales dificultan la remoción de la cubierta.
- las zonas de depósitos con contenido económico de petróleo, en sección vertical, son algo irregulares; como lo revelan los afloramientos expuestos.

Todo esto nos indica que será muy difícil la minería uniforme y masiva, y ciertamente sería muy complicado o casi imposible colocar allí maquinarias tales como cables de arrastre y excavadores tipo "capachos" con ruedas para que operen de manera convencional. La única técnica de minería que podría funcionar es un sistema de palas mecánicas que operan con pendientes muy pronunciadas extrayendo arenas petroleras, pero ello es posible cuando la cubierta no es muy difícil de atravesar y el volumen recuperable es considerable.

El sistema de Palas Mecánicas utilizaría terrazas en su operación. Un examen preliminar ha demostrado que existen dos regiones principales (no muy grandes) que pueden ser explotables, de aproximadamente cuatro millas cuadradas. La dificultad con el material de cubierta en esta área es enorme, pues la misma esta cortada por profundos valles de ríos. Una operación en gran escala sería difícil de realizarla sin afectar al medio ambiente, debido al apilamiento del material de cubierta y por la construcción de los depósitos de colas (cascajo).

Las lluvias incesantes y los niveles demasiado altos de las mismas en la región, así como la severidad de la topografía, probablemente impedirían una operación eficaz de las palas mecánicas, ya que el material minado tendría que ir a una unidad de

extracción primaria, por ello es importante antes de decidir si explotar por el método de minería, saber si funcionarían en esas circunstancias determinados procesos, como la separación de aceite con agua caliente de K.A. Clark, utilizado en las operaciones Canadienses. La arena asfáltica de Pungarayacu es semi-consolidada y no se disgrega fácilmente como las arenas de McMurray (Atabasca, Canadá) cuando son tratadas con agua caliente. Existen algunas dudas sobre si la arenisca posee la cubierta acuosa necesaria para someterla a procesos tradicionales. Este factor es muy importante y debe ser dilucidado antes de optar por la minería y su extracción primaria. De cualquier manera, la minería sería mucho más difícil que la desarrollada en el Canadá debido a la topografía, la presencia de grandes bloques, la severidad de las pendientes y la incesante lluvia. Esta lluvia podría contaminar cualquier cuerpo mineral expuesto, con material más fino tal como limo, reduciendo así la ley del mineral de alimentación.

Para la zona de Pungarayacu, hacer minería en cuerpos minerales, que no fueron depositados uniformemente como los del Canadá (como es el caso del crudo pesado), probablemente no sea económico en estas circunstancias. Una operación minera tendría que estar integrada con una planta completa de recuperación de aceite y el capital inicial a emplearse sería muy considerable. Varios estudios en el Canadá han demostrado que en una planta integrada, no hay mucha diferencia de costos si se utiliza un excavador de capachos con ruedas/cables de arrastre o palas mecánicas; pero el mayor grado de dificultad propio del área de Pungarayacu, seguramente

aumentaría los costos. En primera instancia no se recomienda considerar minería convencional para la explotación de este tipo de reservas.

De acuerdo a la información disponible se estima que el grado de saturación de petróleo en el cuerpo mineral de Pungarayacu es ligeramente menor que el que se tiene en Canadá (Atabasca) y por lo tanto los volúmenes de material a remover, para obtener el equivalente a un barril, tendrían que ser mayores. Esto disminuiría el margen de utilidad en el caso de optarse por la minería. En el Canadá es raro trabajar con un límite inferior de 8% de aceite del peso de arenas asfálticas en las zonas marginales de la mina, mientras que el valor promedio de alimentación es de 11% en peso. Por lo observado en Pungarayacu va a ser difícil aproximarse a un máximo de 8% en peso. Por tanto, se estima que la minería por métodos convencionales si se aplicara en Pungarayacu sería por el momento de bajo potencial como explotación comercial.

La visita al lugar, continúan los técnicos de Petroproducción, ha revelado que algunos de los afloramientos de la formación Hollín, están regularmente expuestos y se cree que hay posibilidades para una explotación en pequeña escala utilizando el proceso MAISP. Este consiste en una mina asistida por tecnología de producción in situ. Una serie de pozos inclinados se perforan por debajo de la zona rica hasta alcanzarla y atravesarla, y a través de pozos horizontales conectados se inyecta vapor para calentar el bitumen. La producción se obtiene por los pozos conectados o por un sistema de extracción horizontal. La dificultad de este método en el Canadá, es el no

haber encontrado sitios con topografía adecuada en donde aplicarlo; sin embargo en Pungarayacu podrían haber sitios adecuados para su aplicación; pero se tendría que ser cuidadoso al seleccionar el sitio así como la posición de los equipos; ya que la pendiente de la pared por encima de la entrada podría ser muy inclinada. Cuando del bitumen se extrae toda la masa rocosa, ésta se vuelve un tanto menos consolidada y podrían ser peligrosos los derrumbes. No obstante parece que existen en Pungarayacu algunos lugares en donde este método de explotación se podría emplear.

El área potencial que se podría trabajar por minería convencional no es extensa y se prevén grandes dificultades en operaciones. Como alternativa se ve la posibilidad de realizar mayores análisis de sitios posibles donde aplicar MAISP, el cual podría ser probado a relativamente bajo costo como un método potencial de explotación.

Si las arenas petroleras están demasiado profundas o el material de cubierta es de un espesor muy grande para explotar el recurso por minería (una cobertura de 50 m. de espesor se considera como máxima, para que se consideren económicas las técnicas de minería) o la topografía es muy accidentada para la aplicación de este método, se deberá utilizar métodos de recuperación de bitumen o de petróleo pesado in situ.

El principal objetivo del proceso in situ es la reducción de la viscosidad del petróleo por calentamiento (como se indicó en el capítulo I); esta alteración favorece al radio de movilidad, sea mediante procesos termales o químicos, y se utiliza también para el petróleo pesado.

Una vez que todos los parámetros del reservorio y la información geológica estén disponibles, la aplicación del criterio del cribado permitirá la selección del proceso de recuperación mejorada del petróleo para ser usado en la experimentación piloto. Se debe tomar en cuenta las condiciones locales y el grado de éxito tecnológico en el proceso de cribado.

Para asistir en la selección del mejor proceso a utilizarse en un reservorio dado, existen varias publicaciones que emiten una serie de criterios de procesos de cribado que se han desarrollado, con la participación de diferentes autores. Estos criterios analizan el comportamiento del reservorio ante diferentes procesos y por tanto son subjetivos y podría ocurrir que se obtengan criterios diferentes para un solo proceso, según el criterio seguido (dependiendo del autor seleccionado para consulta).

Se incluyó la posibilidad de explotar el sector norte de Pungarayacu, por métodos de la minería haciendo notorio que existen varias alternativas de explotación; como muy bien lo mencionan los técnicos de Petroproducción en su informe; y que la técnica está disponible y lo que hace falta es la decisión política.

Por lo anotado la posibilidad más viable de explotar Pungarayacu es mediante la Petromulsión, que serviría para generar Termoelectricidad, como se mencionó en el capítulo III, al hablar de la orimulsión de Venezuela.

La orimulsión se la está usando comercialmente como combustible en países como Dinamarca y Japón, que son países con legislaciones ambientales sumamente estrictas²⁵. Bitor la empresa venezolana que produce la orimulsión, tiene contratos de

²⁵ Oil & Gas Journal, Revista Latinoamericana, Vol. 4, número 2, Marzo/Abril 1998

ensayo de la orimulsión con el Reino Unido, Estados Unidos, Canadá, China, Italia, Lituania, Alemania y Holanda.

La empresa de servicios públicos (con público no queremos decir estatal) de los EE. UU., Florida Power & Light -FPL-, interesada en reconvertir sus viejas plantas eléctricas que quemaban carbón, a utilizar orimulsión como combustible por los ahorros que le reportaría, ha encargado a una firma independiente la realización de un estudio sobre el impacto de la orimulsión en la contaminación atmosférica, cuyos resultados se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 18

Contaminante	Emisiones, tons./año		
	(Niveles permitidos)	Combustoleo No. 6 (niveles verdaderos)	Orimulsión (proyección)
NOx	22.732	7.318	7.318
SO ₂	83.851	26.659	13.643
CO	48.058	15.470	18.948
Partículas	9.472	1.768	1.768
Neblina H ₂ SO ₄	3.483	1.121	1.118
Vanadio	646	208	170
COV	379	122	122
Tóxicos	147	49	27

Fuente: Florida Power & Light -FPL-

Técnica de prerefinamiento

Otra alternativa de explotación de Pungarayacu, aparte de las mencionadas: con técnicas de minería y como Petromulsión, sería el prerefinamiento que se discute porque es igualmente válido también para Oglan y el eje ITTI, pero en la actual situación de país no es oportuno poner demasiada atención, en procesos de

prerrefinamiento. En primer lugar, es más importante establecer el recurso base e ir a través de todas las fases de una planta piloto y luego obtener producción. Todo esto tomará un tiempo considerable. Pero una vez que la operación piloto este en marcha, el producto obtenido entonces será mucho más representativo para estudiar los posibles métodos de mejora prerrefinamiento.

Hoy en día se está desplegando un gran esfuerzo en todo el mundo en varias tecnologías de prerrefinación. Ya que esta etapa de la explotación es una operación muy costosa en el desarrollo de petróleo pesado, por ello es que es las nuevas tecnologías deben ser suficientemente evaluadas antes de que se seleccione el proceso de mejoramiento.

Básicamente, la mayoría de los procesos de prerrefinamiento funcionan por extracción termal del carbono o por adición de hidrógeno. Por el momento no se le puede dar mayor relevancia a la adición de hidrógeno principalmente, porque no es posible a la fecha contar con la fuente de hidrógeno, el cual es recuperado del metano mediante vapor, hasta que suficientes cantidades de gas natural se descubran en la zona.

En resumen, antes de efectuar trabajos detallados sobre procesos de prerrefinamiento, se debe atender a los problemas principales que son: producir el material, conocer la cantidad del material, permitir desarrollar las tecnologías y esperar que el recurso total y las facilidades sean más conocidas. El tiempo requerido para ejecutar el trabajo piloto y de demostración, es probablemente suficiente para permitir desarrollar esto de manera ordenada; pero se conoce que una vez que toda la

información este disponible la localización y selección del proceso será urgente. por tanto, sería aconsejable estar al tanto de las nuevas tecnologías durante este período.

Perspectivas del desarrollo de los crudos pesados en el Ecuador

Los Doctores Campbell y Laharrére²⁶ que son geólogos con más de cuarenta años de experiencia petrolera de la compañía Petroconsultants, expresan que a nivel mundial durante las últimas dos décadas se ha descubierto menos petróleo del que se ha extraído y a fines del presente siglo, la producción no podrá cubrir la demanda, que aumenta en un 2% anual.

De modo que el crecimiento de reservas petroleras es una ilusión, debido a que el 80% de la producción de petróleo se extrae de pozos descubiertos antes de 1973, la mayoría de los cuales se van agotando.

El experto Richard Mahoney (citado en el capítulo anterior), menciona que según las proyecciones, el precio se llegará en el año 2000 a un nivel de entre U S \$ 14 a U S \$ 20 por barril, pues con la tasa de consumo de crudo en el mundo, no es posible que el precio internacional del crudo no se eleve.

En este panorama es que el petróleo pesado ecuatoriano puede tener su oportunidad de ser explotado y a ello se encaminó este trabajo, para indicar que la técnica está disponible y que existen varias alternativas a ser más minuciosamente evaluadas; pero la determinación política es lo importante.

También debe considerarse que el eje Ishpingo-Tiputini-Tambococha-Imuya (ITTI), inició ya el proceso de licitación, para su adjudicación a la empresa privada; proceso

²⁶ Scientific American, Vol. 278, No. 3, Marzo de 1998

que debe seguir ya que el Estado ecuatoriano no está en condiciones de afrontar las inversiones que el tren estructural ITTI requiere; no obstante lo mencionado; en el capítulo III, se delinee un perfil de proyecto para su explotación mediante crudo diluyente de los campos Pañacocha, Paujil y Sábalo. Para el transporte podría utilizarse el oleoducto peruano que está subutilizado pues de su capacidad de bombeo de 500.000 BPD, apenas se utilizan 80.000 BPD; el potencial del crudo ecuatoriano que podría transportarse por allí sería de 150.000 a 200.000 BPD (ITTI, Balsaura, Marañon y otros). Para ello se requiere que las negociaciones de paz con el Perú culminen con todo el éxito que los dos pueblos anhelan.

Un aspecto muy importante es el marco jurídico que debe adecuarse para incentivar la inversión privada (interna y externa) en el sector hidrocarburífero y un paso en este sentido son los planes para 1998 del Consejo Nacional de Desarrollo (CONADE²⁷) que menciona:

- Legislar en todas las fases de la actividad hidrocarburífera sobre yacimientos de gas y del precretácico, explotación de crudos pesados y extrapesados.
- Revisión de la ley de Hidrocarburos sobre contratación petrolera y la participación de la empresa privada.
- Fortalecer la Dirección Nacional de Hidrocarburos convirtiéndola en Superintendencia de hidrocarburos.

²⁷ Plan Operativo del Gobierno Nacional 1998, Secretaría General de Planificación del CONADE

En las actuales circunstancias, la explotación del campo Oglan debería realizarse para la generación de termoelectricidad, como lo puntualizan los técnicos de Petroproducción en el informe puesto a consideración del Consejo de Administración de Petroecuador, ya mencionado en el capítulo III.

Consideraciones Ambientales

Para coadyuvar a la consecución del Objetivo Nacional Permanente de Preservación del Medio ambiente se debe aprovechar la experiencia Canadiense en planificación, construcción y operación de proyectos para recuperación de petróleo a partir de arenas asfálticas en el Norte de Alberta Saskatchewan, ha demostrado la conveniencia de integrar los efectos ambientales y socio-económicos en cada fase del desarrollo de un proyecto de esta naturaleza. Por otro lado, se ha demostrado que la omisión de estos aspectos lleva a costosos retrasos y la ruptura de planes de trabajo claves en un proyecto, por las intervenciones reglamentarias del Gobierno, opinión pública (local) adversa o revisión del proyecto para enfrentar las restricciones ambientales imprevistas en las operaciones.

En regiones que han estado poco habitadas por largo períodos de tiempo, en las cuales los residentes viven de la cosecha de recursos (ej. pesca, agricultura o caza), es importante ser capaz de integrar cuidadosamente los efectos ecológicos y factores socio-económicos para minimizar los impactos negativos de la ejecución de un proyecto o proporcionar a los residentes alternativas viables.

Previo a la exploración del depósito de petróleo pesado Pungarayacu y de la posible construcción de una planta piloto de extracción de petróleo, debe considerarse una cuidadosa evaluación ambiental y socio-económica en las fases más tempranas de planificación del proyecto.

Las fases de la evaluación del impacto en el ambiente incluyen la recolección de datos iniciales o "líneas base" ambientales y socio-económicos; así como un programa continuo de comunicaciones con las comunidades locales afectadas por el desarrollo y los pronósticos de probables impactos negativos del proyecto. Todo esto conduciría a la eventual incorporación de medidas, en el plan de ingeniería, que realzaría los efectos positivos y/o mitigaría los impactos negativos.

La administración de los impactos ambientales y socio-económicos involucra el empleo de programas de beneficios locales bien claros (ejemplo: políticas para enganchar personal local y un programa de entrenamiento); así como programas de compensación para aquellas personas cuya forma de vida puede ser afectada. Es esencial para el éxito del proyecto una continua vinculación con los residentes locales a través de las fases de construcción y operaciones.

Se debe considerar también que los efectos de largo plazo del desarrollo asociado urbano e industrial en regiones remotas, puede ocasionar impactos muy significativos de desestabilización sobre el ambiente local o región y aún más sobre las comunidades locales, pues los cambios violentos del ambiente local pueden llevar a impactos negativos socio-económicos y ambientales. El manejo de tales impactos y el

control de la situación antes del desarrollo, capacitará a todas las partes involucradas (funcionarios de la compañía, líderes de la comunidad y representantes de gobierno) para tomar acciones apropiadas y por tanto alargar la viabilidad del proyecto a largo plazo.

Las consideraciones ambientales y socio-económicas se incorporan de mejor y óptima manera en las fases tempranas de la planificación de ingeniería, la cual conduce a valoraciones de la factibilidad económica. Por ejemplo, datos sobre los recursos ambientales afectados por el proyecto o distintos grupos de población económica, son más útiles, si ayudan a fijar la distribución de los efectos en el análisis costo-beneficio. Otros ejemplos son las consideraciones socio-económicas para demandas de mano de obra y proporcionan estimaciones o planes de desarrollo para contratar componentes específicos de trabajo de mano de obra local o regional, como parte de un programa de beneficio local.

Petrocanadá tiene una significativa experiencia operacional en la aplicación de trabajos ambientales y socio-económicos de este tipo, relacionados a proyectos de petróleo pesado; arenas asfálticas y minería de carbón. Esta experiencia puede ser de valor para Petroecuador para aplicarla en su evaluación del proyecto de crudos pesados.

Equilibrio entre política y finanzas

Aunque es un aspecto coyuntural, no se puede dejar de mencionar el "Factoring", que es la venta de facturas a corto plazo que emite Petroecuador por los embarques de

petróleo que hacen las compañías con las cuales ha firmado contratos de venta de crudo; de modo que es como recibir el sueldo mensual anticipadamente; se menciona esto porque desde el gobierno del arquitecto Sixto Durán Ballén se optó por la “Facilidad Petrolera” que consiste en obtener un préstamo con garantía de un cierto volumen de petróleo que produce y exporta el país; de modo que el recibir los ingresos anticipados de la venta del petróleo ya se está haciendo una costumbre de los gobiernos de turno.

En los primeros días de Junio/98 y como consecuencia de las gestiones de Ministerio de Finanzas para conseguir el “factoring” ratifica que la interferencia excesiva de la política en las finanzas del Estado puede dar lugar a equívocos y crear grandes confusiones.

Haciendo un poco de historia desagradable; como lo manifiesta el Economista Oswaldo Dávila Andrade; nadie puede negar que la situación económica y financiera en que quedó el país después del Gobierno populista era bastante mala.

Si ha ello se agrega un interinazgo preocupado de no crear resistencias a su estilo de manejo de la cosa pública, sin afectar los intereses de poderosos grupos de presión y, además, se añade choques internos como el fenómeno del Niño y la baja substancial de los precios del petróleo, el resultado es una situación fiscal, de la gravedad de la que está sufriendo el país y que tiene que ser solucionada de alguna manera, teniendo como principal responsable al Ministerio de Finanzas.

El portafolio de Finanzas ha venido presentando una serie de alternativas- unas razonables y otras no- para financiar, aunque sea parcialmente, el déficit. No obstante, la intromisión ineludible de intereses políticos y la falta de decisión presidencial, han ido eliminando, sucesivamente, todas las soluciones propuestas. El Congreso, bajo la consigna de “no más impuestos”, no ha considerado siquiera varios de los proyectos impositivos presentados, como la eliminación de los escudos fiscales o la de las exoneraciones al IVA, por ejemplo.

El ejecutivo por su parte, con el argumento de “no gravar a los pobres” se ha negado a considerar la supresión de subsidios que, de habérselo hecho a tiempo -y tal vez gradualmente- habría ayudado a financiar la brecha fiscal, la cual sería mucho menor si a lo anterior se hubiera añadido una reducción efectiva del gasto público.

Frente a todas estas negativas sin fórmula alternativa, el Ministerio ha acudido a una fórmula casi desesperada de financiamiento para poder cumplir las obligaciones más urgentes de su cartera, que van desde el pago de sueldos hasta la cancelación de las facturas por servicios de compañías sin cuya participación se vuelve casi imposible la misma explotación petrolera, impidiendo que Petroproducción cumpla con su misión.

Se ha expresado el temor de que una operación de 700 millones de dólares dejará al próximo Gobierno sin los recursos provenientes del petróleo. Esto sería parcialmente cierto si no se termina con la politización y la indefinición permanente en la política petrolera, que aún no encuentra como, por ejemplo, se adelante la ampliación del

actual oleoducto (la concesión hecha al Cuerpo de Ingenieros está con tropiezos); si no se decide, de una vez por todas la construcción indispensable de otro oleoducto para el transporte de los crudos pesados, el OCP, el cual más de una vez han ofrecido financiar las compañías concesionarias en nuestra amazonía.

Sobre todo, si no se abren nuevos campos, legislando de inmediato sobre las reformas que introduce la nueva Constitución respecto de la soberanía de las "nacionalidades" nativas en las zonas potencialmente explotables. Si se tomaran decisiones sobre este y otros aspectos más especializados, como la fórmula de fijación de precios, los volúmenes de producción futura dejarían sin sustento las afirmaciones de que el Ecuador va a tener déficit de producción; argumento que, se viene utilizando siempre para impedir la desestatización de un sector productivo que produce grandes beneficios a un grupo de privilegiados.

