

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“Estudio - Técnico Económico para el
Desarrollo de una Estructura Petrolífera
en la Cuenca Ucayali del Perú”**

T E S I S

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

HECTOR MIGUEL RUIZ TORERO

Promoción 1961

Lima - Perú - 1990

1. SUMARIO.

El presente trabajo tiene por finalidad establecer las pautas técnico-económicas que se deben tener presentes en el desarrollo de una estructura de filiación petrolífera en el ámbito de la Selva Peruana, tomando como base un yacimiento ubicado en la cuenca Ucayali, pero cuyas características litológicas nos permiten generalizar las condiciones bajo las cuales deben operarse estos reservorios en toda la Amazonía.

El descubrimiento del pozo 1X Corrientes el 16 de Noviembre de 1.971 significó el comienzo de la búsqueda de petróleo comercial en la Selva Peruana. En aquel momento se tuvo la convicción de encontrarnos ante el inicio de un auge petrolero tan necesario para el desarrollo económico tanto de la región como del país. Con este criterio, se apertura las posibilidades de participación de las Compañías privadas a través del Contrato Modelo Perú que fue el Marco legal bajo el cual ingresaron 16 compañías a trabajar en nuestra Selva y de las cuales, tras de cumplir con los plazos de exploración establecidos sólo quedó una de ellas operando, OXY, en los lotes más septentrionales, a la par que Petroperú lo hacía en el lote 8.

Sin embargo, la necesidad de cubrir la demanda de combustible del país, a fin de solucionar la actual crisis energética nos está obligando a establecer nuevas reglas que permitan la participación de nuevas compañías petroleras en el desarrollo de estructuras, que habiendo

mostrado presencia de hidrocarburos, en su momento se consideraron como no comerciales.

En el caso que nos ocupa hemos escogido una de estas estructuras, a la cual la denominaremos IBERIA, para analizar las posibilidades económicas de desarrollar la formación VIVIAN, a base de la información proporcionada por el pozo exploratorio perforado por la compañía operadora y que fuera temporalmente abandonado en Octubre de 1.974.

Asimismo, aún cuando en la perforación se observó muy buena fluorescencia en las muestras laterales obtenidas en el miembro PONA de la formación CHONTA, no se está considerando en este proyecto por no disponer de mapas estructurales y de arena neta, ni habersele asignado reservas.

Esta información servirá como programa piloto para la estimación de las condiciones bajo las cuales se operaría una estructura en Selva Norte y las inversiones requeridas en el caso que se determine realizarlo con recursos económicos nacionales.

2. INDICE.

	PAG.
1. SUMARIO	1
2. INDICE	3
3. ANTECEDENTES	5
- OPERACIONES DE PERFORACION	5
- OPERACIONES DE COMPLETACION	6
4. INTRODUCCION	7
- PROSPECCION SISMICA	7
5. ANALISIS TECNICO	9
5.1. ASPECTOS GEOLOGICOS	9
- ESTRATIGRAFIA	9
- GEOLOGIA ESTRUCTURAL	10
5.2. TAMANO DE LA ESTRUCTURA	11
5.2.1. SECCIONES ESTRUCTURALES	11
5.2.2. MAPAS ISOPACOS	12
5.2.3. PETROLEO "INSITU"	13
5.3. CARACTERISTICAS PETROFISICAS	14
5.3.1. REGISTROS DE POROSIDAD	14
5.3.2. REGISTROS DE SATURACION	15
- FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION	16
5.3.3. REGISTROS COMPILADOS	17
5.4. ANALISIS PVT	18

6.	DETERMINACION DE LAS RESERVAS PETROLIFERAS	20
6.1.	CONCEPTO DE RESERVAS	20
6.2.	DETERMINACION DEL FACTOR DE RECUPERACION	26
6.2.1.	METODO ESTADISTICO	29
6.2.2.	METODO DE ENTRADA DE AGUA	32
6.3.	RESERVAS MAS PROBABLES - RANGO DE PROBABILIDAD	34
	- DETERMINACION DE LA DECLINACION DE LA PRODUCCION	36
7.	ANALISIS ECONOMICO	39
	- PRECIO DEL PETROLEO	39
7.1.	DETERMINACION DE LAS INVERSIONES	40
	- SISTEMA DE PRODUCCION ARTIFICIAL	42
	- DEPRECIACION	43
7.2.	COSTOS DE OPERACION	44
7.3.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) Y VALOR ACTUAL NETO (VAN)	45
7.4.	ANALISIS DE SENSIBILIDAD	48
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	54
8.1.	CONCLUSIONES	54
8.2.	RECOMENDACIONES	56
9.	ANEXOS	59
9.1.	TABLAS	59
9.2.	GRAFICOS	60
10.	BIBLIOGRAFIA	106

3. ANTECEDENTES.

El pozo exploratorio 1X-IBERIA fue el primero de los cuatro pozos que perforó la compañía operadora en el Lote que le fuera asignado, teniendo todos ellos como objetivo principal el Cretáceo, siendo éste el único pozo que encontró petróleo en la formación VIVIAN con una gravedad de 13.62 ° API a 60 ° F en el campo y 17.7 ° API a 60 ° F en pruebas de laboratorio.

OPERACIONES DE PERFORACION.

La perforación del pozo 1X-IBERIA se inició con broca de 17 1/2 in. , bajando de forros de 13 3/8 in. hasta la profundidad de 1504 ft. y cementado con 1200 sx. de cemento. Luego se continuó la perforación con broca de 12 1/4 in. y el uso de lodos no dispersos (polímeros), hasta la profundidad de 8098 ft. y se bajó forros de 9 5/8 in. a 7149 ft., presentándose problemas de pérdida de circulación durante la cementación desplazándose 250 sx. de cemento a la formación. Para reparar la cementación primaria se tuvieron que realizar tres cementaciones forzadas, teniendo que suspenderse la última de ellas por producirse una pesca al caerse el empaque RTTS en el momento de sentarlo.

Recuperado el "pescado", continuó la perforación con broca de 8 1/2 in. hacia la profundidad de 12302 ft. Asimismo, en el intervalo 8975 ft.- 8960 ft. de la formación VIVIAN se tomó un núcleo convencional, logrando recuperar 5 ft. 3 in. de los 15 ft. cortados.

Se tomaron los registros eléctricos siguientes:

- Inducción Eléctrica de 12300 ft. a 7900 ft.
- Densidad - Rayos Gamma de 12300 ft. a 7900 ft.
- Sónico - Caliper de 12300 ft. a 7900 ft.
- Proximity - Caliper de 12300 ft. a 7146 ft.
- Muestras de Pared en las formaciones VIVIAN, CHONTA, AGUA CALIENTE Y CUSHABATAY.

Bajó lina de producción de 7 in. hasta 9170 ft. y cemento con 470 sx. de cemento clase H.

OPERACIONES DE COMPLETACION.

Durante la completación se efectuó la prueba de formación a pozo entubado (D.S.T.) en el intervalo 8914 ft. 8905 ft. de la formación VIVIAN, con estrangulador de 5/8 in. en el fondo y los siguientes resultados:

ESTRANG.	TIEMPO DE FLUJO	BPD	PRES. EN LA CABEZA	GOR	API	BSW (%)
1 in.	82 min.	268	35 psi	N.R.	13.0	
1/4 in.	58 min.		184 psi	N.R.	13.0	
1/2 in.	197 min.	547	75 psi	8 ft ³ /bl.	13.2	
1 in.	91 min.	807	58 psi	7 ft ³ /bl.	13.6	0.3

Como los resultados de la prueba no satisfacían las expectativas económicas de la Compañía operadora, decidieron su abandono, colocando dos tapones de cemento a 8295 ft. y 6600 ft. respectivamente (Gráfico No. 2).

4. INTRODUCCION.

La estructura IBERIA se encuentra ubicada en el Departamento de Loreto a unos 55 km. del S.O. de un puerto fluvial. Un meandro del canal PUINAHUA cruza la estructura de S.E. a N.O., viniendo a desembocar en el río UCAYALI a unos 25 Km. del yacimiento. Asimismo, está a unos 80 km. al S.E. del yacimiento YANAYACU, lo cual facilitaría su conexión con el oleoducto principal (Gráfico No. 1).

Las coordenadas del pozo descubridor son las siguientes:

PARCELA 16

COORDENADAS	NORTE	1'512,999.9	mt.
	ESTE	904,608.8	mt.

Debido a que está ubicado en una zona típica de Selva Baja, la plataforma tuvo que ser construida en la margen derecha del canal que atraviesa la estructura.

PROSPECCION SISMICA

La campana sísmica para detectar las estructuras presentes en el Lote, fue realizada con levantamientos sísmicos, terrestres y fluviales. La delimitación de la estructura IBERIA fue determinada por cuatro líneas longitudinales a ella y tres líneas transversales al yacimiento (Gráfico No. 3) Con esta información la Compañía operadora construyó los mapas de contorno en tiempo y contornos estructurales, utilizando como

5. ANALISIS TECNICO.

En el presente trabajo se ha seguido la metodología que empleamos mayormente en las evaluaciones técnicas de los proyectos que desarrollamos tratando con ello de cubrir todas las áreas que involucran una toma de decisión acertada.

5.1. ASPECTOS GEOLOGICOS.

ESTRATIGRAFIA.

Para la prognosis del pozo 1X IBERIA se utilizó la columna estratigráfica del área del río Ucayali, debido a su cercanía al mencionado río; sin embargo, los resultados de la perforación, determinaron el uso de la columna estratigráfica del área del río Marañón, debido a su semejanza a los pozos perforados por Petroperú en el lote 8, sobretodo con la estructura Yanayacu. Sin embargo, es conveniente puntualizar que del estudio e interpretación de los registros eléctricos, descripción del núcleo convencional, registro litológico y su correlación con pozos perforados al sur del río Marañón, muestran que tanto la formación Chonta como la formación Vivian, se han desarrollado en condiciones de facies deltaicas.

En el caso específico de la formación Vivian se ha establecido ciertos cambios de facies, la parte inferior corresponde a un ambiente de deposición y distribución amplia de caracteres uniformes (blanket), la parte

superior separada de la inferior por una zona impermeable, corresponde a unas arenas de grado medio a fino, clasificadas y limpias (es la zona productora), estas arenas parecen estar relacionadas con depósitos de canales; finalmente, hacia el tope hay una zona impermeable que serviría como sello.

En el Gráfico No. 5 se muestra la secuencia estratigráfica presente en el pozo exploratorio, así como sus espesores y principales características de cada roca.

GEOLOGIA ESTRUCTURAL.

Principalmente a base de la información sísmica, se han confeccionado mapas de interpretación estructural en un horizonte Pre-Cretáceo y la discordancia del Pre-Terciario.

El modelo estructural del Pre-Cretáceo, de suaves plegamientos y fallamiento en bloques, presenta bloques altos y estructuras anticlinales prospectivas para la exploración.

Los sedimentos del conjunto Cretáceo-Terciario tienen un buzamiento general de 1° a 2° hacia el O y SO, pero se hallan suavemente plegados, conformando alineamientos estructurales de dirección NO-SE y NNO-SSE. Las estructuras presentes en esta área, caen dentro de un alineamiento anticlinal que sigue estas direcciones, con un cierre en extensión de 420 Km² y un cierre vertical de 148 ft. (45 mt.).

La estructura IBERIA constituye la culminación meridional de este anticlinal. Es ligeramente asimétrica, cuyo eje doblemente buzante está orientado en dirección NO-SE con una extensión de 18 Km. de largo y 8 Km. de ancho, presentando dos culminaciones de igual magnitud, distantes aproximadamente 5 Km. una de otra.

En el tope de la formación VIVIAN estas culminaciones se encuentran a la profundidad de -8452 ft. (-2,577 mt.), con una altura máxima de cierre vertical desde el nivel de acuífero (-8540 ft.) encontrado en el pozo exploratorio, de 88 ft. y una extensión considerada en el contacto agua-petróleo, de aproximadamente 42 Km². (14 Km. de largo por 3 Km. de ancho) (Ver Gráfico 4A).

5.2. TAMAÑO DE LA ESTRUCTURA.

5.2.1. SECCIONES ESTRUCTURALES.

La estructura IBERIA se encuentra bien definida a nivel de los horizontes "B" (Tope Pozo Basal) y "D" (Base Cretáceo) con las características siguientes:

MAPA ESTRUCTURAL	AREA CERRADA	CIERRE VERTICAL
Horizonte "B" (Tope Pozo Basal)	14,520 acres	20 milisegundos (82 ft.)
Horizonte "D" (Tope Cretáceo)	8,896 acres	25 milisegundos (98 ft.)

Tomando como base el mapa estructural en tiempo del horizonte sísmico "B", se ha preparado un mapa estructural de profundidad en el tope de la formación VIVIAN, el cual presenta la misma configuración ya que no se observa variación crítica de los espesores de la formación Huchpayacu, por lo que se infiere que el tope de VIVIAN mantendría la misma forma que el horizonte "B".

5.2.2. MAPAS ISOPACOS.

Usando como fuente información los mapas estructurales del horizonte sísmico "B" se ha confeccionado un mapa de arena neta del reservorio VIVIAN (Gráfico No.6) , determinándose una extensión de 13,800 acres y un espesor promedio de 34 ft..

Asimismo, tomando como contorno cero, el nivel de contacto de petróleo-agua determinado del registro de petróleo movable (MOP) se ha interpolado cada 16.4 ft., hasta un espesor máximo de arena neta de 65.6 ft. y el espesor de 16.4 ft. del pozo 1X-IBERIA (Gráfico No. 7).

Para las relaciones areales mayores de 0.5 se ha utilizado la ecuación trapezoidal siguiente:

$$V_n = 1/2 (A_n + A_{n+1}) \times h_n$$

y para las relaciones areales menores de 0.5 se ha

usado la ecuación piramidal siguiente:

$$V_n = 1/3 (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n \times A_{n+1}}) \times h_n$$

En donde :

V_n = Volumen del intervalo (acre-ft.).

A_n = Area de un contorno de espesor (acre).

A_{n+1} = Area del contorno inmediato superior (acre).

h_n = Espesor entre los contornos (ft.).

El cálculo nos ha determinado un volumen de 468,567 acres-ft. tal como se muestra en la Tabla No. 1.

5.2.3. PETROLEO "INSITU".

- Para la determinación del volumen fiscal contenido por la estructura, vale decir el volumen medido a condiciones estándar de superficie, se ha aplicado la siguiente fórmula:

$$N = 7,758 V_n \emptyset (1 - S_w) / F.V.F.$$

En donde :

N = Reservas "insitu" (STB)

V_n = Volumen de la estructura (acre-ft.).

\emptyset = Porosidad promedio ponderado (fracción).

S_w = Saturación de agua promedio ponderado (fracción).

F.V.F. = Factor de volumen de formación (Bls. reserva / STB).

5.3 CARACTERISTICAS PETROFISICAS.

5.3.1. REGISTROS DE POROSIDAD.

El valor de la porosidad ha sido determinada de los registros de densidad y sónico BHC, comparándolos con los datos obtenidos a partir de las muestras laterales.

Con este propósito se preparó un gráfico Porosidad vs. Profundidad en el cual se plotearon los valores de porosidad obtenidos en el registro sónico, de densidad y el de densidad corregido por arcillosidad y finalmente de las muestras laterales; considerando el intervalo 8928 ft. - 8903 ft. como el más representativo de la zona prospectiva, tal como se muestra en el registro de petróleo movable (MOP).

Para el registro de densidad corregido por arcillosidad se utilizó la siguiente ecuación :

$$\emptyset_e = \emptyset_d - V_{sh} \times \emptyset_{Dsh}$$

En donde :

\emptyset_e = Porosidad efectiva.

\emptyset_d = Porosidad del Density.

V_{sh} = Volumen de arcilla.

\emptyset_{Dsh} = Porosidad de la arcilla.

En la Tabla No. 2 mostramos los resultados, obtenidos por esta fórmula y la de las muestras laterales, habiendo considerado el valor de $\emptyset = 21.0 \%$ como el más probable.

5.3.2. REGISTROS DE SATURACION.

Siendo necesario conocer qué fracción del volumen está ocupado por el petróleo, se determina éste por método indirecto de calcular la saturación de agua que tiene la formación y que puede ser obtenido a través de la lectura de los registros eléctricos con que se cuentan.

