



T
622.2
y 869



BIBLIOTECA

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra



"PERFORACION EXPLORATORIA COSTA AFUERA"

PROYECTO DE GRADO
Previo a la obtención del Título de:
INGENIERO EN PETROLEO

Presentado por:
Jorge Eduardo Grisales López

Guayaquil - Ecuador

1990

AGRADECIMIENTO

BIBLIOT.

Al ING. DANIEL TAPIA FALCONI, guía y apoyo para culminar con éxito un desafío más de los tantos que depara la vida.

A la SRA. CLEMENCIA MENDEZ (CHEMIS), artífice indirecta de esta primera conquista.

A mis HERMANOS Y AMIGOS; compadres de alegrías y tristezas, compañeros desde siempre y hasta siempre...

DEDICATORIA



A MIS PADRES:

JAIME GRISALES G.
ANA LOPEZ P.

! Por supuesto !, quienes han dedicado gran parte de sus vidas a sembrar tanto en mí como en mis hermanos, la semilla del DEBER Y LA RESPONSABILIDAD.

Ahora soy yo quien cosecha lo que ambos labraron. No debería...sin embargo, la vida lo exige.

A ELLOS MIL GRACIAS...

A HELGA Y TURQUEZA; socias incondicionales, porque sin sus gracias y ternura difícilmente hubiera escrito estas letras.

DECLARACION EXPRESA



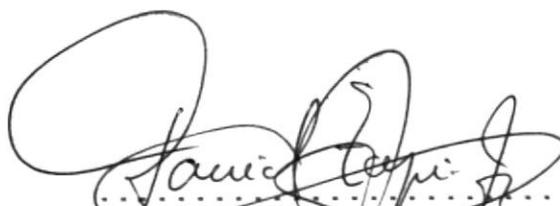
" La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas
expuestos en este Proyecto, me corresponden
exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma,
a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL "

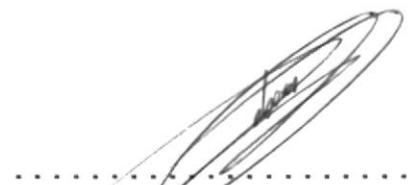
(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la
ESPOL)

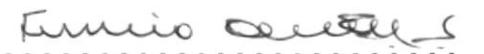
.....
JORGE EDUARDO GRISALES LOPEZ



BIBLIOTECA


.....
ING. DANIEL TAPIA F.
DIRECTOR DEL TOPICO


.....
ING. JOSE CABEZAS
MIEMBRO DEL TRIBUNAL


.....
ING. FRANCISCO ANDRADE
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo primordial, servir como texto de consulta para profesionales y estudiantes que requieran conocer en forma detallada, los pormenores técnicos y económicos que involucra una política exploratoria Costa Afuera.

Un segundo objetivo, persigue crear conciencia sobre los altos riesgos en que se incurre al afrontar decisiones de tal magnitud, de ahí que su estudio y buena planeación son fundamentales.

Se ha recopilado datos de los mejores textos y revistas que abordan este tema, el cual, actualmente es motivo de profundos estudios, dada la creciente importancia que está adquiriendo a nivel mundial.

En la primera parte del análisis, se enfocan temas históricos sobre las perforaciones Costa Afuera realizadas en el mundo, los equipos utilizados, los estudios y técnicas aplicadas para interpretar la información recolectada, y un valioso estudio económico ligado a estos

eventos.

La segunda parte analiza detalladamente los trabajos exploracionistas realizados en el Ecuador, su historia, resultados y consecuencias.

Durante el desarrollo de este informe, se especifica con claridad la bibliografía consultada, a fin de que el lector interesado en profundizar más sobre este interesante tema, tenga donde referirse.

Finalmente, se plantea algunas conclusiones y recomendaciones del autor, evidenciadas a través de los análisis y consultas realizadas.

INDICE GENERAL

Pág.

RESUMEN

INDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS

INTRODUCCION

CAPITULO I

DESARROLLO DE LAS OPERACIONES A NIVEL MUNDIAL

1.1 Reseña Histórica

1.2 Principales Trabajos

CAPITULO II

EXPLORACION GEOFISICA Y ESTUDIOS GEOTECNICOS

2.1 Herramientas utilizadas

2.2 Interpretación de la información

CAPITULO III

PERFORACION

3.1 Equipos utilizados

3.2 Selección de equipos

3.3 Estrategia Exploracionista

3.3.1 Parámetros Básicos

3.4 Evaluación y Pruebas de producción en
pozos exploratorios

3.5 Plataformas



BIBLIOTECA

- 3.5.1 Construcción
- 3.5.2 Bases del Diseño
- 3.5.3 Clasificación
- 3.5.4 Partes Constitutivas
- 3.5.5 Lanzamiento

CAPITULO IV

SEGURIDAD EN PERFORACION MARINA

- 4.1 Preventores de reventón
- 4.2 Inspección
- 4.3 Sistema de Control

CAPITULO V

EVALUACION ECONOMICA

- 5.1 Parámetros de evaluación
- 5.2 Aspectos Geológicos
- 5.3 Inversiones
- 5.4 Costos
 - 5.4.1 Costo Total
 - 5.4.2 Inversión Exploratoria

CAPITULO VI

OPERACIONES COSTA AFUERA EN ECUADOR

- 6.1 Reseña Histórica
- 6.2 Unidad Ejecutora del Golfo de Guayaquil
- 6.3 Prospección Sísmica
- 6.4 Permargo Internacional S.A.
- 6.5 Resultados CEPE-Permargo



BIBLIOTECA

CAPITULO VII

POZO AMISTAD SUR-1

7.1 Reseña Histórica

7.2 Secuencia estratigráfica

7.3 Programa de lodo

7.4 Programa de perforación

7.5 Programa de registros

7.6 Resumen

7.7 Costos Proyectados vs. Costos Reales

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE FIGURAS

| No | Pág. |
|---------------------------------------------|------|
| 1. PLATAFORMA FIJA | |
| 2. PLATAFORMA AUTOELEVABLE (JACK-UP) | |
| 3. PLATAFORMA SUMERGIBLE | |
| 4. PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE | |
| 5. BUQUES Y GABARRAS | |
| 6. CONJUNTO DE PREVENTORES DE REVENTON | |
| 7. PLATAFORMAS FIJAS: ALTERNATIVAS (COSTOS) | |
| 8. MAPA DEL GOLFO DE GUAYAQUIL | |
| 9. COMPLETACION POZO AMISTAD SUR-1 | |

INTRODUCCION

Los primeros intentos para producir hidrocarburos en el mar, se iniciaron a finales del siglo XIX (1886-1890) cuando EEUU. y Rusia, perforaron los primeros pozos en California y el Mar Caspio respectivamente; sin embargo, el auge verdadero desarrollo de la actividad petrolera Costa Afuera se inició en los años 50 en el Golfo de Mexico.

La industria petrolera Costa Afuera ha evolucionado rápidamente desarrollando nuevas técnicas y equipos e incrementando la contribución y producción de petróleo proveniente de campos en el mar. En 1985, una cuarta parte de la producción mundial de petróleo se produjo costa afuera y la tendencia en el futuro es a aumentar.

Técnicas modernas que van desde el almacenaje instalado en el propio fondo del mar es el nuevo sistema diseñado por la Pittsburgh-Des Moines Steel Co.(1), el cual funciona bajo el principio de desplazamiento de agua, hasta unidades flotantes, diseño de nuevas plataformas, oleoductos, zanjas submarinas, etc, las cuales, tienen

como objetivo principal optimizar el desarrollo de un campo petrolero recuperando la máxima cantidad de hidrocarburos, al mínimo costo posible.

La implementación de este enunciado aparentemente simple, requiere en la práctica de un proceso difícil debido a la complejidad de las variables envueltas.

CAPITULO I

DESARROLLO DE LAS OPERACIONES A NIVEL MUNDIAL

1.1 RESENA HISTORICA

| ANO | ACONTECIMIENTO (2) |
|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1897 | Se coloca la primera torre de perforación sobre un muelle a 250 pies de la costa en Summerland, California. USA. |
| 1911 | Primera plataforma fija instalada en el Lago Caddo en Louisiana.USA. |
| 1924 | Primera plataforma instalada en el Lago Maracaibo. Venezuela. |
| 1933 | TEXACO construye la primera plataforma sumergible basada en el concepto desarrollado por Louis Giliasso en 1928. |
| 1937 | Brown & Root fabrican la primera |

plataforma independiente para Creole y Superior Oil en Creole, Louisiana. USA.

