

01174
12
2ij

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**ALTERNATIVAS EN LA PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE
POZOS EN TIRANTES DE AGUA DE 100 A 500 m**

TESIS que presenta **Jaine Gerardo Téllez Olivares**
para obtener el grado de **MAESTRÍA EN INGENIERÍA**
PETROLERA

Asesores: Dr. Vicente Casariego González
Ing. Heberto Ramos Rodríguez.

1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

TESIS

COMPLETA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

Recibí notificación para el examen del alumno JAIME GERARDO TELLEZ OLIVARES

Departamento de INGENIERIA EN EXPLORACION Y EXPLOTACION DE RECURSOS
ENERGETICOS DEL SUBSUELO.

Sección: PETROLERA

JURADO:	NOMBRE	FIRMA	FECHA
---------	--------	-------	-------

PRESIDENTE:	DR. VICENTE CASARIEGO GONZALEZ	<i>[Signature]</i>	28/6/95
-------------	--------------------------------	--------------------	---------

VOCAL:	ING. HEBERTO RAMOS RODRIGUEZ	<i>[Signature]</i>	23.05/95
--------	------------------------------	--------------------	----------

SECRETARIO:	M EN C. DANIEL GARCIA GAVITO	<i>[Signature]</i>	18/oct/95
-------------	------------------------------	--------------------	-----------

SUPLENTE:	ING. EUSEBIO CAPITANACHI GONZALEZ	<i>[Signature]</i>	18/oct/95
-----------	-----------------------------------	--------------------	-----------

SUPLENTE:	DR. JESUS RIVERA RODRIGUEZ	<i>[Signature]</i>	18/oct/95
-----------	----------------------------	--------------------	-----------

[Handwritten notes and signatures]
- Daniel Garcia Gavito 18/10/95
- 18/10/95

Agradecimientos

Sea este trabajo un reconocimiento a quienes debo vida, carácter y espíritu. A ustedes, mil gracias.

**ISABEL MARTÍNEZ ORTEGA †
MANUELA OLIVARES MARTÍNEZ
BRAULIO TÉLLEZ RAMÍREZ**

A ti INNO

Por ser mi máximo apoyo y unificadora de nuestra familia.

A mis hijos:

**María Elena, Aaraziah Monserrat
Jaime Gerardo y Manuel Alejandro**

Para que al enfrentar los años siguientes sirva el presente como un estímulo para nunca claudicar, y siempre tener fe en el futuro, con el pleno orgullo de ser ustedes mismos.

Al Ing. Heberto Ramos Rodríguez.

Por su amistad, apoyo y comentarios a portados para el desarrollo de este trabajo.

A todos los profesores que han sido guía y ejemplo a mi paso por las aulas, sin mayor interés que el transmitir su sabia experiencia.

GRACIAS

A la administración de Petróleos Mexicanos.

Por la confianza y apoyo que me ha brindado para alcanzar esta meta.

Fraternalmente a mis compañeros y amigos.

Por su apoyo, comentarios e ideas para alcanzar este objetivo.

CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE TABLAS	IV
LISTA DE FIGURAS	V
RESUMEN	VII
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 2 EQUIPOS EMPLEADOS	5
2.1 EQUIPOS FIJOS	8
2.1.1 ESTRUCTURAS DE ACERO	8
2.1.2 ESTRUCTURAS DE CONCRETO	10
2.2 EQUIPOS CONVENCIONALES (POSICIONAMIENTO CON ANCLAS)	12
2.3 EQUIPOS DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO	16
CAPITULO 3 AGUAS PROFUNDAS	19
3.1 ANTECEDENTES	21
3.2 DESARROLLO MUNDIAL	27
3.3 EXPECTATIVAS EN MÉXICO	31

CAPITULO 4 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS	39
4.1 PERFORACIÓN	42
4.2 TERMINACIÓN	54
CAPITULO 5 APLICACIONES	73
5.1 CAMPO AYIN	76
5.1.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN	79
5.1.2 PROGRAMA DE TERMINACIÓN	111
CAPITULO 6 VIABILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS POZOS DELIMITADORES	129
CONCLUSIONES	143
RECOMENDACIONES	147
REFERENCIAS	217

LISTA DE TABLAS

	Pág.
4.1 SISTEMAS DE CABEZA DE POZO SUBMARINO	48
5.I.1 COLUMNA GEOLÓGICA ESPERADA	79
5.I.2 ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	85
5.I.3 CONDUCTOR DE 30"	86
5.I.4 SUPERFICIAL	87
5.I.5 INTERMEDIA I	88
5.I.6 INTERMEDIA II	89
5.I.7 EXPLOTACIÓN I	90
5.I.8 COMPLEMENTO - EXPLOTACIÓN I	91
5.I.9 TUBERÍA CORTA	92
5.I.10 PRUEBA DE PREVENTORES Y EQUIPO SUPERFICIAL DE CONTROL	94
5.I.11 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	95
5.I.12 BARRENAS E HIDRÁULICA	96
5.I.13 REGISTROS ELÉCTRICOS	101
6.1 COSTO TOTAL DE UN POZO PERFORADO CON UN EQUIPO SEMISUMERGIBLE	136
6.2 COSTOS COMPARATIVOS	136

LISTA DE FIGURAS

		Pág.
2.1	DESARROLLO TÍPICO COSTA-FUERA	153
2.2	EQUIPO FIJO DE LA SONDA DE CAMPECHE	155
2.3	COMPLEJO DE PRODUCCIÓN	157
2.4	PLATAFORMA DE PATAS TENSIONADAS (TLP)	159
2.5	PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE	161
2.6	BARCO PERFORADOR	163
3.1	CAMPOS PRODUCTORES EN LA SONDA DE CAMPECHE	165
3.2	TEMPLETES	167
3.3	ESTRUCTURA OCTOS-1000™	169
4.1	BASE GUÍA TEMPORAL	171
4.2	ÁRBOL SUBMARINO OPERADO POR BUZO	173
4.3	ÁRBOL SUBMARINO TÍPICO ASISTIDO POR BUZO	173
4.4	ÁRBOL SUBMARINO TÍPICO PARA OPERAR SIN ASISTENCIA DE BUZO	175
4.5	ÁRBOL SUBMARINO TÍPICO SIN LÍNEAS GUÍA	175
4.6	ÁRBOL SUBMARINO INSTALADO A 1,026 m	177
4.2.1	TERMINACIÓN DEL TIPO 1	179
4.2.2	TERMINACIÓN DEL TIPO 2	181

4.2.3	TERMINACIÓN DEL TIPO 3	183
4.2.4	TERMINACIÓN DEL TIPO 4	185
4.2.5	TERMINACIÓN DEL TIPO 5	187
5.1	PROGRAMA DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	189
5.2	DISEÑO DE SARTA 1	191
5.3	DISEÑO DE SARTA 2	193
5.4	DISEÑO DE SARTA 3	195
5.5	DISEÑO DE SARTA 4	197
5.6	DISEÑO DE SARTA 5	199
5.7	DISEÑO DE SARTA 6	201
5.8	APAREJO DE PRUEBA DST	203
5.9	GRADIENTES DE PRESIÓN DEL CAMPO AYIN	205
5.10	PERFIL DE TEMPERATURA DEL CAMPO AYIN	207
5.11	TIEMPOS DE PERFORACIÓN	209
6.1	CAMPO AYIN	211
6.2	DELIMITACIÓN DEL CAMPO AYIN	213
6.3	COMPARACIÓN DEL COSTO DE PERFORACIÓN DE UN POZO SUPERFICIAL Y UN SUBMARINO	215

RESUMEN

Las condiciones de explotación y recuperación de hidrocarburos cada día son más difíciles, por lo que se deben realizar estudios específicos que proporcionen la mejor alternativa de aplicación al problema.

Uno de estos grandes retos ha sido la Perforación de los pozos en Aguas Profundas, hasta alcanzar logros significativos, que demuestran la factibilidad operacional. Además, se ha ampliado un gran panorama de aplicaciones propias para dar respuesta a estos retos.

El presente trabajo pretende incursionar a detalle en la secuencia operativa a seguir durante la Perforación y Terminación de un pozo submarino. Para lo cual, se han propuesto los programas tipo de Perforación y Terminación de un pozo, respetándose las consideraciones reales de acuerdo a los resultados obtenidos con un pozo exploratorio.

Así mismo, se realiza un análisis comparativo de costos, con la única finalidad de mostrar y ejemplificar las situaciones de desarrollo entre una plataforma fija y el uso de estructuras submarinas. Este análisis no pretende dar una respuesta al desarrollo del campo; sin embargo, podrá servir de orientación para los trabajos a realizar durante la planeación del desarrollo del campo.

1.- INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Dentro del desarrollo que ha alcanzado la Industria Petrolera, en México, es importante enmarcar los avances y metas alcanzadas en las áreas de exploración y explotación. Sin embargo, las necesidades a las que se enfrenta esta Industria han originado una serie de cambios tanto técnicos como operacionales. Por lo tanto, ha sido necesario ampliar las áreas de investigación y exploración, principalmente en la plataforma continental del *Golfo de México*, donde los resultados obtenidos en los últimos años no han sido los deseables.

Petróleos Mexicanos, en la *Región Marina*, realiza trabajos de investigación y exploración, utilizando técnicas probadas o desarrollando novedosos adelantos; tanto en perforación como en terminación de pozos, para tirantes de agua superiores a los 100 m.

La gran aportación de hidrocarburos obtenida de esta región, la coloca como el pivote principal de **Petróleos Mexicanos** y de la economía misma del país. Por tal motivo, es de gran importancia analizar el comportamiento que tendrán los actuales yacimientos en un futuro no muy lejano.

Se tiene un conocimiento previo, que nos lleva a considerar la existencia de yacimientos comercialmente explotables, localizados en aguas con tirantes mayores a los 100 m; de ahí la necesidad de desarrollar una tecnología propia o bien, asimilar el amplio conocimiento que tienen las empresas líderes en las operaciones de *Aguas Profundas*; tal es el caso de la Compañía Petrolera Brasileña (**PETROBRAS**).

En la práctica, la perforación de pozos en *Aguas Profundas* sigue los mismos criterios técnicos que los empleados en pozos convencionales. Sin embargo, existen algunas variantes al inicio del pozo; pero la gran diferencia se encuentra en las terminaciones, donde técnicamente se tiene una serie de limitaciones; como por ejemplo, el desconocimiento de la instalación, operación y mantenimiento de los cabezales submarinos.

En México ya se ha trabajado en tirantes mayores a los 100 m, empleándose equipos de los llamados semisumergibles del tipo convencional. Pero, la experiencia que se tiene es mínima. Tan solo se han perforado dos pozos en un tirante de agua mayor a los 100 m.

Los equipos empleados en estos tirantes han estado a cargo de compañías contratistas. Por lo que, es urgente y necesario involucrar y capacitar al personal técnico de **Petróleos Mexicanos**; hasta obtener bases de evaluación de todas y cada una de las operaciones que hayan de ser supervisadas, para así no correr riesgos innecesarios que pongan en peligro el desarrollo y explotación del yacimiento.

Existe una gran necesidad de acelerar el aprendizaje de las técnicas y normatividades empleadas en *Aguas Profundas*, ampliando así, la experiencia en las operaciones; y estar en disponibilidad de efectuar la supervisión y evaluación de las mismas.

Será necesario realizar un bosquejo general de la programación de todas las actividades, equipos, costos, etc., y proponer la aplicación de las mismas, mediante la realización de un programa tipo para el campo "AYIN" en sus etapas de perforación y terminación. (Ver Fig. 1.1)

La concepción del término *Aguas Profundas* está basada en los tirantes de agua en que han de llevarse a cabo las operaciones. Mundialmente, se denominan: "Aguas Rasas" cuando las operaciones se realizan en un tirante menor a los 400 m; "Aguas Profundas" cuando el tirante esta entre los 400 y los 2,000 m. También, se habla de "Aguas Ultra profundas" cuando los tirantes de agua son mayores a los 2,000 m. Sin embargo, en México, al hablar de *Aguas Profundas* nos referimos a tirantes de agua de poco más de 150 m. (Ver Fig. 1.1)

En consecuencia, el análisis que se haga de cualquier problemática en *Aguas Profundas* deberá contemplar una serie de alternativas; mismas que nos permitirán enfrentar los retos, la única finalidad será el obtener resultados satisfactorios, que mantengan a **Petróleos Mexicanos** en un nivel competitivo en el ámbito mundial.

2.- EQUIPOS EMPLEADOS

INTRODUCCIÓN

Los primeros pozos costa-fuera fueron perforados, durante 1890, desde un malecón extendido dentro del agua en *Summerland, California*. Sin embargo, la primer plataforma costa-fuera fue construida en *Louisiana* en 1947, a 6 m sobre el agua, en el *Golfo de México*.⁽¹⁾

En el año de 1975 se tenían avances relativos en estos estudios. Por lo que existía la posibilidad de instalar una estructura en aguas con un tirante promedio de 145 m. Estos estudios se vieron grandemente recompensados en los tres años siguientes al terminar la instalación de una estructura en un tirante de agua de 312 m.⁽¹⁾

Aunque la mayoría de las plataformas están construidas de acero e instaladas y sujetadas al lecho marino mediante pilotes, existen también plataformas de concreto, las cuales actualmente están operando en la región del Mar del Norte. Estas plataformas no requieren de pilotes para permanecer fijas al lecho marino, tan solo su gran peso las mantiene fijas en el lecho marino.⁽¹⁾

En 1976, la estructura *Nordo* se levantó a 260 m del fondo marino en las costas de *California*, habiéndose fabricado en dos secciones que fueron acopladas en la localización de su instalación. En 1978, la plataforma *Cognac* se construyó en tres secciones, que fueron ensambladas en el campo, en un tirante de agua de 312 m. La estructura fue construida aproximadamente a 145 Km al sur de *New Orleans* donde las tres secciones verticales fueron apiladas.⁽¹⁾

Durante el verano de 1981 se terminó la instalación de la plataforma *Corveza* en el *Golfo de México* en un tirante de agua de 285 m.⁽¹⁾ Posteriormente se levantó una gran plataforma fija a 367 m del lecho marino cerca de la desembocadura del río *Mississippi*, la cual se construyó en 1979 con un costo aproximado de 800 millones de dólares.⁽¹⁾

Fig. 2.3)

Para finales de 1989, en el *Golfo de México*, frente a las costas de *Louisiana*, se instaló la plataforma fija "*Bullwinckle*" en un tirante de agua de 411 m, la cual cuenta con 60 conductores.⁽²⁾

Actualmente se han desarrollado una gran variedad de equipos para llevar a cabo las operaciones costa-fuera. Estos equipos se pueden clasificar en tres grupos:

- a) Equipos fijos.
- b) Equipos de posicionamiento convencional.
- c) Equipos de posicionamiento dinámico.

2.1 EQUIPOS FIJOS

Un equipo fijo puede ser definido como aquel que requerirá permanecer en una sola posición bajo cualquier variación en las condiciones climatológicas. Sin embargo, por experiencia se sabe que toda estructura tiene un movimiento, el cual deberá ser el mínimo posible para poder llevar a cabo las operaciones costa-fuera de forma segura. Las estructuras rígidas son preferidas desde el punto de vista operacional y proveen un soporte adecuado para la tubería y los raiser's de Perforación. (Ver Pág. 2.2)

Las estructuras empleadas costa-fuera son construidas típicamente de acero, concreto o una combinación de estos.

2.1.1 ESTRUCTURAS DE ACERO

Dentro del contexto del tipo de estructuras de acero empleadas en el mundo, es posible identificar diferencias significativas. Por lo que, podemos establecer la siguiente clasificación en función de su empleo en las labores costa-fuera:

- a) Estructuras fijas protectoras.
- b) Estructuras fijas de Perforación.
- c) Complejos.

Las plataformas **Fijas Protectoras** son estructuras metálicas permanentes, construidas con dimensiones proporcionales. Generalmente se preparan con tres o cuatro conductores de 30" de diámetro con la finalidad de poder operar equipos con base deslizante (*Cantiliver*) y son instaladas después de haber perforado el primer pozo con equipo autoelevable, siempre que se haya alcanzado el objetivo programado.⁽³⁾ De acuerdo al número de patas que constituyen esta estructura, las plataformas se clasifican en: **Trípodes** (tres patas) y **Tetrápodos** (cuatro patas).

Los **Trípodes** son estructuras y superestructuras de acero, de forma triangular sujetas por tres patas sobre pilotes de 36" de diámetro con espesores de 1.5" a 2", construidas con un acero del tipo A-36 y A-537. La penetración de los pilotes y los conductores en el lecho marino depende de la configuración del subsuelo. Cuenta con un solo nivel de trabajo donde se localiza el área de conductores y el helipuerto. En su parte inferior se localiza un muelle para embarcaciones.⁽³⁾

El objetivo de fabricación e instalación de este tipo de plataforma está fundamentado en la protección de conductores, líneas de recolección y recepción a batería de los fluidos aportados por el yacimiento.

Las plataformas llamadas **Tetrápodos** son fabricadas e instaladas siguiendo el mismo objetivo que las anteriores. Diferenciándose por estar soportadas en cuatro patas con pilotes de 48" de diámetro y espesores de 1.25" a 2.25", con un acero tipo A-36 y A-537. Presentan una preparación para un máximo de seis conductores de 30" de diámetro cada uno.⁽³⁾

Lo mismo que el **Trípode**, estas estructuras no están capacitadas para efectuar intervenciones de mantenimiento de pozos con equipo *Snubbing*, dado lo restringido del área de trabajo.

Las plataformas **Fijas de Perforación** están diseñadas para instalar equipos fijos convencionales de perforación y terminación de pozos, así como para efectuar intervenciones con equipo de mantenimiento de pozos. Dentro de este tipo de estructuras de acero se encuentran las sujetas por ocho patas (*Octápodos*), con pilotes de 48" de diámetro y espesores de 2" a 2.5" de acero tipo 7A-36 y 7A-537, las cuales, tienen una penetración aproximada de 100 m en el lecho marino según sea la composición del subsuelo. Debido a su construcción, están preparadas para recibir doce conductores de 30" de diámetro cada uno.⁽³⁾ Esta superestructura presenta dos pisos:

- a) De Producción
- b) De Trabajo

Además cuenta con un área de embarcadero. Todas estas áreas están localizadas a diferentes alturas en relación al nivel del mar.⁽⁴⁾

Se nombra **Complejo** a un conjunto de plataformas del tipo protectoras y fijas de Perforación donde se encuentran instalaciones de Producción; tales como estaciones de recolección, compresión, baterías de separación y equipos de bombeo.

En estos complejos se estabiliza el aceite para ser enviado a los centros de distribución y almacenamiento. Se cuenta con quemadores del tipo vertical para la quema de gases o residuos no aprovechables.⁽⁵⁾ (Ver Fig. 2.3)

2.1.2 ESTRUCTURAS DE CONCRETO

Las estructuras de concreto representan una solución competitiva, para desarrollar muchos campos costa-fuera. Son menos costosas tanto en su construcción como en su mantenimiento, estructuras de este tipo se usaron a fines de la década de los 50's para desarrollar el campo de **Santa Ana**, en el sur de México.⁽⁶⁾

El desarrollo técnico se ha realizado y aplicado fundamentalmente en la región del *Mar del Norte*. Por lo que, es en esta zona donde se cuenta con una basta experiencia en la construcción de dichas estructuras; las cuales facilitan la producción, proveen el almacenaje de grandes cantidades de hidrocarburos y son capaces de soportar las inclemencias climatológicas de la región. Presentan algunas ventajas, tales como:

- a) Las estructuras pueden ser diseñadas para una variedad de condiciones de suelo, incluyendo arcillas duras con afloramiento de rocas y suelos muy suaves, donde la penetración dentro del terreno es muy grande.
- b) Se pueden construir en cualquier dique seco, y una vez terminadas, llevadas a la localización deseada.
- c) Son multifuncionales. La misma estructura se usa para las tareas de perforación y producción, y tiene gran número de compartimientos para almacenar crudo.
- d) Son estructuras que pueden ser recuperadas.
- e) Son muy resistentes a la intemperie y al adverso ambiente marino. (5, 6, 9)

El uso de estructuras de concreto flotante ha ganado un marcado interés para su aplicación en la región del *Golfo de México*, por lo que, un gran número de contratistas especializados tiene a su cargo una serie de proyectos dirigidos y/o asesorados por contratistas noruegos, cuyo objetivo es satisfacer las necesidades de la región, considerando una estructura sometida a grandes esfuerzos, con una alta calidad del concreto y con la variación de temperatura que se tiene en la región.

Los reportes de inspección de estas estructuras han mostrado muy poco o ningún deterioro del concreto, lo cual ha reforzado el concepto del bajo costo de mantenimiento. La fabricación de estas estructuras sigue básicamente los siguientes pasos:

- 1) La sección de fondo se vacía en dique seco. Al ser terminada esta, el dique se inunda y la unidad flota.
- 2) La estructura se remolca hasta un sitio apropiado, de aguas lo suficientemente profundas para terminar la construcción del casco.
- 3) La cubierta, de concreto armado, se arma encima del casco y sobre ella se instala todo el equipo pesado. La cubierta, hueca por dentro, es lo bastante boyante para que flote en uno de los pasos subsecuentes.
- 4) La plataforma completa se remolca al sitio de instalación donde se abren las compuertas de inundación del casco, éste, se hunde. Y a medida que se hunde, la cubierta se mantiene a flote.
- 5) Cuando el casco queda firmemente apoyado en el lecho del mar, la cubierta sube gradualmente hasta quedar a la altura prescrita sobre el nivel del agua.^(*)

Para obtener una adecuada calidad del cemento es fundamental establecer la relación agua/cemento; además de realizar un efectivo mezclado del cemento con los agregados, el agua y los respectivos aditivos. El cemento normalmente usado en la construcción de estas estructuras es del tipo Portland. Los agregados son de arena natural o arena endurecida y grava.

2.2 EQUIPOS CONVENCIONALES

Las actividades petroleras en el mar deben efectuarse cada vez a mayores costos, en aguas más profundas y en condiciones más adversas. La industria tiene que enfrentar nuevos y difíciles problemas de instalación y operación, lo cual hace que la tecnología costa-fuera desarrolle nuevos métodos y equipos en forma casi continua. Es por esto que los nuevos diseños de plataformas tienden a aprovechar las condiciones prevalecientes de determinada región, en vez de desafiarlas.

Los equipos llamados convencionales son aquellos que están sujetos al lecho marino mediante el empleo de un sistema de anclaje, por lo que basados en su diseño, construcción y operación podemos identificarlos como:

- a) Equipos de anclaje simple.
- b) Equipos de patas tensionadas.
- c) Equipos semisumergibles.
- d) Barcos perforadores.

Un equipo o sistema de **Anclaje Simple** está constituido de una estructura flotante conectada al lecho marino mediante el empleo de anclas, dentro de este sistema podemos mencionar el diseño **Casub** de la **ALAN GRANT & PARTNERS** de **Inglaterra**, empleada como una plataforma de producción, la cual consiste en una cámara de flotación sumergida, situada aproximadamente 30 m bajo el nivel del mar y asegurada al lecho marino por una serie de cables de tensión, que resisten el empuje vertical de la flotación de la cámara, y las cargas laterales de torsión de los vientos, olas y corrientes. La cámara sostiene la plataforma principal mediante un sistema de patas o por medio de una sola columna.^(1,7)

La cámara y la superestructura pueden ser de acero o de hormigón armado. Los cables son de acero o fibra sintética, conectados a la cámara de flotación mediante uniones especiales que llevan medidores de tensión, para vigilar los esfuerzos en todo momento.

La flotación positiva de las plataformas **Casub** es mucho más grande que la de las **Semisumergibles**, ya que van aseguradas por la acción de su propia flotación contra los cables y las anclas, permitiéndoles trabajar virtualmente en cualquier condición.

Las ventajas del diseño **Casub** sobre otros tipos de plataformas son:

- * Uso más eficiente de los materiales de construcción.
- * Se pueden construir en aguas someras, cercanas a los sitios de perforación y producción.
- * Construcción más rápida y con menos inversiones.
- * Sufren menos el efecto de las olas.
- * Su construcción, remolque e instalación no requiere métodos especiales ni trabajos de investigación previa.⁽⁷⁾

Una **Plataforma de Patas Tensionadas (TLP)** está amarrada de manera vertical, este amarre se obtiene mediante el uso de varios cables de acero, situados en cada una de las esquinas de las columnas de la TLP, presentando extensiones a cada uno de los templetos piloteados y/o anclados al lecho marino. Estos cables comúnmente son llamados tendones, el uso de este tipo de equipos es apropiado para *aguas profundas*, donde el costo de operación es considerado excesivo. Por lo que, su empleo representa una adecuada solución en la perforación y producción en aguas con un tirante mayor a 600 m. ⁽¹⁾

La cubierta de trabajo de la TLP se mantiene sobre la superficie gracias a columnas verticales flotantes montadas sobre cilindros horizontales, sumergidos.

Sus ventajas comprenden:

- * Respuesta mínima a temblores sísmicos.
- * Instalación sencilla y menos costosa, ya que no requiere barcasas grúa.
- * Su movilidad permite llevarla a una mejor posición sobre la estructura después de perforar los pozos de desarrollo. Pueden también transportarse de un campo agotado a uno productivo.
- * Gran estabilidad en condiciones meteorológicas adversas.
- * El costo de su uso en aguas más profundas solo sube ligeramente por la longitud adicional de los cables de anclaje.

La fuerza de flotación de la plataforma supera su peso, por lo que los cables de anclaje están siempre tensos. Esa tensión contrarresta oleajes, evita ladeos y deslizamientos laterales, así como también ayuda a disminuir virajes, bamboleos y cabeceos. Esta unidad podría perforar pozos de hasta 6,000 m de profundidad, su estabilidad sería tal, que sólo se tendría que suspender la perforación durante las tormentas más severas. Soportaría olas de hasta 30 m, corrientes de 5.5 Km/hr y vientos de 145 Km/hr. ⁽⁷⁾ (Ver Fig. 2.4)

El diseño y construcción de una **Plataforma Semisumergible** con sistema de anclaje convencional permite la perforación de pozos en tirantes de agua de hasta 500 m. De acuerdo con su construcción pueden tener tres o cuatro piernas en cada costado unidas en su parte inferior por **Pontones**, los que sirven para mantener la estabilidad de todo el conjunto, almacenando lastre en su interior (agua de mar) y permitiendo sumergirlos a determinada profundidad. Este equipo presenta la facilidad de poder ser lastrado en la localización de trabajo.⁽²⁾ (Ver Pág. 2.8)

En cada soporte se utilizan unas anclas que se apoyan en el lecho marino, las cuales deberán mantenerse rígidas a un esfuerzo de tensión predeterminado. Son controladas desde una cabina de mando una vez que se centra y posiciona la plataforma en el área de trabajo.⁽³⁾

Durante su operación, esta plataforma tiene un determinado volumen de su estructura inmerso y un área expuesta a la acción ambiental cuya finalidad es disminuir la inercia y el amortiguamiento hidrodinámico de los movimientos verticales ("Heave"), de babor-estribor ("Roll") y de proa-popa ("Pitch") a que es sometida.

Tanto el cabezal del pozo como el equipo de seguridad (Preventores) se instalan en el fondo marino y la comunicación entre la plataforma y el pozo es a través de una columna llamada "Riser" de perforación o terminación de acuerdo a la etapa en que se encuentre.

La distribución del equipo de perforación se ubica al centro de la plataforma para poder distribuir las cargas debidas al peso de todas las unidades. Por lo general, estas plataformas se utilizan para perforar en tirantes profundos de agua, bien sea para pozos exploratorios o en áreas donde se requiera determinar los flancos de las zonas productoras.^(2,4)

El **Barco Perforador** tiene las características de un barco que navega con propulsión propia; sin embargo, puede haber unidades que carecen de motor y propela; en éste caso son remolcados de una localización a otra.

Hacia los costados, tanto de babor y estribor como en la proa y en la popa, cuenta con un conjunto de anclas que sirven para posicionar y centrar el barco en el área señalada, así, es posible realizar las operaciones de Perforación y Terminación de forma eficiente y segura.

El esfuerzo de tensión de cada ancla es monitoreado, durante las 24 horas, por medio de un tablero de instrumentos que permite, a control remoto, tensarlos en cualquier dirección. (Ver Fig. 2.6)

Su objetivo es mantener la posición del barco dentro de un determinado ángulo de inclinación con relación a la altura del mástil de perforación. Es posible encontrar una gran semejanza entre el Barco Perforador y la Plataforma Semisumergible.^(2,3)

2.3 EQUIPOS DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

Dado que las actividades costa-fuera son continuamente extendidas hasta regiones muy profundas de la plataforma continental, donde generalmente se está expuesto a las peores condiciones climatológicas, nuevos problemas técnicos tendrán que ser enfrentados, como por ejemplo, la poca o nula funcionalidad de los sistemas flotantes de anclaje fijados convencionalmente.

Por tal motivo ha sido desarrollada una técnica denominada "**Sistema de Posicionamiento Dinámico (DPS)**", la cual presenta una solución a los problemas encontrados en el desarrollo de las actividades en Aguas Profundas; donde las plataformas de Patas Tensionadas representan una alternativa muy costosa, y las estructuras ancladas requieren de grandes tiempos para realizar las maniobras de anclaje.

Deberán de tenerse en cuenta los costos de operación que generan el uso de uno u otro sistema, sin descuidar por ello la seguridad del pozo.

Básicamente cualquier Sistema de Posicionamiento Dinámico esta compuesto por tres subsistemas, los cuales son:

- a) El *Sistema de Medición (Sensores)*. Proporciona información sobre la posición que guarda la plataforma con respecto al cabezal del pozo y la respectiva información de las condiciones climatológicas.
- b) La *Unidad Lógica (Sistema de control)*. Procesa la información obtenida y procede a evaluar y supervisar la acción del correspondiente control.
- c) El *Sistema Actuador*, el cual usualmente es un sistema estable de empuje, estratégicamente distribuido sobre la cubierta de la plataforma. Frecuentemente son propelas de velocidad y fuerza variable. El sistema de empuje produce las fuerzas de propulsión que permitirán a la plataforma guardar la posición deseada, cerrando el enlace con los sensores, caracterizándose así el sistema de retroalimentación de la información.

El Sistema de Posicionamiento Dinámico no está diseñado para mantener la plataforma estacionaria, pero sí dentro de un límite de movimiento aceptable (guardando un círculo).

Dada la complejidad de este sistema, es necesario el empleo de un programa de cómputo, cuyo objetivo es minimizar el costo de energía tanto en las operaciones inherentes al pozo, como en el arranque y uso del sistema de propulsión. La activación de este programa se realiza mediante un controlador o computador, instalado en la consola de instrumentos.

El Sistema de Posicionamiento Dinámico es empleado en Plataformas Semisumergibles y en Barcos Perforadores para poder operar en tirantes de agua de hasta 2,000 m. Es importante señalar que el empleo de éste sistema requiere de equipos más sofisticados y por consiguiente de personal altamente calificado para operarlos. ^(2,3,10)

3.- AGUAS PROFUNDAS

INTRODUCCIÓN

A lo largo de este capítulo se pretende dar un bosquejo general de los adelantos que se han alcanzado durante el desarrollo de técnicas de perforación en aguas profundas. Se tomarán para ello, tres regiones diferentes, como son: el **Mar del Norte**, la costa de **Brasil** y el **Golfo de México**; además se pretende dar a conocer las posibles expectativas que se tienen en México, en materia de proyectos en *Aguas Profundas*.

Al hablar de antecedentes, nos referiremos principalmente a la región de México, dado que es lo que más nos interesa, con la finalidad de adentrarnos en los trabajos ya realizados costa-fuera.

Tanto la región *Brasileña* como la correspondiente a la de *Mar del Norte* se consideraron en este trabajo por ser líderes en el desarrollo tecnológico. Sin embargo, existen otras regiones en las que actualmente se están realizando operaciones de exploración y explotación de algunos yacimientos costa-fuera. Quizá corresponda, en un futuro no muy lejano, a la región del *Golfo de México* emplear alguna de las innovaciones ya probadas, con la finalidad de desarrollar nuevos campos.

3.1 ANTECEDENTES

En todas y cada una de las regiones que se llevan a cabo trabajos costa-fuera, la necesidad de incrementar sus reservas y poseer un abasto suficiente para el consumo interno ha sido la fuerza motivante que ha hecho posible cada uno de los desarrollos técnicos con los que se cuenta en la actualidad. Estos desarrollos han tenido que enfrentar toda una serie de problemas.

Como ejemplo, podemos citar que la actividad de perforación en la República de Brasil se remonta al año de 1897 con la perforación de un pozo a 488 m, en la localidad de Bofete, en Sao Paulo; en 1919 pasa a ser una actividad gubernamental y en 1938 se creó el Consejo Nacional del Petróleo (CNP), que fue el primer órgano para tratar los problemas de esta industria. En esta fecha se tenían menos de 100 pozos perforados.

En octubre de 1953 se crea por decreto la **Institución Petróleo Brasileiro, S. A. (PETROBRAS)** e inicia actividades en mayo de 1954; para este entonces la producción de hidrocarburos era de 5,000 barriles por día (BPD). En la actualidad, la producción alcanza los 750,000 BPD, sin llegar a la autosuficiencia energética del país, cosa que se espera alcanzar con el desarrollo de los campos supergigantes de Albacora y Marlim, en tirantes de agua que varían de los 450 a los 2,000 m.

En lo que respecta al Mar del Norte, podemos decir que lo mismo que Brasil ha desarrollado una tecnología propia aplicable a las condiciones de su región, ya que, las condiciones climatológicas en las que se tienen que desarrollar cada una de las actividades son muy severas. El desarrollo de estos campos ha contado con la participación de un gran número de compañías internacionales dedicadas a la extracción de hidrocarburos, lo cual a fortalecido su desarrollo.

Debido a las necesidades energéticas se ha tenido que pensar en la posibilidad de adoptar parte de ésta tecnología, para ser aplicable en el Golfo de México.

En México, los antecedentes históricos de la Industria Petrolera señalan que el primer pozo petrolero fue perforado en 1869 en las chapopoterías de Furbero, en el estado de Veracruz.

Petróleos Mexicanos inició la búsqueda de hidrocarburos en la plataforma continental del Golfo de México en el año de 1959, en que se perforó la estructura denominada **Santa Ana**, que fue determinada por estudios sísmológicos como un domo salino afallado.

Este campo, localizado a 1,600 m de la línea de la costa se desarrolló a través de tres plataformas fijas, desde donde se perforaron 65 pozos direccionales (13 de sondeo estructural), habiéndose localizado 24 arenas situadas en el flanco sur de la estructura, quedando 18 en explotación en diferentes bloques del sistema de fallas.

Las formaciones productoras que en promedio se localizan a 3,000 m de profundidad, fueron; *Filisola*, *Concepción Superior e Inferior* y *Encanto del Mioceno Medio e Inferior*, terminándose de perforar el 11 de agosto de 1963. La producción de cada pozo fue del orden de 630 barriles por día, abatiéndose su producción por invasión de agua salada, dándose así por finalizada su explotación en el año de 1979.

En el mismo año en que se terminó de perforar en la región sur, se prosiguió con la búsqueda de hidrocarburos en aguas del *Golfo de México* en la porción norte del litoral, realizándose los hallazgos de las estructuras denominadas *Isla de Lobos* y *Arrecife Medio*.

En *Isla de Lobos*, la perforación de los pozos se hizo desde una isla natural, acondicionando un canal de mediano calado, construyéndose una localización a 1,700 m de distancia. Ahí se instaló el equipo y se perforaron 8 pozos (el primero vertical y los restantes direccionales) durante el periodo comprendido entre mayo de 1963 y agosto de 1964. Todos estos pozos fueron productores de aceite de la caliza *El Abra* (formación de *Tamaulipas Superior del Cretácico Medio*) localizada entre los 2,000 y 2,700 m de profundidad.

En *Arrecife Medio*, el primer pozo se hizo con barco perforador, encontrándose la misma formación productora dentro del rango de profundidad citado. El desarrollo de esta área se efectuó desde una localización acondicionada sobre un arrecife aflorante, perforándose 7 pozos, de los cuales actualmente 2 se encuentran en producción (el primero está taponado por haberse perforado con barco).

Durante 1966 se obtuvo el mayor éxito en la exploración marina al definir la estructura *Atún* localizada frente a las costas de *Tuxpam, Veracruz*. En agosto de ese año se perforó con barco el pozo *Atún-1*, comprobándose la presencia de un anticlinal orientado longitudinalmente de *NW* a *SE* y una extensión areal de 9 Km², con longitud en su eje mayor de 41 m y con un cierre estructural de 220 m.

Esta estructura comenzó a desarrollarse desde dos plataformas fijas:

- En la *Atún "A"*, se perforaron 12 pozos.
- En la *Atún "B"* a la fecha se tiene perforados 6 pozos.

Hasta el 31 de julio de 1969 se habían perforado 22 pozos, taponado 2 por resultar productores de gas del casquete y haberse perforado con barco; 16 son productores de aceite y 4 resultaron improductivos.

La profundidad promedio de explotación es de 2,800 m y la producción por pozo es del orden de 1,500 barriles diarios a través de la formación *El Abra*, que presenta las mismas características litológicas de los campos que en tierra firme forman el cordón arrecifal denominado **Faja de Oro** y se extiende hacia el mar desde *Cabo Rojo* hasta la *Barra de Tecolutla*, llamándose a ésta franja **Nueva Faja de Oro Marina**.

En el mismo año de 1966 y de acuerdo a los estudios sísmológicos realizados frente al puerto de *Tampico*, *Tamaulipas*, fueron perforados tres pozos exploratorios con el barco perforador "**INDEPENDENCIA**" encontrándose la estructura **Arenque**, la cual se compone de diferentes bloques afallados, con producción de aceite de las formaciones pertenecientes al Cretácico y Jurásico Superior.

Lo anterior permitió instalar 2 plataformas fijas de perforación llamadas **Arenque "A"** y **"B"**, desde las cuales se perforaron 11 pozos; de estos, 6 se encuentran en explotación y envían su producción por un oleoducto a la refinería de *Ciudad Madero*, *Tamaulipas*.

Entre los años de 1963 y 1966 **Petróleos Mexicanos** llevó a cabo la exploración y el posterior desarrollo en forma mixta, combinando la perforación con barco y desde tierra mediante pozos direccionales, en las estructuras llamadas *Cabo Rojo* y *Cabo Nuevo*; en ellas se tiene un total de 24 pozos y actualmente 9 producen a un gasto promedio de 566 barriles por día cada uno.

Durante 1968 se instaló una plataforma fija de perforación sobre la estructura denominada **Tiburón**, situada frente a las costas de la *Laguna de Tamiahua*, desde la cual se perforaron 11 pozos. De acuerdo a la información recabada, 7 pozos se encuentran en explotación en la formación *El Abra* del Cretácico, mientras que el pozo exploratorio, productor de aceite, se taponó por perforarse con barco.

Durante este mismo período (1958-1969) se descubrieron otras estructuras de menor importancia, que fueron productoras en la **Nueva Faja de Oro Marina**; estas estructuras son: *Bagre*, *Cangrejo*, *Escualo*, *Esturión*, *Marsopa*, *Morsa*, *Pez Vela*, *Foca*, *Tintorera*, *Rabón Grande* y *Tortuguero*.

Las estructuras marinas que a pesar de haberse perforado exploratoriamente no han comprobado la acumulación de hidrocarburos son: *Almeja, Anegada, Barracuda, Cabo Grande, Gaviota, Marbella, Lisa, Pámpano, Pargo, Pulpo, Pez Espada, Robalo y Ostiones*; esta última estructura fue perforada desde la playa de *Tecolutla, Veracruz*, con un ángulo de desviación máximo de 69°.

De 1970 a 1974 *Petróleos Mexicanos* efectuó exploraciones marinas en las costas del *Océano Pacífico*, principalmente cerca de *Guerrero Negro* y *Puerto Peñasco* utilizando los barcos perforadores *Independencia, Pánuco, Reforma* y *Revolución*, cuyos resultados no fueron halagadores para fines comerciales.

En 1976, se inició la exploración de la *Sonda de Campeche* que, actualmente, es el soporte nacional en lo correspondiente a explotación de hidrocarburos.

La *Sonda de Campeche* se localiza en el *Golfo de México* y se encuentra situada en la plataforma continental en una franja limitada al Norte por las 200 millas de mar territorial, al Este por la península de *Yucatán*, al Oeste por el meridiano 93°25' y al Sur por las costas de *Tabasco* y *Campeche*; tiene una extensión areal de aproximadamente 50,000 Km². (Ver Fig. 3.1)

En esta área marina se encuentran los yacimientos petroleros más grandes descubiertos en nuestro país. Geológicamente está ubicada al occidente de la plataforma Cretácica de *Yucatán*, con rasgos estructurales parecidos a la de *Chiapas-Tabasco*. Los trabajos de sismología y gravimetría en la *Sonda de Campeche* se iniciaron en 1972.

De la información geológica obtenida a través de los pozos perforados tanto en el área *Mesozoica Chiapas-Tabasco* como en la *Península de Yucatán*, y aunados a los datos geofísicos existentes, fueron reinterpretados los conceptos paleográficos fundamentalmente para el *Jurásico* y *Cretácico*, lo cual llevó a la conclusión de que las condiciones estratigráficas sedimentarias y estructurales del área *Chiapas-Tabasco* deberían continuar hacia el área marina del *Golfo de México*.

Con estos antecedentes, relacionando las manifestaciones de hidrocarburos detectadas superficialmente en esta porción marina y los trabajos sismológicos efectuados previamente, comenzaron a definirse las condiciones estructurales de las rocas *Cretácico-Jurásicas* y *Terciarias* que confirmaron las posibilidades de obtener petróleo en el mar.

En 1974 se inició la Perforación exploratoria con el pozo **Chac-1**, localizado a 80 Km de la costa de la isla del Carmen, *Campeche*. Este pozo se terminó en julio de 1976, como productor de aceite pesado (19°API); terminado en una brecha calcárea correspondiente al Paleoceno; este pozo cortó una columna de rocas terciarias y cretácicas, penetrando en rocas jurásicas del Oxfordiano hasta una profundidad de 4,934 m.