La situación fiscal actual es el resultado de no haber sabido- o querido- conjugar racionalmente los intereses políticos con las finanzas públicas. Si se deja que la política interfiera permanentemente en las decisiones económicas, se seguirá, cuando más, financiando, no disminuyendo, el déficit fiscal y continuarán la contradicciones, que jamás van a permitir a ningún Gobierno tomar las medidas de transformación estructural que se necesitan para tener un presupuesto medianamente equilibrado.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

- Ecuador produce un promedio de 453.300 barriles diarios de petróleo, de los cuales 370.500 corresponden a la producción de los campos que administra la estatal PETROPRODUCCION de un promedio de °API de 29,5 y los restantes 82.800 a las compañías que operan mediante contratos de Prestación de Servicios o de Participación, siendo una de ellas Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina (YPF) que explota crudo pesado, el mismo que se evacua a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), lo que ocasiona la reducción de calidad del crudo (a 26 °API) y su impacto en el precio internacional, alrededor de U S. \$ 3 menos por barril. Los últimos hallazgos han sido de crudos pesados que promedian los 20 °API.
- Reservas muy significativas de crudos pesados se localizan en el eje Ishpingo-Tiputini-Tambococha-Imuya (ITTI), Oglan, Punyarayacu; así como en los campos cercanos a la frontera con el Perú: Amazonas, Huito, Balsaura y otros. El campo Balsaura tiene un °API promedio de 20,5, debido a que en el yacimiento de la arena M-1 tiene petróleo liviano y el de la arena U es pesado, pero ello es una

ventaja pues se podría explotarlo utilizando el petróleo liviano para levantar el pesado, aprovechando la experiencia de Venezuela.

- Por lo señalado en el capítulo I, podemos afirmar que no hay un método de levantamiento per se, superior a los demás y se debe considerar las condiciones de cada campo, la cantidad de energía necesaria así como su disponibilidad, a fin de acondicionar el método mas adecuado de acuerdo al campo en particular; sin embargo el levantamiento por gas lift y el bombeo mecánico aparecen como los métodos con mas factores desfavorables para la extracción de petróleos pesados.
- Considerando que parte del petróleo pesado se encuentra en áreas de parques nacionales, es necesario paliar al máximo los daños al medio ambiente evitando la perforación de pozos en dicha área o reduciendo al mínimo el numero de pozos perforados en ella; además de la experiencia que se tiene en el país en la perforación de pozos horizontales (ORYX, YPF) se tiene que la relación de costo por pozo es de hasta tres veces el de la perforación convencional (vertical) pero la productividad aumenta al menos en un quinientos por ciento, es decir cinco veces mas (por el área de drenaje del pozo horizontal) entonces el costo adicional se justifica plenamente.
- Debido a las profundidades a las que se encuentran algunos campos de petróleo pesado del oriente ecuatoriano, los métodos de recuperación térmica pueden no ser aplicables; sin embargo el método de recuperación mejorada, EOR (Enhanced

Oil Recovery) de los polímeros podría utilizarse en ITTI y Oglan donde las temperaturas son relativamente bajas.

- El método de EOR que recomienda el estudio de IFP-BEICIP es el de inyección de anhídrido carbónico o dióxido de carbono (CO_2), por cuanto reduce la viscosidad e incrementa el volumen del crudo pesado, debido a que es inyectado a altas presiones (para todos los campos de crudo pesado, excepto Pungarayacu), pero este método requiere de disponer una fuente del CO_2 , la misma que sería el campo Bermejo en donde la capa de gas tiene un alto porcentaje de CO_2 , sin embargo debe realizarse un estudio sobre la compatibilidad del petróleo- CO_2 , porque a veces los componentes de asfaltenos del petróleo pesado se depositan en los poros de las arenas taponando el flujo del petróleo.
- Según el Instituto Ecuatoriano Forestal de Áreas Naturales y Vida Silvestre (INEFAN), en 20 años de explotación petrolera se han talado más de 11 millones de hectáreas de bosques amazónicos y contaminado otras 600 mil, entre terrenos, ríos y lagunas. Estos hechos puntualizados por el INEFAN hay que tenerlos muy presentes; pues el campo Pungarayacu se encuentra en las provincias de Napo y Pastaza.
- Considerando lo mencionado en el párrafo anterior y de las negociaciones llevadas adelante por la compañía ARCO, con las comunidades indígenas afectadas por la explotación petrolera, se concluye que la decisión de enfocar la atención exclusivamente en detalles técnicos es un error, sobre todo si se toma en cuenta lo

que dice el gerente de la ARCO: "ARCO puso en peligro la efectividad del acuerdo inicial porque esperamos tres años antes de abordar los tópicos importantes. Por ello cada vez que empezamos un nuevo trabajo, cada vez que tenemos que realizar tareas de campo, se requieren de nuevas negociaciones".

- Para planear las actividades de exploración, explotación, transporte y refinación de petróleo, se debe calcular cuidadosamente los costos, ya que estas actividades son económicamente interesantes hasta cuando el costo de reemplazo es igual al costo de oportunidad del petróleo. Este enfoque debe mantenerse para diseñar una política energética coherente tanto con las disponibilidades de los hidrocarburos como de su costo relativo versus otras fuentes alternas de energía y, para determinar los ingresos para el país provenientes de la explotación petrolera.
- Para 1997 el costo unitario de producción de un barril de petróleo liviano, para Petroproducción fue de U. S. \$ 2.27; estos costos corresponden a un volumen de producción anual fiscalizada para 1997 de 104,7 millones de barriles de crudo. En cambio el costo unitario operativo, se estableció en U. S. \$ 1,64 por barril . Estos costos hablan de la eficiencia de Petroproducción, la misma que sería útil en la explotación de crudos pesados en asociación con empresas que financien su explotación.
- Las reservas remanentes recuperables de los campos actualmente en producción del país, se encuentran en el orden de 1.500'000.000 barriles de alrededor de 28 °API promedio, siendo la producción anual alrededor de 100'000.000 barriles, lo

que nos da una relación reservas-producción de 15 años (dividiendo las reservas para la producción anual). Esta circunstancia obliga a Petroecuador a explorar nuevos campos tanto en el cretácico como en el precretácico y descubrir reservas adicionales puesto que ellas son vitales para el desarrollo de la economía.

- Nuestra reserva está constituida por el 40% de crudos pesados (de los campos aún no explotados); pero el objetivo de la exploración petrolera debe tener en la mira en primer lugar, tratar de incrementar las reservas de crudos livianos por las ventajas técnicas y económicas que ello ocasiona; pero las expectativas de incrementar significativamente las reservas probadas de hidrocarburos livianos, no han sido las esperadas y mas bien los crudos encontrados tienen densidades entre medias y bajas (ARCO, YPF, IFP, etc.); entonces el país en el corto plazo, debe desarrollar estrategias y tecnologías para aprovechar estos recursos.
- El "Plan de desarrollo energético del sector petrolero de la región amazónica", contempla la utilización del gas pobre y el crudo reducido para generar energía termoeléctrica; en este esquema se podría utilizar los crudos pesados (ITTI, Oglan, Pungarayacu) para el mismo fin y el excedente ponerlo disponible para el país o para exportación por el Sistema Nacional Interconectado (SNI). Lo importante es que se considere a la explotación de crudos pesados como una contribución importante al desarrollo de un sistema energético del Ecuador.
- Debe puntualizarse que el destino de la Petromulsión; que se obtendría de Pungarayacu; es generar termoelectricidad, en competencia con carbón, gas,

petróleo, energía nuclear e hidroelectricidad, por tanto la naturaleza corporativa de la industria petrolera es "eléctrica" (no petrolera) con un mercado creciente y estable a diferencia del mercado petrolero.

- El Ecuador debería aprovechar de la experiencia venezolana que exporta su Orimulsión a mercados termoeléctricos de Estados Unidos y algunos de Europa, sustituyendo al carbón; por cuanto este es el mercado marginal por excelencia de los combustibles termoeléctricos. En este esquema Venezuela y Ecuador pueden construir una imagen estable y confiable como oferentes de PETRO-ORIMULSION para capturar el mercado eléctrico, cuya satisfacción compromete inversiones en un horizonte de 25 años y una industria eléctrica que minimiza riesgos en el escogimiento de mezcla de combustibles
- Considerando y admitiendo que Pungarayacu tiene 7,000 millones de barriles in situ (con la información disponible es el dato mas aceptado), entonces el Ecuador adquiriría el status internacional de oferente termoeléctrico, capaz de generar (aproximadamente) el equivalente del mercado marginal termoeléctrico de Estados Unidos a ser cubierto por carbón en al menos el próximo lustro. De este modo el Estado ecuatoriano tendría un ingreso de alrededor de U. S. \$ 450 millones de dólares al año, considerando una producción diaria de 200.000 BPD (a U. S. \$ 6 barril); con este esquema incluso se puede manejar las "ventas a futuro" a cambio de facturas liquidas en el presente; para paliar los desbastadores

efectos del niño y para compensar la caída de los precios internacionales del petróleo.

- Para la financiación de la explotación del campo Pungarayacu; por lo expresado en el capítulo III; se menciona que grupos financieros importantes a nivel mundial (por ejemplo la Banca de Gottardo que ocupa los primeros lugares entre los bancos suizos en cuanto a balanza de pagos, capital y ganancias, -índice CAMEL- en el cual interviene un importante banco japonés) se interesaría por un proyecto de este tipo.
- En el área norte del campo Pungarayacu, sería muy difícil la minería uniforme y masiva y ciertamente sería muy complicado o casi imposible colocar allí maquinarias tales como cables de arrastre y excavadores tipo "capachos" con ruedas para que operen de manera convencional. La única técnica de minería que podría funcionar es un sistema de palas mecánicas que operan con pendientes muy pronunciadas extrayendo arenas petroleras, pero ello es posible cuando la cubierta no es muy difícil de atravesar y el volumen recuperable es considerable.
- Para la explotación del eje ITTI, la alternativa más viable es la utilización del crudo diluyente para la producción del pesado, por lo que un elemento básico en la factibilidad del proyecto es el transporte desde un campo cercano como Pañacocha; por lo tanto se requiere hacer una evaluación pormenorizada de las reservas y potencial productivo de este campo, en base a la perforación de pozos de avanzada y pruebas de reservorio.

- Para el transporte del crudo producido en los campos ITTI, Balsaura, Marañon, Amazonas, Huito, etc. una alternativa válida sería construir unos ramales con el objeto de llegar al oleoducto peruano, que actualmente es subutilizado pues de su capacidad de 500.000 BPD, el Perú apenas lo utiliza para transportar 80.000 BPD y de esta manera aprovechar el proyecto de integración que en materia de hidrocarburos se está negociando con el Perú. Por ello es fundamental que las negociaciones de paz culminen con el éxito que todos esperamos.
- En la explotación del campo Oglan, las facilidades de producción estarían ubicadas en los sitios de perforación de los pozos exploratorios, para evitar el desbroce de hectáreas adicionales y proteger el medio ambiente. El agua de formación producida será tratada, buscando la factibilidad de reinyectarla a los reservorios, o una vez tratada evacuarla al medio sin repercusión a la ecología.
- Si sumamos los costos de inversión y el costo unitario por barril de operación en el campo OGLAN; que en el caso de los campos de crudo liviano está en alrededor de U S \$ 2,30 (los crudos pesados tienen mayor costo de operación); nos daría un costo global por barril de algo más de U S \$ 5,50; el que con los precios actuales del crudo en los mercados internacionales no sería muy atractivo, por lo que una alternativa válida es la de utilizar este crudo para generar termoelectricidad.
- El embargo árabe (1974) activó los procesos finales de globalización e integración de los bienes energéticos y desde entonces la industria del petróleo, del gas, del carbón, de la electricidad, son una misma industria: la industria de la energía. En

consecuencia, planificar el sector energía es diseñar, articulada y globalmente, el crecimiento de la industria del petróleo, electricidad, gas, carbón, hidroenergía, considerando los costos-beneficios de los desarrollos hidroeléctricos versus los desarrollos petroleros y éstos versus los desarrollos del gas natural, etc.

- El Ecuador exhibe hoy un nivel de precio interno de las gasolinas de U. S. \$ 55 por barril que se equipara al de los países europeos (Alemania, Italia, Francia), pero en esos países un 50% (vía impuestos) pasa a ser propiedad del Estado y ese dinero se invierte en Seguridad Social, Educación, Investigación y Desarrollo, lo que desgraciadamente no ocurre en nuestro país.
- Lo expresado nos permite afirmar que un plan económico es inviable sin un plan energético y sin ellos es inviable un proyecto nacional. El plan de energía articula la siguiente ecuación: $\text{Oferta de bienes energéticos} = \text{Demanda de bienes energéticos}$. Como ya lo hemos mencionado la energía es una sola, y así son sus industrias y mercados, por ello es que no pueden seguir manejándose la industria eléctrica y la industria petrolera como compartimientos aislados, pues entre ellas existe una vinculación del tipo vasos comunicantes.
- El desplome del mercado mundial de petróleo que llevo a precios de venta tan solo superiores a los U. S. \$ 6 barril y la oferta de petróleo del IRAK al mercado, sumado a la declinación del crudo liviano ecuatoriano (que actualmente se lo mezcla con pesado, lo que disminuye aún más su precio) hacen que las perspectivas de ingresos por concepto de exportaciones de petróleo no sean muy

halagüeñas y por ello es necesario diseñar una estrategia de escenarios de techo y piso, similar a una montaña rusa, es decir fluctuantes de acuerdo a la oferta y demanda; para formular presupuestos adecuados.

- Para la comercialización del petróleo ecuatoriano, el crudo marcador es el WTI, y en los mercados sudamericanos como de Chile y del Perú se obtienen mejores precios para nuestro crudo y más altos precios todavía en los países del lejano oriente que serían los mercados naturales para el crudo ecuatoriano.
- Una de las razones de la caída de los precios de los crudos y naturalmente los crudos pesados, es la marcada escasez de capacidad de refinación adecuada para estos crudos, sobre todo de quienes compiten en los mercados del Caribe y los Estados Unidos. Por otro lado, en Panamá -por el fenómeno "El Niño" se soporta una gran sequía, lo que redujo la capacidad de transporte de tonelaje de los barcos por el canal, con el consiguiente incremento de precios por la demora. Además todos los crudos que se transportan por este canal deben pagar un peaje por su uso, lo que incrementa su costo.
- Desde los últimos meses de 1997, el precio de este crucial producto básico ha ido cayendo hasta llegar a niveles de lo más bajos desde la crisis energética de los 70, este desplome se debe principalmente a dos factores, el uno son los crecientes problemas en el seno de la OPEP y el segundo la posibilidad de que IRAK aumente su producción.

- Entre los factores que han incidido en este desplome de precios del petróleo debemos mencionar en primer lugar, la crisis financiera en Asia ha provocado una desaceleración económica (se crecerá a la mitad de lo esperado) dando lugar a una caída en los precios de los bienes básicos en general y del petróleo en particular.
- Los países de Asia incluso han abaratado los precios de los derivados; por ejemplo Corea (en crisis desde octubre de 1997), que compra anualmente 157 millones de dólares en crudo ecuatoriano, reducirá en 100 millones de dólares sus compras en lo que resta del año (y que es el tercer socio comercial del país por este rubro, el petróleo constituye el 99,8% del intercambio comercial).
- Ahora que Asia ha disminuido su consumo, el mercado norteamericano ha ganado importancia como motor del crecimiento de la demanda. Los automovilistas de estados Unidos han ayudado comprando vehículos todo-terreno, que consumen grandes cantidades de combustible, pero el clima no ha sido favorable, debido al fenómeno "El niño" que provocó un invierno templado en el hemisferio norte; el más benigno de los últimos 20 años; lo que ha disminuido la demanda para calefacción en los mercados más importantes.
- Entre tanto, las Naciones Unidas e Irak están negociando una propuesta para aumentar las exportaciones de petróleo destinadas a comprar alimentos. según esta propuesta, que se conoció a principios de 1998, Irak exportaría petróleo por un valor de U. S. \$ 5.200 millones cada seis meses lo que duplicaría sus ventas actuales. La mayoría de los analistas dice que Irak no tiene ahora la infraestructura

necesaria para exportar esa cantidad de crudo; pero es probable que Irak mejore su capacidad de producción, lo que produciría una nueva oferta de petróleo que el mercado no necesita.

- Además, otros de los mayores productores de la Organización de Países Exportadores de Petróleo -OPEP-, también agravan la situación, es el caso de Arabia Saudita y Venezuela, que se habían enfrascado en una batalla por elevar su cuota de mercado y aumentar su producción. Afortunadamente ambos países, junto con México (que no pertenece a la OPEP) consiguieron que otros productores se les unan para recortar la producción y reactivar los bajos precios del crudo (en marzo de 1998). Además en las primeras semanas de junio/98, Arabia Saudita, Venezuela y México están tratando de lograr acuerdos para realizar un nuevo recorte adicional de producción, que alcanzaría unos 800.000 BPD, para reactivar el precio del crudo.
- Expertos como Richard Mahoney profesor de estudios internacionales de administración de la Universidad de Thunderbird, EE. UU., piensa que los precios bajarán hasta cinco dólares por barril. Esta baja de precios se espera que seguirá hasta junio, para desde julio/98 comenzar su recuperación, debido a que el petróleo proveniente de Europa y que se vende en EE. UU. está perdiendo opciones de colocación, lo que favorece al WTI para entrar con fuerza en ese mercado, y a todos los que estén atados a él, como el ecuatoriano y los latinoamericanos en general; esto se apreció en la última semana de marzo/98,

pues permitió que en el New York Mercantile Exchange (NYMEX), el precio del barril tipo "ligh sweet" para entrega en mayo se recupere apreciablemente.

- Si bien el fenómeno "El niño" (invierno boreal benigno en el hemisferio norte) ha ocasionado una caída de precios del gas natural; pero la caída de precios del petróleo debido a la demanda vendrá de las generadoras de electricidad, que tendrán que decidir si utilizan carbón o gas natural. Existe una gran oportunidad para los crudos pesados, transformados en la PETROMULSION, que pueden competir con ventaja frente a estos combustibles.
- Actualmente somos deficitarios en Gas Licuado de Petróleo -LPG- para uso doméstico, pues debemos importarlo para cubrir el déficit.

Las necesidades energéticas del sector petrolero en la región oriental hasta el año 2010, pueden ser satisfechas mediante la implantación del "Plan Energético Integral de todo el Sistema Petroecuador", utilizando como combustibles el "gas pobre", crudo reducido, petróleo pesado, para reemplazar al diesel (del que somos deficitarios y lo importamos) que se utiliza actualmente como combustible de los actuales generadores de energía eléctrica; lo que permitiría ahorrar al menos un 50% en el costo del Kw-h (kilovatio-hora) y cualquier sobrante se entregaría al Sistema Nacional Interconectado -SNI-.

- Debido a que el costo de reemplazo de un barril de petróleo en la región amazónica se ubica en alrededor de U. S. \$ 8 (incluido transporte por un oleoducto), en las actuales condiciones la explotación de crudos pesados no sería

rentable . Las alternativas válidas para el petróleo extrapesado de Pungarayacu, es la generación de energía eléctrica (de la que el país es deficitario) in situ, utilizándolo en forma de PETROMULSION.

- El campo Oglan podría ser explotado de manera similar y enmarcándose en el “Plan Energético Integral de la Región Amazónica”, todo el excedente de energía eléctrica se interconectará al SNI, y estaría disponible a nivel nacional.
- Comparando los costos de producción de los campos de Pungarayacu y Oglan se puede concluir que la rentabilidad del primero de los campos, permite su explotación (petromulsión); no así el campo Oglan en las actuales condiciones del mercado, a menos que se lo haga de manera similar a Pungarayacu, es decir para la obtención de petromulsión.

Recomendaciones

- Se debe diseñar un plan energético del Ecuador, en el mismo que se involucren las reservas petrolíferas y gasíferas así como los potenciales hídricos para la generación de la energía que el país necesita para garantizar su Seguridad y Desarrollo y evitar esta carencia de energía en los meses de estiaje, que ocasiona ingentes pérdidas a todos los sectores del país y especialmente al productivo. En este plan tampoco se debe descuidar otras fuentes de energía como son la del carbón, energía solar, eólica, nuclear y otras.
- Para alcanzar resultados efectivos y oportunos en el área energética, se hace imperativo reconocer y admitir las necesidades de crear un ambiente pragmático

de apertura y liberación de la economía nacional, para promover la modernización y el cambio de la legislación petrolera y energética del Ecuador, hacia una desmonopolización y desregulación de las actividades del sector energía; cuyos primeros pasos los está dando el Consejo Nacional de Modernización -CONAM-.

- Una de las maneras de lograr un incremento tangible de las reservas de petróleo y gas natural, tomando en cuenta los recortes presupuestarios que ha sufrido Petroecuador para actividades de inversión en exploración; es mediante la participación de las compañías petroleras internacionales en este tipo de inversiones. Pero para ello hay que revisar el marco jurídico, tributario y de control de las relaciones con el gobierno.
- Es importante, implantar políticas para reducir el déficit en gas licuado de petróleo -LPG- para consumo doméstico, mediante el aprovechamiento del gas asociado que se explota en los campos de la amazonía y que no es aprovechado en su totalidad, a pesar de existir los proyectos para la captación del gas que actualmente se lo quema, debido a la alta inversión que ello requiere, pero sobre todo a una falta de decisión política, para hacer participar a inversionistas privados y extranjeros.
- El sector de energía, en particular el petrolero (crudos livianos y pesados) y gasífero, deben cambiar los patrones tecnológicos de procesamiento y refinación de combustibles, que ahora son altamente contaminantes, hacia los llamados eco combustibles o combustibles ambientalmente aptos.