1948 John Hayward construye el primer barco sumergible que puede perforar hasta 22 pies de agua.

1953 El primer equipo realmente móvil comienza a operar en California. USA.

1961 Shell Oil completa el primer pozo utilizando cabezal submarino. Un BOP especial para ser instalado en el fondo del mar fue desarrollado.

1975 Se instala la primera plataforma de concreto en el Mar del Norte (Campo de Beryl).

1978 Se instala la plataforma (Cognac) que es la estructura de acero más grande en el mundo. Fue desarrollada por Shell para 1025 pies de agua.

1.2 PRINCIPALES TRABAJOS (3)

El pozo de mayor profundidad en prospección marina

hasta hoy perforado, es el de la West Delta de Gulf en Louisiana, el cual tiene 22,842 pies de profundidad.

El pozo perforado en la mayor profundidad del mar, es el de TEXACO, a lo largo de Terranova, en el año de 1979, el cual tiene 4,874 pies de lámina o tirante* de agua.

El pozo más profundo de producción es el de Grant Isle, de la HUNT OIL, en Louisiana, el mismo que tiene 20,179 pies.

El mayor campo petrolífero Offshore es el de Safaniyah, en Arabia Saudita, descubierto en 1951 y que para Mayo de 1982 producía alrededor de 1'500,000 bbl/día.

El mayor campo de gas natural Offshore es el North Dome en Qatar (Golfo Pérsico) que aún (1982) no está completamente delimitado.

El oleoducto submarino más largo, pertenece a la Shell-Esso en el Mar del Norte, que va desde el campo Frigg hasta el campo St. Fergus en Escocia. Tiene 260 millas de extensión y dos líneas de tubos de acero de 900 mm. de diámetro.

La mayor plataforma de producción instalada en aguas profundas, está ubicada en el campo Cognac de la Shell, en el Golfo de Mexico, con 1,023 pies de tirante de agua.

El sistema de completación submarino más profundo, está instalado en el campo Enchova (Bacia de Campos), diseñado por Petrobras. Tiene 600 pies de lámina de agua.

*Distancia vertical medida entre el nivel de la superficie del agua y el fondo marino.

CAPITULO II

EXPLORACION GEOFISICA Y ESTUDIOS GEOTECNICOS

2.1 HERRAMIENTAS UTILIZADAS

- Registros Sísmicos,
- Registros Gravitacionales,
- Registros Magnéticos.

Herramientas que se usan para estudiar la corteza terrestre, a profundidades hasta de 30,000 pies.

La Sísmica es el registro más usado, aunque la información suministrada por las demás herramientas, permiten una interpretación más completa en estructuras de gran extensión.

La recopilación de información utilizando los métodos gravitacionales y magnéticos es más sencilla que la sísmica. Ambas requieren correcciones por la velocidad y dirección del barco receptor, además, corrección por la profundidad de agua.

2.2 INTERPRETACION DE LA INFORMACION

La información sísmica, de gravedad y magnética, se combina con la información geológica de pozos perforados (si la hubiese disponible) para elaborar:

-Mapas Estructurales,

-Mapas Isópacos.

Ambos mapas permiten definir posibles trampas de hidrocarburos.

La interpretación se hace mucho más difícil en áreas donde la geología es compleja debido a fallas estructurales ocasionadas por movimientos continuos de la corteza terrestre; este es el caso específico de Ecuador, en donde la incidencia de Los Andes sobre la geología del continente submarino, está en permanente actividad.

CAPITULO III

PERFORACION

3.1 EQUIPOS UTILIZADOS

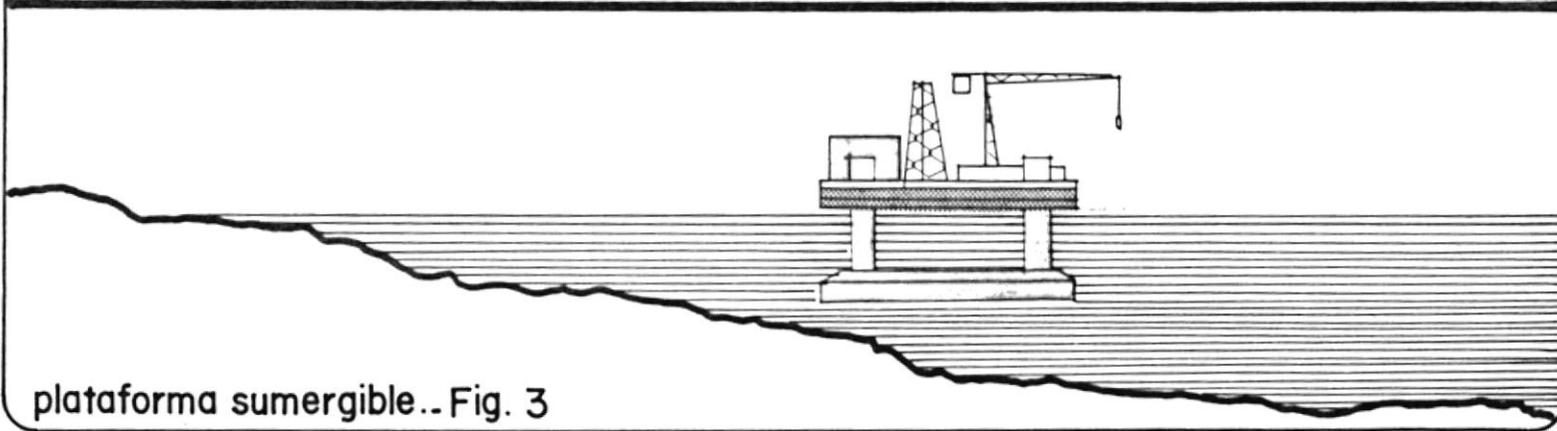
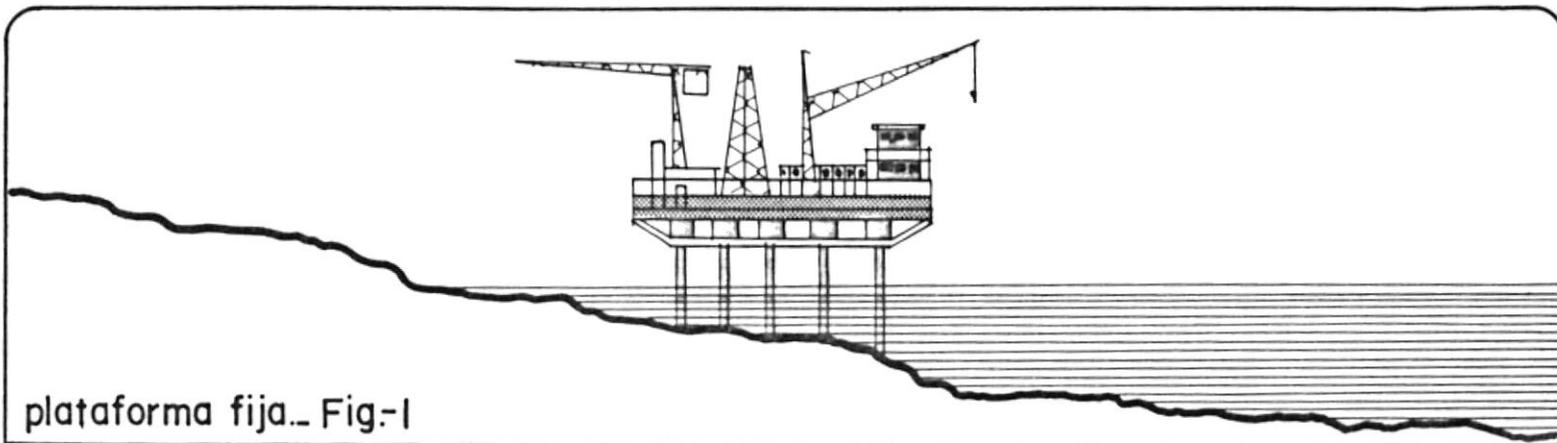
- Equipo de perforación usando plataformas fijas.(Fig-1).
- Equipos Autoelevables (Jack-up) (Fig-2)
- Sumergibles (Fig-3)
- Semi-sumergibles (Fig-4)
- Buques y Gabarras de perforación (Fig-5)

