

ims 00106

627.98
MOR
1

UNIVERSIDAD DEL ZULIA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEO



Society of Petroleum Engineers

ESPOL - ICT
Student Chapter

Ing. Washington Gallegos O.

ESTUDIO DE LAS OPERACIONES EN UNA PLATAFORMA MARINA,
TIPO AUTOELEVADIZA EN AMBIENTE COSTA AFUERA



BIBLIOTECA
FICT

Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad del
Zulia para optar al título de Ingeniero de Petróleo.

Washington Gallegos Orla

Realizado por:

PATRICK IVICIC MORTON CIRIACO
ARGENIS J. ROSAL PEQUENA

Maracaibo, Octubre 1981

UNIVERSIDAD DEL ZULIA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEO

ESTUDIO DE LAS OPERACIONES EN UNA PLATAFORMA MARINA,
TIPO AUTOELEVADIZA EN AMBIENTE COSTA AFUERA

JURADO EXAMINADOR:

Profesor Asesor

 LUZ/81

Profesor

Profesor

DEDICATORIA

A mis Padres

A mi Hermano

A mi Abuela

A todos mis Familiares

A la memoria de mis Abuelos

A todos mis Amigos

Patrick I. Morton C.

DEDICATORIA

A mi Madre

A mi Novia

A mis Hermanos

A mis Amigos

Y a la memoria de mi Padre

Argenis J. Rosal R.

AGRADECIMIENTO

Queremos expresar nuestro agradecimiento al Ingeniero Hugo E. Marín por la orientación y colaboración ofrecida para el desarrollo de este trabajo, y a los Ingenieros Alberto-Rincón y Rafael Romero Silva por su colaboración y gentileza como jurado examinador.

También deseamos hacer extensivo nuestro agradecimiento al personal de Lagoven, S.A., Comunicaciones Industriales, C.A., Rowan Odessa, Aerotécnica y a todas aquéllas personas que nos brindaron su ayuda en el momento oportuno.

SUMARIO

Se realizó un estudio que comprende los aspectos principales de las operaciones Costa Afuera. Para ello se observaron las operaciones realizadas en la plataforma autoelevadiza Rowan Odessa, perteneciente a la empresa Lagoven S.A., y se discutieron los aspectos más importantes en este tipo de operaciones, tales como transporte, comunicaciones, ambiente marino, economía, geología y las operaciones petroleras en sí.

Unos de los principales objetivos de este estudio es contribuir para que los estudiantes de ingeniería de petróleo adquieran conocimientos sobre las operaciones Costa Afuera y así crear un incentivo para despertar su interés en este campo. Además se presenta como complemento de este estudio un documental con el mismo título de este trabajo el cual muestra las operaciones Costa Afuera.

INDICE

	Página
Página del Título.....	i
Agradecimiento.....	vi
Sumario.....	vii
Lista de Tablas.....	viii
Lista de Figuras.....	ix
INTRODUCCION.....	2
CAPITULO 1. HISTORIA, DESARROLLO Y FUTURO DE LA INDUSTRIA PETROLERA COSTA - AFUERA.....	6
1.1 Introducción.....	6
1.2 Plataformas Móviles.....	8
1.3 Desarrollo en el Futuro....	14
2. CLIMA MARINO EN LAS AREAS DE OPE RACION PETROLERA COSTA AFUERA...	23
2.1 Golfo de Méjico.....	27
2.2 El Mar del Norte y el Area Costanera del Mar Oeste de Europa.....	30
2.2.1 Temperatura.....	32
2.2.2 Precipitación.....	32
2.2.3 Nubosidad.....	33
2.2.4 Niebla.....	33
2.2.5 Vientos.....	34
2.2.6 Corrientes y Olas...	34
2.3 Costa Oeste y Suroeste de Africa.....	37

INDICE (CONT.)

Página

2.3.1	Presión.....	40
2.3.2	Vientos Alisios.....	40
2.4	República de la Costa de - Marfil.....	43
2.5	República de Ghana.....	44
2.6	La República de Togo.....	45
2.7	La República de Dahomey....	45
2.8	Nigeria.....	45
2.9	República de Cameroon.....	47
2.10	Guinea Española.....	48
2.11	Gabón, Congo y Cabinda.....	48
2.12	Angola.....	49
2.13	Suroeste de Africa.....	50
2.14	República de Sur Africa....	50
2.15	Golfo de Alaska.....	51
2.16	Golfo Pérsico.....	52
2.17	Mar de Arabia.....	54
2.18	Mar del Sur de China.....	55
2.19	Mar Caribe.....	57
2.20	Diseño de Tormentas.....	62
2.21	Predicción de Tormentas....	65
2.22	Pronosticando el Clima.....	67
CAPITULO 3.	DISEÑO Y CONSTRUCCION DE PLATA - FORMAS MARINAS AUTOELEVADIZAS DE PERFORACION (MARATHON LETORNEAU)	69
3.1	Las Plataformas Perforado- ras Móviles.	69

INDICE (CONT.)

Página

	3.2 La Ingeniería de Producción en la Construcción de Plataformas.....	79
	3.3 El Planeamiento.....	81
	3.4 Ingeniería.....	84
	3.5 Producción y Trabajo de Metalurgia.....	87
	3.6 Seguridad en la Calidad....	88
CAPITULO 4.	MODELO ECONOMICO DE OPERACION - COSTA AFUERA.....	101
	4.1 Modelo Realfstico.....	102
	4.2 Riesgos.....	107
5.	COMUNICACIONES Y TRANSPORTE PARA OPERACIONES COSTA AFUERA.....	112
	5.1 Sistema Telefónico para el Golfo de Méjico.....	112
	5.2 Sistema de Microondas.....	113
	5.3 Las Líneas Telefónicas Costa Afuera del Mar del Norte.....	114
	5.4 Transmisores Sónicos.....	120
	5.5 Televisión Submarina.....	120
	5.6 El Lanzamiento del Satélite Marisat.....	122
	5.7 Navegación por Satélite-Una gran Ayuda para la Exploración Costa Afuera.....	128
	5.8 Control Acústico de Equipos Submarinos mediante Helicópteros.....	132
	5.9 Helicópteros.....	133

INDICE (CONT.)

	Página
5.10 El Remolcador.....	133
5.11 Gabarras Motorizadas.....	134
5.12 Gabarras.....	134
5.13 Las Lanchas.....	134
CAPITULO 6. DESARROLLO TECNOLOGICO EN OPERACIONES COSTA AFUERA.....	136
6.1 Completación del Fondo Marino sin la ayuda de Buzos...	136
6.2 Elevador Artificial para Pozos de Fondo Marino - Sistema Socal.....	146
6.3 Quemadores a Prueba de Humo para Pruebas de Pozos Costa Afuera.....	152
6.4 Una Unidad Costa Afuera de Almacenaje.....	156
6.5 Pruebas Externas consiguen Fugas en Conexiones Escondidas.....	159
6.6 Método Texaco para perforar una Bóveda de Sal en la Costa del Golfo de Méjico.....	163
6.7 Predicciones de Fallas de Tuberías de Perforación....	170
6.8 Métodos usados por la Compañía Shell para controlar las Erupciones en el Golfo de Méjico.....	175
6.9 Trabajos Submarinos.....	180
6.10 Prácticas de Producción Costa Afuera.....	186
6.11 Almacenaje Flotante.....	188
6.12 Sistema de Producción de Gas.....	190

INDICE (CONT.)

		Página
	6.13 Automatización.....	196
CAPITULO 7.	OPERACIONES COSTA AFUERA EN EL GOLFO DE PARIÁ, VENEZUELA.....	199
	7.1 Transporte y Comunicaciones - en las Operaciones Costa - Afuera en el Golfo de Paria.	200
	7.2 Colocación y Ubicación de la Plataforma Rowan Odessa en el Golfo de Paria para perforar el Pozo Gupe-1.....	210
	7.3 Historia de los Estudios Geológicos en el Golfo de Paria	212
	7.4 Corridas de Perfiles.....	213
	7.5 Límites Operacionales.....	215
	7.6 Reportes.....	216
	7.7 El Programa para la Tubería de Revestimiento del Pozo Gupe-1.....	222
	7.8 Lista de Chequeo para la Instalación de la Tubería de Revestimiento de 30 pulgadas..	223
	7.9 Lista de Chequeo para la Instalación de la Tubería de Revestimiento de 20 pulgadas..	224
	7.10 Lista de Chequeo para la Instalación de la Tubería de Revestimiento de 13-3/8 pulgadas.....	225
	7.11 Lista de Chequeo para la Instalación de Tubería de Revestimiento de 9-5/8 pulgadas..	227
	7.12 Lista de Chequeo requerido - para la Instalación de la Tubería de Revestimiento de 7 pulgadas.....	228

INDICE (CONT.)