- Esta situación impone un cambio dirigido a desmonopolizar al sector, es decir, la producción, el transporte por oleoductos y poliductos, la refinación del petróleo, la distribución y comercialización de derivados de petróleo. Las reformas aprobadas por la Asamblea Nacional, que podrían entrar en vigencia en agosto de 1998, apuntan en este sentido, pero hace falta que las leyes secundarias permitan la fragmentación de las operaciones para facilitar la inversión local y extranjera. Afortunadamente el Consejo Nacional de Desarrollo en su propuesta para 1998, contempla lo mencionado; por lo que el cambio de la legislación vigente en esta materia debe realizarse a la brevedad posible.
- Debe continuar el proceso de licitación del eje estructural de Ishpingo-Tiputini-Tambococha-Imuya (ITTI) para que la explotación de estos campos coadyuve a la consecución del Objetivo Nacional Permanente de Desarrollo Integral.
- Que el proceso de optimización del Sistema de Oleoducto TransEcuatoriano (SOTE), que permitirá aumentar en 25.000 BPD la capacidad de bombeo de ese ducto continúe; así como el de ampliación del SOTE, con un incremento en su capacidad de transporte de 80.000 BPD.
- Es necesario se licite la construcción del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), por el centro-oriente, mediante convenio con algunas compañías operadoras que estarían interesadas en financiarlo pues están explotando crudos pesados en esa zona; como es el caso de ARCO y YPF. En esa área se ubican también los campos de Pungarayacu y Oglan.

- Que las pérdidas que tiene actualmente el Estado Ecuatoriano por la mezcla de los crudos pesados explotados por compañías operadoras como es el caso de YPF, se eliminen exigiendo compensaciones a las operadoras, ya sea en el precio o en el volumen de crudo a entregar (un menor volumen pero de mejor °API, producto de la mezcla con el crudo liviano de Petroproducción).
- Que el proceso de paz con el Perú culmine exitosamente, para poder aprovechar los convenios comerciales binacionales y especialmente el de utilización del oleoducto peruano para transportar el crudo del eje ITTI, Balsaura, Huito y otros.
- Que nuevamente se haga un acercamiento con la empresa venezolana Bitor, filial de Petróleos de Venezuela (PDVSA), con el objeto de viabilizar el proyecto de explotación de Pungarayacu mediante la Petromulsión para generar termoelectricidad; consiguiendo la patente de uso de la orimulsión.
- Que se profundice en la evaluación de los métodos de recuperación mejorada (EOR) presentados por IFP-BEICIP y se arranque con un proyecto piloto.
- Que el gobierno asigne los fondos necesarios para que Petroecuador a través de Petroproducción rehabilite unos campos e incorpore otros para hacer uso del convenio de transporte de crudo firmado recientemente con el Gobierno Colombiano y que permite la evacuación a través del Oleoducto TransAndino (OTA) de hasta 100.000 BPD de petróleo.

- Se hace urgente explotar el gas del Golfo de Guayaquil y captar el gas que se quema en los campos del nororiente ecuatoriano y aprovechar el “gas pobre” que se obtiene como subproducto del LPG, para la generación de electricidad.
- Es necesario que a Petroecuador se le permita funcionar como una verdadera empresa, dotándole de autonomía financiera.

GLOSARIO DE TERMINOS DE LA INDUSTRIA DEL PETROLEO

Area de drenaje. Es la parte de un yacimiento que es efectivamente drenada.

Cambio de facies. Cuando la composición de la roca (litofacies o biofacies) de un estrato cambia se produce un cambio de facies. Este cambio puede ser gradual o interdigital. Ejemplo, el estrato cambia de una facie arenosa a una facie arcillosa.

Campo petrolero. Es el área donde se realizan todos los trabajos necesarios que tienen por objeto el descubrimiento de por lo menos un yacimiento de hidrocarburos.

Completación múltiple. Un pozo produce de diferentes zonas ubicadas en distintos niveles petróleos que no se mezclan; para lo cual requiere de una completación múltiple; la misma que consiste en instalar empaques para separar las distintas zonas y sus tuberías de producción correspondientes. Incluso, los petróleos producidos pueden ser almacenados en tanques diferentes.

Completación de pozos. Es la instalación del equipo necesario para poner en producción un pozo que ha sido perforado y probado. La completación del pozo, comprende la puesta y cimentación del casing, perforar la tubería, colocada de la tubería de producción, instalación del equipo de bombeo, líneas de flujo, separadores, tanques de almacenamiento de pozos tales como " suabeo", acidificación y fracturación, aislar zonas productoras de las de agua etc.

Condiciones de yacimiento. Se refiere a condiciones de presión y temperatura a las cuales se encuentran los fluidos (petróleo, gas, agua) en un yacimiento.

Condiciones normales. (Condiciones de Superficie, Condiciones Fiscales,

Condiciones Estándar).

Se refiere a determinadas condiciones base de presión y temperatura a las que se acostumbra medir los fluidos producidos de un yacimiento (petróleo - gas), bien sea para cálculos de Ingeniería o para propósito de venta. Las condiciones más usadas en la práctica (estándar) son:

Presión 14.7 Lpca (Libras por pulgada cuadrada absoluta)

Temperatura 60 °F (Grados Farenheit)

Conificación de agua. (Water Coning). Superficie en forma de cono que toma el contacto agua - petróleo (GOR) al rededor de un pozo de petróleo.

Tal superficie se forma cuando la zona productora de petróleo esta localizada en una arena cuya parte inferior (fondo de la arena) es agua y debido a la alta tasa de producción el contacto agua - petróleo se levanta debajo del pozo, formando una superficie cónica alrededor del mismo.

Conificación implica movimiento vertical hacia arriba del contacto agua-petróleo y supone una zona acuifera debajo del pozo productor.

Costos de desarrollo. Son los incurridos con el objeto de producir las reservas probadas. Los costos de desarrollo incluyen los costos de perforación de los pozos de desarrollo más los equipos de producción y su instalación.

Crudo mediano. (medium gravity crude) Es un crudo cuya gravedad específica esta comprendida entre 25 y 35° API.

Daño de pared. (skin damage) Es la disminución de la permeabilidad en las paredes

del pozo de la formación productora y sus proximidades. Este daño se produce por diferentes razones: Invasión del filtrado de lodo de perforación, depósito de arcillas, precipitación de carbonatos, formación de emulsiones, crecimiento de bacterias, depósitos de parafina, incremento del agua connata etc. El daño de pared disminuye la capacidad de flujo del pozo.

Declinación de la producción de un yacimiento. Es la disminución anual de la producción expresada en porcentaje, que experimenta un yacimiento. Se la obtiene dividiendo la tasa de producción de fin de año para la producción de comienzos de año.

Declinación exponencial. La tasa de producción de petróleo de un pozo, tiene declinación exponencial, cuando está dada por la siguiente expresión:

$$q_t = q_i * e^{-dt}$$

donde:

q_t = Tasa de producción en cualquier instante t (BPD)

q_i = Tasa de producción inicial (BPD)

e = Base de los logaritmos neperianos ($e = 2,7182$)

d = Factor constante de declinación anual de la producción expresado en fracción.

t = Tiempo de años.

Densidad API del petróleo. Es la gravedad específica del petróleo expresada °API y viene dada por la siguiente expresión:

$$API = \frac{141.5}{GE} - 131.5$$

Donde:

GE = Gravedad de petróleo con respecto al agua (la GE del agua es igual a 1).

El grado API del agua es 10.

Descubrimientos. Son las reservas de hidrocarburos, que de acuerdo al buen juicio técnico, es posible asignarlas a yacimientos recién puestos en evidencia por un pozo descubridor.

Drenaje. Es el movimiento de petróleo y gas en un yacimiento debido al gradiente de presión causado por los pozos productores.

Eficiencia de flujo. Es la tasa de producción real de un pozo dividida para la tasa de producción sin considerar ni daño ni estimulación al pozo.

Estimulación de pozos. Son los trabajos efectuados en un pozo tales como fracturación, acidificación, etc., para aumentar la producción de un pozo.

Estructura Geológica. Es aquella formación rocosa cuyas características petrofísicas, forma geométrica y posición le permite almacenar hidrocarburos tales como los anticlinales, monoclinales, domos etc.

Exploración geofísica. El estudio de la estructura de una cuenca sedimentaria por los métodos geológicos de observación directa, está limitada por la presencia de formaciones superficiales o por la existencia de una o varias superficies de discordancia que dificultan la interpretación profunda a partir solamente de los datos de superficie.

Es entonces necesario, recurrir a los métodos geofísicos que midiendo en superficie

las anomalías introducidas en los parámetros físicos por las variaciones de las características de los terrenos en el espacio, permiten obtener una imagen aproximada de la estructura profunda.

El esfuerzo principal en la exploración geofísica es la localización de estructuras en áreas potencialmente favorables para la acumulación de hidrocarburos.

Entre los diferentes métodos geofísicos, los siguientes son los principales:

1. Gravimétrico
2. Magnético
3. Sísmico
4. Radioactivo
5. Eléctrico
6. Geoquímico

Exploración sísmica. Es aquella que tiene como objetivo fundamental descubrir trampas estructurales, independientemente de que contengan o no hidrocarburos. Es decir la exploración sísmica no permite probar la existencia de hidrocarburos, sino únicamente las trampas estructurales.

Estos métodos de exploración ofrecen la más completa evidencia de la estructura geológica del subsuelo. Con este método se producen temblores artificiales que generan ondas que viajan a través de la tierra, regresan a la superficie en donde son registrados por los sismógrafos que se han colocado a diferentes distancias del sitio de la explosión y son gravadas en una cinta magnética que más tarde será

interpretada en los laboratorios.

Extensiones. Son las reservas que se añaden a las reservas probadas de un yacimiento, como consecuencia de la completación de pozos fuera del área probada.

Estudio de Impacto Ambiental. (EIA) Es un informe escrito de la investigación efectuada para determinar el efecto que sobre el medio ambiente puede tener un proyecto propuesto. Este estudio contiene:

- a) Una descripción del proyecto propuesto,
- b) Una descripción de las condiciones existentes antes de poner en marcha el proyecto,
- c) Los efectos esperados del proyecto,
- d) Las soluciones sugeridas para mitigar los efectos perversos del proyecto y
- e) Las alternativas del proyecto.

Factor de daño. (FD) Es el factor que resulta al dividir la producción real del pozo para su producción teórica. La producción teórica refleja la producción sin daño ni mejora (estimulación) al reservorio.

Factor de recuperación de petróleo. Es el porcentaje de petróleo producido con respecto al volumen de petróleo original en sitio.

Factor de recuperación primaria de petróleo. Es el factor de recuperación de petróleo producido gracias al empuje natural del reservorio. Este factor varia considerablemente de un reservorio a otro ya que depende del tipo de petróleo, mecanismo natural de producción del yacimiento y características petrofísicas de la

formación productora.

Factor volumétrico. (Formation Volume Factor) Es la relación existente entre un fluido (petróleo, gas , agua) a condiciones del yacimiento y a condiciones superficiales..

Factor volumétrico del gas. (Gas formation volume factor) Es un factor que representa el volumen de gas libre a presión y temperatura del yacimiento por unidad volumétrica de gas libre a condiciones de superficie.

Factor volumétrico del petróleo. (Oil Formation Volume Factor) Es un factor que representa el volumen del petróleo saturado con gas a la presión y temperatura del yacimiento por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales.

Gas asociado. (Associated Gas) Son hidrocarburos en estado gaseoso que se producen como gas libre en un yacimiento en contacto con petróleo crudo comercialmente explotable.

Gas disuelto o en solución. (Dissolved or Solution Gas) Son hidrocarburos gaseosos que se producen en solución con petróleo en un yacimiento comercialmente explotable.

Gas húmedo. (Wet Gas) Son hidrocarburos en estado gaseoso, en cuya composición aún predomina un alto porcentaje de metano (CH_4), generalmente 75 - 90%.

Gas libre. (Free Gas) Cuando determinada cantidad de gas se introduce a un yacimiento de petróleo, cierta cantidad puede entrar en solución en el petróleo y

permanece como gas . El gas que existe como tal en el yacimiento, se denomina gas libre.

Gas licuado de petróleo. (Liquified Petroleum Gas) Comúnmente se denomina LPG. Son productos de hidrocarburos primordialmente de alta presión de vapor principalmente butano, propano, etano) obtenidos por equipo especial en plantas de gasolina y mantenidos en estado líquido a altas presiones.

Gas seco. (Dry Gas) Son hidrocarburos en estado gaseoso compuestos casi exclusivamente por metano (CH_4), generalmente más del 90%.

Gastos de operación. Son los costos que se atribuyen a un proyecto, operación o unidad específica.

Gastos indirectos de "overhead". Corresponden a los gastos de administración de una compañía y que no pueden ser cargados directamente a un proyecto, operación o unidad específica.

Geología de campo. Es un medio auxiliar en la búsqueda de petróleo. Se utiliza intensivamente en la exploración de áreas nuevas, en el reexamen de regiones ya conocidas y para comprobar los resultados de las campañas geofísicas los métodos y procedimientos seguidos en una campaña geológica dependen de si se trata de una campaña de reconocimiento o de estudios detallados y de la topografía y estructura de la región en estudio.

Geología de subsuelo. La geología de subsuelo es el estudio de la geología en tres dimensiones utilizando todas las muestras y datos existentes. Estos datos incluyen los

obtenidos por la Geología de Superficie y Geofísica, por los sondeos de estructuras y por la perforación de pozos para recuperación secundarias. El motivo a más de científico puede tener el propósito de encontrar nuevos campos petrolíferos o el desarrollo eficiente de un campo petrolífero ya descubierto.

Hidrocarburos originales in situ o en sitio. (ver petróleo original in situ, POES)

Índice de productividad. (IP) Es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y se define por la razón de la tasa de producción en BPD y la presión diferencial (presión estática menos presión fluyente) en el punto medio del intervalo productor.

En base a la experiencia se han fijado los siguientes valores como indicativos de la productividad de un pozo:

$IP < 0,5$ BPD / psi	bajo
$0,5 \leq IP \leq 1,5$ BPD / psi	intermedio
$IP \geq 1,5$	alto

Índice de vida de las reservas. Es un estimado del número de años durante el cual las reservas serán producidas. Se le obtiene dividiendo las reservas probadas para la producción de un año. En la realidad, la vida de las reservas es mayor, ya que la producción declina.

Intrusión de agua. (Water influx or Water Encroachment) Es el volumen de agua que entra en la zona productora de petróleo, proveniente de formaciones que rodean al yacimiento.

Levantamiento artificial. Para hacer que un pozo vuelva a producir, se necesita un medio especial de extracción, dentro de los cuales se puede citar al denominado extracción por gas y otro que se refiere a varios sistemas de bombeo.

El término extracción por gas se refiere al uso de gas bajo presión para aumentar la producción de un pozo, o para restaurar la producción cuando el pozo se ha muerto.

La mayor parte de petróleo que se produce por extracción artificial es producida por unidades de bombeo de tipo de balancín. Entre los dispositivos mecánicos empleados para este objeto están primero, los diferentes tipos y estilos de bombas para un pozo petrolero.

Límite económico. Es la tasa de producción de un pozo en la cual los ingresos provenientes de la producción son iguales a los costos relevantes de operar en ese pozo. El pozo es abandonado cuando se llega al límite económico.

Migración de petróleo. Es el proceso mediante el cual el petróleo abandonó la roca madre.

Perforación de avanzada. Es aquella que contiene como objetivo fundamental determinar la extensión y tamaño de los yacimientos descubiertos mediante la perforación exploratoria.

Perforación exploratoria. Es aquella que tiene como objetivo fundamental determinar si una trampa estructural o estratigráfica contiene hidrocarburos.

Petróleo Agrio. Es aquel que contiene más del 1% de azufre.

Petróleo Dulce. Es aquel que contiene menos del 1% de azufre. Los crudos que

poseen menos del 0.6% son de bajo contenido de azufre; si el contenido va del 0.6% - 1.7% son de contenido medio y si es superior al 1.7% son crudos de alto contenido de azufre.

Petróleo móvil. (Movable oil) Es el petróleo que puede ser producido de un yacimiento.

Petróleo extra pesado. El petróleo que tiene 10° API o menos.

Petróleo liviano. Es aquel cuya gravedad específica está entre 30 y 45° API.

Petróleo original en sitio. (POES) Es el volumen total de petróleo que existe en un yacimiento nuevo al inicio de la explotación o lo que un yacimiento sometido a explotación contenía originalmente.

Petróleo pesado. Es aquel que tiene menos de 20° API.

Pozo. Pozo es el hoyo que se perfora con la finalidad de extraer o inyectar fluidos.

Pozo de avanzada. Es el tipo de pozo que se perfora con el objeto de delimitar un yacimiento, luego de que se ha descubierto una estructura con acumulación de hidrocarburos.

Pozo de desarrollo. Es un pozo que ha sido perforado en un yacimiento que ha sido razonablemente bien delineado o delimitado. Los pozos de desarrollo tienen por objeto drenar eficientemente una área y presentan un riesgo muy pequeño.

Pozo exploratorio. Es el tipo de pozo que se perfora con la finalidad de comprobar la existencia de hidrocarburos en las estructuras detectadas mediante estudios geológicos o geofísicos.

Pozo de extensión. Es aquel que se perfora con la finalidad de cubrir la zona de influencia, mediante futuros estudios geológicos y geofísicos, a medida que avanza la zona de explotación.

Pozo fluyente. Es aquel que produce sin necesidad de levantamiento artificial. En este caso se dice que el pozo produce por flujo natural.

Pozo de relleno. (In fill well) Es un pozo perforado entre los pozos productores para incrementar la producción y posiblemente el factor de recobro de un yacimiento.

Pozos de terminación doble. Son pozos que permiten producir petróleos de arenas (formaciones) o yacimientos diferentes a través de tuberías distintas.

Predicción del comportamiento de yacimientos. (Prediction Performance of Reservoirs) Se define como el estudio actual de un yacimiento de petróleo, donde se estima las condiciones futuras del mismo. Por lo general estas condiciones se expresan por dos curvas típicas:

- Presión como función de producción acumulada de petróleo; y,
- Relación gas-petróleo instantánea como función de producción acumulada de petróleo.

Producción con flujo natural. Cuando un pozo produce debido únicamente a la energía natural del yacimiento, se dice, que el pozo produce con flujo natural.

Producción inicial. Es el volumen que un pozo es capaz de producir durante las 24 horas de producción

Producción con levantamiento artificial. Cuando un pozo para producir, requiere

de la instalación de una bomba o de algún otro mecanismo que le ayude a levantar los fluidos, se dice que el pozo produce con levantamiento artificial.

Productividad de un pozo de petróleo. Es la producción del petróleo del pozo expresada en barriles por día.

Punto de burbujeo. (Bubble Point) Es el estado de equilibrio de un sistema compuesto de petróleo y gas, en el cual el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas. En la práctica puede considerarse 100% líquido y la composición del líquido es la misma que la del sistema.

Punto de rocío. (Dew Point) Es análogo al punto de burbujeo. Es el estado de Equilibrio de un sistema compuesto de petróleo, y gas, en el cual el gas ocupa prácticamente todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de petróleo. En la práctica puede considerarse 100% gas y la composición del gas es la misma que la del sistema.

Reacondicionamiento de pozos. (Workovers) Son los trabajos que se deben efectuar en un pozo (generalmente en producción) para corregir eventuales daños sea en el equipo de subsuelo sea en las formaciones productoras etc. Tales como limpieza de tubería, fracturación o acidificación de las formaciones productoras etc. La primera indicación de que un pozo necesita atención se refleja en su producción. Algunos de los indicios más comunes para proceder a reacondicionar un pozo son:

1. Disminución en la producción de petróleo crudo. La disminución es de más

significado si es repentina y sustancial.

2. Aumento en la cantidad de agua en el petróleo
3. Aumento en la producción de gas, con respecto al volumen de petróleo producido (relación gas-petróleo)
4. Presión de la formación subnormal.

Recuperación mejorada de petróleo. (EOR, Enhanced Oil recovery), Son las técnicas que consisten en suministrar energía a un yacimiento y/o en alterar las propiedades físico-químicas de los fluidos contenidos en él, con el fin de obtener un factor de recuperación de petróleo mayor que el factor de recuperación primaria. Entre estas técnicas tenemos la inyección de agua, combustión in-situ, inyección de gas, inyección de polímeros, inyección de vapor etc.

Estos métodos mejoran los factores de eficiencia como: incremento de la viscosidad del agua, reducción de la viscosidad del crudo, afectan la miscibilidad, reducen la tensión interfacial, afectan la humectabilidad y otras propiedades de los fluidos.

Recuperación secundaria. El término "recuperación secundaria" se define como producción por métodos artificiales que incrementan la energía residual del yacimiento una vez que éste se aproxima al final de su vida económica por los métodos primarios de recuperación.