3.2 SELECCION DE EQUIPOS

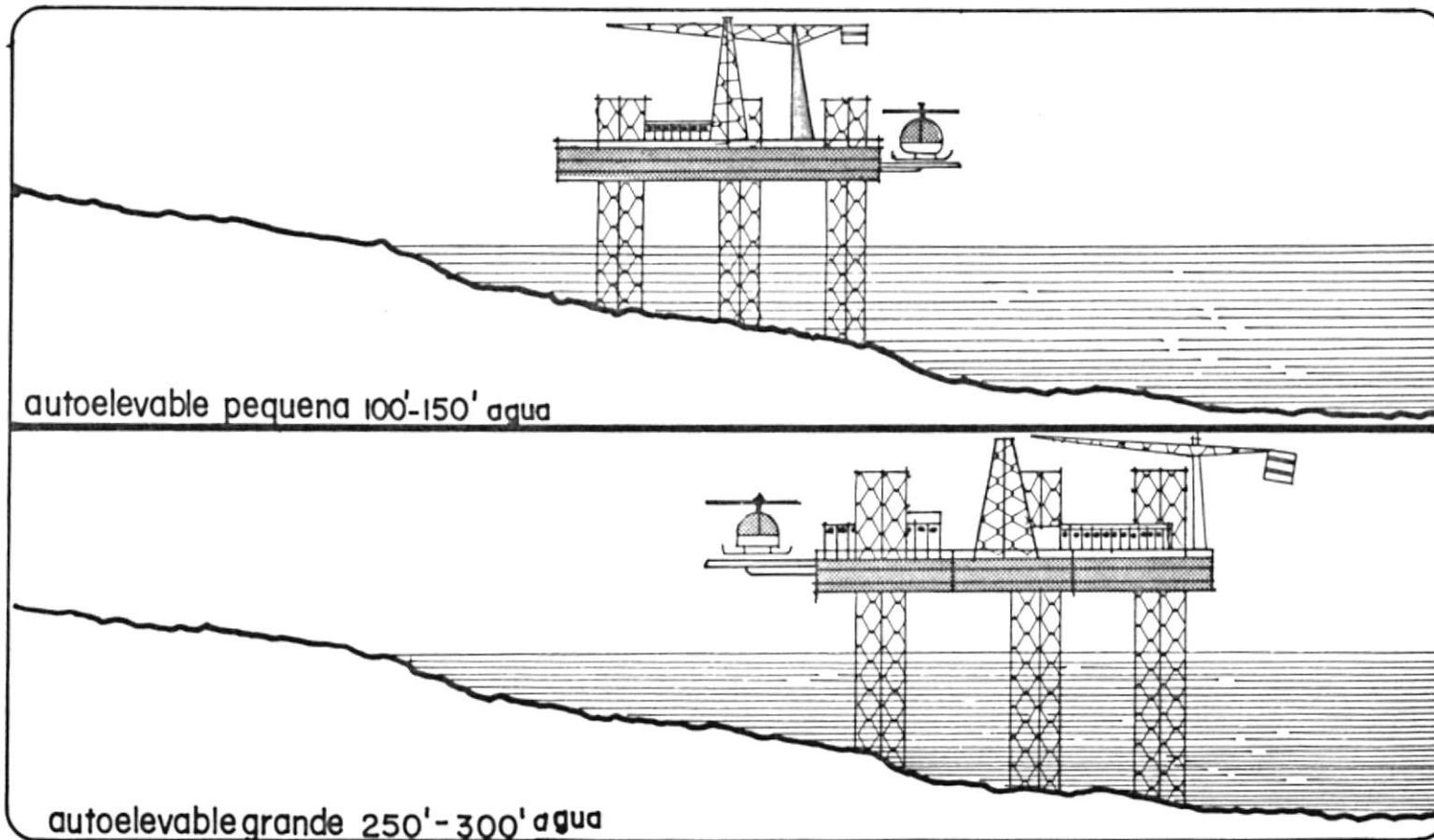
3.2.1 Parámetros Básicos

- Profundidad de agua,
- Condiciones del Clima (olas, vientos, mareas, corrientes, ect.)
- Condiciones del fondo del mar,
- Costo y disponibilidad (movilización, costo por día, etc.)

UNIDADES PARA PERFORACION COSTA AFUERA...

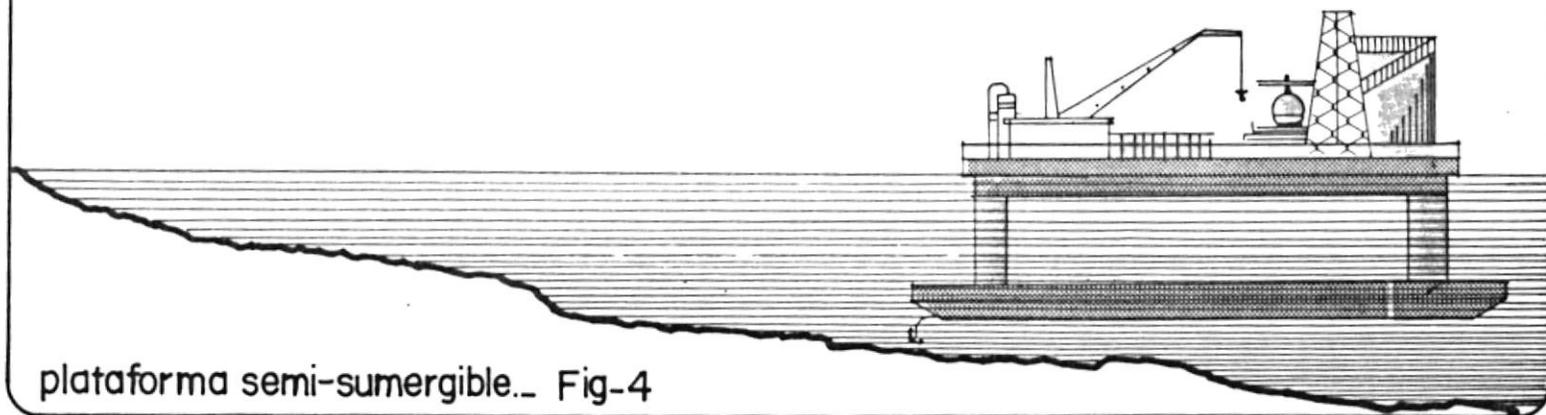
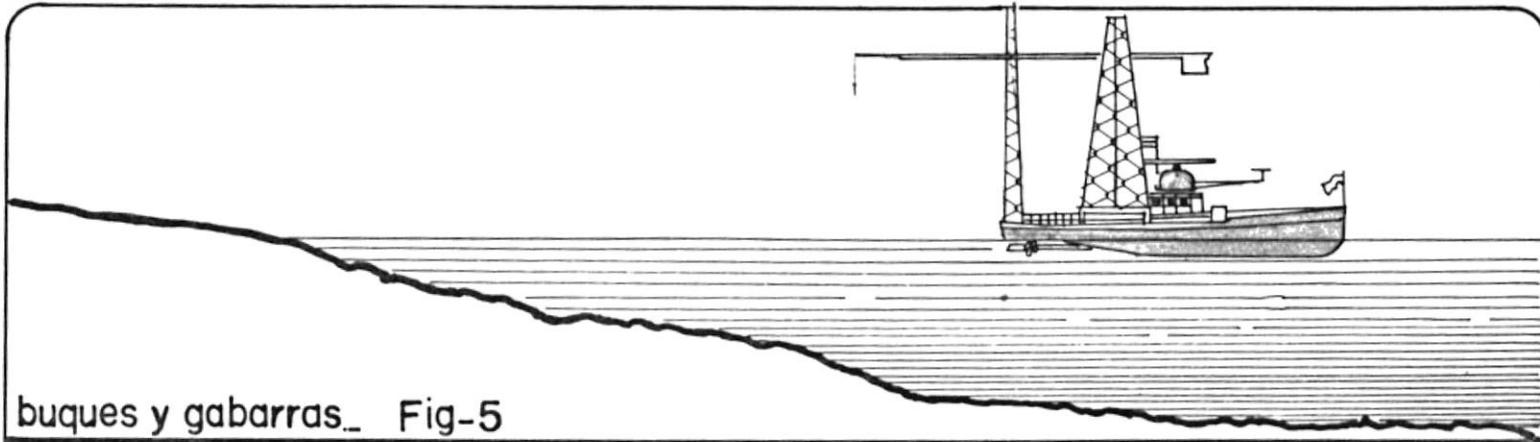


UNIDADES PARA PERFORACION COSTA AFUERA..