	Página
7.13 El Programa de Cementación..	230
7.14 Producción.....	236
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	242
GLOSARIO.....	246
BIBLIOGRAFIA GENERAL.....	249
APENDICES: A - Ubicación Mundial de las Platafor mas de Perforación Móviles.....	252
B - Tabla de Beaufort; Condiciones - Atmosféricas para Areas Costa - Afuera.....	260
C - Agencias Públicas Metereológicas- y Consultores Oceanográficos.....	261
D - El Concepto del Pozo Submarino...	263

LISTA DE TABLAS

TABLA	Página
1.1 Características de Unidades Móviles de Perforación.....	13
3.1 Dimensiones y Características Básicas- de Plataformas.....	98
3.2 Lista de Equipos suplidos por el Dueño de la Plataforma.....	99
6.1 Datos de Computadora.....	174
7.1 Características de Remolcadores.....	237
7.2 Características de Helicóptero.....	238
7.3 Origen y Distribución del Personal en la Plataforma.....	239
7.4 Características de la Plataforma.....	240
7.5 Características de la Tubería de Reves- timiento.....	241
.1 Datos Básicos de un Programa Submarino	270

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	Página
I.1 Perfil Continental.....	4
1.1 Unidad Electromecánica de Elevación.....	12
1.2 Zapata Nordic.....	15
1.3 Evolución de Plataformas Autoelevadizas...	16
1.4 Procedimiento de Instalación de Plataforma Autoelevadiza.....	17
1.5 Plataforma tipo Gorila.....	19
1.6 Comparación Dimensional de Plataformas....	20
1.7 Plataforma Seaplex.....	21
2.1 Areas Ciclónicas.....	28
2.2 El Mar del Norte.....	36
2.3 Costas de Africa.....	38
2.4 Corrientes Marinas de Africa.....	39
2.5 El Golfo de Alaska.....	53
2.6 Distribución de Vientos.....	58
2.7 Condiciones Marinas.....	58
2.8 Condiciones de Turbulencias.....	58
2.9 Comparación entre Viento, Mar, Turbulencia	59
2.10 Tiempo de Parada.....	59
2.11 Temperatura vs Tiempo.....	60
2.12 Precipitación vs Tiempo.....	60
3.1 Nivel Intermedio de Plataforma.....	74
3.2 Nivel Inferior de Plataforma.....	75
3.3 Facilidades de Acomodación.....	76

LISTA DE FIGURAS (CONT.)

FIGURA	Página
3.4 Facilidades de Acomodación.....	77
3.5 Patas de Plataforma.....	78
3.6 Etapas de Construcción.....	92
3.7 Etapas de Construcción.....	93
3.8 Etapas de Construcción.....	94
3.9 Etapas de Construcción.....	95
3.10 Etapas de Construcción.....	96
3.11 Etapas de Construcción.....	97
4.1 Flujo de Efectivo para una Plataforma.....	110
4.2 Ingresos por Barril.....	111
6.1 Completaciones Submarinas.....	137
6.2 Quemadores.....	155
6.3 Unidad Autoelevadiza de Almacenaje.....	158
6.4 Curva Crítica.....	172
6.5 Curvas de Pérdidas.....	172
6.6 Pozos de Alivio para Erupciones del Golfo de Méjico.....	177
6.7 Plataformas Asignadas a los Pozos de Alivio	178
6.8 Trabajos Submarinos.....	185
6.9 Salas de Automatización.....	198
7.1 Operaciones Costa Afuera en el Golfo de Pa ría.....	201
7.2 Remolcadores.....	203
7.3 Remolcadores.....	204
7.4 Remolcadores.....	205



BIBLIOTECA

FICT

LISTA DE FIGURAS (CONT.)

FIGURA	Página
7.5 Remolcadores.....	206
7.6 Transporte Aéreo.....	207
7.7 Helicóptero.....	208
7.8 Helicóptero.....	209
7.9 Diagrama de Perforación.....	219
7.10 Diagrama de Costo.....	219
7.11 Sarta de Perforación.....	220
7.12 Tubería de Revestimiento.....	221
.1 Componentes del Sistema Submarino.....	265
.2 Comparación de Costos.....	266
.3 Esquema de Completación Sencilla.....	269
.4 Esquema de Completación para una Platafor- ma Autoelevadiza.....	279
.5 Esquema de Controles de Superficie.....	281
.6 Concepto del Pozo Submarino.....	282

INTRODUCCION

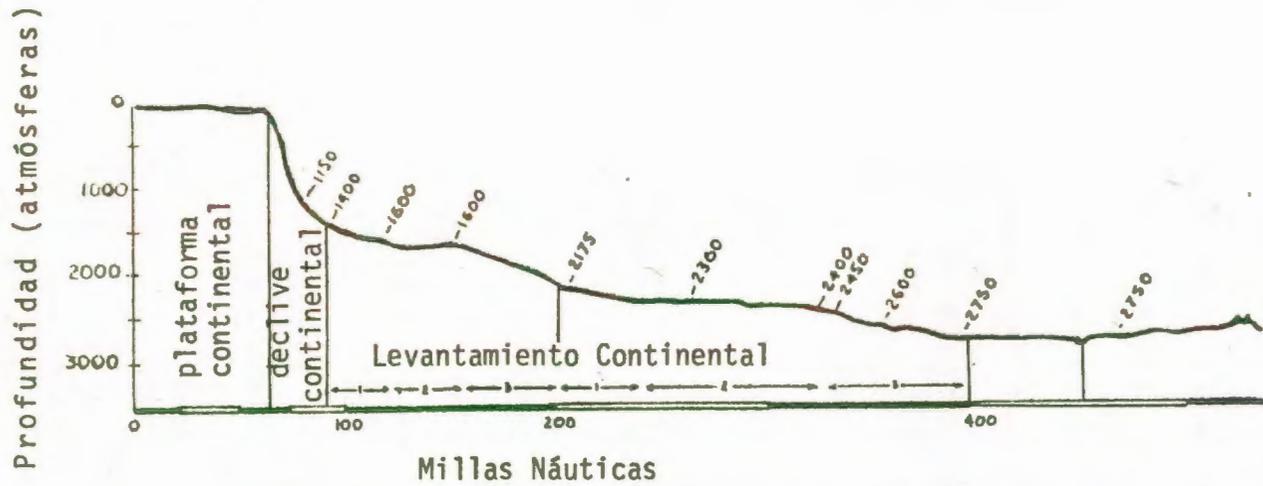
Desde que empezó la década de los 70, el mundo se ha enfrentado con los incrementos de los precios de hidrocarburos, lo cual ha servido como incentivo para la exploración costa afuera que previamente se consideraba como muy costosa. Por lo tanto, a medida que van aumentando los precios se hace necesario aumentar las operaciones de exploración tanto en tierra firme como costa afuera, en donde campos prospectivos que se hubieran considerado marginales se tornan comerciales y campos que previamente se habían cerrado son re-abiertos con operaciones de reacondicionamiento.

A medida que se avanza en áreas fronterizas de aguas profundas y ambientes marinos más hostiles, se hace necesario que la industria petrolera demande un mayor avance en la tecnología Costa Afuera. Como ejemplo se tiene los desarrollos de los campos petroleros del Mar del Norte, donde la industria ha reunido todos sus esfuerzos para desarrollar e introducir una nueva tecnología en este ambiente.

Se ha estimado que los mares de la tierra cubren el 71% de la superficie del planeta, aproximadamente 197 millones de millas cuadradas, mientras que los continentes cubren -

el 29% de la superficie terrestre, los cuales están concentrados en su mayoría en el Hemisferio Norte. Es interesante notar que la superficie terrestre misma está cubierta - por agua en un 53% del área total, y en el "hemisferio marino", el agua cubre el 90% de la superficie.

Estos hechos y cifras, desde el punto de vista de la industria petrolera, solo parecen presentar un interés - académico, pero realmente indican la magnitud de las masas de agua en este planeta y la importancia de éstas para los estudios de desarrollo en la industria costa afuera, considerándose de gran importancia desde los puntos de vista climatológicos, metereológicos y oceanográficos para esta industria. La figura I-1 muestra un perfil típico continental, (subdivisión de la plataforma continental), donde el área de mayor interés es la plataforma continental, la cual puede extenderse por cientos de millas desde la costa hasta mar adentro. En la actualidad toda la producción petrolera viene de las plataformas continentales, dando nuevas indicaciones de que grandes reservas de hidrocarburos pueden ser localizadas en el futuro en aguas más profundas del declive continental. Ha sido estimado que la producción promedio de petróleo y gas de la plataforma continental exterior pueda ser alrededor del 20% de la producción mundial y para 1980 en adelante rebasará el 50% de la producción mundial total, por lo que es fácil comprender el



* Fig. 1.1 Sub división de la plataforma continental (Ref.37)

interés é incentivo que tiene la industria petrolera en explorar y desarrollar esta áreas "hostiles" costa afuera.