Los métodos de recuperación secundaria son efectivos para alterar las condiciones físicas que rodean a un yacimiento, ya sea aplicando energía creada artificialmente para restaurar la fuerza expulsiva necesaria para continuar la producción, o

reduciendo la resistencia ofrecida por la roca almacén al movimiento de los fluidos residuales hacia las salidas de drenaje.

Dentro de estos métodos se tienen:

Recuperación secundaria por inyección de agua. Consiste en introducir agua a presión a través de un pozo originando un movimiento de fluidos a través de la roca almacén a otros pozos en los que fluye o se bombea el petróleo en la forma usual.

Recuperación secundaria por inyección de gas. Después de que se ha continuado la producción durante algún tiempo, de modo que se ha reducido la presión del yacimiento, podemos restaurar total o parcialmente la presión de yacimiento y suministrar así nueva energía para recuperar el petróleo residual inyectando gas de alta presión en los espacios porosos en parte drenados de la roca almacén.

Registros eléctricos. El método más universal de evaluar las formaciones y su capacidad de producción con anterioridad es por medio de los registros eléctricos.

El principio del registro eléctrico es simple, aunque su interpretación requiere mayor conocimiento, básicamente lo que el registro hace es indicar la capacidad de ciertas formaciones subterráneas para conducir corriente eléctrica.

Relación Agua - Petróleo. Llamado también corte de agua f_w , es el porcentaje de agua que existe en una corriente de agua y petróleo y viene dado por la siguiente expresión:

$$f_w = q_w / (q_w + q_o)$$

Donde:

q_w = producción de agua

q_o = producción de petróleo

Relación gas-petróleo (GOR, Gas Oil Ratio) Es el resultado de dividir un volumen de gas a condiciones normales por determinado volumen de petróleo también a condiciones normales.

Relación gas-petróleo instantánea. (Instantaneous Gas-Oil Ratio) Es la relación obtenida en un momento dado durante la vida de un yacimiento, por lo tanto es una cantidad que cambia constantemente.

Reservas no-primarias o no convencionales. Son las reservas que son producidas mediante las técnicas de recuperación mejorada.

Reservas no probadas de hidrocarburos. Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse en el futuro, si las suposiciones técnicas aplicables a los yacimientos indican que sería factible una explotación comercial.

En esta clase de reservas se incluyen:

- a) Areas consideradas no económicas en el momento de efectuar el cálculo de reservas correspondiente.
- b) Areas donde existan estructuras geológicas que tengan la posibilidad de contener acumulaciones de hidrocarburos.
- c) Yacimientos donde no exista la certeza de que el resultado de la perforación de pozos adicionales, fuera del área probada de los mismos, sea positivo.

Reservas primarias y convencionales. Son las reservas que son producidas por el

mecanismo de empuje natural de los yacimientos y que pueden incluir levantamiento artificial en los pozos.

Reservas posibles. Son aquellas reservas a las que no puede asignarse una probabilidad objetiva de su existencia. Son generalmente en base a la existencia de estructuras comprobadas en el área y a información obtenida de áreas o regiones vecinas.

Reservas potenciales. Son aquellas, calculadas en base a la existencia comprobadas a través de estudios geológicos y geoquímicos de rocas madre, rocas almacén, y madurez de la cuenca.

Debe observarse que el monto de las reservas, depende en última instancia de factores económicos tales como el precio de venta de los hidrocarburos y los costos de producción. Obviamente, los costos, dependen de las características de los yacimientos tales como profundidad, tamaño, productividad, permeabilidad, espesor etc, de los reservorios.

Reservas probables. Son aquellas reservas que resultan de extrapolaciones y correlaciones efectuadas en base a la información obtenida de los pozos; siendo su grado de certeza inferior al 85%. Sin embargo, si el grado de certeza fuese superior al 85%, estas reservas pueden considerarse como probadas.

Reservas probadas. Es el volumen de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de la información geológica y de reservorios, presenta una razonable certeza de ser recuperada en el futuro, bajo las condiciones económicas y técnicas actuales.

Las reservas probadas en sentido estricto corresponden a aquellas reservas contenidas en el área de drenaje de los pozos . El grado de certeza para este tipo de reservas es el orden del 85% o más. Esto significa que se estiman las reservas probadas por ejemplo en 100 MMBLS de petróleo, el error máximo que se pudiera cometer es de 15 MMBLS.

También significa que si se ha construido la curva de probabilidad acumulada de las reservas, el valor de las reservas probadas corresponde a las reservas para las cuales la probabilidad acumulada es igual al 85%.

En esta categoría de reservas se incluyen:

- a) Reservas existentes en áreas que hayan sido delimitadas por medio de pozos.
- b) Reservas que pueden detenerse de aquellas localizaciones adyacentes a las perforadas, siempre que no exista duda acerca de su productividad .
- c) Reservas que pueden obtenerse de las localizaciones aún no perforadas.
- d) Reservas que provengan de yacimientos en los cuales se hayan efectuado pruebas de producción y que para ser explotadas económicamente solo sea necesario una inversión moderada.
- e) Reservas provenientes de instalaciones de recuperación adicionales (tales como inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión).

Reservas probadas desarrolladas. Son las que pueden ser recuperadas a través de los pozos disponibles con los equipos y condiciones operacionales existentes. Las reservas probadas desarrolladas incluyen tanto a las reservas probadas desarrolladas

en producción como a las reservas probadas sin producir.

El volumen adicional de hidrocarburos que se obtendría por la aplicación de técnicas de recuperación mejorada, son consideradas como reservas probadas desarrolladas solo que una vez los resultados de un proyecto piloto o bien de la puesta en marcha de las actividades de recuperación mejorada hayan confirmado con producción que se ha logrado el incremento de tales reservas.

Reservas probadas no desarrolladas. Son las reservas que se espera recuperar en áreas que actualmente no están perforadas o drenadas a través de nuevos pozos, o a través de los pozos existentes que para el efecto deberán ser completados mediante inversiones adicionales.

Reservas probadas no sometidas a explotación. Están representadas por el volumen de hidrocarburos que se obtiene de restar del monto de las reservas recuperables, el de las reservas sometidas a explotación.

Reservas remanentes recuperables. Es el volumen recuperable que no se ha extraído de los yacimientos y en la práctica resultan de restar del volumen calculado como recuperable, el volumen de reservas extraídas.

Reservas semiprobadas de hidrocarburos. Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que de acuerdo con los estudios geológicos y de yacimientos aplicables, podrían estimarse como recuperables, tomando en cuenta las condiciones económicas y técnicas prevalecientes en el momento de realizar la estimación.

En este tipo de reservas se incluyen:

- a) Volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse en yacimientos en cuyos pozos no se han realizado pruebas de producción, pero donde existe la certeza de encontrar una producción comercial.
- b) Volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse en yacimientos donde existe la certeza de que el resultado de la perforación de pozos adicionales, fuera de área probada por medio de pozos ya contemplados podría tener buen éxito.
- c) Volúmenes de hidrocarburos que de acuerdo con estudios efectuados, podrían explotarse en yacimientos probados si se los aplicara en el futuro procedimientos de recuperación adicional.

Revisiones. Son los cambios positivos o negativos que deben aplicarse al cómputo de las reservas probadas cuando se hallen nuevos valores debidamente comprobados de los datos básicos requeridos para el cálculo de las reservas de cualquier yacimiento.

Roca almacén. Son las trampas estructurales o estratigráficas.

Roca madre. Son las rocas sedimentarias en las cuales se formaron u originaron los hidrocarburos.

Saturación crítica del petróleo. Es la saturación mínima del petróleo en un reservorio a la cual comienza a fluir y su valor es al rededor del 15%.

Sedimentos básicos y agua. (BS&W) Están constituidos por las impurezas sólidas y el agua que acompañan al petróleo crudo producido. La mayor parte de estos sedimentos y agua deben ser separados del petróleo antes de que este sea

transportado. El porcentaje máximo que se acepta antes de ser bombeado es generalmente del 1%.

Separación instantánea. (Flash separation) Se define como el proceso de separación continuo en varias etapas por el cual el gas se separa de un petróleo de yacimiento a presión y temperatura menores que las existentes en el yacimiento.

Servicio de pozos. Consiste en el mantenimiento y reparación de un pozo productor, en el equipo de subsuelo de pozo, tales como equipo de bombeo, válvulas de gas lift, empaques etc.

Tasa de abandono. Es la tasa de producción de petróleo más baja a la que puede operar económicamente un pozo; el pozo debe ser abandonado o cerrado.

Tasa máxima de eficiencia. (Maximum efficient rate) Es la tasa máxima de producción de un yacimiento que permite mantener el factor máximo de recuperación económica. La tasa máxima de eficiencia, permite alcanzar la mínima saturación de petróleo cuando el yacimiento es abandonado. Una producción muy alta, que la tasa máxima de eficiencia no solo deja petróleo en el yacimiento sin recuperar sino que desperdicia la energía del yacimiento. La tasa máxima expresada en barriles está generalmente entre el 3-8% de Las reservas existentes a inicios de año. A la tasa máxima de eficiencia también se le denomina tasa máxima de recuperación económica (Maximum economic recovery).

Tasa máxima permisible. (Maximum permissible rate) Es una tasa de producción determinada en base a la tasa máxima de eficiencia y la demanda del petróleo.

Terminación a hueco abierto. Es el tipo de terminación de un pozo, donde no se coloca tubería de revestimiento a la zona productora de petróleo es decir, que las paredes de dicha zona permanecen descubiertas.

Trampas estructurales. Son las estructuras capaces de almacenar hidrocarburos.

Trampas estratigráficas. Son las formaciones rocosas que gracias a sus características petrofísicas y las de las formaciones vecinas les permiten almacenar hidrocarburos tales como los lentes areniscos, acuíferos.

Yacimiento de petróleo. Es un depósito independiente de hidrocarburos dentro de un campo petrolero. Cuando una trampa estructural o estratigráfica contiene petróleo, se denomina yacimiento o reservorio de petróleo.

Yacimiento de gas. Cuando una trampa estructural o estratigráfica contiene hidrocarburos que en condiciones estándar (14.7 psi y 60° F) estaría en fase gaseosa, se denomina yacimiento o reservorio de gas.

REFERENCIAS

- Astete, Ernesto (1992) Petróleo pesado. Quito. Proyecto de desarrollo de recursos humanos Ecuador-Canadá.
- Bazaraa, Mokhtar S. (1980) Linear Programming and Network Flows. New York. Prentice Hall.
- Casas, J., (1982) Curso de economía. Madrid, editorial J. Casas
- CONSULTOIL, (1983) Explotación de crudos pesados. Caracas. CONSULTOIL.
- Craft, B. (1968) Ingeniería Aplicada de yacimientos petrolíferos. Madrid. Editorial Tecnos.
- Erikson, Warren, (1986) CMMS Computer Models for Management Science. {programa de computador}.
- FIPETROL, (1989) Proyecto Pungarayacu. Quito. FIPETROL
- Guerra, Jaime, (1996) Incremento de la producción de petróleo pesado a la producción nacional. su efecto. Tesis de maestría no publicada.
- Hart's Petroleum Engineer International, (1995) Simple PC Program Plans Extended Reach, Horizontal Wells. Petroleum Engineer International. april 95, p. 29-35
- Hart's Petroleum Engineer International, (1994) Designing And Drilling Extended Reach Wells. Petroleum Engineer International. november 94, part 1. p. 17-22
- Hart's Petroleum Engineer International, (1995) Designing And Drilling Extended Reach Wells. Petroleum Engineer International. january 95, part 2. p. 35-41
- Hart's Petroleum Engineer International, (1995) Designing And Drilling Extended Reach Wells. Petroleum Engineer International. february 95, part 3. p. 41-44
- Hart's Petroleum Engineer International, (1995) Designing And Drilling Extended Reach Wells. Petroleum Engineer International. march 95, part 4. p. 56-60
- Hart's Petroleum Engineer International, (1995) Designing And Drilling Extended Reach Wells. Petroleum Engineer International. april 95, part 5. p. 42-45

- Hart's Petroleum Engineer International, (1997) Using The Bootstrap Method To Obtain Probabilistic Reserves Estimates From Production Data. Petroleum Enginner International. september 97, p. 55-59
- Hart's Petroleum Engineer International, (1997) Horizontal drilling, reservoir development, completion engineering, sand control and well testing in horizontal wells. Petroleum Enginner International. november 97, p. 49-80
- Hevia, J., (1991) España Económica, No. 728, abril 1991
- Horngren, Charles (1980) Contabilidad de costos: Un enfoque de gerencia. Bogotá. Carvajal S. A. Prentice/Hall Internacional.
- IFP-BEICIP, (1988) Heavy oils in Ecuador. Quito. IFP
- Mariño, Emilio (1998) Producción de crudos pesados. Quito. Gupicema.
- OLADE, (1996) Estadísticas e indicadores económico-energéticos de América Latina y el Caribe. OLADE.
- PennWell Publishing Company, (1998) Oposición al combustible de base bituminosa para calderas, Orimulsion. Oil & Gas journal, revista Latinoamericana. marzo/abril 1998, p. 40-44.
- PennWell Publishing Company, (1997) Exito de YPF en el contensioso Bloque 16, Ecuador. Oil & Gas journal, revista Latinoamericana. octubre 1997, p. 64-67.
- PennWell Publishing Company, (1998) Negocia con organizaciones indígenas ecuatorianas la Comisión Técnica Ambiental de ARCO. Oil & Gas journal, revista Latinoamericana. enero/febrero 1998, p. 44-41.
- PETROECUADOR, (1998) Petroecuador: cifras en 1997. Sintesis. abril 1998
- PETROECUADOR, (1995) Crudos pesados: Ambicioso proyecto de Petroproducción. Sintesis. febrero 1995.
- PETROECUADOR, (1997) ITTI: El proyecto y su potencial. Sintesis. octubre 1997.
- PETROECUADOR, (1998) Cifras petroleras, boletin informativo. Publicación mensual de la Unidad de Planificación Corporativa de Petroecuador.

- PETROECUADOR, (1996) Informe anual. Publicación anual de Petroecuador
- PETROPRODUCCION, (1998) El ITTI un proyecto de prioridad nacional. En crudo. marzo 1998
- PETROPRODUCCION, (1993) Estimación de reservas primarias de petróleo. Día del trabajador petrolero ecuatoriano. diciembre 1993.
- PETROPRODUCCION, (1998) Noticias- Huillay-Ubetidiqui-News. Publicación quincenal de Petroproducción.
- PETROPRODUCCION, (1990) Estudios del Departamento de Yacimientos de la Subgerencia de Exploración y Desarrollo. Quito.
- Prawda, J. (1980) Investigación de operaciones. Mexico. Limusa
- Pirson, S. (1965) Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Barcelona. Ediciones Omega.
- Rodríguez, Segundo (1995) Investigación operativa: Programación lineal. Quito. Editorial Universitaria.
- Sepúlveda, Jose (1996) Yacimientos de crudos pesados. Quito. Fipetrol Tec Latinoamericana.
- Schulumberger, (1972) Interpretación de perfiles. Volumen I. New York. Schulumberger Limited.
- Schulumberger, (1974) Log interpretation. Volume II. New York. Schulumberger Limited.
- Vega, Celio (1994) Evaluación económica de un proyecto de exploración y explotación de petróleo. Quito. No publicado.

ANEXO 01

Perforación Horizontal

- Diagrama de perforación horizontal
- Programa BASIC para el cálculo de la trayectoria de una perforación horizontal
- Resultados del programa

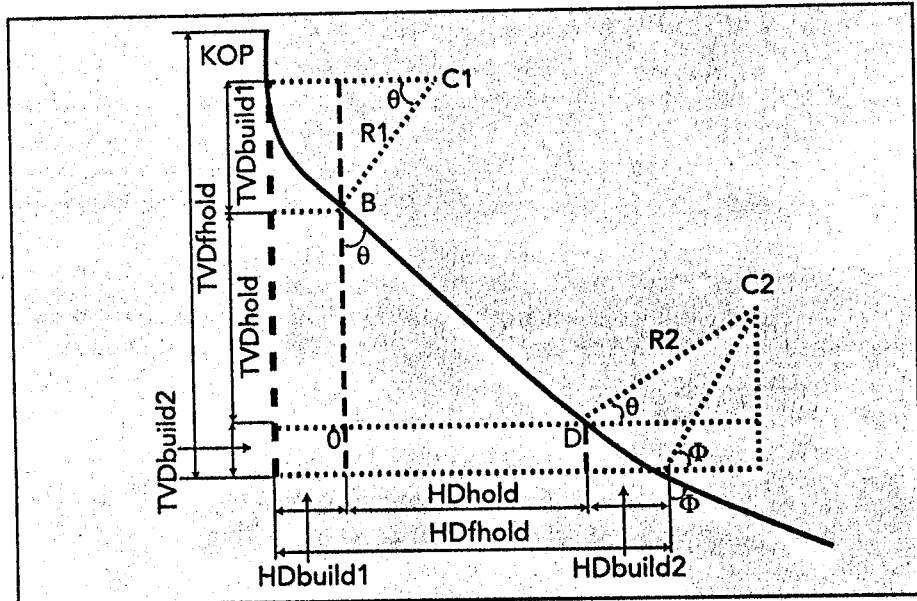


Fig. 1. Extended reach wells are defined as having 60° to 70° of final hold angle. The near-horizontal well is similar, with a final hold angle of greater than 80° .

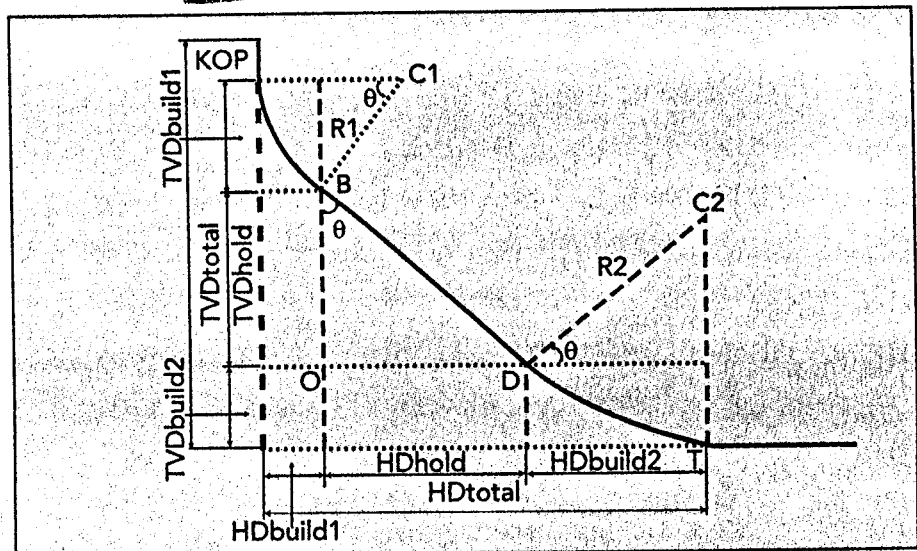


Fig. 2. Horizontal wells have final hold angles of 90° . Equations used in the program are derived from this well's distances and angles, plus those shown in Fig. 1.