Cronológicamente han sido descubiertos 19 campos productores, los cuales por características propias del área se conocen con nombres mayas: *Chac, Bacab, Akal, Nohoch, Abkatún, Maloob, Kú, Ixtoc, Kutz, Ha, Pol, Ek, Chuc, Zazil-ha, Pich, Caan, Batab, Uech* y *Yum*.

Esta provincia petrolera resultó de mayor productividad que la de *Chiapas-Tabasco*, y en ella se encuentra ubicado el **Complejo Cantarell** que por sus dimensiones se le clasifica dentro de los primeros 10 yacimientos supergigantes del mundo.

El nombre de este complejo esta dado en honor al pescador campechano que primero informó a **Petróleos Mexicanos** sobre la existencia de manifestaciones superficiales de hidrocarburos en el área.

Los pozos exploratorios en la **Sonda de Campeche**, familiarmente conocida como *Región Marina*, son perforados a una profundidad promedio de 5,500 m con objetivos *Cretácico* y *Jurásico*.

A la fecha en la **Sonda de Campeche** se han descubierto 14 campos productores, de Aceite Pesado (22°API) y de Aceite Ligero (29-32°API), siendo los más importantes: *Abkatún, Pol, Ku* y el ya mencionado complejo *Cantarell*, que comprende los campos de *Akal, Nohoch* y *Chac*. Todos estos situados en un tirante de agua no mayor a los 100 m. Sin embargo, en carácter exploratorio se ha perforado en las localizaciones *AYIN, DZUNUM* y *ZAZIL-HA*, en tirantes de agua que varían entre los 150 y 200 m.

La panorámica anterior da una idea de la pujanza que en materia petrolera ha tenido México y nos hace abrigar esperanzas de que la exploración en otras regiones con posibilidades productoras puedan dar buenos resultados, como es el caso de las aguas con tirantes mayores de 100 m.

3.2 DESARROLLO MUNDIAL

La creciente necesidad de aumentar las reservas probadas, en materia de hidrocarburos, ha sido generadora de grandes desarrollos técnicos adaptados a cada una de las necesidades y regiones propias. Estos adelantos han permitido el crecimiento económico de compañías petroleras y de los países productores. Prácticamente todos los adelantos logrados han sido auspiciados por las grandes firmas petroleras, buscando obtener el liderazgo en la exploración, perforación y producción de hidrocarburos. A pasos agigantados se ha pasado de las operaciones en tierra firme a las operaciones costa-fuera, adaptándose e inovándose el equipo requerido para las operaciones inherentes a la extracción de hidrocarburos.

Se ha pasado desde las rústicas *Barcazas*, operadas en zonas pantanosas o de aguas poco profundas (10 m); hasta los actuales equipos altamente sofisticados llamados *Semisumergibles*, cuyo control se lleva a cabo mediante el uso de un *Sistema de Posicionamiento Dinámico*, operables en tirantes de agua de más de 500 m como única alternativa operacional.

El empleo de los sistemas auxiliares ha facilitado la realización de las labores de perforación, producción y/o reparación en aguas de profundidad considerable, donde los riesgos son mayores y las condiciones de trabajo son extremadamente severas.

Algunos de estos sistemas son:

- a) Compensador de movimientos.
- b) Automatización de la conexión y desconexión de los Riser's.
- c) Operación a control remoto de los Bop's.
- d) Operación de una cámara de T.V.
- e) Vehículos submarinos, operados a control remoto (Robótica).
- f) Vehículos submarinos tripulados.
- g) Sistema de Posicionamiento Dinámico.

El diseño de los actuales equipos contempla el uso de éstos sistemas. Su objetivo principal es: desarrollar eficientemente y con seguridad las operaciones costa-fuera en aguas profundas.

La exploración y perforación de los campos y pozos petroleros costa-fuera tuvo su origen en *Summerland, California* por el año de 1890. Y, la primer plataforma se construyó en 1947.

Gracias a los cortos pero efectivos avances en el diseño y construcción de las estructuras, para el año de 1975 fue posible instalar una de ellas en un tirante de agua de 145 m, ya para estas fechas tanto la *Región Brasileña* como la correspondiente al *Mar del Norte* habían iniciado operaciones costa-fuera.

Las actividades costa-fuera en la *Región Brasileña* se iniciaron en el año de 1968, mediante la implementación de un programa exploratorio muy ambicioso y costoso; del cual se obtuvieron resultados satisfactorios hasta el año de 1977. Todos estos trabajos dieron a la empresa, **PETROBRAS**, la experiencia necesaria que la han convertido en líder tecnológica de la perforación y producción en aguas profundas.

Algo similar sucedió en la *Región de Mar del Norte*, solo que aquí se presentó una mayor competencia entre las diferentes firmas petroleras reconocidas mundialmente, lo cual, originó un notable avance tecnológico propio de la región, basado en las severas condiciones climatológicas en las que hay que desarrollar cada una de las actividades.

Esta última región ha tenido un desarrollo tecnológico muy acelerado, en cuanto al diseño y fabricación de estructuras para perforación y/o producción. Principalmente ha desarrollado el uso adecuado del cemento, remplazando así las típicas estructuras metálicas. Las estructuras así construidas han sido sometidas a estudios y análisis detallados, mismos que muestran las grandes y buenas ventajas que tienen en comparación con las estructuras hechas con acero.

De las condiciones en que ha de trabajar, dependerá la fabricación de las estructuras, en ocasiones habrá que combinarlas con el uso de algunas partes de acero, por lo que, son conocidas como estructuras *Híbridas*. En la *Región Brasileña* se usaron estructuras de cemento para perforar un determinado número de pozos. Estas estructuras reciben el nombre de **Templetes** y se apoyan en el lecho marino (Ver Pág. 1.2). La perforación de los pozos es posible realizarla con unidades flotantes (*semisumergibles*) o con unidades fijas apoyadas en el fondo marino.

Los templetes pueden ser divididos en tres categorías:

Para un pozo único: Son utilizados en pozos satélites, permitiendo el desarrollo de un campo sin el uso excesivo de pozos direccionales.

Módulos para múltiples pozos: Permiten una baja inversión inicial con la correspondiente flexibilidad para una posible expansión.

Unitario para múltiples pozos: Se incorpora construcción tubular pesada con la posibilidad de poder alojar el árbol submarino. Recibe el nombre de **templete-manifold**.

El uso de los *templetes* presenta determinadas características y ventajas, tales como:

- * Fácil localización de los pozos.
- * Proporcionar un espaciamiento regular.

- * Proporcionar una guía vertical para los árboles, en el supuesto caso de que se haga la terminación con un árbol submarino en un *templete-manifold*.
- * Permiten perforar pozos direccionales.
- * Facilitar la conexión de los pozos con la superficie a través de riser's.

En la *Región Brasileña*, y debido principalmente a la topografía que presenta el lecho marino, la compañía **PETROBRAS** ha tenido que trabajar arduamente; trabajo que ha dado excelentes resultados. Se ha obtenido una tecnología propia en la fabricación de árboles submarinos, y se han logrado marcas récord en perforación y producción. **PETROBRAS** posee el récord mundial en perforación en *aguas profundas*, al haber podido perforar un pozo localizado en un tirante de agua de 1,565 m. Asimismo, en el área de terminación de pozos posee el récord mundial al haber puesto en producción un pozo en un tirante de agua de 1,027 m, mediante la utilización de un árbol submarino.

Los trabajos de investigación, diseño y fabricación de árboles submarinos, con capacidad de operar en tirantes de agua mayores a 1,500 m, continúan. Cuenta con un reciente diseño de un *templete-manifold*, llamado **OCTOS-1000™**, cuya aplicación es recomendada especialmente en *aguas profundas*. (ver fig. 3.3)

El empleo de un *templete-manifold* da solución a problemas tales como:

- * Formaciones superficiales no consolidadas.
- * Fuertes corrientes marinas.
- * Pendientes pronunciadas.
- * Operación remota.

Su diseño está basado en el conocimiento operacional obtenido por **PETROBRAS** en la perforación en *aguas profundas*. Su propósito es hacer posible la perforación bajo condiciones severas y transferir la producción a través de líneas flexibles conectadas a las unidades de proceso.

El diseño del **OCTOS-1000™** tomó como base los siguientes puntos:

- Profundidad de 1,000 m, o mayores.
- Distancia máxima, entre el *templete* y las unidades de proceso, de 8 Km.
- Producción diaria estimada de 45,000 barriles.
- Tiempo esperado de operación de 20 años.
- Preparación para intervenciones mediante el vehículo de operación remota (ROV).
- Posibilidad para 7 pozos.
- Disponibilidad para operar tanto los equipos de anclas como con equipos operados con el sistema de posicionamiento dinámico.

Se observa que un gran porcentaje de estos desarrollos son aplicables, en los proyectos futuros que ha de iniciar **Petróleos Mexicanos**, en la *Región del Golfo de México*, en tirantes de agua de hasta 1000 m.

3.3 EXPECTATIVAS EN MÉXICO

Petróleos Mexicanos ha iniciado una reestructuración interna, buscando ser una empresa eficiente, competitiva y por ende rentable, para así competir a nivel mundial en la extracción y recuperación de los hidrocarburos. Es por esto que a la fecha, **Petróleos Mexicanos** tiene contemplado llevar a cabo una adecuada evaluación de una serie de proyectos, mediante los cuales se espera:

- a) Mantener la plataforma de producción actual, que le permita cubrir las necesidades internas del país y asegurar el volumen de exportación, y
- b) Aumentar los volúmenes y calidades de los crudos de exportación, incrementándose así las ganancias.

Con esto se espera que **Petróleos Mexicanos** sea cien por ciento rentable.

El incremento de los volúmenes, se logrará al dar prioridad a los proyectos de exploración, que permitan incorporar una gran cantidad de reservas probadas.

Los proyectos a futuro deberán ser jerarquizados de acuerdo a las inversiones que haya que hacer, esto es, el análisis de rentabilidad por hacer deberá estar bien sustentado, de tal forma que sea posible tomar la mejor decisión. Se mencionan algunas posibilidades sin que en ello exista una responsabilidad; tan solo se hace una estimación orientada en las perspectivas que a futuro tendrá **Petróleos Mexicanos**.

Los proyectos, de aguas profundas, con posibilidades de ser realizados pueden ser situados en la región del Archipiélago de Tamaulipas-Yucatán. Específicamente en la zona conocida como **Sonda de Campeche**.

Como Archipiélago de Tamaulipas-Yucatán, se ha definido a una serie de altos del basamento y de rocas antiguas que, durante el Jurásico Tardío y ocasionalmente en el Cretácico Temprano, bordean la margen occidental del Golfo de México en forma de arco desde el estado de Tamaulipas hasta el de Yucatán.

Estos levantamientos representan segmentos afallados, periódicamente rejuvenecidos, de una franja plegada Paleozoica y de rocas ígneas y metamórficas Paleozoicas y del Mesozoico Temprano. Los segmentos son producto de afallamiento en bloques (*Rifting*), que se desarrolló en la región oriental de Norteamérica a principios del Mesozoico (*Triásico*).

Es necesario mencionar que la mayoría de los yacimientos petrolíferos mexicanos se hallan sobre o en las márgenes de estos elementos positivos que integran el Archipiélago Tamaulipas-Yucatán, tal es el caso de los yacimientos de la **Sonda de Campeche**, de la **Nueva Faja de Oro** y **Aranque** (Cuenca Tampico-Tuxpam), de la **Cuenca de Veracruz** y **Plataforma de Córdoba**, etc.

Las acumulaciones de hidrocarburos en el área están asociadas a los siguientes tipos de trampas:

- * Paleorelieves cubiertos transgresivamente por sedimentos jurásicos. Como por ejemplo el campo Arenque.
- * Trampas de tipo estratigráfico asociadas a las zonas pre-arrecifal así como pseudo-anticlinales de la Faja de Oro.

La Cuenca de Veracruz se localiza al oriente de la Plataforma de Córdoba, abarca parte de la planicie costera del Golfo y otra porción se desarrolla abajo de la Plataforma Continental del Golfo de México. Se define como un grueso paquete de sedimentos arcillo-arenosos conglomeráticos, que en la porción central de la cuenca, alcanza un espesor de 8,000 a 9,000 m, adelgazándose hacia sus extremos.

La secuencia está constituida por sedimentos marinos depositados desde el Paleoceno al Mioceno, existiendo fuertes discordancias, siendo la principal la que deja en contacto anormal sedimentos del Eoceno Tardío sobre los del Eoceno Temprano y Medio, Paleoceno e incluso sobre el Cretácico.

Su importancia petrolera radica en que, dentro de su contenido de secciones arcillosas, existen intercalados, abundantes cuerpos arenosos y conglomeráticos, porosos y permeables, susceptibles de entrapar hidrocarburos. Se tiene la tendencia a desarrollar esta área bajo un programa a largo plazo, cuyo objetivo es investigar el contenido de hidrocarburos de las estructuras profundas del Jurásico Tardío y Cretácico, que se encuentran abajo del frente plegado hasta ahora conocido y que ofrecen grandes posibilidades, pues se trata de estructuras grandes y menos perturbadas tectónicamente que las suprayacentes hasta ahora perforadas.

Las unidades tectónicas reconocidas son producto del plegamiento de las rocas Paleozoicas y del afallamiento de grandes bloques ocurridos durante el Triásico y principio del Jurásico, relacionados con la formación del Golfo de México.

Se postula que, debido a un flujo térmico que adelgazó la litosfera en el antiguo Golfo de México, provocó la extensión de ésta durante el Triásico y se produjo una zona de "Rift", formando una serie de pilares y fosas, debido a un sistema de fallas "Listricas" y que, posteriormente, estas fosas se llenaron de sedimentos continentales rojos.

En términos generales, se considera que la fuente principal de generación de hidrocarburos se encuentra principalmente en los sedimentos calcáreo-arcillosos bituminosos del Jurásico Tardío; la migración de estos hidrocarburos debió ser de oriente a poniente, es decir, se generaron en la Cuenca de Veracruz y se entramparon en las rocas porosas de la Plataforma de Córdoba.

Respecto a los hidrocarburos entrampados en las arenas y conglomerados de la cuenca terciaria, es posible que se hayan generado de las lutitas que las circundan; en este caso la migración pudo haber sido lateral.

En general, los yacimientos del Cretácico corresponden a estructuras anticlinales, asimétricas al NE, orientadas de NO a SE, limitadas en ambos flancos por fallas inversas formando bloques escalonados cada vez más profundos hacia el NE; cada bloque se comporta como un yacimiento independiente del otro, dándose el caso de que yacimientos de gas se encuentran abajo de otros de aceite o un bloque superior con agua y otro inferior con aceite.

Los yacimientos de la Cuenca Terciaria normalmente corresponden a cuerpos lenticulares de areniscas o conglomerados, que cambian de facies lateralmente a lutitas, ocasionando trampas estratigráficas combinadas con estructuras ya sea anticlinales, monoclinales o cierres contra falla.

La **Sonda de Campeche** se localiza en el Golfo de México, hacia la porción occidental de la Península de Yucatán y frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 80 Km de la costa. Queda situada en la Plataforma Continental, en una franja que comprende las isobatas de 20 a 500 m de profundidad, con una superficie aproximada de 35,000 Km². Geológicamente, se ubica al occidente de la Plataforma Cretácica de Yucatán.

La sedimentación y deformación del área marina de *Campeche* están influenciadas por las unidades tectónicas: *Plataforma de Yucatán*, *Cuenca de Macuspana*, *Subcuenca de Comalcalco* y el "*Pilar Tectónico*" *Reforma-Akal*, ubicado entre las dos cuencas citadas.

El origen de esta deformación estructural está íntimamente relacionado con los eventos tectónicos del Cretácico-Terciario Temprano y otro evento orogénico Miocénico-Pliocénico.

Las acciones de fuerzas de compresión o de tensión que determinan el carácter de las estructuras mencionadas, deben estar relacionadas, en gran parte, por los movimientos relativos de los elementos tectónicos *Plataforma de Yucatán* y *Macizo Granítico de Chiapas*. Así mismo, la acción de esfuerzos que definen finalmente las estructuras complejas que se tienen en el área.

La columna sedimentaria marina atravesada en los pozos de la *Sonda de Campeche* va del Jurásico Tardío al Terciario Tardío; tienen un espesor de más de 6,000 m en la porción occidental en el área.

Los ambientes de depósito varían de plataforma a cuenca, en la secuencia, se presentan varias discordancias mayores, destacan las del Cretácico-Terciario, Oligoceno-Mioceno y la que debe existir entre el Triásico-Jurásico Tardío.

La acumulación de hidrocarburos en la *Sonda de Campeche*, está controlada principalmente por el factor estructural. Los plegamientos del área fueron el resultado de los eventos laramídicos y todo indica que fue sometida nuevamente a esfuerzos durante el Terciario, más precisamente durante el Mioceno.

La sal que se ha encontrado en algunos pozos, también parece tener influencia en la modelación del área, tal como la ha tenido en tierra hacia el sur, en la zona de *Jalpa, Tabasco*.

Los alineamientos estructurales son de gran extensión y con una orientación aproximada *NO-SE* similar a la tendencia de los ejes de la sierra de *Chiapas*.

De acuerdo con estudios geoquímicos realizados en afloramientos, en muestras de núcleos y muestras de aceites, se determinó que las rocas jurásicas, principalmente las del Tithoniano, constituyen las rocas generadoras de hidrocarburos.

Hasta el momento, las mejores acumulaciones petrolíferas de la *Sonda de Campeche* se encuentran en anticlinales afallados, situados en una franja donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente.

Las brechas del Paleoceno, las dolomías y calizas fracturadas cretácicas y jurásicas, llegan a tener un espesor total saturado de hidrocarburos de más de 1,000 m.

Actualmente la tendencia en esta región es realizar trabajos de exploración en tirantes de agua mayores a 100 m, por lo que se ha puesto en marcha una serie de estudios que permitan delimitar zonas con posibilidades petrolíferas.

Durante el segundo semestre del año de 1993 se realizaron estudios geofísicos en un tirante de agua de hasta 500 m, los cuales se encuentran en etapa de revisión detallada y minuciosa. Sin embargo, es posible mencionar que a la fecha se han obtenido resultados optimistas que hacen abrigar esperanzas en la búsqueda de nuevas zonas productoras.

Ya desde el año de 1990 se inició la perforación en tirantes de agua mayores a 100 m. Fue la localización llamada "AYIN" en la que se iniciaron los trabajos de exploración y para fines de 1992 se concluyó la etapa de perforación del primer pozo AYIN 1, este pozo se perforó con un equipo semisumergible con sistema de anclaje convencional, el cual realizó las operaciones propias en un tirante de agua de 176 m.

Los resultados de las pruebas de producción realizadas fueron bastante buenos. Se determinó una producción de aceite ligero que fluye de las rocas sedimentarias del Cretácico y del Jurásico Kimmeridgiano, alcanzando las 7,800 Lb/pg² de presión en la cabeza. Además se determinó un alto contenido de H₂S, lo cual habrá de tenerse en cuenta para determinar el uso del aparejo de producción y tipo de árbol específico, que reúna las características necesarias.

Este pozo fue taponado temporalmente, es decir, que aún no se han llevado a cabo las operaciones propias de terminación, debido a que no se cuenta con los elementos y la infraestructura necesaria para ponerlo en producción y mucho menos desarrollar el campo. Aunado a este esfuerzo, y siguiendo la tendencia que **Petróleos Mexicanos** se ha fijado, se perforaron las localizaciones llamadas Zazil-Ha, en un tirante de agua de 198 m, productora de aceite pesado; y Dzu-Num, en un tirante de agua de 180 m, en perforación actualmente.

En estas localizaciones, que se encuentran entre los 100 y 200 m de tirante de agua, se han empleado equipos semisumergibles con anclaje convencional.

Es fácil observar que, la tendencia que esta siguiendo la empresa petrolera mexicana la llevará por los objetivos y metas que se ha fijado. Deberá dar un lugar primordial a las operaciones de exploración de nuevas áreas, pero, no deberá perder de vista toda la infraestructura con la que cuenta, dado que es el soporte de los requerimientos internos y externos del país. Bajo estos preceptos se podrá llegar a tener una empresa competitiva y rentable.

4.- SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

INTRODUCCIÓN

La selección de alternativas o métodos operacionales para efectuar las operaciones de perforación y las de terminación, deberán ser ampliamente discutidas; exponiéndose los alcances, riesgos y problemática de su aplicación, sin dejar de lado el contexto económico, dadas las necesidades de competitividad, rentabilidad y excelencia productiva requerida por **Petróleos Mexicanos**.

Cada proyecto que se pretenda llevar a la práctica deberá seguir un programa previamente establecido, con lo cual, propiciaremos un manejo único de la información pertinente; por consiguiente, será necesaria la capacitación del personal propuesto a desarrollar estas actividades, y de forma conjunta habrán de ser formados grupos interdisciplinarios cuya mentalidad esté abierta, y tengan la entereza suficiente para alcanzar un mismo objetivo.

La selección de alternativas se realizará con la participación de cada una de las secciones departamentales que tengan injerencia en las actividades propias a desarrollar, tal es el caso de:

- Administración.
- Construcción.
- Instalaciones y Mantenimiento.
- Geofísica.
- Lodos de perforación.
- Operaciones.
- Producción.
- Proyectos y diseño.
- Servicios auxiliares.
- Yacimientos.

La activa y oportuna participación de estos departamentos proporcionaran una respuesta positiva al reto que **Petróleos Mexicanos** se ha fijado en todos y cada uno de los proyectos a ejecutar.

Serán analizadas las localizaciones que presenten mejores expectativas, esto es, con mayor potencial de éxito en la recuperación de hidrocarburos. Cada propuesta estará respaldada con el suficiente apoyo técnico que permita su evaluación. Una vez que se haya seleccionado una localización se procederá a realizar los estudios y análisis necesarios; con la finalidad de establecer y definir la prioridad en que habrán de realizarse cada una de las actividades.

4.1 PERFORACIÓN

Para llevar a cabo los trabajos propios de perforación debemos de tener plenamente identificada la localización, dado que el mayor y mejor conocimiento de las características generales de la localización y del área fundamentaran la programación de las actividades. Por consiguiente, es apropiado conocer:

- **Tirante de agua en el que se operará.** La distancia entre la unidad de perforación, en la superficie del mar, y la cabeza del pozo, localizada en el suelo marino, incrementa las dificultades con respecto a las que se presentan en aguas menos profundas. De esto, también dependerá el uso de buzos y equipo convencional.
- **Conocimiento de las condiciones climatológicas.** Se tomará en cuenta el comportamiento de olas, vientos y corrientes, en diferentes períodos del año. Su finalidad será tomar las providencias necesarias. La predicción de estas condiciones beneficiará la programación y ejecución de las actividades.

- * **Topografía del fondo marino.** Del conocimiento del lecho marino, dependerá el uso del equipo y la programación de las actividades subsecuentes.
- * **Consideración de la temperatura en el lecho marino.** El cambio de temperaturas, entre el fondo marino y la superficie, provoca cambios en los lodos de perforación; asimismo, ocasiona problemas en las cementaciones y dificultades en el flujo de hidrocarburos.
- * **Disminución del Gradiente de Fractura en los estratos superficiales.** En aguas profundas, a pocos metros abajo del fondo marino, la presión de fractura puede ser considerada igual a la presión horizontal "in situ"; esto es, tomando en consideración una misma profundidad por debajo del lecho marino, a medida que el tirante de agua aumenta, el valor de la presión de fractura tiende a la presión de poro.

Con el pleno conocimiento de la localización, se está capacitado para seleccionar el equipo que habrá de emplearse, basándonos en las necesidades que se tengan. Deberá contarse con la disponibilidad de personal experimentado, apoyo logístico y costos derivados de esto.

Generalmente en la perforación de pozos con tirantes de agua de 100 a 500 m, a nivel mundial, se utilizan *plataformas semisumergibles*. Sin embargo, para el desarrollo de un campo específico pudiera ser más rentable la utilización de otro tipo de estructuras. Tanto los métodos operacionales como los sistemas de cabeza de pozo deberán ser diseñados para soportar y superar las dificultades que el fondo marino presente.

En pozos exploratorios y/o de extensión es recomendable la perforación de un pozo piloto, cuyo objetivo principal es verificar la existencia de gas en formaciones superficiales permeables. La perforación de estos pozos deberá llevarse a cabo con barrena de 8 1/2" hasta alcanzar una profundidad igual a la de asentamiento de la tubería de revestimiento de 20".

El primer problema al que nos enfrentamos consiste en la instalación de la *Base Guía Temporal (BGT)*. Ésta es la primera estructura que será colocada en el fondo marino. Sirve como base principal de la cabeza del pozo submarino, y deberá de ser instalada de tal forma que se evite cualquier inclinación. Esta estructura es acondicionada colocándole barita en los diferentes compartimientos que la conforman, además de una capa de cemento sobre ésta, con la precaución de distribuir uniformemente las cargas, con lo cual se dará un mayor y mejor reparto de su peso en el momento de ser sentada en el lecho marino. (Ver Fig. 4.1)

La verticalidad de la cabeza del pozo es uno de los factores de mayor importancia a considerar en el inicio de la perforación, para evitar problemas futuros durante la etapa de terminación. Desde el momento de colocar la *BGT* debe considerarse que su inclinación no sea mayor de 2°. La topografía del suelo marino y la falta de compactación influyen en gran medida durante la instalación de la *BGT*. Por lo tanto, para solucionar este tipo de problemas es necesario soldar a la *BGT* una extensión tubular de 42" o 46" de diámetro, con una longitud variable de 8 a 12 m. Se recomienda colocar extensiones de lámina alrededor de la estructura para proporcionar una mayor área de fijación.

En esta estructura se instalan los cuatro cabos guía del pozo y dos cabos para la T.V. submarina, los cuales tendrán el mismo alineamiento de los cabos guía de los preventores. Los cabos guía deberán ser marcados con pintura blanca (4 m), durante el acondicionamiento de la *BGT*, para poder observar cualquier alteración que pudiera sufrir, en su posición, la *BGT*, durante la perforación de las primeras etapas.

Para instalar la *BGT* en el fondo marino se emplea:

- La herramienta soltadora.
- Sarta de perforación (*Lastrabarrenas*).
- Cabos guía conectados a la estructura.

En el cuerpo de la herramienta soltadora de la BGT es soldado el soporte del nivel de bola a una altura y posición tal que permita, durante la operación, una libre visión del nivel. Es necesario aplicar grasa, en cantidad suficiente, entre la rótula y la placa de cobertura de la herramienta soltadora para facilitar el movimiento de la rótula, en un rango máximo de 10° . La desconexión de la BGT se logra girando $1/8$ de vuelta a la derecha, con la precaución de no cargar mucho peso y utilizar el compensador de movimiento para evitar romper la rótula de la herramienta soltadora antes de lograr desconectar.

La sarta de perforación empleada para bajar la BGT en tirantes de agua mayores a 200 m, y con fuertes corrientes en el fondo del mar, deberá ser diseñada para emplear solo herramienta pesada de perforación, incluyendo un Monel, de tal manera que sea posible tomar una desviación 5 m arriba del fondo marino.

La lectura de la desviación nos hará saber la orientación que tiene la BGT en ese momento. De requerirse, se girará la sarta de perforación para colocar y sentar la BGT con la orientación requerida en base a la dirección que tendrán las líneas de flujo hacia la plataforma de producción.

Con la BGT sentada en el fondo marino, se observa el nivel, si se encuentra dentro de los límites permisibles se continúa la operación; si ésta resulta mayor a 2° , se recomienda levantar la BGT aproximadamente 1 m y asentar rápidamente; con lo cual es posible disminuir su inclinación. La verificación del asentamiento se realiza con el auxilio del equipo ROV/RVC; posteriormente se tensionan los cabos guía hasta alcanzar 2,000 Lbs. por encima de su peso y se desconecta la herramienta soltadora para recuperar la sarta de Perforación.

La perforación de todo pozo tiene una secuencia bien definida de acuerdo a los objetivos que se pretendan alcanzar. A continuación se hace la descripción técnica de la secuencia operativa que se sigue para cumplir con la perforación de un pozo

PRIMERA ETAPA DE PERFORACIÓN
BARRENA DE 36"

La perforación del pozo da inicio con la BGT instalada, utilizándose la siguiente sarta:

- Barrena tricónica de 26".
- Barrena ampliadora de 36".
- Lastrabarrenas (Monel).
- Estabilizador de 36".
- Tubería de perforación - Hevi-wate.

En algunas ocasiones se puede iniciar con la utilización del Dynadrill, básicamente si la BGT ha sido acondicionada con la extensión tubular de 42".

Durante ésta primer etapa es usado un dispositivo denominado "**Guide Frame**", cuya finalidad es la de guiar la barrena y la sarta de perforación dentro de la BGT cuando aún no se cuenta con el *conductor marino* de perforación; una vez logrado esto, se coloca una marca de referencia en la tubería de perforación (TP) a la altura de la mesa rotaria como medida de seguridad, para no sacar la barrena de la BGT al ser levantada la sarta.

La perforación del pozo se inicia bajo condiciones de trabajo estrictamente controladas; esto es, poco peso sobre la barrena y pocas revoluciones por minuto, además de usar un lodo altamente viscoso durante los primeros metros. Posteriormente agua de mar con baches de lodo, hasta la profundidad programada del primer revestimiento. Una vez alcanzada esta profundidad, se toma una desviación, de resultar mayor de 2°, deberá repasarse todo el agujero perforado para disminuir el ángulo.

Una vez alcanzada la profundidad de la primera etapa, tanto el cabezal (*Housing*) de 30" conectado al revestimiento de 30", como la **Base Guía Permanente (BGP)** son bajadas en una sola unidad hasta apoyarse en la BGT, previa introducción de los cabos guía dentro de los postes guía de la BGP.

La BGP, es la segunda estructura que se instala después de la BGT para formar la cabeza de pozo, en su parte inferior presenta un dispositivo denominado "balancín de brujula", a través del cual se corrigen posibles desniveles de la BGP (máximo 10°); reduciéndolos hasta cero en algunos casos.

Durante la introducción de la Tubería de Revestimiento de 30", en el último tramo se coloca el cabezal de 30" y su herramienta soltadora, controlando su asentamiento en la BGP mediante ranuras de trabamiento, para después colocar los dos tornillos y placas de fijación entre el cabezal y la BGP.

SEGUNDA ETAPA DE PERFORACIÓN

BARRENA DE 26"

CABEZAL 18 3/4" - 10,000 psi

La fase a ser perforada con barrena de 26" puede realizarse sin conductor marino de perforación, siempre y cuando se trate de un área ya conocida por su desarrollo. Sin embargo, en el caso de pozos exploratorios se recomienda la perforación de un pozo piloto.

La barrena de 26" es introducida, a la BGP, mediante el auxilio de la *Guide Frame* perforándose hasta alcanzar la profundidad correspondiente de la fase. Una vez alcanzada, se introduce la tubería de revestimiento de 20" y en la última junta se coloca el colgador de 18 3/4" con su herramienta soltadora; para bajar el conjunto puede emplearse tubería de perforación o tubería de revestimiento de 20".

Una vez efectuadas las operaciones de cementación, se procede a desconectar y recuperar la herramienta soltadora del cabezal de 18 3/4". Se recomienda no bajar ninguna herramienta al pozo hasta que los preventores de 18 3/4" - 10,000 psi hayan sido sentados y fijados en el piñón, con perfil VETCO, de la cabeza de pozo; con la finalidad de evitar daños a la misma. Este piñón sirve de punto de conexión, apoyo, y sello de los preventores y del árbol submarino.

Los sistemas de cabeza de pozo submarino (SCPS) utilizados para la perforación de pozos, están divididos en cuatro tamaños básicos, según se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Sistemas de Cabeza de Pozo Submarinos

SCPS	13 1/2"	16 M"	18 M"	21 M"
HB - 3 5 M psi/Vetco		•		(*)
SG - 1 5 M psi/Vetco	•			(*)
SG - 4 10 M psi/Vetco				(*)
SG - 5 10 M psi/Vetco		•	•	
UWD 10 M psi/CVB			•	
CH - 2 10 M psi/Hughes			•	

(*) OBSOLETOS

Actualmente la tendencia a usar el sistema 18 3/4" - 10,000 psi/Vetco (SG-5) es mayor por ser más económico. Ocupa menos espacio en el "Moon Pool" de la subestructura de la torre de perforación, en plataforma semisumergible; en comparación con el sistema 21 1/4" y es más versátil que el sistema 16 3/4", ya que en éste se requieren barrenas ampliadoras hidráulicas de 17 1/2" para perforar la etapa correspondiente al revestimiento de 13 3/8".

Una vez instalado el colgador de alta presión 18 3/4" - 10,000 psi se perforan las etapas correspondientes a los revestimientos 13 3/8", 9 5/8" y 7"; colocando los respectivos colgadores de tubería y sus empaques (Pack Off). En la experiencia de la compañía **PETROBRAS**, el colgador que mejores resultados ha dado en la perforación de aguas profundas, es el sistema **VETCO**; sin embargo existen en el mercado otros fabricantes tales como **FMC**, **HUGHES** y **CAMERON**.

TERCERA ETAPA DE PERFORACIÓN

BARRENA DE 17 1/2"

Para efectuar la perforación de la etapa de 17 1/2" se instala el conjunto de preventores 18 3/4" - 10,000 psi, previamente probados en la superficie. Es necesaria la instalación del conductor marino de perforación, con la finalidad de mantener el contacto entre la superficie y los preventores asentados en el lecho marino (Cabezal).

Se introduce la sarta de perforación con Dynadrill de 9 1/2" y barrena de 17 1/2" para rebajar cemento y zapata de 20" con agua de mar. Posteriormente se realizará el cambio de fluido de perforación a emplear. Antes de continuar con las operaciones de perforación, es necesario correr un registro giroscópico, con la sarta de perforación apoyada en los preventores.

Para el caso de los pozos de desarrollo, se continuará perforando verticalmente hasta alcanzar la profundidad programada para iniciar la desviación. Si el pozo es exploratorio, la perforación total del mismo se programará lo más verticalmente posible. Sin embargo, pueden existir modificaciones al programa debido a fallas mecánicas o bien a eventos fortuitos durante la perforación.

Una vez alcanzada la profundidad de esta fase, se recomienda el acondicionamiento del agujero y del fluido de perforación para facilitar la introducción de la tubería de revestimiento; sin olvidar la instalación del colgador (*Casing Hanger*) y el empaque (*Pack Off*) en el receptáculo (*Housing*) del colgador de 18 3/4".

La cementación de esta tubería de revestimiento, y en general de todas, deberá contemplar los espacios de adherencia, presiones hidrostáticas, presiones de colapso, tiempo de fraguado, temperaturas, tiempo de bombeabilidad, etc.; en función de estos factores, habrán de diseñar(se) la(s) lechada(s) óptimas que ofrezcan mejores resultados. Estos diseños podrán variar de un campo a otro, dependiendo del tipo de formaciones a cubrir. Por lo tanto, cada compañía elegirá y realizará el diseño que satisfaga sus necesidades.

CUARTA ETAPA DE PERFORACIÓN

BARRENA DE 12 1/4"

Durante la etapa de 12 1/4", y antes de continuar con las operaciones de perforación, se procede a probar las conexiones superficiales y subsuperficiales de control.

Para continuar con la perforación se emplea una barrena de 12 1/4", la cual rebajará cemento y la zapata de 13 3/8". Al término de esta operación y con la barrena libre, hasta 1 m por debajo de la zapata de 13 3/8", es necesario efectuar la prueba de cementación; de ser ésta satisfactoria nos permitirá continuar con toda seguridad las operaciones. Si el resultado obtenido en la prueba es negativo, habrá que recementar la zapata y repetir la prueba, hasta obtener resultados positivos.

El tipo y peso del fluido de perforación a emplearse dependerá de las condiciones que presenten las formaciones a perforar.

Para el caso de pozos direccionales, existe un criterio y bases técnicas a seguir; por lo que, se deberá contar con un técnico en perforación direccional que auxilie en las operaciones, diseñando la estabilización de la sarta y las condiciones de trabajo; para perforar en la dirección y rumbo deseados, hasta alcanzar la profundidad programada.

Ya que se ha alcanzado la profundidad programada de la etapa, se procede al acondicionamiento del agujero y del fluido de perforación para tomar los registros geofísicos correspondientes. Si todo es satisfactorio, habrá que introducir la tubería de revestimiento de 9 5/8", sentando el colgador y su empaque (*Pack Off*) en la cavidad (*Housing*) de 18 3/4" x 9 5/8". Para efectuar la cementación se sigue el mismo criterio de la etapa anterior.

QUINTA ETAPA DE PERFORACIÓN

BARRENA DE 9 3/8"

En esta etapa las operaciones de perforación son programadas de forma muy similar a la anterior fase, la diferencia estriba en el objetivo que haya de alcanzarse.

En función del tipo de pozo (exploratorio o desarrollo) será la cementación de la tubería de revestimiento de 7"; bien puede ser tubería corta (Liner) o asentada en el colgador submarino de 18 3/4". Es necesario recalcar que, previo a la introducción de la tubería de revestimiento se tomarán los registros geofísicos programados, y en algunos casos se realizarán pruebas cortas de producción (DST).

Para el caso de tubería corta, la cementación se programa a que cubra todo el agujero descubierto, con la cima 100 m abajo de la boca de la tubería corta; pero, si el programa es extender hasta el colgador; la tubería corta se cementará en toda su extensión.

Como hemos podido observar, el colgador tipo T - 18 3/4" x (13 3/8", 9 5/8", 7") - 10 000 psi/VETCO (SG-5) con su conjunto Pack Off tipo T y la herramienta soltadora, son utilizadas en cada una de las etapas de la perforación; cumpliendo con la siguientes funciones:

- Permite bajar y sentar la tubería de revestimiento.
- Facilita las operaciones de cementación.
- Mantiene un aislamiento seguro y efectivo entre una y otra fase (sello efectivo metal a metal).

Las funciones mencionadas deben ser realizadas en tan solo una maniobra, por lo que es importante recalcar que únicamente el sistema VETCO puede ejecutarse así, ya que los sistemas FMC, HUGHES y CAMERON requieren de herramientas separadas para la instalación del colgador y sus empaques.

Ya que ha sido alcanzada la profundidad total programada, y si el análisis y registros son plenamente satisfactorios, se pasará a la etapa de terminación del pozo. Sin embargo, ésta última etapa estará sujeta a la infraestructura con la que se cuente para su explotación; y sobre todo dependerá de los resultados obtenidos durante las pruebas de producción.

Si el pozo resulta seco, o si es necesario esperar a contar con la infraestructura necesaria, se procederá a colocar la capa de abandono.

CAPA DE ABANDONO

Ya que se ha determinado concluir las operaciones de perforación, y si el pozo resulta improductivo o no se cuenta con la infraestructura requerida para su explotación, habrán de ser programados los respectivos tapones de cemento; cuyo objetivo es mantener aislado el intervalo probado.

Con la finalidad de aislar toda comunicación posible, se programan entre dos o tres tapones de cemento cuya efectividad es probada con peso y presión, de tal forma que garanticen la eficiencia del aislamiento. Seguido a esto, se instala en la cabeza del pozo la *Capa de Abandono*.

Es el último implemento que se instala en la cabeza del pozo, después de haber retirado el conjunto de preventores al término de las actividades de perforación; con la finalidad de proteger de la corrosión los siguientes puntos del colgador de alta presión:

- * El perfil externo del conector.
- * El área de sello del anillo VX.
- * Las áreas y sellos existentes en el interior del cabezal.

La *Capa de Abandono* tiene tres pernos que entran en las ranuras externas del cabezal, al momento de sentarla en la cabeza de pozo. Tiene una válvula de contrapresión (check), que sirve para controlar y descargar posibles presiones acumuladas durante el abandono temporal del pozo.

4.2 TERMINACIÓN

Para efectuar los trabajos de Terminación habremos de recurrir a la información obtenida durante las actividades de perforación y en algunos casos se propone el uso de una herramienta específica; esto es, a partir de una producción estimada de acuerdo a la zona que se pretenda perforar, tal es el caso del uso de cabezales con diferente preparación.

El programa de terminación del pozo deberá contener la siguiente información:

- **CABEZA DE POZO.** Se describe el tipo de cabeza de pozo, diámetro, marca, número de colgadores e indicación de preparación para H₂S, tipo de postes guía, número, diámetro y marca, así como la inclinación de la base guía permanente.
- **OBJETIVO.** Determinación del intervalo que será puesto a producción y la formación a la que pertenece.
Tipo y marca del árbol submarino que será utilizado.
Dirección en la que fluirá el pozo.
- **BARRENAS UTILIZADAS.** Descripción del diámetro, intervalo perforado y tiempo de rotación en cada una de las etapas de perforación.
- **TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.** Descripción del tipo, diámetro, grado, peso y distribución en la que se encuentran dentro del pozo.
- **ACCESORIOS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.** Descripción de su tipo, tubería de revestimiento en la que están colocados, cima y base de los mismos.
- **CEMENTACIONES.** Información correspondiente al tipo de cemento y aditivos, fecha de cementación, intervalo cementado y densidad de la lechada.

- **REGISTROS EN AGUJERO ABIERTO.** Se listan los registros efectuados en las diferentes etapas de perforación, detallando el tipo, la fecha, número de corrida e intervalo registrado.
- **ZONAS DE INTERÉS.** Se listan los intervalos potencialmente productores que tiene el pozo, formación, intervalo, porosidad, saturación de agua, tipo de fluido, etc.
- **COLUMNA ESTRATIGRÁFICA.** Se realiza una descripción de las formaciones que se penetraron durante la perforación.
- **PRUEBAS REALIZADAS RFT/DST.** Se hace mención de las pruebas efectuadas, profundidad, presión estática, tipo de fluido, temperatura, etc.
- **FLUIDO DE PERFORACIÓN.** Se realiza una breve descripción de sus características, intervalo de acción, densidad, salinidad, viscosidad, etc.