Para ello se usaron dos valores de resistividad del agua de formación del VIVIAN a la temperatura del reservorio (185 ° F) :

$$R_w = 0.038 \text{ Ohm} - \text{mt.}$$

$$R_{mf} = 0.800 \text{ Ohm} - \text{mt.}$$

Y

$$R_w = 0.018 \text{ Ohm} - \text{mt.}$$

$$R_{mf} = 0.300 \text{ Ohm} - \text{mt.}$$

A base de esta información y empleando el método de ARCHIE cuya fórmula es la siguiente:

$$S_w^2 = F \times \frac{R_w}{R_t}$$

se calculó el promedio ponderado.

Sin embargo, el resultado obtenido de $S_w = 61.1 \%$ es muy alto por lo que se aplicó la fórmula Poupon a fin de

corregir por arcillosidad :

$$\frac{S_w^2}{F} + \frac{V_{c1}}{R_{sh}} \times R_w \times S_w - \frac{R_w}{R_e} = 0$$

En donde :

S_w = Saturación de agua (fracción).

F = Factor de resistividad de la formación
(fracción).

V_{c1} = Volumen de lutitas (fracción).

R_{sh} = Resistividad de las lutitas (ohm - mt.).

R_w = Resistividad del agua intersticial (ohm - mt.).

R_e = Resistividad verdadera de la formación.

Una vez efectuado los cálculos y logrado corregir el valor por la presencia de arcillas, la saturación por agua mas probable es de $S_w = 56.0 \%$ (Tabla No. 3).

FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION.

Para la determinación del F.V.F. para este reservorio, se construyó una curva de correlaciones PVT para la formación VIVIAN (Ver Gráfico No. 9) utilizando los datos de las estructuras de Occidental que producen de esta formación obteniéndose un F.V.F. por correlación de 1.062 Bls. / STB.

Sin embargo, por utilización de los datos del P.V.T. del núcleo obtenido, y para una presión de 3,979 psi., la

Compañía operadora reporta un F.V.F. de 1.07 Bls. / STB. derivado del empleo de la relación de BEAL & KATZ.

Con estos datos podemos calcular el petróleo "insitu" para la estructura :

$$N = 7758 \times 468,567 \times 0.21 \times (1 - 0.56) / 1.07$$

$$N = 313.9 \text{ MM STB.}$$

5.3.3 REGISTROS COMPILADOS.

En base a los registros eléctricos que se tomaron durante la etapa de completación del pozo exploratorio se ha preparado un registro de petróleo movable (MOP), determinándose que el intervalo 8918 ft. - 8903 ft. se muestran las condiciones más favorables para obtenerse producción de petróleo, aunque se encuentra muy cercano al contacto petróleo-agua (8924 ft.), y que a nivel regional se ha detectado encontrarse a 8545 ft. bajo el nivel del mar.

Para la construcción de este registro compilado se ha correlacionado las lecturas de los registros de inducción con el de densidad, densidad compensada, sónico y sónico compensado y el registro de proximidad en el cual se graficó el registro de petróleo movable (MOP) (Gráfico No. 7).

Los resultados de la interpretación ha sido corroborado durante las pruebas de producción de la formación Vivian en el intervalo 8914 ft. - 8905 ft., al haberse obtenido petróleo en superficie.

5.4. ANALISIS PVT.

Durante la perforación del pozo exploratorio 1X-IBERIA logró obtenerse un núcleo convencional de la formación VIVIAN en el intervalo 8975 ft. - 8960 ft. recuperándose 5 ft. 3 in. correspondiente a la zona de 8965 ft. - 8961 ft. con los resultados del análisis que aparecen en la Tabla No. 4

La baja recuperación obedece a que como se explica en la descripción de las muestras se trata de arenas muy friables, mostrando en la zona inferior buena porosidad y permeabilidad.

Asimismo, en las muestras laterales de pared para la formación VIVIAN confirmaron esta tendencia, así como la presencia de fluorescencia.

No hubo información por parte de la Compañía operadora en cuanto a los resultados de los análisis PVT, habiendo comunicado que las muestras de petróleo analizadas en su laboratorio tenían una gravedad de 17.7 ° API con evidencias de haber sufrido una degradación por presencia de bacterias que dejaban ausente de la muestra los hidrocarburos C15-C30 (parafinas) en los exámenes cromatológicos.

Por otro lado, cuando la Compañía operadora decidió abandonar este pozo consideró un F.V.F. de 1.07 Bls. / STB en aplicación del método BEAL & KATZ, teniendo en cuenta que durante las pruebas de producción se detectó muy poca presencia de gas, estimando un GOR de 7 Cu ft./ bl.. En

lo referente a las propiedades físicas del agua de formación producida no pudieron ser determinadas por encontrarse altamente influenciadas por la presencia del filtrado del lodo de perforación.

6. DETERMINACION DE LAS RESERVAS PETROLIFERAS.

6.1. CONCEPTO DE RESERVAS.

En términos generales las reservas se pueden definir como los recursos naturales que pueden ser extraídos bajo condiciones económicas. En el caso específico de la industria del petróleo, a la anterior definición habría que agregar que es todo el petróleo, gas, condensados y otros hidrocarburos factibles de ser producidos empleando las técnicas convencionales, en condiciones económicas favorables y en un determinado periodo de tiempo que haga rentable su extracción.

El simple hecho de establecer una cantidad como el volumen almacenado en una Estructura no es suficiente para asegurar el éxito en el desarrollo de éstas reservas, sino que hay que tomar en consideración ciertos parámetros que han de incidir directamente sobre el proyecto. En general se pueden dividir estos parámetros en los siguientes grupos:

Técnicos.

Fiscales.

De Mercado.

Estos tres grupos pueden ser subdivididos como sigue:

TECNICOS

FISCALES

DE MERCADO

- | | | |
|--------------------------|---------------------------------|------------------------|
| - Volumen de reservas | - Tipo de Contratos e impuestos | - precio del petróleo. |
| - Tipos de Hidrocarburos | | - Precio del gas. |
| - Inversiones requeridas | | - Tipo de cambio. |
| - Costos Operativos | | - Inflación. |
| - Regimen de Producción | | |

A excepción del volumen de las reservas todos los demás parámetros pueden ser afectados por el factor tiempo y por ende contribuir a hacer no comercial cualquier proyecto.

Es importante anotar que en la medida que la Industria Petrolera ha ido desarrollándose, la necesidad por definir y clasificar las reservas ha ido en aumento y siempre ha sido motivo de controversias sobre todo cuando se trata de clarificar la participación de socios o de la parte que corresponde fiscalizar a un gobierno sobre sus riquezas petroleras.

En 1,962, J.J. Arps publicó una clasificación bastante completa de las reservas, agrupadas en cuatro criterios:

1. FUENTE DE ENERGIA

- Primaria.
- Secundaria.

2. GRADO DE COMPROBACION:

- Probada.
- Probables.
- Posibles.

3. ESTADO DE DESARROLLO
(Sólo para probadas)

- Desarrolladas.
- No desarrolladas.

4. ESTADO DE PRODUCCION:
(Sólo para probadas-desarrolladas)

- Produciendo.
- No produciendo.

El primer criterio de clasificación está bastante claro en sus definiciones, considerando como

Reservas Primarias.- Aquellas que pueden ser recuperables comercialmente a los precios y costos actuales, por el empleo de métodos y equipos convencionales, con el aprovechamiento de la energía propia del reservorio.

Reservas Secundarias.- Las que pueden ser recuperables comercialmente a los precios y costos actuales, en adición a las reservas primarias, con el empleo de medios artificiales que ayuden o reemplazen a la energía propia del reservorio, muchas veces con cambios en las características físicas de los fluidos del reservorio.

Los criterios 2º y 3º son los que por su definición dan motivo a confusiones ya que los términos usados en la descripción han creado problemas de interpretación. Las

definiciones que presentamos a continuación han sido planteadas y adoptadas por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) el 27 de Febrero de 1.987.

Reservas Probadas.- Son aquellas que pueden ser estimadas, con una certeza razonable, de ser recuperables en condiciones económicas actuales que incluyan precios y costos que prevalezcan en el momento que fueron estimadas. Las reservas probadas pueden ser desarrolladas y no desarrolladas. Asimismo, debe haber facilidades para procesarlas y transportarlas a un mercado existente en el momento que fueron estimadas o existe una expectativa razonable para instalar estas facilidades en el futuro.

Reservas no probadas.- Aquellas basadas en informaciones geológicas y de ingeniería similares a las que se usaron en estimar las reservas probadas, pero que por normas técnicas, contractuales o económicas establecidas, impiden ser clasificadas como probadas.

Estas reservas, pueden ser estimadas para programas internos o evaluaciones especiales y no deben ser adicionadas a las reservas probadas por tener diferentes niveles de incertidumbre, subdividiéndose a la vez en

Reservas Probables. Las que siendo de menor evidencia que las probadas, pueden ser estimadas con un grado de certeza suficiente para indicar que son más factibles de recuperarlas de que no.

Reservas Posibles. De menor nivel de certeza que las anteriores y que pueden ser estimadas con un bajo grado de certidumbre, insuficiente para indicar si es más factible de ser recuperadas de que no.

La Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos se ha pronunciado sobre el tema de las reservas, interesándose solamente por definir las reservas probadas, que son muy cercanas a las aprobadas por el SPE sobretodo en el tema de precios y costos.

Asímismo, OLADE en Mayo de 1,989 ha proporcionado sus definiciones oficiales sobre reservas que coinciden mayormente con la clasificación del SPE.

Finalmente, el Departamento de Energía del Reino Unido da estas definiciones

Reservas Probadas.- Aquellas en la que la evidencia disponible es virtualmente cierta para ser técnica y económicamente producible (más del 90% de oportunidades de ser producidas).

Reservas Probables.- Aquellas que aun no son probadas pero que se estiman tienen más del 50% de oportunidades de ser técnica y económicamente producibles.

Reservas Posibles.- Aquellas que al presente no pueden ser consideradas como probables sino que se estima tienen una oportunidad signifitivamente menor que el 50% de ser técnica y económicamente producibles.

Sin embargo, el problema de fondo es que en todas estas definiciones y sobretodo en las que se usan para las reservas probadas se habla realmente de reservas estimadas, lo cual implícitamente acepta que no hay seguridad absoluta, razón por la cual Thompson & Wright proponen que debería, en forma general, usarse en la clasificación el término reservas estimadas en lugar de probadas que proyectan la imagen de ser garantizadas.

Con este mismo criterio, ellos indican que la clasificación de reservas probadas no desarrolladas no existe y ponen un ejemplo que es bastante común en la industria del petróleo, sobre todo en el ámbito de estructuras gasíferas. Al iniciar las operaciones, en una estructura de filiación gasífera, con la información geofísica y geológica favorables se asignan reservas que justifican la perforación del pozo exploratorio. Durante las pruebas de completación, generalmente de corta duración, muestra buen potencial productivo y se perforan dos o tres pozos más para delimitar el reservorio, con idénticos buenos resultados, dejándose cerrados todos estos pozos en espera de la construcción de la infraestructura necesaria, incluyendo el gaseoducto. Estos pozos confirmatorios cuando se proyectaron estaban en la condición de reservas probadas no desarrolladas y con los resultados obtenidos la estructura en general pasa a la condición de desarrollo.

Sin embargo una vez puestos en producción sus regímenes caen violentamente, haciendo antieconómico el continuar perforando en el área, razón por la cual, los autores sugieren dividir las reservas en dos categorías:

1. Reservas provenientes de pozos que han producido en forma continua por lo menos en un período de seis meses.
2. Reservas provenientes de pozos que han sido perforados, completados y puestos en producción, pero que tienen menos de seis meses de historia.

Particularmente consideramos que es necesario una reestructuración de la clasificación de reservas que

permitan un manejo más adecuado en la relaciones tanto entre socios privados, como en la relación de estas Compañías con los Gobiernos que fiscalizan sus actividades petroleras en cualquiera de las modalidades de participación que utilicen.

6.2. DETERMINACION DEL FACTOR DE RECUPERACION.

Existen cuatro métodos convencionales de estimar reservas y uno nuevo que está tomando auge. Estos son los siguientes

1. Analógico.
2. Volumétrico.
3. Balance de Materiales.
4. Curvas de Declinación.
5. Simulación de Reservorios.

Este último método es básicamente una extensión del balance de materiales y aunque es mucho más avanzado su empleo es también altamente costoso y requiere bastante información de base.

Los otros métodos son tradicionalmente más usados y son independientes unos de otros, lo cual puede ser ventajoso para verificar los resultados obtenidos por comparación.

En la Tabla No. 5 estamos incluyendo las características de cada uno de los métodos convencionales.

En la Estructura materia del presente trabajo, el método que vamos a utilizar para la determinación del factor de recuperación es el volumétrico.

Establecidos los parámetros que permiten determinar el petróleo "insitu" es necesario obtener la información básica de las características de la roca reservorio, así como de los fluidos que contiene y lo que es más importante el mecanismo de producción que debe estar presente en el reservorio con la finalidad de determinar tanto la recuperación final, como la declinación de los reservas estimadas.

Entre los parámetros más importantes para la determinación del factor de recuperación están los siguientes:

Presión de formación. El cual es un índice de la energía potencial del reservorio. En el caso de la Estructura que nos ocupa se tomó un registro DST a hueco entubado, que por aplicación del método de Horner se obtuvo una presión estática del reservorio de 3,940 psi (Gráfico No. 8).

Permeabilidad (k). Del análisis del núcleo convencional se obtuvo una permeabilidad de 0.214 darcys.

Viscosidad del Petróleo (μ_o). El análisis del petróleo obtenido en las pruebas de DST se determinó una viscosidad de 30 cp. que corregido a la gravedad de 13.62 ° API, un G.O.R. de 7 Cu. ft. / STB. y 184 °F como temperatura del reservorio, obtenido de los registros eléctricos, se determinó una viscosidad de 26 cp.

Viscosidad del Agua de formación (μ_w). Las muestras obtenidas en el campo, por su escaso volumen, no permitieron obtener su viscosidad, teniendo presente que tampoco eran representativas por estar contaminadas con el

filtrado del lodo, razón por la cual se ha asumido como 0.35 cp. por ser promedio del área.

- **Mecanismo de impulsión.** En Selva Norte un buen número de reservorios en producción lo hacen por el sistema de impulsión por agua, teniendo en algunos casos, como por ejemplo el reservorio de Corrientes, en la cuenca del Marañón, en que sus formaciones están conformadas por un acuífero de gran magnitud y el influjo de agua se considera como infinito, retardando de esta manera la caída de presión en el reservorio.

En el caso del reservorio de Maquia, en la cuenca del Ucayali, es un perfecto sistema artesiano, lo cual se puede detectar muy fácilmente en el historial de producción ya que en la épocas de lluvia, las quebradas que circundan el yacimiento crecen en su caudal y la producción total del reservorio se incrementa.

Todas estas consideraciones nos permitirían aseverar por analogía, que el sistema de producción más probable para la Estructura en estudio sería la impulsión por agua.

Por otro lado del análisis de los gráficos de Presión vs. diferencial de Tiempo (Gráfico No. 8A), construido a base de la prueba de formación, se puede apreciar en determinado momento, un cambio en la pendiente. Este cambio puede obedecer a modificaciones en los parámetros que intervienen en la ecuación de movilidad :

$$M = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o}$$

También estaría indicando la presencia muy cercana del contacto petróleo-agua, lo cual nos induciría a estimar que el tipo de mecanismo de impulsión presente en el reservorio, es por agua.

Es de lamentar que las pruebas DST a hueco entubado no tuvieran la duración suficiente para realizar estudios más detallados acerca del posible comportamiento del reservorio VIVIAN en esta Estructura.

6.2.1. METODO ESTADISTICO.

El primer método fue llevado a cabo por J.J. Arps para el Instituto Americano de Petróleo (API) y se basa en estudios estadísticos efectuados por Craze y Buckley's en 103 reservorios ubicados tanto en Canadá como en el Este Medio de los Estados Unidos, de los cuales 70 de ellos eran reservorios que producían por impulsión completa o parcial de agua y con saturaciones residuales de aceite entre 17.9% y 60.9 %.