90 ANEXO 01

100 Ecuaciones para el calculo de la trayectoria

- 110 ' = Hdbuild + HDhold + HDbuild2 (1)
- 120 'HDfhold = KOP + TVDbuild1 + TVDhold + tvdbuild2 (2)
- 130 'TVDfhold = TVDbuild1 + TVDhold + TVDbuild2 (3)
- 140 'TVDdelta = HDhold/TVDhold (4)
- 150 'Tan(@) = HDhold/tan(@) (5)
- 160 'TVDhold = R1[1 - cos(@)] (6)
- 170 'HDbuild1 = R1[sin(@)] (7)
- 180 'TVDbuild1 = R2[sin(o) - sin(@)] (8)
- 190 'TVDbuild2 = R2[cos(@) - cos(o)] (9)
- 200 'HDbuild2 = R1 sin(@) + HDhold/tan(@) + R2(sin(o) - sin(@)) (10)
- 210 'TVDdelta = (R1 - R2)sin(@) + R2sin(o) + [(Hdfhold - HDbuild - HDbuild2)/tan(@)] (11)
- 220 ' = (R1 - R2)sin(@) + R2sin(o) + {HDfhold - R1[1 - cos(@)] - R2cos(@) + R2cos(o)}/tan(@) (12)
- 230 ' TVDdelta[tan(@)]=(R1-R2)sin(@)tan(@) + R2sin(o)tan(@) + HDfhold - R1[1 - cos(@)] - R2cos(@) + R2cos(o) (13)
- 240 ' = (R1 - R2)[sin(@) + cos(@)]/cos(@) - R1 + R2[cos(o) + sin(o)tan(@)] + HDfhold (14)
- 250 ' = [(R1 - R2)/cos(@)] - R1 + R2[cos(o) + sin(o)tan(@)] + HDfhold (15)
- 260 'DELTAerror = (R1 - R2)/cos(@) - R1 + R2[cos(o) + sin(o)tan(@)] + HDfhold - TVDdelta[tan(@)] (16)
- 270 ' HDfhold - TVDdelta[tan(@)]

350 Nomenclatura

- 360 ' = Final hold horizontal displacement
- 370 'HDfhold = Horizontal displacement in first build section
- 380 'HDbuild1 = Horizontal displacement in hold section
- 390 'HDhold = Horizontal displacement in second build section
- 400 'HDbuild2 = Kick-off-point depth
- 410 'KOP = Final hold true vertical depth from surface to final hold point
- 420 'TVDfhold = True vertical depth in first build section
- 430 ' = True vertical depth in hold section
- 440 'TVDbuild1 = True vertical depth in second build section
- 450 'TVDhold = True vertical depth from kick-off-point to final hold point or target
- 460 'TVDbuild2 = Error value in TVDdelta calculation = 0
- 470 'TVDdelta = Radius of curvature of first build section
- 480 ' = Radius of curvature of second build section
- 490 'DELTAerror = Build-up or inclination angle
- 500 'R1 = Final hold angle
- 510 'R2
- 520 '@
- 530 'o

890 CLS

900 PRINT "WELL TYPE CODE"

910 PRINT

920 PRINT "EXTENDED REACH 0"

930 PRINT "HORIZONTAL 1"

940 PRINT "NEAR HORIZONTAL 2"

950 PRINT

960 'CONST PI = 3.1415926541#

970 PI# = 3.1415926541#


```

980 '----- SECCION DE ENTRADA DE DATOS -----
1000 INPUT "WELL NAME      :",WELLNAMES$
1010 INPUT "WELL TYPE CODE :",WELL
1020 INPUT "FINAL HOLD TVD OF WELL (FT) : ",TVDFHOLD#
1030 INPUT "FINAL HOLD HORIZONTAL DISPLACEMENT OF WELL (FT) : ",HDFHOLD#
1040 INPUT "KICK OFF POINT (FT) : ",KOP#
1050 IF KOP# > TVDFHOLD# THEN PRINT "ERROR IN INPUT OF KOP, " : END
1060 IF WELL = 0 THEN WELLTYPE$ = "EXTENDED REACH WELL"
1070 IF WELL = 1 THEN WELLTYPE$ = "HORIZONTAL WELL"
1080 IF WELL = 2 THEN WELLTYPE$ = "NEAR HORIZONTAL WELL"
1100 ' STOP
1110 'END IF
1120 'IF WELLTYPE$ = "EXTENDED REACH WELL" THEN
1130 IF WELL > 0 GOTO 1220
1140 INPUT "FIRST BUILD RATE [DEG/100 FT]: ",A1#
1150 INPUT "SECOND BUILD [DEG/100 FT]: ",A2#
1160 INPUT "FINAL HOLD ANGLE [DEGREES]: ",A3#
1170 R1# = (180 / PI#) * (100 / A1#)
1180 R2# = (180 / PI#) * (100 / A2#)
1190 PHAI# = (PI# / 180) * A3#
1200 'END IF
1205 GOTO 1400
1210 'IF WELLTYPE$ = "HORIZONTAL WELL" THEN
1220 IF WELL > 1 GOTO 1310
1230 INPUT "FIRST BUILD RATE [DEG/100 FT]: ",A1#
1240 INPUT "SECOND BUILD RATE [DEG/100 FT]: ",A2#
1250 R1# = (180 / PI#) * (100 / A1#)
1260 R2# = (180 / PI#) * (100 / A2#)
1270 A3# = 90
1280 PHAI# = (PI# / 180) * A3#
1290 'END IF
1295 GOTO 1400
1300 'IF WELLTYPE$ = "NEAR HORIZONTAL WELL" THEN
1310 IF WELL > 2 GOTO 1400
1320 INPUT "FIRST BUILD RATE [DEG/100 FT]: ",A1#
1330 INPUT "SECOND RATE [DEG/100 FT]: ",A2#
1340 INPUT "FINAL HOLD ANGLE [DEGREES]: ",A3#
1350 R1# = (180 / PI#) * (100 / A1#)
1360 R2# = (180 / PI#) * (100 / A2#)
1370 PHAI# = (PI# / 180) * A3#
1380 'END IF
1390 '----- CALCULO -----
1400 TVDDELTA# = TVDFHOLD# - KOP# 'FIND THE TVDFHOLD MINUS
1410 '          THE KOP
1420 TOPTHETA# = PI# / 2 'USE 90 DEGRESS AS TOP GUESS
1430 BOTTOMTHETA# = 0 'USE 0 DEGRESS AS BOTTOM GUESS
1440 THETA# = ATN(HDFHOLD# / TVDDELTA#) 'ESTIMATE THE ANGLE
1450 I = 0
1460 'DO
1470 'FOR I = 0 TO 10000
1480 DELSMALL# = ((R1# - R2#) / COS(THETA#)) - R1# + (R2# * (COS(PHAI#) + (SIN(PHAI#)
* TAN(THETA#))) + HDFHOLD# - (TVDDELTA# * TAN(THETA#))
1490 'IF DELSMALL# > 0 THEN
1500 IF DELSMALL# <= 0 GOTO 1550
1510 BOTTOMTHETA# = THETA#

```

```

1520 THETA# = (THETA# + TOPTHETA#) / 2
1530 'END IF
1540 'IF DELSMALL# < 0 THEN
1550 IF DELSMALL# => 0 GOTO 1600
1560 TOPTHETA# = THETA#
1570 THETA# = (THETA# + BOTTOMTHETA#) / 2
1580 'END IF
1590 'IF (I > 10000) THEN STOP
1600 IF I > 10000 THEN 1670
1610 I = I + 1
1620 'LOOP UNTIL ABS(DELSMALL#) < .00001 'PRESICION DESEADA
1630 IF ABS(DELSMALL#) > .00001 GOTO 1480 'PRESICION DESEADA
1640 IF THETA# > PHAI# THEN PRINT "ERROR EN PHAI#" : END
1650 'STOP
1660 'END IF
1665 'NEXT I
1670 MDBUILD1# = R1# * THETA#
1680 TVDBUILD1# = R1# * SIN(THETA#)
1690 TVDBUILD2# = R2# * (SIN(PHAI#) - SIN(THETA#))
1700 TVDHOLD# = TVDFHOLD# - KOP# - TVDBUILD1# - TVDBUILD2#
1710 MDHOLD# = TVDHOLD# / COS(THETA#)
1720 MDBUILD2# = R2# * (PHAI# - THETA#)
1730 ANGLE# = (THETA# * 1 / (PI# / 180))
1740 '----- OUTPUT EN PANTALLA -----
2000 PRINT
2010 PRINT "WELL NAME :", WELLNAME$
2020 PRINT "WELL TYPE :", WELLTYPE$
2030 PRINT
2040 PRINT "----- DATOS DE ENTRADA -----"
2050 PRINT
2060 PRINT "FINAL HOLD TVD OF WELL (FT): ", TVDFHOLD#
2070 PRINT "FINAL HOLD HORIZONTAL DISPLACEMENT OFF WELL (FT): ", HDFHOLD#
2080 PRINT "KICK OFF POINT (FT): ", KOP#
2090 PRINT "FIRST RATE OF BUILD (DEG/100 FT): ", A1#
2100 PRINT "SECOND RATE OF BUILD (DEG/100 FT): ", A2#
2110 PRINT "FINAL HOLD ANGLE (DEGREE): ", A3#
2120 PRINT
2130 PRINT "----- FIRST BUILD SECTION INFO -----"
2140 PRINT
2150 PRINT "KICK OFF POINT", KOP#, "FEET"
2160 PRINT "RATE OF BUILD1", A1#, "DEGREES/100FT"
2170 PRINT "ANGLE", ANGLE#, "DEGREES"
2180 PRINT "MEASURED DEPTH OF BUILD1", MDBUILD1#, "FEET"
2190 PRINT "TVDBUILD1", TVDBUILD1#, "FEET"
2200 PRINT "DISPLACEMENT BUILD1", R1# * (1 - COS(THETA#)), "FEET"
2210 PRINT "TVD", TVDBUILD1# + KOP#, "FEET"
2220 PRINT "TOTAL MEASURED DEPTH", MDBUILD1# + KOP#, "FEET"
2230 PRINT
2240 PRINT "----- HOLD WELL INFO -----"
2250 PRINT
2260 PRINT "ANGLE", ANGLE#, "DEGREES"
2270 PRINT "TVDHOLD", TVDHOLD#, "FEET"
2280 PRINT "DISPLACEMENT HOLD", TVDHOLD# * TAN(THETA#), "FEET"
2290 PRINT "MEASURED DEPTH HOLD", MDHOLD#, "FEET"
2300 PRINT "TVD TO END OF HOLD", TVDHOLD# + TVDBUILD1# + KOP#, "FEET"

```

```

2310 PRINT "TOTAL MD TO END OF HOLD", MDHOLD# + MDBUILD1# + KOP#, "FEET"
2320 PRINT
2330 PRINT "----- SECOND BUILD SECTION INFO-----"
2340 PRINT
2350 PRINT "RATE OF BUILD2", A2#, "DEGREES/100 FT"
2360 PRINT "BUILD ANGLE", ANGLE#, "DEGREES"
2370 PRINT "FINAL HOLD ANGLE", A3#, "DEGREES"
2380 PRINT "MD START BUILD2", KOP# + MDBUILD1# + MDHOLD#, "FEET"
2390 PRINT "TVD START BUILD2", TVDHOLD# + TVDBUILD1# + KOP#, "FEET"
2400 PRINT "MEASURED DEPTH BUILD2", MDBUILD2#, "FEET"
2410 PRINT "DISPLACEMENT BUILD2", R2# * (COS(THETA#) - COS(PHAI#)), "FEET"
2420 PRINT
2430 PRINT "----- TOTAL WELL INFO-----"
2440 PRINT
2450 PRINT "KOP", KOP#, "FEET"
2460 PRINT "MD BUILD2 POINT", MDHOLD# + MDBUILD1# + KOP#, "FEET"
2470 PRINT "FINAL HOLD MEASURED DEPTH", KOP# + MDBUILD1# +
MDHOLD# + MDBUILD2#, "FEET"
2480 PRINT "FINAL HOLD HD", TVDHOLD# * TAN(THETA#) + R1# * (1 - COS(THETA#)) +
R2# * (COS(THETA#) - COS(PHAI#)), "FEET"
2490 PRINT "FINAL HOLD TVD", TVDHOLD# + TVDBUILD1# + KOP# + TVDBUILD2#, "FEET"
2500 PRINT
2510 INPUT "WOULD YOU LIKE A PRINT OUT [Y/N] ", ANSWERS$
2520 IF (ANSWERS$ = "N") OR (ANSWERS$ = "n") GOTO 3510
3000 LPRINT
3010 LPRINT "WELL NAME :", WELLNAMES$
3020 LPRINT "WELL TYPE :", WELLTYPES$
3030 LPRINT
3040 LPRINT "----- DATOS DE ENTRADA -----"
3050 LPRINT
3060 LPRINT "FINAL HOLD TVD OF WELL (FT): ", TVDFHOLD#
3070 LPRINT "FINAL HOLD HORIZONTAL DISPLACEMENT OFF WELL (FT): ", HDFHOLD#
3080 LPRINT "KICK OFF POINT (FT): ", KOP#
3090 LPRINT "FIRST RATE OF BUILD (DEG/100 FT): ", A1#
3100 LPRINT "SECOND RATE OF BUILD (DEG/100 FT): ", A2#
3110 LPRINT "FINAL HOLD ANGLE (DEGREE): ", A3#
3120 LPRINT
3130 LPRINT "----- FIRST BUILD SECTION INFO -----"
3140 LPRINT
3150 LPRINT "KICK OFF POINT", KOP#, "FEET"
3160 LPRINT "RATE OF BUILD1", A1#, "DEGREES/100FT"
3170 LPRINT "ANGLE", ANGLE#, "DEGREES"
3180 LPRINT "MEASURED DEPTH OF BUILD1", MDBUILD1#, "FEET"
3190 LPRINT "TVDBUILD1", TVDBUILD1#, "FEET"
3200 LPRINT "DISPLACEMENT BUILD1", R1# * (1 - COS(THETA#)), "FEET"
3210 LPRINT "TVD", TVDBUILD1# + KOP#, "FEET"
3220 LPRINT "TOTAL MEASURED DEPTH", MDBUILD1# + KOP#, "FEET"
3230 LPRINT
3240 LPRINT "----- HOLD WELL INFO -----"
3250 LPRINT
3260 LPRINT "ANGLE", ANGLE#, "DEGREES"
3270 LPRINT "TVDHOLD", TVDHOLD#, "FEET"
3280 LPRINT "DISPLACEMENT HOLD", TVDHOLD# * TAN(THETA#), "FEET"
3290 LPRINT "MEASURED DEPTH HOLD", MDHOLD#, "FEET"
3300 LPRINT "TVD TO END OF HOLD", TVDHOLD# + TVDBUILD1# + KOP#, "FEET"

```

3310 LPRINT "TOTAL MD TO END OF HOLD", MDHOLD# + MDBUILD1# + KOP#, "FEET"
3320 LPRINT
3330 LPRINT "----- SECOND BUILD SECTION INFO-----"
3340 LPRINT
3350 LPRINT "RATE OF BUILD2", A2#, , "DEGREES/100 FT"
3360 LPRINT "BUILD ANGLE", ,ANGLE#, "DEGREES"
3370 LPRINT "FINAL HOLD ANGLE", A3#, , "DEGREES"
3380 LPRINT "MD START BUILD2", KOP# + MDBUILD1# + MDHOLD#, "FEET"
3390 LPRINT "TVD START BUILD2", TVDHOLD# + TVDBUILD1# + KOP#, "FEET"
3400 LPRINT "MEASURED DEPTH BUILD2", MDBUILD2#, "FEET"
3410 LPRINT "DISPLACEMENT BUILD2", R2# * (COS(THETA#) - COS(PHAI#)), "FEET"
3420 LPRINT
3430 LPRINT "----- TOTAL WELL INFO-----"
3440 LPRINT
3450 LPRINT "KOP", , KOP#, , "FEET"
3460 LPRINT "MD BUILD2 POINT", MDHOLD# + MDBUILD1# + KOP#, "FEET"
3470 LPRINT "FINAL HOLD MEASURED DEPTH",KOP#+MDBUILD1#+
MDHOLD#+MDBUILD2#,"FEET"
3480 LPRINT "FINAL HOLD HD", , TVDHOLD# * TAN(THETA#) + R1# * (1 -COS(THETA#)) +
R2# * (COS(THETA#) - COS(PHAI#)), "FEET"
3490 LPRINT "FINAL HOLD TVD", TVDHOLD# + TVDBUILD1# + KOP# + TVDBUILD2# , "FEET"
3500 LPRINT
3510 END

□

WELL NAME : 100
 WELL TYPE : HORIZONTAL WELL

----- DATOS DE ENTRADA -----

PRODUCCION (FT): 6500
 INITIAL DISPLACEMENT OFF WELL (FT): 4000
 KICK OFF POINT (FT): 400
 FIRST RATE OF BUILD (DEG/100 FT): 6
 SECOND RATE OF BUILD (DEG/100 FT): 5
 FINAL HOLD ANGLE (DEGREE): 90

----- FIRST BUILD SECTION INFO -----

KICK OFF POINT 400 FEET
 RATE OF BUILD1 6 DEGREES/100FT
 ANGLE 29.69520534583891 DEGREES
 MEASURED DEPTH OF BUILD1 474.9200870773152 FEET
 TVDBUILD1 473.0587310835273 FEET
 DISPLACEMENT BUILD1 125.4080218836188 FEET
 TVD 473.0587310835273 FEET
 TOTAL MEASURED DEPTH 894.9200870773152 FEET

HOLD WELL INFO

ANGLE 29.69520534583891 DEGREES
 TVDHOLD 5048.67615614116 FEET
 DISPLACEMENT HOLD 2879.165105357092 FEET
 MEASURED DEPTH HOLD 5811.963767453699 FEET
 TVD TO END OF HOLD 5721.754887224687 FEET
 TOTAL MD TO END OF HOLD 6706.883856551014 FEET

SECOND BUILD SECTION INFO

RATE OF BUILD2 5 DEGREES/100 FT
 BUILD ANGLE 29.69520534583891 DEGREES
 FINAL HOLD ANGLE 90 DEGREES
 MD START BUILD2 6706.883856551014 FEET
 TVD START BUILD2 5721.754887224687 FEET
 MEASURED DEPTH BUILD2 1206.095893083222 FEET
 DISPLACEMENT BUILD2 995.4240321170945 FEET

----- TOTAL WELL INFO -----

KOP 400 FEET
 MD BUILD2 POINT 6706.883856551014 FEET
 FINAL HOLD MEASURED DEPTH 7912.779749634236 FEET
 FINAL HOLD MD 3979.979159587803 FEET
 FINAL HOLD TVD 6500 FEET



EXTENDED REACH WELL

----- DATOS DE ENTRADA -----

PRODUCCION (FT): 9000
 FILIAL: ~~ADNAP~~ ~~PRO~~ ~~DE~~ ~~CO~~ ~~NO~~ ~~NA~~ ~~DISPLACEMENT OFF WELL (FT): 15000
 KICK OFF POINT (FT): 1000.
 FIRST RATE OF BUILD (DEG/100 FT): 4
 SECOND RATE OF BUILD (DEG/100 FT): 3
 FINAL HOLD ANGLE (DEGREE): 70~~

----- FIRST BUILD SECTION INFO -----

KICK OFF POINT	1000	FEET
RATE OF BUILD1	4	DEGREES/100FT
ANGLE	64.66228537150682	DEGREES
MEASURED DEPTH OF BUILD1	1616.557134287671	FEET
TVDBUILD1	1294.599604602669	FEET
DISPLACEMENT BUILD1	819.3970478937526	FEET
TVD	2294.599604602669	FEET
TOTAL MEASURED DEPTH	2616.557134287671	FEET

----- HOLD WELL INFO -----

ANGLE	64.66228537150682	DEGREES
TVDHOLD	6636.852275399757	FEET
DISPLACEMENT HOLD	14016.47968990597	FEET
MEASURED DEPTH HOLD	15508.3692011624	FEET
TVD TO END OF HOLD	8931.461879991426	FEET
TOTAL MD TO END OF HOLD	18124.92633545007	FEET

----- SECOND BUILD SECTION INFO -----

RATE OF BUILD2	3	DEGREES/100 FT
BUILD ANGLE	64.66228537150682	DEGREES
FINAL HOLD ANGLE	70	DEGREES
MD START BUILD2	18124.92633545007	FEET
TVD START BUILD2	8931.461879991426	FEET
MEASURED DEPTH BUILD2	177.9238209497727	FEET
DISPLACEMENT BUILD2	164.1195419544562	FEET

----- TOTAL WELL INFO -----

KOP	1000	FEET
MD BUILD2 POINT	18124.92633545007	FEET
FINAL HOLD MEASURED DEPTH	18302.85015639984	FEET
FINAL HOLD MD	14999.99627976412	FEET
FINAL HOLD TVD	9000	FEET

ANEXO 02

Completaciones típicas para crudos pesados

- **Figura 2. Completación típica de la CSV en la Costa Bolívar (Venezuela)**
- **Figura 3. Pozo equipado para inyección convencional de vapor**
- **Figura 4. Período de “cocinado” previo a la inyección**
- **Figura 5. Problema típico de distribución vertical de vapor**
- **Figura 6. Pozo inyector de vapor**
- **Figura 7. Completación para inyección continua**