Con toda la información necesaria deberá de seguirse paso a paso un programa previamente detallado y discutido, el cual podrá presentar pequeñas variaciones. Sin embargo, es posible presentar un patrón a seguir, pudiéndose modificar de acuerdo a las necesidades de cada evento.

A continuación se presenta el programa de actividades a realizar durante la etapa de terminación del pozo:

- 1 Trabajos Preliminares.
 - A) Solicitar limpieza industrial del conductor marino, preventores y multiple del equipo antes de iniciar las operaciones de terminación.
 - B) Antes de preparar el fluido de terminación, los tanques y líneas deberán ser rigurosamente lavados y la limpieza deberá ser evaluada y avalada por el técnico de fluidos y el ingeniero de terminación.
 - C) El perfil del tope de los postes deberá ser HUGHES GL-4 tipo conexión remota.

- D) Se deberá contar con los datos del aproamiento de la base guía permanente (BGP).
 - E) Es importante contar con los datos del aproamiento del equipo semisumergible para que quede ubicado con el azimut adecuado.
 - F) Es necesario conocer la dirección de llegada de las líneas de producción.
 - G) Informe detallado de la forma en que se efectuará el tiro del cabo mensajero del barco de apoyo a la plataforma. Esta operación se realiza con apoyo del ROV del equipo de buceo, ya que el cabo deberá pasar por debajo de la estructura de la plataforma.
 - H) Sabiendo que la plataforma recibirá las líneas de producción en cierta dirección, los cabos guía deben de ser instalados de tal manera que todo el equipo bajado sufra un giro en el sentido de las manecillas del reloj para que quede en la posición adecuada en la cabeza de pozo.
- 2 Instalar los cabos guía con conectores remotos.
 - 3 Retirar tapa de corrosión de la cabeza de pozo, sin auxilio de buzos.
 - 4 Inspeccionar la cabeza de pozo.
 - 5 Bajar el adaptador de producción.
 - 6 Instalar y probar preventores.
 - 7 Acondicionar el pozo (tuberías de revestimiento).
 - 8 Cambiar el fluido del pozo por fluido de control y recuperar sarta de trabajo.

- 9 Efectuar registros geofísicos para evaluar la cementación, especificándose el tipo de registro y el intervalo a cubrir, así como el registro con el que ha de ser correlacionado, para efectuar el análisis de los intervalos factibles de dispararse y corregir la cementación en caso necesario.
 - 10 Bajar con tubería de perforación franca y efectuar un lavado ácido.
 - 11 Montar equipo DST y cabeza de prueba.
 - 12 Bajar empacador de operación con pistolas TCP de 5" de 12 cargas/pie y el aparejo de prueba.
 - 13 Efectuar prueba de producción con registradores de fondo para determinar:
 - * Porcentaje de arena
 - * Productividad
 - * Daño
- NOTA:** En caso de que el porcentaje de arena sea superior al 0.01% se efectuará un empacamiento con grava.
- 14 Después de que la prueba haya sido concluída, controlar el pozo con fluido de control y observar; en caso de presentarse pérdida de circulación, controlarla.
 - 15 Desanclar empacador, circular, observar pozo y sacar aparejo DST.
 - 16 Bajar empacador y anclar.

17 Bajar aparejo de producción. Deberá describirse la composición y el orden en el que ha de ser introducido el aparejo de producción. Se recomienda prever las necesidades de equipo y operadores.

Bajar y asentar el colgador de tubería de producción.

18 Desconectar preventores y sacar.

OBSERVACIÓN: * El árbol submarino deberá de ser posicionado en el Moon Pool antes de retirar los preventores.

* Verificar las necesidades de material.

19 Instalar el árbol submarino seleccionado con conductor marino de terminación.

20 Retirar los tapones BAKER de 3.75" y 1.81" del colgador de tubería de producción (en caso de haber sido colocados).

21 Romper niple de triple asiento.

OBSERVACIÓN: * Utilizar herramienta de línea para evitar que la válvula de tormenta se cierre.

22 Inducir pozo con nitrógeno.

23 Probar válvula de tormenta contra la presión del pozo.

24 Cerrar pozo en superficie durante el tiempo necesario para esperar la estabilización de la presión, se sugieren 3 horas.

Cerrar las válvulas del árbol de acuerdo a la siguiente secuencia:

- 1) Maestra Superior
- 2) Maestra Inferior
- 3) Válvula De Tormenta

Drenar la presión que se encuentra arriba de la válvula maestra superior.

OBSERVACIÓN: Circular agua de mar por el conductor marino de terminación a través de la válvula de cruz para limpieza del mismo.

- 25** Asentar los tapones BAKER en el multiple del árbol. Colocar y asentar los tapones BAKER 3.81" y 1.87" respectivamente en las cavidades de 4" y 2" del multiple del árbol.
Probar los tapones con presión del pozo y nitrógeno por el espacio anular.
Asegurarse de no dejar presión atrapada por debajo de los tapones (usar la línea de flujo para aliviar la presión abajo del tapón de 1.87" si ya fue efectuado el tiro y la conexión en la plataforma de producción).
- 26** Destrabar y retirar la herramienta para bajar el árbol.
Recuperar herramienta.
- 27** Bajar y colocar la capa del árbol
- 28** Bajar y colocar la capa de corrosión.
- 29** Efectuar prueba funcional del árbol submarino a partir de la plataforma de producción (para efectuar esta operación, debe haberse hecho con anterioridad el tiro y la conexión en la plataforma de producción).
- 30** Liberar los cabos guía y entregar el pozo a producción.
- 31** Levantar anclas y navegar a la próxima localización.

El programa de terminación del pozo deberá de ser acompañado de los siguientes anexos:

- *I Esquema del pozo.
- *II Programa del fluido de terminación.
- *III Estudio de la Cía. **VETCO** para conductores marinos.
- *IV Análisis del costo de la terminación.
- *V Posicionamiento de la plataforma, BGP y conexión de los cabos guía.
- *VI Cronograma de operación.

La terminación de un pozo petrolero tiene como objetivo principal el producir determinada cantidad de hidrocarburos, ésto se logra mediante la introducción del aparejo de producción, que sirve como medio conductor para el flujo desde las formaciones productoras de hidrocarburos hasta la superficie. Este sistema deberá ser diseñado de tal forma que proporcione condiciones óptimas de seguridad, economía en el uso de materiales y equipo especializado, así como simplificación y flexibilidad en su arreglo.

Dentro de las condiciones de seguridad deben existir siempre como mínimo dos elementos a los que se pueda recurrir en los casos de falla o descontrol. Generalmente estos elementos son la válvula de tormenta y la válvula maestra del árbol.

En cuanto a la simplificación y flexibilidad; el aparejo debe llevar el menor número de componentes para minimizar su costo, sin que ello afecte su eficiencia con la finalidad de optimizar el costo de la explotación del yacimiento.

Existe una gran variedad de arreglos para los aparejos de producción, los cuales dependerán de las condiciones que presente el yacimiento. Asimismo, estarán plenamente ligados a los objetivos previamente establecidos y fijados; sin embargo, en cada uno de ellos es posible identificar varios componentes en común, bien sea que el arreglo del aparejo de producción quede alojado en la última tubería de revestimiento, que cubre desde la superficie hasta la profundidad total del pozo; o bien, alojado dentro de la tubería corta (Liner).

De acuerdo a un análisis detallado, se llegó a la conclusión de proponer un grupo de arreglos para aparejo de producción que presentan características y posibilidades de ser empleados en México por PEMEX EXPLORACIÓN y PRODUCCIÓN en la terminación de pozos perforados en aguas profundas de la Sonda de Campeche. Se proponen los siguientes cinco tipos de posibles aparejos de producción:

- TIPO 1:** Este arreglo se presenta en la Fig. 4.2.1, y solo lleva un empacador recuperable. La camisa deslizante se localiza abajo del empacador; ya que, en caso necesario, existen diferentes alternativas para poner en producción el pozo sin la necesidad de recuperar el aparejo de producción.
- TIPO 2:** Cuando existen dos intervalos productores, se instalan en el aparejo de producción dos empacadores recuperables, como se ilustra en la Fig. 4.2.2; de manera tal que esta terminación permita proporcionar alternativas para producir los hidrocarburos, antes de recuperar el aparejo, en caso de presentarse algún problema.
- TIPO 3:** La característica de este arreglo ilustrado en la Fig. 4.2.3, es la de llevar componentes para realizar un sistema de contención contra la producción de arena, conocido como *empacamiento de grava*. En este esquema el empacador inferior es permanente, su función es retener la arena, mientras que el superior es recuperable.
- TIPO 4:** Esta configuración es similar al tipo 1 anterior, con la diferencia básica de que inclusive la junta de expansión telescópica "TSR" está dentro de la tubería corta (Fig. 4.2.4). Además, en la parte inferior lleva una extensión de tubos que sirven para mantener al empacador en la profundidad programada, de llegar el caso de que los pernos del "TSR" se rompan prematuramente.

TIPO 5: Cuando la junta de expansión pueda presentar problemas de paso a través de la tubería corta, aquella se posiciona antes de llegar a la boca de la misma, agregándose una especie de tope localizador denominado "BATEANTE". Éste arreglo se recomienda también para terminaciones en agujero descubierto (Fig. 4.2.5).

Para proceder a la introducción de un aparejo de producción habrá que seguir un programa previamente trazado; sin embargo, podemos decir categóricamente que existen tan solo dos maneras de realizar su introducción.

El primer procedimiento se emplea en pozos con poca desviación o bien, por no contar con tubería de perforación estibada en lingadas. En tales circunstancias se desciende la tubería de producción y sus componentes, de manera normal, hasta donde deba de colocarse la válvula de seguridad subsuperficial, sin llegar a instalarla. Se continuará con la tubería de producción, sin accesorios, para colocar el empacador a la profundidad programada y anclarlo. A continuación, se rompen los pernos del "TSR" para levantar el aparejo y realizar el ajuste correspondiente. Se baja nuevamente el aparejo y se instalan los accesorios restantes, como son el colgador de la tubería de producción y otros.

El segundo procedimiento se emplea en pozos profundos, que tengan altas desviaciones o donde el aparejo deba introducirse en el interior de una tubería corta. En tal caso, debe tenerse disponible tubería de perforación en lingadas. El aparejo de producción, se bajará hasta el "TSR" y, a partir de tal punto, se continuará con tubería de perforación, hasta dejar el empacador recuperable a la profundidad programada para su anclaje.

Una vez realizada dicha operación, se retira la tubería de perforación junto con la camisa del "TSR".

Se desciende la tubería de producción restante, con los accesorios correspondientes, hasta donde está programado. Se coloca la válvula de seguridad subsuperficial, y sin instalarla, habrá que continuar bajando hasta acoplar con el "TSR". Se procede a levantar nuevamente el aparejo, con el fin de efectuar el ajuste y bajar con los accesorios restantes.

Los componentes principales de un aparejo de producción, sin tomar en cuenta el *empacamiento con grava*, son:

NIPLE CAMPANA: Permite la reentrada de herramientas utilizadas en el equipo de línea de acero.

NIPLE DE DOBLE O TRIPLE ASIENTO: Es un accesorio que contiene de una a tres bases que permiten alojar esferas de diferente diámetro. Es útil como elemento de seguridad y auxilia en el rompimiento de los pernos del "TSR".

HIDRO TRIP: Con el auxilio de una esfera se puede represionar el aparejo y anclar el empacador. Cuenta con un asiento secundario, para el auxilio en el combate de pérdidas de circulación; además de poderse instalar en serie.

TUBOS CORTOS Y NORMALES: Permiten; a) El espaciamiento de los accesorios.

b) Tener la longitud necesaria, para poder trabajar las herramientas de la unidad de línea de acero.

c) El realizar disparos cuando se requiera circular y no se disponga de otra alternativa.

CAMISA DESLIZABLE: Útil para comunicar el espacio anular con el interior del aparejo de producción; con posibilidad de anclar un tapón mecánico en su parte superior.

EMPACADOR HIDRÁULICO RECUPERABLE: Se coloca aproximadamente 30 m arriba de la cima de la formación productora. Se activa aplicando presión y, la ventaja en relación al empacador permanente lo constituye principalmente su recuperación, pues basta tensionar para desanclarlo. Además, puede ser reutilizado dándole mantenimiento adecuado, abatiéndose los costos de las terminaciones y/o reparaciones de los pozos.

JUNTA DE EXPANSIÓN TELESCÓPICA ("TSR"): Permite absorber los movimientos verticales del aparejo durante la producción. Posibilita el levantamiento del aparejo con fines de ajuste. La carrera del pistón es de aproximadamente 6 m y proporciona la posibilidad de asentar un tapón mecánico en su parte superior.

MANDRIL CON VÁLVULA PARA CONTROL DE POZO: Establece la circulación de fluido del espacio anular hacia el interior de la columna. Opera con diferencial de presión cuando se desea controlar el pozo, y se instala arriba del "TSR" en pozos que fluyen por energía propia.

MANDRIL CON VÁLVULA DE BOMBEO NEUMÁTICO: Se emplea en pozos donde la energía del yacimiento es insuficiente para la producción de hidrocarburos, aligerando la columna artificialmente. Las válvulas de bombeo neumático pueden cambiarse con la unidad de línea de acero, sin necesidad de recuperar el aparejo de producción.

VÁLVULA DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIAL: Es una herramienta de seguridad a la que se recurre cuando se presenta algún descontrol o falla del equipo, ya que permite el cierre del pozo instantáneamente.

Su recuperación puede efectuarse de dos maneras, según sea el tipo de válvula. La primera es, durante la recuperación del aparejo y la segunda, con el uso del equipo de línea de acero para su cambio. Esta última opción corresponde a la válvula utilizada en pozos con árbol de navidad submarino.

COPLE REFORZADO: Es un tubo corto con espesor de pared mayor. Queda posicionado en la región de flujo turbulento donde el desgaste por abrasión es más acentuado.

LÍNEA DE CONTROL DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIAL: Es un tubo de acero inoxidable, a través del cual se acciona hidráulicamente la válvula de seguridad. Normalmente es de 1/4" a 3/8".

Los principales componentes de un aparejo de producción con *empacamiento con grava* son:

EMPACADOR PERMANENTE: Anclado abajo del intervalo disparado. Retiene la arena del *empacamiento con grava*; este sistema tiene la desventaja de no poder probar la efectividad de las unidades de sello que lleva en la parte inferior la columna del *empacamiento con grava*.

UNIDADES DE SELLO: Se colocan en la parte inferior de la columna del *empacamiento con grava*. Al sellar con el empacador retienen la arena colocada entre el tubo ranurado y la tubería de revestimiento en las inmediaciones de los disparos.

TUBO RANURADO: Sus dimensiones van en función de las características de la arena que la formación produce. Se coloca frente al intervalo disparado.

RECEPTÁCULO PULIDO: Es colocado debajo de la extensión perforada. Evita que la arena penetre al interior de la columna durante la operación del *empacamiento con grava* y, durante la producción del pozo previene el flujo por la extensión perforada.

EXTENSIÓN PERFORADA: Colocada abajo del empacador recuperable, permite el paso de la arena hacia el espacio anular entre el revestimiento y el tubo ranurado.

EMPACADOR RECUPERABLE-HIDRÁULICO: Se baja con su soltador y se ancla hidráulicamente a través de la sarta de tubería de perforación.

NIPLE SELLANTE: Se coloca en el extremo inferior del aparejo y evita la producción de aceite y arena por la extensión perforada.

ESPACIADOR: Útil para posicionar el niple sellante en el lugar adecuado.

ANCLA SELLANTE: En conjunto con el empacador recuperable, aísla con sus unidades sellantes el espacio anular del aparejo de producción. Además, queda fijo al empacador por medio de sus cuñas que se activan con peso, las que de ser necesario, se pueden desanclar con tensión y girando a la derecha.

COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN: Tiene la función de soportar el peso del aparejo de producción apoyándose y sellando en la cabeza del pozo submarino. Posee cuatro orificios; uno de producción de 4", otro de 2" para el acceso al espacio anular, el de 1/2" que permite el paso del fluido hidráulico para el control de la válvula de seguridad y, finalmente, el orificio que permite el paso del cable eléctrico, para registrar presión y temperatura. Su parte superior está diseñada para recibir el árbol de navidad submarino. Casi todos son excéntricos (a excepción del HUGHES), por lo que, necesitan ser orientados en función de la salida de las líneas de producción del árbol submarino.

CONDUCTOR MARINO DE TERMINACIÓN: Se emplea para sentar y bajar el colgador de tubería de producción, así como el árbol de válvulas submarino. Permite a través del orificio de 4" el acceso al aparejo de producción y por el de 2" al espacio anular; por otra parte, posibilita la ejecución de seis funciones con el auxilio de líneas hidráulicas.

El conductor marino permite el acceso para los trabajos con unidad de línea de acero, para colocar y retirar la válvula de seguridad subsuperficial, alojar los tapones, efectuar disparos y operaciones necesarias para accionar la camisa deslizable.

CABEZAL DE PRUEBAS: Es un bloque que cuenta con válvulas maestras y laterales, operadas mecánicamente y una hidráulica, que va conectada al último tramo del conductor marino de terminación. En la parte superior tiene orificios que permiten acoplar un lubricador y el juego de preventores para operar la unidad de línea de acero.

PANEL DE CONTROL HIDRÁULICO: Conjunto de válvulas, manifolds y manómetros, que permiten probar selectivamente las diferentes funciones que se requieran en la instalación y pruebas del árbol de válvulas submarino.

MANGUERA DE CONTROL HIDRÁULICO: Sirve para transmitir la presión aplicada en superficie, y así poder realizar determinada función en el fondo marino. Se instala exteriormente a lo largo del conductor marino de terminación del pozo.

Uno de los detalles de mayor importancia, en la programación de materiales a usarse en la perforación y terminación de un pozo petrolero, es la selección del árbol submarino. Estos arboles son instalados sobre una cabeza de pozo, que bien pueden ser colocados en la superficie o en el fondo del mar. **PETRÓLEOS MEXICANOS**, solo ha terminado sus pozos en el área marina mediante el uso de árboles colocados en superficie sobre una estructura metálica. La compañía brasileña **PETROBRAS** tiene basta experiencia en terminaciones marinas, tanto con árboles sobre estructuras metálicas como con árboles instalados en el fondo del mar.

A continuación solo se mencionaran los árboles instalados en el fondo del mar. Este tipo de árboles son comúnmente conocidos como árbol de válvulas mojado (ANM). Están constituidos básicamente por un conjunto de válvulas maestras, de pistoneo, de intercomunicación y laterales, cuya función principal es permitir bajo control el flujo de los pozos; además de tener la posibilidad de inyectar agua o gas y efectuar otras operaciones de producción artificial, control, limpieza de líneas y varias actividades necesarias.

Dado que existe una gran diversidad de conceptos y tecnologías empleadas en las terminaciones submarinas, se tratará de describir los tipos de árboles comúnmente usados en Brasil, **PETRÓLEOS MEXICANOS**, en la región marina, tendrá que adecuar el uso de los árboles submarinos a las necesidades propias de la región. Por lo que, el diseño de los árboles deberá realizarse en función de las condiciones prevaletientes, sin apartarse de las normas API.

Celda del Cabezal (WELL HEAD CELLAR)

La primera terminación submarina realizada en la Cuenca De Campos, Macae, Río de Janeiro Brasil, fue en 1979 en el *Campo Garoupa*^(12,53). Se utilizó un equipo diseñado para trabajar a presión atmosférica llamado "WELL HEAD CELLAR", consistente en una estructura tipo cápsula, la cual contenía un árbol de producción normal en su interior; este equipo se operaba manualmente y se tenía que bajar personal al interior de la cápsula para su operación. En total fueron instalados ocho, los cuales han sido recuperados ya que presentaron problemas tanto de operación como de seguridad.

Operado por Buzo
(DIVER OPERATED)

Estos árboles pertenecen a la primera generación que fueron utilizados para terminaciones de pozos en lecho marino, y que están en contacto con el agua; fueron instalados generalmente en pozos satélites, en tirantes de agua de 100 m como máximo. Técnicamente existen tres tipos de árboles operados por buzo, y presentan las siguientes diferencias:

TIPO I Y II: Diseñados para ser instalados en pozos que fueron perforados con plataformas autoelevables.

TIPO III: Diseñados para ser instalados en pozos que fueron perforados con plataformas semisumergibles.

La diferencia fundamental en estos tipos de árboles consiste únicamente en el conector, es decir a la interface entre la perforación y la terminación del pozo. Las características principales del árbol operado por buzo son:

- Requiere de buzos.
- Sistema de válvulas mecánico e hidráulico.
- No se tiene acceso al espacio anular por la cabeza del pozo.
- Los árboles de tipo, I y II no tienen estructura temporal ni permanente.
- La capa de abandono o tapa de corrosión es colocada con buzos.

Sin auxilio y con auxilio del buzo
(DIVER LESS-PULL-IN Y DIVER ASSISTED)

Los tipos de árboles *sin auxilio y con auxilio del buzo*, son considerados la segunda generación de árboles submarinos utilizada en Brasil; de estos, se usaron dos tipos de árboles conocidos como:

DE MENOR REQUERIMIENTO DE BUZO: El diseño de este árbol se realizó considerando que fuera posible instalarlo hasta 500 m; sin embargo, los problemas operativos que se presentaron durante la conexión de las líneas en el fondo marino con el sistema de tiro, terminó por desechar este tipo de equipo.

La conexión de las líneas de producción, anular y de control hidráulico fue el problema principal; ya que éstas se efectúan a través de poleas y cables desde la plataforma semisumergible, con auxilio de un barco de apoyo, el cual sostiene las líneas y el equipo de conexión.

CON ASISTENCIA DE BUZO: Este árbol se diseñó para ser instalado en tirantes de agua no mayores a los 300 m, ya que la conexión de las líneas se efectúa siempre con el auxilio de buzos. El árbol con asistencia de buzo modelo UWC FMC/CBV es adecuado para terminaciones de pozos submarinos.

En esta concepción del proyecto, el "casco del árbol" fue substituido por una batería de "válvulas de cierre". Estas válvulas poseen función lógica que realiza una conmutación de las líneas de control del árbol submarino, permitiendo la operación por la herramienta de instalación, durante las operaciones de bajada del árbol y trabajos de reparación.

El bloque de válvulas es conectado en su extremidad inferior a través de un carrete adaptador, de especificación: brida 11" API 5000 x 13 5/8" API 5000, a un conector de accionamiento hidráulico denominado H-4 o TORUS IV, el cual posibilita el acoplamiento del conjunto del árbol submarino a la cabeza del pozo. En la extremidad superior del bloque está posicionado el "multiple del árbol" conectado mediante una brida de 11" API 5000.

El "multiple del árbol" es un adaptador, el cual posee un perfil externo, HUB 13 5/8" API 5000, para acoplamiento de las herramientas de maniobra, bajada del árbol y de la capa de corrosión. Prevé el acceso vertical de las líneas de producción y anular con alojamiento para los tapones de 4" y 2". En toda terminación submarina donde el tirante de agua es el reto a vencer con el desarrollo de nuevas técnicas, los principales problemas a resolver son:

- Capacitación de personal.
- Incremento de costos en la perforación y terminación.
- No se cuenta con el auxilio de buzos.
- Diseño de equipo.
- Infraestructura para investigación.

La tercera generación de arboles submarinos conocidos con el nombre de "árboles guiados a control remoto", son para instalarse en tirantes de agua que varían entre los 300 y 500 m. La diferencia de éste tipo de árbol con respecto al asistidos con buzo consiste en el diseño de la conexión de las líneas (producción, anular y de control). En el árbol submarino guiado a control remoto, FMC/CBV las líneas flexibles bajan conectadas y solo un conector realiza el acoplamiento de todas las líneas de control hidráulico, producción y anular. La gran versatilidad que presenta este equipo permite el empleo de dos opciones en el procedimiento de bajada:

- OPCIÓN 1.** Las líneas flexibles bajan conectadas al árbol. Es el método preferido de instalación, ya que todo el equipo es probado en la superficie; al bajarse se conecta simultáneamente en dos puntos, el primero en el perfil VETCO H-4 (cabeza de pozo) y el segundo en la Base Guía Universal (UGB). Estas conexiones son operadas hidráulicamente.

OPCIÓN 2. Las líneas flexibles bajan conectadas a la Base Guía Universal (BGU). Por lo que, es un método alternativo desarrollado para permitir la economía de tiempo, aprovechando la disponibilidad del barco de apoyo. Con la (BGU) conectada se está preparado para recibir el árbol submarino en la ocasión oportuna.

La cuarta generación de arboles submarinos es la llamada de *guías remotas de trenzado y buceo*, estos árboles cuya ingeniería y diseño están concluidos al 100% son adecuados para tirantes de agua mayores a los 500 m.

Actualmente el árbol submarino en operación en mayor tirante de agua en el mundo, fue instalado por **PETROBRAS** en Brasil a una profundidad de 1,026 m. ⁽⁸³⁾

5.- APLICACIONES

INTRODUCCIÓN

La tendencia de **PETRÓLEOS MEXICANOS**, en el área marina, está encaminada a mantener su producción y a la vez incrementar sus reservas probadas, lo que en un futuro no muy lejano le permitirá mantener su nivel de exportación y consumo interno. Por tal motivo, existen grandes y serios proyectos de perforación, tanto de pozos de desarrollo como de pozos exploratorios, encaminados a proporcionar la estabilidad, rentabilidad y competitividad de la empresa.

En el ámbito referente a exploración, existe la firme iniciativa de programar la perforación de pozos en tirantes de agua de más de 150 m; por lo que, **PETRÓLEOS MEXICANOS** deberá programar adecuadamente todas y cada una de las intervenciones a realizar, con el fin de asegurar el éxito.

De la obtención de buenos resultados dependerá el futuro de **PETRÓLEOS MEXICANOS** en el área costa-fuera; por lo que, es necesario mantenerse a la vanguardia de los avances técnicos. Asimismo, deberemos de incrementar nuestra acción y participación en forma directa en la realización de los análisis de viabilidad técnico-económica de cada uno de los proyectos propuestos.

En enero de 1991 se inició la perforación del pozo exploratorio **AYIN 1**, en un tirante de agua de 176 m, el cual concluyó su etapa de perforación en septiembre de 1992 con resultados satisfactorios, pero a su vez, se enfrentó a serios problemas tales como la falta de una adecuada infraestructura.

Por tal motivo, la etapa correspondiente a la terminación quedó pendiente, y habrá de realizarse en un futuro; lo que equivale a no haber iniciado el período de recuperación de la inversión efectuada en la perforación del pozo. Evidentemente, esto influye en la rentabilidad del proyecto y, sobre todo, da muestra de una falta de planeación, que de no corregirse podrá afectar el desarrollo del campo.

A lo largo de éste capítulo se hace una descripción del campo AYIN, y se propone un programa tipo tanto de perforación como de terminación, el cual puede ser adecuado de acuerdo a las necesidades que se presenten.

Para el caso del programa de la terminación de un pozo se contempló que ésta se lleve a cabo con el uso de un árbol submarino mojado (instalación en el lecho marino).

5.1 CAMPO AYIN

El campo AYIN se encuentra en la Sonda de Campeche, hacia la parte exterior de la plataforma de Yucatán-Campeche, aproximadamente a 130 km. al noroeste de Ciudad del Carmen (Ver Fig. 5.1). La topografía del fondo marino en el área correspondiente al campo Ayin es relativamente simple, con una inclinación uniforme hacia el noroeste de aproximadamente 0.01 grados (0.02 %) a 1.6 grados (2.8 %). Las pendientes son de aproximadamente 0.8 grados (1.4 %). Los tirantes de agua fluctúan desde los 164 m a lo largo del margen sureste del área hasta casi los 197 m en la parte extrema noroeste.

El relieve topográfico a través del área de levantamiento es insignificante y se limita a escarpas bajas a lo largo de fallas en su mayoría ocultas y a pequeñas huellas (salidas deducidas de fluido en el fondo marino). Las huellas son causadas probablemente por expulsiones esporádicas menores de fluido de los suelos superficiales relativamente blandos y no consolidados. Estos rasgos son menores a 0.5 m de profundidad, con una variación desde los 5 hasta los 25 m de diámetro, encontrándose diseminados a través de toda el área.

Dos fallas parcialmente ocultas en la parte noroeste del campo tienen escarpas menores del fondo marino con relieve de 1 a 2 m. Estas fallas no muestran evidencia de actividad reciente y se estima que están sobrepuestas por algunos metros de sedimentos inalterados. La expresión del fondo marino de estas fallas es el resultado de la deposición de sedimentos inalterados más recientes sobre los declives de fallas ahora residuales.

Las condiciones del suelo parecen ser relativamente uniformes a través del campo, aunque se encuentran discontinuidades laterales abruptas donde las fallas desplazan los estratos de suelos. Estos se caracterizan por arcillas horizontales a ligeramente inclinadas, muy blandas a duras, e intercaladas con limos arenosos. Los datos sísmicos sugieren que los suelos principales de los estratos penetrados en el sondeo se extienden a través de toda el área. Sin embargo, los detalles de estratigrafía (espesor y propiedades geotécnicas de los estratos) pueden variar de un lugar a otro.

Los suelos del fondo marino a través del campo parecen ser relativamente uniformes y compuestos de arcillas muy blandas a blandas, incluyéndose en forma frecuente fragmentos de concha. Los contenidos de carbonato de calcio son generalmente bajos, aumentando generalmente con la profundidad. Los contenidos de humedad varían de un 3 a un 17% , disminuyendo ligeramente con la profundidad, y promediando 9%. Los suelos superficiales son de un espesor aproximado de 4 a 6 m sobre la mayor porción del campo. Pero, hay un engrosamiento ligero hacia el oeste y sur, aunque la mayor parte de las áreas de mayor espesor son acumulaciones localizadas a lo largo de los lados de algunas de las fallas someras de desplazamiento descendente ocultas.

De acuerdo al estudio geofísico realizado, se detectó la ausencia de riesgos geológicos considerando una penetración de por lo menos 300 m. Por lo que, el sitio de sondeo parece ser en general favorable para perforaciones exploratorias y para la instalación de estructuras de producción.

Una serie de fallas con tendencia noreste cruzan el campo, presentándose como los rasgos más prominentes. Estas parecen ser fallas normales, algunas de las cuales tienen desplazamiento descendente hacia el noroeste, y otras hacia el sureste. Los planos de las fallas se inclinan un estimado de 60 a 80 grados, además de dar la apariencia de ser paralelas al eje longitudinal de un alto estructural tenue.

Las fallas varían en longitud desde aproximadamente 150 hasta por lo menos 3,000 m. Ninguna parece desplazar el fondo marino, indicándose que por lo menos las porciones superiores de los planos de las fallas han estado inactivos durante el pasado geológico reciente. La mayoría de las fallas se extienden hasta dentro de unos 20 m del fondo marino y muchas se distancian al horizonte de isopacas, estando presente una superficie erosional somera oculta entre los 3.5 y los 10 m debajo del fondo marino.

Las fallas muestran menos de 2 m de distancia al horizonte de isopacas y de 35 a 60 m por debajo del fondo marino, en el horizonte de la estructura. Asimismo, los desplazamientos de fallas verticales se encuentran entre 3 y 30 m, con distanciamientos típicos de 5 a 10 m.

Una falla activa (previamente considerada como inactiva) de 200 m de largo se encuentra aproximadamente a unos 70 m al norte del sitio AYIN 1 ($x= 507,137$ m ; $y= 2,115,744$ m) y se espera que sea penetrada por pozos verticales o pilotes a una profundidad de aproximadamente 150 a 400 m debajo del fondo marino. Se considera que esta falla no afectará adversamente las operaciones de perforación.

La evidencia de gas en el campo es muy débil, por lo que se estima nula o insuficiente presencia de gas en el suelo en penetraciones de hasta 300 m. Asimismo, no se detecta una evidencia de venteo activo en las numerosas huellas en el fondo marino diseminadas en todo el campo.

A pesar de no haber encontrado evidencia significativa de gas somero, es recomendable tomar las precauciones convencionales durante las operaciones de perforación, además de revisar cualquier dato sísmico profundo disponible que permita evaluar posibles zonas de gas somero sobrepresionado.

5.1.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN

LOCALIZACIÓN: Será propuesta en su oportunidad, en función del equipo o estructura desde la cual se pretenda perforar cada uno de los pozos correspondientes. La perforación de estos pozos bien pueden ser para delimitar el campo o para desarrollarlo.

Tabla 5.1.1 COLUMNA GEOLÓGICA ESPERADA

FORMACIÓN	M.V.B.M.R.
RECIENTE PLEISTOCENO	FONDO MARINO
MIOCENO SUPERIOR	2,725
MIOCENO MEDIO	3,830
MIOCENO INFERIOR	4,200
OLIGOCENO SUPERIOR	4,540
OLIGOCENO MEDIO	4,650
OLIGOCENO INFERIOR	4,720
EOCENO SUPERIOR	4,780
EOCENO MEDIO	4,935
EOCENO INFERIOR	5,055
PALEOCENO SUPERIOR	5,325
PALEOCENO INFERIOR	5,355
CRETÁCICO SUPERIOR	5,365
CRETÁCICO MEDIO	5,394
CRETÁCICO INFERIOR	5,605
JURÁSICO SUPERIOR TITHONIANO	6,065
JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO	6,255
PROFUNDIDAD TOTAL	6,700

POSICIÓN GEOLÓGICA ESTRUCTURAL: Se encuentra en la culminación de una estructura anticlinal configurada a nivel cretácico, orientada al NW-SE y limitada hacia sus flancos por dos fallas inversas. Las dimensiones que presenta la estructura son de aproximadamente 7.5 Km. de largo por 5.5 Km. de ancho (41.25 Km²).

POZO DE CORRELACIÓN: AYIN 1

OBJETIVO: Buscar acumulación comercial de hidrocarburos, en las rocas sedimentarias del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano productoras en el pozo AYIN 1.

DATOS GENERALES DE PERFORACIÓN

Para efectuar la programación de la perforación de cualquier pozo del campo AYIN, se cuenta con la información del pozo exploratorio AYIN 1. Por lo que, dicha información deberá ser considerada para llevar a cabo futuras correlaciones.

POZO: AYIN 1

PRIMERA ETAPA: La perforación dió inicio el 16 de enero de 1991; mediante el empleo de una barrena de 36", bombeo de agua de mar y baches de lodo bentonítico de 1.04 gr/cc, se perforó hasta la profundidad de 325 m, profundidad en la que acondicionó agujero e instaló la estructura permanente. Metió la tubería de revestimiento (TR) de 30" VETCO-ALT a 318 m, previa instalación y acoplamiento del cabezal de 30" en la base guía permanente (BGP).

Se cementó la tubería de revestimiento de 30" a 318 m con 150 toneladas de cemento tipo "G" solo de 1.90 gr/cc, mezclado con agua de mar. Durante la operación no se observó salida de cemento a la superficie del lecho marino.

Se colocó anillo de cemento entre el agujero de 36" y la tubería de revestimiento de 30" con 35 toneladas de cemento tipo "G" solo mezclado con agua de mar, alcanzándose una densidad de 1.65 gr/cc. Con auxilio de buzos se comprobó la presencia de cemento en la superficie del lecho marino.

SEGUNDA ETAPA: Con barrena de 26" y lodo bentonítico de 1.05 gr/cc se rebajó el cemento, accesorios de la tubería de revestimiento de 30" y se perforó hasta la profundidad de 330 m. Posteriormente, con barrena de 12 1/4" y lodo bentonítico de 1.05 gr/cc se perforó a 533 m, donde se observó pérdida total de circulación, misma que se restableció con lodo de 1.04 gr/cc. Continuó la perforación de manera normal hasta la profundidad de 703 m donde fue evidente la presencia de gas (190 Mppm y $\rho_{min} = 0.96$ gr/cc). Procedió a emparejar columnas a 1.07 gr/cc, perforando a 950 m, teniéndose que desalojar, en repetidas ocasiones, el gas que se incorporaba al lodo. Durante el último acondicionamiento se notó pérdida total de circulación.

Colocó tapones diesel-bentónita a diferentes profundidades (503 y 303 m), controlándose parcialmente la pérdida; procediéndose a la toma de registros eléctricos.

Con barrena de 17 1/2" amplió agujero, de 12 1/4" a 17 1/2", a 950 m, con lodo de 1.04 gr/cc con pérdida parcial de 6 m³/hr. Con barrena de 26", agua de mar y baches de lodo bentonítico de 1.04 gr/cc amplió agujero, a 950 m, de 17 1/2" a 26". Repasó en repetidas ocasiones hasta acondicionar y estabilizar agujero con lodo de 1.08 gr/cc.

Metió tubería de revestimiento de 20", K-55 de 94 Lbs/pie BCN a 940 m donde sentó cabezal de 18 3/4" en cabezal de 30". Cementó TR de 20" a 940 m con 94 toneladas de cemento al 1% Econolite, 1% Halad-24, 0.05% HR-4, con una densidad de la lechada de 1.60 gr/cc; 54 toneladas de cemento al 1% Econolite, 1% Halad-24, 0.5% HR-4, 1 litro por saco de Gas Check, con una densidad de la lechada de 1.60 gr/cc y 35 toneladas de cemento al 5% de CFR-3, 0.4% Halad-24, con una densidad de la lechada de 1.95 gr/cc.

Durante la operación se observó pérdida total de circulación al llevar bombeados 104 m³.

TERCERA ETAPA: Con barrena de 17 1/2" y lodo C.L.S.E. de 1.20 gr/cc rebajó cemento y accesorios a 942 m, donde efectuó prueba de cementación sin éxito, por abatimiento en la presión. Verificó profundidad total observándose cemento sin consistencia.

Con tubería de perforación franca a 950 m colocó un tapón de cemento por circulación con 30 toneladas de cemento al 0.4 litros por saco de D-603, 0.3 litros por saco de D-80; alcanzándose una densidad de lechada de 1.90 gr/cc. Durante la operación se observó pérdida parcial de lodo.

Rebajó tapón de cemento y probó efectividad del mismo con éxito. Perforó a 980 m para efectuar prueba de goteo, misma que realizó sin éxito ($\rho_{req} = 1.42$ gr/cc). Con tubería de perforación franca a 950 m colocó un segundo tapón de cemento por circulación con 37 toneladas de cemento con la misma dosificación; alcanzándose una densidad de lechada de 1.90 gr/cc. Durante la operación se observó pérdida parcial de lodo.

Rebajó cemento y repitió prueba de goteo, obteniéndose una densidad equivalente de 1.50 gr/cc. Por tal motivo, acondicionó lodo a 1.50 gr/cc y perforó normal hasta 2,909 m donde observa presencia de gas en el lodo (19 Mppm y $\rho_{min} = 1.38$ gr/cc).

Circuló y acondicionó lodo a 1.51 gr/cc y perforó normal a 3,200 m. Por observar continuas resistencias, repasó en varias ocasiones y emparejó columnas a 1.55 gr/cc para poder tomar registros geofísicos.

Metió tubería de revestimiento de 13 3/8" P-110, combinada de 85,77 y 72 Lbs/pie Hydrill Triple Sello (HDTS) a 3,190 m; habiéndose checado el acoplamiento del conjunto colgador de 16". La operación de cementación de ésta tubería de revestimiento se realizó con 50 toneladas de cemento dosificado al 1.0% de Econolite, 1.5% Halad-24, 1.1% HR-4; con una densidad de la lechada de 1.65 gr/cc, seguidas de 105 toneladas de cemento con misma dosificación; pero con una densidad de lechada de 1.65 gr/cc. La operación se finalizó con el bombeo de 25 toneladas de cemento dosificado al 0.4% CFR-3, 0.5% Halad-24, 0.4% RH-4; de una densidad de lechada de 1.95 gr/cc.

Durante la operación se observó salida de lodo contaminado con cemento, además de haberse presentado la pérdida total de circulación al llevar bombeados 190 m³ de la lechada. Por tal motivo, se solicitó la toma de un registro de temperatura; mismo que arrojó resultados satisfactorios; así mismo, se probó el espacio anular sin observarse algún escurrimiento.

CUARTA ETAPA: Con barrena de 12" y lodo C.L.S.E. de 1.65 gr/cc rebajó cemento y accesorios a 3,194 m, procediéndose a efectuar la prueba de cementación, sin que está haya tenido éxito. Por lo que hubo necesidad de colocar un tapón de cemento por circulación inyectando 15 toneladas de cemento dosificado con una densidad de la lechada de 1.90 gr/cc, observándose circulación normal durante la operación.

Con misma barrena perforó a 3,230 m, donde efectuó prueba de goteo alcanzándose una densidad equivalente de 2.00 gr/cc. Cambió lodo a Emulsión Inversa de 2.00 gr/cc y perforó a 3,235 m donde observa pérdida parcial de lodo. Acondicionó lodo a 1.94 gr/cc y colocó un tapón de cemento por circulación con 16.5 toneladas de cemento dosificado para una densidad de lechada de 1.99 gr/cc.

Con densidad de lodo de 1.95-2.00 gr/cc se continuo perforando hasta alcanzar la profundidad de 5,374 m, efectuándose la limpieza del agujero y el acondicionamiento del lodo, para llevar a cabo la toma de los registros eléctricos correspondientes.

Durante el viaje de reconocimiento se observó pérdida total de circulación, por lo que se acondicionaron y emparejaron columnas, por etapas, a 1.98 gr/cc restableciéndose la circulación.

Metió la tubería de revestimiento de 9 5/8" TAC-140 HD-SFJP y TAC-110 HD-SFJP de 53.5 Lbs/pie a 5,369 m, previa instalación del colgador de 9 5/8". La cementación de ésta tubería de revestimiento se llevo a cabo con 69 toneladas de cemento dosificado al 35% SSA-2, 8% Hydecend 3, 0.4% CFE-2, 0.45% Halad 22A, 0.85% HR-12, 0.35 litros por saco de HR-13 para una densidad de la lechada de 2.02 gr/cc; observándose pérdida parcial de circulación durante la operación.