El objetivo del presente trabajo es dar una visión - sobre las operaciones Costa Afuera en una plataforma marina autoelevadiza tomando como ejemplo las operaciones desarolladas por la empresa Lagoven, S.A. en el Golfo de Paria. Para ello se observaron todas las operaciones, y se filmó un documental al respecto. Además se discuten los aspectos más resaltantes como clima, diseño y construcción de plataformas, transporte, comunicaciones, economfa, geología, operaciones petroleras, y, avances tecnológicos en las operaciones Costa Afuera

1. HISTORIA, DESARROLLO Y FUTURO DE LA INDUSTRIA PETROLERA COSTA AFUERA

1.1 Introducción



BIBLIOTECA
FICT

La primera perforación petrolera costa afuera - ocurrió en 1897 en el canal de Santa Bárbara frente a la costa de California en Sumerland. Estos tempranos intentos fueron hechos de muelles de madera algunos de los cuales alcanzaron hasta más de 1.200 pies desde la orilla. - Eventualmente varios cientos de pozos estuvieron produciendo de estos primitivos campos petroleros costa afuera. Para 1910 varios pozos fueron también perforados en el lago Ferry, Parroquia Caddo, Louisiana. Estos pozos utilizaban árboles de ciprés como pilotes y las torres eran hechas de la misma madera sobre unas plataformas de madera. - Para 1920 lo mismo ocurrió en las aguas del Lago de Maracaibo, Venezuela, cuando muchos pozos fueron perforados desde plataformas de madera. En la actualidad hay más de 5.000 plataformas en el Lago de Maracaibo, y algunas de las cuales han sido perforadas en profundidades de hasta 106 pies.^{37.}

El siguiente período de desarrollo costa afuera - ocurrió en 1930, en los pantanos de Louisiana del Sur, USA, una vez más esta temprana actividad volvió a utilizar plataformas de madera, y para llegar a las localidades de los

pozos se utilizaron canales dragados.

En 1938 el primer pozo petrolero costa afuera, - distante de la costa, fué completado con pilotes de madera en la Parroquia West Cameron, Louisiana, en el Golfo de Méjico; seguidamente 10 años más tarde se perforaron pozos desde plataformas en la misma área sobre 50 pies de agua, y algunos de éstos todavía producen en la actualidad.

Para 1945-47 la industria costa afuera empezó a modernizarse obteniendo concesiones frente a las mismas - costas de Louisiana en profundidades marinas de 50 pies aproximadamente, y con la introducción de la plataforma de sustento propio las cuales eran estructuras bastante caras, pero que sirvieron de patrón para futuras estructuras costa afuera. Estas plataformas de sustento propio eran fijas y tenían seis "soportes" sostenidos por 267 pilotes - hechos de tubería con un grosor de 8 y 10 pulgadas. Otras fueron hechas con 100 vigas en "H" de 10 pulgadas que sostenían 25 planchas, contenían 2.000 toneladas de acero y costaban 1.1 millones de dólares para construirlas. Todas estas primitivas plataformas eran estructuras masivas con gran número de pilotes ya que en esa época los tubos y vigas de acero que se hacían eran de diámetro limitado. Pero a medida que se iban fabricando pilotes de mayor diámetro, - el número de pilotes necesitados por cada plataforma era

menor, lo cual se logró para 1950 pudiéndose construir una plataforma en el Golfo de Méjico con solo 8 pilotes, (3 soportes), en solo 100 pies de agua. Los avances en construcción de plataformas fijas continuaron; y también se continuó avanzando en aguas profundas con la construcción e instalación en 1959 de una plataforma de tipo de servicio con 4 pilotes de 48 pulgadas de diámetro, y sobre 206 pies de agua.

Luego en 1965 una plataforma de sustento propio de 8 pilotes fué diseñada para 285 y 340 pies de agua. Sin duda las metas de profundidad irán aumentando a medida que se vaya avanzando en la tecnología de plataformas petroleras costa afuera.

1.2 Plataformas Móviles

Para antes de 1950, la industria costa afuera operaba desde estructuras fijas las cuales eran muy costosas y se necesitaba de muchos pilotes para poder trabajar en un área mayor. Por consiguiente, pronto se hizo necesaria la reducción de estos excesivos costos. El primer intento que se hizo para reducir los costos de perforación fué el de usar una plataforma del tipo de servicio, para reducir el área total de trabajo que se requeriría en una estructura fija. 37.

Las unidades de servicio eran usadas para llevar la mayoría del material pesado, provisiones, y como área habitacional para el personal; muchas de estas unidades eran simples barcazas de provisiones sobrantes de la segunda guerra mundial. A pesar de que estas unidades trajeron algún alivio en la forma de reducción de espacio, éstas presentaron otros problemas debido al tiempo de cese de actividades que había que hacer en climas tempestuosos.

El próximo paso de la industria costa afuera en reducción de costos operacionales fué el desarrollo de perforadoras móviles, siendo la primera en operar entre 1949 y 1950 en aguas de 20 pies de profundidad. Estas gabarras con torres eran de sustento propio, y no tenían que ser piloteadas contra el fondo marino; fueron muy exitosas y para ese entonces ya habían 200 unidades operando por todo el mundo. Hoy en día hay 4 tipos principales de plataformas móviles:

- i. Plataformas Sumergibles
- ii. Plataformas Autoelevadizas
- iii. Plataformas Semisumergibles
- iv. Barcos Perforadores



BIBLIOTECA
FICT

- La primera plataforma perforadora móvil fué una barcaza sumergible diseñada para posarse sobre el fondo ma

rino en 20 pies de profundidad, actualmente están limitados a aguas poco profundas no mayores de 175 pies.³⁰.

- Las plataformas semisumergibles y los barcos perforadores se utilizan en aguas de gran profundidad (300 - pies en adelante).

A medida que las operaciones costa afuera se movían hacia aguas más profundas, se desarrolló otro tipo de plataformas de perforación móvil que fué la autoelevadiza (comúnmente llamada "jack-up"), la cual es más usada en aguas de profundidades intermedias (300 a 400 pies). El desarrollo de estas unidades comenzó en el año de 1950 con la construcción de la plataforma Magnolia Delong N° 1.

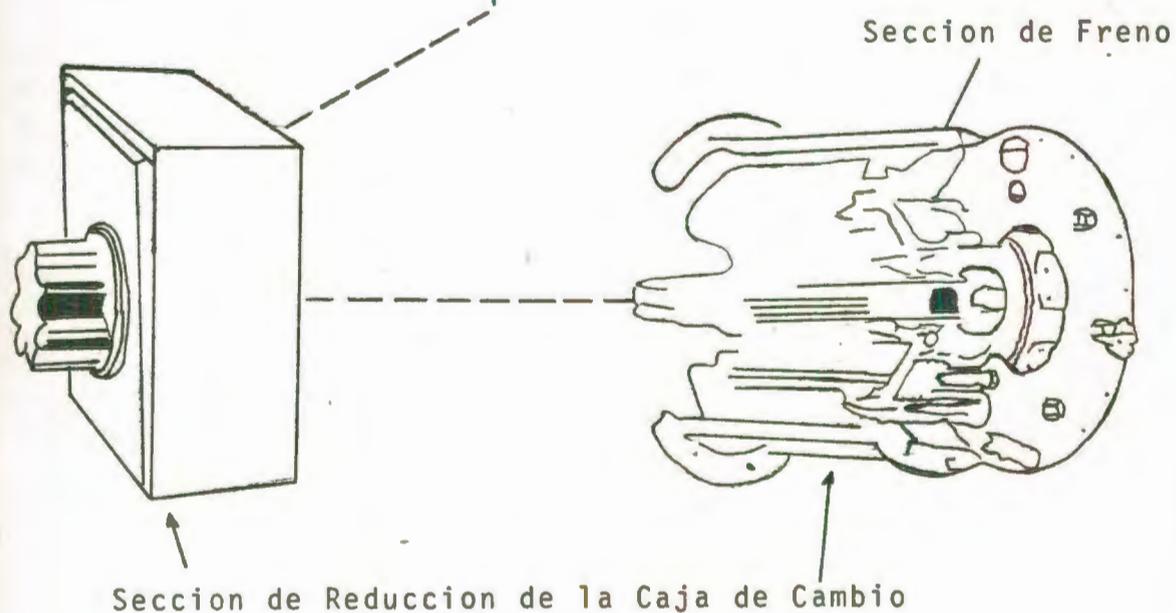
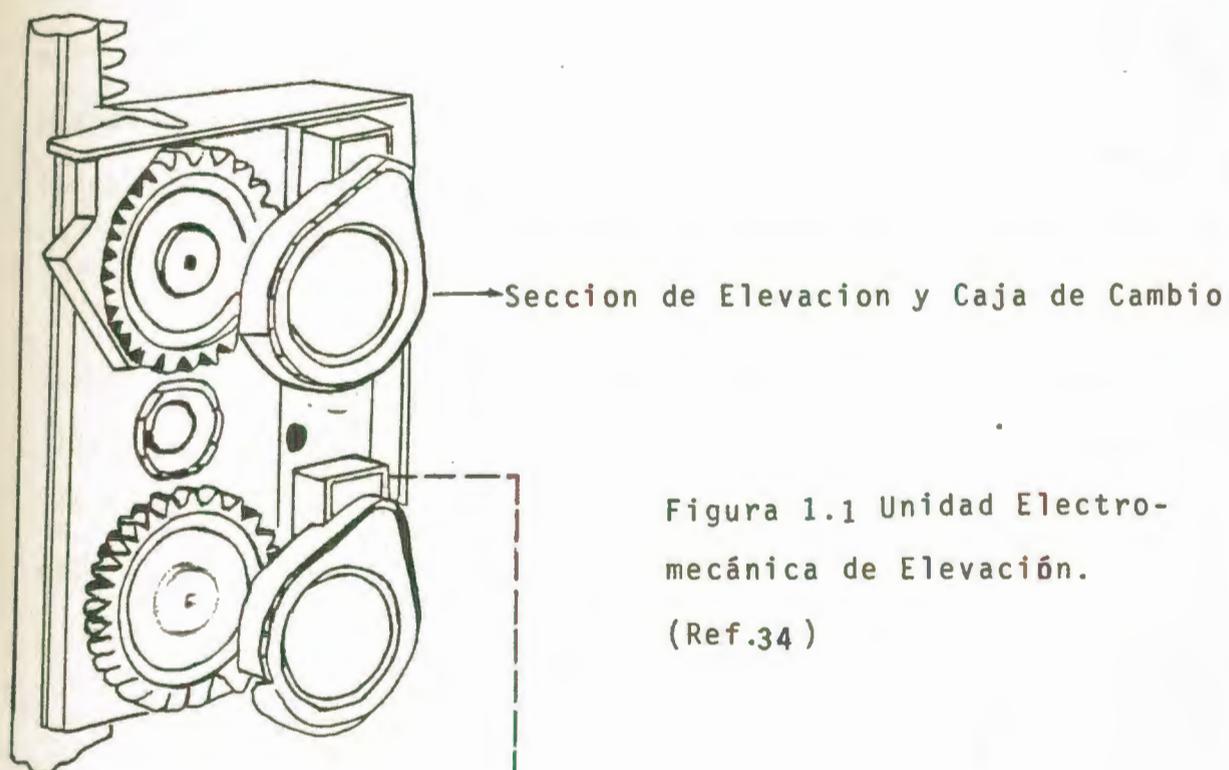
Esta unidad fué instalada por vez primera y de manera permanente en 1953 por lo que generalmente no se le considera la primera autoelevadiza, en cambio la verdaderamente autoelevadiza que se utilizó en ese sentido fué la Delong-McDermott N° 1 que luego se vendió y se le cambió el nombre a Offshore N° 51. Estas unidades eran barcas rectangulares soportadas por patas tubulares, las cuales eran elevadas por los gatos GRIPPER neumáticos desarrollados por la Compañía Delong, quienes usaban presión de aire para ir agarrando alternadamente las patas cilíndricas con un tubo de goma en su alrededor.