Plataforma Autoelevable (Jack-up) Fig-2

UNIDADES PARA PERFORACION COSTA AFUERA...



3.3 ESTRATEGIA EXPLORACIONISTA

3.3.1 Parámetros Básicos

- Potencial de Reservas,
- Costos,
- Recursos Económicos de la empresa,
- Restricciones de la Ley,
- Naturaleza de las negociaciones; condiciones del contrato,
- Tecnología y los problemas de tenerla en los lugares de trabajo,
- Localización geográfica.

Nota: La exploración petrolera es un negocio de inversión importante, pero con el agravante de no poseer una seguridad sobre el retorno de la misma.

3.4 EVALUACION Y PRUEBAS DE PRODUCCION EN POZOS EXPLORATORIOS

Una evaluación apropiada debe incluir el análisis de toda la información disponible recolectada durante la perforación, tal como:

- Análisis de los rípios de la formación,
- Corazones,

- Registros eléctricos,
- DST,
- Pruebas de Producción,
- Pozos Vecinos,etc.

La evaluación de un pozo exploratorio costa afuera, es mucho más costosa que en tierra debido a los equipos requeridos, la coordinación y la logística envueltos, por lo tanto, la correcta programación y planeamiento de una prueba es esencial.

3.5 PLATAFORMAS

3.5.1 Construcción

El objetivo principal al construir una plataforma, es disminuir la cantidad de acero requerido haciendo la instalación físicamente posible y disminuyendo los costos totales.

La construcción comprende las siguientes fases:

- Fabricación en tierra,
- Movilización al sitio seleccionado,
- Construcción y ensamblaje en el mar,
- Clavado en conductoras o instalación de mesas.

3.5.2 Bases del Diseño

Las plataformas son estructuras fijas en acero o concreto; el diseño de cada plataforma depende básicamente de los siguientes factores:

- Profundidad de agua,
- Condiciones climatológicas del área,
- Condiciones del fondo marino,
- Máxima carga sobre las mesas durante la etapa de perforación y producción.

3.5.3 Clasificación

Según el diseño, las plataformas se clasifican en:

-Rígidas: Pueden ser construidas en acero o concreto o ambos.

-Flexibles: Pueden adaptarse al movimiento de las olas, o usan la energía existente en el mar; flotabilidad.

La estabilidad y fijación de este tipo de plataformas se hace mediante:

- Cables de soporte,
- Tanques de flotación,
- Tuberías y elementos flexibles.

Son estructuras especialmente

diseñadas para aguas profundas:
1,000 pies.

3.5.4 Partes Constitutivas

Las plataformas constan de dos elementos principales:

- La torre,
- Las mesas.

La fabricación se lleva a cabo en tierra y viene equipada con patines para el lanzamiento y equipo pesado de construcción constituido por grúas, máquinas de soldar, equipo para arenado, y pintura, etc.

3.5.5 Lanzamiento

Las plataformas son transportadas al sitio usando barcasas de lanzamiento. Una vez en el sitio la plataforma se lanza al mar y se hace el siguiente procedimiento:

- Abrir válvulas inferiores del sistema de inundación,
- Poner plataforma en posición vertical,
- Abrir el resto de válvulas de inundación,
- Fijar la plataforma mediante pilotes (hasta el rechazo),

- Clavar conductoras inclinadas,
- Soldar mesas,
- Instalar varaderos,
- Instalar barandas y pisos, etc, quedando la plataforma lista para recibir un equipo de perforación.

CAPITULO IV

SEGURIDAD EN PERFORACION MARINA(4)

4.1 PREVENTORES DE REVENTON

El íntimo conocimiento de los sistemas preventores de reventón y de los medios de control disponibles es el punto de partida para lograr máxima seguridad.

Cuando se perfora desde unidades flotantes, específicamente, el sistema debe tener lo necesario para ejecutar cinco misiones:

-Cerrar herméticamente alrededor de la sarta de perforación y circular hacia la superficie el flujo de fluidos de la formación.

-Mantener el pozo bajo esas condiciones por el tiempo considerado necesario.

-Suspender (sustentar) la tubería de perforación y cerrar el pozo, a fin de que la perforadora flotante pueda retirarse.

-Permitir el regreso del barco perforador -vigilar y mantener en circulación el pozo mientras se reconecta

la sarta-.

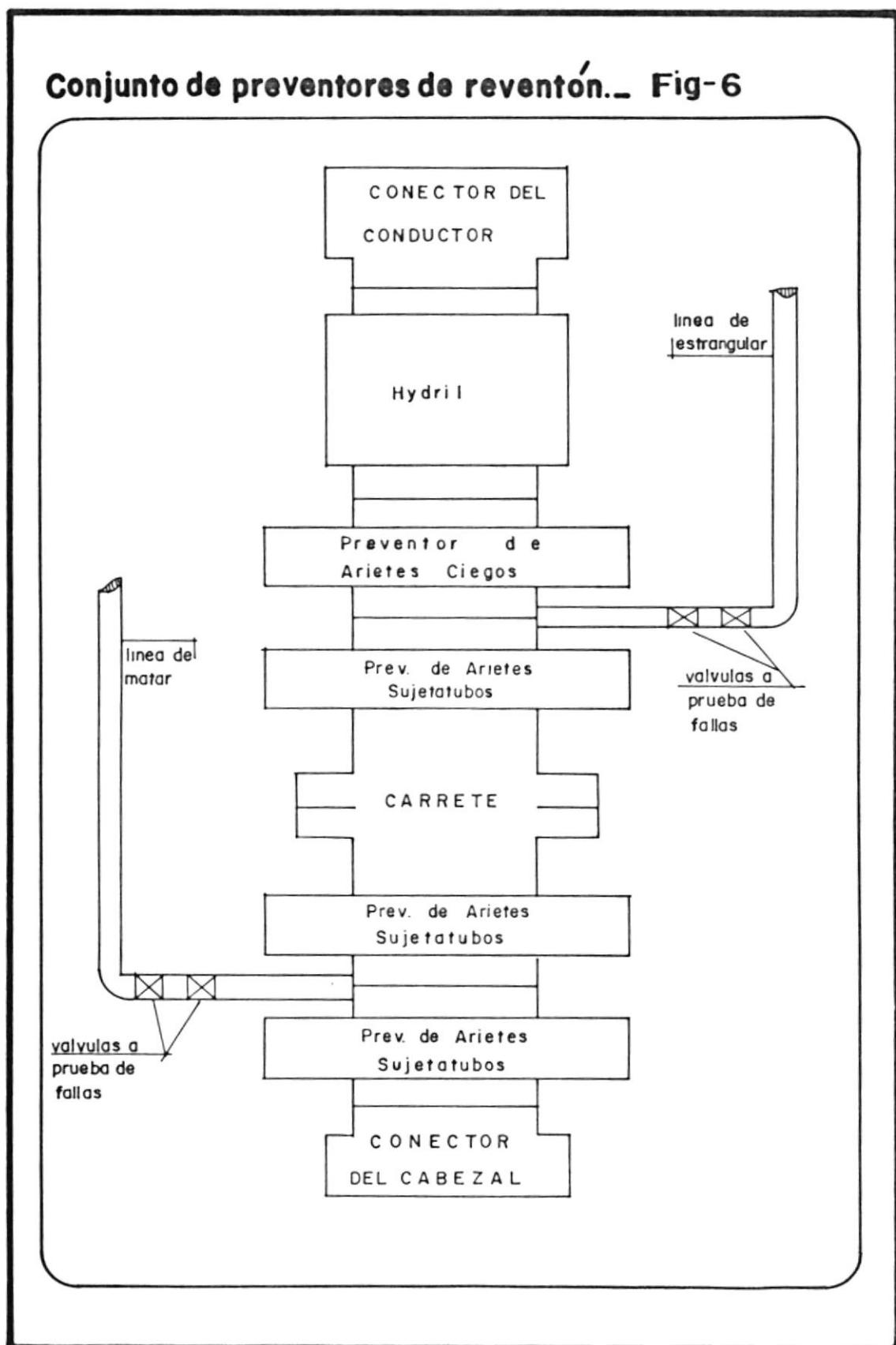
-Disponer de medios alternos, en caso de que una de las cuatro misiones anteriores llegue a fallar.