El método en si mismo trata de correlacionar la conducta productiva de estos reservorios con las características físicas tanto de la roca reservorio como de los fluidos contenidos, formulando para los manejados por impulsión de agua la ecuación siguiente:

$$F.R. = 54.898 \times \frac{\left[\frac{\phi (1 - S_w)}{F.V.F.} \right]^{.0422} \times \left[\frac{k \mu_w}{\mu_o} \right]^{.077}}{(S_w)^{0.1903} \times \left[\frac{P_i}{P_a} \right]^{0.2159}}$$

Para el cálculo del factor de recuperación por el empleo de esta fórmula requerimos definir el valor de la presión de abandono (P_a), la cual si aceptamos que el método de impulsión presente en el reservorio es por agua, deberá ir depletándose muy lentamente.

Sin embargo como la relación de presiones afecta en forma directa el valor final que obtengamos, podríamos establecer que la presión de abandono en el límite sería cuando alcance el 50 % de su valor original. Con esto la relación P_i / P_a será la siguiente:

$$\frac{P_i}{P_a} = \frac{1}{0.5} = 2$$

$$\left[\frac{P_i}{P_a} \right]^{0.2159} = (2)^{0.2159} = 1.1614$$

Con lo cual el factor de recuperación será de :

$$F.R. = 54.898 \times \frac{\left[\frac{.21(1 - .56)}{1.07} \right]^{.0422} \times \left[\frac{.214 \times .35}{26} \right]^{.077}}{(0.56)^{.1903} \times 1.1614}$$

$$F.R. = 54.898 \times \frac{0.9018 \times 0.637}{0.8955 \times 1.1614} = 30.32 \%$$

En aplicación de lo que la misma API enuncia como limitaciones de la fórmula, los resultados son aceptables para petróleos que varían entre 20 ° y 30 ° API, con un estándar de error del 17.6 % con lo cual el valor más probable sería :

$$F.R. = 30.32 \times (1 - 0.176) = 24.98 \%$$

El segundo método, también basado en los estudios estadísticos de Craze y Buckley's lo realizaron con posterioridad al anterior Guthrie y Greenberger y tratan de correlacionar la conducta productiva de éstos reservorios con la configuración geométrica de los mismos, formulando la siguiente ecuación :

$$R = 0.11403 + 0.2719 \log k + 0.25569 Sw - 0.1355 \log \mu_0 - 1.538 \phi - 0.00035 h$$

$$R = 0.11403 + 0.2719 \log (214) + 0.25569 (0.56) - 0.1355 \log (50) - 1.538 (0.21) - 0.00035 (34)$$

$$R = 0.11403 + 0.2719 (2.3304) + 0.14319 - 0.1355 (1.69897) - 0.32298 - 0.0119$$

$$R = 0.3258 = 32.58 \%$$

Los autores indican que el 50 % de los campos han recuperado el valor obtenido + 6.2 % , el 75 % con un aproximado de + 9.0 % y el 100 % de ellos con una precisión de + 19.0 %.

Aplicando este razonamiento el valor más probable de aplicar la fórmula sería de :

$$R = 32.58 - 9.0 = 23.58 \%$$

6.2.2. METODO DE ENTRADA DE AGUA.

En 1,976 cuando aún no se tenía una idea exacta del comportamiento productivo que podían tener los campos petrolíferos de Selva, ya se tenía la certeza que éstos producirían por el sistema de impulsión por agua, se realizó un " Estimado preliminar de los factores de recuperación por inyección de agua para crudos de diferentes gravedades API de Selva Norte ".

Las gravedades escogidas fueron de 10.0 ° , 17.5 ° y 26.0 ° API y utilizando las ecuaciones del flujo fraccional con la información del reservorio de Corrientes que disponíamos en aquel momento. En la Tabla No. 6 estamos incluyendo los parámetros y simbología utilizada en los cálculos y en la Tabla No. 7 los resultados obtenidos .

Asimismo, a base de toda esta información, se prepararon los gráficos siguientes :

- | | |
|--------|--|
| No. 10 | CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA. |
| No. 11 | PERMEABILIDAD RELATIVA DEL PETROLEO Y AGUA. |
| No. 12 | PETROLEO MOVIBLE. |
| No. 13 | CURVA DE FLUJO FRACCIONAL (GRAVEDAD 17.5 ° API). |

No. 14 CURVA DE ESTIMADO DE RECUPERACION
(GRAVEDAD 17.5 ° API).

En base a esta información y para un petróleo de 17.5° API se determinó un factor de recuperación, para un WOR = 50 bl./bl., considerado como límite económico, de 15.7 %.

Sin embargo, este valor es sólo referencial ya que los parámetros no corresponden al reservorio en estudio; así mismo debido a la baja saturación del agua intersticial (12 %) y a la alta saturación del petróleo residual (61 %), las cuales afectan el resultado, se requeriría un análisis más detallado tanto en las curvas de permeabilidad relativa como del factor de variación de la permeabilidad.

Finalmente, con la aplicación del método de la saturación residual de aceite se puede también calcular el factor de recuperación. Para ello es necesario conocer la saturación residual del aceite que no podrá ser extraído del reservorio, dato que disponemos del método antes descrito y el F.V.F. a la presión de abandono que puede ser obtenido de la curva PVT (Gráfico No. 9) a la presión que se consideró en la fórmula API.

La ecuación a aplicarse es la siguiente:

$$F.R. = 1 - \frac{SOR (F.V.F.)_o}{(1 - S_w) (F.V.F.)_a}$$

Reemplazando valores tenemos:

$$F.R. = 1 - \frac{0.39 (1.07)}{(1 - 0.56) (1.025)} = 1 - \frac{0.4173}{0.4510}$$

$$F.R. = 1 - 0.9253 = 0.0747 = 7.47 \%$$

Este valor también es referencial ya que depende de la precisión de los datos empleados en el método anterior.

6.3. RESERVAS MAS PROBABLES - RANGO DE PROBABILIDAD.

A base de los valores anteriormente obtenidos, podemos calcular las reservas recuperables de la Estructura IBERIA en la formación VIVIAN mediante el empleo de la fórmula siguiente:

$$N_{re} = N \times F.R.$$

En su aplicación usaremos el factor de recuperación obtenido de la fórmula API, por lo que las reservas recuperables serían de :

$$N_{re} = (313.9) (0.2498)$$

$$N_{re} = 78 \text{ MM STB.}$$

Este valor constituye las máximas reservas que podrían ser extraídas de la estructura si es que se cumplen todas las asunciones que implica el haber usado

las fórmulas volumétrica y API para estimar tanto el petróleo "insitu" como el factor de recuperación, respectivamente. La principal asunción es que la Estructura es homogénea en sus características tanto de roca reservorio como de los fluidos que contiene, así como que durante su vida productiva, el barrido que produzca como resultado de la intrusión de agua en la zona de petróleo va a tener una alta eficiencia.

Como es fácil comprender, al analizar los registros eléctricos, tomados en el pozo exploratorio, el grado de expectativa para que se cumpla esta homogeneidad bastante cuestionable, así como los resultados de la historia productiva de los yacimientos actualmente en explotación en Selva nos indican que la eficiencia de barrido es de regular a baja.

En este sentido, hemos preparado la Tabla No. 8 en la cual consideramos las fuentes de información y el grado de precisión de éstas (en porcentajes), de los principales parámetros considerados en el cálculo de las reservas "insitu" y la Tabla No. 9 con los mecanismos de impulsión y los factores de recuperación estimados para cada uno de ellos.

El otro razonamiento que nos impele a "castigar" nuestras reservas es el comportamiento productivo de la Estructura Yanayacu, la cual produce de la formación VIVIAN por empuje lateral de agua, y cuyas características se presentan en la Tabla No. 10 en comparación a las de la Estructura en análisis. Tal como se puede apreciar en el cuadro comparativo, se ha estimado que la recuperación

final del yacimiento de Yanayacu es del orden de 9.75 % del volumen poroso total.

Por analogía, creemos más conveniente usar un factor de recuperación cercano al que nos presenta el historial de producción del yacimiento Yanayacu, que el obtenido por cálculos, de manera que el valor más probable de reservas recuperables es de :

$$N_{re} = (313.9) (0.08)$$

$$N_{re} = 25.0 \text{ MM STB.}$$

Este será el volumen que se considerará como reservas más probables a recuperarse como resultado de desarrollar la Estructura IBERIA en la formación VIVIAN .

DETERMINACION DE LA DECLINACION DE LA PRODUCCION.

De acuerdo a lo expresado por R. S. Thompson y J.D. Wright en su análisis de curvas de declinación para reservorios impulsados por agua, la cantidad de agua que está siendo producida siempre determina el límite económico del pozo y que las curvas de declinación del petróleo aparecen como si casi no declinaran mientras que el corte de agua se incrementa. Por esta razón aquellos pozos que presentan este comportamiento no pueden sujetarse al análisis estándar de curvas de declinación.

En estos casos, es más conveniente usar un método empírico como el de graficar la relación agua-petróleo

(W.O.R.) vs. la producción acumulada (N_p) En algunos casos este gráfico representará una línea recta que por extrapolación al límite económico de W.O.R. que nos fijamos, determinará la producción de petróleo extraíble del reservorio en estudio. Este método es muy recomendable en Compañías cuyos costos operativos son sensibles a la producción de agua.

Otro sistema que podría ser utilizado con el mismo fin es el método de máximo régimen eficiente (M.E.R) que para reservorios por influjo de agua requiere tenerse en consideración los parámetros siguientes:

La permeabilidad de la formación y la permeabilidad relativa a los fluidos presentes.

- La uniformidad de la zona productiva.
- La estructura del reservorio y la zona de entrada de agua.

Extensión areal y espesor de la formación (geometría de la estructura).

El estado de depleción del reservorio.

La declinación de la presión (no debe ser mayor del 75 al 80 % de la presión original del reservorio).

Por otro lado, nuevamente por analogía con el yacimiento Yanayacu, tenemos la evidencia de que este reservorio rápidamente requerirá del empleo de un sistema de producción artificial y éste ya ha sido definido, el bombeo electrocentrífugo, por los excelentes resultados que se vienen obteniendo tanto en los campos de Petroperú como en los de OCCIDENTAL en Selva Norte.

En la Tabla No. 11 y el gráfico No. 15 se están presentando el pronóstico de producción a quince años, teniendo en cuenta el diseño de la instalación de bombeo artificial propuesto y que será discutido más adelante.

Finalmente es necesario definir el número de pozos requeridos para lograr la recuperación total de las reservas estimadas. Una buena base para hacerlo lo constituye la información que nos brinda los resultados obtenidos en el pozo exploratorio, el cual sólo encontró 16.4 ft. de la arena prospectiva por haberse perforado a 2,000 ft. del eje de la estructura.

Con este criterio, nos parece acertado ubicar al mayor número posible de pozos a los largo del ápice de la estructura y a una distancia de 2,000 ft. entre pozo y pozo, con una configuración tal como aparece propuesta en el mapa de arenas netas (Gráfico No.6). Esto nos permite ubicar 20 pozos en la estructura conservando una distancia prudencial al contacto agua-petróleo de la formación; evitando de esta manera una conificación violenta durante la vida productiva de ellos.

El factor de éxito considerado (80 %) ha sido obtenido por estadísticas en base a los resultados de las otras estructuras desarrolladas en Selva Norte; lo cual significa que del total de pozos a perforarse, 16 resultarían productivos.

7. ANALISIS ECONOMICO.

La situación de producir los primeros hidrocarburos de una estructura significa la conclusión de un gran número de horas de trabajo en las diferentes disciplinas que dieron un apoyo técnico para tomar esta decisión. Pero este aparente final no es sino el comienzo de la aventura de desarrollar durante los siguientes años esta estructura y en donde se podrá comprobar lo acertado o no que estuvieron las predicciones técnicas como las económicas.

Naturalmente la decisión final para determinar si se invierte o no en el proyecto, deviene de un análisis puramente económico.

Sin embargo, la naturaleza de explorar y explotar los hidrocarburos es un negocio de gran incertidumbre, a tal punto que se afirma que el único momento en la vida del proyecto en el cual estamos en condiciones de asegurar cuántas fueron las reservas y cuál ha sido el retorno de la inversión es cuando el proyecto se ha completado o ha sido abandonado.

Cuando tratábamos el tema de la definición de las reservas indicábamos los parámetros que afectan el análisis económico de un proyecto, y ahora trataremos de analizarlos más en detalle.

PRECIO DEL PETROLEO.

Establecidas las reservas que estimamos recuperar, el otro factor técnico es el tipo de hidrocarburo que

esperamos encontrar va que este factor esta intimamente ligado con el precio que debemos utilizar como los ingresos que generará su desarrollo. En el caso del petróleo, este es un factor muy cambiante y depende de las variaciones físicas en su calidad, que incluye densidad, medida en grados API, el contenido de sulfuros, la base del petróleo crudo, etc.; que hace que aumente o disminuya su demanda y que fija su precio en el mercado internacional.

En el mercado interno, Petroperú está usando precios fijos para evaluación de proyectos de inversión, considerando un valor del petróleo de \$ 19.1 por barril a nivel país y \$ 17.4 por barril a nivel de empresa para el crudo de Selva, los cuales emplearemos en el presente trabajo.

7.1. DETERMINACION DE LAS INVERSIONES.

Es importante establecer las inversiones requeridas para el desarrollo de una estructura en Selva. El presente trabajo tiene por objeto justamente preparar un programa piloto que nos sirva para determinar todas las inversiones que se requieran y los elementos que compone la infraestructura básica para aplicarlo en cualquier otro proyecto similar bien sea hecho a traves de contratos de operación con Compañías privadas como utilizando recursos económicos nacionales.

En la Tabla No. 12 estamos consignando los costos de perforación y completación diferenciados para cada tipo de

pozos que se tendrá que perforar; para desarrollar la estructura. En la secuencia que se seguirá en el programa de perforación, se debe tener en cuenta la ubicación geográfica que nos obliga a la construcción de dos plataformas en la margen derecha del canal Puinahua y dos plataformas sobre pilotes de acero en el sur de la estructura, por tratarse de zona en Selva baja que es frecuentemente inundable. Bajo este panorama se ha considerado un pozo vertical y otro direccional para confirmar el tamaño del reservorio y un pozo vertical y 17 direccionales para desarrollarlo.

En la Tabla No. 13 se ha listado todos los componentes requeridos para una instalación estándar que permita supervisar la etapa de producción, incluyendo las facilidades para el personal a cargo de esta labor.

En el Gráfico No. 17 presentamos el diseño de una batería convencional en Selva de 30,000 barriles de capacidad considerando que la producción máxima se obtendría en el primer año, estimada en 11,050 B.P.D. con contribución de 12 pozos.

Las Tablas No. 14 y No. 15 presentan el total de inversiones requeridas para el desarrollo de la estructura IBERIA y el cronograma en el cual se requieren estas inversiones, considerando en el Caso A el conectar la estructura con la Estación de Bombeo de Yanayacu (\pm 80 Km.) y en el Caso B tener un oleoducto de 8 in. desde la batería a una subestación de bombeo en el río Ucayali (\pm 20 Km.), para desde este punto trasladar el crudo por barcas a la estación principal de Saramuro.

En el Gráfico No. 20 presentamos el cronograma de desarrollo de la estructura IBERIA.

SISTEMA DE PRODUCCION ARTIFICIAL.

Durante las pruebas de producción del pozo exploratorio las presiones en superficie fueron bajas, alcanzando una presión de 74 psi. durante la apertura con estrangulador de 1/2 in., y de 59 psi. con estrangulador de 1 in. Esta información nos está indicando que la vida productiva, por surgencia natural, de los pozos a perforarse será muy corta y que rápidamente se les tendrá que instalar un sistema de bombeo artificial. En el desarrollo de otros campos petroleros de Selva se han probado diferentes métodos de bombeo artificial, tales como:

Unidad de Bombeo en el 1X CORRIENTES con una eficiencia de levantamiento muy baja.

Bombeo hidraulico en el campo de Pavayacu con resultado aceptable pero no dentro del rango que requerimos.

GAS LIFT en los campos de Occidental, con buenos resultados mientras los reservorios tuvieron suficiente gas y energía para suministrar al sistema.

Bombeo electrocentrífugo, actualmente instalado en todos los campos de Petroperú y Occidental, siendo el sistema que mejores resultados ha tenido en su operación.

A base de esta experiencia estamos considerando el instalar bombas electrocentrífugas a todos los pozos de la estructura. En la Tabla No. 16 estamos incluyendo la

información básica y los resultados para determinar el equipo requerido; asimismo en el Gráfico No. 16 mostramos una instalación típica de estos equipos en Selva.