Este sistema presentaba el problema de desgaste ó rotura del tubo de goma con el consecuente peligro de resbalarse la plataforma. En 1956 las organizaciones Delong y Offshore desarrollaron el gato hidráulico de broche, el cual usaba pasadores horizontales que se ensartaban en agujeros que habían en las patas; probó ser bastante eficiente, por lo que se aplicó en la construcción de la plataforma Offshore Rig 54 y otras, las cuales 25 años después aún siguen en servicio.

Para la misma época la Compañía R.G. Le Torneau produjo la primera plataforma autoelevadiza llamada Zapata Scorpion, con un sistema de elevación que usaba bastidores, piñones y motores eléctricos. 34.

Gracias al éxito de este sistema de motores eléctricos, hasta la fecha (1981) se han construido 119 unidades de este tipo. En la figura 1.1 se muestran las partes de este sistema electromecánico.

Para el período desde 1963 hasta 1972, se diseñó un sistema de elevación a través de la inclinación de las patas, la cual proveía un buen asentamiento de las patas - en el fondo marino, y una buena protección contra fuerzas laterales provocadas por tormentas. Estas unidades tenían una especie de bisagra contra el casco y se inclinaban hacia adentro según la cantidad de grados que tuviera antes -



de tocar el fondo marino. Trece de estos diseños fueron -
construidos desde 1963 hasta 1972 de los cuales doce toda-
vía están en uso, siendo la más famosa de ellas, la plata-
forma Zapata Nordic (ver figura 1.2).

Las figuras 1.3 y 1.4 muestran la evolución y -
procedimiento de instalación de las plataformas autoeleva-
dizas; y en la tabla 1.1 se pueden observar las caracte-
rísticas de las diferentes plataformas móviles de perfora-
ción costa afuera.

TABLA 1.1

Características de las unidades móviles de perforación -
(hasta 1972)

	Auto elevadizas	Semi sumergible	Barcos Perfora dores
Máxima profundidad de operación (pies)	300	600-1000	600-1500
Divisiones del casco:			
largo (pies)	110-200	200-400	270-440
ancho (pies)	80-170	180-280	60-80
prof. (pies)	12-20	---	12-57
Calado	---	60-70	21
Velocidad de remol- que (nudos)	3-6	4-8	10-14
Costo para 1972 (en millones de dólares)	7.5	15	11

	Auto elevadizas	Semi sumergible	Barcos Perforadores
<u>Ventajas</u>	Bajo costo inicial. Baja fuerza de olas al levantarse. Grandes números en servicio. Disponibilidad.	Para aguas profundas. Estable en mar bravo; operable en todo tipo de ambiente.	Para aguas profundas. Capacidad para gran material, alta movilidad. Buena estabilidad al moverse.- Bajo costo de aseguramiento.
<u>Desventajas</u>	Movimiento lento, profundidades limitadas. Problemas de estabilidad cuando se remolca en mar bravo.	Movimiento lento. Alto costo inicial. Gran calado al remolcar. Limitaciones durante el remolque.	Susceptibles a mar brava. Alto costo inicial.

En la actualidad (1981) modificaciones adicionales en recientes diseños han eliminado varios problemas estructurales en los diferentes tipos de unidades móviles - costa afuera.

1.3 Desarrollos en el Futuro

La construcción de nuevas plataformas autoelevadizas ha alcanzado un ritmo fenomenal en los últimos dos años, y promete seguir así en el futuro inmediato. De acuerdo a los últimos reportes la flota mundial de plataformas autoelevadizas ha crecido en unas 48 unidades en lo que va del año 1981, lo cual representa un incremento del 22%; se espera lo mismo para 1982. De acuerdo a los últi

Figura 1.2 Zapata Nordic , (Ref.34).



BIBLIOTECA
FICT

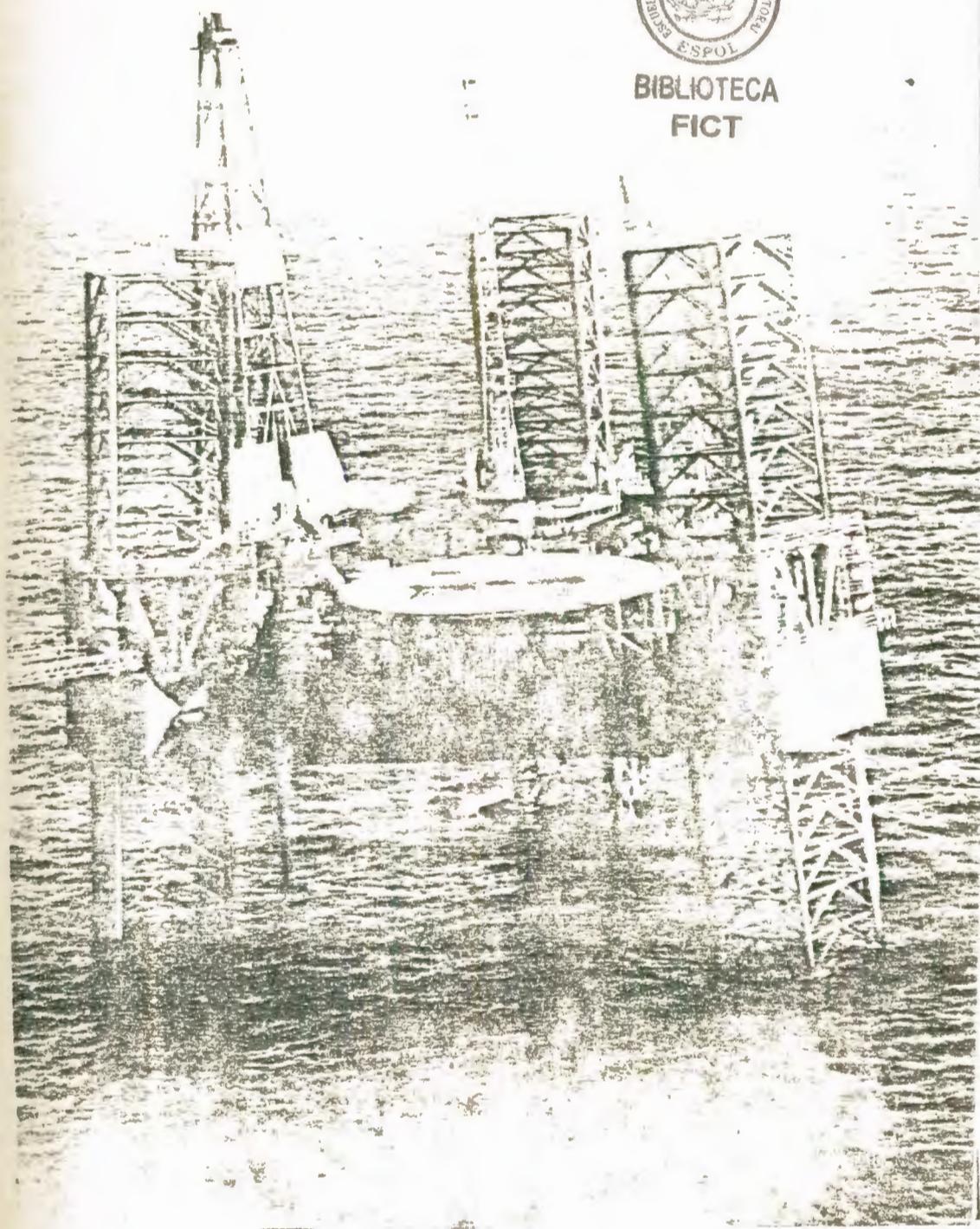


Figura 1.3 Evolucion de las Plataformas Autoelevadizas
(Ref.37)