QUINTA ETAPA: Con barrena de 8 3/8" y lodo Thermadrill de 1.85 gr/cc perforó a 5,393 m donde suspende para cortar núcleo No. 1 (recuperándose el 43%). Durante la circulación de limpieza se observó pérdida total de circulación, misma que se restableció después de colocar baches de lodo con obturante granular mediano (OGM) y disminuir la densidad del lodo a 1.77 gr/cc.

Con misma barrena y lodo Thermadrill de 1.77-1.75 gr/cc continuó perforando hasta 5,697 m donde observa pérdida total de circulación. Emparejó columnas a 1.73-1.72 gr/cc y continuo perforando con pérdida parcial de circulación hasta la profundidad de 6,072 m donde efectuó la toma de registros eléctricos.

Metió la tubería de revestimiento corta de 7" TAC-140 HD-SFJP de 35 Lbs/pie con conjunto colgador de 7" a 6,069 m, checandose satisfactoriamente el anclaje del colgador. La cementación se realizó con 22 toneladas de cemento dosificado al 35% SSA-1, 0.5% CFR-2, 0.4% Halad 22-a, 1.35% R-12, 1.3 litros por saco de Gas Check, 12.5% de inhibidor para una densidad de la lechada de 1.90 gr/cc.

Rebajó cemento y rimo accesorios para introducir complemento de tubería de revestimiento de 7" combinada en TAC-140 y TAC-110 HD-SFJP de 35 Lbs/pie; equipada con Tie Back de 7". Metió complemento a 5,163 m, habiéndose instalado previamente el colgador de 7".

La cementación del complemento se realizó con 23 toneladas de cemento tipo "G" modificado al 0.2% CFR-2, 0.3% HALAD 22A, 0.8% HR-12, 35% SSA-1 para una densidad de la lechada de 1.89 gr/cc. Durante la operación se observó circulación normal.

SEXTA ETAPA: Rebajó cemento y accesorios a 6,064 m; escaró tubería de revestimiento de 7" y tomó los registros de cementación y giroscópico.

Con barrena de 5 7/8" y lodo Thermadrill de 1.92 gr/cc perforó hasta 6,263 m donde suspende para cortar núcleo No. 2 (recuperándose el 98%).

Con misma barrena continuo perforando hasta la profundidad de 6,310 m donde corto núcleo No. 3 (recuperándose el 55%).

Con mismas condiciones continuo perforando hasta la profundidad de 6,426 m, donde se observó pérdida parcial de circulación. Circuló emparejando columnas a 1.86 gr/cc sin manifestar pérdida. Se continuó con las operaciones de perforación hasta alcanzar la profundidad de 6,603 m donde suspende para cortar núcleo No. 4 (recuperándose el 23%). Emparejó columnas a 1.88 gr/cc y perforó a 6,700 m donde tomo registros eléctricos.

Metió tubería de revestimiento de 5" combinada P-110 VAM-FJL y TAC-140 HD-SFJP de 18 Lbs/pie a 6,700 m. La operación de cementación de la tubería de revestimiento corta de 5" se realizó con 11 toneladas de cemento de 2.00 gr/cc, dosificado al 25% D-66L, 10% D-30L, 0.2% D-121, 0.5% D-28, 0.5% L-106, 0.2 litros por saco D-47, 12 litros por saco D-134 y 1.0 litro por saco D-135. Quedando la boca de la tubería de revestimiento corta a 5,972 m. (Ver Fig. 5.1)

Tabla 5.1.2 ASENTAMIENTOS DE T.R.

DIÁMETRO (pg)	PROFUNDIDAD (mVBM)	FORMACIÓN
30	350	PLEISTOCENO
20	975	PLEISTOCENO
13 3/8	3,200 *	MIOCENO SUPERIOR
9 5/8	5,370	CRETÁCICO SUPERIOR
7	6,075	J. S. TITHONIANO
5	6,700	J. S. KIMMERIDGIANO

* INICIO DE LA ZONA DE ALTA PRESIÓN.

TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO, ACCESORIOS Y CEMENTACIONES

A) CONDUCTOR: 30" a 350 m

Tabla 5.I.3 Conductor

INTERVALO (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (Lb/pie)	APRIETE (Lb/pie)	JUNTA
0 - 350	30	X - 52	309.7	- - -	VETCO-ALT

ACCESORIOS:

1 Zapata Guía de 30".

CEMENTACIÓN:

LECHADA SUPERIOR: Cemento clase "H".
 Cloruro de Calcio (si se requiere).
 Extendedor líquido.
 Densidad de 1.60 gr/cc.
 Rendimiento de 56.4 lts/saco.
 Requerimiento de agua: 40.8 lts/saco.
 Cantidad: Hasta el lecho marino.
 Exceso de 150%

LECHADA INFERIOR: Cemento clase "H".
 Cloruro de Calcio (si se requiere).
 Densidad de 1.90 gr/cc.
 Rendimiento de 38 lts/saco.
 Requerimiento de agua: 38 lts/saco.
 Cantidad: 20 toneladas.

Se requerirán 80 toneladas de cemento de baja densidad y 20 toneladas de cemento de densidad normal, verificándose el retorno de cemento al lecho marino con el auxilio de buzos; en caso necesario colocar anillo de cemento entre formación y conductor mediante el empleo de tubería de perforación franca para llenar posible cráter.

Se recomienda no usar bentonita prehidratada.

B) SUPERFICIAL: 20" a 975 m.

Tabla 5.I.4 Superficial

INTERVALO (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (Lb/pie)	APRIETE (Lb/pie)	JUNTA
C - 975	26	K - 55	94	Geométrico	BCN

ACCESORIOS:

1 Zapata Guía de 20", K-55, 94 Lbs/pie, BCN.

1 Cople Flotador de 20", K-55, 94 Lbs/pie, BCN.

25 Centradores de 20" x 26".

25 Collarines de tope de 20".

Cabezal especial para cementar de 20"; para represionar espacio anular entre tubería de perforación e interior de tubería de revestimiento. Esto para evitar un posible colapso durante la cementación.

CEMENTACIÓN:

LECHADA SUPERIOR: Cemento clase "H".

Extendedor líquido.

Densidad de 1.60 gr/cc.

Rendimiento de 56.4 lts/saco.

Requerimiento de agua: 40.8 lts/saco.

Cantidad: Hasta el lecho marino.

Exceso de 50%

LECHADA INFERIOR: Cemento clase "H".

Cloruro de Calcio (si se requiere).

Densidad de 1.90 gr/cc.

Rendimiento de 38 lts/saco.

Requerimiento de agua: 38 lts/saco.

Cantidad: 30 toneladas.

Se requerirán 150 toneladas de cemento de baja densidad y 30 toneladas de cemento de densidad normal que servirán para "amarre" de la zapata. Previo bombeo de 6 m³ de bache lavador y 3 m³ de bache espaciador.

Se recomienda no usar bentonita prehidratada.

C) INTERMEDIA I: 13 3/8" a 3,200 m.

Tabla 5.1.5 Intermedia I

INTERVALO (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (Lb/pie)	APRIETE (pie-Lb)	JUNTA
0-3,200	13 3/8	TAC - 110	77	21,900	BCN

ACCESORIOS:

- 1 Zapata Guía de 13 3/8", TAC-110, 77 Lbs/pie, BCN.
- 1 Cople Diferencial de 13 3/8", TAC-110, 77 Lbs/pie, BCN.
- 75 Centradores de 13 3/8" x 17 1/2".
- 75 Collarines de tope de 13 3/8".
- 1 Tapón limpiador de 13 3/8" de diafragma.
- 1 Tapón de desplazamiento de 13 3/8".

CEMENTACIÓN:

- LECHADA SUPERIOR:** Cemento clase "H".
 Extendedor líquido.
 Densidad de 1.60 gr/cc.
 Rendimiento de 56.4 lts/saco.
 Requerimiento de agua: 40.8 lts/saco.
 Cantidad: Hasta 200 m arriba de la zapata de 20".
 Exceso de 50%

LECHADA INFERIOR: Cemento clase "H".
 Retardador.
 Densidad de 1.90 gr/cc.
 Rendimiento de 38 lts/saco.
 Requerimiento de agua: 38 lts/saco.
 Cantidad: 30 toneladas.

Se requerirán 170 toneladas de cemento de baja densidad y 30 toneladas de cemento con densidad normal para "amarre" de la zapata. Previo bombeo de 6 m³ de bache lavador y 3 m³ de bache espaciador.

D) INTERMEDIA II: 9 5/8" a 5,370 m.

Tabla 5.I.6 Intermedia II

POSICIÓN	PROFUNDIDAD (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (Lbs/pie)	APRIETE (pie-Lbs)	JUNTA
Cima	0	9 5/8	TRC - 95	53.5	12,100	STC
Base	2,200	9 5/8	TRC - 95	53.5	12,100	STC
Cima	2,200	9 5/8	TAC - 110	53.5	12,200	STC
Base	5,730	9 5/8	TAC - 110	53.5	12,200	STC

ACCESORIOS:

- 1 Zapata Guía de 9 5/8", TAC-110, 53.5 Lbs/pie, STC.
- 1 Cople Diferencial de 9 5/8", TAC-110, 53.5 Lbs/pie, STC.
- 120 Centraedores de 9 5/8" x 12".
- 120 Collarines tope de 9 5/8".
- 1 Tapón sólido de 9 5/8".
- 1 Tapón de diafragma 9 5/8".

CEMENTACIÓN:

LECHADA ÚNICA: Cemento clase "H".
 Harina Sílica 35%.
 Retardador.
 Densidad de 2.05 gr/cc.
 Rendimiento de 31 lts/saco.
 Requerimiento de agua: 17 lts/saco.
 Cantidad: Hasta 200 m arriba de la zapata de 13 3/8".
 Exceso de 50%

Se requerirán 190 toneladas de cemento tipo "H" dosificado con Harina Sílica, de una densidad de 2.05 gr/cc; previos 8 m³ de bache lavador-espaciador.

B) TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN:

Tubería de Revestimiento Corta de 7" 5,150 - 6,075 m

Tabla 5.I.7 Explotación I

POSICIÓN	PROFUNDIDAD (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (Lbs/pie)	APRIETE (pie-Lbs)	JUNTA
Cima	5,150	7	TAC - 140	38	9,400	HD-SFJP
Base	6,075	7	TAC - 140	38	9,400	HD-SFJP

ACCESORIOS:

1 Zapata Flotadora de 7", TAC-140, 38 Lbs/pie, HD-SFJP.
 1 Cople Flotador de 7", TAC-140, 38 Lbs/pie, HD-SFJP.
 1 Cople Receptor de 7", TAC-140, 38 Lbs/pie, HD-SFJP.
 1 Cople de Retención de 7", TAC-140, 38 Lbs/pie, HD-SFJP.
 25 Centrales de 7" x 8 3/8"
 25 Collarines de tope de 7"
 1 Conjunto Colgador Hidráulico de 7", 38 Lbs/pie x 9 5/8",
 53.5 Lbs/pie, con accesorios, sin empacador de boca de tubería de revestimiento corta.

CEMENTACIÓN:

LECHADA ÚNICA: Cemento clase "H".
 Harina Sílica 35%.
 Retardador.
 Dispersante.
 Controlador De Filtrado.
 Reductor de migración de gas.
 Densidad de 1.94 gr/cc.
 Rendimiento de 31 lts/saco.
 Agua libre 0%.
 Filtrado < 120 cc/30 min @ temperatura de circulación.
 Resistencia a la compresión: 1,800 psi @ 12 hrs @ temperatura estática. Y, 2,500 psi @ 24 hrs @ temperatura estática.
 Cantidad: Hasta 200 m de traslape en el anular entre 7" y 9 5/8".
 Exceso 30%.

Se requerirán 22 toneladas de cemento dosificado con una densidad normal, previo bombeo de un bache lavador-espaciador de 3 m³.

F) TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN: Complemento de 7" de F.M. a 5,150 m.

Tabla 5.I.8 Complemento-Explotación I

POSICIÓN	PROFUNDIDAD (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (Lbs/pie)	APRIETE (pie-Lbs)	JUNTA
Cima	0	7	TRC - 95	35	6,940	VAM-FJL
Base	3,150	7	TRC - 95	35	6,940	VAM-FJL
Cima	3,150	7	TAC - 110	35	7,950	VAM-FJL
Base	5,150	7	TAC - 110	35	7,950	VAM-FJL

ACCESORIOS:

- 1 Tie-Back de 7", TAC-110, 35 Lbs/Pie, VAM-FJL.
- 1 Cople Flotador de 7", TAC-110, 35 Lbs/Pie, VAM-FJL.
- 110 Centradores de 7" X 8 3/8".
- 110 Collarines de tope de 7".

CEMENTACIÓN:

LECHADA ÚNICA: CEMENTO CLASE "H".
 Harina sílica 35%.
 Retardador.
 Densidad de 1.94 gr/cc.
 Rendimiento de 31 lts/saco.
 Requerimiento de agua: 17 lts/saco.
 Cantidad: Hasta 200 m arriba de zapata de 13 3/8".
 Sin exceso.

Se requieren 65 toneladas de cemento dosificado de densidad normal, previo bombeo de un bache lavador-espaciador de 3 m³.

G) TUBERÍA CORTA: 5" de 5,875 a 6,700 m.

Tabla 5.I.9 Tubería Corta

POSICIÓN	PROFUNDIDAD (m)	DIÁMETRO (pg)	GRADO	PESO (Lbs/pie)	APRIETE (pie-Lbs)	JUNTA
Cima	5,875	5	P - 110	23	4,500	VAM-FJL
Base	6,700	5	P - 110	23	4,500	VAM-FJL

ACCESORIOS:

- 1 Zapata Flotadora de 5", P-110, 23 Lbs/pie, VAM-FJL.
- 1 Cople Flotador de 5", P-110, 23 Lbs/pie, VAM-FJL.
- 1 Cople Receptor de 5", P-110, 23 Lbs/pie, VAM-FJL.
- 1 Cople de Retención tipo II de 5", P-110, 23 Lbs/pie, VAM-FJL
- 1 Conjunto Colgador Hidráulico de 5", 23 Lbs/pie x 7" de 35 Lbs/pie con conexión VAM-FJL, sin empacador en la boca de tubería de revestimiento corta.

CEMENTACIÓN:

LECHADA ÚNICA:

Cemento clase "H".

Harina Sílica 35%.

Retardador.

Dispersante.

Controlador de filtrado.

Reductor de migración de gas.

Densidad de 1.94 gr/cc.

Rendimiento de 31 lts/saco.

Agua libre 0%.

Filtrado < 120 cc/30 min @ temperatura de circulación.

Resistencia a la compresión: 1,800 psi @ 12 hrs @ temperatura estática. Y, 2,500 psi @ 24 hrs @ temperatura estática.

Cantidad hasta 200 m de traslape en el anular entre 5" y 7".

Exceso 30%.

Se requieren 13 toneladas de cemento dosificado con una densidad normal, previo bombeo de un bache lavador-espaciador de 3 m³.

CONJUNTO DE PREVENTORES SUBMARINOS 10M Y 5M DE 18 3/4"

Preventor Esférico Superior Hydrill 18 3/4" - 5,000.
 Conector Hidráulico Superior 18 3/4" - 10,000.
 Preventor Esférico Superior 18 3/4" - 5,000.
 Preventor Arietes de Corte, Cameron "U", 18 3/4" - 10,000.
 Preventor Arietes Variables, Cameron "U", 18 3/4" - 10,000.
 Preventor Arietes de T.P. 5", Cameron "U", 18 3/4" - 10,000.
 Preventor Arietes Variables, Cameron "U", 18 3/4" - 10,000.
 Conector Hidráulico Inferior 18 3/4" - 10,000.
 Árbol de Estrangulación 10,000 Y 5,000.

Tabla 5.I.10 Prueba de Preventores y Equipo Superficial de Control

PERIODO	ARIETES Y VÁLVULAS DE ESTRANGULAR Y MATAR (psi)	BOP ANULAR (psi)	DURACIÓN (min)
Después de asentar BOP 18 3/4"	7,000	3,500	30
Cada 14 días antes de correr TR 13 3/8"	2,000	2,000	30
Cada 14 días antes de correr TR 9 5/8"	5,000	3,500	30
Cada 14 días después de correr TR 9 5/8"	7,000	3,500	30

PROGRAMA DE PRUEBA DE TR'S

TR (pg)	PRESIÓN MÁX. SUP. (psi)	TIEMPO (min)
20	1,000	30
13 3/8	3,000	30
9 5/8	3,000	30
7	3,000	30
5	3,000	30

NOTA:

Para probar todas las conexiones superficiales y de control se tomará en cuenta el 90% de su presión de prueba; sin olvidar la resistencia a la presión interna de la última tubería de revestimiento cementada, de tal manera que se tome el valor de menor rango para llevar a cabo las pruebas. Estas pruebas deberán efectuarse cada 14 días, siempre que no se este en zona de yacimiento. Se deberá estar sujeto a las condiciones de operación. En la zona de yacimiento, las pruebas se realizarán cada 7 días, bajo el mismo criterio.

Deberá efectuarse prueba de alijo a las tuberías de revestimiento cortas.

Tabla 5.1.11 Fluidos de Perforación

INTERVALO (m)	DENSIDAD (g/cc)	TIPO	SÓLIDOS (%)	VB/PC (g/(lb/100 ft ²))	API Filtrado (ml)
0-350	1.04	Bentonítico	4	16-28/8-16	6-12
350-975	1.04	Bentonítico	4	16-28/8-16	6-12
975-3,200	1.45-1.55	C.L.S.E.	15	25-40/8-20	2-5
3,200-5,370	1.95-1.98	Thermadrill	30	37-53/12-24	2-4
5,370-6,075	1.73-1.77	Thermadrill	25	25-45/8-20	2-5
6,075-6,700	1.86-1.88	Thermadrill	30	37-53/12-24	2-4

Tabla 5.I.12 Barrenas e Hidráulica

INTERVALO	BARRENA No.	DIÁMETRO (pg)	TIPO	P.S.B. (TON)	R.P.M.	TOBERAS (32avos)	PRESIÓN BOMBEO (psi)	GASTO (GPM)
0-350	1	36	1-1-1	4	110	26-24-24	1,500	1,100
350-975	2	26	1-1-1	4-8	130	22-22-24	1,000	1,000
975-1,390	3	17 ½	1-2-1	5-6	130	22-22-32	2,800	900
1,390-1,800	4	17 ½	1-2-1	5-6	130	22-22-32	2,800	900
1,800-3,200	5	17 ½	DS-40H	6-8	150	3(20)2(26)	3,100	850
3,200-3,475	6	12	1-1-1	8	110	22-22-24	3,100	400-600
3,475-3,750	7	12	1-1-1	8	110	22-22-24	3,100	400-600
3,750-4,050	8	12	1-2-1	8	110	22-22-24	3,100	400-600
4,050-5,370	9	12	DS-34H	4-6	130	3(20)2(26)	3,300	400-600
5,370-5,460	10	8 3/8	5-1-7	12	60	S/T	3,200	350-450
5,460-5,550	11	8 3/8	5-1-7	12	60	S/T	3,200	350-450
5,550-5,630	12	8 3/8	5-2-7	12	60	S/T	3,200	350
5,630-5,715	13	8 3/8	5-2-7	12	60	S/T	3,200	350
5,715-5,800	14	8 3/8	5-2-7	12	60	S/T	3,200	350
5,800-5,892	15	8 3/8	5-3-7	12	60	S/T	3,300	300
5,892-5,983	16	8 3/8	5-3-7	12	60	S/T	3,300	300
5,983-6,075	17	8 3/8	5-3-7	12	60	S/T	3,300	300
6,075-6,125	18	5 7/8	5-2-7	8	60	S/T	3,300	150-200
6,125-6,410	19	5 7/8	S-248	4-6	80-100		3,300	200
6,410-6,700	20	5 7/8	S-248	4-6	80-100		3,300	200

SARTAS DE PERFORACIÓN

PRIMERA ETAPA

(Ver Pág. 5.3)

SECCIÓN	DIÁMETRO (pg)	LONGITUD (m)	GRADO	PESO (Kg/m)	APRIETE Lbs-pie	R. TENSIÓN (Kg)
1	9 ½	81	DC	338	40,000	- - -
2	5	108	HW	74	29,400	282,117
3	5	162	E-75	31	15,776	127,157

Peso de la sarta en el aire: 40 ton.
 Peso de la sarta flotada: 35 ton
 Margen para jalar sin flotación: 87 ton
 Margen para jalar con flotación: 92 ton
 Peso máximo sobre barrena: 15 ton

SEGUNDA ETAPA

(Ver Pág. 5.3)

SECCIÓN	DIÁMETRO (pg)	LONGITUD (m)	GRADO	PESO (Kg/m)	APRIETE Lbs-pie	R. TENSIÓN (Kg)
1	9 ½	81	DC	338	40,000	- - -
2	5	108	HW	74	29,400	282,117
3	5	792	E-75	31	15,776	127,157

Peso de la sarta en el aire: 60 ton.
 Peso de la sarta flotada: 52 ton.
 Margen para jalar sin flotación: 67 ton.
 Margen para jalar con flotación: 75 ton.
 Peso máximo sobre barrena: 15 ton.

TERCERA ETAPA

(Ver Fig. 5.4)

SECCIÓN	DIÁMETRO (pg)	LONGITUD (m)	GRADO	PESO (Kg/m)	APRIETE Lbs-pie	R. TENSIÓN (Kg)
1	9 ½	108	DC	338	40,000	- - -
2	5	135	HW	74	29,400	282,117
3	5	1,998	E-75	31	15,776	127,157
4	5	972	X-95	31.9	19,919	161,066

Peso de la sarta en el aire: 140 ton.
 Peso de la sarta flotada: 114 ton.
 Margen para jalar sin flotación: 18 ton.
 Margen para jalar con flotación: 38 ton.
 Peso máximo sobre barrena: 15 ton.

CUARTA ETAPA

(Ver Fig. 5.5)

SECCIÓN	DIÁMETRO (pg)	LONGITUD (m)	GRADO	PESO (Kg/m)	APRIETE Lb-pie	R. TENSIÓN (Kg)
1	6 ½	135	DC	147	29,500	- - -
2	5	162	HW	74	29,400	282,117
3	5	2,808	E-75	31	15,776	127,157
4	5	2,268	X-95	31.9	19,919	161,066

Peso de la sarta en el aire: 191 ton.
 Peso de la sarta flotada: 144 ton.
 Margen para jalar sin flotación: 8 ton.
 Margen para jalar con flotación: 17 ton.
 Peso máximo sobre barrena: 14 ton.

QUINTA ETAPA

(Ver Fig. 5.6)

SECCIÓN	DIÁMETRO (pg)	LONGITUD (m)	GRADO	PESO (Kg/m)	APRIETE Lbs-pie	R. TENSIÓN (Kg)
1	6 ½	162	DC	147	29,500	- - -
2	5	162	HW	74	29,400	282,117
3	5	2,484	E-75	31	15,776	127,157
4	5	1,350	X-95	31.9	19,919	161,066
5	5	810	G-105	32.6	21,914	178,020
6	5	1,107	S-135	33.7	28,381	228,884

Peso de la sarta en el aire: 220 ton.
 Peso de la sarta flotada: 171 ton.
 Margen para jalar sin flotación: 5 ton.
 Margen para jalar con flotación: 35 ton.
 Peso máximo sobre barrena: 12 ton.

SEXTA ETAPA

(Ver Fig. 5.7)

SECCIÓN	DIÁMETRO (pg)	LONGITUD (m)	GRADO	PESO (Kg/m)	APRIETE Lbs-pie	R. TENSIÓN (Kg)
1	3 ½	216	DC	40.2	14,600	- - -
2	3 ½	243	HW	38.7	9,900	140,980
3	3 ½	2,484	E-75	24.4	8,204	102,294
4	3 ½	1,485	X-95	24.8	10,392	129,572
5	3 ½	621	G-105	25.1	11,486	143,212
6	3 ½	1,656	S-135	26.1	14,768	184,128

Peso de la sarta en el aire: 174 ton
 Peso de la sarta flotada: 133 ton
 Margen para jalar sin flotación: 12 ton
 Margen para jalar con flotación: 40 ton
 Peso máximo sobre barrena: 10 ton

PROGRAMA DIRECCIONAL

Las actividades de perforación de cada uno de los pozos se pretende realizarlas desde equipos semisumergibles por lo que su perforación será programada verticalmente, sin que se exceda de los 7 grados de desviación en ángulo y rumbo. Por lo tanto, no se incluye programa de desviaciones.

Sin embargo, de surgir alguna modificación necesaria en la verticalidad del pozo, se harán los trabajos pertinentes; corrigiendo las profundidades de asentamiento de cada una de las tuberías que se vean afectadas, para evitar futuros contratiempos. Ahora bien, si los pozos están programados a ser perforados con una determinada desviación, deberá existir un programa detallado de las desviaciones, su orientación y rumbo que deba seguir.

REGISTRO DE HIDROCARBUROS

Se deberán tomar a partir de la zapata de la primera tubería de revestimiento superficial hasta la profundidad total programada.

PROGRAMA DE MUESTREO

Se recomienda tomar muestras de canal cada 5 m, a partir de la profundidad de 350 m, hasta alcanzar la profundidad total programada. Tomando en cuenta la circulación del tiempo de atraso y el uso adecuado de barrenas que permitan la obtención de información adecuada.

Deberá de tenerse en cuenta la programación de corte de núcleos en las formaciones de interés, cuya profundidad será proporcionada por el departamento de Geología en el momento oportuno.

Así mismo, deberán de ser realizadas las respectivas pruebas de producción de acuerdo al análisis de los registros geofísicos.

Tabla 5.I.13 Registros Eléctricos

ETAPA	AGUJERO DESCUBIERTO	DENTRO DE T.R.
36"	Sin registros	
26"	DIL (fasorial)/LSS (con curva ITT)/SP/GR	
17 1/2"	DIL (fasorial)/LSS (con curva ITT)/LDC/CNL/SP/GR	
12"	DIL (fasorial)/LSS (con curva ITT)/LDC/CNL/GR	CBL/GCT
8 3/8"	DLL/MSFL/SDT (con curva ITT)/LDC/CNL/NGT/SHDT	CBL/GCT
5 7/8"	DLL/MSFL/SDT (con curva ITT)/LDL/CNL/NGT/SHDT/FMI	CBL/GCT

NOTA: * Los registros SDT se requieren con formas de onda para procesados.

- * Considerar la posibilidad de tomar un registro de velocidades sísmicas cuando la gerencia de exploración lo requiera, de acuerdo con el programa que se proporcionará oportunamente.

PRUEBAS D.S.T.

Efectuar un D.S.T. en agujero descubierto a cualquier profundidad que determine **Petróleos Mexicanos** (servicios integrales de perforación), únicamente para definir el tipo de fluidos producidos y presiones de fondo. Con un máximo de 6:00 hrs. a pozo abierto

PROGRAMA PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS D.S.T.

OBJETIVO: Probar el contenido de fluidos y evaluar el potencial de hidrocarburos del intervalo que será propuesto en su oportunidad.

DATOS DEL POZO

POZO No.	*****
CAMPO	AYIN
CLASIFICACIÓN	DESARROLLO/EXPLORATORIO
CONDUCTOR	ÚNICO
COORDENADAS	*****
PROFUNDIDAD INTERIOR	* * *
PROFUNDIDAD TOTAL	6,700 m
EMR-SFM	205 m
TIRANTE DE AGUA	178 m

EQUIPO NECESARIO PARA EFECTUAR UNA PRUEBA D.S.T.

Cabeza de Prueba 3 1/2" IF, 10,000 psi.

Válvula de Seguridad para Control Subsuperficial (Ez-Tree) 3 1/2".

Tubo Pulido 3 1/2" IF.

Colgador de T.P. Submarino (Fluted Hanger) 3 1/2" IF.

3 Juntas Telescópicas 3 1/2" IF.

Marca radiactiva para correlación.

Válvula de Circulación para control definitivo. Operada por presión en el espacio anular 3 1/2" IF.

Válvula de Circulación Reciclable. Operada por T.P. 3 1/2".

Acoplamiento inductivo.

Registrador electrónico.

Válvula de cierre de fondo 3 1/2" IF.

Válvula de referencia 3 1/2" (Opcional).

Portaregistrador con dos registradores electrónicos y dos mecánicos 3 1/2" IF.

2 Muestreros de fondo 3 1/2" IF.

Martillo Hidráulico 3 1/2" IF.

Junta de Seguridad 3 1/2" IF.

Empacador Recuperable para T.R. de 7".

ESTADO MECÁNICO: Habrá de detallarse la distribución de las tuberías de revestimiento que se encuentren cementadas en el pozo. Asimismo, se detallará el intervalo por probar y la longitud de agujero descubierto que se tenga.

Es adecuado realizar una descripción del arreglo de los cabezales existentes en el pozo.

COLUMNA GEOLÓGICA PERFORADA: Se hará mención de los contactos litológicos encontrados durante la perforación del pozo.

PERFIL DIRECCIONAL: Solo se tomara en cuenta si el pozo se perforó direccionalmente, detallando la orientación y desviación alcanzada.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS: Se esquematizará el uso de los diferentes fluidos empleados durante las operaciones de perforación, indicando cualquier anomalía detectada durante las operaciones.

TEMPERATURA MÁXIMA REGISTRADA EN EL POZO: Se pretende tener la información suficiente de la variación de la temperatura con respecto a la profundidad.

INTERVALOS PROPUESTOS PARA LA PRUEBA: Se definirán en el momento oportuno, de acuerdo a los diferentes departamentos involucrados.

ANTECEDENTES DE LA PERFORACIÓN: Se resumirán cada una de las actividades relevantes de la perforación del pozo, buscándose la objetividad en el manejo de la información; previéndose así cualquier contratiempo futuro.

ESPECIFICACIONES DEL APAREJO DE PRUEBA

(Ver Fig. 2.9)

D_{ext} (pg)	D_{int} (pg)	GRADO ACERO	N_n (Lbs/p)	TIPO JUNTA	LONG. (m)	P_o (psi)	P_i (psi)	T_i (Lbs)	APRIETE OPTIMO (Ft-Lbs)
3.500	2.750	TRC- 95	12.7	M-VAM	3,300	18,180	17,810	350,000	5,100
3.500	2.750	P-110	12.7	M-VAM	800	21,050	20,680	405,000	5,800
2.875	2.259	P-110	8.7	M-VAM	2,600	21,040	20,620	273,000	3,800

PROGRAMA OPERATIVO

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
01	08:00	Probar preventores y conexiones superficiales con 700 Kg/cm ² durante 30'.
02	24:00	Escariar tuberías de 7" y 5" a la profundidad interior respectiva.
03	12:00	Tomar registros eléctricos CBL/VDL/RG/CCL y Giroscópico.

NOTA: Si el registro en su análisis muestra mala adherencia de cemento, recomendar en las zonas de interés, posteriormente reconocer la profundidad interior y probar con 140 Kg/cm².

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I O N
04	06:00	Correr canasta calibradora en tubería de revestimiento de 7" a boca de tubería de 5".
05	18:00	Lavar pozo con agua de mar y agua dulce. Posteriormente desplazar por salmuera libre de sólidos y con una densidad de control de 1.70 gr/cc (considerar corrección por temperatura).
06	02:00	Efectuar junta de seguridad con el personal involucrado en la operación; revisar el programa operativo y definir responsabilidades.
07	36:00	Introducir aparejo de prueba D.S.T.-T.C.P. calibrando la tubería de producción 2 7/8" - 3 1/2" con 2.347" y 2.625" respectivamente como sigue:

Niple Nariz Cónico Ranurado.

Cabeza de Disparos de Efecto Retardado Presión Diferencial "X" Metros de Pistolas T.C.P. 3 3/8", 20 C/m Fase 60° HMX DP.

Cabeza Mecánica de Disparos.

Adaptador para Cabeza de Disparos.

Tramo Corto Espaciador de Seguridad 2 7/8" 8hr.

Triple de Tubería de Producción 2 7/8" C/Combinaciones a 8hr.

Tubo de Flujo Ranurado 2 7/8" 8hr.

Combinación 2 7/8" (P) 8hr x M-VAM (C).

+/- 2,600 m de tubería de producción de 2 7/8" P-110, 8.7 Lbs/pie, M-VAM.

Combinación 2 7/8" (P) M-VAM x 3 1/2" IF (C).

Empacador recuperable de 7".

Junta de seguridad.

EVENTO TIEMPO
(hrs)

O P E R A C I Ó N

Válvula de circulación reciclable operada con presión interna 3 1/2" IF.

Válvula de circulación operada por presión anular 3 1/2" IF.

Lastrabarreras 4 3/4 x 2 1/4", 47 Lbs/pie (colocar marca radioactiva para correlación en el primer lastrabarrena).

3 Juntas telescópicas 3 1/2" IF.

Combinación 3 1/2" (P) IF x M-VAM (C).

+/- 800 m de tubería de producción 3 1/2", P-110, 12.7 Lbs/pie, M-VAM.

+/- 2,900 m de tubería de producción 3 1/2", TRC-95, 12.7 Lbs/pie, M-VAM.

Combinación 3 1/2" (P) M-VAM x IF (C).

Colgador de submarino de tubería de producción ("FLUTED HANGER").

Tubo pulido (S.J. 3 1/2").

Válvula de Seguridad Subsuperficial (EZ-TREE).

Tubería de producción 3 1/2" IF.

Cabeza de prueba 3 1/2" de 10,000 psi.

- | | | |
|----|-------|---|
| 08 | 08:00 | Meter aparejo de prueba D.S.T.-T.C.P. a la profundidad del primer intervalo a probar, con la válvula de circulación y de control de flujo abiertas. |
| 09 | 04:00 | Instalar colgador "Fluted Hanger". |
| 10 | 04:00 | Correlacionar la posición de las pistolas con los registros RG/CCL. |
| 11 | 02:00 | Efectuar ajuste cuidando la posición de las pistolas y el tubo pulido frente a los Rams de control e instalar válvula EZ-TREE. |

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
12	02:00	Sentar el colgador y probar hermeticidad con 560 kg/cm ² y la efectividad de la válvula EZ-TREE con 700 Kg/cm ² .
13	02:00	Probar la sarta con 560 Kg/cm ² .
14	01:00	Cerrar válvula de control de flujo y la válvula de circulación (fondo).
15	06:00	Instalar Conexiones Superficiales de Control y probar con 700 Kg/cm ² .
16	06:00	Probar el Árbol de Estrangulación con 700 kg/cm ² ; efectuar pruebas por separado a: Unidad de alta presión-Cabeza de prueba, 700 kg/cm ² . Unidad de alta presión-Líneas del espacio anular, 700 kg/cm ² . Cabeza de prueba-Árbol de estrangulación, 700 kg/cm ² . Separador-Quemador, 140 Kg/cm ² .
17	01:00	Abrir la válvula de circulación.
18	01:00	Desplazar salmuera de la tubería de producción por agua dulce para generar una presión diferencial de 140 kg/cm ² y cerrar válvula de circulación.
19	02:00	Con válvulas de control de flujo y de circulación abiertas hacia la formación disparar en intervalo programado, represionando la tubería de producción con 250 kg/cm ² , durante 1 minuto, arriba de la presión hidrostática original (generada por el fluido de control). Descargar la presión y esperar la detonación (de 4 a 5 minutos).

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
20	02:00	Abrir pozo al quemador. Fluirlo durante 10 minutos y cerrar la válvula de control de flujo durante una hora.
21	08:00	Abrir pozo y fluirlo hasta que se limpie, recuperando muestras en superficie para su análisis. Si después del disparo el pozo no registrara presión, efectuar prueba de admisión.
21.1		Si el pozo admite, inducirlo con Nitrógeno, abriendo la válvula de circulación, desplazando la capacidad del aparejo hasta dicha válvula y cerrar misma. a) Limpiar el pozo y estimularlo en caso necesario. Si después de inducir, el pozo no manifiesta, tomar registro estático y muestras para definir el intervalo. Si el intervalo no admitiera. Con tubería flexible de 1 1/4" colocar bache químico para favorecer la admisión, e inyectarlo contra formación. Abrir pozo a la atmósfera. Si manifiesta con baja presión, con tubería flexible inducir con nitrógeno. Desplazar los fluidos de la tubería de producción, estimular y limpiar el pozo. Si con el bache químico no admite la formación, ejecutar las operaciones del punto 23 en adelante.

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
22	48:00	Efectuar el programa de pruebas Presión-Producción de las Gerencias de Exploración y Producción (pendiente por definir).
23	12:00	Después de concluir la prueba del intervalo, cerrar la válvula de control de flujo. Abrir la válvula de circulación, llenar la tubería de producción con salmuera; emparejar columnas, cerrar válvula de circulación. Abrir la válvula de control de flujo y regresar fluidos contra la formación.
24	06:00	Si el pozo no manifiesta. Abrir los preventores, desanclar el empacador, desplazar salmuera por lodo en inversa hasta emparejar columnas con la descarga estrangulada a fin de mantener 140 kg/cm ² por espacio anular.
25	36:00	Recuperar el aparejo de prueba.
26	24:00	Aislar el intervalo de prueba con tapón de cemento y probar con 140 kg/cm ² (operación de acuerdo a las condiciones que se presenten en el intervalo).
27		Probar los siguientes intervalos, repitiendo la secuencia operativa de los puntos hasta el No. 25, realizándose los ajustes necesarios según sean las necesidades en cada caso.
28		Basados en los resultados de los intervalos probados, se definirá el programa de taponamiento.

TIEMPO ESTIMADO EN LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA D.S.T.:

281 HORAS

12 DÍAS

DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS

T.R.	DÍAS PERFORACIÓN	REGISTROS Y CEMENTACIÓN
30"	03	07
20"	06	08
13 3/8"	18	08
9 5/8"	20	08
7"	20	10
5"	25	08
TOTAL DE DÍAS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN:		141
DÍAS EN PRUEBAS D.S.T.:		12
DÍAS TOTALES CON CARGO A PERFORACIÓN:		153

4.1.2 PROGRAMA DE TERMINACIÓN

OBJETIVO: Obtener producción rentable de hidrocarburos de las rocas carbonatadas del Cretácico Inferior y/o el Jurásico Superior Kimmeridgiano en el intervalo que será propuesto en su oportunidad; previa prueba y evaluación del contenido de fluidos y potencial de los mismos.

DATOS DEL POZO

POZO No.	*****
CAMPO	AYIN
CLASIFICACIÓN	DESARROLLO/EXPLORATORIO
CONDUCTOR	ÚNICO
COORDENADAS	*****
PROFUNDIDAD INTERIOR	* * *
PROFUNDIDAD TOTAL	6,700 m
EMR-SFM	205 m
TIRANTE DE AGUA	178 m

ESTIMACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Se detallará la distribución de las tuberías de revestimiento que se encuentren cementadas en el pozo. Así como el intervalo por disparar.

Es recomendable realizar una descripción del arreglo de los cabezales existentes en el pozo, con la finalidad de dar mayor objetividad en el desarrollo de las operaciones.

Por lo tanto, será necesario tener conocimiento de:

Ubicación de la Base Guía Permanente.

Orientación del Poste Base.

Inclinación del cabezal.

Datos de referencia en general.

TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	PROFUNDIDAD (m)
1) T.C.	
E.M.R. Cabezal de 30", 10,000 psi	205.00
2 Tramos T.R. 30"x1.5", °X-52, 456 Lbs/pie, VETCO RL-4	232.00
"x" Tramos T.R. 30"x1", °X-52, 310 Lbs/pie, VETCO RL-4	349.80
Zapata Guía 30"	350.00
2) T.S. 20"	
Cabezal 20" x 18 3/4", 10,000 psi	204.34
"x" Tramos T.R. 20", °K-55, 94 Lbs/pie, BCN	960.00
Cople Flotador 20", °K-55, 94 Lbs/pie, BCN	962.50
1 Tramo T.R. 20", °K-55, 94 Lbs/pie, BCN	974.50
Zapata Flotadora 20", °K-55, 94 Lbs/pie, BCN	975.00
3) T.I.1 13 3/8"	
Colgador 18 3/4" x 13 3/8"	205.87 - 206.07
"x" Tramos T.R. 13 3/8", TAC-110, 77 Lbs/pie, BCN	3,172.45
Cople Flotador 13 3/8", TAC-110, 77 Lbs/pie, BCN	3,173.00
2 Tramos T.R. 13 3/8", TAC-110, 77 Lbs/pie, BCN	3,199.05
Cople Flotador 13 3/8", TAC-110, 77 Lbs/pie, BCN	3,199.60
Zapata Guía 13 3/8", TAC-110, 77 Lbs/pie, BCN	3,200.00

TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	PROFUNDIDAD (m)
4) T.I.2 9 5/8"	
E.M.R.- Cabezal Colgador 18 3/4" x 9 5/8"	205.10 - 205.35
"x" Tramos T.R. 9 5/8", TRC-95, 53.5 Lbs/pie, STC	2,200
"x" Tramos T.R. 9 5/8", TAC-110, 53.5 Lbs/pie, STC	5,333.15
Cople Flotador 9 5/8", TAC-110, 53.5 Lbs/pie, STC	5,333.45
3 Tramos T.R. 9 5/8", TAC-110, 53.5 Lbs/pie, STC	5,369.45
Zapata Flotadora 9 5/8", TAC-110, 53.5 Lbs/pie, STC	5,370.00
5) T.E.1 LINER T.R. 7"	
E.M.R.- Cabezal Colgador 18 3/4" x 7"	204.50 - 204.80
1 Colgador Hidráulico de 7", 38 Lbs/pie x 9 5/8", 53.5 Lbs/pie.	5,150
"x" Tramos T.R. 7", TAC-140, 38 Lbs/pie, HD-SFJP	6,049.70
1 Cople de Retención de 7", TAC-140, 38 Lbs/pie, HD-SFJP	6,050.25
2 Tramos T.R. 7", TAC-140, 38 Lbs/pie, HD-SFJP	6,074.25
1 Cople Flotador de 7", TAC-140, 38 Lbs/pie, HD-SFJP	6,074.70
1 Zapata Flotadora de 7", TAC-140, 38 Lbs/pie, HD-SFJP	6,075.00
6) T.E.1 COMPLEMENTO T.R. 7"	
E.M.R.- Cabezal Colgador 18 3/4" x 7"	204.50 -204.80
"x" Tramos T.R. 7", TRC-95, 35 Lbs/pie, VAM-FJL	3,150.00
"x" Tramos T.R. 7", TAC-110, 35 Lbs/pie, VAM-FJL	5,147.20
1 Cople Flotador de 7", TAC-110, 35 Lbs/pie, VAM-FJL	5,147.65
1 Tie-Back de 7", TAC-110, 35 Lbs/pie, VAM-FJL	5,150.00

TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	PROFUNDIDAD (m)
7) T.R.2 LINER T.R. 5"	
1 Colgador Hidráulico de 5", 23 Lbs/pie x 7" de 35 Lbs/pie, VAM-FJL.	5,875.00
"x" Tramos T.R. 5", P-110, 23 Lbs/pie, VAM-FJL	6,674.55
1 Cople de Retención 5", P-110, 23 Lbs/pie, VAM-FJL	6,675.00
2 Tramos T.R. 5", P-110, 23 Lbs/pie, VAM-FJL	6,699.00
1 Cople Flotador de 5", P-110, 23 Lbs/pie, VAM-FJL	6,699.45
1 Zapata Flotadora de 5", P-110, 23 Lbs/pie, VAM-FJL	6,700.00

ARREGLO DE CABEZALES Y MEDIO ÁRBOL DE VÁLVULAS

DESCRIPCIÓN	MARCA	TAMAÑO NORMAL	PRESIÓN DE PRUEBA (psi)	OBSERVACIONES
Cabezal	***	30" - 3,000 psi	***	TIPO STC-10
Submarino	***	20" x 18 3/4"-10,000 psi	8,000	TIPO STC-10
Colgador	***	18 3/4" x 13 3/8"-10,000 psi	8,000	TIPO STC-10
Colgador	***	18 3/4" x 9 5/8"-10,000 psi	8,000	TIPO STC-10
Colgador	***	18 3/4" x 7"-10,000 psi	8,000	TIPO STC-10

COLUMNA GEOLÓGICA PERFORADA

Dado que este trabajo pretende ser una muestra anticipada de las actividades a realizar para desarrollar el campo AYIN, se toma en cuenta la misma columna geológica del programa de perforación; por tanto, tenemos:

FORMACIÓN	M.V.B.M.R.
RECIENTE PLEISTOCENO	FONDO MARINO
MIOCENO SUPERIOR	2,725
MIOCENO MEDIO	3,830
MIOCENO INFERIOR	4,200
OLIGOCENO SUPERIOR	4,540
OLIGOCENO MEDIO	4,650
OLIGOCENO INFERIOR	4,720
EOCENO SUPERIOR	4,780
EOCENO MEDIO	4,935
EOCENO INFERIOR	5,055
PALEOCENO SUPERIOR	5,325
PALEOCENO INFERIOR	5,355
CRETÁCICO SUPERIOR	5,365
CRETÁCICO MEDIO	5,394
CRETÁCICO INFERIOR	5,605
JURÁSICO SUPERIOR TITHONIANO	6,065
JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO	6,255
PROFUNDIDAD TOTAL	6,700
PROFUNDIDAD INTERIOR	***

PERFIL DIRECCIONAL: Deberá incluirse tanto en pozos direccionales como en verticales. Para este caso en especial, se considerará el pozo recto con una desviación de no más de 5 grados.

FLUIDOS UTILIZADOS DURANTE LA PERFORACIÓN

INTERVALO (m)	DENSIDAD (gr/cc)	TIPO	ETAPA	OBSERVACIONES
0-350	1.04	Bentonitico	30"	* * *
350-975	1.04	Bentonitico	20"	* * *
975-3,200	1.45-1.55	C.L.S.E.	13 3/8"	* * *
3,200-5,370	1.95-1.98	Thermadrill	9 5/8"	* * *
5,370-6,075	1.73-1.77	Thermadrill	7"	* * *
6,075-6,700	1.86-1.88	Thermadrill	5"	* * *

INTERVALOS PARA SU EXPLOTACIÓN

INTERVALO	FORMACIÓN	PRESIÓN (Kg/cm ²)
?	Cretácico Inferior	486.50
?	Jurásico Superior K.	392.00

ANTECEDENTES DE PERFORACIÓN: Se resumirán cada una de las actividades relevantes ocurridas durante la perforación del pozo, buscándose la objetividad en el manejo de la información previéndose así cualquier contratiempo futuro.

DATOS DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE CORRELACIÓN

POZO	INTERVALO (m)	FORM.	Q _o (BPD)	°API	RGA m ³ /m ³	P _{td} (Kg/cm ²)	P _{fcdo} (Kg/cm ²)	P _{td-cdo} (Kg/cm ²)	H ₂ S %MOL	CO ₂ %MOL	T SUP. °C
AYIN-1	6,275-6,255	JSK	5800	24.2	30	163x1/2"	994	488	0.3	10.2	73
	5,820-5,860	KI	5100	21	42	283x1/2"		486.5			
	5,490-5,520	KM	2895	24.7	49	107x1/2"	921	403			61.1

ESPECIFICACIONES DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN

D _{ext} (pg)	D _{int} (pg)	GRADO ACERO	N _n (Lbs/p)	TIPO JUNTA	LONG. (m)	P _c (psi)	P _i (psi)	T _f (Lbs)	APRIETE OPTIMO (Ft-Lbs)
3.500	2.750	TRC-95	12.7	M-VAM	3,300	18,180	17,810	350,000	5,100
3.500	2.750	P-110	12.7	M-VAM	800	21,050	20,680	405,000	5,800
2.875	2.259	P-110	8.7	M-VAM	2,600	21,040	20,620	273,000	3,800

PROGRAMA OPERATIVO

EVENO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
01	10:00	Probar Preventores y Conexiones Superficiales con 700 Kg/cm ² DURANTE 30'.

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
02	24:00	<p>Con molino de 5 7/8" y escariador rotatorio para tubería de revestimiento de 7", reconocer boca de tubería de revestimiento corta de 5" y probar con 140 kg/cm² durante 30'. Si no admite continuar con el paso 3.</p> <p>En caso de admitir, recementar boca de tubería de revestimiento corta de 5" con un volumen de cemento que dependerá de la admisión. Esperar fraguado y probar con 140 kg/cm² durante 30'.</p> <p>Con molino de 5 7/8" y escariador rotatorio para tubería de revestimiento de 7", reconocer boca de tubería de revestimiento corta de 5" y probar con 140 kg/cm² durante 30'.</p>
03	24:00	<p>Con RTTS para 7" efectuar prueba de alijo a la boca de la tubería de revestimiento corta de 5", con una densidad equivalente de 1.0 gr/cc. En caso de ser negativa, efectuar la recementación a la boca de la tubería de revestimiento corta y regresar al punto 2.</p>
04	08:00	<p>Desplazar agua dulce por fluido de control. Desanclar y sacar RTTS.</p>
05	24:00	<p>Con molino 4 1/8" y escariador "Rotover" para tubería de revestimiento de 5" reconocer la profundidad interior y probar la tubería de revestimiento con 140 kg/cm² durante 30'.</p>
06	02:00	<p>Desplazar fluido de control por agua de mar y circular para verificar limpieza del pozo hasta la profundidad interior.</p>

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
07	03:00	Bombear en directo 5 m ³ de Ácido Clorhídrico al 7.5%, dosificado al 2% de Ácido Acético (Fe 1-A), más 100 Lbs/MGAL de Ácido Cítrico (Fe-2) con inhibidor de corrosión, desplazándolo hasta la profundidad que se definirá oportunamente.
08	03:00	Con circulación inversa y alto gasto de agua de mar , desalojar el ácido bombeado, muestreando la descarga para definir el beneficio de la operación.
09	03:00	Bombear los baches lavadores que a continuación se describen: 1º, 2º Y 3º: 5 m ³ de agua dulce con Sosa Cáustica (14-20 Kg/m ³), desplazados a alto gasto con 50 m ³ de agua de mar cada uno. 4º: 8 m ³ de agua dulce dosificada al 2% de aditivo Well Wash 500. 5º: 5 m ³ de agua dulce al 24% de aditivo Well Wash 100, más 7 Kg/m ³ de Sosa Cáustica (bache lavador de alto ph).
10	12:00	Desplazar agua de mar por salmuera de 1.71 gr/cc, filtrando misma hasta obtener 30 NTU (Unidades Nefelométricas De Turbidez) y recuperar la sarta.
11	06:00	Tomar registros eléctricos CBT/VDL/RG/CCL de la profundidad interior a la boca del liner de 5". NOTA: Si el registro en su análisis muestra mala adherencia de cemento. Habrá necesidad de recementar las zonas de interés. Posteriormente reconocer la profundidad interior y probar con 140 kg/cm ² .

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
12	06:00	Posicionar en el piso de trabajo el árbol de estrangulación de prueba y el equipo superficial de medición.
13	06:00	Montar líneas para interconectar el árbol de estrangulación de la plataforma al árbol de estrangulación de prueba, equipo superficial de medición y quemadores.
14	07:00	Efectuar las siguientes pruebas de presión: Preventores y Árbol de Estrangulación del equipo 10,000 psi Línea Unidad de Alta Presión a Cabeza de prueba 12,500 psi Válvula Automática de Flujo 12,000 psi Línea Cabeza de Prueba a Árbol de Estrangulación 12,000 psi Línea Árbol de Estrangulación de Prueba a Árbol de Estrangulación del equipo 5,000 psi Línea Árbol de Estrangulación del Equipo a Manifold de Quemadores 5,000 psi Línea de Manifold de Quemadores a Quemadores 500 psi
15	01:00	Efectuar junta de seguridad con el personal involucrado en la operación. Revisar el programa operativo y definir responsabilidades.

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
16	02:00	Efectuar medición de distancia entre colgador de tubería de producción (Fluted Hanger) y preventor de arietes anulares, bajando una bola colgadora auxiliar con tubería de perforación pintada de blanco (en la sección correspondiente al área de preventores). Posicionarla dentro del cabezal marino y cerrar preventores para determinar su posición con respecto al dato cero.
17	04:00	Calibrar la tubería de revestimiento de 7" hasta la boca de la tubería de revestimiento corta de 5" con canasta calibradora de 5.920".
18	40:00	<p>Armar sarta de disparos compuesta por:</p> <p>"x" m. de pistolas tipo TCP que tengan una penetración +/- 20" según API-RP43, diámetro de penetración +/- 0.20" y explosivo para temperatura de 150 °C, tiempo de exposición de 48 hrs., cañón recuperable 3 3/8" fase 60°, 20 cargas por metro.</p> <p>1 Espaciador de seguridad, 10 pies.</p> <p>1 Adaptador de cabeza de disparos HDF.</p> <p>1 Pup Joint 2 7/8".</p> <p>"x" m. tubería de producción 2 7/8", 8HRR.</p> <p>1 Sustituto de circulación 2 7/8" (colocar la primera radiactiva en conexión superior y segunda marca 300 m arriba).</p> <p>1 RTTS para tubería de revestimiento de 7" DE 38 Lbs/pie.</p> <p>1 Junta de seguridad.</p> <p>1 Válvula de circulación.</p> <p>1 Combinación 3 1/2" IF(C) x 2 7/8" 8HRR (P).</p> <p>"x" m. tubería de producción 3 1/2" IF.</p> <p>1 Combinación 4 IF (C) x 3 1/2" IF (P).</p> <p>1 Cabeza de prueba LT-20, 4IF (P).</p>

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
19	03:00	Bajar sarta de disparos con el aparejo de trabajo, efectuar el registro de correlación RG-CCL y posicionar pistolas frente al intervalo a disparar.
20	04:00	Anclar el RTTS 7", abrir la válvula de circulación y desplazar en directo la salmuera por diesel o agua dulce hasta obtener una presión de desbalance entre el pozo y la formación de 35 kg/cm ² . (La unidad de alta presión deberá estar instalada hacia la tubería de producción).
21	02:00	Cerrar la válvula y efectuar el disparo represionando hasta +/- 240 kg/cm ² , Descargar la presión a cero y observar pozo (en caso de no presentarse ninguna manifestación, efectuar prueba de admisión).
22	04:00	Abrir la válvula de circulación y circular en inversa desalojando el diesel o agua empleada para generar la diferencial con la salmuera de control.
23	16:00	Desanclar RTTS y circular un ciclo completo o más si se requiere, hasta observar el pozo estático. Recuperar el aparejo de disparo.
24	06:00	Con soltador electromecánico, anclar empacador permanente para tubería de revestimiento de 7", (la profundidad de anclaje será definida en su oportunidad), armado como a continuación se detalla:

DESCRIPCIÓN MODELO Y GDO. DE ACERO	D _o (pg)	D _i (pg)	SERV.	P _{diff}	TIPO DE JUNTA	TEMP. (°F)	P _c (psi)	P _i (psi)	R _t (Lbs)
EMPACADOR PERMANENTE	6.188	3.250	H ₂ S	15,00 0	ACME	450	23,373	27,625	806,870
EXTENSIÓN PULIDA 3.05 m	4.750	3.250	H ₂ S	15,00 0	8HRR-ACME	450	21,274	25,358	753,984

DESCRIPCIÓN MODELO Y GDO. DE ACERO	D _o (pg)	D _i (pg)	SERV.	P _{diff}	TIPO DE JUNTA	TEMP. (°F)	P _c (psi)	P _i (psi)	R _t (Lbs)
COPEL CONCÉNTRICO	6.188	4.531	H ₂ S	15,00 0	8HRR-ACME	450	20,873	23,779	753,984
EXTENSIÓN PULIDA 3.05 m	4.750	3.250	H ₂ S	15,00 0	8HRR-ACME	450	21,274	25,358	753,984
ADAPTADOR	6.188	3.250	H ₂ S	15,00 0	8HRR-ACME	450	23,373	27,625	806,870
GUÍA DE REENTRADA	6.188	3.250	H ₂ S	15,00 0	8HRR-ACME	450	23,373	27,625	806,870

EVEN TO TIEMPO O P E R A C I Ó N
(hrs)

25 24:00 Meter aparejo de producción 4 1/2" x 3 1/2" con apriete computarizado, de acuerdo a la siguiente distribución:

DISTRIBUCIÓN DEL MATERIAL	D _o (pg)	D _i (pg)	DRIFT (pg)	W _n (Lb/pie)	TIPO JUNTA	P _c (psi)	P _i (psi)	R _t (MLbs)
ZAPATA GUÍA	3.7500	3.00		6.4	NU	10,000	11,500	120
2 USMV, RTR, T _{max} 450°F	3.9687	3.00		6.4	NU	10,000	11,500	120
1 T. ESPACIADOR, H ₂ S	3.7500	3.00		6.4	NU	10,000	11,500	120
3 USMV, RTR, T _{max} 450°F	3.9687	3.00		6.4	NU	10,000	11,500	120
1 T. ESPACIADOR, H ₂ S	3.7500	3.00		6.4	NU	10,000	11,500	120
1 USMV, RTR, T _{max} 450°F	3.9687	3.00		6.4	NU	10,000	11,500	120
1 T. ESPACIADOR, H ₂ S	3.7500	3.00		6.4	NU	10,000	11,500	120
1 TOPE LOCALIZADOR	4.2180	3.00		9.3	HDCSxNU			
1 COMB. HDCS (P) x VAM-R (C)	3.5000							
1 Tramo T.P. L-80	3.5000	2.992	2.867	12.75	VAM-R	15,050	14,720	290
1 Comb. VAM-R (P) x HDCS (C)	3.5000							
Camisa deslizable con perfil X (ABIERTA)	4.437	2.750			VAM-R			
Tramo corto N-80	3.500	2.992		9.30	RTS-8	10,540	10,160	207
1 Comb. HDCS (P) x VAM-R (C)	3.5000	2.992		9.30	P x C			

DISTRIBUCIÓN DEL MATERIAL	D _o (pg)	D _i (pg)	DRIFT (pg)	W _n (Lb/pla)	TIPO JUNTA	P _c (psi)	P _i (psi)	R _c (MLbs)
x T.P. N-80	3.5000	2.992		10.30	VAM-R	12,120	11,560	233
Comb. L-80, 3 1/2" (P) x 4 1/2" (C)		2.992			VAM-R			
1 Tramo T.P. L-80	4.5000	3.958		12.60	SEC	7,500	8,430	288
1 Comb. L-80 HDCS(C) x VAM-R(P)	4.5000	3.958		12.60	C x P			
Válvula de tormenta	7.0000	3.875			HDCS			
1 Comb. L-80 HDCS(P) x VAM-R(C)	4.5000	3.958		12.60	P x C			
x T.P. L-80	4.5000	3.958		12.60	SEC	7,500	8,430	288
Doble piñón L-80	4.5000	3.958			VAM-RxHDCS	7,500	8,430	288
Colgador SEA BORD 13 3/8" x 4 1/2"		3.958			HDCS			

NOTA: Programar tramos cortos de tubería de producción para efectuar el ajuste definitivo.

Utilizar solo la grasa necesaria y adecuada sobre el piñón de los tramos de la tubería de producción.

EVENTO TIEMPO O P E R A C I Ó N
(hrs)

- 26 05:00 Instalar válvula de tormenta de 4 1/2" (previamente probada en su apertura y cierre) y probar su interconexión a la línea de 1/4" con 350 kg/cm². Meter aparejo flejando línea de 1/4" a 20 m arriba del empacador.
- 27 05:00 Tomar registro CCL y efectuar ajuste
- 28 05:00 Instalar colgador de tubería 12" x 4 1/2" y meter aparejo de producción dejando tope localizador 1 m arriba del empacador.

EVENTO	TIEMPO	O P E R A C I Ó N
29	20:00	Cerrar válvula subsuperficial de control e instalar los tapones Baker de 3.75" y 1.81" en el Tubing Hanger. Probar hermeticidad. Desconectar conjunto de preventores y sacar. <i>Nota: El árbol submarino deberá ser posicionado en el Moon Pool antes de retirar los preventores. Verificar las necesidades de material.</i>
30	*	Instalar el árbol submarino con riser de Terminación.
31	*	Retirar los tapones Baker de 3.75" y 1.81" del Tubing Hanger
32	*	Romper Niple de triple asiento <i>Nota: Utilizar herramienta de línea para evitar que la válvula de tormenta se cierre.</i>
33	*	Inducir Pozo con Nitrogeno.
34	*	Probar válvula de tormenta contra presión del pozo.

EVENTO	TIEMPO	O P E R A C I Ó N
35	*	<p>Cerrar pozo en superficie durante 3 horas (o tiempo necesario para estabilización de presión. Cerrar las valvulas del árbol de acuerdo a la siguiente secuencia:</p> <p>a) Maestra Superior.</p> <p>b) Maestra Inferior.</p> <p>c) Válvula de Tormenta.</p> <p>Drenar presión arriba de la válvula maestra superior.</p> <p><i>Nota: Circular agua de mar por el Riser de Terminación a través de la válvula Cross-Over para limpieza del mismo.</i></p>
36	*	<p>Asentar los tapones Baker en el Tree Manifold.</p> <p>Colocar y asentar los tapones Baker 3.81" y 1.87" respectivamente en las cavidades de 4" y 2" del Tree Manifold.</p> <p>Probar los tapones con presión del pozo y Nitrogeno por el anular.</p> <p>No dejar presión atrapada abajo de los tapones (usar la línea de flujo para aliviar la presión abajo del tapón de 1.87" si ya fue efectuado el Pull-In y la conexión en la plataforma de Producción).</p>
37	*	<p>Destrabar y retirar la herramienta para bajar el árbol.</p> <p>Sacar.</p>
38	*	<p>Bajar y colocar la capa protectora del árbol.</p>
39	*	<p>Bajar y colocar la capa de abandono; si es necesario.</p>

EVENTO	TIEMPO (hrs)	O P E R A C I Ó N
40	*	Efectuar prueba funcional del árbol submarino a partir de la plataforma de Producción. (Para esta operación ya debe haberse hecho el Pull-In y la conexión en la plataforma de Producción).
41	*	Liberar los cabos guía y entregar pozo a Producción.
42	*	Levantar anclas y navegar a la próxima localización.

TIEMPO ESTIMADO EN LA TERMINACIÓN: 25 DÍAS

**6.- VIABILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA DE LOS POZOS
DELIMITANTES**

INTRODUCCIÓN

La ejecución de todo proyecto deberá estar totalmente respaldada por un análisis económico, que muestre su rentabilidad a corto, mediano o largo plazo.

A lo largo de este Capítulo se pretende realizar un bosquejo aplicable al campo AYIN, para lo cual, se tomarán en cuenta las etapas de perforación y terminación previamente detalladas. La presentación de este análisis pretende dar un amplio panorama de las posibles alternativas que se tienen para su ejecución, a partir de los resultados obtenidos durante las pruebas realizadas al pozo Ayin 1.

Los resultados obtenidos a partir de este análisis son simples comparaciones y tienen como objeto principal el mostrar un par de opciones, que nos permita ejemplificar este caso específico. Sin que este trabajo pueda tomarse como concluyente por sí solo, dado que, la planeación del desarrollo del campo merece un estudio a detalle por separado.

La experiencia de **Petróleos Mexicanos** en el ámbito de aguas profundas es aún limitada, sin embargo, existe un gran interés por aplicar y desarrollar las técnicas actuales; para lo cual, se pretende contar con los servicios de compañías asesoras en este ramo.

Las conclusiones que se obtengan deberán ser tema de debate, ya que de ello surgirán proyectos futuros, en los que habrá de buscarse la competitividad, rentabilidad y excelencia productiva de nuestra industria.

PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN

Todo proyecto de recuperación de hidrocarburos tiene una secuencia previamente establecida. Esto es, para seleccionar una localización con probabilidades de recuperación económicamente rentable de hidrocarburos primeramente debió haberse realizado un estudio geofísico; el cual nos proporcionó los primeros datos del campo. En una segunda etapa se deberá realizar la perforación de un pozo exploratorio, con la finalidad de dar veracidad a los análisis realizados a partir del estudio geofísico y geológico.

Si los resultados son buenos, se procederá a dar paso a una tercera etapa; esta es la delimitación del campo. Esta delimitación tiene como objetivo medir el potencial real del campo, dado que con la perforación del pozo exploratorio tan solo se tiene una referencia, la cual hay que confirmar.

Entre cada una de estas etapas será necesario realizar los ajustes convenientes que nos permitan al final, poder cuantificar adecuadamente las reservas recuperables del campo, Asimismo, nos facilitará la estimación de la declinación del campo.

Una cuarta etapa enmarcará el desarrollo del campo, y aun más podrá ser posible proponer el uso de algún método o tratamiento especial para realizar una recuperación secundaria.

Se propone realizar la aplicación en el campo **AYIN**, a partir del conocimiento obtenido durante la perforación del pozo exploratorio Ayin 1, con la finalidad de delimitar el campo y realizar un análisis económico basado únicamente en la perforación y terminación de los pozos.

La información obtenida durante las etapas de exploración, perforación y explotación ha hecho posible considerar:

- Un área estimada del campo de 25 Km².
- Una capacidad productora en las formaciones del Cretácico Inferior y del Jurásico Superior Kimmeridgiano.
- Una reserva recuperable de 257 millones de barriles, de acuerdo a la primera estimación realizada.

La adecuada interpretación de los resultados obtenidos ha creado la necesidad de una reinterpretación de los estudios preliminares. Por lo tanto, es posible dimensionar estructuralmente el campo como se muestra en la *Figura V.1*.

El siguiente paso es planear adecuadamente la delimitación del campo, para fortalecer el conocimiento del mismo, y obtener la información necesaria para predecir su comportamiento durante el desarrollo.

Para llevar a cabo la delimitación del campo se propone la perforación de por lo menos dos pozos; ubicados según se muestra en la *Figura V.2*.

La perforación de estos pozos delimitadores deberá llevarse a cabo con el uso de equipos semisumergibles para posteriormente dar paso a la instalación de una estructura fija aligerada; tal sería el caso de un tetrápodo. O bien, proceder a la instalación de una estructura submarina, si es necesario.

Deberán tomarse en cuenta cada una de las etapas en la perforación del pozo, así como las pruebas que sea necesario realizar, también, será considerada la etapa de terminación e instalación de la estructura correspondiente.

Para realizar el análisis técnico-económico, se toman en cuenta los siguientes conceptos:

- A) Movilización del equipo.
- B) Costo diario del equipo.
- C) Servicios de renta diaria.
- D) Logística.
- E) Materiales en general.
- F) Servicios por contrato.

Cada uno de estos conceptos enmarca una serie de detalles, mismos que son parte de una base de datos con la que cuenta la Región Marina, para realizar la evaluación de cada proyecto propuesto.

Los pozos propuestos tendrán el carácter de exploratorios por ser delimitadores del campo, por lo que, su trato será como tal.

El costo diario de un equipo Semisumergible, para 450 m de tirante de agua, en el Golfo de México es de \$ 137,500.00 nuevos pesos. Esto sin considerar los servicios complementarios. En total la renta diaria de un equipo con estas características se eleva a los \$ 165,775.00 nuevos pesos.

Una estructura fija del tipo Tetrápodo, para un tirante de agua de 180 m, tiene un costo aproximado de \$ 825'000,000.00 de nuevos pesos. De este costo, el 6% corresponde al desarrollo de la Ingeniería, el 77% a la Construcción y el 17% al transporte y la instalación de la estructura. En este tipo de estructuras es posible perforar con toda seguridad hasta seis pozos.

Algunos de los conceptos considerados para la obtención del costo de cada una de las etapas son detallados a continuación. Es importante hacer notar que, estos conceptos son repetitivos en cada etapa y tan solo existen ligeras variaciones en el uso específico de herramientas y materiales.

Logística:

Transporte aéreo.
Transporte marítimo.

Materiales:

Barrenas.
Molinos.
Fluidos de perforación.
Tubería de revestimiento.
Accesorios para tubería de revestimiento.
Cabezal.
Materiales en general.
Tubería de perforación.
Tubería de producción.
Empacadores.

Árbol de producción.

Servicios:

Cemento y aditivos.
Pruebas para efectuar la cementación.
Conexiones superficiales de control y pruebas.
Equipo y personal de buceo.
Control de desviaciones.
Registros geofísicos.
Herramientas de pesca.
Pruebas de producción.
Fluidos para la terminación.
Aditivos de terminación.
Barco estimulador.
Equipo para efectuar disparos.

En la Tabla V.1 se muestra el costo generado en cada una de las etapas de Perforación, así como el costo mismo de la Terminación y pruebas de Producción, para el caso específico de un pozo submarino.

Estos costos fueron obtenidos a partir de la consideración del programa tipo de perforación, terminación y prueba de producción durante la perforación (drill stem testing - DST).

El costo obtenido proporciona una referencia muy buena de lo que esperamos invertir en la perforación y terminación de un pozo, y, de esta manera poder efectuar una comparación objetiva, entre la perforación de un pozo submarino y un pozo perforado a partir de una estructura fija.

De proponerse el uso de una estructura fija, del tipo Tetrápodo, se estará en la posibilidad de perforar por lo menos 6 pozos. La perforación de estos pozos deberá ser programada de tal forma que se oriente hacia las regiones de mayor interés, que proporcionen las mejores posibilidades de recuperación de hidrocarburos.

Si los pozos delimitadores proporcionan información que nos den resultados desalentadores o no deseados, quizá la colocación de una estructura fija no sea lo adecuado; al menos en esa localización. Pero esto deberá ser un estudio a futuro para quien proponga el desarrollo del campo.

Dado que se desea perforar por lo menos dos pozos delimitadores, requeriremos del uso de materiales del tipo submarino; y por lo tanto, deberemos considerar de manera independiente su costo. Otro punto que no debemos perder de vista, es el costo del medio árbol de válvulas submarino. Esto es, para contemplar su costo dentro de la terminación del pozo y así poder evaluar un costo futuro en la perforación de los pozos que deban ser programados. El costo de un medio árbol de válvulas fluctúa en los \$ 600,000.00 nuevos pesos. Esto deberá ser tomado en cuenta para evaluar la mejor alternativa a seguir, en el desarrollo del campo.

La Tabla 6.2 nos muestra una comparación entre un pozo perforado a partir de un equipo semisumergible y otro perforado a partir de una estructura fija.

TABLA 6.2 Costos Comparativos de un Pozo

ESTRUCTURA	COSTO EQ./DÍA	COSTO PERFORACIÓN	COSTO TERMINACIÓN	COSTO ADMINISTRATIVO	TOTAL
FIJA	\$ 100,000.00	\$61'370,637.29	\$ 19'134,277.07	\$ 15'295,933.73	\$ 95'800,848.09
SUBMARINA	\$ 165,774.00	\$89'309,188.74	\$ 33'538,841.89	\$ 23'341,125.82	\$ 146'189,156.50

De la tabla anterior es posible observar que el costo de un pozo perforado a partir de una estructura fija resulta más barato en un 35% en comparación con otro perforado en las mismas condiciones, pero con el uso de un equipo semisumergible. Sin embargo, habrá que hacer otras consideraciones, para estar en la posibilidad de tomar la mejor decisión al seleccionar una u otra opción.

Tabla 5.1 COSTO TOTAL DE UN POZO PERFORADO CON UN EQUIPO SEMISUBMERGIBLE

CONCEPTOS	ETAPA DE 36" PARA TR DE 30"	ETAPA DE 26" PARA TR DE 20"	ETAPA DE 17 1/2" PARA TR DE 13 5/8"	ETAPA DE 12 1/4" PARA TR DE 9 5/8"	ETAPA DE 8 3/8" PARA TR DE 7"	ETAPA DE 5 7/8" PARA TR DE 5"	PERFORACIÓN	TERMINACIÓN	ADMINISTRACIÓN	TOTAL
Días de trabajo	10.00	14.00	26.00	28.00	30.00	33.00	141.00	37.00	178.00	215.00
Costo Total Operación/Equipo	\$ 1,657,745.20	\$ 2,320,843.28	\$ 4,310,137.52	\$ 4,642,686.56	\$ 4,973,235.60	\$ 5,470,559.16	\$ 23,374,207.32	\$ 6,133,657.24	\$ 5,606,494.27	\$ 35,114,358.83
Profundidad de Asentamiento	350.00	975.00	3200.00	5370.00	6075.00	6700.00	6700.00	6700.00	6700.00	6700.00
Costo por Logística	\$ 368,276.26	\$ 903,312.45	\$ 1,677,580.28	\$ 1,806,624.91	\$ 1,935,669.55	\$ 2,129,236.51	\$ 8,820,699.98	\$ 1,438,257.37	\$ 1,949,201.90	\$ 12,208,159.24
Costo por Materiales	\$ 6,306,086.48	\$ 3,350,669.89	\$ 7,619,146.70	\$ 11,294,188.64	\$ 9,594,776.31	\$ 1,913,513.82	\$ 40,078,381.85	\$ 14,586,418.29	\$ 10,386,312.03	\$ 65,051,112.17
Costo por Servicios	\$ 493,369.38	\$ 1,156,726.29	\$ 2,289,684.16	\$ 3,566,280.30	\$ 5,380,573.30	\$ 4,149,265.96	\$ 17,035,899.59	\$ 11,380,508.99	\$ 5,399,117.63	\$ 33,815,526.22
Total	\$ 8,825,477.33	\$ 7,731,551.91	\$ 15,896,548.86	\$ 21,308,780.41	\$ 21,884,254.77	\$ 13,662,575.46	\$ 89,309,188.74	\$ 33,538,841.89	\$ 23,341,125.82	\$ 146,189,156.45

Al considerar la perforación de por lo menos 6 pozos submarinos, es fácilmente observable que su costo equivale al costo de una estructura fija, cuya vida útil en promedio es de 20 años.

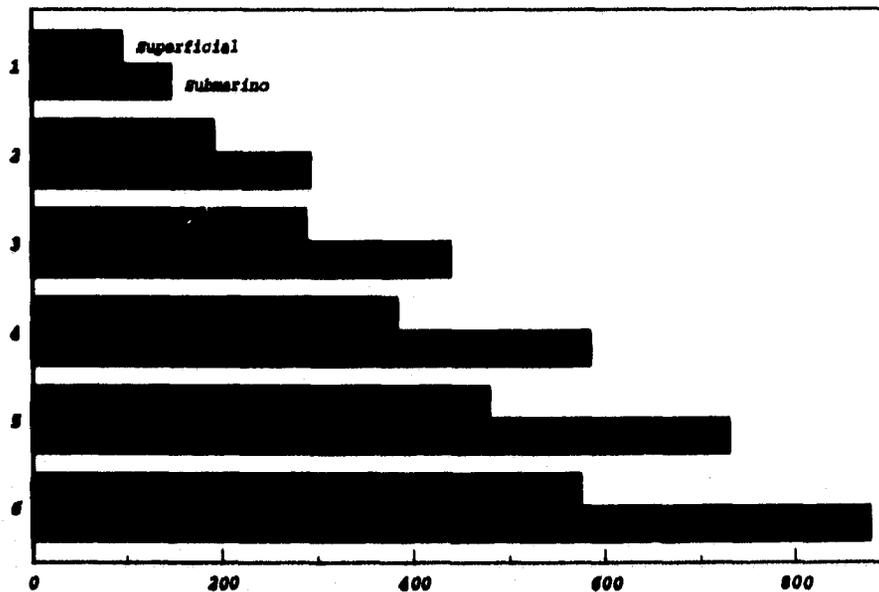


Fig. 6.3 Costo comparativo de la perforación entre un pozo submarino y otro superficial

De la gráfica anterior, se observa que, con los egresos generados en la perforación de 4 pozos del tipo submarino es posible llevar a buen término la perforación de por lo menos 6 pozos del tipo superficial; lo cual representa un ahorro significativo de \$ 300'000,000.00 pesos. (Fig. v.3) De colocarse una estructura fija y tan solo se perforase un pozo, implicaría un costo real de aproximadamente \$ 900'000,000.00 pesos. Por lo que, para alcanzar un buen aprovechamiento de la estructura es necesario perforar por lo menos 5 pozos.

Algunas de las consideraciones a tomar en cuenta para la selección de usar una estructura submarina o una estructura fija serán:

- * Infraestructura con que se cuenta.
- * Período de recuperación.
- * Desarrollo técnico.
- * Disponibilidad de capital de inversión.
- * Desarrollos aledaños.

En lo que respecta a la infraestructura disponible habremos de tomar en cuenta que **Petróleos Mexicanos** no cuenta ni con una estructura fija, ni con las estructuras y medios árboles submarinos. En el supuesto caso de requerir el uso de cualquier estructura señalada, se deberá esperar por lo menos entre dos y un año respectivamente, para tener la disponibilidad de las mismas. Aunado a esto debemos de evaluar los beneficios y desventajas que presenta el empleo de cada estructura:

ESTRUCTURA SUBMARINA

Ventajas:

- * Menor período de adecuación.
- * Costo relativamente moderado.
- * Permite la intervención de pozos sin interrumpir la producción de otros.
- * La perforación puede ser realizada en tirantes de agua mayores.

Desventajas:

- * Las terminaciones son submarinas.
- * Cualquier reparación o mantenimiento es muy costosa.
- * La inspección y mantenimiento submarinos son necesarios.
- * No se cuenta ni con el conocimiento ni con la pericia para emplear la tecnología de punta en este ámbito.
- * Manejo de altas presiones (Superiores a 7,500 psi).
- * Manejo de altos porcentajes de gas sulfhídrico.
- * Altas temperaturas.
- * Pozos muy profundos.
- * Operación remota 100%.
- * Líneas de control muy costosas.
- * Líneas de producción submarinas.
- * Adecuaciones a las plataformas de producción para recibir las líneas de producción (muy costosas).

ESTRUCTURA FIJA

Ventajas:

- * El desarrollo técnico en la región es bueno.
- * Las terminaciones son del tipo superficial.
- * Es posible perforar hasta seis pozos, a partir de la misma estructura.
- * Se cuenta con el personal calificado y con una ingeniería desarrollada.
- * Permite un abatimiento substancial en los costos de perforación, del orden de un 35%.
- * Permite la producción de hidrocarburos en gran volumen.
- * Las reparaciones de los pozos son más económicas.

Desventajas:

- * Su fabricación requiere de mayor tiempo.
- * En México no existen armadoras que las fabriquen.
- * Su costo es substancialmente elevado.
- * Para este caso, el punto más cercano de recolección se encuentra aproximadamente a 40 Km.

Ahora bien, si el período de recuperación de hidrocarburos es alto, nos permitirá el pleno aprovechamiento de la estructura fija con un bajo costo de mantenimiento.

Uno de los grandes limitantes al que **Petróleos Mexicanos** ha de enfrentarse es la disponibilidad de recursos. Estos, a la fecha, están orientados a los proyectos que fácil y rápida generación de divisas con un mínimo de riesgo. De los resultados que se obtengan en los campos circunvecinos dependerá la planeación que deba de realizarse para obtener un máximo en la recuperación y explotación de hidrocarburos.

Al evaluar tan sólo el costo de un pozo, tal parece que se perdiera la realidad del costo generado, por tal motivo es necesario hacer una ejemplificación gráfica de los costos que se generan al considerar un número determinado de pozos por perforar, tomando en cuenta cada una de las estructuras señaladas.

El costo de una estructura fija, aunque es ligeramente mayor, nos permite la realización y desarrollo de actividades con el uso de una tecnología 100% conocida, con un costo mínimo por mantenimiento y con un período de vida útil mayor (20 años).

Para planear el desarrollo del campo en estudio, se deberán contemplar primeramente los periodos de recuperación del capital invertido, hasta determinar el lineamiento técnico-económico más seguro, con mejores expectativas de utilidad y con un porcentaje mínimo de riesgo.

Esta labor no será nada sencilla, dado que son proyectos a relizar en un futuro dentro de **Petróleos Mexicanos**. Sin embargo, es necesario capacitar al personal idóneo para satisfacer las necesidades y dar cumplimiento a los retos de competitividad y excelencia que nuestra industria se ha propuesto.

CONCLUSIONES

La realización y desarrollo del presente trabajo pretende mostrar la aplicación de tecnología desarrollada y probada en aguas profundas, capas de ser empleada en México durante la ejecución de un proyecto. La problemática encontrada nos permite concluir que:

- 1) La escasa exploración en las aguas del Golfo de México, en tirantes mayores a los 100 m, permite predecir un futuro activo tanto en el área de Perforación como en la de Terminación de pozos en ambientes 100% submarinos.
- 2) Los últimos trabajos sísmicos realizados en la Región Marina indican una tendencia a descubrir nuevos yacimientos petroleros, en tirantes mayores a los 200 m.
- 3) Para llevar a cabo la delimitación del campo "AYIN", necesariamente se deberá emplear un equipo convencional semisumergible (sujeto al lecho marino mediante un sistema de anclaje) y los trabajos se realizarán con el uso de equipo submarino.
- 4) El uso de los arboles submarinos será una premisa que estará sujeta a los resultados que se obtengan durante la perforación de los pozos delimitadores.
- 5) Será necesaria una reinterpretación de los resultados, que se obtengan al perforar los pozos delimitadores, para predecir el comportamiento del yacimiento y proceder a la planeación de su desarrollo.
- 6) La evaluación de los costos generados por la perforación de un pozo superficial con respecto a uno submarino nos mostró que de primera instancia el uso de una estructura fija es recomendable, dado que:

Conclusiones

- * Se cuenta con la tecnología desarrollada.
- * Los costos, en general, son menores.
- * Se cuenta con personal altamente calificado.
- * Los ambientes de trabajo son más seguros.
- * La reparación de un pozo es menos costosa.
- * Los factores de riesgo son menores

Esta recomendación, únicamente esta basada en los costos de perforación y terminación de pozos, sin haber entrado a detalle en lo que corresponde a la planificación del desarrollo del campo.

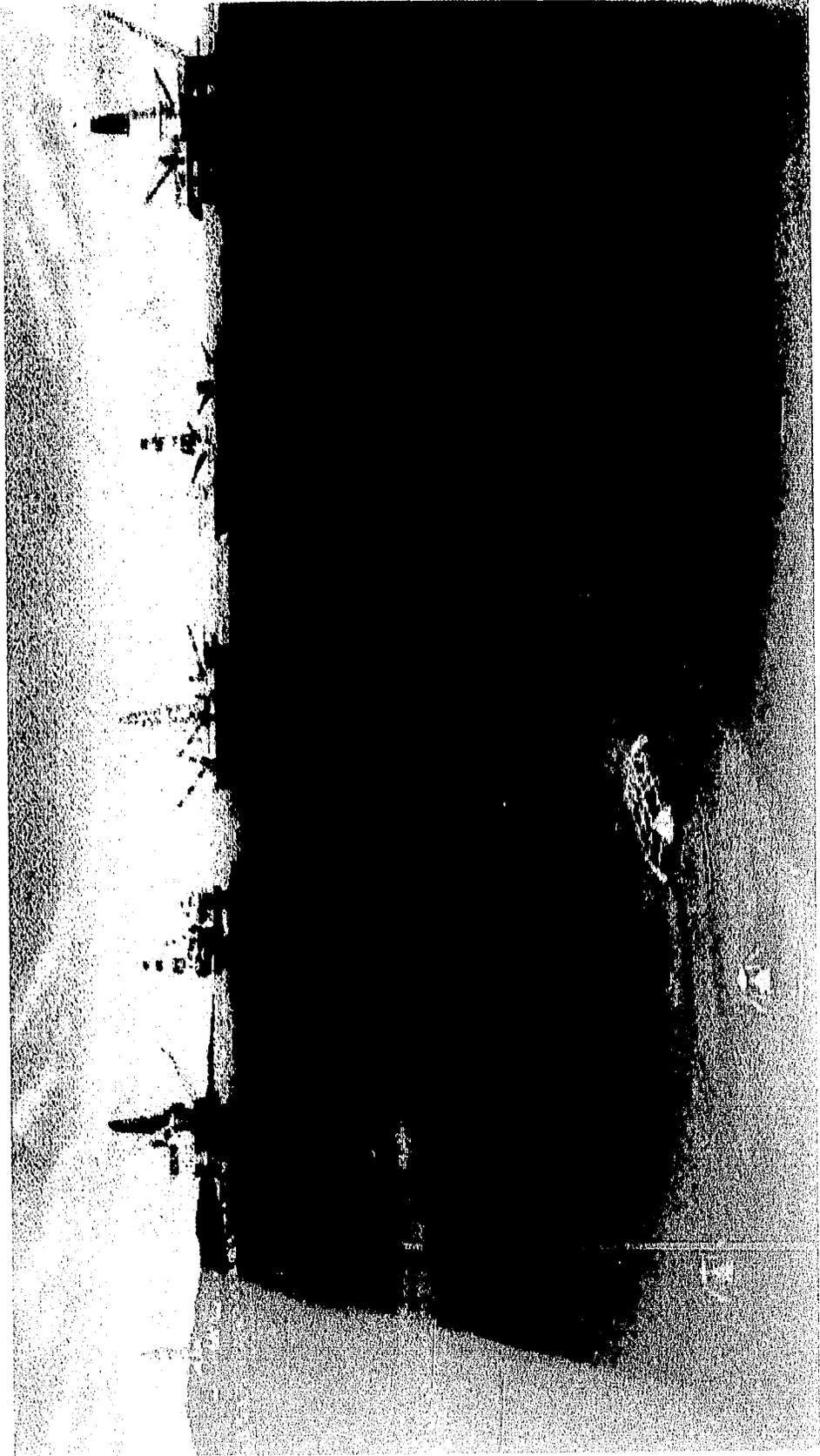
RECOMENDACIONES

Recomendaciones

A partir de la experiencia obtenida por las firmas que trabajan en tirantes de agua someras, podemos tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- a) Realización de estudios previos a la perforación, con la finalidad de tener un basto conocimiento de la localización.
- b) Optimización en la selección del equipo por emplear
- c) Perforación de un pozo piloto, para verificar la nula presencia de gas somero, antes de correr la Tubería de Revestimiento conductora.
- d) Aseguramiento de la verticalidad de la cabeza de pozo.
- e) Mantener interacción directa con la compañías prestadoras de servicios, a fin de familiarizarse con las herramientas y equipos empleados.
- f) Realizar el análisis de los cinco aparejos de producción tipo, los cuales serán usados de acuerdo a las necesidades.