En la valorización de las inversiones se está considerando su precio en dólares a fin de hacerlo más estable y facilitar el análisis económico, minimizando con ello los efectos de la inflación interna, requiriendo por último conocer como se van a depreciar estas inversiones.

DEPRECIACION.

Conocemos, por este concepto la deducción que podemos incluir en la evaluación económica de los valores de todos aquellos equipos y/o bienes que requerimos para dar vida a un proyecto. En el caso de la industria del petróleo, es el Gobierno dueño del área y/o estructura en desarrollo, el que fija el tiempo en que estos bienes pueden ser depreciados. Generalmente se utilizan 2 sistemas :

- Depreciación Lineal
- Depreciación por unidad de Producción.

En el primer caso, el valor total de los bienes se divide entre el tiempo estimado de duración del proyecto y se deduce periódicamente la parte alicuota, a lo largo de todo el proyecto.

En el segundo caso, el que normalmente utilizamos en nuestras evaluaciones, el valor total de los bienes se divide entre el total de las reservas estimadas y se va descontando periódicamente el valor proporcional a la

producción de dicho período, durante toda la vida del proyecto.

7.2. COSTOS DE OPERACION.

Bajo este concepto se agrupan todos aquellos gastos que se requieren para el mantenimiento de una operación y se dividen en costos fijos y costos variables. En el caso de las operaciones en Selva no se lleva un control de los costos por yacimiento sino que se hace en forma general teniendo en el desagregado un 6 % de gastos directos, 39% de gastos indirectos y 55 % por depreciación de las inversiones.

Asimismo, el costo variable aumenta en forma directa con el total del fluido producido y no con la producción de petróleo.

Por estadísticas conocemos que los costos de 1,986 a 1,988 han ido incrementándose de \$ 4.3 a \$ 4.6 y \$ 5.0 por barril de crudo. Este incremento está influenciado por el desabastecimiento que hemos tenido durante este período y que conforme se iba agudizando, nos ha obligado a tomar medidas de emergencia en perjuicio de los costos operativos.

A base de esta información, tal como lo recomienda P. Parry en un trabajo presentado a las Naciones Unidas sobre evaluación de proyectos petroleros, estamos considerando un costo operativo de \$ 4.5 / bl. en el Caso A y \$ 5.8 / bl. en el Caso B, en el cual se han estimado los costos

por el transporte fluvial del crudo tal como aparece en la Tabla No. 17

7.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) Y VALOR ACTUAL NETO (VAN).

La evaluación económica de cualquier proyecto es un requisito básico para la toma de decisión final si se emprende o no.

El método de análisis empleado por Petroperú en la evaluación de sus proyectos se basa en los mismos conceptos sugeridos por P. Parry en la Compania Arthur D. Little Limited para este tipo de proyectos. En el mencionado trabajo el autor indica que para un mejor logro de los objetivos de una evaluación se pueden usar algunos de estos conceptos

Dólar Constante (real). En el cual todos los valores usados a lo largo de la vida del proyecto están basados en el precio del crudo, el costo de las inversiones y de los servicios, que prevalezcan en el momento de la evaluación y lo que es más importante, que los efectos inflacionarios afectan en la misma proporción; manteniendo de esta manera, constante el poder adquisitivo durante todo el proyecto.

Si bien con este concepto se facilitan los cálculos, crea distorsiones si se usa para futuros estimados contables y es un indicador inadecuado de ganancias si el costo de las inversiones y servicios se incrementa en diferente proporción que los precios del crudo.

Dólar presente. En este caso todos los valores son ajustados directamente con la inflación, tanto el precio del crudo como el costo de las inversiones y los servicios.

La ventaja de este sistema es que se toma en cuenta explícitamente la influencia de la inflación en el valor actualizado de los componentes del análisis económico, proveyendo de una predicción realista del flujo de caja en el futuro, sin embargo puede inflar las ganancias calculadas al distorsionar valores aun no obtenidos al no haberse tomado en cuenta la erosión del poder adquisitivo debido a la inflación.

Este sistema lo conocemos en nuestras evaluaciones con el nombre de valores escalonados y pierde vigencia en la medida que los factores de escalonamiento estimados se ajusten o no a la realidad, en el futuro.

Parámetro Fiscal. Se define este término como el tipo de acuerdo o las condiciones bajo las cuales una Compañía puede operar en un área. Los tres principales tipos de contratos existentes son:

- De producción por participación.
- De exploración.
- De servicios.

En cualquiera de estos casos el Gobierno dueño de la estructura a desarrollarse puede participar directamente en esta actividad con una parte equitativa (Joint Venture).

Asimismo, la participación que reciban así como la modalidad de pagos y los impuestos a que estén sujetos; dependerá de las reglas de juego que pone cada país, en el ejercicio de su soberanía.

Para los efectos del desarrollo del presente trabajo, estamos considerando una tasa impositiva del 35 % que es el impuesto que Petroperú paga normalmente al Gobierno Central. Las Tablas No. 18 y No. 19 presentan la evaluación económica de los casos A y B respectivamente, analizados bajo el concepto de dólar constante, a nivel empresa.

Por otro lado las Tablas No. 20 y No. 21 presentan las evaluaciones económicas de los mismos casos, usando el mismo concepto de valor dólar constante, a nivel país.

Los resultados obtenidos son los siguientes

	CASO A	CASO B
1. A NIVEL EMPRESA.		
Costos Operativos (\$ / bl.)	4.5	5.8
Inversión Total (Miles \$).	85,012	77,152
VAN al 20 % (Miles \$).	22,419	20,249
TIR (%)	30.30	30.46
Período de Retorno (años).	5.13	5.10
Rendimiento de la Inversión (%)	26.37	26.25

2. A NIVEL PAIS.

VAN al 20 % (Miles \$).	63,169	58,242
TIR (%)	44.88	45.72
Periodo de Retorno (anos).	3.60	3.56
Rendimiento de la Inversion (%)	74.31	75.49

7.4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD.

Existen un buen número de criterios que se aplican para evaluar la bondad de un proyecto. Desde el punto de vista estrictamente económico se pueden utilizar, el tiempo de retorno, la relación beneficios/inversiones, el régimen de retorno, el valor presente neto, el análisis del árbol de decisiones, etc., todos ellos relacionados al momento exacto en que los fondos son recibidos ó gastados. Todos estos conceptos pueden usarse en forma simultánea a fin de que la decisión sea hecha en base a un amplio rango de circunstancias, tratando en todo momento de minimizar los riesgos de inversión.

Por otro lado, el concepto del valor presente es muy importante y se puede simplificar en la expresión " asignar el beneficio correcto en el período correcto " Con este criterio, de la búsqueda que hemos realizado de los mejores métodos de análisis económico de un proyecto, el que presenta las mayores ventajas es el de flujo de caja neto, el cual combina el flujo de caja descontado con el régimen de retorno y el tiempo de retorno, y que

permite con el uso de computadoras variar información para medir rango de probabilidades.

Sin embargo, existen autores, como por ejemplo R. J. Thompson y J. D. Wright que prefieren el método del valor presente neto al flujo de caja descontado y proponen usar el flujo de caja modificado para que considere el descuento de las inversiones al tiempo 0 en la oportunidad promedio en que la Compañía lo realice.

Esta discrepancia en las opiniones pueden dar lugar a extensas discusiones sobre el tema, considerando que para los efectos del presente trabajo, el método de análisis económico no es gravitante para medir la sensibilidad de este proyecto.

En su lugar, es más conveniente poner mayor énfasis en el cálculo del factor riesgo por ser uno de los parámetros más subjetivos en el análisis económico del proyecto y como tal, una puerta abierta a las falsas interpretaciones.

En este sentido P. Parry aconseja que el riesgo sólo puede ser cuantificado cuando se puede apoyar con evidencias estadísticas. Si no hay tales evidencias entonces puede ser establecido claramente que sólo representa una óptima conjetura.

Por ejemplo, en la industria del petróleo, una estadística muy popular es la que se refiere al factor éxito de las exploraciones, señalándose que un programa de exploración se puede considerar exitoso si se descubre una estructura de cada diez perforadas (10 %). En el período 1,964 - 1,986 de 1,132 pozos exploratorios

perforados en el Mar del Norte. 242 fueron descubridores de nuevas áreas, pero solo 65 tuvieron el suficiente éxito para proseguir su desarrollo, lo que representa un factor real de éxito del 6 %.

Otro factor que es conveniente tener en cuenta, pero que muchas veces no es del agrado de las Gerencias, es la sensibilidad que puede tener el técnico o técnicos que desarrollan un proyecto, acerca de la posibilidad de éxito que éste puede tener. Este es un parámetro no cuantificable y de pocas posibilidades para que pueda ser usado como argumento de peso en una toma de decisiones.

En el caso que nos ocupa, hemos considerado tres parámetros como los más factibles de analizar a base de las corridas económicas que hemos realizado, tomando en consideración las inversiones a nivel empresa de los Casos A y B por ser los más críticos. Estos parámetros son:

Reservas.

Precio del Crudo.

Inversiones.

En los Gráficos No. 18 y No. 19 hemos representado los valores asignados a estos tres parámetros vs. el VAN al 20 % y luego sus modificaciones en porcentaje a otros valores del VAN, determinándose tres rectas convergentes.

A base de estos gráficos se ha podido determinar, por ejemplo,, la sensibilidad del proyecto al número de pozos requeridos (20) para el desarrollo adecuado de las reservas estimadas.

Por otro lado, del análisis de los gráficos se puede deducir lo siguiente:

En ambos casos las reservas pueden reducirse en un 27.5 %, vale decir a 18.1 MM. bls., si los demás parámetros no varían, para que el proyecto comience a hacerse no económico.

En ambos casos las inversiones pueden incrementarse en un 37.8 %, siempre y cuando no se modifiquen los otros parámetros, para que el proyecto se vuelva no económico. Podríamos invertir hasta 105 MM. \$.

El Caso B es más sensible a la disminución del precio del crudo. Con 18.4 % de reducción, se haría antieconómico vs. 20.3 % del caso A. Esto significa que si el precio del crudo varía de \$ 17.4 a \$ 14.2, el Caso A continuaría teniendo vigencia mas no así el Caso B.

Sin embargo, existe otro factor que tiene mucha influencia en el desarrollo económico del proyecto, esto es, los costos operativos.

En opinión de H. H. Haldorsen, de la Compañía NORSK HYDRO GAS GROUP, en la década de los 90, los campos más pequeños o de geología compleja requerirán de un mayor grado de precisión en los caudales estimados a fin de cuantificar y reducir las incertidumbres y las inversiones. Paralelamente con esta afirmación, también indica que en reservorios impulsados por agua, los costos son más sensibles a la producción total que a la producción de crudo.

En el caso que nos ocupa, si la decisión final fuera la de desarrollar la Estructura IBERIA con recursos

económicos nacionales, los costos operativos podrían ser un factor gravitante para mantener en la marginalidad económica el proyecto, ya que nuestra infraestructura contable no nos permite mantener datos consistentes para estimar costos por reservorio. Al ser llevados éstos en condiciones generales para toda operación Selva Norte, los proyectos nuevos están financiando a los campos antiguos.

Para este caso, sería conveniente tener en cuenta que entre los mecanismos de impulsión de ingeniería (Tabla No. 9) tendría que agregarse la optimización de las inversiones y de los procesos, que incidan directamente en la reducción de los costos operativos.

Finalmente, hay un criterio más que tiene trascendencia en el desarrollo de cualquier proyecto, la oportunidad de la inversión. Por tal motivo, no sólo debemos limitarnos a cuantificar las actividades requeridas para su implantación sino lo que es más importante, estar conscientes que una vez tomada la decisión, el proyecto debe seguir un cronograma bien elaborado y preocuparnos porque se cumplan las fechas programadas.

En la determinación del grado de expectativa de que el presente trabajo tenga una buena probabilidad de ser exitoso, tenemos las siguientes consideraciones:

Las reservas que hemos considerado para la evaluación económica son conservadoras y sólo representan el 8 % del volumen poroso a condiciones estándar.

Los bienes y servicios requeridos para su desarrollo son actualmente controlables, debido a la experiencia ganada

en la implementación de las otras áreas vecinas en operación.

Los precios internos del petróleo no deben sufrir variaciones espectaculares, debido a la demanda interna siempre mayor.

Un manejo más adecuado de las operaciones y una mejor estructura contable que nos permitiría reducir los costos operativos.

La posibilidad que al perforar en el eje de la estructura, el miembro PONA de la formación CHONTA pueda contribuir con algunas reservas adicionales a mejorar la economía del proyecto.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

8.1. CONCLUSIONES.

1. La estructura IBERIA es una culminación que forma parte de un alineamiento anticlinal que comprende además la continuación de otras dos estructuras sin filiación petrolífera.

2. La estructura IBERIA ha producido durante su completación, petróleo de 17.7 ° API de la formación VIVIAN y ha mostrado buena fluorescencia en el miembro PONA de la formación CHONTA. Asimismo se encuentra a 80 Km. al S.E. de la estructura Yanayacu que produce de ambas formaciones, con una gravedad API de 18 ° para el crudo de la formación VIVIAN.

3. El pozo descubridor de la estructura está ubicado en el flanco Este a 2,000 ft. del eje de la estructura, en la culminación Norte, habiendo encontrado 16.4 ft. de la arena prospectiva, razón por la cual no es conveniente su rehabilitación.

4. La formación VIVIAN, tiene una potencia promedio de 34 ft. de arena neta petrolífera y una extensión areal de 13,887.3 acres en el contorno cero, el nivel del contacto petróleo-agua (8,545 ft. b.n.m.).

5. La información del núcleo convencional, análisis PVT y las pruebas de producción (por su corta duración), no permiten que los parámetros sobre las características de la roca reservorio y los fluidos presentes, sean

suficientemente confiables para el cálculo del petróleo "insitu" y el factor de recuperación.

6. Basados en el mapa de arena neta y por analogía con la recuperación final esperada en Yanavacu, se estiman 25 MM bls. como reservas más probables para el reservorio VIVIAN y que se requieren 20 pozos para desarrollarlas, con un factor de éxito del 80 %.

7. En facilidades de producción se han considerado dos alternativas. La primera (Caso A) considera la construcción de un oleoducto de 8 in. hasta Yanavacu (80 Kms.), con una inversión total de 85,012 M \$, y la segunda (Caso B), la construcción del oleoducto de 8 in. hasta una sub-base en el río Ucayali (20 Kms.) con una inversión de 77,152 M \$.

8. A fin de medir el factor de riesgo para ambas alternativas, se ha efectuado un análisis de sensibilidad a las reservas, inversiones y precio del crudo, mostrando los resultados una similitud que nos permitiría usar indistintamente cualquiera de ellos. Los valores obtenidos son los siguientes:

PARAMETRO	CASO A	CASO B
RESERVAS	- 27.5 % (18.1 MM.bl.)	- 27.5 % (18.1 MM.bl.)
INVERSION	+ 37.8 % (117 MM \$)	+ 38.0 % (106 MM \$)

PRECIO DEL CRUDO	- 20.3 % (13.9 \$ / bl.)	- 18.4 % (14.2 \$ / bl.)
VAN / INVERSIONES(%)	26.37	26.24

8.2. RECOMENDACIONES.

1. No rehabilitar el pozo 1X IBERIA por encontrarse en el flanco de la estructura y el intervalo abierto a producción (8,914 ft. 8,905 ft.) muy cercano al contacto petróleo-agua (8,924 ft.)

2. Perforar dos pozos confirmatorios en el eje de la estructura para delimitar el tamaño de la formación VIVIAN, con la obtención de núcleos convencionales y pruebas de producción largas para obtener una buena información. Asimismo, en ambos pozos se debe evaluar el miembro PONA de la formación CHONTA.

3. Programar un análisis completo PVT a fin de re-estimar reservas con un mayor grado de precisión y determinar la continuidad de las operaciones, para desarrollar la estructura, con la perforación de las 18 ubicaciones adicionales.

4. Tener en consideración, durante la completación de los pozos, de punzonar la zona productiva en el tope de la arena y en intervalos no muy grandes, con el objeto de poder controlar la conificación en el reservorio y el corte de agua.

5. Probar el uso de un banco de polímeros a fin de incrementar la viscosidad del agua por 10 veces, y asegurarnos de que el valor estimado para la recuperación final se cumpla y/o que la eficiencia de barrido sea la más alta posible.