COMPLETACION TIPICA DE LA CSV EN

LA COSTA BOLIVAR

ANEXO 02

TOPE DEL

CEMENTO

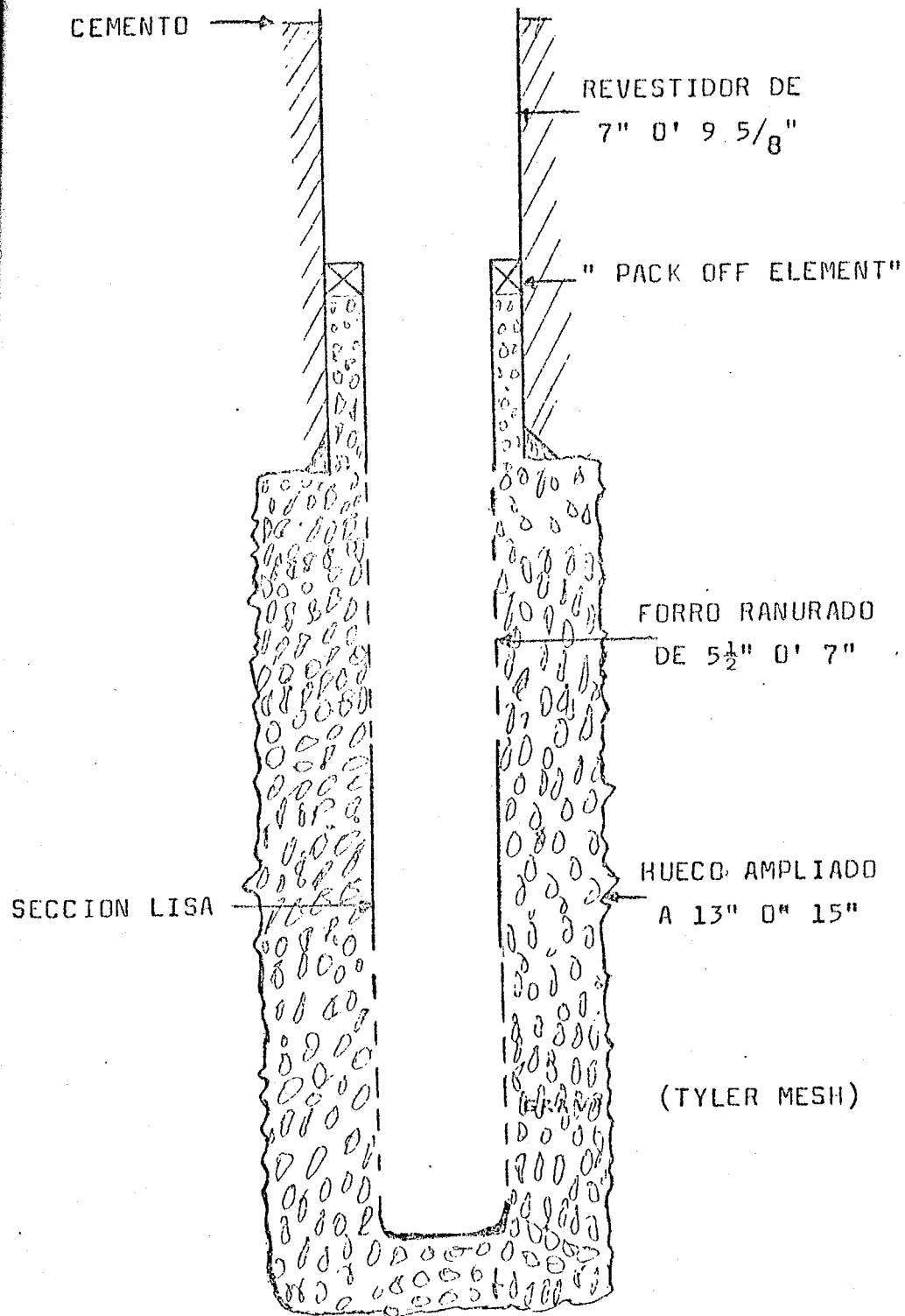


FIGURA Nº 2

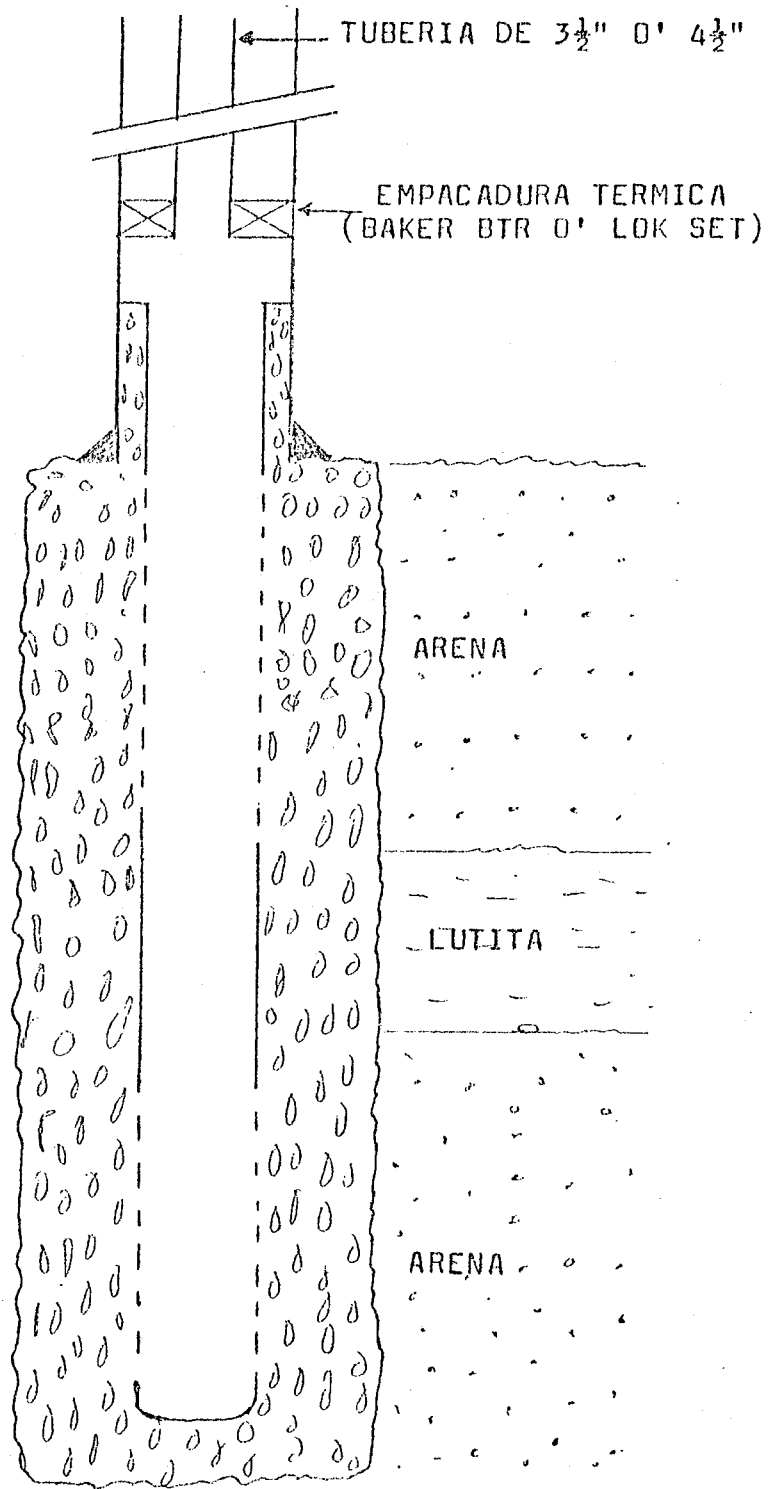


FIGURA Nº 3

PERIODO DE "COCCINADO" PREVIO A LA INYECCION

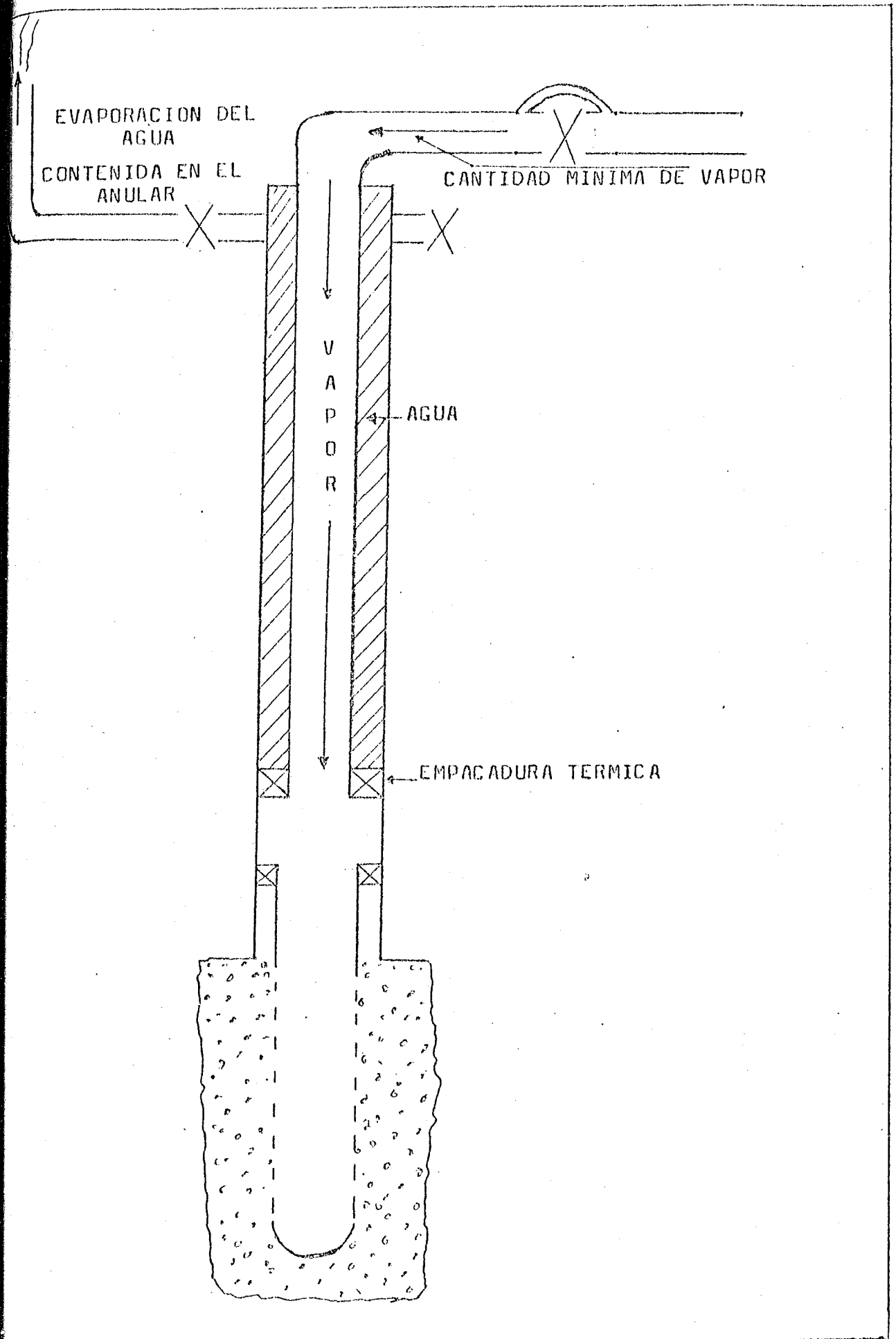


FIGURA Nº 4

PROBLEMA TIPICO DE DISTRIBUCION VERTICAL
DE VAPOR - TIA JUANA PRINCIPAL
(INYECCION CONVENCIONAL)

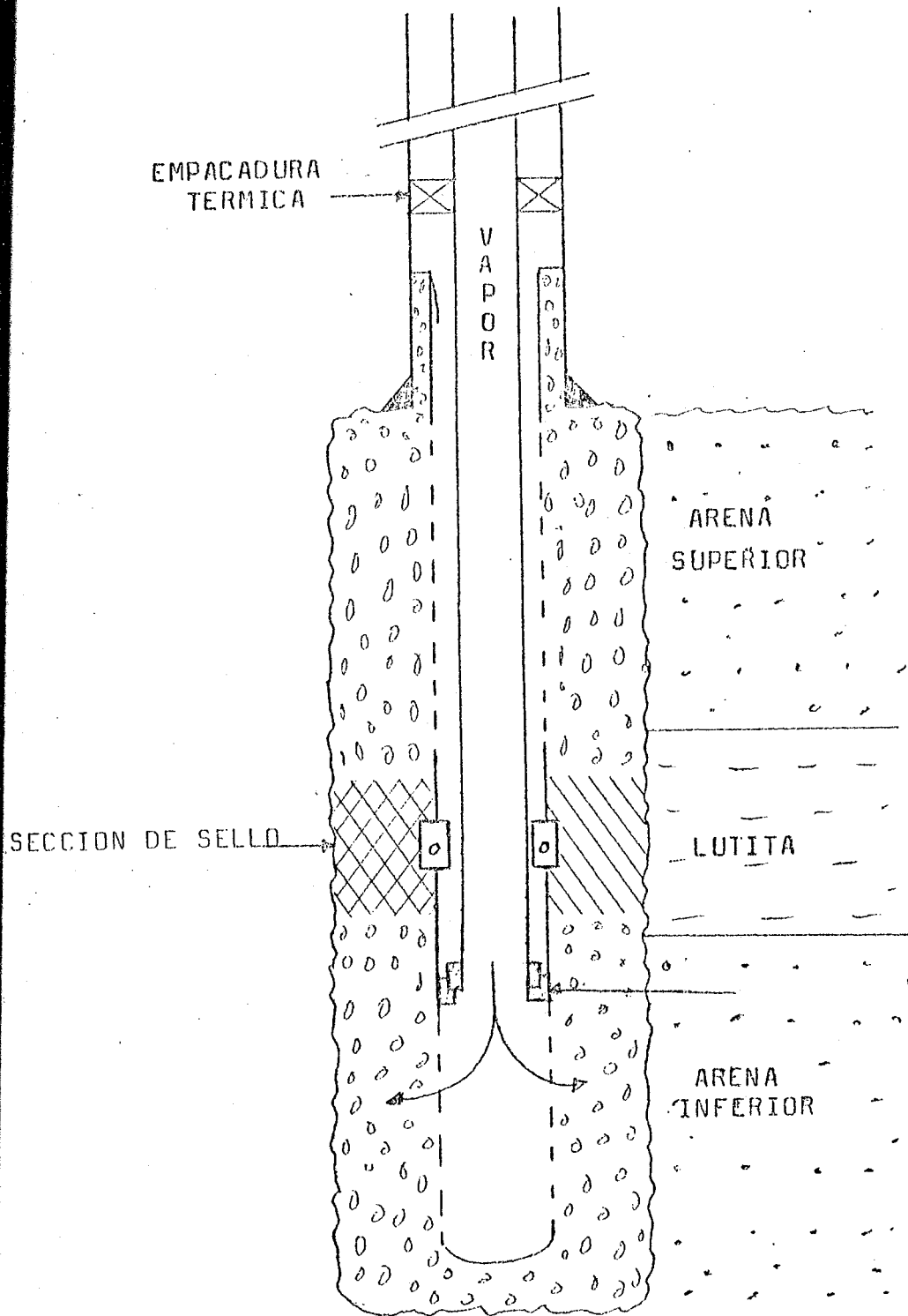


FIGURA Nº 5

POZO INYECTOR DE VAPOR CON
SARTA DE INYECCION/PRODUCCION

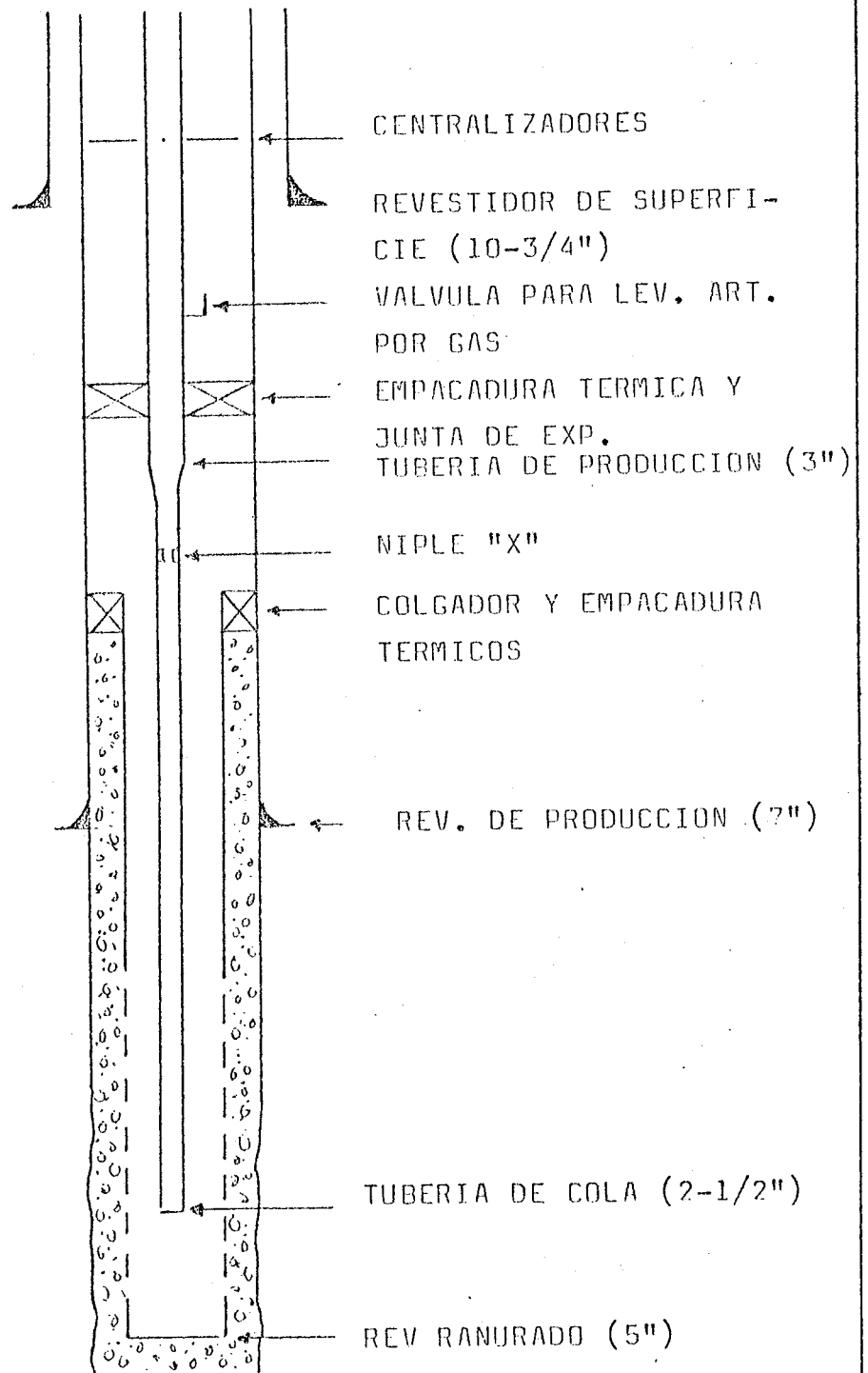


FIGURA Nº 6

COMPLETACION PARA INYECCION CONTINUA CON EXPANSION EN LA SUPERF.

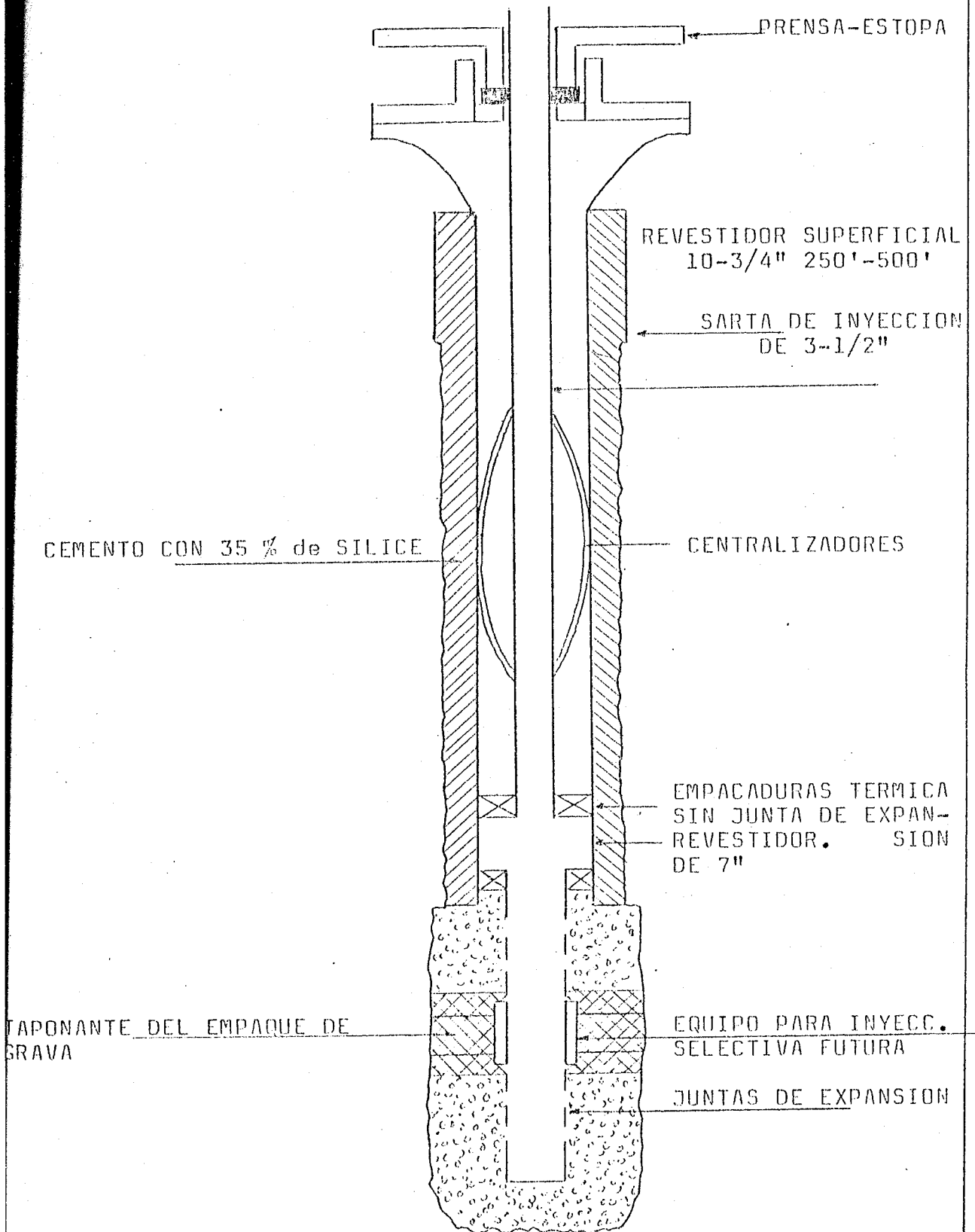


FIGURA Nº 7

ANEXO 03

Un problema ejemplo de redistribución de costos entre departamentos.