FIGURAS



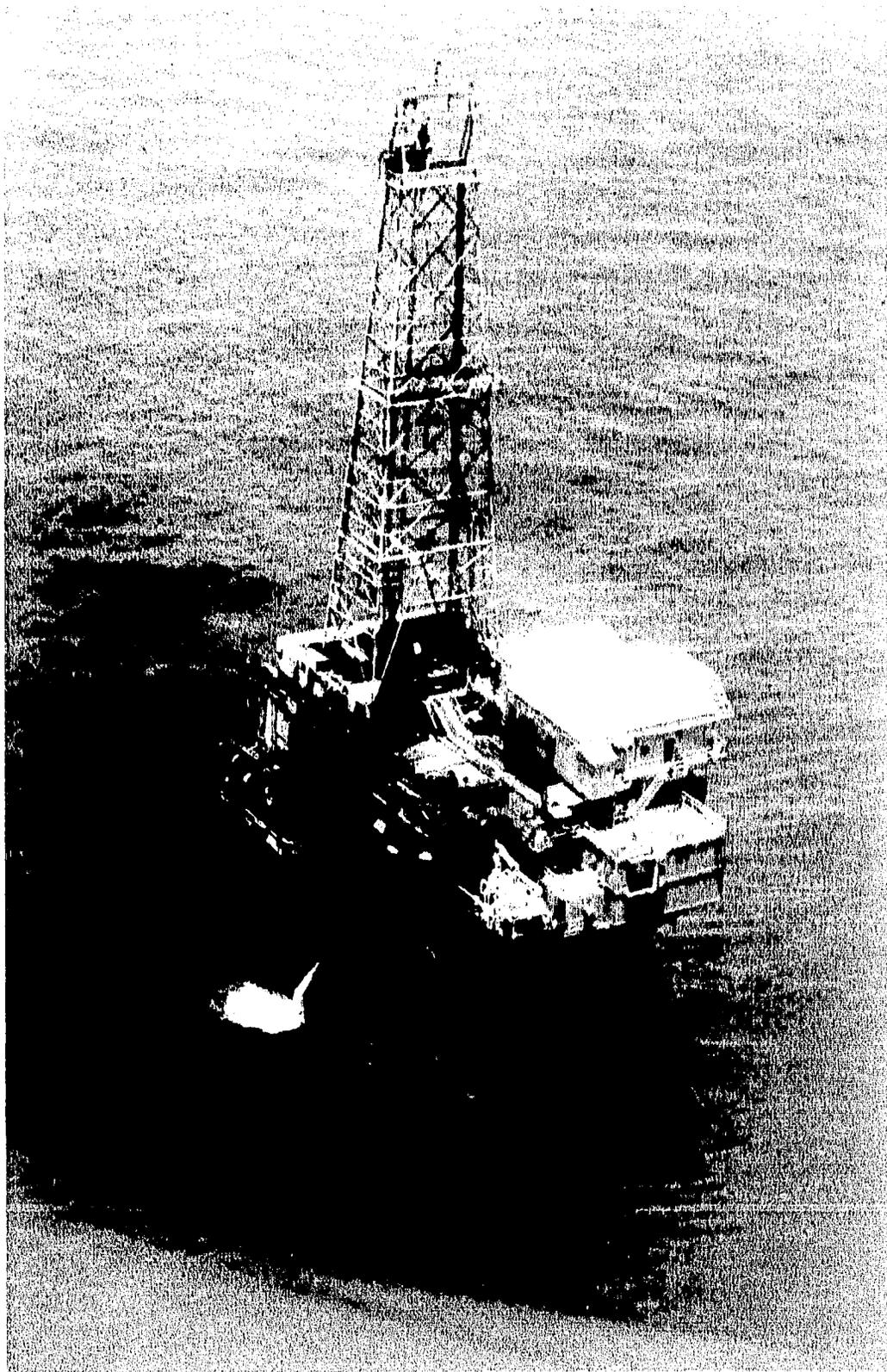


Fig. 2.2. Equipo fijo de la Sonda de Campeche⁽⁶⁻⁴⁾

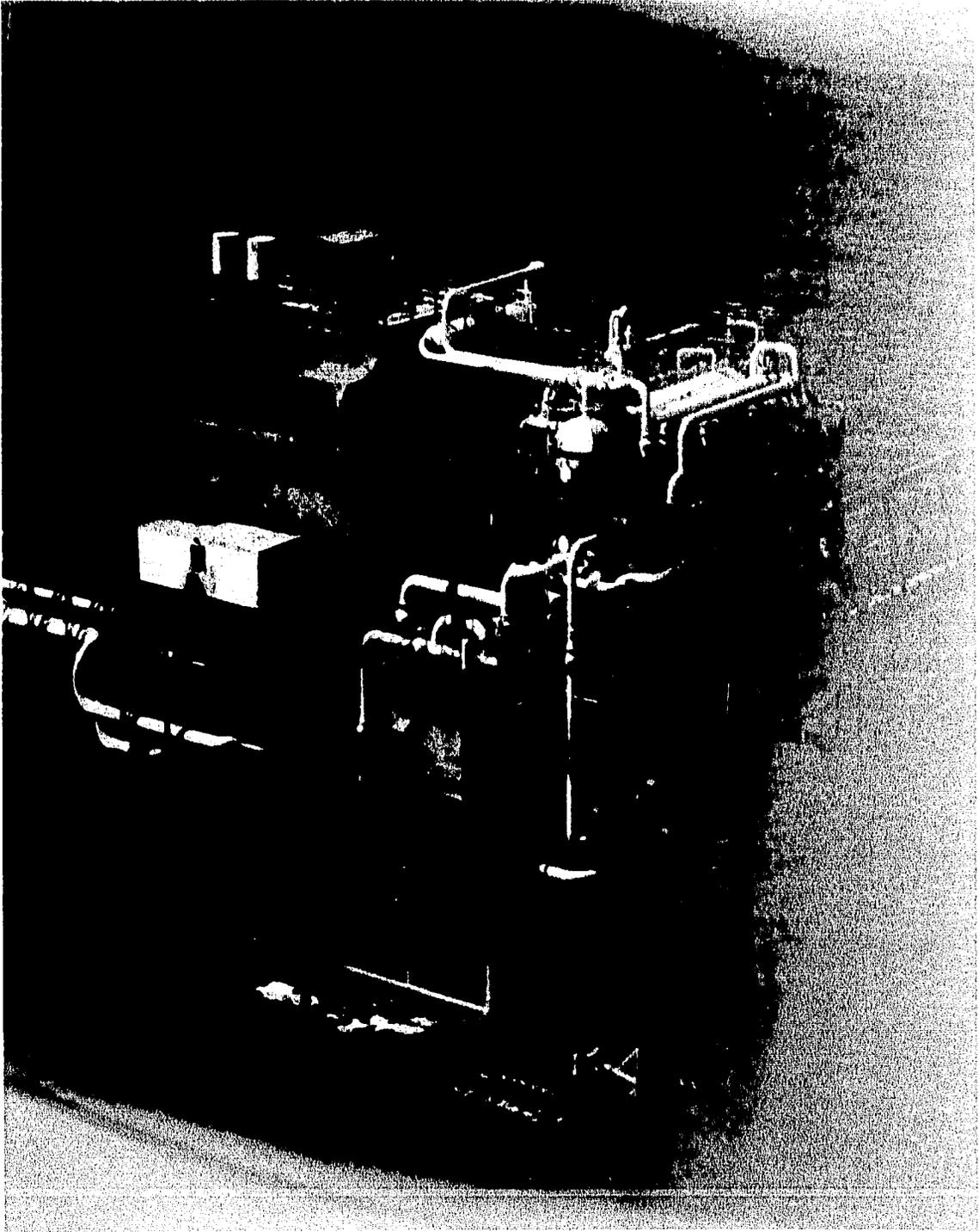


Fig. 2. "Complex of machinery"

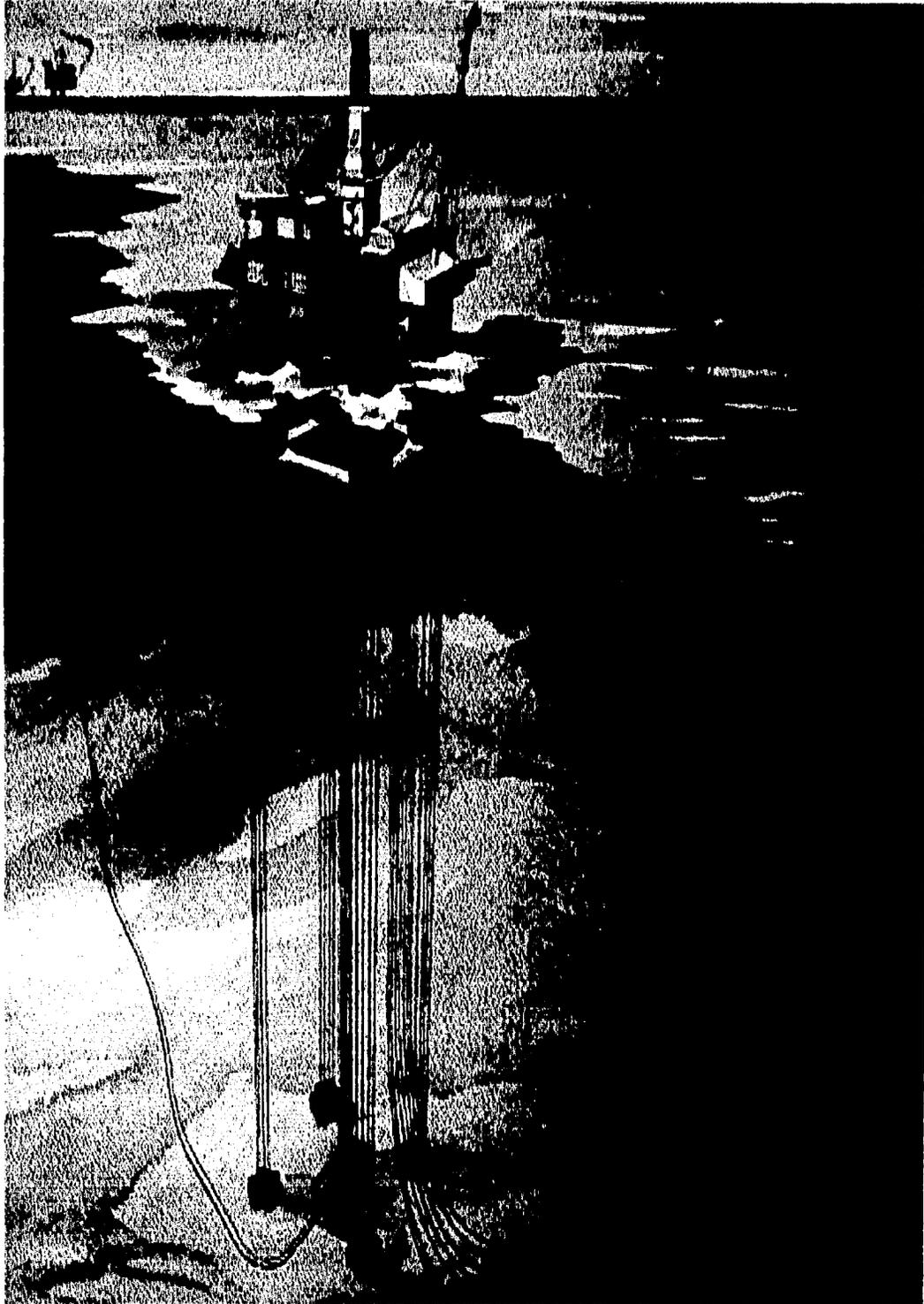


Fig 2.4 Plataforma de Patas Tensionadas (TLP) ⁽⁵¹⁾

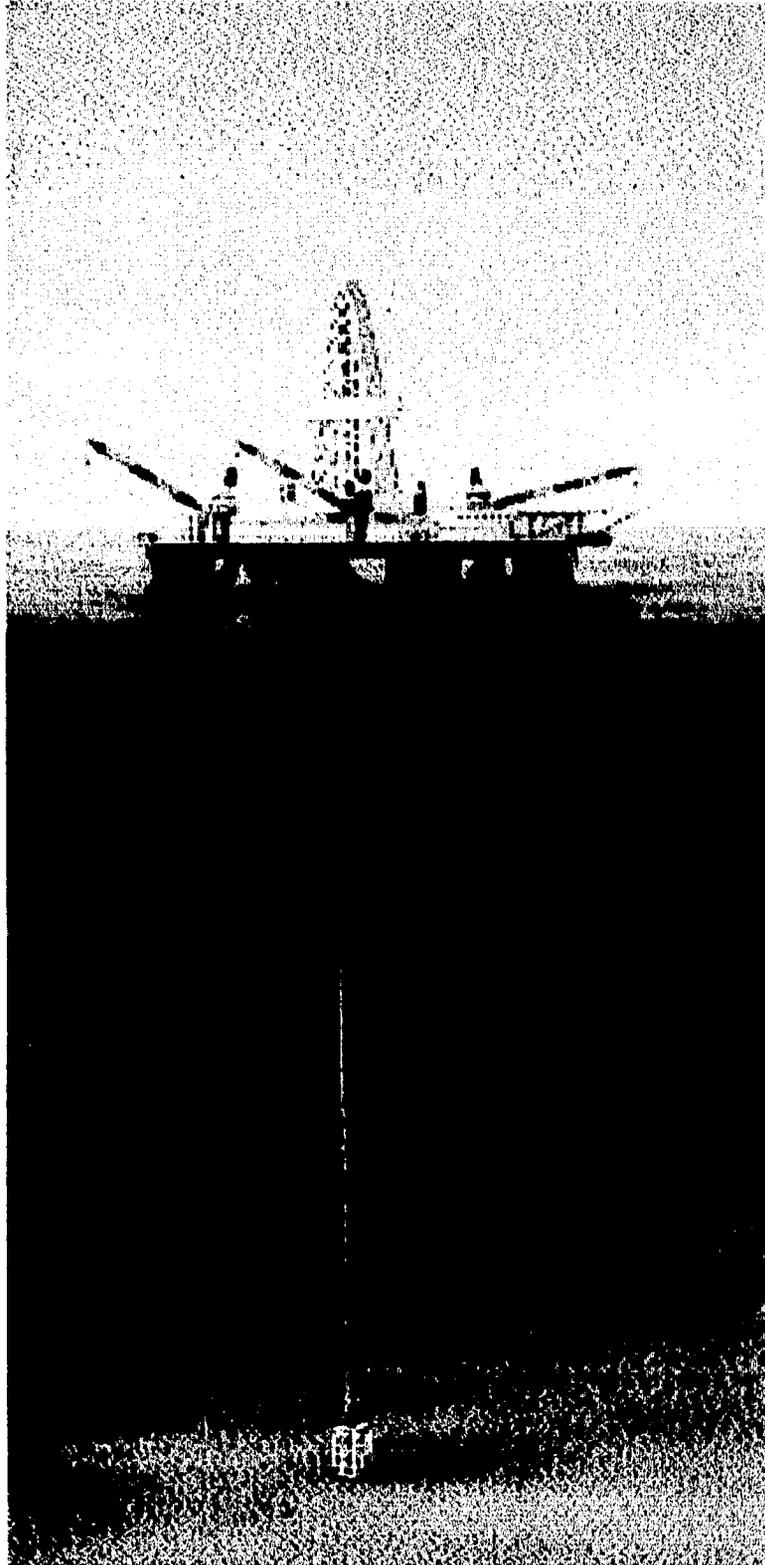


Fig. 2.5 *Plataforma Semisumergible*

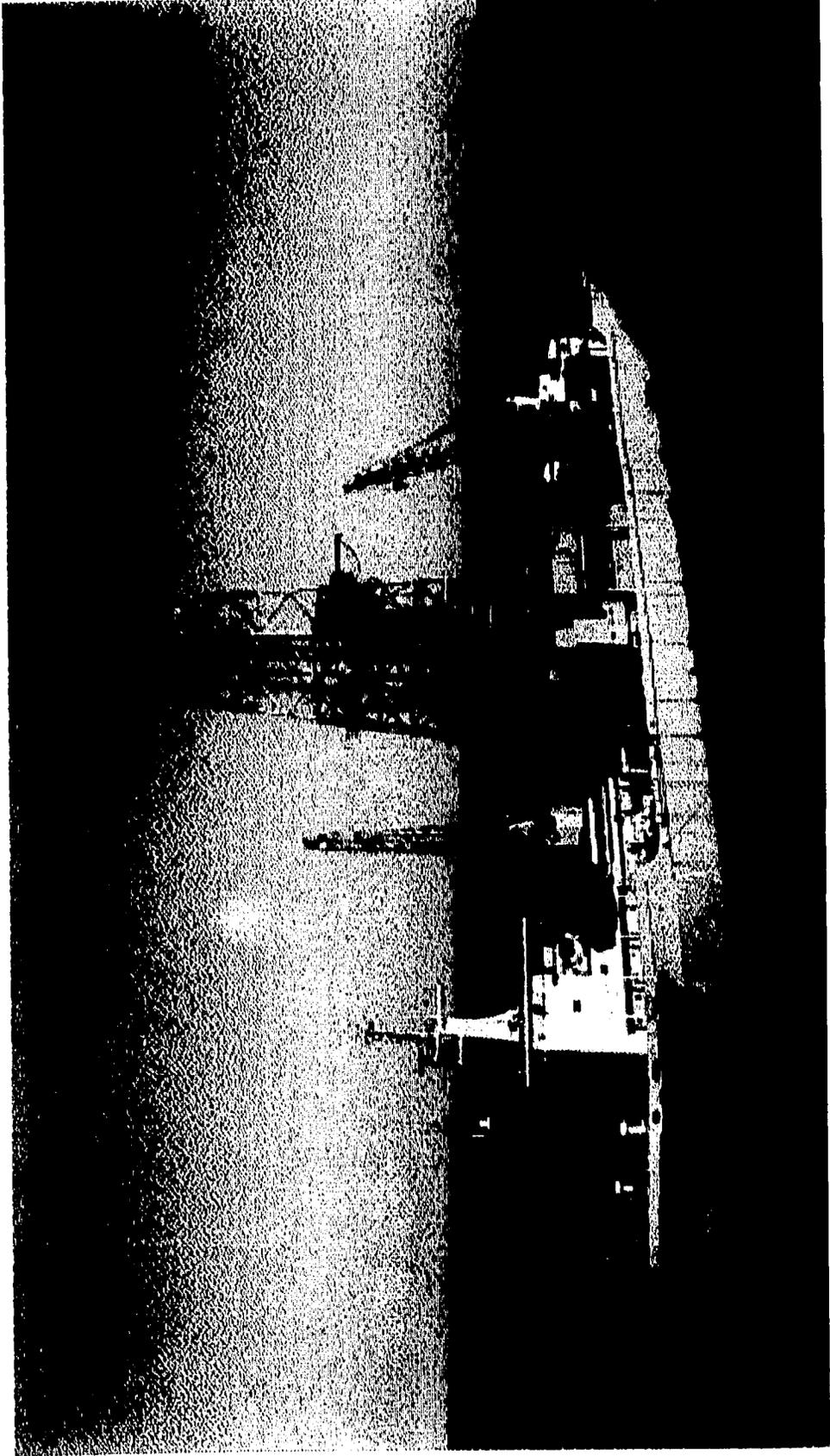


Fig. 2.6 Barco Perforador⁽²⁴⁾

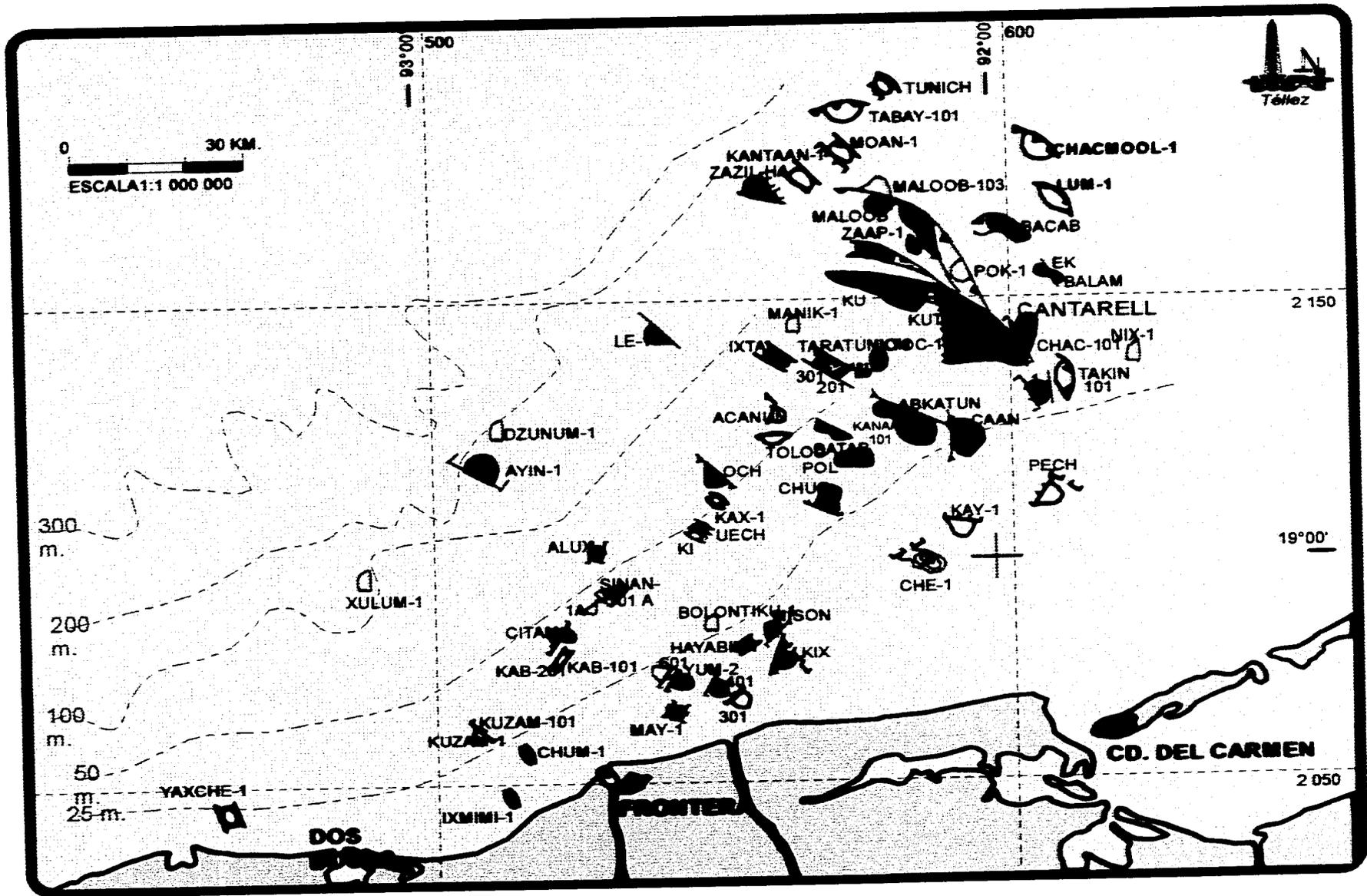


Fig. 3.1 Campos Productores en la Sonda de Campeche

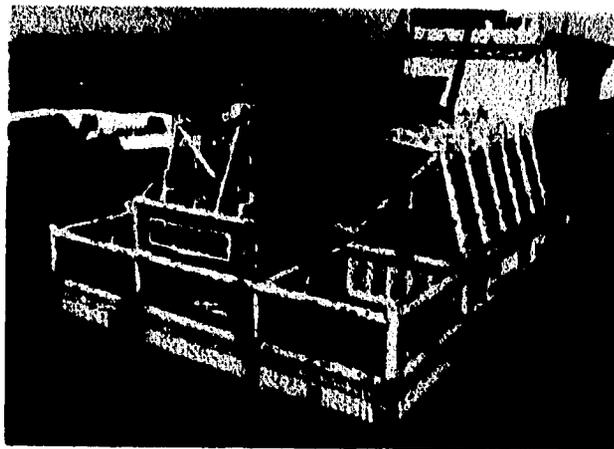
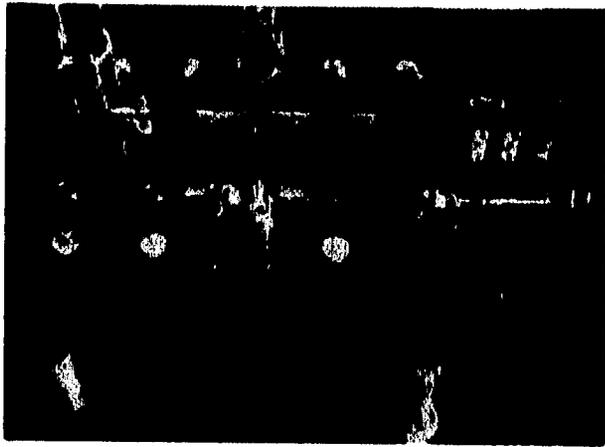


Fig. 3.2 *Templetes Submarinos[®]*

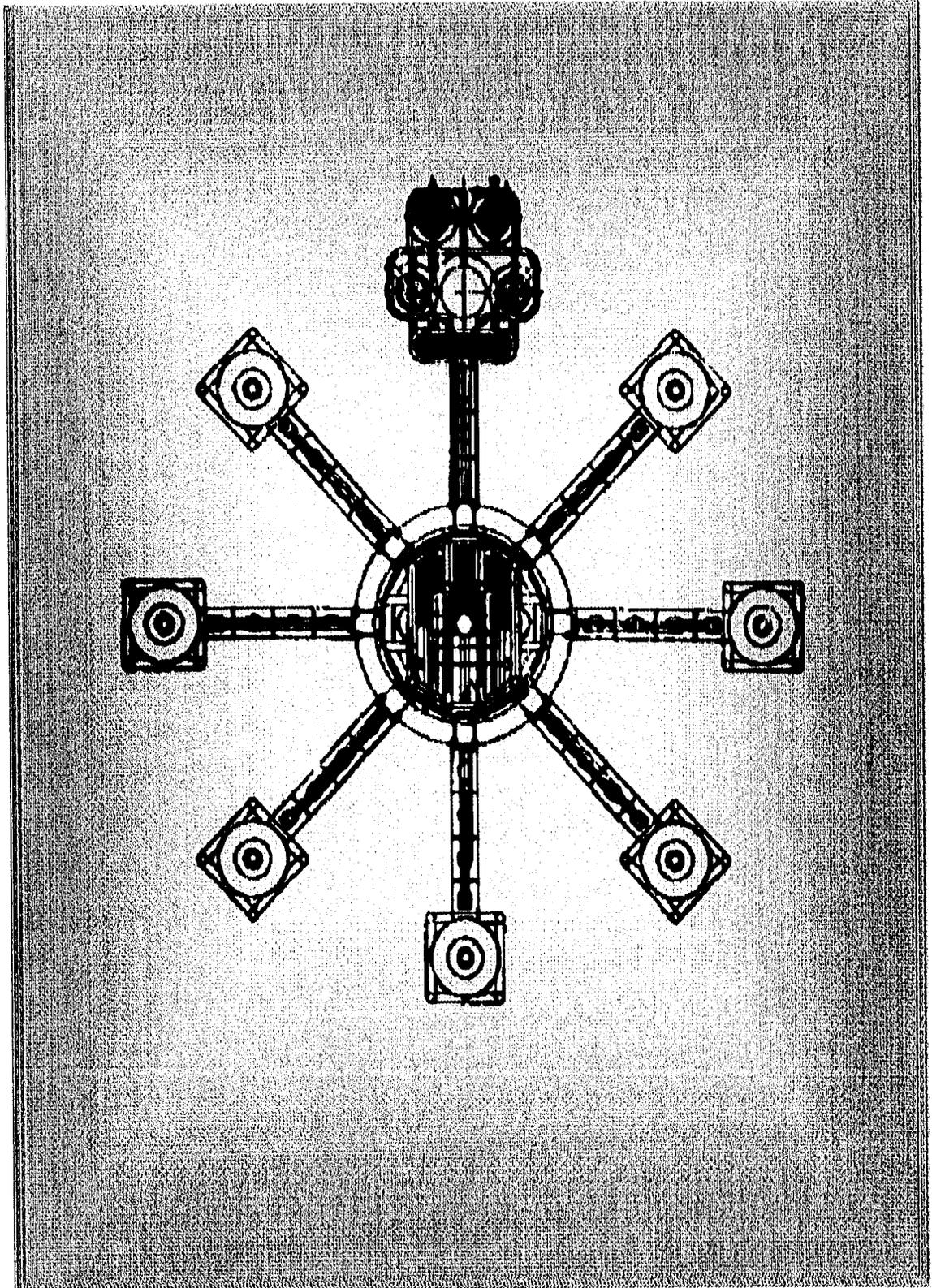


Fig. 3.3 Estructura OCTOS - 1000^{m(41)}

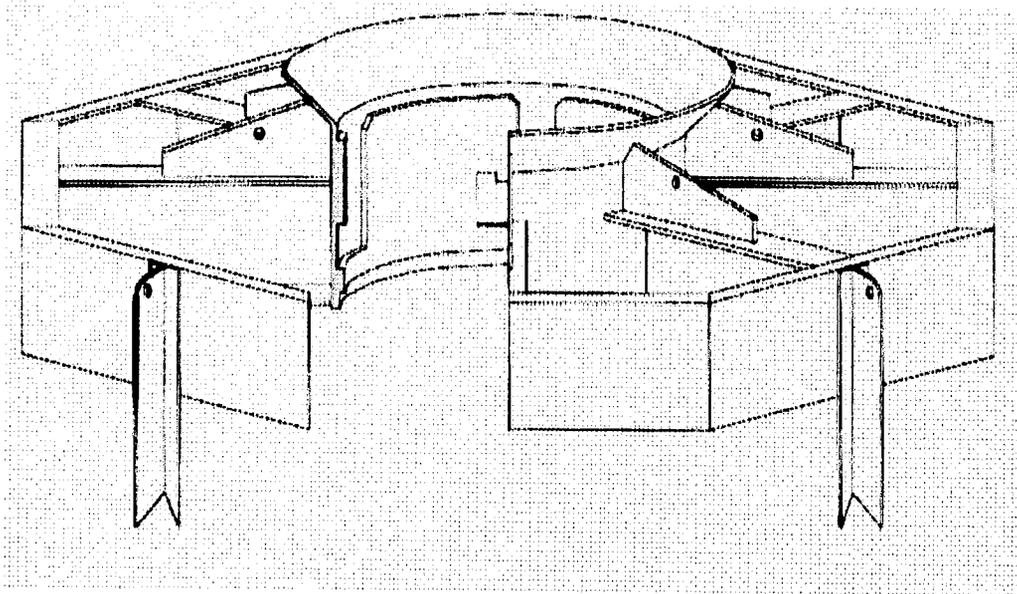
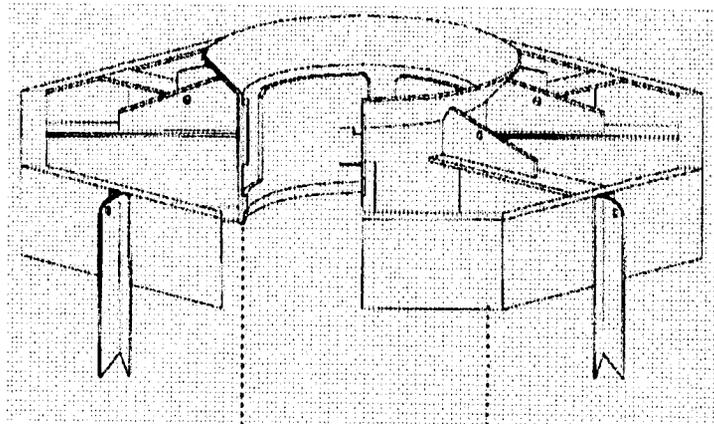


Fig. 4.1 Base Guía Temporal



Extensión

Fig. 4.1 Base Guía Temporal Modificada para prevenir la erosión del suelo submarino

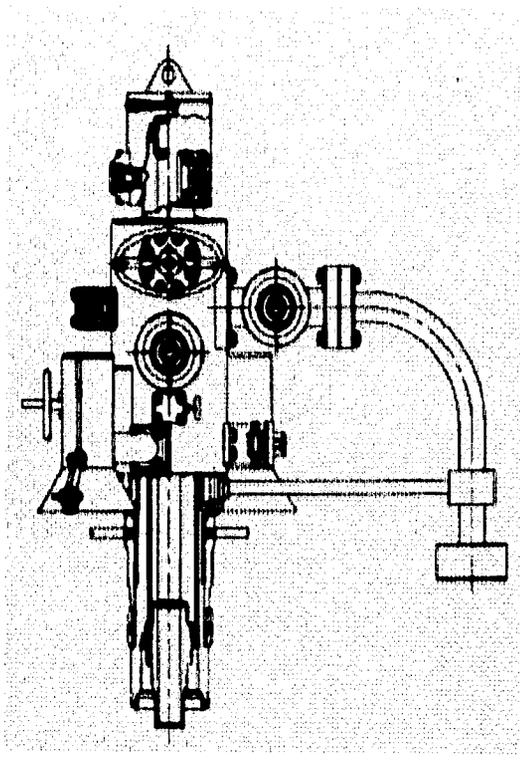


Fig. 4.2 Arbol Submarino operado por buzo

Fig. 4.3 Arbol Submarino típico asistido por buzo

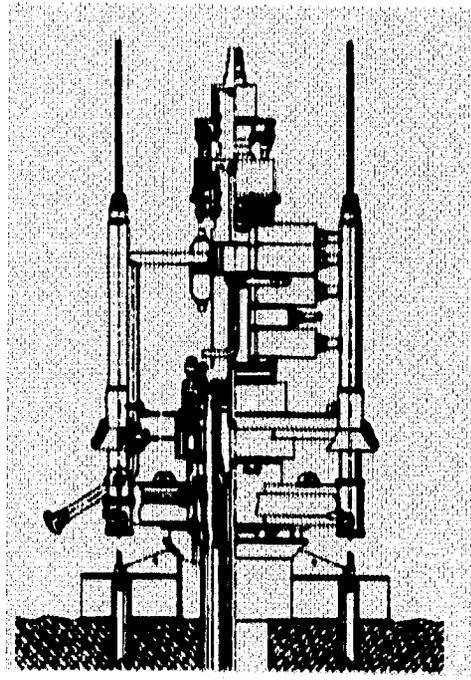


Fig. 4.4 Arbol Submarino típico sin asistencia de buzo

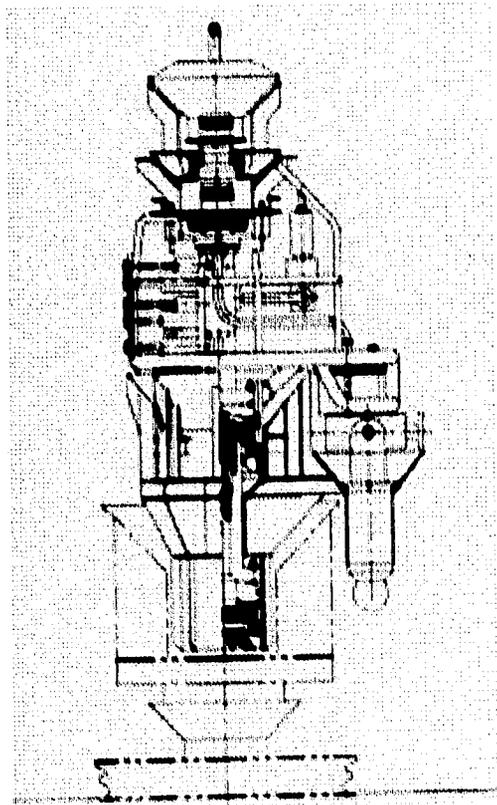
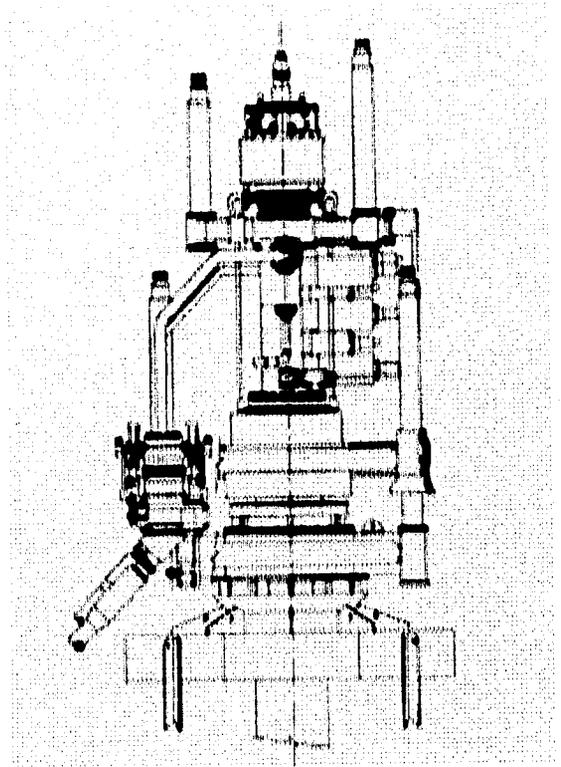