6. Construir la Bateria, y todas las facilidades de producción en tierra firme, en la margen derecha del canal PUINAHUA a fin de facilitar la supervisión y evitar incrementar innecesariamente los costos operativos.

7. Asimismo, las plataformas de perforación para el desarrollo de la culminación Norte, deben ser construidas en tierra firme, con el mismo propósito.

8. En la culminación Sur deberá construirse dos plataformas sobre pilotes de acero, diseñadas lo suficientemente amplias para perforar seis pozos desde cada una de ellas (uno vertical y cinco direccionales).

9. Considerar en la infraestructura del campo, la construcción de pozas de decantación de suficiente volumen a fin de obtener una buena separación agua-petróleo, evitando la contaminación ambiental por petróleo.

10. Las líneas de flujo de los pozos productores así como el oleoducto de 8 in. deberán ser tendidos sobre marcos "H" a fin de protegerlos de la corrosión externa.

11. Programar la instalación de Bombeo electrocentrifugo desde el inicio de las operaciones.

12. Establecer procedimientos contables para identificar y controlar los costos operativos por estructura y revisar periódicamente la evaluación económica del proyecto con la finalidad de poder medir si este va en la dirección correcta.

9. ANEXOS.

9.1. TABLAS.

- No. 1. CALCULO VOLUMETRICO DE RESERVAS.
- No. 2. DETERMINACION DE LA POROSIDAD.
- No. 3. DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA.
- No. 4. RESULTADO DEL ANALISIS DE NUCLEOS.
- No. 5. CARACTERISTICAS DE LOS METODOS PARA ESTIMAR RESERVAS.
- No. 6. METODO DEL FLUJO FRACCIONAL.
- No. 7. CALCULO DE LA RECUPERACION DEL PETROLEO.
- No. 8. PROCEDENCIA Y PRECISION DE LOS PARAMETROS ESTATICOS.
- No. 9. MECANISMOS DE IMPULSION Y FACTORES DE RECUPERACION ESPERADOS.
- No. 10. PARAMETROS DE ROCA RESERVORIO Y FLUIDOS. FORMACION VIVIAN.
- No. 11. ESTRUCTURA IBERIA - PARAMETROS DE PRODUCCION.
- No. 12. COSTOS DE PERFORACION Y COMPLETACION DE POZOS EN LA ESTRUCTURA IBERIA.
- No. 13. FACILIDADES DE PRODUCCION.

- No. 14. CASO A: CONSTRUCCION DE OLEODUCTO
IBERIA - YANAYACU.
- No. 15. CASO B: TRANSPORTE DE CRUDO POR BARCAZAS.
- No. 16. CALCULO PARA INSTALACION DE BOMBEO
ELECTROCENTRIFUGO.
- No. 17. COSTO DEL TRANSPORTE FLUVIAL DE CRUDOS.
- No. 18. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO A NIVEL
EMPRESA. CASO A.
- No. 19. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO A NIVEL
EMPRESA. CASO B.
- No. 20. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO A NIVEL
PAIS. CASO A.
- No. 21. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO A NIVEL
PAIS. CASO B.

9.2. GRAFICOS.

- No. 1. MAPA DE UBICACION DE LA ESTRUCTURA.
- No. 2. DIAGRAMA DE COMPLETACION - POZO 1X-IBERIA.
- No. 3. INTERPRETACION SISMICA - ESTRUCTURA IBERIA.
- No. 4. MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO - HORIZONTE "D".

- No. 4A. MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD - TOPE DEL VIVIAN.
- No. 5. COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL POZO 1X-IBERIA.
- No. 6. MAPA DE ARENA NETA PETROLIFERA.
- No. 7. REGISTRO DE PETROLEO MOVIBLE (MOP) - POZO 1X-IBERIA.
- No. 8. CALCULO DE PRESION ESTATICA - POZO 1X-IBERIA.
- No. 8A. CALCULO DE PRESION ESTATICA - METODO HORNER.
- No. 9. CORRELACIONES PVT PARA LA FORMACION VIVIAN.
- No. 10. CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA.
- No. 11. PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO Y AGUA.
- No. 12. PETROLEO MOVIBLE.
- No. 13. CURVA DE FLUJO FRACCIONAL (17.5 ° API).
- No. 14. PREDICCIÓN DE RECUPERACION PARA CRUDO DE 17.5 ° API.
- No. 15. PRONOSTICO DE PRODUCCION - ESTRUCTURA IBERIA.
- No. 16. INSTALACION TIPICA DE B.E.C. EN SELVA.

- No. 17. DIAGRAMA DE FLUJO DE UNA BATERIA PARA
 SELVA.
- No. 18. ANALISIS DE SENSIBILIDAD - CASO A.
- No. 19. ANALISIS DE SENSIBILIDAD - CASO B.
- No. 20. CRONOGRAMA DE DESARROLLO DE LA ESTRUCTURA
 IBERIA.

TABLA No. 1

CALCULO VOLUMETRICO DE RESERVAS

ESTRUCTURA IBERIA - RESERUORIO UIUIAN

COTA (M)	ESPEJOR ARENA NETA (FT.)	LECTURA	AREA(Ac)	A ₁ / A ₂	ΔU _B (Ac - Ft)
0	-	14.162	13,887.3	-	-
5	16.4	9.841	9,650.1	0.69 (T)	193,007
10	16.4	7.059	6,922.1	0.72 (T)	135,892
15	16.4	4.208	4,126.4	0.60 (T)	90,598
20	16.4	2,026	1,986.7	0.48 (P)	49,070
					468,567

$$U_B = 468,567 \text{ Ac} - \text{Ft.}$$

$$h_{\text{FROM}} = \frac{U_B}{A_0} = \frac{468,567}{13,887.3} = 33.74 \text{ Ft.}$$

UNIDAD DE LECTURA : 980.6 Acres.

TABLA No. 2 DETERMINACION DE LA POROSIDAD

1. DEL ANALISIS DE CORES.

PROFUNDIDAD (Ft.)	ϕ
8891	23
8900	19.3
8906	24.6
8910	21.1
8915	21.1
TOTAL	109.1

$$\phi = 21.8 \%$$

2. DEL REGISTRO ELECTRICO DE DENSIDAD.

INTERVALO (Ft.)	ϕ_D	V_{SH}	ϕ_E	Δh	$\phi_E \times \Delta h$
8903-8905	26	04	23	2	46
8905-8906	24	--	24	1	24
8906-8908	21	--	21	2	42
8908-8910	21	--	21	2	42
8910-8912	21	09	18	2	36
8912-8914	23	07	20	2	40
8914-8916	23	02	22	2	44
8916-8918	24	04	22	2	44
8918-8920	23	04	21	2	42
8920-8922	22	--	22	2	44
8922-8924	23	07	21	2	42
8924-8926	22	08	21	2	42
8926-8928	24	06	19	2	38
TOTAL				25	526

$$\phi = 21.04 \%$$

TABLA No. 3
DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA

INTERVALO (Ft.)	R _T	R _w	F	SSP	S _H (1)	U _{SH}	Ø	R _{SH}	S _w (2)
8903	1.00	0.032	15.0	-100	69.3	0.4	23	0.45	72.0
8905	1.70	0.032	10.0	-100	43.4	--	24	0.45	48.0
8906	2.00	0.032	11.6	-100	43.1	---	21	0.45	40.0
8908	1.80	0.032	18.0	-100	56.6	---	21	0.45	48.0
8910	1.35	0.032	16.0	-100	61.6	---	21	0.45	53.0
8912	1.20	0.032	17.0	-100	70.4	0.9	18	0.45	61.0
8914	1.00	0.032	15.0	-100	69.3	0.7	20	0.45	61.0
8916	0.85	0.032	15.0	-100	75.2	0.2	22	0.45	66.0
TOTAL					488.9				449.0

$\overline{S_w} = 61.1 \%$

$\overline{S_w} = 56.0 \%$

(1) FORMULA DE ARCHIE

(2) FORMULA DE POUAPON

TABLA No. 4
RESULTADO DEL ANALISIS DE NUCLEOS
POZO 1X-IBERIA

1. NUCLEO CONVENCIONAL - FORMACION UIUIAN.
INTERVALO: 8960' A 8975' (RECUPERACION 33.3 %)

PROFUNDIDAD	PERMEABILIDAD (md.)		POROSIDAD (%)	SATURACION(%)		FORMACION
	HORIZONTAL	VERTICAL		PETROLEO	AGUA	
8961	3742	288	26.6	0.0	73.8	UIUIAN
8962	143	52	26.4	0.0	79.4	UIUIAN
8963	543	516	26.7	0.0	79.4	UIUIAN
8964	586	270	28.8	0.0	85.7	UIUIAN
8965	844	193	29.9	0.0	88.6	UIUIAN

2. MUESTRAS DE PARED.

PROFUNDIDAD	PERMEABILIDAD (md)		POROSIDAD (%)	SATURACION(%)		FORMACION
	HORIZONTAL	VERTICAL		PETROLEO	AGUA	
8880			24.2	1.7	73.7	UIUIAN
8883	129		20.2	1.0	70.6	UIUIAN
8891			23.0	1.6	57.3	UIUIAN
8900	10		19.3	0.0	75.2	UIUIAN
8906			24.6	1.5	78.1	UIUIAN
8910			21.1	1.7	70.2	UIUIAN
8915	214		21.1	1.3	70.7	UIUIAN
8922			27.0	0.0	70.1	UIUIAN
8926	355		30.3	0.9	58.9	UIUIAN
8928	20		26.3	0.0	82.5	UIUIAN
8935			31.0	0.0	76.2	UIUIAN
8945			27.2	0.0	62.6	UIUIAN
8953						UIUIAN
9113						UIUIAN
9301			30.6	0.0	71.6	CHONTA
9314						CHONTA
9358						CHONTA
9418	18		30.0	0.0	78.1	CHONTA
11002						A. CALIENTE
11009						A. CALIENTE
11821						CUSHABATAY
11845						CUSHABATAY
11886						CUSHABATAY
12250			23.7		80.1	CUSHABATAY

TABLA No. 5

CARACTERISTICAS DE LOS METODOS PARA ESTIMAR RESERVAS

METODO	ANALOGICO	VOLUMETRICO	BALANCE DE MATERIALES	CURVAS DE DECLINACION
INFORMACION BASICA	Una estructura con la cual se espera tenga un comportamiento similar.	Un pozo con RR.EE., nucleos, propiedad de los fluidos obtenidos y el factor de recuperacion por analogia.	Presiones, historia de produccion, propiedad de los fluidos y de roca reservorio (permeabilidades relativas).	Solo la historia de produccion.
VENTAJAS	Rapido, barato y puede ser estimado antes de perforar.	Minima informacion. Relativamente rapido. Puede ser estimado al inicio antes de desarrollar la estructura.	No requiere asumir tamaño de area, espesor, factor de recuperacion. Baja sensibilidad a la porosidad y saturacion de agua. Puede ser usado para calcular reservas "insitu" y recuperables, influjo de agua, tamaño de "gas cap".	No requiere asumir ninguna característica de la Estructura. Rapido, barato. Muy preciso en determinadas circunstancias. Produccion vs. tiempo.
DESVENTAJAS	No es preciso.	Requiere asumir areas, factor de recuperacion, etc., los cuales pueden ser no reales. Puede tener crasos errores.	No siempre se dispone de informacion de presiones. Las predicciones muy sensibles a la permeabilidad relativa. Requiere mayor informacion que los otros metodos.	El pozo puede estar produciendo bajo condiciones "constantes". Ambiguo. Necesita por lo menos seis meses de historia de produccion. No puede ser usado en todos los reservorios ni en pozos cambiantes.

TABLA No. 6

METODO DEL FLUJO FRACCIONAL

PETROLEO DE 17.5° API

1. PARAMETROS DEL RESERUORIO CORRIENTES.

PRESION DE RESERVORIOS	:	4,400 psig.
TEMPERATURA DE RESERVORIOS	:	220 °F
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	:	13 cp.
VISCOSIDAD DEL AGUA	:	0.4 cp.
SATURACION DEL AGUA INTERSTICIAL	:	12 %
SATURACION DEL PETROLEO RESIDUAL	:	61 %
PERMEABILIDAD PROMEDIO	:	500 md.
COEFICIENTE DE VARIACION DE PERMEABILIDAD	:	0.5
RELACION AGUA-ACEITE AL LIMITE ECONOMICO	:	50 BL. / BL.

2. SIMBOLOGIA.

S_H	=	SATURACION DE AGUA (FRACCION)
K_{RO}	=	PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO
K_{RH}	=	PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA
μ_O	=	VISCOSIDAD DEL PETROLEO (cp.)
μ_H	=	VISCOSIDAD DEL AGUA (cp.)
f_H	=	FLUJO FRACCIONAL DE AGUA (FRACCION)
W.O.R.	=	RAZON AGUA-PETROLEO (Bbl./ Bbl.)
\bar{S}_H	=	SATURACION PROMEDIO EN EL BANCO (FRACCION)
Δ_{S0}	=	SATURACION DEL PETROLEO DESPLAZADO (FRACCION)
M	=	MOVILIDAD $\left(\frac{K_{RH}}{K_{RO}} \times \frac{\mu_O}{\mu_H} \right)$
E_A	=	EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL (FRACCION)
C	=	EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL (FRACCION)
U	=	COEFICIENTE DE LA VARIACION DE LA PERMEABILIDAD

TABLA No. 7

CALCULO DE LA RECUPERACION DE PETROLEO, % " INSITU "

(GRAVEDAD 17.5 ° API)

S_H	K_{RO}	K_{RH}	K_{RO} / μ_0	K_{RH} / μ_H	f_H
0.12	0.995	0	0.0765	0	0
0.15	0.760	0.006	0.0585	0.015	0.2047
0.20	0.512	0.026	0.0394	0.065	0.6227
0.25	0.350	0.049	0.0269	0.122	0.8200
0.30	0.236	0.074	0.0182	0.185	0.9105
0.35	0.170	0.099	0.0131	0.247	0.9497
0.40	0.120	0.130	0.0092	0.325	0.9725
0.45	0.065	0.158	0.0050	0.395	0.9875
0.50	0.030	0.194	0.0023	0.485	0.9952
0.55	0.011	0.223	0.00085	0.558	0.9965
0.60	0.004	0.260	0.00031	0.650	0.9995
0.61	0	0.265	0	0.663	1.0000

W.O.R.	F_H	S_H	Δ_{50}	M	E_A	C	RECUPERACION VOLUMEN POROSO	% PETROLEO "INSITU"
0.1	.0909	.255	.135	4.7	0.550	0.150	0.0111	0.01261
0.2	.167	.255	.135	4.7	0.565	0.196	0.0149	0.01693
0.5	.333	.255	.135	4.7	0.610	0.270	0.0222	0.02523
1	.500	.255	.135	4.7	0.660	0.370	0.0329	0.03739
2	.667	.265	.145	5.3	0.720	0.470	0.0491	0.05579
5	.833	.319	.199	12.9	0.780	0.485	0.0753	0.08557
10	.909	.370	.250	25.8	0.840	0.480	0.1008	0.11455
25	.961	.445	.325	71.9	0.910	0.411	0.1214	0.13795
50	.980	.500	.380	203.6	0.930	0.390	0.1378	0.15659
100	.990	.520	.400	325.0	0.960	0.360	0.1382	0.15705

TABLA No. 8

PROCEDENCIA Y PRECISION DE LOS PARAMETROS ESTATICOS

FACTOR	TIPICA PROCEDENCIA DEL ESTIMADO	RANGO DE APROXIMACION EN LA PRECISION ESPERADA (%)
AREA	▪ POZOS PERFORADOS	10 - 20
	▪ INFORMACION GEOFISICA	10 - 20
	▪ GEOLOGIA REGIONAL	50 - 80
	▪ NUCLEOS	5 - 10
ESPESOR DE FORMACION	▪ REGISTROS EN GENERAL	10 - 20
	▪ REGISTRO DE AVANCE DE LA PERFORACION Y MUESTRAS	20 - 40
	▪ GEOLOGIA REGIONAL	40 - 60
POROSIDAD	▪ NUCLEOS	5 - 10
	▪ REGISTROS EN GENERAL	10 - 20
	▪ INFORMACION DE PRODUCCION	10 - 20
	▪ CORTES DE LA PERFORACION	20 - 40
	▪ CORRELACIONES	30 - 50
SATURACION DE AGUA INTERSTICIAL	▪ INFORMACION DE LA PRESION CAPILAR	5 - 15
	▪ MUESTRAS CON PETROLEO	5 - 15
	▪ REGISTROS DE SATURACION	10 - 25
	▪ NUCLEOS DE RUTINA CON AJUSTES	25 - 50
	▪ CORRELACIONES	25 - 60
FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION	▪ ANALISIS PUT DE LAS MUESTRAS DE FLUIDOS	5 - 10
	▪ CORRELACION	10 - 30

TABLA No. 9

MECANISMOS DE IMPULSION Y FACTORES DE RECUPERACION ESPERADOS

1. RESERVORIOS DE PETROLEO.

<u>MECANISMOS DE IMPULSION</u>	<u>RANGO DE RECUPERACION (%)</u>	<u>OBSERVACIONES</u>
- NATURALES		
Gas en solucion	10 - 30	
Expansion de Petroleo	2 - 5	La mas alta recuperacion reportada
Cupula de Gas	20 - 50	
Impulsion de agua	25 - 50	Menores de 10 % para formaciones delgadas. Ocasionalmente tan altas como el 70 %.
Segregacion gravitacional	30 - 70	
- DE INGENIERIA		
Influjo de agua	25 - 60	Pueden ser tan altos como el 85 %
Inyeccion de gas	30 - 50	
Influjo de fluidos miscibles	40 - 60	Mayores recuperaciones reportadas.
Metodos tecnicos	20 - 50	Para petroleos pesados con recuperacion primaria baja.
- RECUPERACION MEJORADA (E.O.R.) (Basados en trabajos de Laboratorio)		
Surfactantes, CO ₂ , polimeros espumas, causticas, etc.	45 - 80	Incremento del 5 - 15 % sobre la recuperacion esperada de otra manera.