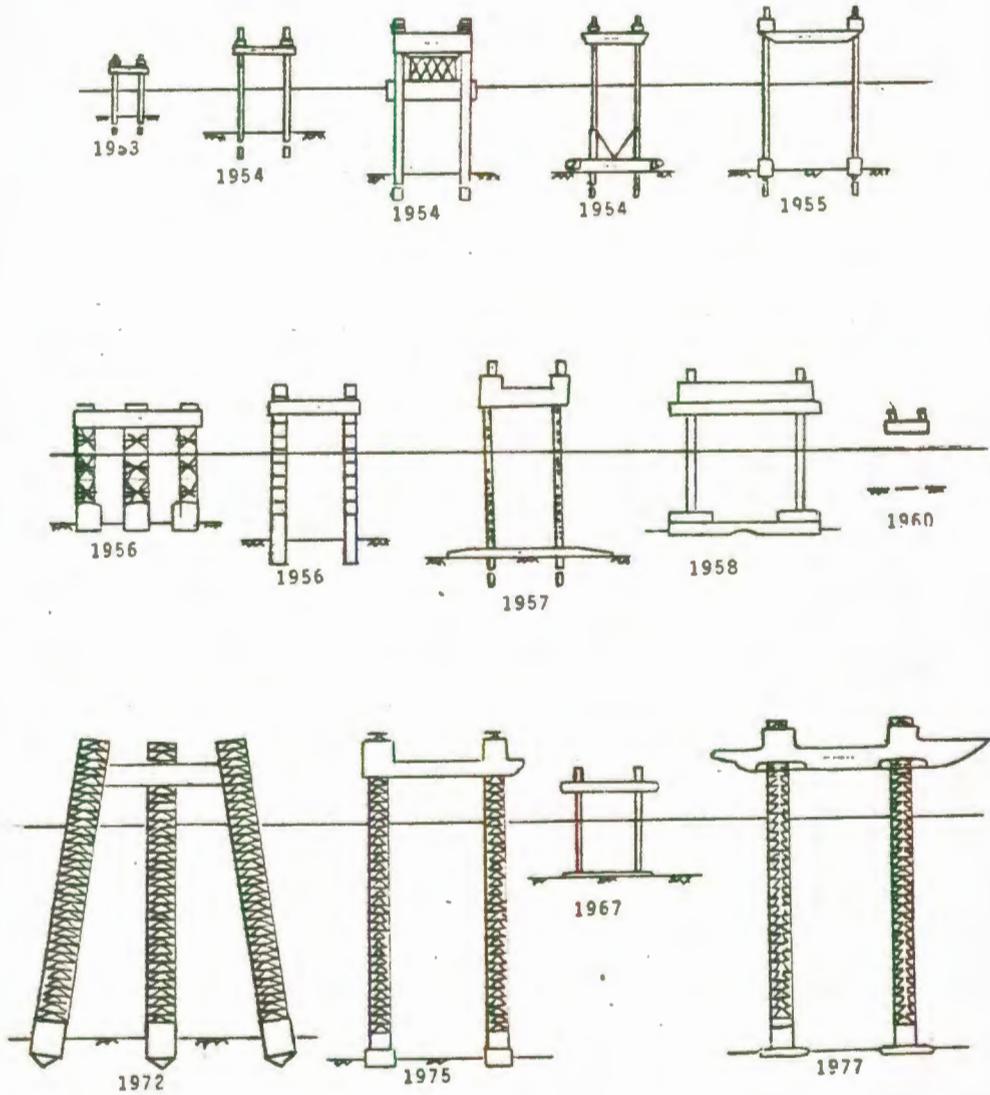
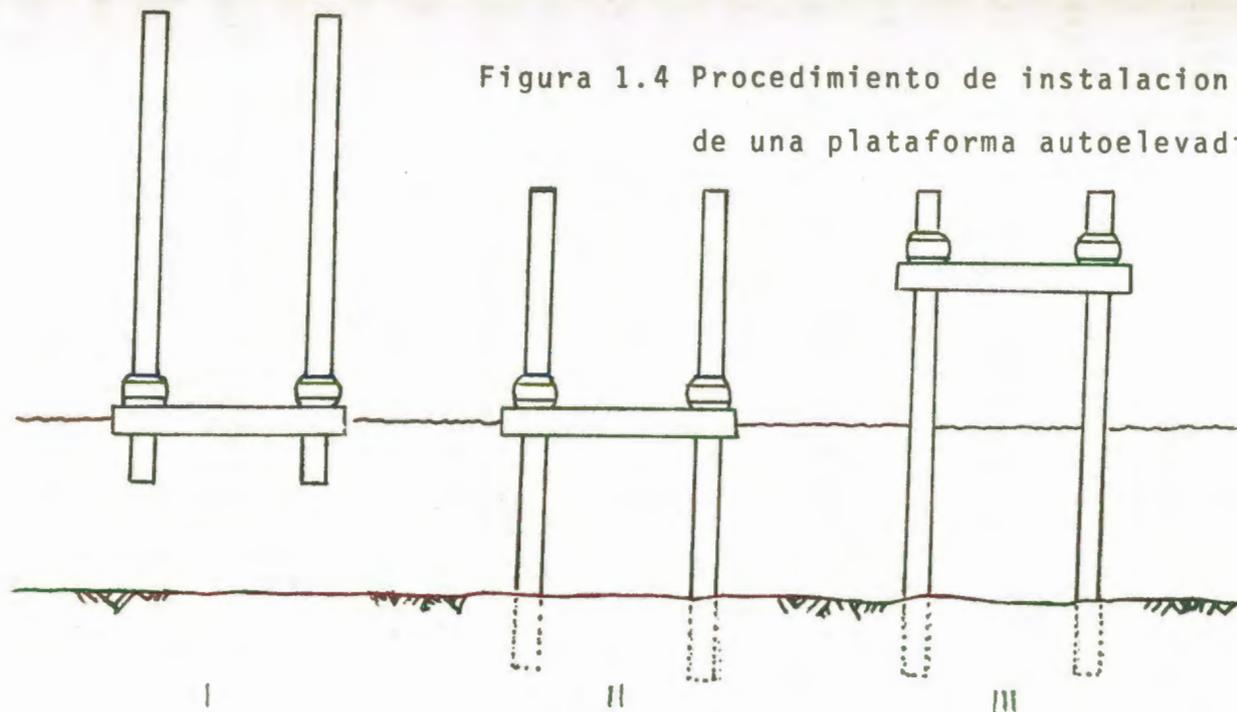


Figura 1.4 Procedimiento de instalacion
de una plataforma autoelevadiza (Ref.34)



I
En remolque.

II
Penetracion de
las patas en el
fondo marino.

III
Elevacion de la
plataforma hasta
nivel deseado.

BIBLIOTECA
FICT



mos diseños de plataformas gigantes tipo Gorila (ver figura 1.5), se puede observar que hay gran interés en grandes plataformas, por lo que se está diseñando actualmente una versión mucho mayor denominada Super Gorila que sería utilizada en el Mar del Norte principalmente. (Las leyes marítimas internacionales seguirán requiriendo el mismo factor de seguridad contra volcamientos que le exigen a las plataformas actuales.) Esta nueva plataforma sería un 15% mayor que la de tipo gorila. En la figura 1.6 se puede observar una comparación de estos últimos diseños contra las de tipo Scorpion, 82-5D, 116, y 150-44C. El alcance de las unidades autoelevadizas en el futuro es difícil de precisar. Se ha tomado un límite de profundidad de 300 pies para plataformas permanentes de producción y autoelevadizas por varios años. Si esto se mantiene así, entonces el crecimiento de la flota mundial dependerá en el desarrollo intensivo de áreas medianamente profundas y áreas hostiles previamente exploradas con menos de 300 pies de profundidad, sin embargo la plataforma Cognac, en las costas de Louisiana, opera en aguas con más de 900 pies de profundidad. El límite definitivo para las plataformas autoelevadizas será trazado por la comparación en la economía de estas plataformas contra otras maneras de perforar. Un nuevo uso prometedor para plataformas autoelevadizas es el modelo Seaplex que se observa en la figura 1.7. Es un complejo de producción costa afuera para campos marginales. Básicamente es una estructura del tipo gravitacional que

Figura 1.5 Plataforma Tipo Gorila. (Ref.34.7)