Para operaciones exploratorias, el conjunto submarino debe tener un preventor tipo Hydril y cuatro arietes así como dos conexiones: Una para matar el pozo y otra para el estrangulador. El conjunto (Fig-6) debe contar, de arriba hacia abajo con los siguientes elementos:

- Conector para el tubo conductor,
- Preventor tipo Hydril,
- Preventor con bridas ciegas cizallantes,
- Conexión lateral,
- Preventor con arietes sujetatubos,
- Carrete,
- Preventor con ariete sujetatubos,
- Conexión lateral,
- Preventor con ariete sujetatubos,
- Conector para el cabezal del pozo.

4.2 INSPECCION

Todos los preventores, así como las líneas de matar y estrangular deben ensayarse a presión y comprobar si funcionan debidamente.

Conjunto de preventores de reventón._ Fig-6

En superficie, los arietes se deben:

- Remover,
- Limpiar,
- Inspeccionar y Lubricar.

4.3 SISTEMA DE CONTROL

Al igual que en perforación terrestre, en la marina todos los preventores, válvulas y demás equipos del conjunto submarino de prevención de reventones son de funcionamiento hidráulico.

Para encauzar el flujo de aceite motriz hay dos sistemas:

-Sistema Directo: Adecuado para perforación en aguas de hasta 300 pies de profundidad. La perforadora flotante se conecta mediante mangueras individuales con todos los componentes del conjunto.

-Sistema Indirecto: Solo hay una fuente de aceite motriz para todo el conjunto. Es más complejo, más caro, y requiere más mantenimiento. Su ventaja principal es el poco peso de la red de mangueras que conecta el barco con los componentes



submarinos y su más rápida
reacción en aguas profundas.

CAPITULO V (5)

EVALUACION ECONOMICA

5.1 PARAMETROS DE EVALUACION

La evaluación económica preliminar de yacimientos costa afuera, debe lograrse con:

- El menor número posible de pozos,
- El máximo aprovechamiento de ellos,
- En el menor tiempo posible.

Todo esto, debe estar acorde con las características geológicas del hallazgo.

5.2 ASPECTOS GEOLOGICOS

Cuando los factores estatigráficos y estructurales son atractivos, la estrategia de delimitación racional se fundamenta en pozos de extensión situados a máxima distancia del descubridor.

Si los perfiles geológicos son pobres, por otro lado,

debe explorarse la probabilidad de buscar la delimitación del campo a través de pozos más próximos al descubridor. En el mar, tal objetivo se puede lograr económicamente aplicando tres criterios:

- Desarrollo por plataformas fijas,
- Determinación del volumen mínimo de hidrocarburos para decidir si la explotación es lucrativa,
- Combinación de ambos.

En el gráfico (Fig-7) se indica las alternativas aconsejables, a partir de la perforación del pozo descubridor.

En áreas de control geológico pobre, es de vital importancia determinar el volumen mínimo de hidrocarburos en sitio, y el factor de recuperación.

5.3 INVERSIONES

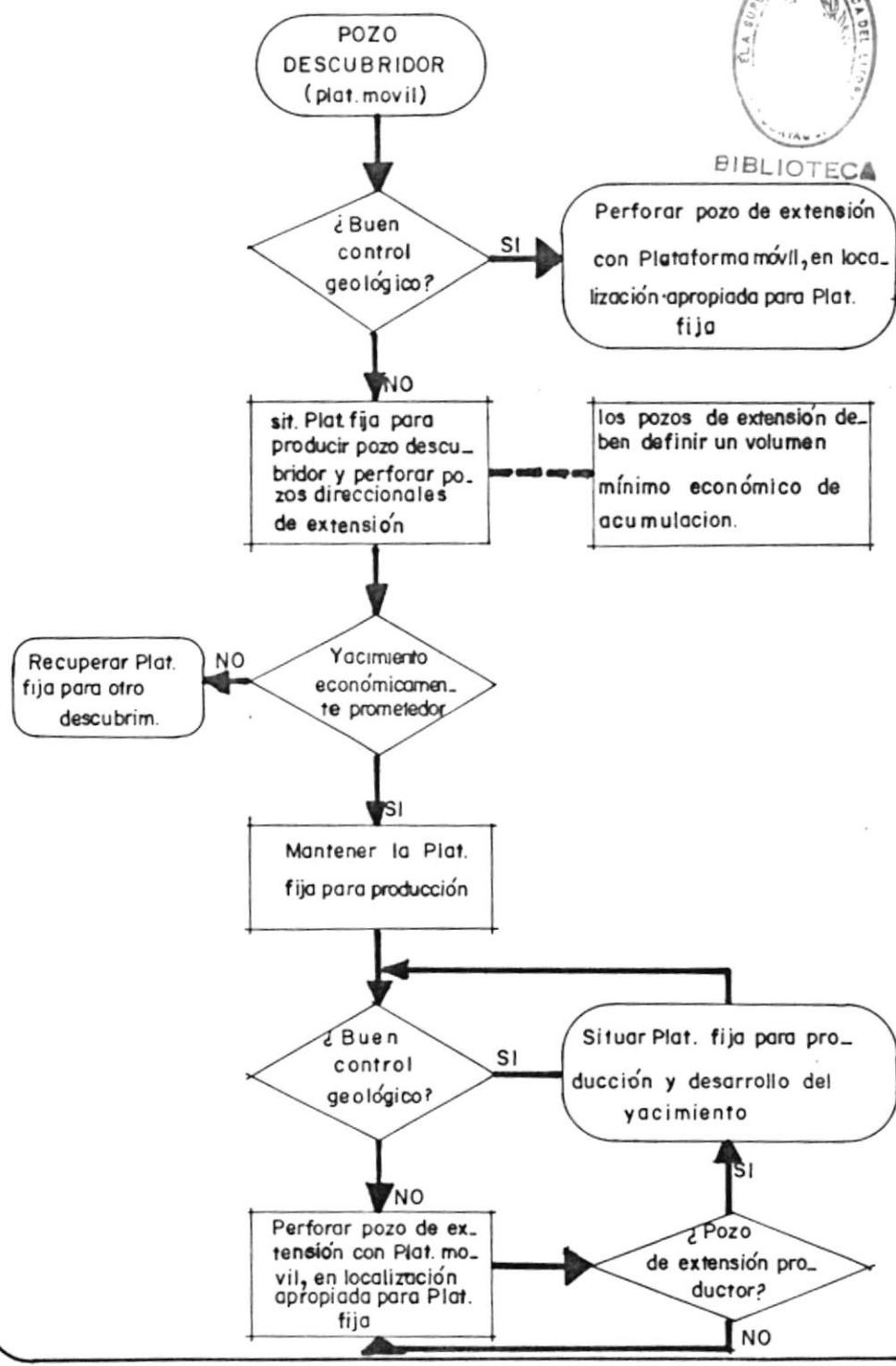
Idealmente, con tres pozos debe delimitarse un volumen recuperable de hidrocarburos cuyo valor reembolse las inversiones de la evaluación y justifique la construcción de medios de producción.

Para determinar si el volumen recuperable (V_{rec}) basta para reebolsar las inversiones, se usa la fórmula siguiente:

Plataformas Fijas: Alternativas... Fig-7



BIBLIOTECA



REEMBOLSO

$$V_{rec} = \frac{\text{VALOR DE LOS BBL DE PETROLEO}}{\text{REEMBOLSO}}$$

El volumen original de hidrocarburos (N) es:

$$N = \frac{\text{VOLUMEN RECUPERABLE}}{\text{FACTOR DE RECUPERACION}}$$

El cálculo del volumen N bajo las condiciones del reservorio específico (N_{res}) es:

$$N_{res} = N \cdot B_{oi}$$

Una vez obtenido ese factor, se determina el volumen de roca (V_r):

$$V_r = \frac{N \cdot B_{oi}}{O \cdot (1 - S_w)}$$

El paso final para definir el volumen mínimo de hidrocarburos es la determinación del área (S) por delimitarse:

$$S = V_r / H_m$$

Hm= Espesor medio efectivo de la roca reservorio.