2. RESERVORIOS DE GAS.

<u>MECANISMOS DE IMPULSION</u>	<u>RANGO DE RECUPERACION (%)</u>	<u>OBSERVACIONES</u>
- NATURALES		
Expansion de gas	70 - 95	Menores del 30 % en reservorios compactos.
Impulsion de agua	45 - 70	
- DE INGENIERIA		
Reciclaje en reservorios de condensado.	65 - 80	Gas (70 - 95 %) Liquidos (45 - 60 %)

TABLA No. 10

PARAMETROS DE ROCA RESERVIORIO Y FLUIDOS (FORMACION VIVIAN)

	YANAYACU	IBERIA
ρ_{API} A 60 °F	18.0	17.7
μ_{O1} (cp.)	24	26
P_s (psi.)	4,750	3,940
GOR (scf / Bl.)	25	7
ϕ (%)	20.4	21.0
S (%)	59.0	56.0
μ_w (cp.)	0.35	0.35
R_{O1} (Bl. / STB)	1.03	1.07
K_D (md)	1500	214
h (pies)	20	34
F.R. (%)	9.75	8.0
N_{RE} (MM STB)	47.5	25.0

RESERVIORIOS QUE PRODUCEN DE LA FORMACION VIVIAN

LOTE	YACIMIENTO	RESERVAS PROBADAS VIVIAN (M B bls.)	ρ_{API}	PRODUCCION ACUMULADA AL 31 DE DICIEMBRE DE 1988 (B bls.)
8	YANAYACU	1,195	18	4' 042,108
1AB	FORESTAL	9,832	17.7	24' 476,031
1AB	SHIVIYACU	24,427	17.0 - 24.0	56' 559,702
1AB	CARMEN	403	17.1	876,934
1AB	JIEARITO	12,128	10.6	11' 457,819
1AB	JIEARO	8,736	10.8	7' 468,290

TABLA No. 11

ESTRUCTURA IBERIA PRONOSTICOS DE PRODUCCION

RESERVAS	:	25 MM Bbl.
No. DE POZOS PRODUCTIVOS	:	16
RESERVAS / POZO	:	1,562.5 M Bbl.
VIDA PRODUCTIVA DEL POZO	:	15 AÑOS

AÑO	# POZOS	PRODUCCION	%	PRODUCCION	
				BOPDC	Bbl / POZO
1	12	4' 025,000	16.1	11,027	919
2	16	3' 025,000	15.3	10,479	655
3	16	2' 675,000	10.7	7,329	458
4	16	2' 175,000	8.7	5,959	372
5	16	1' 800,000	7.2	4,932	308
6	16	1' 600,000	6.4	4,384	274
7	16	1' 400,000	5.6	3,836	240
8	16	1' 250,000	5.0	3,425	214
9	16	1' 125,000	4.5	3,082	193
10	16	1' 050,000	4.2	2,877	180
11	16	950,000	3.8	2,603	163
12	15	875,000	3.5	2,397	160
13	13	800,000	3.2	2,192	169
14	12	750,000	3.0	2,055	171
15	12	700,000	2.8	1,918	160
		<hr/>	<hr/>		
		25' 000,000	100.0		

TABLA No. 12
 COSTOS DE PERFORACION Y COMPLETACION DE POZOS
 EN LA ESTRUCTURA IBERIA (M US. \$)

	CONFIRMATORIOS				DESARROLLO			
	VERTICAL		DIRECCIONAL		VERTICAL		DIRECCIONAL	
	TANGIBLES	INTANGIBLE	TANGIBLES	INTANGIBLE	TANGIBLES	INTANGIBLE	TANGIBLES	INTANGIBLE
1. PLATAFORMA Y HELICOPTEROS	--	200	--	200	--	200	--	3,400
2. FURROS DE SUPERFICIE	24	--	24	--	24	--	408	--
3. CEMENTACION FORROS SUPERFICIE	--	13	--	13	--	12	--	212
4. LODO DE PERFORACION	--	287	--	307	--	287	--	5,215
5. CONTRATO EQUIPO PERFORACION	--	544	--	648	--	479	--	8,728
6. GASTOS REPARACIONALES	--	40	--	61	--	40	--	730
7. SECOS	--	39	--	45	--	38	--	757
8. FORROS INTERMEDIOS	--	--	--	135	--	--	--	2,296
9. CEMENTACION FORROS INTERMEDIOS	--	--	--	29	--	--	--	490
10. TRANSFORTES	--	1,082	--	1,082	--	1,081	--	18,131
11. PERSONAL COMPLETADO	--	30	--	40	--	30	--	496
12. BALEO	--	13	--	13	--	13	--	169
13. MUESTRAS Y PRUEBAS ESPECIALES POZO	--	25	--	25	--	25	--	425
14. REGISTROS ELECTROGRAFICOS	--	173	--	173	--	173	--	2,865
15. FORROS DE PRODUCCION	129	--	30	--	128	--	384	--
16. CEMENTACION FORROS DE PRODUCCION	--	116	--	83	--	115	--	1,131
17. CABEZAL DE PRODUCCION	16	--	16	--	16	--	208	--
18. TUBERIA DE PRODUCCION	96	--	106	--	95	--	1,378	--
19. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	--	53	--	65	--	47	--	310
20. COMPLETACION	--	86	--	86	--	86	--	1,116
21. ALQUILER EQUIPO Y HERRAMIENTA DE PERFORACION	--	--	--	48	--	--	--	816
T O T A L	280	2,701	191	3,053	278	2,626	2,575	47,287
PROFUNDIDAD (PIES)	9,500	10,520	10,520	9,500	9,500	10,520	10,520	10,520
NO. DE DIAS	40	40	48	35	35	40	40	40

TABLA No. 13

FACILIDADES DE PRODUCCION (M US. \$)

	TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL
▪ LINEAS DE FLUJO	570	1,058	1,628
▪ LINEA DE COMBUSTIBLE	123	227	350
▪ MANIFOLD	12	23	35
▪ SEPARADORES	90	90	180
▪ SCRUBBER	25	25	50
▪ MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	2	6	8
▪ MEDIDOR DE GAS	7	18	25
▪ TANQUE DE LAVADO	100	140	240
▪ TANQUE DE ALMACENAMIENTO	410	600	1,010
▪ BOMBA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO	120	80	200
▪ BOMBA DE COMBUSTIBLE DIESEL	50	30	80
▪ PLANTA DESALADORA DE CRUDO	300	200	500
▪ QUEMADOR DE GAS	12	8	20
▪ PLANTA DE AGUA POTABLE	100	100	200
▪ CAMPAMENTO	200	300	500
▪ ALMACEN Y TALLER	80	120	200
▪ SISTEMA DE INYECCION DE AGUA DE FORMACION	300	900	1,200
▪ COMUNICACIONES	100	150	250
▪ INSTALACION DE BATERIA		500	500
▪ EQUIPO MISCELANEO	100	150	250
▪ INSTALACIONES ELECTRICAS (cables, grupos electrogenos, postes, iluminacion, etc.)	600	2,400	3,000
▪ SISTEMA DE CONTRAINCENDIO (1 Bomba, hidrantes, espuma).	40	45	85
▪ PROTECCION CATODICA		280	280
T O T A L	3,341	7,450	10,791

TABLA No. 14

CASO A: CONSTRUCCION DEL OLEODUCTO IBERIA-YANAYACU

DETALLE DE LA INVERSION (M. U.S.)

	INTANGIBLE	TANGIBLE	TOTAL
PERFORACION DE 20 POZOS (4 SECOS) Y COMPLETACION DE 16 POZOS PRODUCTORES	55,667	3,324	58,991
BOMBEO ARTIFICIAL	454	1,816	2,270
FACILIDADES DE PRODUCCION (INCLUYE LINEAS DE PRODUCCION DE POZOS A BATERIA, PLANTA DE DESALADO, CAMPAMENTOS, ETC.)	7,450	3,341	10,791
OLEODUCTO A YANAYACU	7,780	5,180	12,960
TOTAL	71,351	13,661	85,012
PRIMER AÑO			
PERFORACION DE 8 POZOS (6 PRODUCTORES, 2 SECOS)	22,664	1,522	24,186
BOMBEO ARTIFICIAL (5 POZOS)	85	342	427
FACILIDADES DE PRODUCCION	4,470	2,004	6,474
OLEODUCTO A YANAYACU	4,668	3,108	7,776
TOTAL	31,887	6,976	38,863
SEGUNDO AÑO			
PERFORACION DE 8 POZOS (7 PRODUCTORES, 1 SECO)	21,559	1,448	23,007
BOMBEO ARTIFICIAL (7 POZOS)	120	478	598
FACILIDADES DE PRODUCCION	2,980	1,337	4,317
OLEODUCTO A YANAYACU	3,112	2,072	5,184
TOTAL	27,771	5,335	33,106
TERCER AÑO			
PERFORACION 4 POZOS (3 PRODUCTORES, 1 SECO)	11,444	354	11,798
BOMBEO ARTIFICIAL (4 POZOS, + 8 BEC stand by)	249	996	1,245
TOTAL	11,693	1,350	13,043

TABLA No. 15

CASO B: TRANSPORTE DE CRUDO POR BARCAZAS

DETALLE DE LA INVERSION (M. US. \$)

	INTANGIBLE	TANGIBLE	TOTAL
PERFORACION DE 20 POZOS (4 SECOS) Y COMPLETACION DE 16 POZOS PRODUCTORES	55,667	3,324	58,991
BOMBEO ARTIFICIAL	454	1,816	2,270
FACILIDADES DE PRODUCCION (INCLUYE LINEAS DE PRODUCCION DE POZOS A BATERIA, PLANTA DE DESALADO, CAMPAMENTOS, ETC.)	7,450	3,341	10,791
OLEODUCTO BATERIA - RIO UCAYALI + TERMINAL	3,060	2,040	5,100
T O T A L	66,631	10,521	77,152
 PRIMER AÑO			
PERFORACION DE 8 POZOS (6 PRODUCTORES, 2 SECOS)	22,664	1,522	24,186
BOMBEO ARTIFICIAL (5 POZOS)	85	342	427
FACILIDADES DE PRODUCCION	4,470	2,004	6,474
OLEODUCTO BATERIA - RIO UCAYALI + TERMINAL	1,530	1,020	2,550
T O T A L	28,749	4,888	33,637
 SEGUNDO AÑO			
PERFORACION DE 8 POZOS (7 PRODUCTORES, 1 SECO)	21,559	1,448	23,007
BOMBEO ARTIFICIAL (7 POZOS)	120	478	598
FACILIDADES DE PRODUCCION	2,980	1,337	4,317
OLEODUCTO BATERIA - RIO UCAYALI + TERMINAL	1,530	1,020	2,550
T O T A L	26,189	4,283	30,472
 TERCER AÑO			
PERFORACION 4 POZOS (3 PRODUCTORES, 1 SECO)	11,444	354	11,798
BOMBEO ARTIFICIAL (4 POZOS, + 8 BEC stand by)	249	996	1,245
T O T A L	11,693	1,350	13,043

TABLA No. 16

CALCULO PARA INSTALACION DE BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

INFORMACION BASE	RESULTADO DE LOS CALCULOS
▪ $q = 807$ BOPD	1. INDICE DE PRODUCTIVIDAD : 3.7 BOPD/psi.
▪ $PH_f = 3722$ psi.	2. GRAVEDAD ESPECIFICA PROMEDIO : 0.986
▪ $P_s = 3940$ psi.	3. PRESION DEL LIQUIDO SOBRE LA BOMBA : 418 psi.
▪ $API = 13.6^0$	4. PRESION DE ADMISION DE LA BOMBA : 538 psi.
▪ $\beta = 1.04$	5. CAUDAL TEORICO DE LA BOMBA : 1991 BOPD
▪ CORTE DE AGUA = 25 %	6. CAUDAL REAL DE LA BOMBA : 2051 BFPD
▪ NIVEL DE FLUIDO = 3000 Ft.	7. CARGA EN ALTURA : 1260 Ft.
▪ PRESION ANULAR = 120 psi.	8. ELEVACION VERTICAL : 2740 Ft.
▪ NIVEL DE LA BOMBA = 4000 Ft.	9. PERDIDA POR FRICCION TOTAL : 130 Ft.
▪ TUBING DE 2 7/8	10. CARGA EN LA TUBERIA : 281 Ft.
▪ CABLE No. 4	11. CARGA DINAMICA TOTAL (8 AL 10) : 3151 Ft.
	12. BOMBA REDA GN 2000 DE 60 Hz.- SERIE 540
	13. NUMERO DE ETAPAS TEORICAS : 81
	14. BOMBA GN 2000 DE 84 ETAPAS
	15. POTENCIA DEL MOTOR (TEORICO) : 79 HP.
	16. POTENCIA DEL MOTOR (REAL) : 80 HP.
	17. MOTOR REDA 80 HP, 1160 Volts Y 45 Amp. - SERIE 540
	18. VOLTAJE SUPERFICIAL REQUERIDO : 1315 Volts.
	19. TRANSFORMADOR TRIFASICO TEORICO : 102 KVA
	20. TRANSFORMADOR TRIFASICO DISPONIBLE : 125 KVA

ALTERNATIVA

12A. BOMBA CENTRILIFT Y62B, 93 ETAPAS - SERIE 544	
17A. MOTOR CENTRILIFT 100 HP, 60 Hz., 1,130 Volts. Y 55 Amp - SERIE 544	
20A. AUTOTRANSFORMADOR TRIFASICO	: 135 KVA.

TABLA No. 17

COSTO DEL TRANSPORTE FLUVIAL DE CRUDOS BASE UCAYALI - SARAMURO

1. TIEMPO DE VIAJE.

TERMINAL UCAYALI - SARAMURO	3.5 DIAS
DESCARGA DEL CRUDO	1.0 DIAS
SARAMURO - TERMINAL UCAYALI	2.5 DIAS
CARGA DEL CRUDO	1.0 DIAS
PROBLEMAS DE MAL TIEMPO U OTROS	1.0 DIAS
	<hr/>
	9 DIAS

2. CONFORMACION DEL CONVOY.

2 BARCAZAS DE 5 M bls. C/U.	10 M bls.
1 REMOLCADOR DE 700 HP	

3. FRECUENCIA DE VIAJES.

PRODUCCION NORMAL ESTIMADA	300 M bls.
CRUDO TRANSPORTADO POR VIAJE	10 M bls.
No. DE VIAJES POR MES	30

4. COSTO DEL CONVOY.

2 BARCAZAS A \$ 175 / DIA x 9 DIAS	\$ 3,150
1 REMOLCADOR A \$ 950 / DIA x 9 DIAS	\$ 8,550
	<hr/>
	\$ 11,700

5. COSTO MENSUAL.

\$ 11,700 / VIAJE x 30 VIAJES	\$ 351,000
-------------------------------	------------

6. COSTO UNITARIO.

\$ 351,000 / 300,000 bls.	\$ 1.17 / bl.
---------------------------	---------------

7. COSTO MAS PROBABLE.

\$ 1.30 / bl.