Fig. 4.5 Arbol Submarino típico sin líneas guía

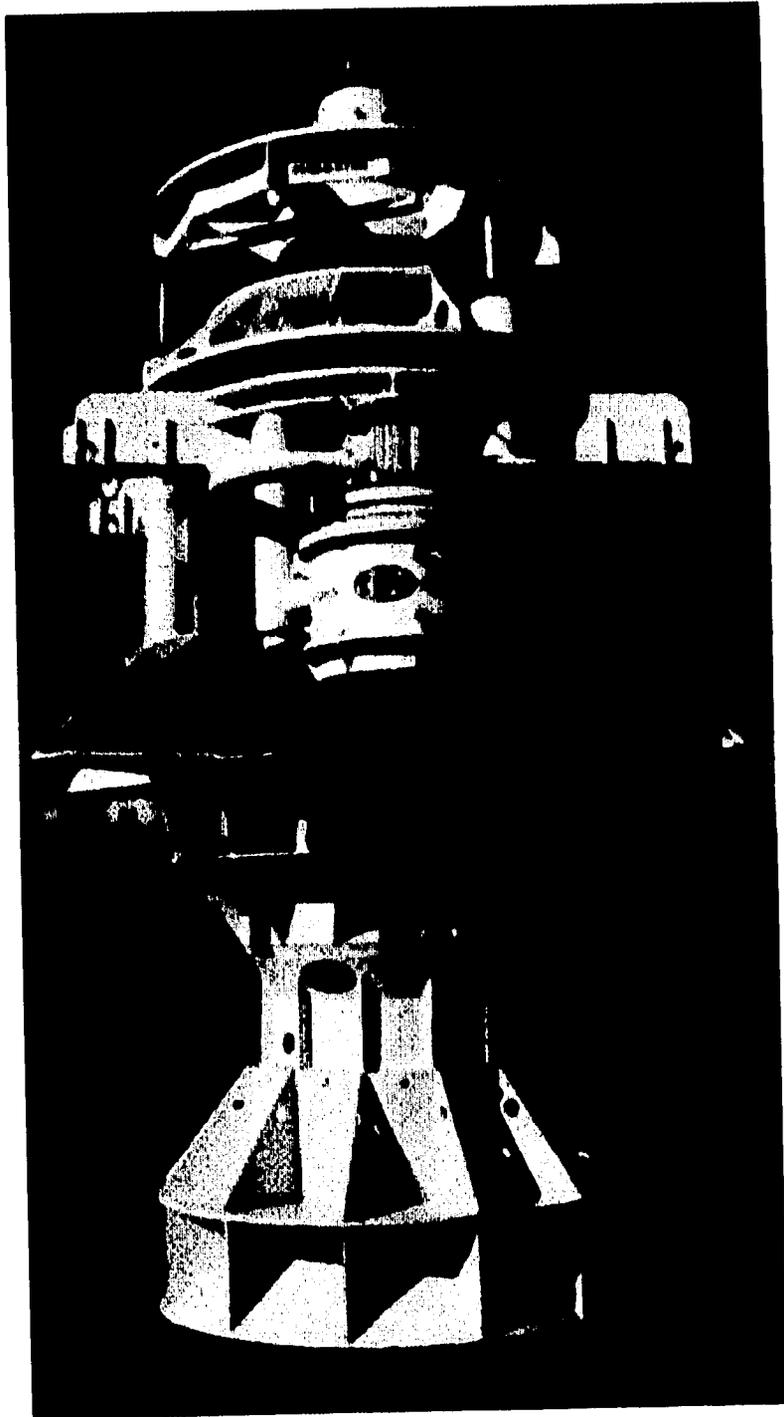


Fig. 4.6 Arbol Submarino Instalado a 1,026 m

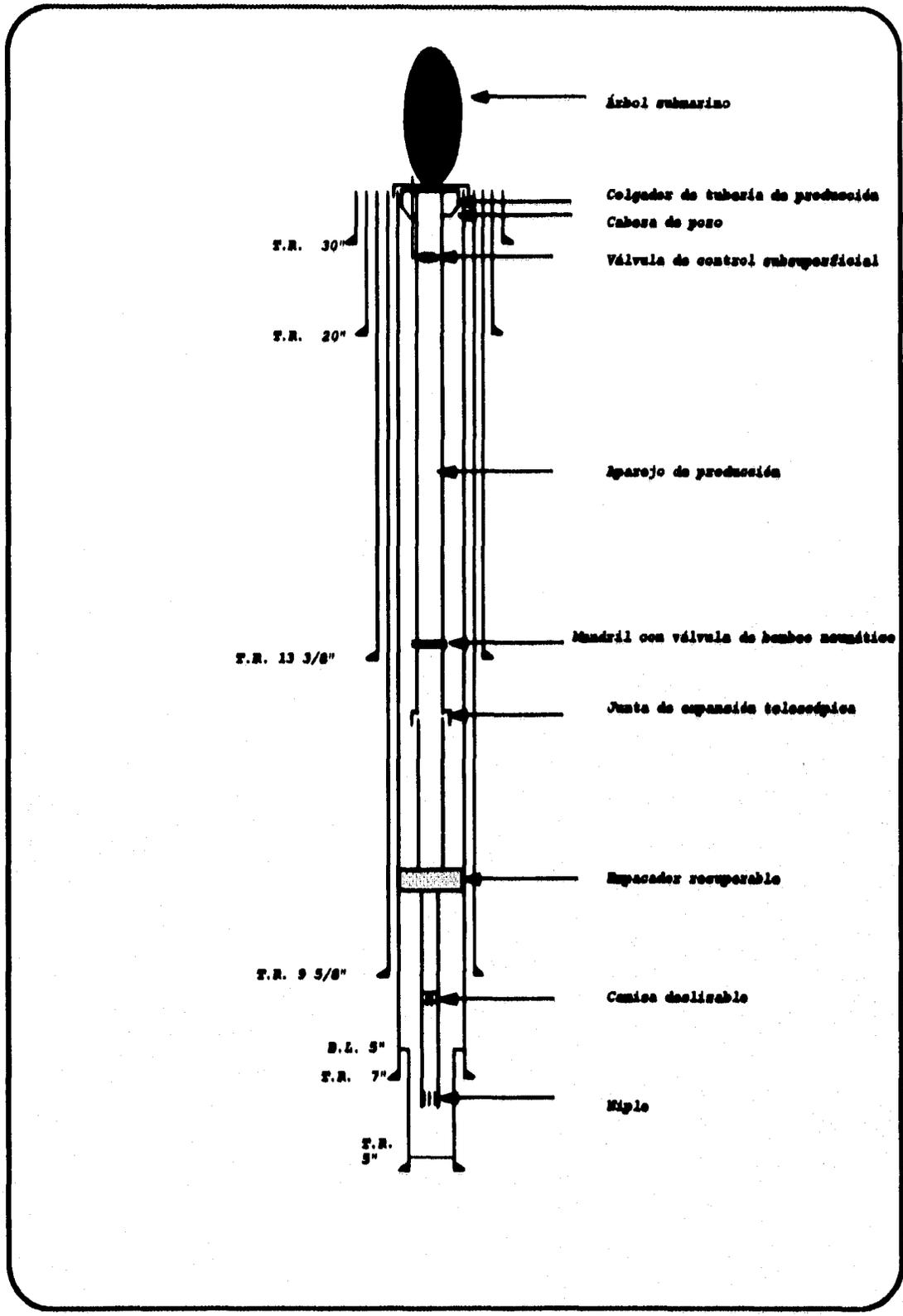


Fig. 4.2.1 Terminación del Tipo 1⁽⁶³⁾

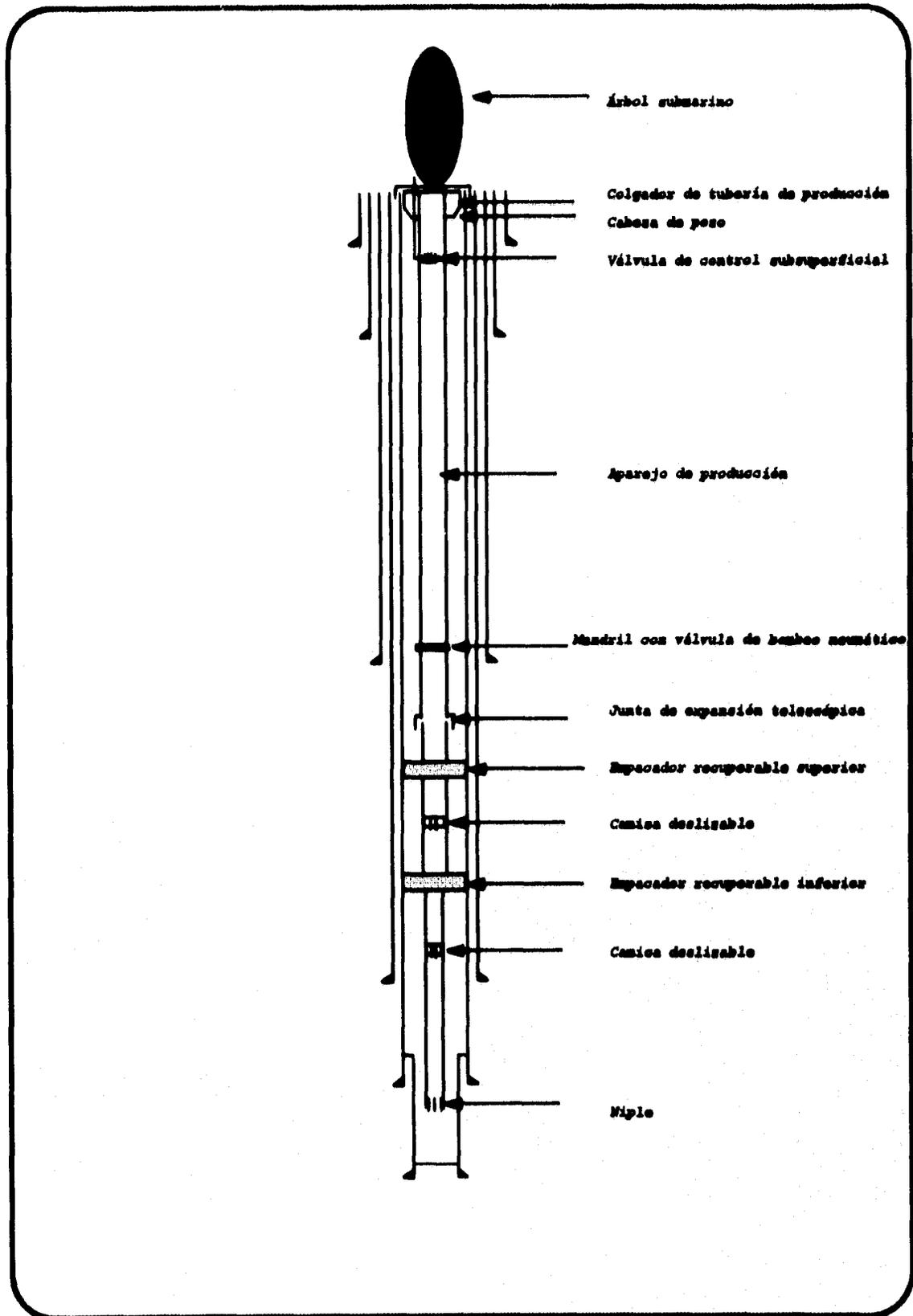


Fig. 4.2.2 Terminación del Tipo 2⁽⁸³⁾

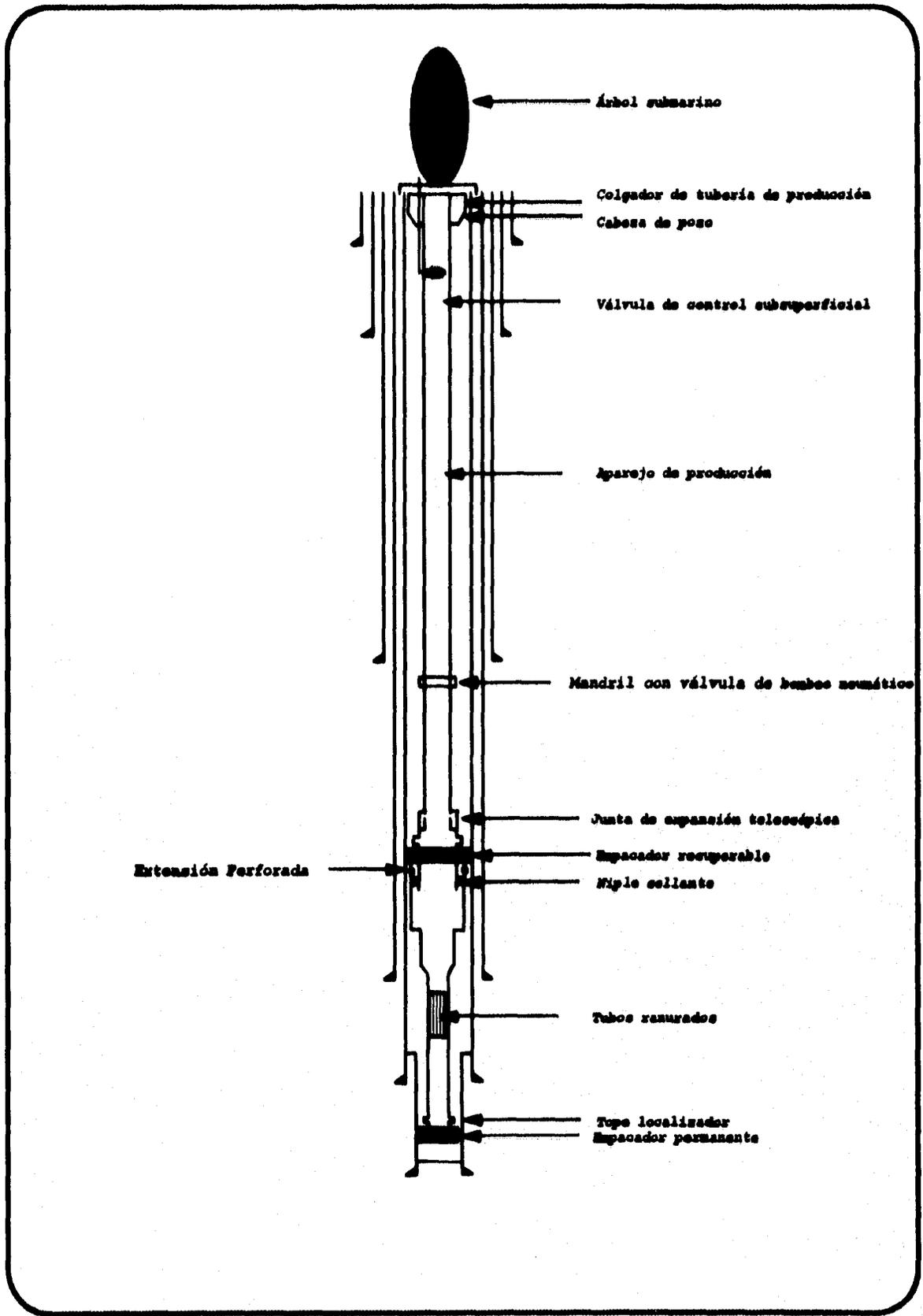


Fig. 4.2.3 Terminación del Tipo 3⁽⁸³⁾

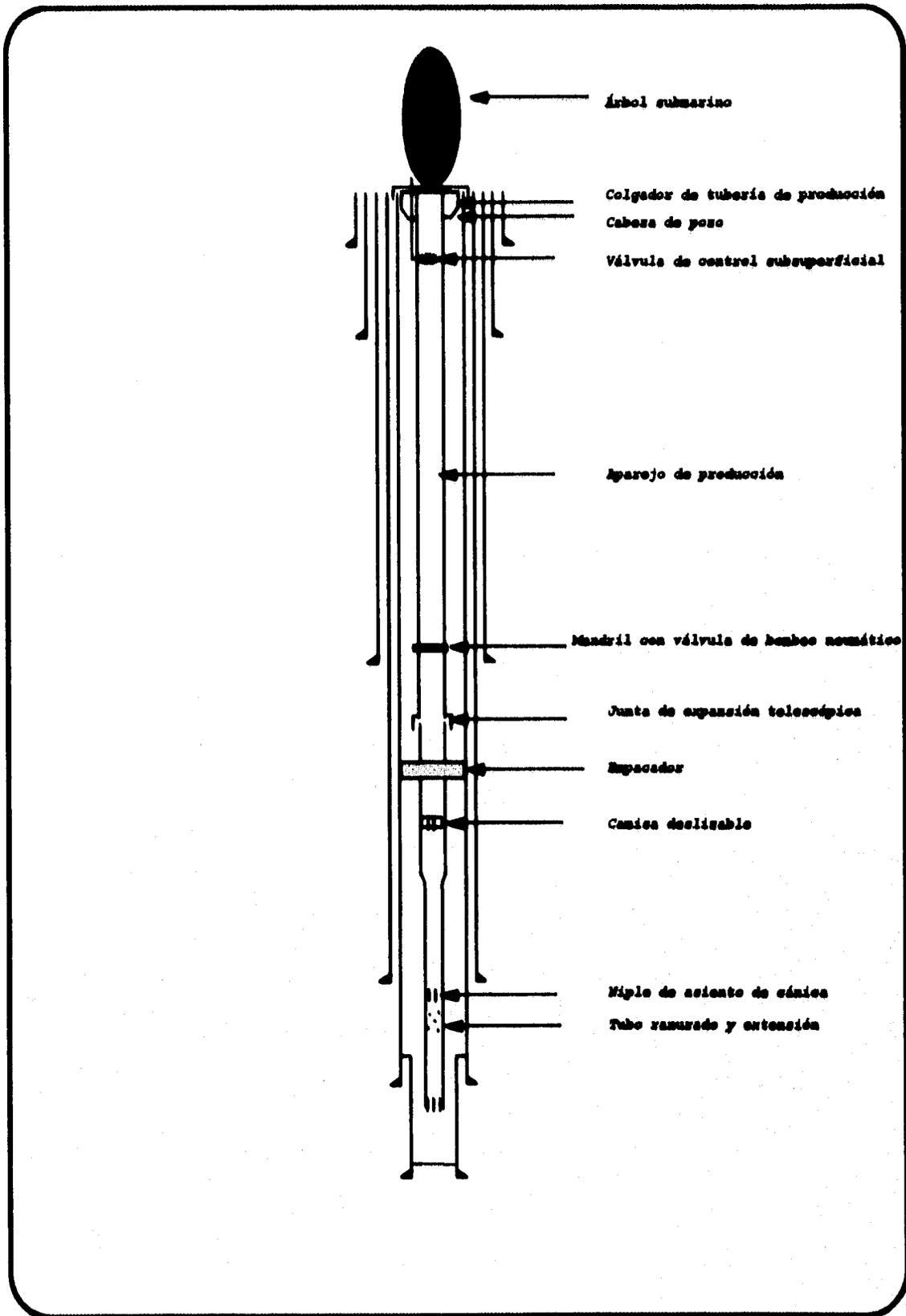


Fig. 4.2.4 Terminación del Tipo 4⁽³³⁾

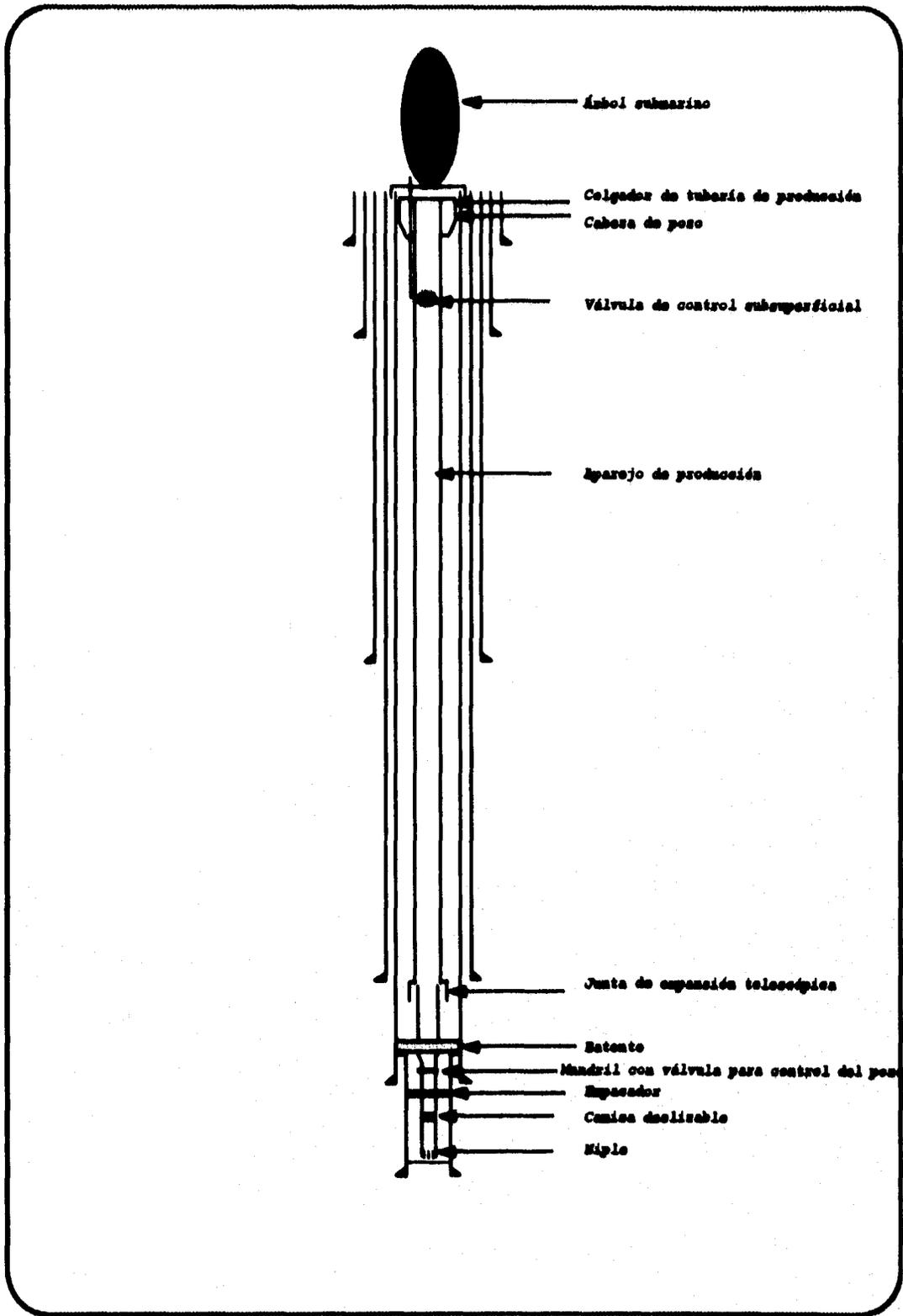


Fig. 4.2.5 Terminación del Tipo 6⁽³³⁾



CAMPO: AYIN

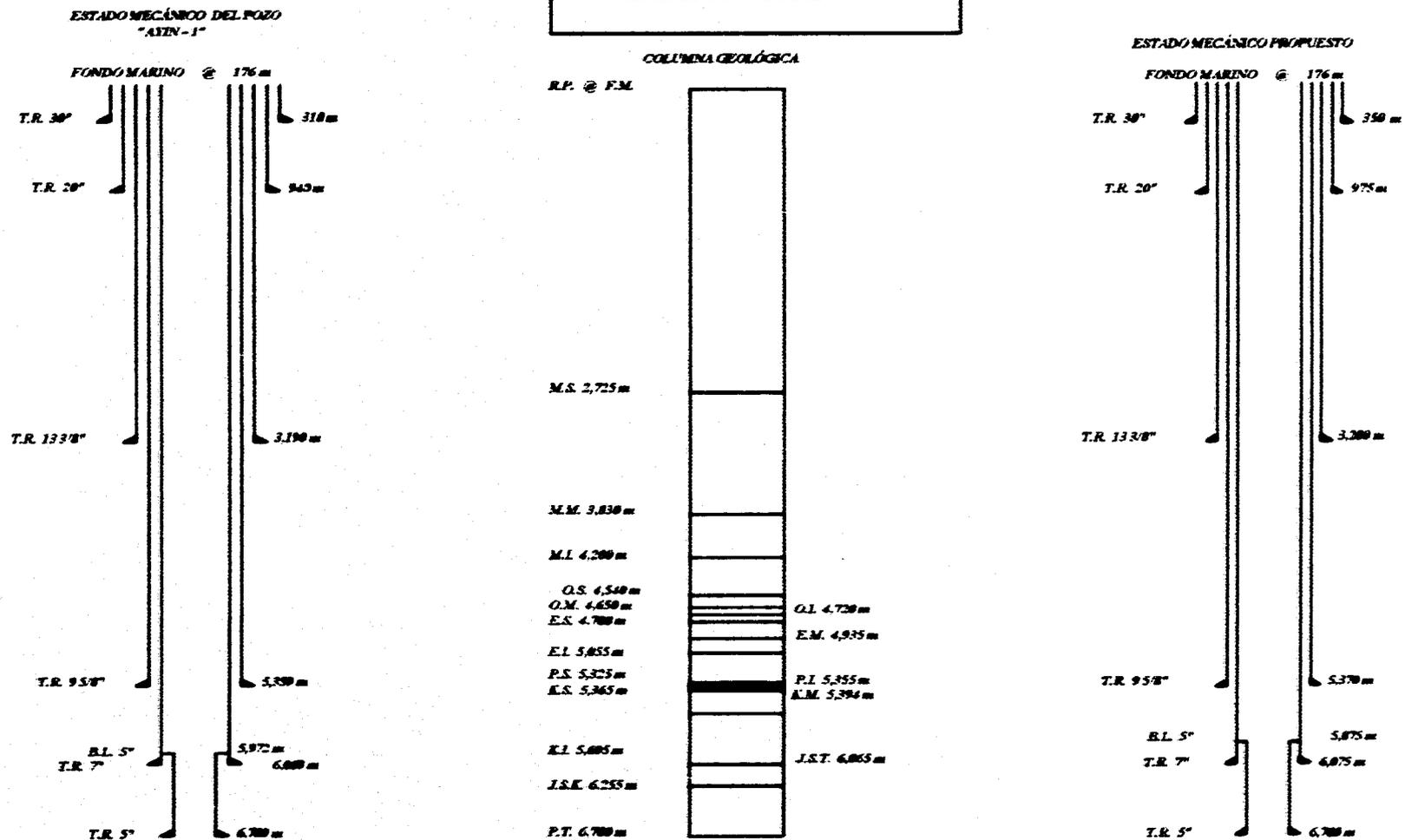
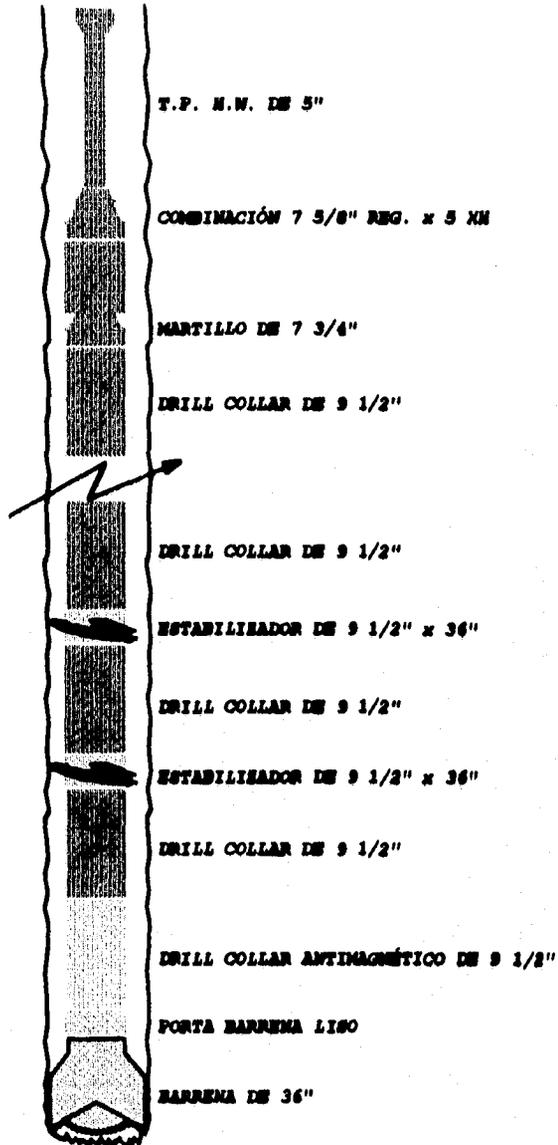


Fig. E.1 Programa de Acertamiento de TR's



PROGRAMA TIPO DE PERFORACIÓN

SARTA RECOMENDADA PARA PERFORAR VERTICALMENTE



T.P. N.W. DE 5"

COMBINACIÓN 7 5/8" REG. x 5 KM

MARTILLO DE 7 3/4"

DRILL COLLAR DE 9 1/2"

DRILL COLLAR DE 9 1/2"

ESTABILIZADOR DE 9 1/2" x 36"

DRILL COLLAR DE 9 1/2"

ESTABILIZADOR DE 9 1/2" x 36"

DRILL COLLAR DE 9 1/2"

DRILL COLLAR ANTIMAGNÉTICO DE 9 1/2"

POSTA BARRERA LISO

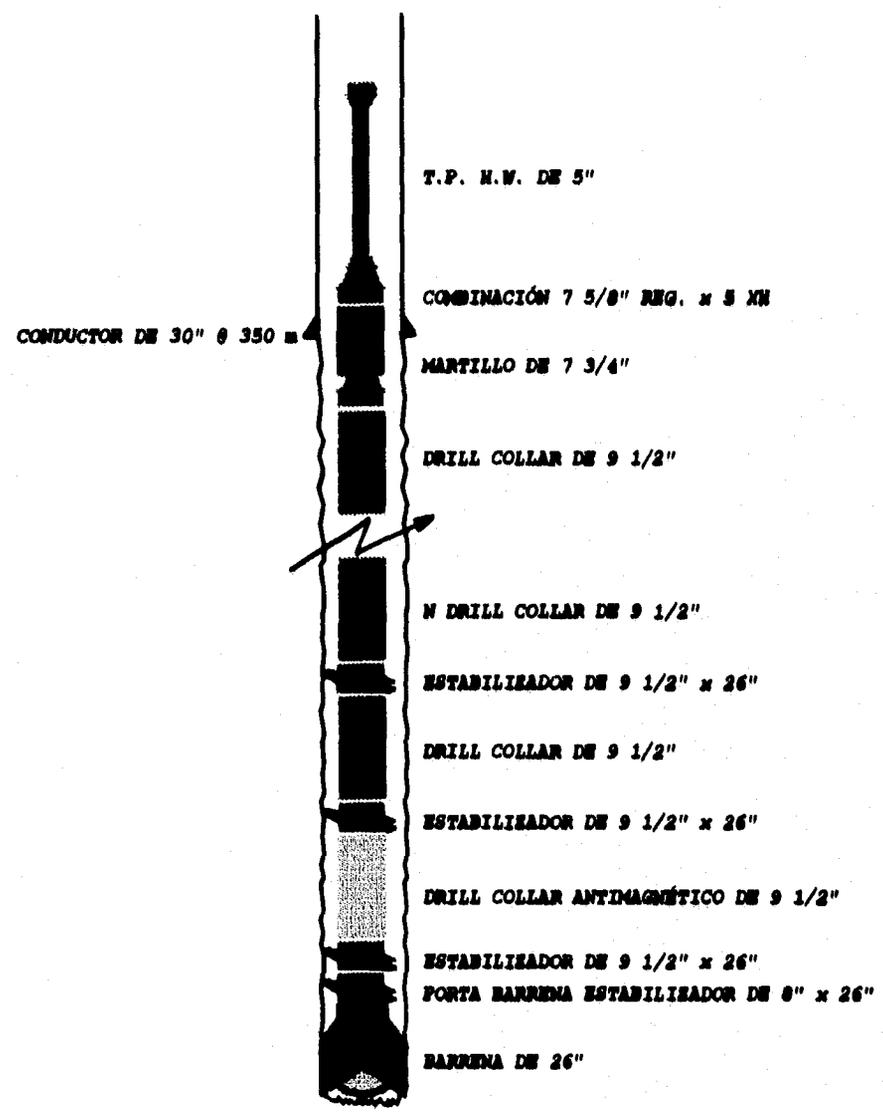
BARRERA DE 36"

ETAPA DE 36"

Fig. 8.2 Diseño de Sarta 1



PROGRAMA TIPO DE PERFORACIÓN
SARTA RECOMENDADA PARA MANTENER LA VERTICALIDAD
ESTABILIZADO Y RINGADO DEL POZO

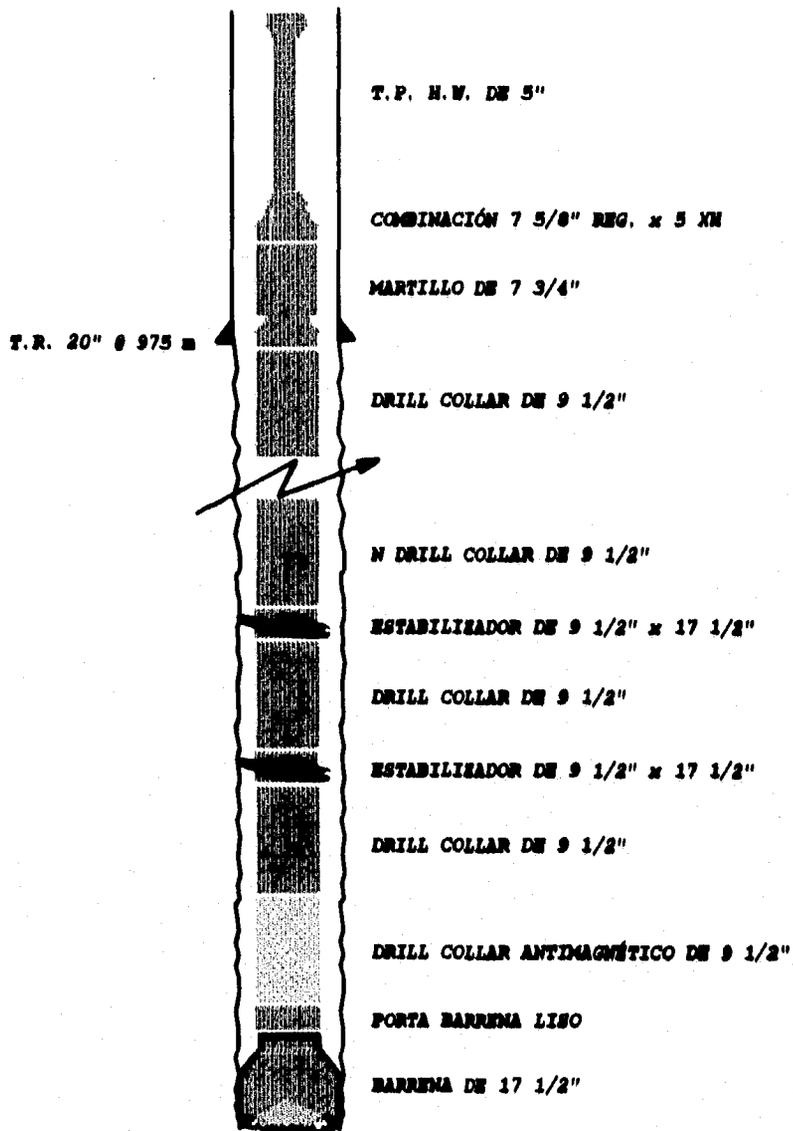


ETAPA DE 26"

Fig. 5.3 Diseño de Sarta 2



PROGRAMA TIPO DE PERFORACIÓN
SARTA RECOMENDADA PARA PERFORAR VERTICALMENTE



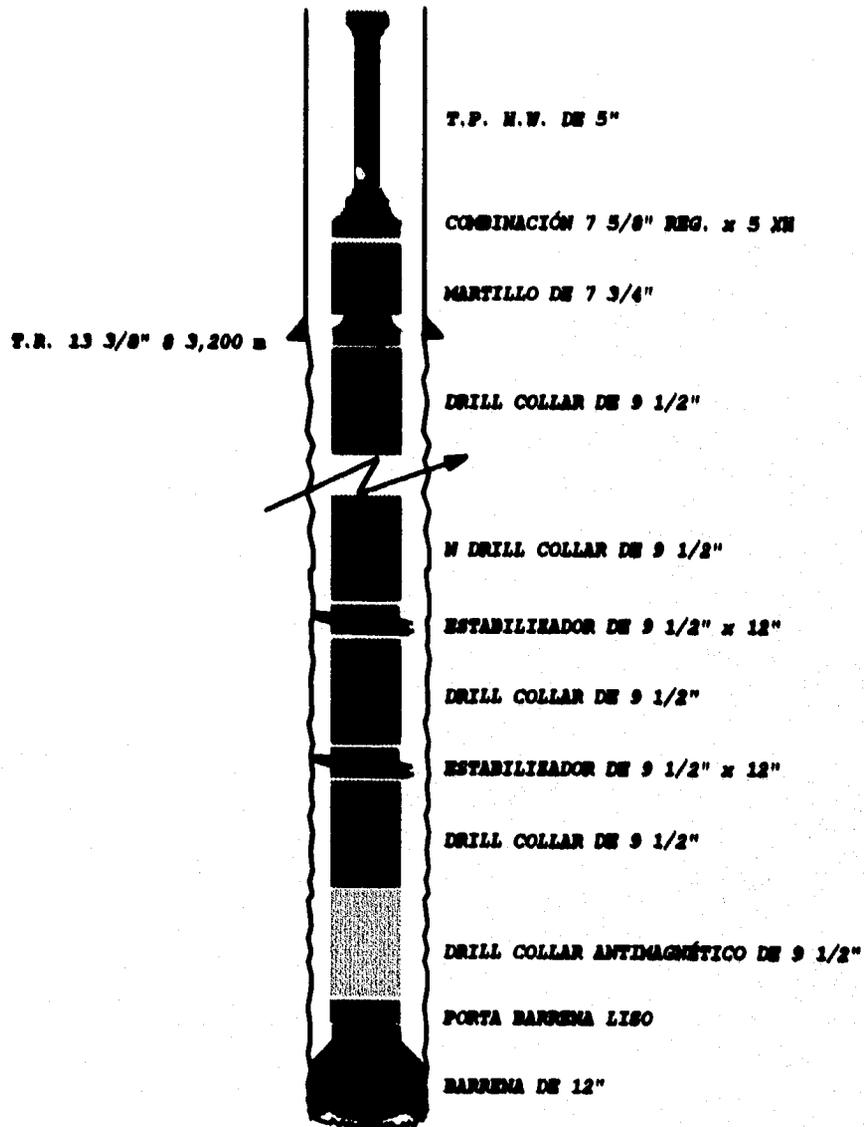
ETAPA DE 17 1/2"

Fig. 5.4 Diseño de Sarta 3



PROGRAMA TIPO DE PERFORACIÓN

SARTA RECOMENDADA PARA PERFORAR VERTICALMENTE



ETAPA DE 12"

Fig. 5.5 Diseño de Sarta 4



PROGRAMA TIPO DE PERFORACIÓN

SARTA RECOMENDADA PARA ESTABILIZAR Y MANTENER DESVIACIÓN

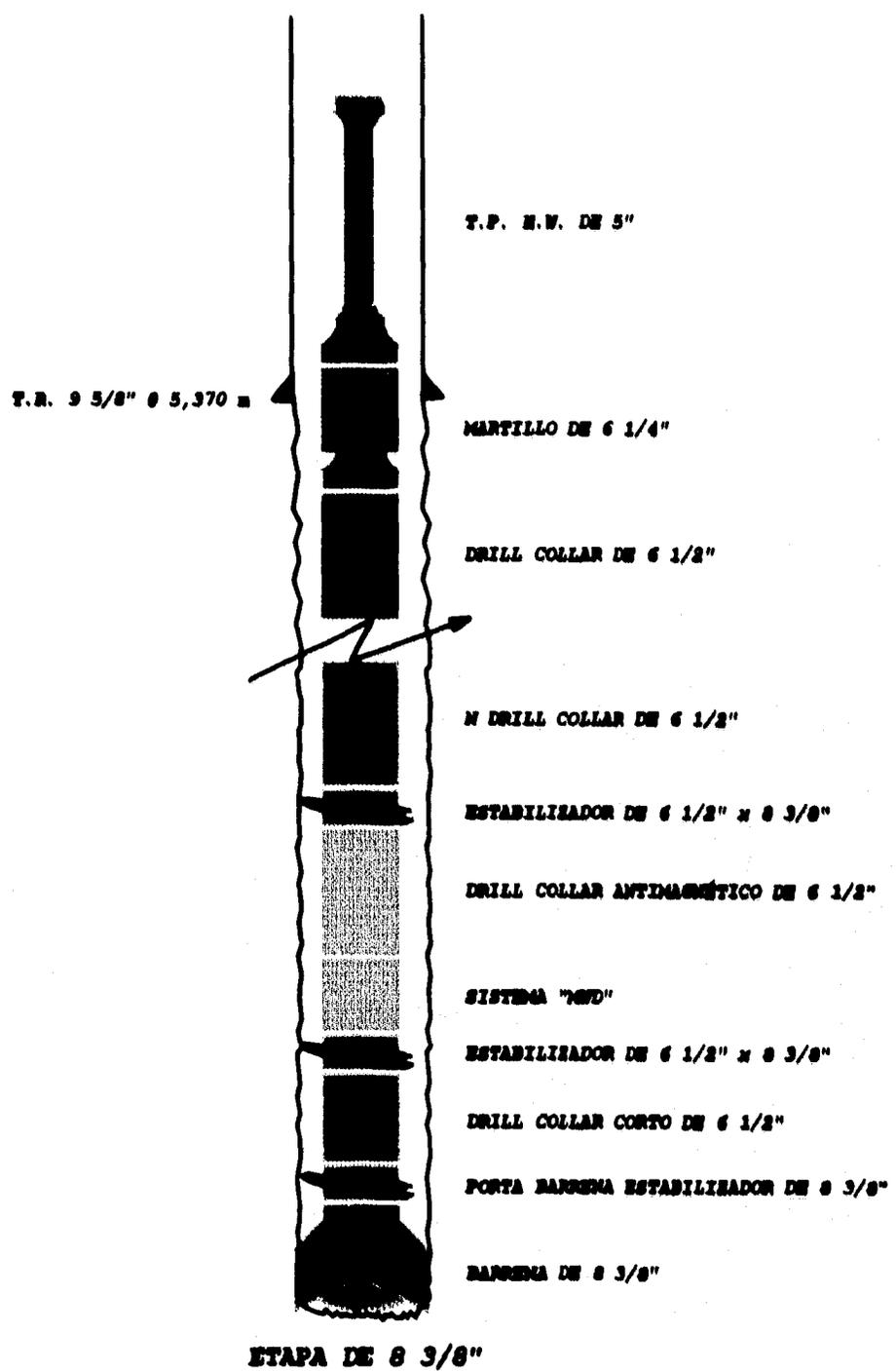


Fig. 5.6 Diseño de Sarta 5



PROGRAMA TIPO DE PERFORACIÓN

SARTA RECOMENDADA PARA ESTABILIZAR Y MANTENER DESVIACIÓN

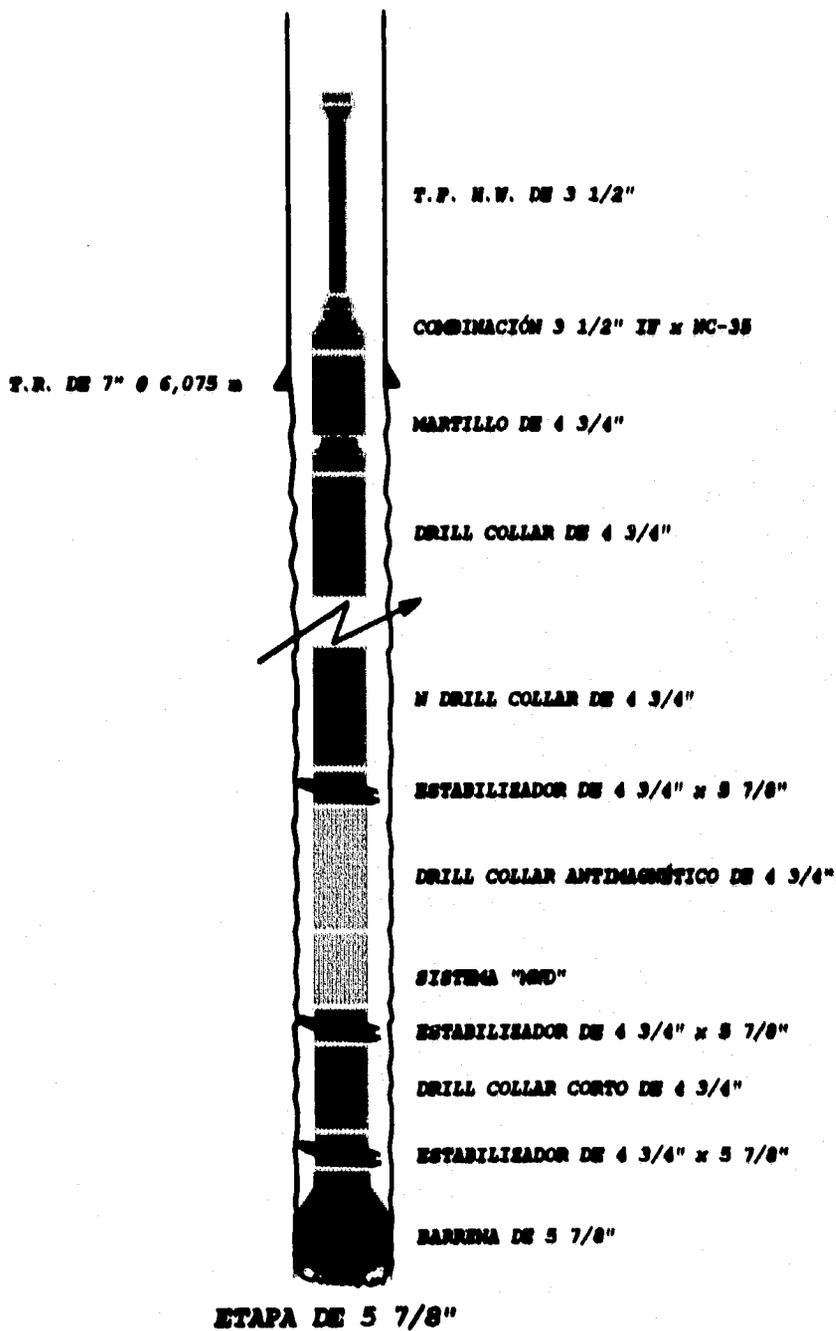


Fig. 5.7 Diseño de Sarta 6

PRUEBAS D.S.T.