5.4 COSTOS

Inicialmente hay que determinar si el área por explorar cae dentro de la clasificación Weeks A o B que se suele asignar a cuencas sedimentarias. Para las cuencas clase A la productividad media se calcula en 1.38 millones de mts. cúbicos por kilómetro cuadrado y para las cuencas clase B se considera de 0.78 millones.

El riesgo geológico (p) se calcula por la fórmula:

$$p = 1/e = B / (K * A)$$

Donde:

A= Area de campos significativos de la cuenca,

B= Area total de la cuenca,

e= Porcentaje de éxitos,

K= Coeficiente de eficiencia exploratoria.

K=5 , por ejemplo, se aplica a cuencas en las que los métodos sísmicos logran excepcional resolución.

K=2.75 , corresponde a eficiencia exploratoria media,

K=1.5 , indica baja eficiencia exploratoria (trampas estratigráficas),

K=1 , indica pesquisa al acaso.

5.4.1 Costo Total

El costo total de un pozo exploratorio (Ctp) en la plataforma continental se determina así:

$$Ctp = Cpp + Cg$$

Donde:

Cpp= costo de la perforación propiamente dicha,

Cg= costo de los trabajos de geofísica.

Cg es pequeño comparado con Cpp.

5.4.2 Inversión Exploratoria

Viene dada por la fórmula:

$$Iex = p * Ctp$$

Una vez determinada la producción es preciso evaluar el costo de la perforación de desarrollo. Cada pozo direccional (Cd) cuesta en dólares:

$$Cd = 1.15 (Cdd + 20Z)$$

Donde:

Cdd= Costo de la perforación de desarrollo,

Z= Profundidad total de los pozos,

1.15 obedece al hecho de que la perforación direccional suele ser 15% más costosa que la vertical.

CAPITULO VI

OPERACIONES COSTA AFUERA EN ECUADOR

6.1 RESEÑA HISTORICA

La actividad exploratoria en el Golfo de Guayaquil, se inició por primera vez a mediados de 1959, en que la Compañía Californiana Oil Co.; que obtuvouna concesión en esta zona, perforó tres pozos de exploración:

- El South Ancón,
- Golfo-1,
- Santa Clara-1.

Todos con resultados negativos.

En 1969 se dió lugar al descubrimiento de importantes reservas de gas Metano en el Campo Amistad, situado 50 Kmts. al oeste de la ciudad de Machala y al suroeste de la Isla Puná.

El Consorcio ADA desarrolló el Campo en el período comprendido entre Marzo de 1970 y Agosto de 1972. Perforó nueve pozos y tres resultaron productivos (Gas

Metano). Una descripción más detallada sobre estos puntos, puede apreciarse en e[xVF&Vi +X`Xdro:

ACTIVIDAD EXPLORATORIA DEL CONSORCIO ADA

| POZOS PERFORADOS | FECHA | PRODUCCION ESTIMADA (PIE CUB./DIA) |
|------------------|-----------|---------------------------------------|
| AMISTAD-1 | 25/SEP/69 | 29`550,000 |
| PLAYAS-1 | 16/MAR/70 | SECO |
| AMISTAD-2 | 8/JUN/70 | SECO |
| AMISTAD-3 | 25/OCT/70 | 19`550,000 |
| ESPERANZA-1 | 16/DIC/70 | SECO |
| DOMITO-1 | 28/DIC/70 | SECO |
| AMISTAD-4 | 29/MAR/71 | 15`300,000 |
| TIBURON-1 | 16/JUN/71 | SECO |
| FE-1 | AGO/72 | SECO |

COMPOSICION DEL GAS NATURAL DEL GOLFO DE GUAYAQUIL

| COMPONENTES | FRACC.MOLAR | PESO MOLEC. |
|-------------|-------------|-------------|
| CO2 | 0.0002 | 44.010 |
| N2 | 0.0024 | 28.016 |
| CH4 | 0.9860 | 16.042 |
| C2H6 | 0.0078 | 16.042 |
| C3H8 | 0.0022 | 44.094 |
| iC4H10 | 0.0006 | 58.120 |
| nC4H10 | 0.0002 | 58.120 |
| iC5H12 | 0.0002 | 72.146 |
| *nC5H12+ | 0.0004 | 79.159 |
| | ----- | |
| | 1.0000 Mol. | |

* Normal Pentano y más componentes.

Peso molecular aparente de la composición del gas=16.3176.

Densidad= 0.563 kg/mt³.

Capacidad Calórica= 1,023 btu/pcs.

El 28 de Noviembre de 1972, el Gobierno expide el decreto #1391, en el que se declara "...la nulidad absoluta del procedimiento de adjudicación de concesiones hidrocarburíferas otorgadas por el Ministerio de Industrias y Comercio (Juzgado de Minas)

en el área del Golfo de Guayaquil".(6)

En 1975 se suscribió un contrato entre CEPE y la Compañía Northwest Pipeline Corporation para la exploración y explotación del Gas Libre del Golfo de Guayaquil, en la antigua concesión de ADA.

Northwest realizó trabajos de 345 kms. de sísmica, que dió como resultado, la determinación de cinco estructuras a saber:(Fig-8)

- Amistad,
- Santa Calara,
- Tenguel,
- Jambelí,
- Esperanza.

La Compañía Consultora DeGolyer and McNaughton, realizó el estudio "Evaluación de las Reservas de Gas en el Area del Golfo", llegando a determinar que las reservas probadas en el Campo Amistad son del orden de 259,800 millones de pies cúbicos.

Cabe resaltar, que Northwest NO realizó perforaciones de pozos planificados y recomendados por North-CEPE.

Como resultado de todos estos trabajos, los técnicos determinaron lo siguiente:

Ubicación de Pozos en El Golfo de Guayaquil

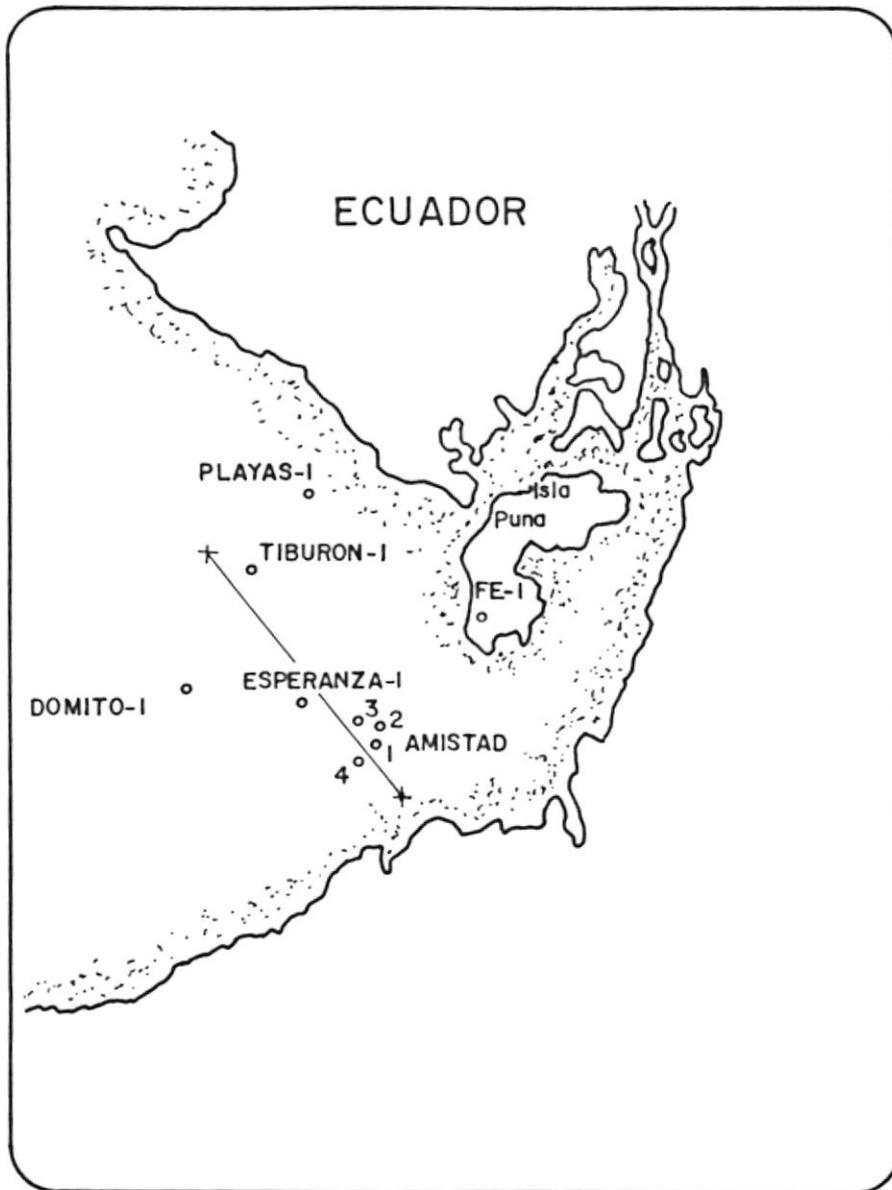


Fig-8



La geología tipo compresional de Subducción es considerada en el contexto de la geología mundial, como el mejor ambiente para la acumulación de hidrocarburos. El sistema de pliegues y fallas producido en el Golfo de Guayaquil, si bien complica el análisis geológico, condiciona las estructuras necesarias para el entrapamiento de hidrocarburos.

6.2 UNIDAD EJECUTORA DEL GOLFO DE GUAYAQUIL

La Unidad Ejecutora del Golfo, inició sus actividades en Julio de 1980, como responsable directa de llevar adelante el Proyecto de Explotación del Gas del Golfo de Guayaquil; es decir, el desarrollo del Campo Amistad y la potencial incorporación de las demás estructuras detectadas en la misma área, para abastecer de gas, como meta prioritaria, a la planta de fertilizantes que se construiría en la Península de Santa Elena, dentro del plan de Industrialización de CEPE.(7)

6.3 PROSPECCION SISMICA

En Febrero de 1980, se suscribió un contrato con la Compañía Western Geophysical of America, para la prospección sísmica de un total de 1,354 kms.:

862 kms. en aguas someras,
492 kms. en aguas profundas.

En las siguientes áreas:

Manta, Ensenada del Cayo y Valdivia,
Campo Amistad, Santa Clara, Tenguel,
Jambelí y Esperanza.



El valor registrado en el período por estos trabajos,
ascendió a la cantidad de 115'336,000 sucres.

6.4 PERMARGO INTERNACIONAL S.A.

Durante el año 1981 se negoció entre CEPE y Permargo el alquiler de una plataforma de perforación petrolera costa afuera, cuyo elemento clave se fundamentaba en las interesantes y prometedoras estructuras hidrocarburíferas que se manifestaban en el Golfo de Guayaquil.

Entre los puntos más importantes del acuerdo tenemos:

-Permargo sería la operadora de los pozos que CEPE perforara en el Golfo.

-La plataforma autoelevable UXMAL, sería operada por técnicos y personal de la propia compañía (Permargo), bajo la supervisión y control del personal de CEPE.

-Todos los equipos de perforación maquinaria y

auxiliares, correrían a cargo de Permargo.

-CEPE cubriría los siguientes gastos:

-Acarreo de la plataforma desde Glasgow- Inglaterra hasta es Golfo.

-Seguro,

-Gastos derivados de todas las operaciones de perforación,

-Alquiler de equipos y plataforma incluida.

Existen otras muchas cláusulas del contrato firmado por las partes involucradas, las mismas que pueden encontrarse fácilmente en los archivos de CEPE (PETROECUADOR) en la Subgerencia Regional de Guayaquil.

6.5 RESULTADOS CEPE-PERMARGO

CEPE con la ayuda de Permargo, perforó tres pozos:

-Golfo-1,

-Amistad Sur-1,

-Tenguel,

Solamente el Golfo-1 resultó productivo: 300 bbl./día, API= 34. Sin embargo, fue abandonado a pesar de haber sido productivo, ya que su rendimiento no justificaba los gastos de inversión.

El costo aproximado por tales trabajos fue de 110,000

dólares diarios durante un año y medio, desglosados así:

-Alquiler Plataforma= 41 millones de dólares,

-Equipos de Perforación= 12.5 millones de dólares,

El resto del dinero se gastó en mano de obra, materiales y suministros, equipos de logística: Barcos y Helicópteros.

Al cabo de este tiempo, y en vista de los resultados poco alagadores, se terminó el contrato entre las partes.

CAPITULO VII

POZO AMISTAD SUR-1

7.1 RESEÑA HISTORICA (8)

El pozo Amistad Sur-1 fue comenzado a perforar el 16 de Julio de 1982, terminándose los trabajos el 10 de Octubre del mismo año.

La profundidad alcanzada fue de 16,090 pies. Se alcanzaron ratas de penetración desde 500 pies/hora hasta 80, 100, 10 y 20.

7.2 SECUENCIA ESTRATIGRAFICA

Está representada por sedimentos indiferenciados del Plio-Pleistoceno y por formaciones Miocénicas. Estas formaciones son las siguientes:

- La Cuenca Progreso,
- La Formación Subibaja,
- La Formación Dos bocas,

En el intervalo comprendido entre los 11,860-15,963

Completación Pozo AMISTAD SUR-I oct. 82

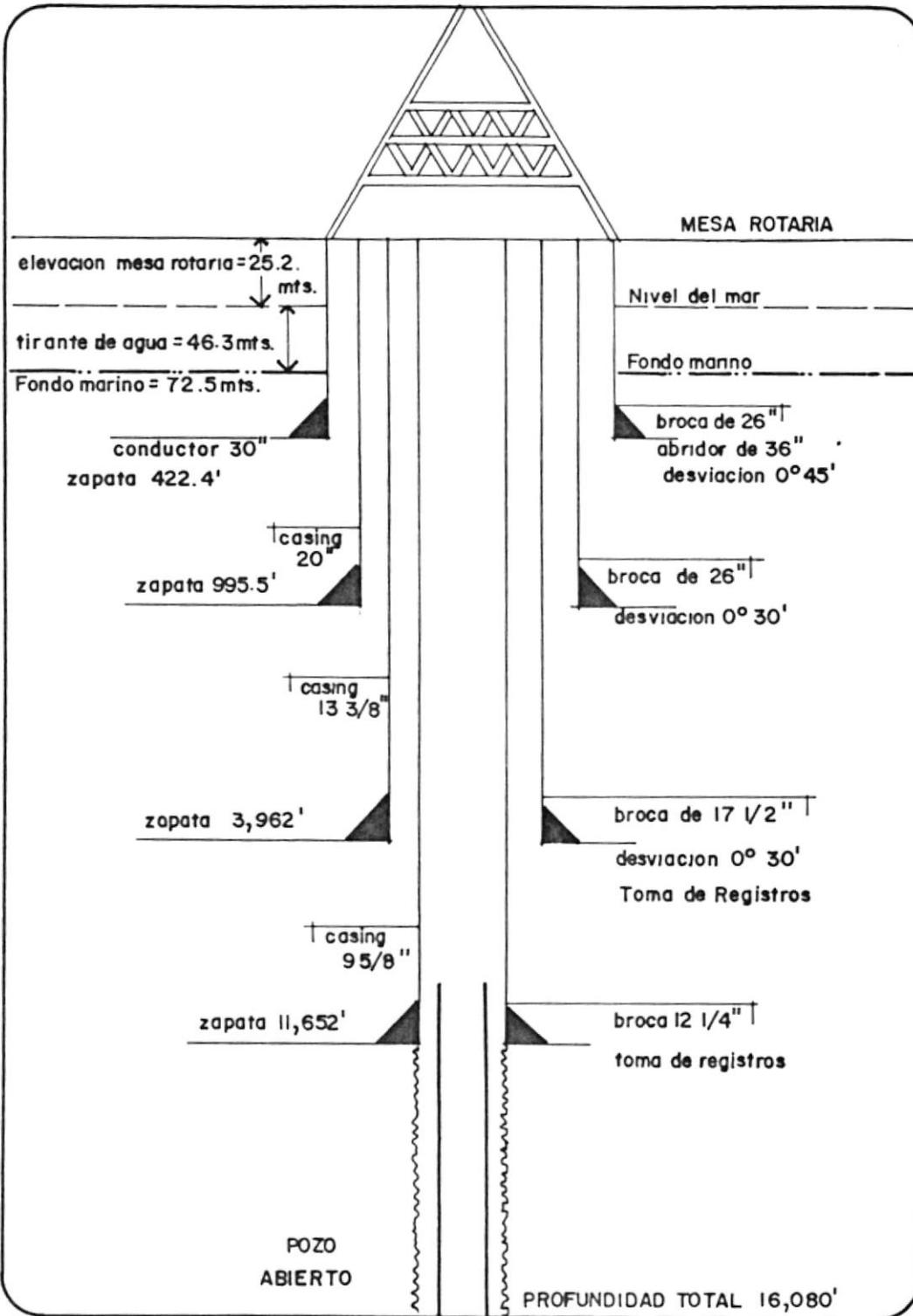


Fig-9

pies, se recolectaron 45 núcleos de pared.