TABLA No. 18
EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO
CASO A: CONSTRUCCION OLEODUCTO A YANAYACU
< NIVEL EMPRESA >

AÑO	D A T O S										R E S U L T A D O S			
	PRODUCCION TOTAL	VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION	INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS		INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO DE EFECTIVO DE AJUSTALIZADO	VALOR ACTUAL NETO (NE)	TASA INTERNA DE RETORNO (%)	PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)	RENDIMIENTO DE LA INVERSION (%)
					INTANGIBLES	TANGIBLES								
1				31,337			- 31,337.00	38,963	- 38,363.00	- 33,333.33	22,419.30	30.30	5.13	26.37
2			27,771				- 27,771.00	33,106	- 33,195.00	- 27,588.33				
3	4,031	70,133.4	18,139.5	11,633	2,133.27	38,107.63	38,107.63	13,043	38,955.98	27,053.48				
4	3,881	57,529.4	17,464.5		2,117.43	47,947.47	38,708.43		40,325.91	23,526.11				
5	2,679	46,514.5	12,055.5		1,461.53	33,037.47	21,513.35		22,974.39	11,079.76				
6	2,178	37,937.2	9,801.0		1,138.23	26,907.31	17,490.14		18,578.43	7,506.44				
7	1,803	31,372.2	8,113.5		933.70	22,275.00	14,478.75		15,462.45	5,173.34				
8	1,653	28,762.2	7,439.5		901.86	20,421.84	13,274.20		14,176.05	3,956.38				
9	1,402	24,334.3	6,309.0		764.32	17,320.89	11,258.57		6,023.49	2,736.28				
10	1,227	21,349.9	5,521.5		669.44	15,158.36	9,853.26		10,522.70	2,039.37				
11	1,127	19,609.8	5,071.5		514.83	13,323.42	9,050.32		9,165.10	1,560.37				
12	1,052	18,304.3	4,734.0		573.95	12,936.84	8,447.95		9,321.31	1,214.34				
13	952	16,564.3	4,284.0		519.40	11,761.40	7,644.31		8,154.31	815.65				
14	876	15,242.4	3,942.0		477.34	10,822.46	7,034.60		7,512.54	702.15				
15	821	13,937.4	3,604.5		437.02	9,895.88	6,432.32		6,869.34	535.02				
16	726	12,532.4	3,257.0		396.10	8,969.30	5,830.05		6,228.14	434.11				
17	651	11,327.4	2,923.5		355.18	8,042.72	5,227.77		5,532.95	321.37				
TOTAL	25,039			71,351	13,661.00		154,694.22	95,012	154,694.22	22,418.80				

TABLA No. 19
EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO
CASO B : TRANSPORTE DE CRUDO POR BARCAZAS
< NIVEL EMPRESA >

AÑO	D A T O S				R E S U L T A D O S				FLUJO DE EFECTIVO DE ACTUALIZADO
	PRODUCCION TOTAL	VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANGIBLES	INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESTUPE DE IMPUESTOS	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO	
1				28,749	- 28,749.00	33,637.00		- 33,637.00	- 33,637.00
2				26,189	- 26,189.00	30,472.00		- 30,472.00	- 25,393.53
3	4,031	70,539.4	23,372.8	11,693	33,372.84	33,372.84	11,693	33,372.84	23,414.31
4	3,581	67,557.4	22,509.8	1,630.74	43,366.86	35,750.57		37,381.30	21,622.70
5	2,579	46,614.6	15,538.2	1,125.67	25,950.73	19,457.97		20,593.65	9,931.25
6	2,178	37,597.2	12,622.4	915.16	24,349.64	15,627.26		16,742.13	6,728.41
7	1,803	31,272.2	10,457.4	757.59	20,157.21	13,102.18		13,859.75	4,641.61
8	1,653	28,762.2	9,587.4	694.56	18,950.24	12,012.15		12,705.72	3,545.21
9	1,482	24,894.8	8,131.6	589.10	15,674.10	10,133.17		10,777.26	2,501.45
10	1,327	21,599.8	7,116.6	515.57	13,717.63	8,916.46		9,422.02	1,827.99
11	1,127	19,609.8	6,536.6	473.55	12,599.65	8,169.77		8,630.00	1,099.17
12	1,052	18,204.5	6,101.6	442.03	11,761.17	7,644.76		8,086.79	1,068.39
13	952	16,564.8	5,521.6	400.02	10,843.13	6,918.07		7,318.09	820.77
14	876	15,382.4	5,088.3	368.03	9,793.52	6,365.79		6,733.87	629.07
15	801	14,387.4	4,645.8	336.57	8,955.03	5,820.77		6,157.34	479.57
16	736	12,622.4	4,210.8	305.05	8,116.55	5,275.75		5,520.81	362.13
17	651	11,327.4	3,775.8	273.54	7,278.06	4,730.74		5,004.25	270.17
TOTAL	25,039			66,631	18,521.00	136,645.26	77,152	138,645.26	20,249.06

VALOR ACTUAL NETO (M\$) : 20,248.86
TASA INTERNA DE RETORNO (%) : 30.46
PERIODO DE RECUPERO (AÑOS) : 5.10
RENDIMIENTO DE LA INVERSION (%) : 26.25

TABLA No. 20
EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO
CASO A : CONSTRUCCION OLEODUCTO A YANAYACU
< NIVEL PAIS >

ANO	D A T O S				R E S U L T A D O S				FLUJO DE EFFECTIVO DE ACTUALIZADO
	PRODUCCION TOTAL	VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERACION	DEPRECIACION INTANGIBLES	INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	DE IMPUESTOS	INVERSION	FLUJO DE EFFECTIVO	
1				31,887	- 31,887.00		38,863	- 38,863.00	- 38,863.00
2				27,771	- 27,771.00		33,106	- 33,106.00	- 27,588.33
3	4,031	76,992.1	18,139.5	11,693	44,960.33	44,960.33	13,043	45,809.6	21,812.22
4	3,881	74,127.1	17,464.5	2,117.43	54,545.17	54,545.17		56,662.6	32,790.86
5	2,679	51,168.9	12,055.5	1,461.63	37,651.77	37,651.77		39,113.4	18,862.56
6	2,178	41,599.8	9,801.0	1,188.29	30,610.51	30,610.51		31,798.8	13,779.22
7	1,803	34,437.3	8,113.5	983.70	25,340.10	25,340.10		26,323.8	8,815.79
8	1,653	31,572.3	7,438.5	901.86	23,221.94	23,221.94		24,133.8	5,735.30
9	1,402	26,778.2	6,309.0	764.92	19,704.28	19,704.28		20,469.2	4,760.48
10	1,227	23,435.7	5,521.5	669.44	17,244.76	17,244.76		17,914.2	3,471.89
11	1,127	21,525.7	5,071.5	614.88	15,839.32	15,839.32		16,484.2	2,657.45
12	1,052	20,093.2	4,734.0	573.96	14,785.24	14,785.24		15,359.2	2,067.16
13	952	18,183.2	4,284.0	519.40	13,379.80	13,379.80		13,899.2	1,558.69
14	876	16,731.6	3,942.0	477.94	12,311.66	12,311.66		12,789.6	1,195.37
15	801	15,299.1	3,604.5	437.02	11,257.58	11,257.58		11,694.6	910.85
16	726	13,866.6	3,267.0	396.10	10,203.50	10,203.50		10,599.6	687.97
17	651	12,424.1	2,929.5	355.18	9,149.42	9,149.42		9,584.6	514.08
TOTAL	25,039			71,351	13,661.80	280,557.40	85,812	280,557.4	63,168.76

TABLA No. 21
EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO
CASO B : TRANSPORTE DE CRUDO POR BARCAZAS
(NIVEL PAIS)

AÑO	D A T O S				R E S U L T A D O S				FLUJO DE EFECTIVO DE ACTUALIZADO	
	PRECIO DEL CRUDO (\$/bbl.)	13.10	VALOR ACTUAL NETO (M\$)	58,241.74	TASA INTERNA DE RETORNO (%)	45.72	PERIODO DE RECUPERO (AÑOS)	3.56		RENDIMIENTO DE LA INVERSION (%)
	GASTOS OPERATIVOS (\$/bbl.)	5.80								
	TASA IMPROPOSITIVA (%)	0								
	INVERSION TOTAL (M\$)	77,152								
			DEPRECIACION	INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO			
	PRODUCCION TOTAL	GASTOS DE OPERACION	INTANGIBLES	DE IMPUESTOS	DE IMPUESTOS					
1			22,714		- 22,743.00	33,637	- 35,637.0		- 33,637.00	
2			25,139		- 25,139.00	30,472	- 20,472.0		- 25,393.33	
3	4,031	76,392.1	-11,633	1,633.76	40,225.54	13,043	40,569.3		28,173.13	
4	3,381	74,127.1		1,630.74	49,986.56		51,617.3		29,371.12	
5	2,679	51,168.7		1,125.67	34,535.03		35,630.7		17,193.02	
6	3,178	51,599.3		915.15	28,052.24		33,967.4		11,541.35	
7	1,202	54,437.3		757.59	23,222.31		27,973.3		3,030.82	
8	1,552	21,572.3		694.56	21,290.34		21,394.9		6,135.53	
9	2,422	55,773.2		539.10	16,057.50		19,646.6		4,336.60	
10	1,227	33,435.7		515.57	15,303.53		16,313.1		3,152.75	
11	1,527	21,525.7		437.55	14,515.55		14,339.1		2,420.32	
12	2,252	50,233.2		442.03	13,549.57		13,941.6		1,382.10	
13	352	13,133.2		400.02	12,261.53		12,651.5		1,411.00	
14	376	15,731.6		353.03	11,292.72		11,550.3		1,111.93	
15	601	15,239.1		336.57	10,316.73		10,653.3		32.75	
16	725	13,256.6		305.05	9,350.75		9,655.8		32.74	
17	651	12,434.1		273.54	8,384.76		8,633.3		492.24	
TOTAL	25,239		66,631	10,521.00	255,866.70	77,152	255,866.7		58,241.74	

GRÁFICO Nº 2

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN

POZO: 1X IBERIA.