La disponibilidad actual de las hojas electrónicas en microcomputadores, permite soluciones fáciles, a continuación se presenta un procedimiento ejemplo para analizar los costos de cuatro departamentos, esto no es un caso real y requiere de más iteraciones que un problema real tomaría, pero utiliza el procedimiento correcto a seguirse.

Primero, esta distribución simple para 4 departamentos, demuestra como plantear las ecuaciones y obtener la solución.

A continuación el ejemplo se plantea utilizando la notación de las hojas electrónicas, esto es en filas y columnas.

Los costos totales incurridos por cada departamento se calcula con la suma de los cargos transferidos a él, por los otros departamentos, más sus propios cargos directos, entonces el costo total para el departamento A, se calcula con la siguiente ecuación:

Costo (B a A) + Costo (C a A) + Costo (D a A) + Costo Directo (A) = Cost Total (A)
Para simplificar los cálculos siguientes, la ecuación puede ser expresada como:
 $F(B,A) \times T(B) + F(C,A) \times T(C) + F(D,A) \times T(D) + CD(A) = T(A)$

Donde T representa el costo total del departamento nominado por las letras encerradas entre paréntesis. F representa el factor de distribución entre dos departamentos (el primer departamento mencionado es el originador de los costos y el segundo es el receptor), y CD representa los cargos directos de un departamento específico.

$$\begin{array}{r} F(A,B) \times T(B) + F(C,A) \times T(C) + F(D,A) \times T(D) + CD(A) = T(A) \\ F(A,B) \times T(A) + F(C,B) \times T(C) + F(D,B) \times T(D) + CD(B) = T(B) \\ F(A,C) \times T(A) + F(B,C) \times T(B) + F(D,C) \times T(D) + CD(C) = T(C) \\ F(A,D) \times T(A) + F(B,D) \times T(B) + F(C,D) \times T(C) + CD(D) = T(D) \end{array}$$

FIGURA 1: Esquema de las ecuaciones para el cálculo de los costos indirectos para cuatro departamentos.

Las ecuaciones en la figura 1 son usadas para calcular los costos indirectos para una redistribución entre cuatro departamentos. Porque un departamento no se distribuye los costos a si mismo, un espacio en blanco queda en cada línea (en la diagonal). Notesé la simetría de las ecuaciones; ellas se plantean para acomodarse exactamente a un esquema de hoja electrónica de filas y columnas, organizadas por

departamentos. Los cálculos a lo largo de una fila corresponden a los costos absorbidos por un departamento en particular, y esos hacia abajo de una columna, corresponden a la transferencia de costos de un departamento a los otros.

Luego que las ecuaciones son planteadas los factores para hacer distribuciones entre departamentos son necesarios. El cálculo de la distribución de factores se hace separadamente y no es parte del procedimiento de cálculo de la redistribución. La información para calcular los factores para una compañía deberían estar disponibles en el departamento contable de la firma y a veces los mismos factores pueden estar disponibles.

La manera en que un departamento podría medir su distribución de costos por servicios, por ejemplo, está basado en el número de personas en cada departamento. Por ejemplo, Si un departamento tiene el 1% de personal de la compañía y se asume que todo el personal comparte el uso de la cafetería, entonces el 1% de los gastos de la cafetería serían distribuidos a ese departamento.

Esta metodología se aplicaría para otros departamentos. Los gastos del teléfono, sin embargo, serían mejor distribuidos, basados en el número de teléfonos, antes que en el personal de cada departamento, aunque los costos de larga distancia pueden ser cargados directamente al departamento que los hizo.

Los factores de distribución pueden estar basados también en la cantidad relativa de espacio (en planta) o en cualquier ítem que pueda ser cuantificado; cada factor es un número entre cero y uno inclusive.

Una vez que todos los factores se conocen pueden ser sustituidos en las ecuaciones. Para este ejemplo se utiliza una serie de factores y valores iniciales de gastos.

Nótese que gastos del mismo departamento se ponen en cero (diagonal), lo cual facilita los procedimientos de cálculo del computador.

$$0.00 \times T(A) + .10 \times T(B) + .15 \times T(C) + .15 \times T(D) + 8000 = T(A)$$

$$0.15 \times T(A) + .00 \times T(B) + .20 \times T(C) + .10 \times T(D) + 7000 = T(B)$$

$$0.00 \times T(A) + .10 \times T(B) + .00 \times T(C) + .30 \times T(D) + 9000 = T(C)$$

$$0.15 \times T(A) + .15 \times T(B) + .10 \times T(C) + .00 \times T(D) + 12000 = T(D)$$

Ahora las únicas cantidades desconocidas en estas ecuaciones son los gastos totales del departamento. Lo paradójico, sin embargo, es que no se pueden calcular los gastos totales a menos que ya se los conozca. Aquí se aprecia la potencia del procedimiento iterativo.

Para la primera ecuación, se asume que los gastos totales son solamente los gastos directos. Entonces la primera ecuación se convierte:

$$\begin{aligned} 0 + .10 \times 7000 + .15 \times 9000 + .15 \times 12000 + 8000 &= T(A) \\ 0 + \quad 700 + \quad 1350 + \quad 1800 + 8000 &= T(A) \\ &T(A) = 11850 \end{aligned}$$

Este valor de 11.850 para gastos totales del departamento **A** es más exacta que la estimación inicial de 8.000.

Usando este nuevo valor en la segunda ecuación y los otros valores asumidos inicialmente para representar gastos totales, dan un valor para T(B) de 11.775, el cual es considerablemente mayor que la primera estimación de 7.000.

Similares sustituciones y cálculos (cíclicos) a través de los cuatro departamentos nos llevan a la respuesta final. Cuando los valores anterior y actual de los totales de departamento son iguales, se obtiene la respuesta:

$$\begin{aligned} T(A) &= 14.455 \\ T(B) &= 14,108 \\ T(C) &= 15,769 \\ T(D) &= 17,861 \end{aligned}$$

Ahora que los costos totales para cada departamento se conocen podemos calcular el costo final neto o verdadero; sustrayendo los valores redistribuidos de cada departamento de los otros. Estos valores pueden ser encontrados con las mismas ecuaciones generales, porque el valor que va a un departamento debe venir de algún(os) otro(s) departamento(s). En este ejemplo, el departamento **A** distribuye 2.168 unidades monetarias al departamento **B** y 2.168 unidades monetarias al departamento **D**, dejando un costo neto de 10.118 unidades monetarias, para el departamento **A**. Los costos netos para los otros departamentos también han sido calculados, la suma de los costos debe ser igual los costos iniciales de los cuatro departamentos, porque podemos o ganar o perder algún dinero, como la suma original era 36.000 unidades monetarias, la suma de los costos netos debe también ser 36.000 unidades monetarias. (Verificar que esas sumas sean iguales es una manera de chequear la exactitud de los cálculos y el procedimiento seguido).

PROCEDIMIENTO DE HOJA ELECTRONICA

El esquema para esta muestra de datos, usando un procedimiento hoja electrónica se muestra en la tabla 1:

	A	B	C	D	E	F	G
1	DISTRIBUCION DE COSTOS INDIRECTOS-PROCED. CONTABLE						
2	<hr/>						
3		0	0	0	0	0	
4	TOTAL DE GASTOS SOBRE ESTA LINEA						
5	De / A	DEPT. A	DEPT. B	DEPT. C	DEPT. D	INICIAL	TOTAL
6	DEPT. A	0	0	0	0	8000	8000
7	DEPT. B	0	0	0	0	7000	7000
8	DEPT. C	0	0	0	0	9000	9000
9	DEPT. D	0	0	0	0	12000	12000
10	GASTOS NETOS BAJO ESTA LINEA					36000	36000
11		0	0	0	0	0	
12	<hr/>						
13	FACTORES DE DISTRIBUCION						
14		0	.1	.15	.15		
15		.15	0	.2	.1		
16		0	.1	0	.3		
17		.15	.15	.1	0		
18	<hr/>						

19 PARA EJECUTAR ESTE EJEMPLO, INGRESE LO SIGUIENTE:

20 en B3: + G6 en C3: + G7 en D3: + G8 en E8: + G9

21 ENTONCES HAGA RECALCULAR LA HOJA HASTA QUE F3 = G10

Los datos para análisis son hipotéticos para una compañía de cuatro departamentos, planteado para ser usado con un programa de hoja electrónica. La fila 3 deja espacio para el total de gastos de cada departamento y la fila 11 para sus gastos netos.

La fila 3 deja espacios para los gastos totales de cada departamento y para la suma de todos los departamentos. En las filas 6 hasta la 9 se registrarán los cálculos para los valores redistribuidos de cada departamento, así como también los cargos directos (inicial) del departamento y sus costos totales.

En la fila 11 se registrarán los gastos netos de cada departamento y la suma para todos los departamentos. Los valores netos son calculados restando los valores redistribuidos en cada columna del total de la fila 3.

Debido a que un departamento no puede distribuir más del 100% de sus gastos totales, los gastos netos nunca pueden ser negativos, lo menos que podrían ser es una fracción de una unidad monetaria y en todo caso, es el resultado de la acumulación de valores redondeados por el procedimiento de cálculo. Las filas 14 hasta la 17 contienen los factores para calcular los costos a ser redistribuidos entre cada par de departamentos.

Las hojas electrónicas, tienen métodos para detectar las referencias circulares que existen ente los totales de los departamentos, pues previenen un planteo erróneo, sustituyendo las relaciones equivocada con la palabra "error" indicando así los errores. Por lo tanto para evitar el problema de tener la pantalla llena con la palabra "error", la fila de totales B3 hasta E3 tiene los totales para cada departamento igualado a cero. Una vez que esta precaución se ha tomado, se puede manipular los cálculos en la pantalla del microcomputador, pero se debe asegurar de que no existan relaciones circulares cuando se grave la hoja, pues de lo contrario., al recuperar la hoja (desde el diskette) se obtendrán señales de error.

Antes de empezar a resolver un problema particular, la fila de totales debe ser copiada desde la columna de totales de la derecha (G6 hasta G9) a la fila tres (B3 hasta E3). La tabla 2 muestra los resultados que se refieren a este punto:

	A	B	C	D	E	F
G						
1	DISTRIBUCION DE COSTOS INDIRECTOS -PROCED. CONTABLE					
2	=====					
3	10293	10287	9820	15535	45935	
4	TOTAL DE GASTOS SOBRE ESTA LINEA					
5	De / A	DEPT. A	DEPT. B	DEPT. C	DEPT. D	INICIAL TOTAL
6	DEPT. A	0	1029	1437	2330	8000 12832
7	DEPT. B	1544	0	1964	1554	7000 12061
8	DEPT. C	0	1029	0	4661	9000 14689
9	DEPT. D	1544	1543	962	0	12000 16069
10	GASTOS NETOS BAJO ESTA LINEA					36000 55652
11	7205	6687	5401	6991	26283	
12	-----					
13	FACTORES DE DISTRIBUCION					
14	0	.1	.15	.15		
15	.15	0	.2	.1		
16	0	.1	0	.3		
17	.15	.15	.1	0		
18						

19 PARA EJECUTAR ESTE EJEMPLO, INGRESE LO SIGUIENTE:

20 en B3: +G6 en C3: +G7 en D3: +G8 en E3: +G9

21 ENTONCES HAGA RECALCULAR LA HOJA HASTA QUE F3 = G10

Estos datos aparecen durante el procedimiento de cálculo, el valor de F3 está un ciclo detrás del valor de G10, cuando los valores de F3 y G10 son iguales (no varían), se ha encontrado la solución.

La suma de los gastos netos no es igual al total de los costos iniciales en este momento, debido al retardo de un ciclo del procedimiento de cálculo. Al fin de varias iteraciones sin embargo el total de los gastos netos y el total de los gastos iniciales deben ser los mismos.

El total de todos los departamentos en F3 esta siempre un ciclo detrás del total en G10. Ambos totales aumentan a medida que se ejecuta cada ciclo. Finalmente, cuando los dos totales concuerdan y dejan de aumentar, se encuentra la solución. Este ejemplo toma 11 iteraciones para obtener la solución (en una microcomputadora muy modesta, de procesador 8088). Llevar los resultados a una diferencia de centavos toma 21 iteraciones, sin embargo, esta mayor aproximación no amerita el esfuerzo extra.

El problema esta planteado para el procedimiento iterativo, utilizando la tecla de cálculo de la hoja electrónica que se utilice. Cada vez que la tecla es presionada, se realiza una iteración completa.

Se debe tomar en cuenta que todos los totales deben aumentar con cada cálculo, cualquier disminución indica un error en valores, cálculos o fórmulas. La tabla 3 presenta el resultado final.

Tabla 3:

	A	B	C	D	E	F	G	
1	DISTRIBUCION DE COSTOS INDIRECTOS -PROCED. CONTABLE							
2	<hr/>							
3		14455	14108	15769	17861	62194		
4		TOTAL DE GASTOS SOBRE ESTA LINEA						
5	De/ A	DEPT. A	DEPT. B	DEPT. C	DEPT. D	INICIAL	TOTAL	
6	DEPT. A	0	1411	2365	2679	8000	14455	
7	DEPT. B	2168	0	3134	1786	7000	14108	
8	DEPT. C	0	1411	0	5358	9000	15769	
9	DEPT D	2168	2116	1577	0	12000	17861	
10		GASTOS NETOS BAJO ESTA LINEA				36000	62194	
11		10119	9170	8673	8038	36000		
12								
13		FFACTORES DE DISTRIBUCION						
14		0	.1	.15	.15			
15		.15	0	.0	.1			
16		0	.1	0	.3			
17		.15	.15	.1	0			
18								

19 PARA EJECUTAR ESTE EJEMPLO, INGRESE LO SIGUIENTE:

20 en B3: + G6 en C3: + G7 en D3: + G8 en E3: + G9

21 HAGA RECALCULAR LA HOJA HASTA QUE F3 = G10

Esta contiene todos los factores, todos los gastos iniciales, todas las unidades monetarias referidas a cada factor y todos las unidades monetarias redistribuidas entre departamentos, entonces el gasto total de cada departamento puede ser analizado para determinar lo que se pueda hacer para reducir los gastos.

Distribucion de costos Indirectos -Inicial- EXCEL

	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Gastos totales en fila anterior						
A /// De	DEPT.- A	DEPT.- B	DEPT.- C	DEPT.- D	V. INIC	TOTAL
DEPT.- A	0,00	0,00	0,00	0,00	8000,00	8000,00
DEPT.- B	0,00	0,00	0,00	0,00	7000,00	7000,00
DEPT.- C	0,00	0,00	0,00	0,00	9000,00	9000,00
DEPT.- D	0,00	0,00	0,00	0,00	12000,00	12000,00
Gastos netos en proxima fila						36000,00
	0,00	0,00	0,00	0,00		

Factores de Distribucion						
	0,00	0,10	0,15	0,15		
	0,15	0,00	0,20	0,10		
	0,00	0,10	0,00	0,30		
	0,15	0,15	0,10	0,00		

Distribucion de costos Indirectos -final- EXCEL

	14455,45	14108,32	15769,28	17861,49		62194,54
Gastos totales en fila anterior						
A /// De	DEPT.- A	DEPT.- B	DEPT.- C	DEPT.- D	V. INIC	TOTAL
DEPT.- A	0,00	1410,83	2365,39	2679,22	8000,00	14455,45
DEPT.- B	2168,32	0,00	3153,86	1786,15	7000,00	14108,32
DEPT.- C	0,00	1410,83	0,00	5358,45	9000,00	15769,28
DEPT.- D	2168,32	2116,25	1576,93	0,00	12000,00	17861,49
Gastos netos en proxima fila						62194,54
	10118,81	9170,41	8673,10	8037,67		

Factores de Distribucion						
	0,00	0,10	0,15	0,15		
	0,15	0,00	0,20	0,10		
	0,00	0,10	0,00	0,30		
	0,15	0,15	0,10	0,00		

ANEXO 04

Programación lineal para refinación de petróleo

- Un programa ejemplo
- Resolución utilizando el paquete CMMS (Computer Models for Management Science)
- Listado de un programa FORTRAN que resuelve problemas de programación lineal.
- Un ejemplo de solución de un problema de programación lineal con la hoja electrónica EXCEL.

ANEXO 04

Consideremos que el superintendente de una refinería de petróleo desea hallar la combinación óptima de dos posibles procesos de mezclas de combustibles.

Para el proceso I, un insumo de una unidad de crudo **A** y tres unidades de crudo **B**, produce cinco unidades de gasolina **X** y ocho unidades de gasolina **Y**. Para el proceso **II**, un insumo de cuatro unidades de crudo **A** y dos unidades de crudo **B** da como producto tres unidades de gasolina **X** y ocho unidades de gasolina **Y**.

La cantidad máxima de crudo **A** disponible es 100 unidades y la cantidad máxima de crudo **B** disponible es 150 unidades.

Los compromisos de venta existentes requieren que se produzcan por lo menos 200 unidades de gasolina **X** y 175 unidades de gasolina **Y**.

Los precios de los insumos y de los productos son:

crudo **A** : 8 gasolina **X**: 10

crudo **B** : 6 gasolina **Y**: 11

Este es un problema de programación lineal y si llamamos X_1 y X_2 a los niveles a los cuales se ejecutarían ambos procesos, las restricciones y función objetivo podrían formularse de la siguiente manera:

- Disponibilidad del crudo **A**: $X_1 + 4X_2 \leq 100$
- Disponibilidad del crudo **B**: $3X_1 + 2X_2 \leq 150$
- Compromiso de venta de gasolina **X**: $5X_1 + 3X_2 \geq 200$
- Compromiso de venta de gasolina **Y**: $8X_1 + 8X_2 \geq 175$
- Función de utilidad = Ventas - Costos

$$Z = 10(5X_1 + 3X_2) + 11(8X_1 + 8X_2) - 8(X_1 + 4X_2) - 6(3X_1 + 2X_2)$$

o bien: $Z = 112X_1 + 74X_2$

A continuación se presenta la solución al problema planteado, utilizando el paquete CMMS (Computer Models for Management Science)

COMPUTER MODELS FOR MANAGEMENT SCIENCE
 LINEAR PROGRAMMING 07-01-1998 - 00:35:11

==*- INFORMATION ENTERED *-==

NUMBER OF VARIABLES : 2

NUMBER OF <= CONSTRAINTS : 2 NUMBER OF = CONSTRAINTS : 0 NUMBER OF

>= CONSTRAINTS : 2

MAX = 112 X1 + 74 X2

SUBJECT TO:

1	X1 + 4	X2	<=	100
3	X1 + 2	X2	<=	150
5	X1 + 3	X2	>=	200
8	X1 + 8	X2	>=	175

==*- RESULTS *-==

	VARIABLE	ORIGINAL	COEFFICIENT VARIABLE
X1	50	112	0
X2	0	74	.667
CONSTRAINT	ORIGINAL	SLACK OR	SHADOW
	NUMBER	RIGHT-HAND VALUE	PRICE
1	100	50	0
2	150	0	37.333
3	200	50	0
4	175	225	0

OBJECTIVE FUNCTION VALUE: 5600

-- SENSITIVITY ANALYSIS --

OBJECTIVE FUNCTION COEFFICIENTS

	LOWER	ORIGINAL	UPPER VARIABLE
X1	111	112	NO LIMIT
X2	NO LIMIT	74	74.667

RIGHT-HAND-SIDE VALUES

CONSTRAINT NUMBER	LOWER LIMIT	ORIGINAL VALUE	UPPER LIMIT
1	50	100	NO LIMIT
2	120	150	300
3	NO LIMIT	200	250
4	NO LIMIT	175	400

----- END OF ANALYSIS -----

Analizando los resultados se determina que:

Que el proceso Y debe ejecutarse en un nivel de 50 y no ejecutar el proceso II (nivel 0), con el objeto de maximizar la utilidad total, que asciende a 5.600 unidades monetarias. Para ello se deben producir 250 unidades de gasolina X y 400 unidades de gasolina Y, y la utilización de crudos será de 50 unidades del crudo A y de 150 unidades del crudo B.

	x1	x2	x3		
	1	1	1		
Obj	900	1500	2200	4600	
estric 1	6	96	8	110	1650
estric 2	8	11	16	35	1920
estric 3	3	4	10	17	1180
o negat	1	0	0	1	0
o negat	0	1	0	1	0
o negat	0	0	1	1	0

	x1	x2	x3		
Obj	0,000	6,957	115,217		
Restric 1	900	1500	2200	263913,044	
Restric 2	6	96	8	1589,565	1650
Restric 3	8	11	16	1920,000	1920
no negat	3	4	10	1180,000	1180
no negat	1	0	0	0,000	0
no negat	0	1	0	6,957	0
no negat	0	0	1	115,217	0

Detail Report

	Variable Cells:			Solution Cell:
	B2	C2	D2	
Starting	-6,525E-09	6,956522	115,217	263913,044
Final	-6,525E-09	6,956522	115,217	263913,0437
Iteration 2	9,29940174	14,83234	21,2874	77450,30022
Iteration 3	38,3868296	6,775982	96,1481	256237,9364
Iteration 4	0	7,624309	114,758	263904,6987
Final	-6,525E-09	6,956522	115,217	263913,0437