7.3 PROGRAMA DE LODO

| PROFUNDIDAD (pies) | TIPO DE LODO |
|--------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0-422.4 | Lodo de agua de mar Densidad= 8.8 lbs/gal. Viscosidad= 37 cp. |
| 422.4-995.5 | Lodo Bentonítico Nativo Densidad= 8.9 lbs/gal. Viscosidad= 38 cp. Ph= 9.0 |
| 995.5-3,962 | Lodo Polímero Semidiserso Densidad= 10.2 lbs/gal. Viscosidad= 52 cp. Filtrado= 6.8 Ph= 10 |
| 3,962-11,652 | Lodo Lignosulfonado Salado Densidad= 12 lbs/gal. Viscosidad= 78 cp. Filtrado= 3.1 Ph= 10 |
| 11,652-16,080 | Lodo Lignosulfonado Salado |

Densidad= 15.8 lbs/gal.

Viscosidad= 76 cp.

Filtrado= 3.1

Ph= 10.6

7.4 PROGRAMA DE PERFORACION

| PROFUNDIDAD (pies) | TIPO DE BROCA |
|--------------------|--------------------------------|
| 0-422.4 | Broca de 26" Abridor de 36" |
| 422.4-995.5 | Broca de 26" |
| 995.5-3,962 | Broca de 17 1/2" |
| 3,962-11,652 | Broca de 12 1/4" |
| 11,652- 16,000 | Broca 12 1/4" |

7.5 PROGRAMA DE REGISTROS

A partir de 1,000 pies y hasta el final, se tomaron los siguientes registros:

-Gamma Ray,

-SP,

-Induction SFL,

-Density,

- High Reduction Deep Meter,
- Dual Laterolog,
- Sónico,
- Microesférico.

7.6 RESUMEN

En total se utilizaron 35 brocas tipo:

- Security,
- Hughes,
- Smith.

Se hizo tres corridas diferentes de registros.

Hubo indicios pobres de gas, analizados cualitativa y cuantitativamente.

Para cementar los revestimientos, se usaron 4,905 sacos de cemento A y G, y la operación la desarrolló la Cía. Dowel-Schlumberger.

La perforación se realizó sin problemas hasta una profundidad de 13,500 pies, donde la presión de formación aumentó significativamente, la misma que fue detectada por las siguientes anomalías:

- Hubo un incremento de unidades de gas de conexión y de viaje,
- Se presentaron resistencia a los cambios de broca,
- Hubo derrumbes de paredes del hueco.

El miembro arenoso que es el productor de gas en el Campo Amistad, en este pozo no presentó interés hidrocarburífero, posiblemente por encontrar facies desfavorables para acumular hidrocarburos.

Antes de trasladar la plataforma y abandonar este pozo, se procedió a taponarlo, empleándose 284 sacos de cemento tipo G.

La Completación de este pozo se muestra en la fig-9.

7.7 COSTOS PROYECTADOS VS. COSTOS REALES

Un análisis comparativo entre los costos proyectados por el personal de CEPE para el Pozo Amistad Sur-1, y los costos reales obtenidos, es el siguiente:

| | COSTOS PROYECTADOS (\$US) MILES | COSTOS OBTENIDOS (\$US) MILES |
|------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------|
| ===== | | |
| MATERIALES | | |
| Fluidos de perforación | 548 | 549 |
| Fluidos de cementación | 71 | 64 |
| Brocas | 130 | 116 |
| Tubería Revestimiento | 1,000 | 947 |
| Accesorios | 47 | 42 |
| Diesel, Aceite, Grasas | 172 | 172 |

| | | |
|-----------------------|-------|-------|
| Barcos y helicópteros | 1,444 | 1,444 |
| Cabezales | 32 | 28 |
| | ----- | ----- |
| SUBTOTAL | 3,508 | 3,208 |

SERVICIOS

| | | |
|-----------------------|--------|--------|
| Base de Operaciones | 470 | 470 |
| Perforación | 5,698 | 5,699 |
| Cementación | 174 | 174 |
| Registro de Lodos | 272 | 272 |
| Ing. de Lodos | 83 | 84 |
| Registros Eléctricos | 719 | 720 |
| Toma de Núcleos | 31 | 31 |
| Pruebas de Producción | 244 | 245 |
| Localización y Suelos | 120 | 120 |
| Alícuota Movilización | 830 | 2,230 |
| | ----- | ----- |
| SUBTOTAL | 8,644 | 10,045 |
| TOTAL | 12,152 | 13,253 |

=====

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. A pesar del alto costo y del riesgo que significa una política exploracionista costa afuera, aún así, los Gobiernos auspician cada vez más estos trabajos, inducidos por la creciente necesidad de derivados de hidrocarburos para el desarrollo Nacional.
2. Aunque como se ha demostrado, los parámetros referenciales básicos para calcular un posible retorno sobre estas inversiones, se fundamenta en hipótesis, en la mayoría de los casos, basadas en conceptos a priori, sin embargo, cabe recordar que: " Es mejor estar aproximadamente correcto, que perfectamente equivocado.." y por ende, todo aquel que evalúe la factibilidad de estos proyectos, debe tener muy en cuenta los criterios expuestos.
3. Un buen conocimiento geológico de la zona, es factor decisivo en el éxito o fracaso del proyecto, por tal, antes de arriesgarse a invertir en tales operaciones,

es menester poseer la mayor información geológica posible, siempre tratando de disminuir el riesgo.

4. Aprovechar la experiencia de otros países en estas lides, es práctico, menos riesgoso y ofrece mayores garantías de éxito, por lo que si existiere compañías que quieran arriesgar su capital en estos trabajos exploracionistas sería mucho más rentable (dependiendo del contrato) para el país, el que sean otros los que arriesgen su capital; sobre todo, en áreas geológicas tan difíciles y complicadas como las del Golfo de Guayaquil.

RECOMENDACIONES

1. Razonar concienzudamente los conceptos arriba emitidos, a fin de acomodarlos a las condiciones propias de cada terreno o política exploracionista que se tenga planeada.
2. Se sugiere que el tema relacionado con la perforación costa afuera sea considerado como materia fundamental dentro del curriculum general de ing. petróleos.
3. Es recomendable que tanto profesores como estudiantes de ing. de petróleos, se mantengan al tanto de los novedosos adelantos científicos en cuanto a estudios costa afuera se refiere: Revistas Técnicas y Seminarios.

BIBLIOGRAFIA

1. CASTAÑO, L., Lo último en métodos marinos. Petróleo y Petroquímica Internacional, Septiembre 1972. Pág. 40.
2. BELCO, Desarrollo de un campo costa afuera. Seminario-ESPOL, 1987.
3. SOC. ING. DEL LITORAL, Noticias Offshore. Ingeniería, Mayo, 1982. Pág. 66-71
4. HARRIS, L.M., Lo más importante para lograr seguridad en perforación marina. Pertróleo y Petroquímica Internacional, Diciembre, 1972. Pág. 13-19
5. VIEIRA, L.P., Cómo evalúan prospectos y hallazgos marinos. Petróleo y Petroquímica Internacional, Noviembre, 1973. Pág. 49-54
6. COLMONT,G., Algunos aspectos sobre el gas del Golfo. 1978
7. CEPE, Informe de 1980. Pág. 12-13

8. Archivos Subregional CEPE Guayaquil

9. YEPEZ, F., Algunos aspectos sobre gas natural. 1980