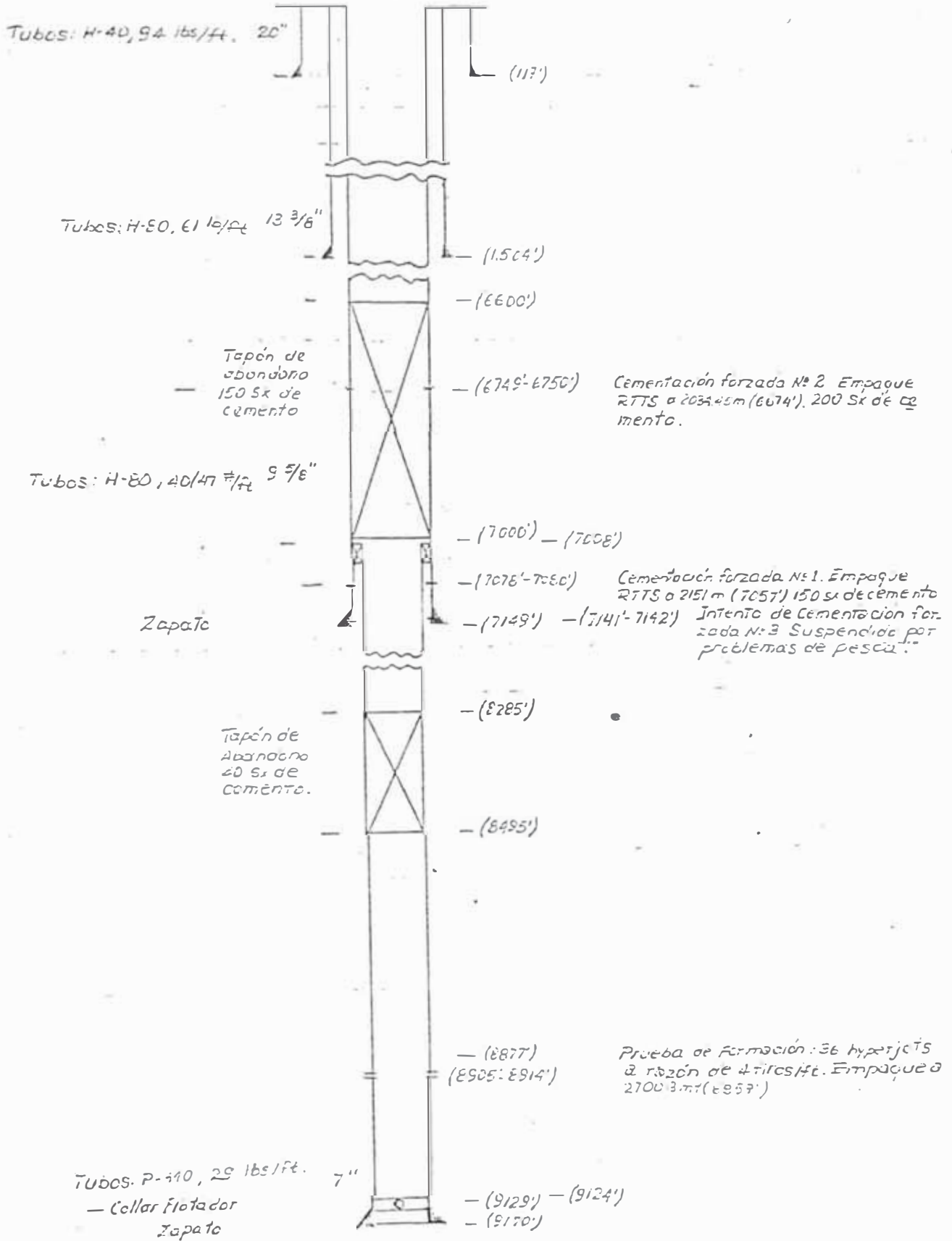


GRAFICO Nº 4, A

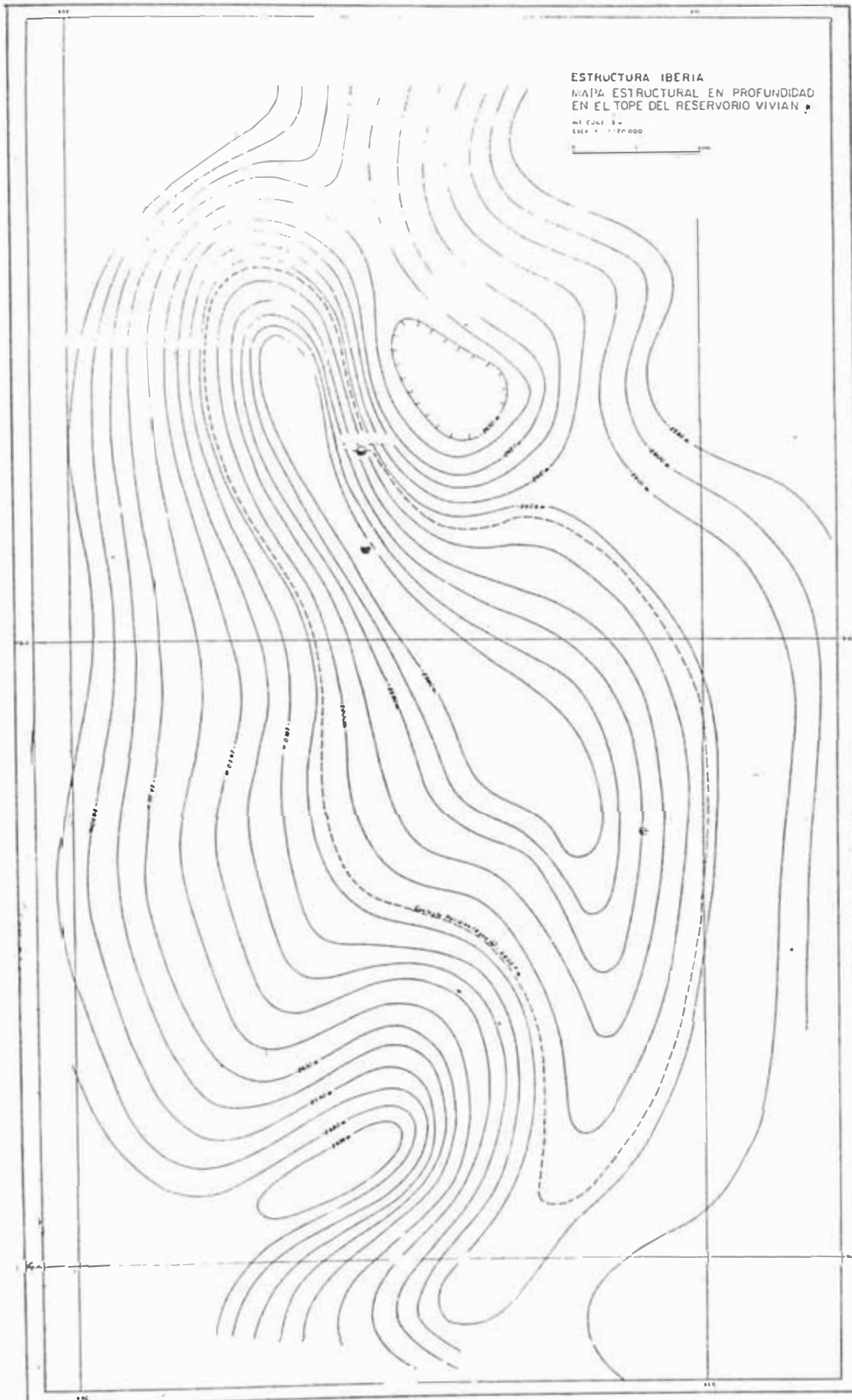


GRAFICO Nº 5

COLUMNA ESTRATIGRAFICA PROGRAMADA
PARA EL POZO IX IBERIA

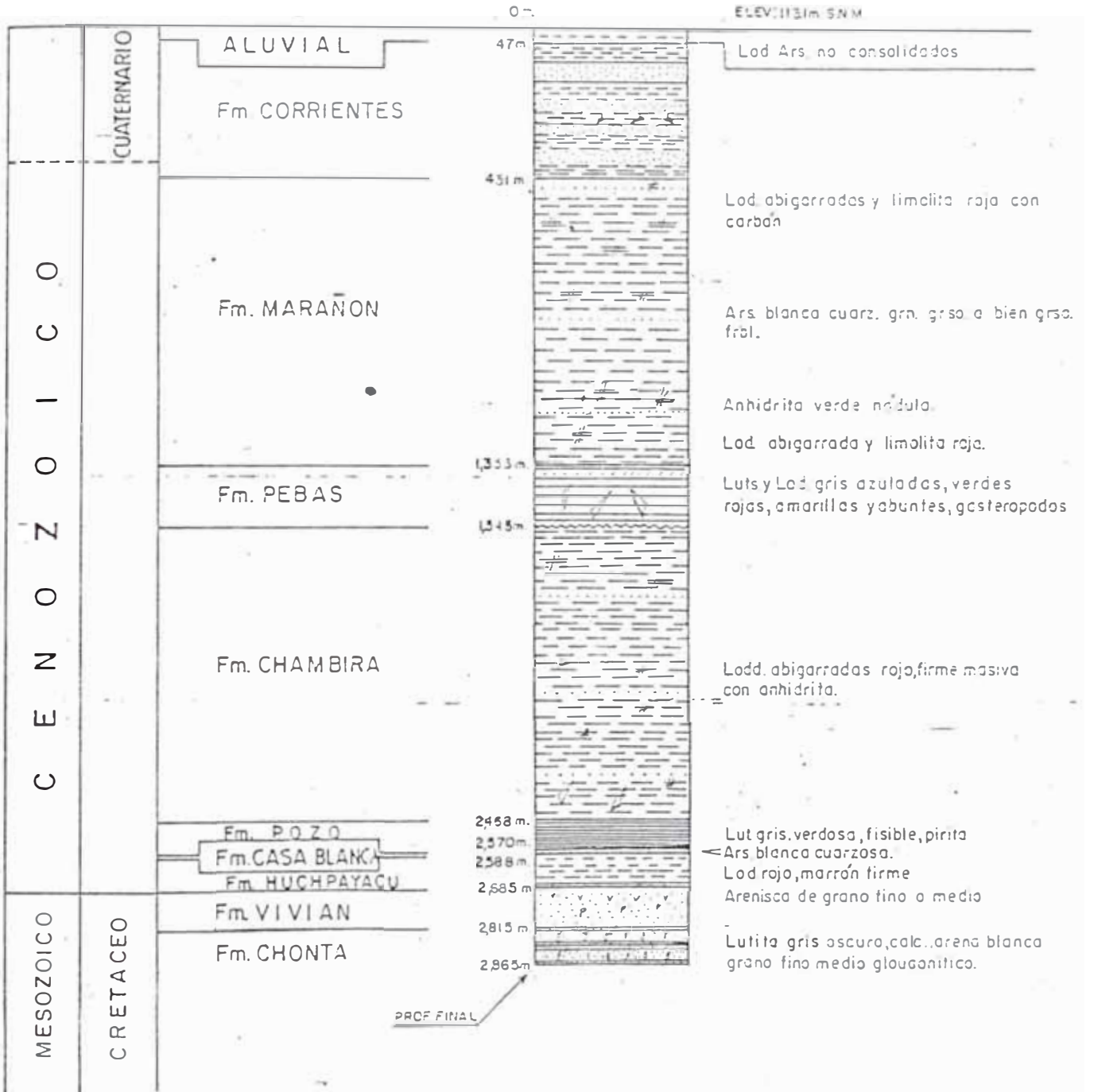


GRAFICO Nº 6

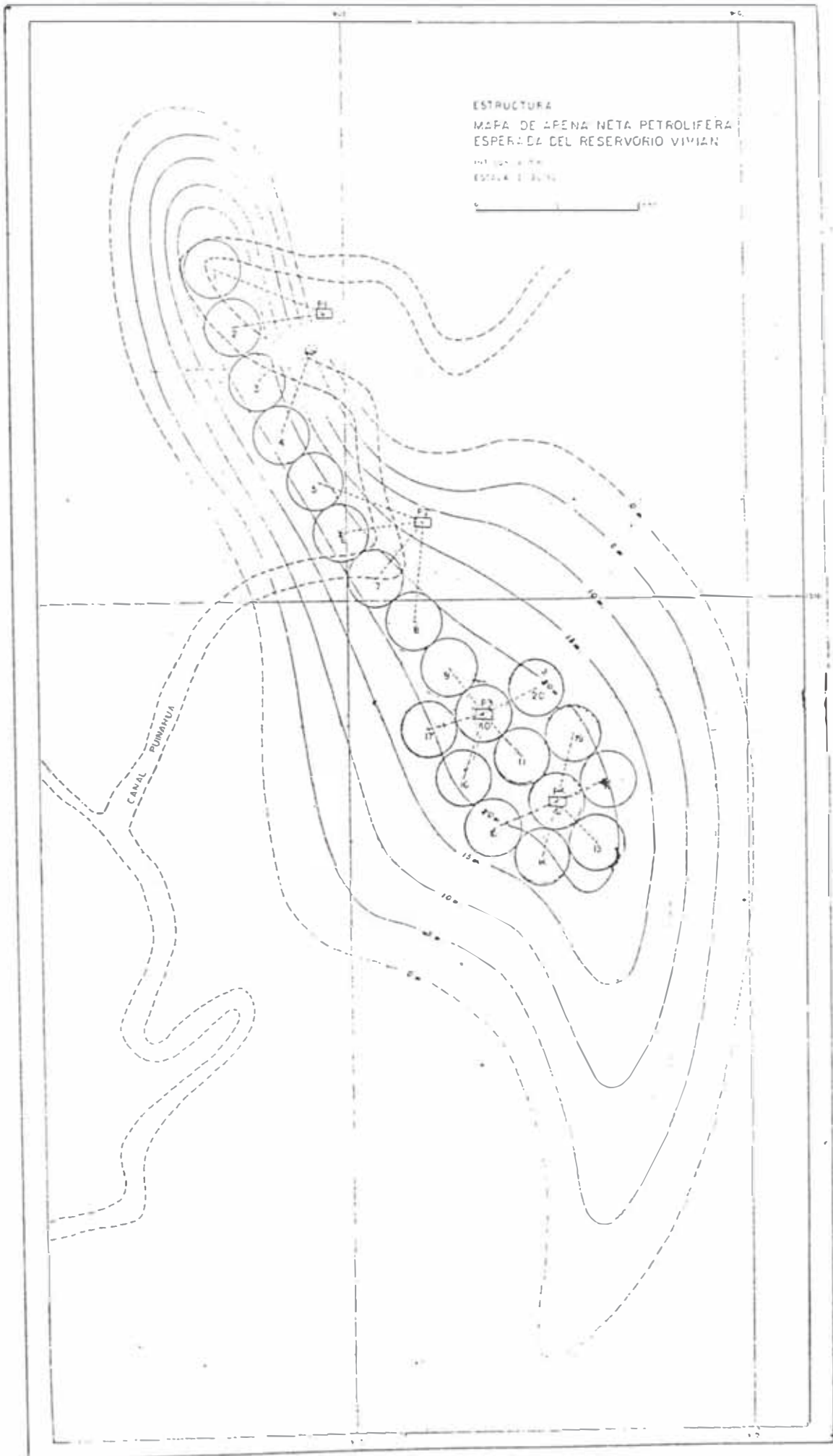


GRAFICO NR 17

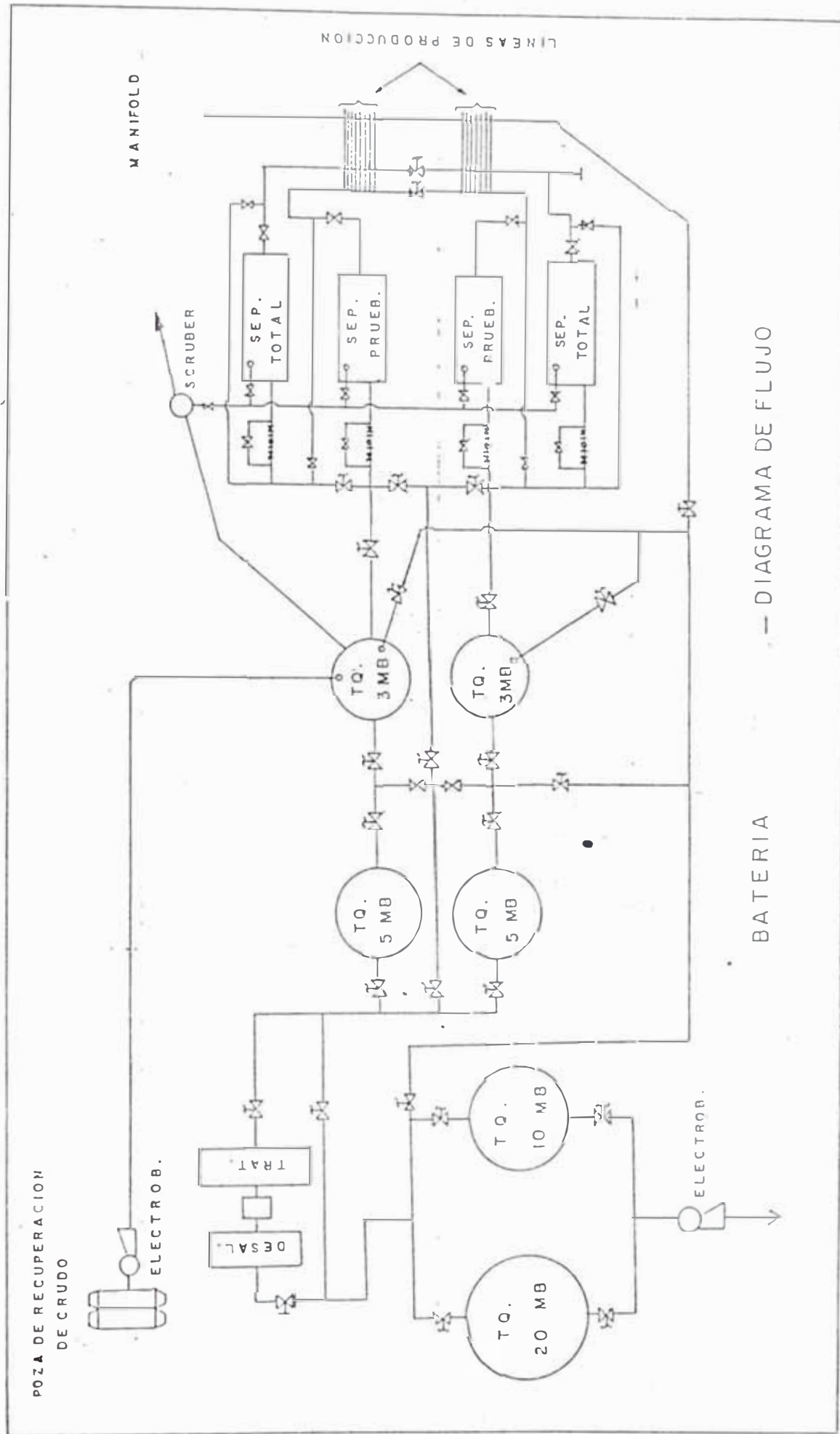


DIAGRAMA DE FLUJO

BATERIA

GRAFICO No. 20

CRONOGRAMA DE DESARROLLO DE LA ESTRUCTURA IBERIA.

1. CONSTRUCCION DE PLATAFORMAS.

PILOTEADA No. 1	EN TIERRA No. 3
P I L O T E A D A No. 2	EN TIERRA No. 4

2. PERFORACION DE POZOS.

NOV EQ.	1 C	2 C	3	4	5	6	NOV EQ.	7	8	9	10	11	12	NOV EQ.	13	14	15	16	NOV EQ.	17	18	19	20
------------	-----	-----	---	---	---	---	------------	---	---	---	----	----	----	------------	----	----	----	----	------------	----	----	----	----

3. CONSTRUCCION DE BATERIA Y OLEODUCTO.

CONSTRUC. BATERIA Y OLEODUCTO

4. PRODUCCION.

PRODUCCION

ENE FEB MAR ABR MAY JUN JUL AGO SET OCT NOV DIC	ENE FEB MAR ABR MAY JUN JUL AGO SET OCT NOV DIC
AÑO 1	AÑO 2
AÑO 3	AÑO 3

10. BIBLIOGRAFIA.

AMYX, J.W. . " Petroleum Reservoir Engineering ", Mc. Graw-Hill Book Co. , 1960.

API recommended . " Recommended practice for sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installing " .API, May 30, 1,986.

BROWN, H.D. y Salish H.A., " Un estudio de los métodos Rwa y FR/Fs para la interpretación de registros ", Schlumberger Surencó S.A., 1,960.

CAPEN, E.C. . " Growth rate - A rate-of-return measure of Investment efficiency ", JPT - SPE, May, 1,976.

CRAFT, B.C. y Hawkins M.F., Jr. " Applied Petroleum Reservoir Engineering ", Prentice Hall, Inc., 1,959.

CRAIG, Forres F., Jr.. " The reservoir engineering aspects of waterflooding ", SPE, 1,971.

CRICHLow, H.B. y Root P.J.. " Water Drive Reservoirs " , Oklahoma University, 1,973.

EARLOUGHER, P.C., Jr., " Advances in well test analysis ", SPE, 1,977.

HALDORSEN, H.H. . " Reservoir description through the integration of Geological, Geophysical and Petroleum Engineering Tools " , Norsk Hydro Oil & Gas Group, 1,988.

MATTHEWS, C.S. y Russel D.G.. " Pressure buildup and Flow test in well ", SPE, 1,967.

PARRY, Peter . " Economic Evaluations of Hydrocarbon Exploration, Production and Investment ", PNUD, Sept. 1,989.

PETROLEOS del Perú S.A.. " Evaluación geológica de la Estructura ", 1,976.

PETROLEOS del Peru S.A.. " Estudio Económico de la Estructura ", 1,976.

SEBA D., Richard. " Determining Project Profitability " ,
JPT - SPE , March 1,987.

THOMPSON, R.S. y Wright J.D., " Oil property evaluation "
1,988