Answer Report

Solution

Cell:	Starting	
B3	263913,044	263913

Variable Cells:

Cell:	Starting		Dual Value:
B2	-6,525E-09	-6,5E-09	0
C2	6,95652202	6,956522	0
D2	115,217391	115,2174	0

Constraints:

Cell:	Value:	Constraint	Binding?	Slack:	Dual Value:
E4	1589,56524	E4 <= F4	No	60,43475652	0
F5	1920	E5 <= F5	Yes	0	134,7827
F6	1180	E6 <= F6	Yes	0	4,347738
F7	-6,525E-09	E7 >= F7	Yes	0	-191,286
F8	6,95652202	E8 >= F8	No	-6,956522021	0
F9	115,217391	E9 >= F9	No	-115,2173912	0

1 7

\$TITLE: 'SIMPLX'

PROGRAM SIMPLX

C

C *** PROGRAMA PARA APLICAR EL METODO SIMPLEX

C

```

      INTEGER*2 ISDAT(3), IOPC
      CHARACTER NV1(61), NV2(61), NV3(61), NV4(61), IALPH(20)*2, ITY(3)
      CHARACTER MIN(2), NVR, NVRP, NVRS, NVRT, CH
      CHARACTER NU(10), MA, KZ, IS, IE, ME, LB, IB, MH, IG, FILE2*8, FILE3*3
      DIMENSION D(20,61), P(60), IBV(60), SC(60), F(20)
      DATA NU/'0', '1', '2', '3', '4', '5', '6', '7', '8', '9'/, IB, MH/' ', 'H'/
      DATA MIN/'I', 'i'/, MA, KZ, IS, IE, ME/'A', 'Z', 'S', 'E', 'I'/, LB/'B'/
      DATA FILE2, FILE3/'SIMP.PRN', 'PRN'/
1999 FORMAT ('1', 10X, 'PROGRAMACION LINEAL: METODO SIMPLEX')
106 FORMAT(1H0, 31HTABLA DESPUES DEL PIVOTE NUMERO, I4)
108 FORMAT(///1X, 9HSOLUCION/)
109 FORMAT(1H0, 8HVARIABLE, 4X, 5HVALOR/)
110 FORMAT(1H , 4A1, F18.5)
111 FORMAT(1H0, 31HTODAS LAS OTRAS VARIABLES=CERO. )
6002 FORMAT(1X, 'PROGRAMA ', 20A2, 40X, 'Fecha ', I4, '/', I2, '/', I2)
1100 FORMAT(4A1)
889 FORMAT(BN, I2, F12.0)
101 FORMAT(A1, 1X, F12.0)
386 FORMAT(BN, F12.0)
211 FORMAT(1H0, 1X, 9(8X, 4A1))
213 FORMAT(1H , 2X, 9F12.4)
214 FORMAT(1H0, 2X, 9E12.4)
220 FORMAT(1H0//9X, 'BI')
222 FORMAT(1H , 2X, F12.4)
5010 FORMAT(//10X, 'LA FUNCION OBJETIVO VALE ', F18.4)
384 FORMAT('          ERROR DEBIDO A UNA PRODUCCION NEGATIVA')
387 FORMAT('          CAMBIAR EL DATO')
5011 FORMAT(1H+, 58X, '(' , 3A1, 'IMIZACION)')
5000 FORMAT ('          Programacion lineal: Metodo SIMPLEX')
5001 FORMAT(' Ingrese nombre de la optimizacion (Para finalizar FIN)')
5102 FORMAT(' Desea que se impriman todas las tablas intermedias')
5103 FORMAT(' Si (1)', 5X, 'Solo los resultados (0)')
5104 FORMAT(' Forma de optimizacion: Maximizar= MAX, Minimizar= MIN')
5105 FORMAT(' Ingrese tipo de restriccion en el siguiente orden:')
5106 FORMAT(' 1) Mayor o Igual(S), 2) Igual(E), 3) Menor O Igual(I)'
      Q, ' FIN(F)')
5107 FORMAT(' y el valor de la columna de la derecha (RHS)')
5108 FORMAT('R  RHS')
5109 FORMAT(' Ingrese nombre de la variable(4 Caracteres no Z INIC)')
5114 FORMAT(' al terminar variables, digite cero (0) y luego')
5110 FORMAT('                               ingrese nombre F.O.(Z INIC)')
5111 FORMAT(' Ingrese no. restriccion y coeficiente ')
5112 FORMAT(' Ingrese coefic. de F.O. en el orden de las variables')
5113 FORMAT(20A2)
5116 FORMAT(' Opciones de salida')
5117 FORMAT(' 1 Pantalla')
5118 FORMAT(' 2 Disco')
5119 FORMAT(' 3 Impresora')
5120 FORMAT(' SIMPLX calculando... ')
C
      CALL GETDAT(ISDAT(1), ISDAT(2), ISDAT(3))
      IPRT = 3
C
      KEY = 5
C
      ICRT = 6

```

```
1 7
CH = CHAR(27)
WRITE(*,'(1X,2A\)' )CH,'[2J'
WRITE(*,'(1X,2A\)' )CH,'[H'
WRITE(*,5000)
WRITE(*,5116)
WRITE(*,5117)
WRITE(*,5118)
WRITE(*,5119)
READ(*,*) IOPC
IF(IOPC) 999,999,22
22 IF(IOPC - 2) 25,23,24
23 OPEN(IPRT,FILE=FILE2,STATUS='NEW')
GO TO 25
24 OPEN(IPRT,FILE=FILE3)
25 WRITE(*,5001)
READ(*,5113)(IALPH(I),I=1,20)
IF(IALPH(1) .EQ. 'FI' .OR. IALPH(1) .EQ. 'fi') GO TO 999
IF(IOPC - 2) 27,26,26
26 WRITE(IPRT,1999)
WRITE(IPRT,6002)(IALPH(I),I=1,20),(ISDAT(I),I=1,3)
27 NN=0
K=1
IW=1
I=0
IA=0
NEQ=0
BIGCTE = 1073741824.0
WRITE(*,5102)
WRITE(*,5103)
READ(*,*) ITAB
WRITE(*,5104)
READ(*,1100) (ITY(J),J=1,3)
IF(ITY(2) .EQ. MIN(1) .OR. ITY(2) .EQ. MIN(2)) K = -1
WRITE(*,5105)
WRITE(*,5106)
WRITE(*,5107)
WRITE(*,5108)
372 READ(*,101) IG,F(IW)
IF(IG .NE. IS) GOTO 373
IA=IA+1
IW=IW+1
GO TO 372
373 IF(IG .NE. IE) GOTO 375
NEQ=NEQ+1
IW=IW+1
GO TO 372
375 IF(IG .NE. ME) GOTO 377
IW = IW + 1
GO TO 372
377 IW=IW-1
891 WRITE(*,5109)
WRITE(*,5114)
WRITE(*,5110)
READ(*,1100)NVR,NVRP,NVRS,NVRT
IF(NVR .EQ. KZ) GOTO 380
I=I+1
NV1(I)=NVR
NV2(I)=NVRP
NV3(I)=NVRS
```

```
1      7      NV4(I)=NVRT
      DO 888 IC=1,IW
888    D(IC,I)=0.
      WRITE(*,5111)
      WRITE(*,'(A)') ' 00 00000.000'
C      WRITE(*,'(I3.2\)' ) KU
892    READ(*,889)KU,UK
      IF(KU)890,891,890
890    D(KU,I)=UK
      GO TO 892
380    IY=I+1
      IZ=I+IA+IW+1
      IX=IZ-1
      IR=I
      IR2=I
      NV1(IZ)=LB
      NV2(IZ)=ME
      NV3(IZ)=IB
      NV4(IZ)=IB
      DO 382 IC=1,IW
      D(IC,IZ)=F(IC)
      IF(D(IC,IZ)) 383,382,382
382    CONTINUE
      WRITE(*,5112)
      DO 385 NZ=1,I
      READ(*,386)P(NZ)
385    P(NZ)=K*P(NZ)
      WRITE(*,5120)
      DO 697 JIM=IY,IX
      NV1(JIM)=MH
697    P(JIM)=0.0
      IK=IA+NEQ
      IF(IK)400,70,400
70    NEG1=IX
      GO TO 704
400    NEG=IY+IA
      NEF=NEG+IA-1+NEQ
      DO 68 KKK=NEG,NEF
      NV1(KKK)=MA
68    P(KKK)=-BIGCTE
      DO 701 JI=NEG,IX
      JIM=JI-NEG+1
      IF(JIM-10)698,699,699
698    NV2(JI)=NU(JIM+1)
      NV3(JI)=IB
      GO TO 701
699    JIMI=JIM/10
      JIMO=JIM-JIMI*10
      NV2(JI)=NU(JIMI+1)
      NV3(JI)=NU(JIMO+1)
701    NV4(JI)=IB
      IF(IA) 69,69,702
702    NEG1=NEG-1
704    DO 703 JI=IY,NEG1
      JIM=JI-IY+1
      IF(JIM-10) 706,705,705
706    NV2(JI)=NU(JIM+1)
      NV3(JI)=IB
      GO TO 703
```

```
1 7
705 JIMI=JIM/10
    JIMO=JIM-JIMI*10
    NV2(JI)=NU(JIMI+1)
    NV3(JI)=NU(JIMO+1)
703 NV4(JI)=IB
69  CONTINUE
    DO 103 N=1,IX
103  SC(N)=P(N)
    DO 113 I=1,IW
    DO 113 J=IY,IX
113  D(I,J)=0.
    DO 114 I=1,IW
    J=I+IY+IA-1
114  D(I,J)=1.
    IF(IA) 411,118,411
411  DO 115 I=1,IA
    J=I+IY-1
115  D(I,J)=-1.0
118  CONTINUE
    DO 20 N=IY,IX
    DO 30 L=1,IW
    IF(D(L,N)-1.0) 30,40,30
30  CONTINUE
    GO TO 20
40  IBV(L)=N
20  CONTINUE
    NOPIV=0
    GO TO 100
13  SCMAX=0.
    NN=1
    DO 31 N=1,IX
    DO 32 I=1,IW
    IF(-IBV(I)) 32,31,32
32  CONTINUE
    SUM=0.
    DO 33 I=1,IW
    J=IBV(I)
33  SUM=SUM+P(J)*D(I,N)
    SC(N)=P(N)-SUM
    IF(SC(N)-SCMAX) 31,31,310
310 SCMAX=SC(N)
    IPIVC=N
31  CONTINUE
    IF(SCMAX) 14,14,140
140 SMVAL=BIGCTE
    IF(ITAB-1) 19,100,19
19  CONTINUE
    DO 4 M=1,IW
    IF(D(M,IPIVC)) 4,4,5
5  QUONT=D(M,IZ)/D(M,IPIVC)
    IF(SMVAL-QUONT) 4,4,6
6  IPIVR=M
    SMVAL=QUONT
4  CONTINUE
    IBV(IPIVR)=IPIVC
    DIV=D(IPIVR,IPIVC)
    DO 7 N=1,IZ
7  D(IPIVR,N)=D(IPIVR,N)/DIV
    NOPIV=NOPIV+1
```

```

1      7      IF(ITAB-1)12,120,12
120    IF(IOPC - 2) 29,28,28
28     WRITE(IPRT,106)NOPIV
29     WRITE(*,106) NOPIV
12     DO 10 M=1,IW
      IF(M-IPIVR) 9,10,9
      9 CM=-D(M,IPIVC)
      DO 11 N=1,IZ
      TM=D(IPIVR,N)*CM
11     D(M,N)=D(M,N)+TM
10     CONTINUE
      GO TO 13
100    CONTINUE
      GO TO 221
14     IF(IOPC - 2) 35,34,34
34     WRITE(IPRT,108)
      WRITE(IPRT,109)
35     WRITE(*,108)
      WRITE(*,109)
      DO 21 M=1,IW
      ISO=IBV(M)
C      D(M,IZ) = WHOLE( D(M,IZ) + 0.1 )
      IF(IOPC - 2) 37,36,36
36     WRITE(IPRT,110)NV1(ISO),NV2(ISO),NV3(ISO),NV4(ISO),D(M,IZ)
37     WRITE(*,110)NV1(ISO),NV2(ISO),NV3(ISO),NV4(ISO),D(M,IZ)
21     CONTINUE
      IF(IOPC - 2) 48,47,47
47     WRITE(IPRT,111)
48     WRITE(*,111)
221    CONTINUE
      A=IZ
      IR=IZ/9
      A=A/9
      IF(A-IR) 441,441,442
442    IR=IR+1
441    K1=1
      DO 210 I=1,IR
      K2=K1+8
      K3=K2
      IF(K2-IZ)450,451,451
451    K3=IZ
450    IF(K2-IZ)460,461,461
461    K2=IZ-1
      IF(K1-K2) 460,460,470
460    IF(IOPC - 2) 39,38,38
38     WRITE(IPRT,211)(NV1(J),NV2(J),NV3(J),NV4(J),J=K1,K3)
39     WRITE(*,211)(NV1(J),NV2(J),NV3(J),NV4(J),J=K1,K3)
      DO 212 M=1,IW
      IF(IOPC - 2) 42,41,41
41     WRITE(IPRT,213)(D(M,N),N=K1,K3)
      WRITE(IPRT,214)(SC(N),N=K1,K2)
42     WRITE(*,213)(D(M,N),N=K1,K3)
      WRITE(*,214)(SC(N),N=K1,K2)
212    CONTINUE
210    K1=K2+1
      GO TO 599
470    IF(IOPC - 2) 44,43,43
43     WRITE(IPRT,220)
44     WRITE(*,220)

```

```

1      7
      DO 2221 M=1,IW
      IF(IOPC - 2) 46,45,45
45     WRITE(IPRT,222) D(M,IZ)
46     WRITE(*,222) D(M,IZ)
2221  CONTINUE
599   IF(NN) 600,13,600
600   IF(SCMAX)700,700,19
700   ZVAL=0.0
      DO 777 M=1,IW
      JJK=IBV(M)
      ZVAL=ZVAL+D(M,IZ)*P(JJK)
777   CONTINUE
      ZVAL=ABS(ZVAL)
      IF(IOPC - 2) 51,49,49
49     WRITE(IPRT,5010)ZVAL
      WRITE(IPRT,5011) (ITY(I),I=1,3)
51     WRITE(*,5010) ZVAL
      WRITE(*,5011) (ITY(I),I=1,3)
      GO TO 999
383   WRITE(*,384)
      WRITE(*,387)
      STOP 'Simplx Cancelado'
999   CONTINUE
C     CLOSE(IPRT)
      STOP 'Simplx ejecutado'
      END

```

Type	Offset	P	Class
REAL	7700		
			INTRINSIC
REAL	7466		
CHAR*1	7428		
			INTRINSIC
REAL	7680		
REAL	1028		
REAL	7668		
REAL	5908		
CHAR*8	5996		
CHAR*3	6004		
INTEGER*4	7438		
INTEGER*4	7458		
CHAR*2	747		
CHAR*1	5988		
INTEGER*4	788		
INTEGER*4	7484		
CHAR*1	5993		
CHAR*1	7478		
INTEGER*4	7540		
INTEGER*2	7430		
INTEGER*4	7644		
INTEGER*4	7664		
INTEGER*4	7424		
INTEGER*4	7512		
INTEGER*4	7516		
CHAR*1	5992		
INTEGER*2	2		
INTEGER*4	7696		
INTEGER*4	7470		

1	7	
CHAR*1	732	
INTEGER*4	7454	
INTEGER*4	7508	
INTEGER*4	7500	
INTEGER*4	7504	
INTEGER*4	7474	
INTEGER*4	7564	
INTEGER*4	7532	
INTEGER*4	7572	
INTEGER*4	7576	
INTEGER*4	7736	
INTEGER*4	7450	
INTEGER*4	7704	
INTEGER*4	7712	
INTEGER*4	7716	
INTEGER*4	7556	
INTEGER*4	7492	
CHAR*1	5991	
INTEGER*4	7612	
CHAR*1	5995	
INTEGER*4	7652	
CHAR*1	5990	
CHAR*1	5994	
CHAR*1	5989	
CHAR*1	735	
INTEGER*4	7584	
INTEGER*4	7552	
INTEGER*4	7548	
INTEGER*4	7544	
INTEGER*4	7462	
INTEGER*4	7446	
INTEGER*4	7620	
CHAR*1	737	
CHAR*1	8	
CHAR*1	69	
CHAR*1	130	
CHAR*1	191	
CHAR*1	7479	
CHAR*1	7480	
CHAR*1	7481	
CHAR*1	7482	
INTEGER*4	7524	
REAL	252	
REAL	7660	
REAL	492	
REAL	7624	
REAL	7648	
REAL	7636	
REAL	7688	
REAL	7496	
REAL	7728	

Type	Size	Class
		SUBROUTINE
		PROGRAM

1 PROGRAMACION LINEAL: METODO SIMPLEX

PROGRAMA Maximizacion

Fecha 1996/ 4/19

0	x1	x2	x3	H1	H2	H3	BI
	1.0000	2.0000	3.0000	1.0000	.0000	.0000	18.0000
0	.2000E+01	.3000E+01	.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00
	2.0000	3.0000	2.0000	.0000	1.0000	.0000	30.0000
0	.2000E+01	.3000E+01	.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00
	2.0000	2.0000	1.0000	.0000	.0000	1.0000	36.0000
0	.2000E+01	.3000E+01	.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00

0	x1	x2	x3	H1	H2	H3	BI
	1.0000	2.0000	3.0000	1.0000	.0000	.0000	18.0000
0	.2000E+01	.3000E+01	.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00
	2.0000	3.0000	2.0000	.0000	1.0000	.0000	30.0000
0	.2000E+01	.3000E+01	.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00
	2.0000	2.0000	1.0000	.0000	.0000	1.0000	36.0000
0	.2000E+01	.3000E+01	.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00

OTABLA DESPUES DEL PIVOTE NUMERO 1

0	x1	x2	x3	H1	H2	H3	BI
	.5000	1.0000	1.5000	.5000	.0000	.0000	9.0000
0	.5000E+00	.0000E+00	-.3500E+01	-.1500E+01	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00
	.5000	.0000	-2.5000	-1.5000	1.0000	.0000	3.0000
0	.5000E+00	.0000E+00	-.3500E+01	-.1500E+01	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00
	1.0000	.0000	-2.0000	-1.0000	.0000	1.0000	18.0000
0	.5000E+00	.0000E+00	-.3500E+01	-.1500E+01	.0000E+00	.0000E+00	.0000E+00

OTABLA DESPUES DEL PIVOTE NUMERO 2

SOLUCION/

0VARIABLE VALOR

x2 6.00000
 x1 6.00000
 H3 12.00000

0TODAS LAS OTRAS VARIABLES=CERO.

0	x1	x2	x3	H1	H2	H3	BI
	.0000	1.0000	4.0000	2.0000	-1.0000	.0000	6.0000
0	.0000E+00	.0000E+00	-.1000E+01	.0000E+00	-.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00
	1.0000	.0000	-5.0000	-3.0000	2.0000	.0000	6.0000
0	.0000E+00	.0000E+00	-.1000E+01	.0000E+00	-.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00
	.0000	.0000	3.0000	2.0000	-2.0000	1.0000	12.0000
0	.0000E+00	.0000E+00	-.1000E+01	.0000E+00	-.1000E+01	.0000E+00	.0000E+00

LA FUNCION OBJETIVO VALE 30.0000

+ (MAXIMIZACION)



PRODUCCION
DE PETROECUADOR

EL ECUADOR HA SIDO, ES
Y SERA PAIS AMAZONICO

980211

MEMORANDO No. 101-RIN-CAP-98

PARA: ING. RAMIRO RIVERA - PARTICIPANTE DEL XXV CURSO
SUPERIOR DE SEGURIDAD Y DESARROLLO

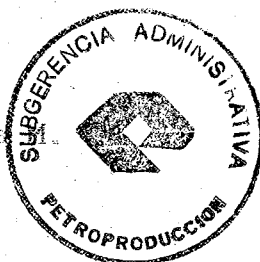
DE: SUBGERENTE ADMINISTRATIVO

ASUNTO: AUTORIZACION PARA OBTENCION DE DATOS SOBRE CRUDOS
PESADOS

FECHA: 09 FEB. 1998

En atención a su Memorando No. 008-SIS-98 del 15 de enero del presente año, solicitando autorización para tener acceso a información que le permita desarrollar su trabajo de investigación individual "La Explotación de Crudos Pesados en el País" dispuesto por las autoridades académicas del IAEN, me permito informarle que su petición ha sido aprobada por el señor Gerente, la misma que deberá ser canalizada a través de la Subgerencia de Exploración y Desarrollo, con el compromiso de que exista confidencialidad de la información que por tal motivo le sea proporcionada.

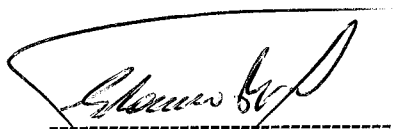
Ing. Jorge Cáceres



AUTORIZACION DE PUBLICACION

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de esta Tesis, de su bibliografía y anexos, como artículo de la revista o como artículos para la lectura seleccionada.

Quito, 4 de Julio de 1998



FIRMA DEL CURSANTE

ING. RAMIRO RIVERA C.

NOMBRE DEL CURSANTE