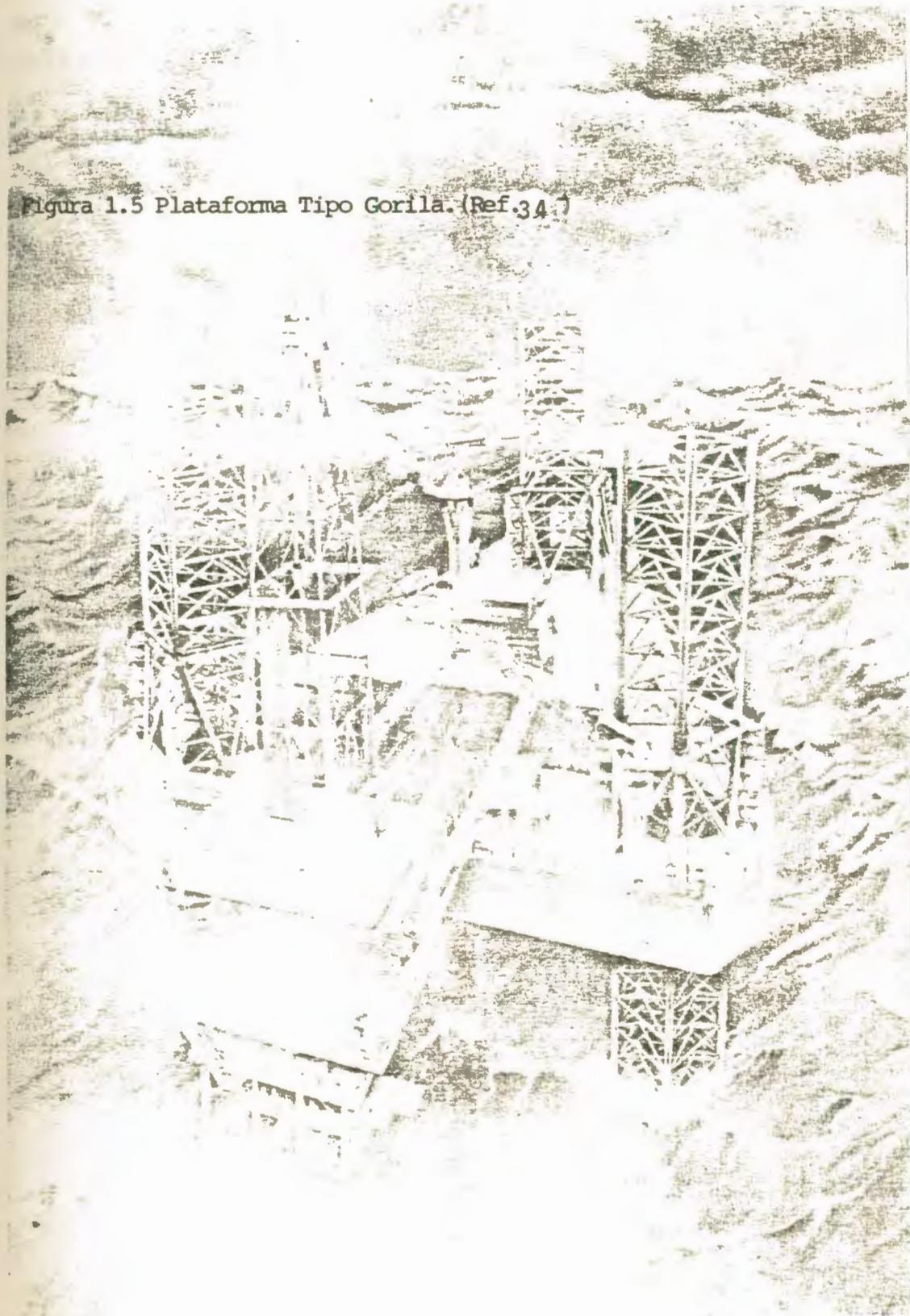


Figura 1.6 Comparacion dimensional de los diferentes tipos de plataformas autoelevadizas actuales.
(Ref.34)

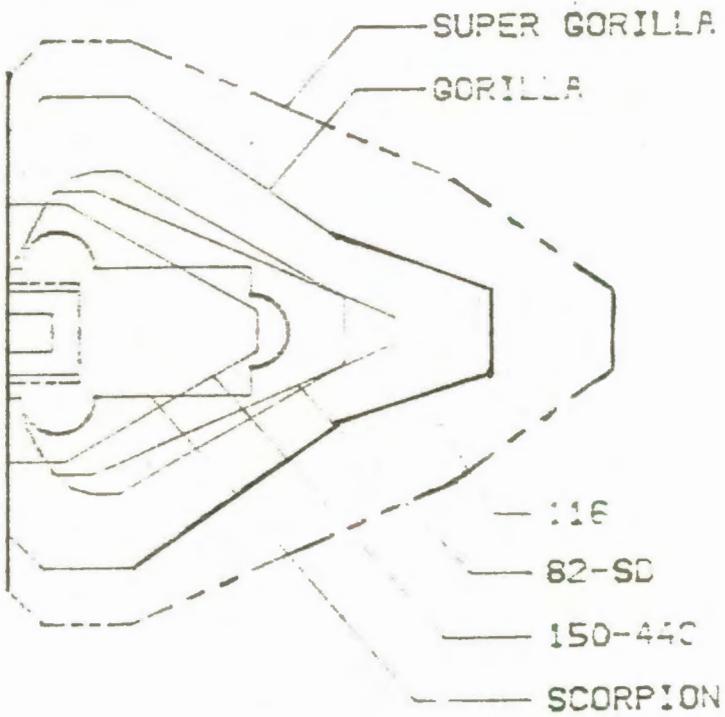
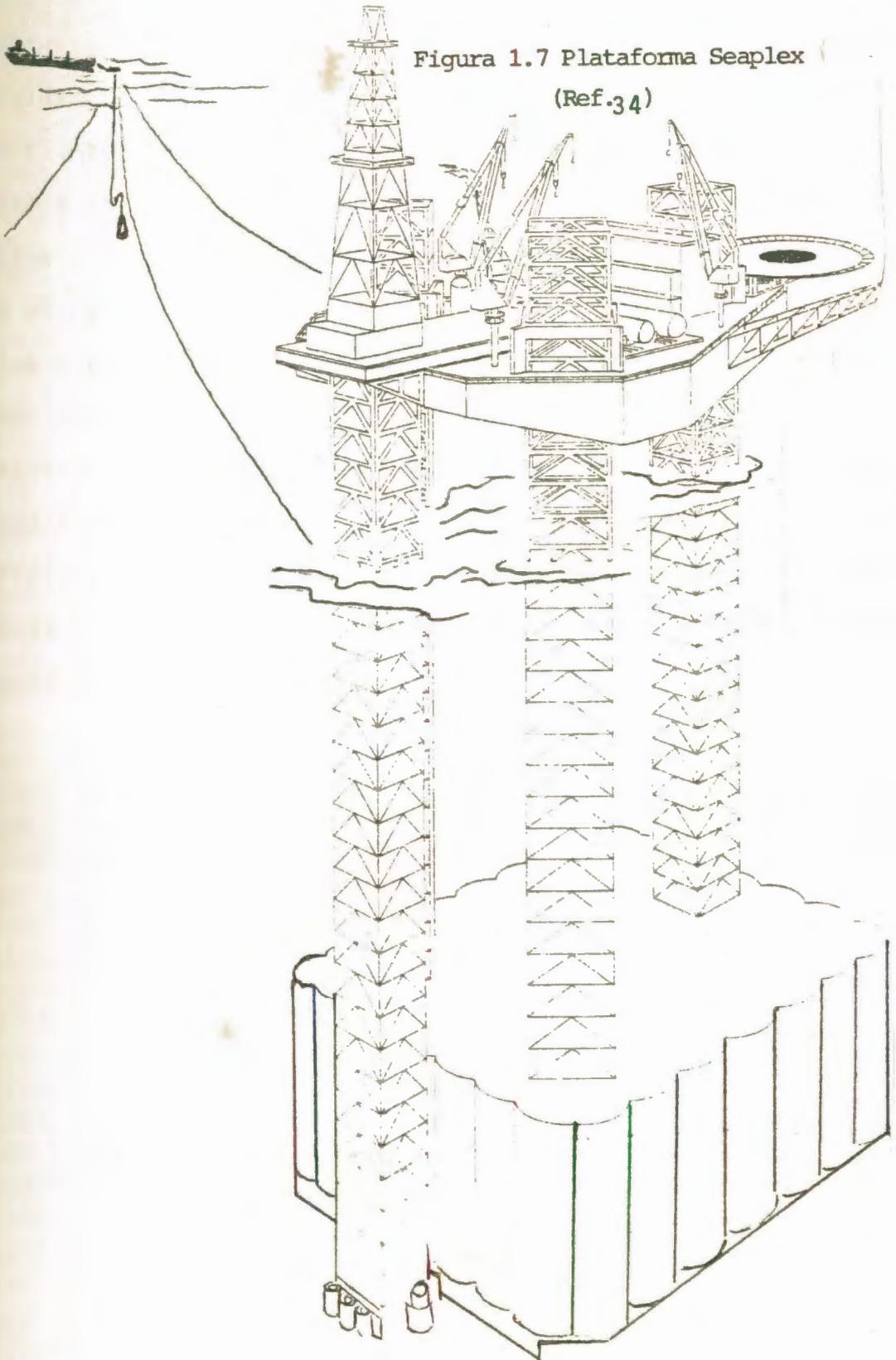


Figura 1.7 Plataforma Seaplex
(Ref.34)



consiste de una plataforma autoelevadiza montada sobre una estructura de concreto. Este modelo podrá acomodar las actividades diarias y equipos que normalmente se requieren en el desarrollo y producción de campos petroleros costa afuera incluyendo almacenamiento de crudo, reparaciones de pozos y agotamiento de yacimientos. El concepto Seaplex es el resultado de la unión de los esfuerzos de las compañías Combustion Engineering Inc., Seatank Company y Marathon Company. Por lo tanto se demuestra que mientras haya actividad costa afuera, siempre habrá un papel importante para las plataformas autoelevadizas debido a su inherente eficiencia y economía. En el apéndice A se presenta un listado de la situación de las plataformas móviles en el mundo.34.