ESTADO MECÁNICO CON APAREJO DE PRUEBA D.S.T.

DISTRIBUCIÓN DEL APAREJO DE PRUEBA D.S.T.

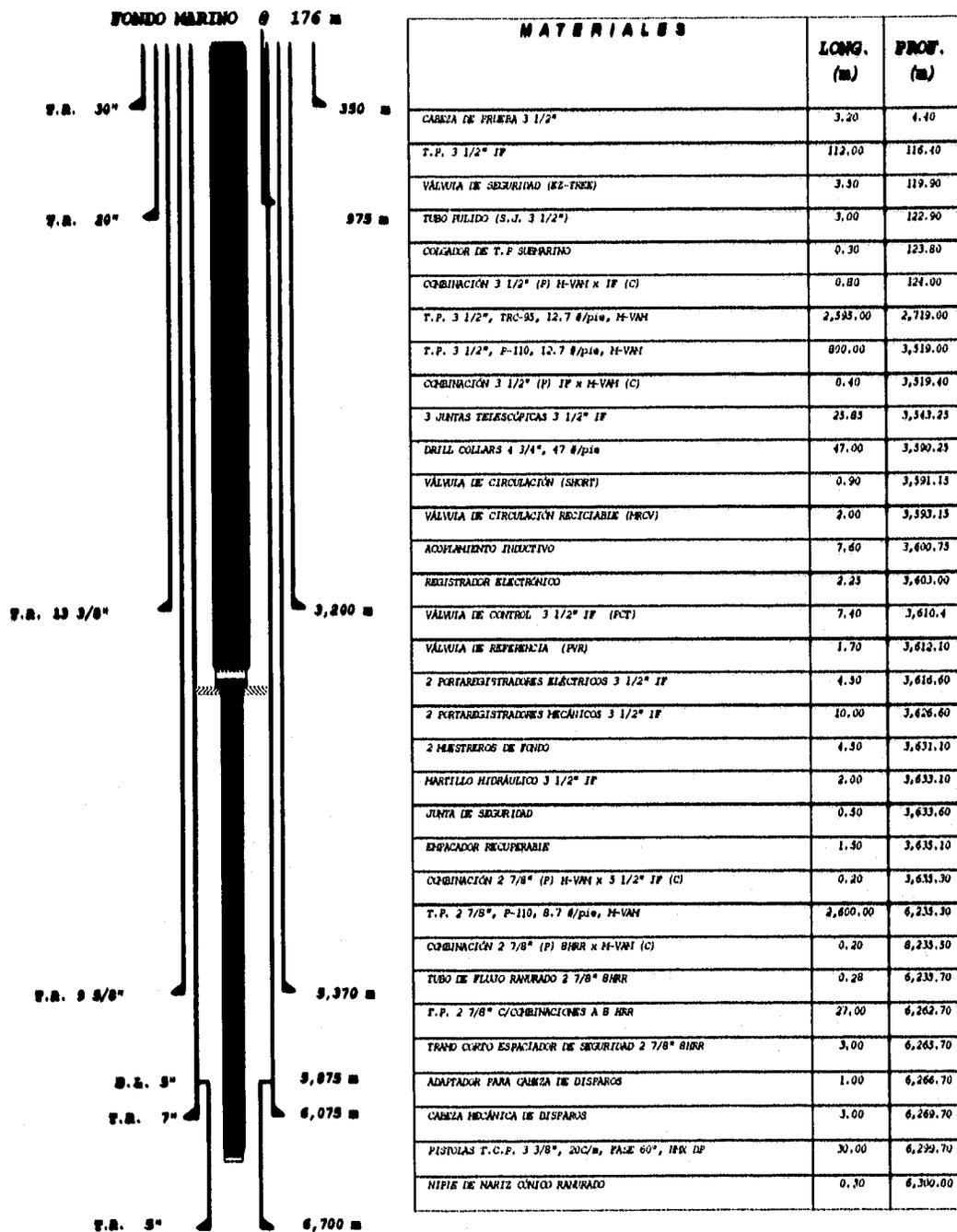
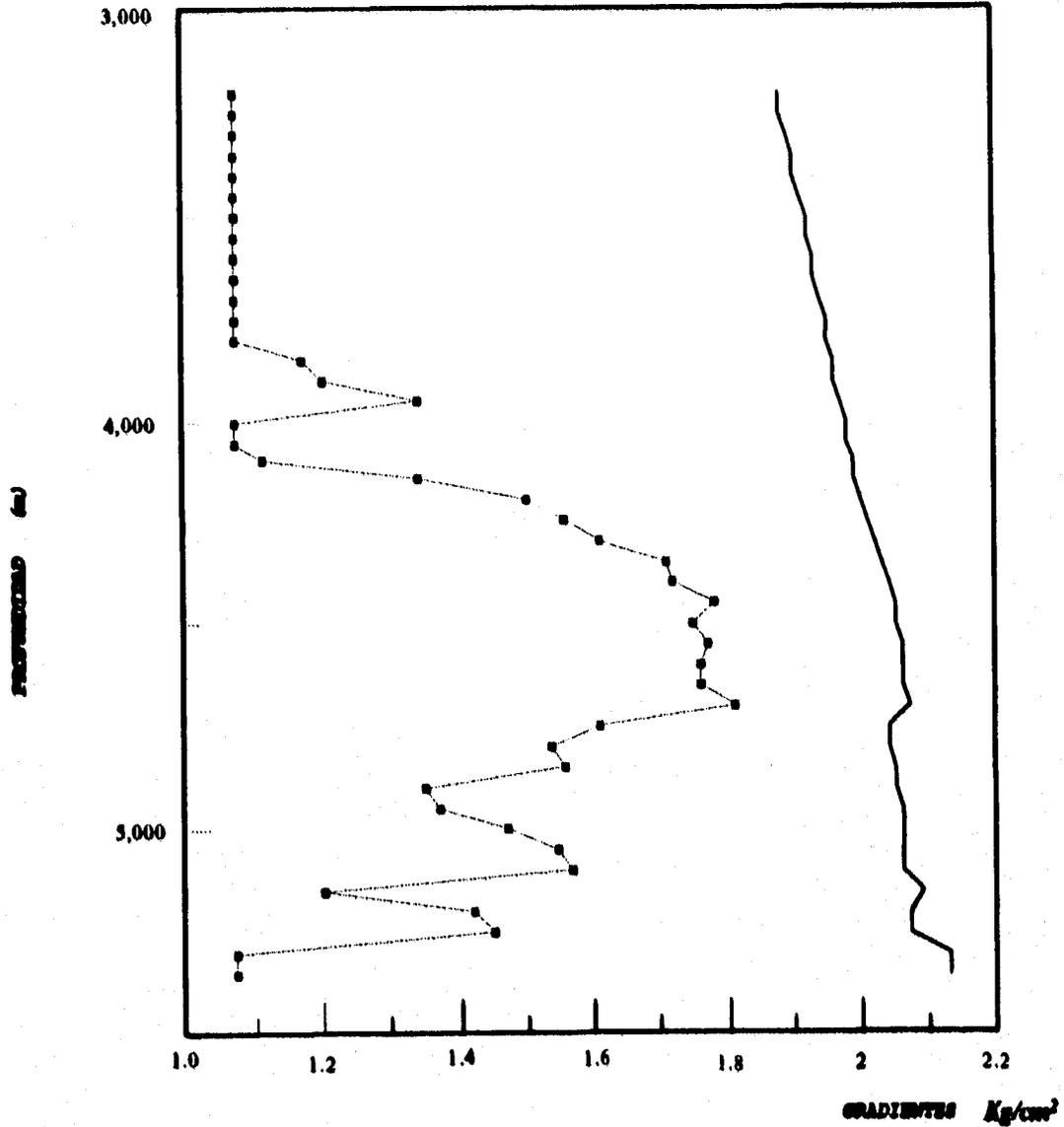


Fig. 5.8 Aparejo de Prueba D.S.T.

GRAFICA DE PRESIONES



GRADIENTE DE FORMACION —●—
PRESION DE FRACTURA ———

CAMPO: AYN

Fig. 5.9 Gradientes de Presion del Campo AYN.



CAMPO: AYIN

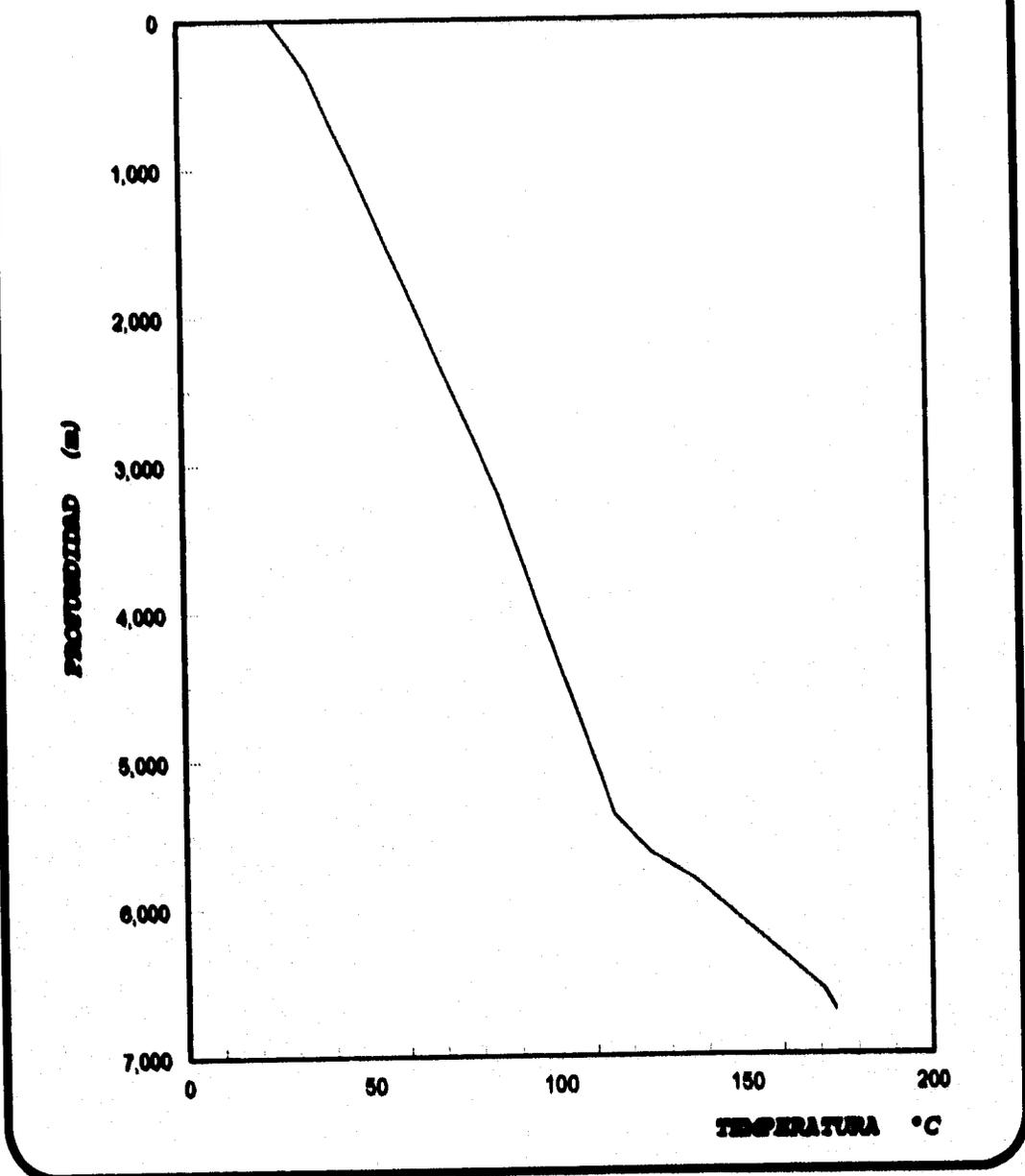
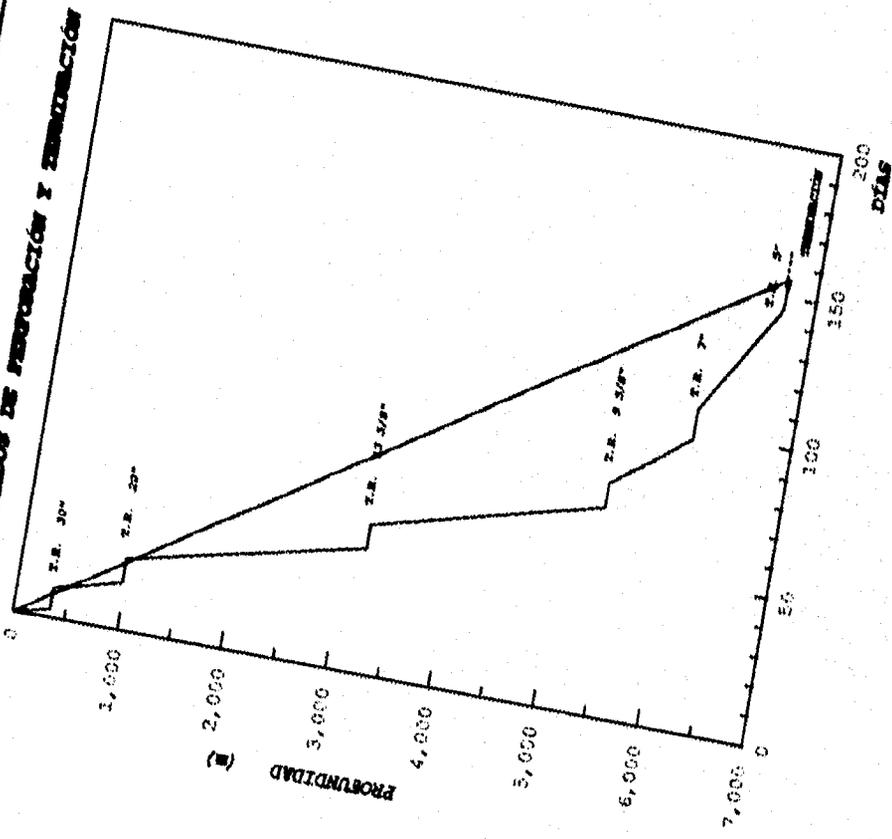


Fig. 5.10 Perfil de Temperatura del Campo AYIN.

TIEMPOS ESTADOS DE PERFORACIÓN Y REMEDIACIÓN



CAMPO: AYIN

TIEMPOS ESTADOS DE ROTACIÓN

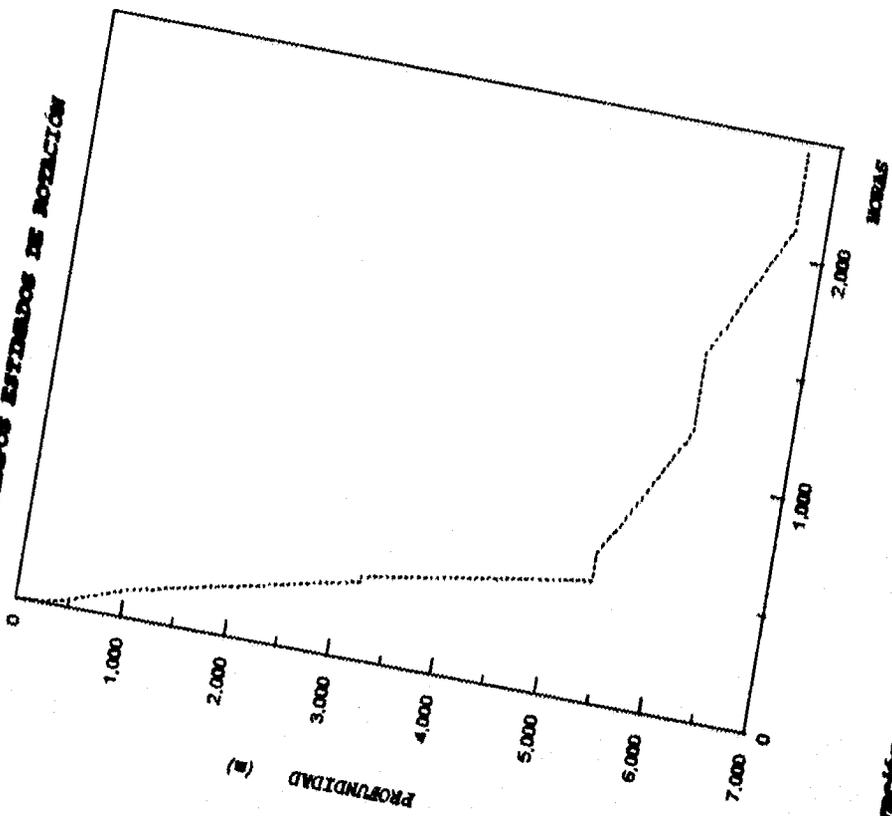


Fig. 5.11 Tiempos de Perforación

Configuración Estructural Cretácico medio

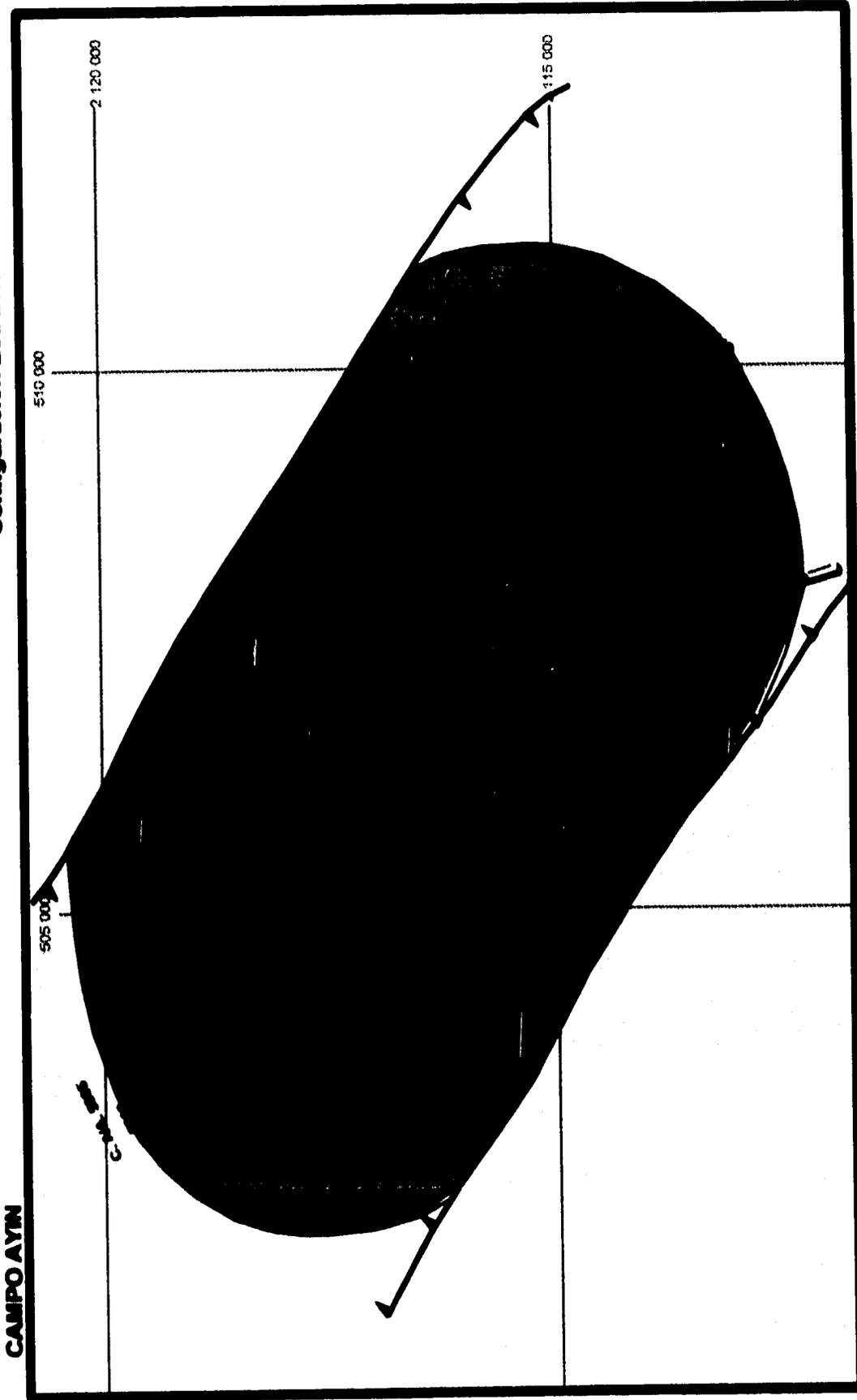


Fig. 6.1 Configuración Estructural del Campo AYNÍ

Configuración Estructural Cretácico medio

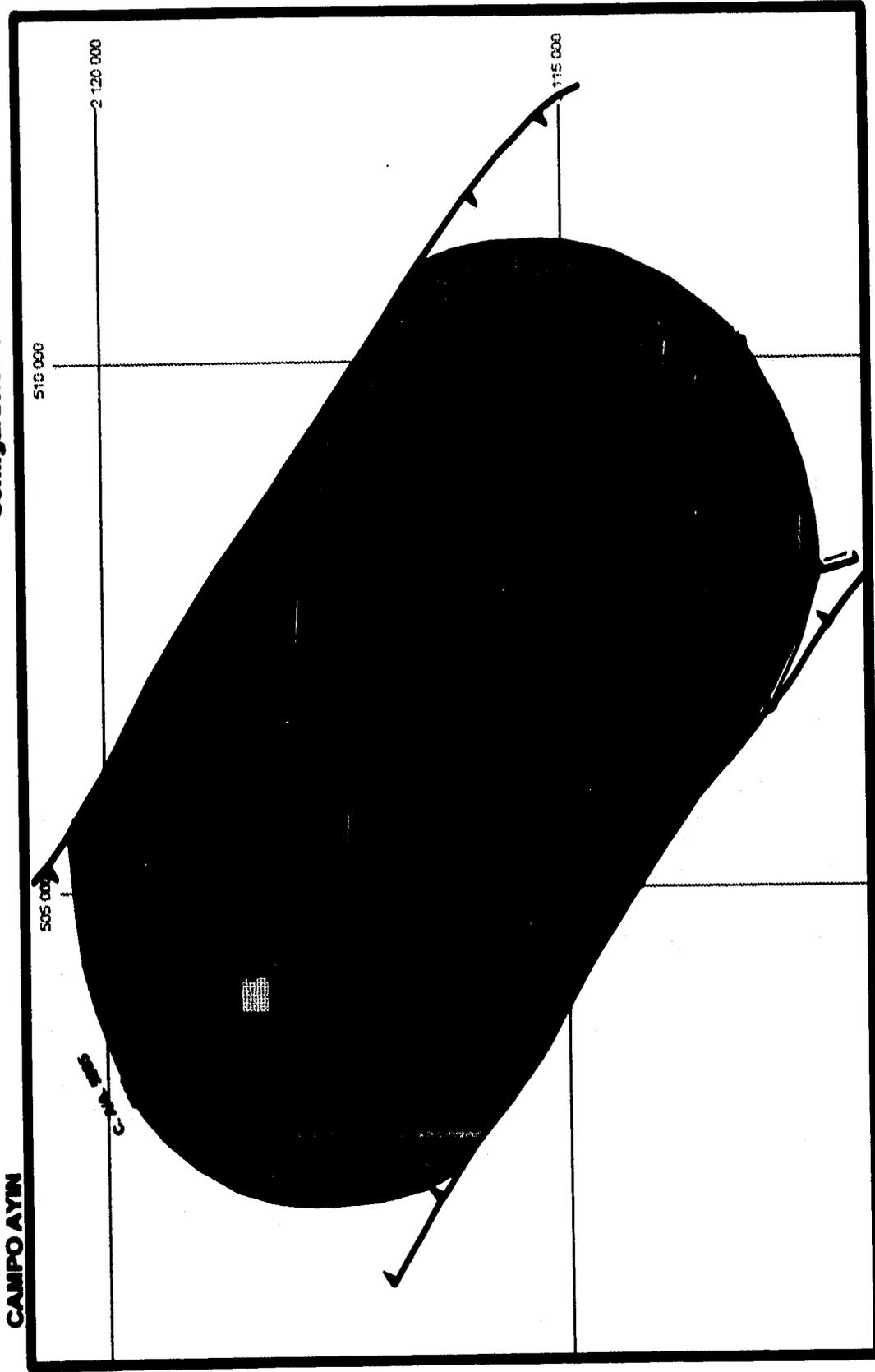


Fig. 6.2 Pozos propuestos para delimitar el Campo AYN

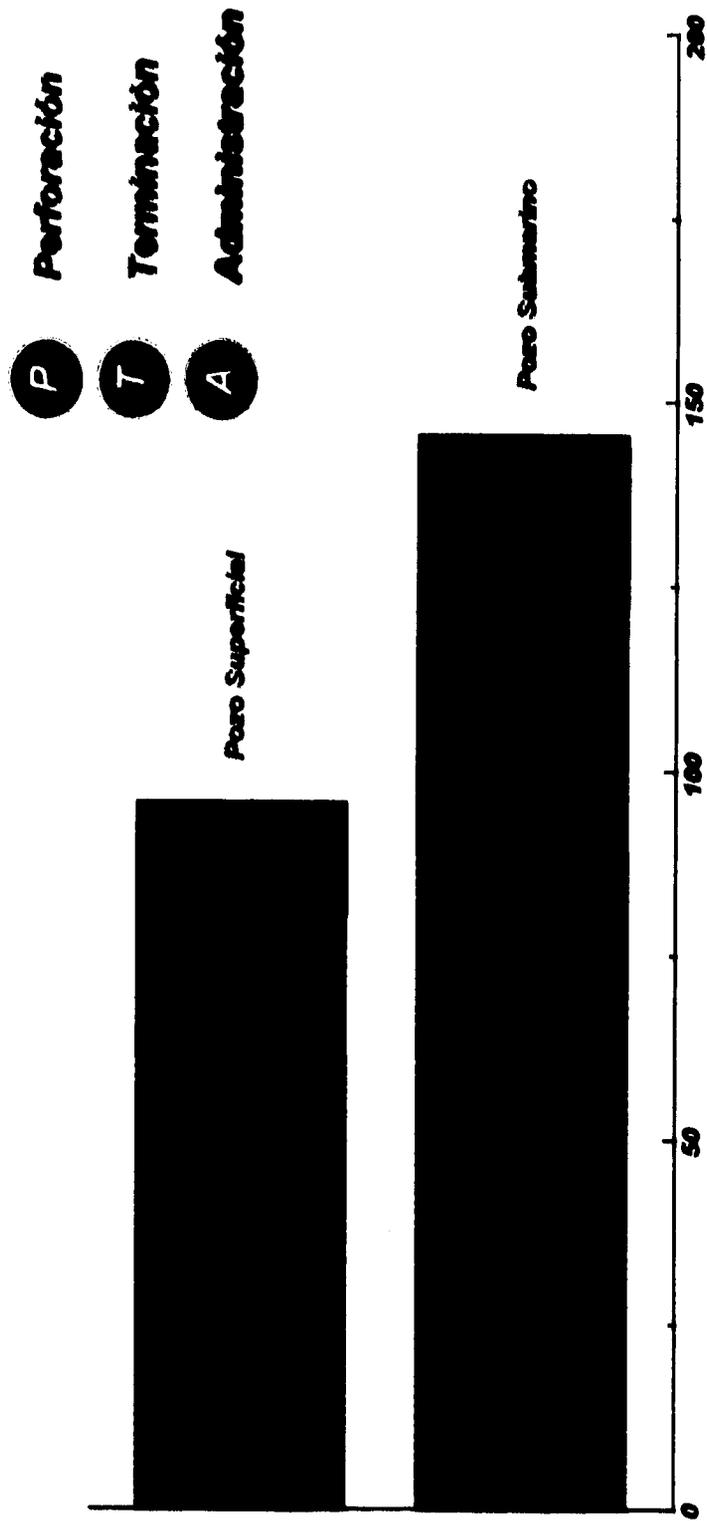


Fig. 6.3 Comparación del costo de perforación de un pozo superficial y un submarino

REFERENCIAS

REFERENCIAS

- 1) S. K. CHAKRABARTI
HIDRODINAMICS OF OFFSHORE STRUCTURES
CAPÍTULO 2 pp. 17-40
COMPUTATIONAL MECHANICS PUBLICATIONS SOUTHAMPTON
BOSTON, 1987.
- 2) R. F. WHARTON
UNDERWATER TECHNOLOGY OFFSHORE PETROLEUM
PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL CONFERENCE
BERGEN, NORWAY, APRIL 14-16, 1980, pp 123-129
PERGAMON PRESS.
- 3) M. HOVLAND
UNDERWATER TECHNOLOGY OFFSHORE PETROLEUM
PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL CONFERENCE
BERGEN, NORWAY, APRIL 14-16, 1980, pp 183-194
- 4) **INSTALAN EL ENTUBADO SUPERFICIAL POR NUEVO SISTEMA PARA
COSTA-FUERA.**
PETROLEO INTERAMERICANO
ENERO 1969, VOL. 27, N° 1
pp. 37-38
- 5) BRYAN BUTLER AND EDWARD LARRALDE
MOTION COMPENSATION ON DRILLING VESSELS
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE
1970, pp. 113-124
- 6) **TECNOLOGÍA COSTA-FUERA: PROLIFERAN LOS ADELANTOS PARA
RESOLVER NUEVOS PROBLEMAS.**
PETROLEO INTERNACIONAL
SEPTIEMBRE 1974, VOL. 32, N° 5
pp. 13-20
- 7) **OFFSHORE BRAZIL DUE CONCRETE PLATFORMS**
OIL & GAS JOURNAL
VOL. 74, N° 18, pp. 153-154,159
MAY 3, 1976.
- 8) **CONSTRUYEN PLATAFORMAS DE CONCRETO PARA DESARROLLAR CAMPO
BRASILEÑO.**
PETROLEO INTERNACIONAL
VOL. 34, N° 4
ABRIL 1976

- 9) BRUCE E BENNETT AND MICHAEL F. METCALF
**NON LINEAR DINAMIC ANALYSIS OF COMPLED AXIAL AND LATERAL
MOTIONS OF MARINE RISERS.**
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1977
pp. 403-412
- 10) D. W. WILLIAMS, C.M. Mc BRIDE AND S.C. KINNAMAN
**DEEP OCEAN MINIG-TECHNOLOGY TRANSFER FROM AND TO THE
OFFSHORE DRILLING INDUSTRY.**
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1977
pp. 395-402
- 11) **PETROBRAS DISCLOSES DRILLING TECHNIQUES FOR CAMPOS BASIN**
THE OIL AND GAS JOURNAL
VOL. 75, N° 9, pp. 99-102
1977
- 12) T. J. STEWARD-GORDON
BRAZIL: THE EMPHASIS IS ON OFFSHORE DRILLING
WORLD OIL, 1977
VOL. 184, N° 6
pp. 97, 100, 105, 108 Y 112
- 13) JIM ALBERS AND MANOEL LOPEZ DA SILVA
PREVENTING RISER FAILURES IN HIGH-CURRENT OFFSHORE AREAS
WORLD OIL, 1977
VOL. 184, N° 6
pp. 115-116, 118
- 14) ALVARO FRANCO
BRAZIL: ¿QUÉ PERSIGUEN CON EL PROGRAMA EXPLORATORIO?
PETROLEO INTERNACIONAL
VOL. 36, N° 4
pp. 13-28, 32
ABRIL 1978
- 15) F.E. SHANKS, D.S. HAMMETT AND H.L. ZINKGRAF
EXPERIENCE DRILLING IN DEEPWATER HIGH CURRENT AREAS
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1979
pp. 1,977-2,009
- 16) JHON E. OSTERHAUG AND TERRY L. SWANSON
NEW REQUERIMENTS IN DEEP WORKING SUBMERSIBLES
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1980
pp: 27-32
- 17) GREGERS, KURE AND PERRY TEYMOURIAN
MULTIPURPOSE PLAFFORM FOR MARGINAL FIELDS
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1980
pp: 285-291

- 18) DREW MICHEL
THE SMALL REMOTE CONTROLLED VEHICLE AS A WORK TOOL
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1980
pp: 355-363
- 19) ANDRE G. BURSAUX AND GUY J. FLEURY
ASSISTANCE UP TO 3,300 FEET DEPTHS
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1980
pp: 365-373
- 20) LARRY E. REIMERT
DESIGN PRINCIPLES FOR MULTI-WELL SUBSEA PRODUCTION EQUIPMENT
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1980
pp: 449-457
- 21) QUENTON W. DEAN
A RISER ANGLE POSITIONING SYSTEM (RAPS)
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1980
pp: 169-179
- 22) GILVAN FERREIRA DA SILVA
FLUIDO DE PERFORACIÓN EN POZOS COSTAFUERA
PETROLEO INTERNACIONAL
VOL. 40, N° 10, pp. 32-35, 37
OCTUBRE 1982
- 23) PETER NELLESSEN
SPECIALIZED DEEP-WATER DRILLING SUPPORT REMOTELY OPERATED VEHICLE
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1982
pp: 571-594
- 24) KERRY J. CAMPBELL, B. MARK DOBSON AND CLARENCE J. EHLERS
GEOTECHNICAL AND ENGINEERING GEOLOGICAL INVESTIGATIONS OF DEEP-WATER SITES.
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1982
pp: 25-37
- 25) CLIF A. TANNAHILL, W. MIKE ISENHOWER AND D. DAVID ENGLE
CERVEZA: A PROJECT OVERVIEW OF A DEEP-WATER PLATFORM FOR THE EAST BREAKS 160 FIELD.
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1982
pp: 235-242
- 26) GRANT R. THOMPSON, THOMAS P. TAYLOR AND LOUIS G. LONG
WELL CONDUCTOR DESIGN CONSIDERATIONS FOR GRAVITY-BASE STRUCTURES
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1982
pp: 425-433
- 27) J.S. LIM AND G.L. BARKER
DEEP WATER MUTIWELL SUBSEA PRODUCTION SYSTEM
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1986
pp: 87-96

- 28) J. SANCHO, ELF A. QUINTAINE
1-RJS-199 B: FIRST DEEPWATER TEST IN OFFSHORE BRASIL
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1987
pp: 363-377
- 29) L.W. ABEL AND G.D. OBERLENDER
FULL-SCALE STRUCTURAL TESTING OF DEEP DRILLING MASTS
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1987
pp. 53-66
- 30) W. FREIRE, PETROBRAS
AN OVERVIEW ON CAMPOS BASIN
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1988
pp: 9-16
- 31) L.C. CHITA AND A.L. CORDEIRO, PETROBRAS
DEEPWATER DRILLING
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1988
pp: 17-26
- 32) J.M. FORMIGLI FILHO AND O.J.S. RIBEIRO, PETROBRAS
CRITICAL POINTS FOR THE PROJECT OF VERY DEEP SUBSEA COMPLETIONS
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1988
pp: 27-38
- 33) J.B. OLIVEIRA, PETROBRAS
CAMPOS BASIN PRODUCTION EFFICIENCY
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1988
pp: 39-48
- 34) P.J. BARUSCO Jr. AND C.S. VIANNA, PETROBRAS
TECHNOLOGICAL CONSTRAINTS IN DEEP OFFSHORE EXPLOITATION
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1988
pp: 61-72
- 35) P.P. ALFANO, C.H.N. BARBOSA AND M.A. LEWIS
DEEPWATER CHRISTMAS TREE DEVELOPMENT
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1989
pp: 57-65
- 36) J.M. SOUZA, J.C. SCARTON AND A. CANDIDO, C.E. SOUZA CRUZ, C. AG CORÁ
THE MARLIN AND ALBACORA FIELDS: GEOPHYSICAL, GEOLOGICAL AND RESERVOIR ASPECTS
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1989
pp: 109-118
- 37) W. FREIRE, PETROBRAS
CAMPOS BASIN DEEPWATER GIANT FIELDS
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1989
pp: 117-126
- 38) C.A.P. DE OLIVEIRA AND R.P. COELHO, PETROBRAS
MARLIN FIELD DEVELOPMENT
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1989
pp. 127-134

- 39) P.A. BONESIO AND W.F. GIOZZA AND J.H. KILDE
COST OPTIMISATION ALGORITHM FOR OILFIELD DEVELOPMENT INVOLVING SUBSEA SYSTEMS
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1989
pp: 135-144
- 40) M. BEZERRA AND F. BORGES
DRILLSTEM TEST IN BRAZILIAN DEEP WATER
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1989
pp: 145-154
- 41) R.S. RODRIGUEZ, A.L. CORDEIRO AND S.P. AWAD, PETROBRAS
OCTOS-1000 TM: A DEEPWATER TEMPLATE MANIFOLD
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1989
pp: 155-162
- 42) J.R.F. MOREIRA AND A.F. VIEGAS, PETROBRAS
GUIDELINELESS COMPLETIONS OFFSHORE BRAZIL
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1989
pp: 163-176
- 43) S. POSSATO, S.M. RODRIGUEZ, J.C. SCARTON AND A.M.F. FIGUEIREDO, PETROBRAS
THE DISCOVERY AND APPRAISAL HISTORY OF TWO SUPERGIANT OIL FIELDS, OFFSHORE BRAZIL
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1990
pp: 621-634
- 44) D.C. DONHA AND H.L. BRINATI
DESING OF DYNAMIC SEMISUBMERSIBLE PLATFORM POSITIONING CONTROL SYSTEM
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1990
pp: 505-514
- 45) GEOFF ROUSE
ABANDONMENT AND WELLHEAD RECOVERY
WORLD EXPRO 1993
pp. 59-60
- 46) RICHARD L. KINCHELOE
FLOATING PLATFORMS FOR THE GULF OF MEXICO
WORLD EXPRO 1993
pp. 105-108
- 47) ROBERTO ALFRADIQUE VIEIRA DE MACEDO
BRAZIL'S OFFSHORE MARKET OPPORTUNITIES
WORLD EXPRO 1993
pp. 115-116
- 48) R.H. BUCHANAN AND A.V. DREW
ALTERNATIVE WAYS TO DEVELOP AN OFFSHORE DRY GAS FIELD
WORLD EXPRO 1993
pp. 137-140

- 49) GEORGE H.G. IAGERS
THE MINIFLOATER: A VERSATILE DEEP-WATER PLATFORM
WORLD EXPRO 1993
pp. 143-145
- 50) CLAUDE VALENCHON AND STEPHANE ANRES
CONCRETE TUBULAR JACKETS FOR MARGINAL FIELDS
WORLD EXPRO 1993
pp. 147-149
- 51) H.B. SKEELS AND R.J. WESTER
DEEPWATER GUIDELINELESS SUBSEA COMPLETIONS
WORLD EXPRO 1993
pp. 169-173
- 52) O.T. GUDMESTAD, T. ANS WARLAND AND B.L. STEAD
CONCRETE STRUCTURES FOR DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS
J.P.T., pp. 762-770
AGOSTO 1993
- 53) **INFORME TÉCNICO SOBRE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINOS EN BRASIL**
PETROLEOS MEXICANOS
1990
- 54) **INSTALACIONES MARINAS DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS**
COORDINACIÓN DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
NOVIEMBRE 1992
- 55) F. RAJABI, D.P. TUTUREA AND A. MANGIACACCHI
ECONOMIC AND PERFORMANCE EVALUATION OF CONCRETE VS STEEL. TLP'S FOR THE GULF OF MEXICO
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE N° 6,348
pp. 25-34, 1990
- 56) J. ROBERTS
INNOVATION IN CONCRETE GRAVITY SUBSTRUCTURES: THE RAVENSPURO NORTH PLATFORM AND BEMOND
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE N° 6,347
pp. 9-24, 1990
- 57) R.T. LOKKEN, R.H. GUNDERSON, G.F. DAVENPORT, S. FJELD AND M.O. WOLD
CONCRETE TENSION LEG PLATFORMS FOR THE GULF OF MEXICO
OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE N° 6,349
pp. 35-45, 1990
- 58) D. MARMISSOLLE-DAGUERRE
EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN MÉXICO
PEMEX Y SCHLUMBERGER, 1984
PARIS, FRANCIA