2. CLIMA MARINO EN LAS AREAS DE OPERACIONES PETROLERAS - COSTA AFUERA

Cualquier organización que piense operar en ambientes marinos, ya sea de exploración, perforación, producción, - tendido de líneas de tubería, etc., debe tener en cuenta - el tipo de ambiente a que se enfrenta y criterios de operación en esas áreas. Las operaciones costa afuera para que sean efectivas y eficientes deben tomar muy en cuenta toda una colección de estos criterios tales como:

- i. Información metereológica: vientos, olas, - corrientes, temperaturas, presiones, etc.
- ii. Fenómenos peligrosos: huracanes, movimientos - sísmicos, tsunamis (olas gigantes), témpanos de hielo.
- iii. Batometría (determinación de profundidades mari-
nas) y Geología.
- iv. Propagación de ondas de radio.
- v. Criterios logísticos: facilidades de puerto, - aduana, mano de obra, zonas prohibidas y/o peligrosas.

Todos estos datos, desde el punto de vista climatoló-
gico pueden ser usados para:

- i. Establecer especificaciones de diseño de ingeniería para rompeolas, puertos, plataformas y terminales marinos.

- ii. Diseño y/o selección de equipo petrolero ambientalmente compatible.
- iii. Optimizar rutas de colocación de tuberfa submarrina.
- iv. Colocar tanques de almacenamiento submarino.
- v. Tiempos de inactividad debido al mal tiempo.

Este último factor es una consideración importante para las operaciones costa afuera. Las condiciones climatológicas pueden afectar el tiempo permisible para estas operaciones - en cualquier área, y esto puede variar grandemente entre varias localidades costa afuera del mundo. Generalmente cuando las olas alcanzan de 8 a 12 pies de altura, (según tabla de Beauford; véase apéndice B) muchas operaciones en plataformas flotantes deben ser descontinuadas, dependiendo del tipo particular de plataforma o navío. Las condiciones climatológicas también pueden afectar a las barcasas de suministro , las cuales a cambio ocasionarían la descontinuación de las operaciones de perforación, esto es particularmente cierto - para algunas de las plataformas de perforación, pero hay muchas nuevas que si pueden operar en peores condiciones, tales son las plataformas autoelevadizas.

El tiempo perdido varía (con el clima) de área en área. Por ejemplo el porcentaje de tiempo perdido, debido al mal tiempo (con las olas de 12 pies como referencia), el cual ocasionaría suspensión de operaciones de perforación y apro-

visionamiento; basado en estadísticas anuales sería aproximadamente:

i.	Mar de Norte	23%
ii.	Grand Banks	21%
iii.	Golfo de Alaska	20%
iv.	Estrecho Bass	12%
v.	Atlántico	11%
vi.	Golfo de Méjico	4%
vii.	Mar Caribe	3%



Estos porcentajes de tiempos perdidos están basados en promedios anuales y no reflejan las variaciones que puedan ocurrir en la relativa severidad de los climas en algunas áreas.^{38.}

En muchas áreas el invierno es más fuerte que el verano y en el Mar del Norte, como ejemplo, los inviernos son muy severos, en tales casos las operaciones de perforación durante el invierno deben ser conducidas con barcazas mucho mayores en costo y tamaño, además de ser diseñadas para tales ambientes.

La suspensión de operaciones de perforación generalmente ocurren durante los tiempos de tormentas tropicales o extra-tropicales llamados a veces ciclones.

Un ciclón es el nombre dado a cualquier sistema atmosférico en donde la presión barométrica disminuye a un mínimo - valor en el centro del sistema y hacia el cual los vientos - soplan en espiral hacia adentro desde todo el alrededor. La circulación es en el sentido contrario a las agujas del reloj en el hemisferio norte y a favor de las agujas del reloj en el hemisferio sur.

Esta rotación resulta en el levantamiento del aire y eventualmente la formación de nubes y lluvias. Estos sistemas de tormentas se consideran "bajos" en un mapa meteorológico y generalmente ocurre en un área aproximada de 50 millas de diámetro. El área afectada puede ser cientos de millas y hasta más de 1.000 millas en diámetro. Los vientos - más violentos, junto con el mar bravo, asociados a estos sistemas pueden ocurrir a las 75 millas aproximadas del centro del sistema y pueden causar grandes daños junto con la disminución de la visibilidad debido a las lluvias torrenciales.

Hay varios nombres que son dados a estos sistemas de tormentas, los cuales dependen de la parte del mundo en que ocurren pero en general se les denomina "tormentas tropicales". Las tormentas tropicales generalmente ocurren en el lado occidental de los océanos, tales como en el Mar de Arabia, Madagascar, Bahía de Bengala, Australia y en América - Central llamándoseles en esta parte "huracanes".

Todas estas tormentas ocurren frecuentemente durante el verano y otoño de cada hemisferio.

El clima violento en el Mar del Norte es resultado de tormentas ciclónicas extratropicales relacionadas al pasaje de frentes fríos.

Los tifones del Océano Pacífico ocurren más frecuentemente y son de mayor intensidad que los del Océano Atlántico debido a que el Océano Pacífico es mayor que el Atlántico y ofrece mayor área para acumulación de energía. En la figura 2.1 se observan las áreas del planeta donde ocurren los ciclones tropicales y los huracanes.

A continuación se presenta la información general de cada una de estas principales áreas de actividad petrolera:

2.1 Golfo de Méjico

Las presiones a nivel del mar en esta área varían desde 30.00 pulgadas en el verano hasta 30.15 pulgadas en el invierno. El patrón de presión y la circulación es moderadamente constante en el verano, pero está sujeta a grandes variaciones en invierno. El aire del Golfo de Méjico es direccional hacia tierra durante todas las épocas del año, pero más que todo durante el verano.

Hay una variación de presión que cabe observar en estas latitudes. Diariamente ocurre un flujo de presión barométrica, que empieza con un mínimo en la madrugada seguida de un máximo en la misma mañana, pero más avanzada, luego viene un mínimo en la tarde y otro máximo en la noche. Este patrón diurno regular está enmascarado a veces por cam-

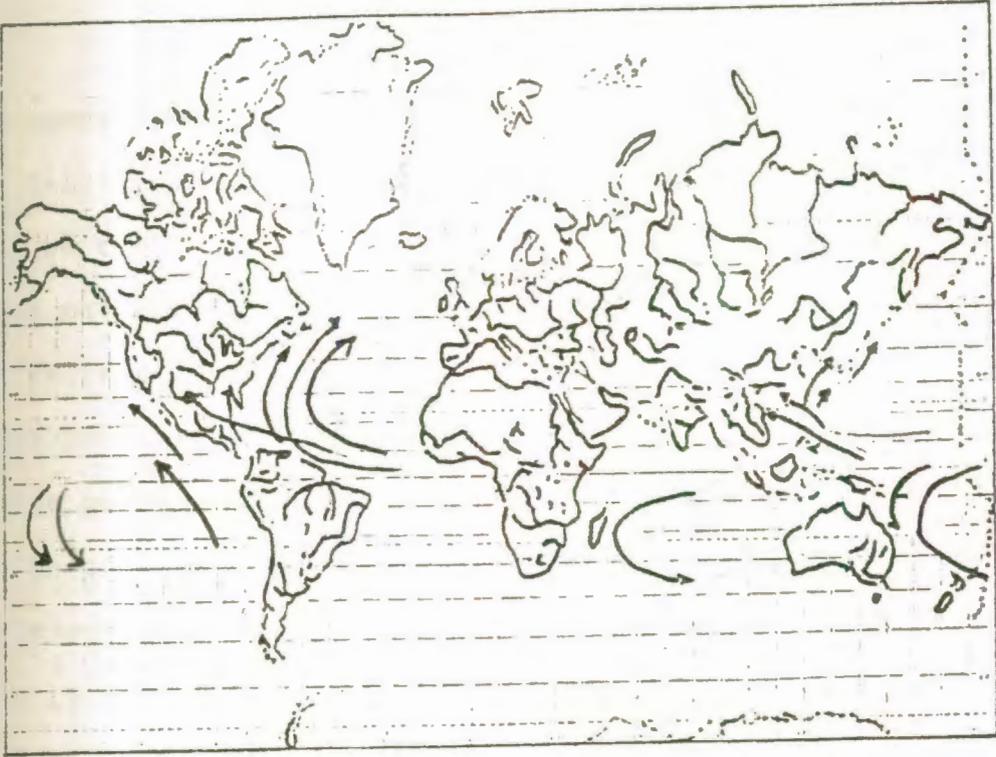
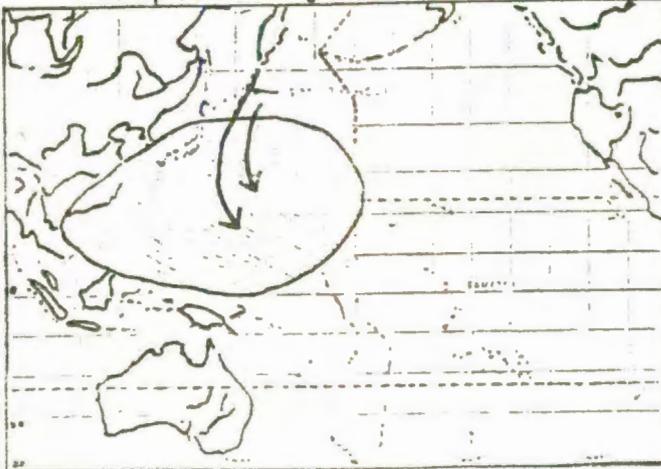


Figura 2.1 Areas del planeta donde ocurren ciclones tropicales y huracanes (Ref.38.]



bios de presión asociadas con tormentas de origen continental y con ciclones en esta área.

En la época de verano que es más tranquila , y al comenzar el otoño, también se nota este patrón diurno y un cambio de estos patrones sería tan raro, que esto indicaría un cambio en el clima. Debe tomarse en cuenta que las cartas meteorológicas de estas áreas no muestran los cambios individuales en los patrones de presión, día a día, o semana por semana. Fuertes sistemas de presión continental- que son marcadamente diferentes de estos patrones promedios, podrían dominar los movimientos de aire, especialmente en épocas que no sean de verano y a veces en períodos de pocos días. La alta presión de Bermuda tiene mayor constancia que las presiones altas continentales, sin embargo su papel es la de mantener la circulación estable de aire que acondiciona el clima durante los finales de primavera y principios de verano. El aire caliente y húmedo del golfo que sopla a través de tierras frías ocasiona la formación de neblina en tierra particularmente de noviembre a abril, cuando la superficie del agua en el sur y el este del golfo son notablemente más calientes que en el norte y en el oeste en la mayoría de los años; los vientos del sur y este causarían que el aire húmedo, vaya sobre aguas más frías. El congelamiento de la capa inferior de aire por debajo del punto de rocío origina la condensación de humedad y formación de gotas de neblina cerca de la superficie; aparentemente los puntos cerca de la costa proveen las mejores condiciones para la

formación de neblina en movimiento lento hacia la costa, especialmente en invierno. En verano la neblina sobre el agua se nota menos, puesto que el gradiente de temperatura de la superficie marina ha cambiado de tal manera que el aire no se mueve desde aguas más calientes hacia frías. Una fuente de agua fría en invierno es la desembocadura del gran río Mississippi y el área costanera de Nueva Orleans; generalmente se forma mucha neblina y nubes de poca altura en ésta sección del Golfo de Méjico. La temperatura promedio del Golfo a través del año es de 78 grados F° con variaciones de 11 a 12 grados F° y el fenómeno metereológico más peligroso para la industria petrolera costa afuera es el huracán el cual posee velocidades de viento de 150 millas por hora y se cree que en el interior del tornado se pueden alcanzar hasta 500 millas por hora.

2.2 El Mar del Norte y el Area Costanera del Mar Oeste de Europa

El Mar Oeste de Europa es un área de bajo relieve, no hay grandes cadenas montañosas que inhiban el flujo de los sistemas ambientales, siendo una región costanera se entiende que es de fuerte influencia marítima. Las aguas de esta área son de temperatura tibia, lo cual es ilógico para estas latitudes pero esto es resultado de la invasión de la corriente del Golfo de Méjico desde el sub-trópico.

Hay 3 principales factores climáticos en esta región: i- La baja presión de Islandia. ii- La alta presión-

de Las Azores. iii- Los frentes ciclónicos migratorios.

Durante el invierno la baja presión de Islandia está en su mayor apogeo y la circulación en su alrededor le da al noroeste Europeo sus vientos prevalecientes del suroeste, que son calientes y húmedos proviniendo del centro del Atlántico. Durante el verano la baja presión de Islandia se debilita mientras que la alta presión de Las Azores aumenta en intensidad resultando en vientos provenientes del oeste y el noroeste. Europa noroeste está todo el tiempo sujeta a los frentes migratorios de ciclones que se originan en el oeste y que viajan con tendencias hacia el este en la región. Estos frentes de ciclones son disturbios atmosféricos que son responsables del mal tiempo que afecta esta área. Las condiciones anuales promedios del clima de esta área son:

- i) Enero, Febrero, Marzo: Ciclones atlánticos causan frecuentemente mar bravo y vientos durante este período.
- ii) Abril, Mayo, Junio: La frecuencia de los ciclones y oleajes decrece marcadamente. El fenómeno climatológico más significativo en forma regional son las tormentas con rayos y truenos.
- iii) Julio, Agosto, Septiembre: La mayoría de los disturbios durante el verano son locales y de escasa severidad. Ciclones frontales pueden traer períodos de lluvia.
- iv) Octubre, Noviembre, Diciembre: Hay bajas de presión, originándose a lo largo de la costa este de los Estados Unidos de Norte América y se van intensificando a medida que se mueven a través del Atlántico y llegan a esta área. En prome -

dio, estos disturbios alcanzan hasta 40 nudos, pero vientos de 60 nudos pueden ser registrados en tormentas violentas.

2.2.1 Temperatura: El noroeste Europeo bajo fuerte influencia marítima, está amortiguado contra temperaturas extremas teniendo relativamente un invierno y un verano suave. La temperatura promedio anual varía de 20°F a 30°F - con un rango diurno de de 10°a 15°F. Es esta influencia marina (la del Golfo de Méjico) la que da al noroeste europeo sus suaves inviernos para una región que está en las mismas latitudes de Alaska (50°N-60°). Tan importante es la influencia de la corriente del Golfo de Méjico y el hecho de que los vientos prevalecientes son del suroeste, traen el calor de los mares sobre la tierra, que las isothermas de enero no son una función de la latitud, pero son dependientes de la distancia que hay de las aguas calientes hacia el oeste y que van en dirección norte-sur, paralela a la costa.

Las temperaturas promedio de enero están sobre el punto de congelamiento y varían desde 41°F en Dungeness en la costa sureste de Inglaterra hasta 33°F en Fano, Dinamarca.

Los meses de verano son suaves y típicos de climas marinos de altas latitudes, las temperaturas varían desde 50°F hasta 68°F en el sureste.

2.2.2 Precipitación: Esta región es muy húmeda de

bido a los vientos del oeste, las lluvias son bastante uniformes con una precipitación promedio que va desde 20 pulgadas hasta 45 pulgadas. Con excepción de las costas de Noruega en las vecindades de Bergen donde hay montañas costeras, las cuales obligan a los vientos a que se eleven sobre ellas; luego al enfriarse pierden capacidad de vapor resultando en precipitaciones de hasta 80 pulgadas o más por año. Puesto que hay ciclones por todo el año, y los ciclones son fuentes de lluvia es por eso que no hay época seca. Las tormentas de rayos son poco frecuentes (más o menos 10 por año en el sureste y 1 por año en el noroeste).

2.2.3 Nubosidad: El Noroeste Europeo es una de las regiones más nubladas del mundo. La costa este de Inglaterra ve al sol a un promedio de 1200 horas al año en el sur, con la mayoría de las áreas recibiendo menos de 1 hora de sol diario en los meses de invierno. Durante el invierno, la época más nublada, las nubes se originan por ciclones frontales y de las mezclas de aire húmedo cerca de la superficie resultando en estrato-cúmulos extensivos y nubes de estratos bajos.

En verano, el porcentaje de nubosidad decrece con el decrecimiento de actividad ciclónica, pero aún así permanece mucha nubosidad.

2.2.4 Niebla: Con el predominio de los vientos del oeste, la niebla siempre es una posibilidad especialmente en días tranquilos o en áreas protegidas de los vientos.

La niebla ocurre más de noche que de día, alcanza su máximo en invierno. Su frecuencia aumenta de oeste a este durante el invierno, el cual es el resultado de los vientos del oeste que transportan humedad de oeste a este interceptando isotermas frías que corren de norte a sur en invierno. La niebla de verano es el resultado de aire caliente desde la tierra que se enfría por las aguas frías, su máximo en esta época varía de 5 a 10 días.

2.2.5 Vientos: El Noroeste Europeo está bajo la influencia directa de los vientos del oeste, suroeste en invierno, de oeste a noroeste en verano. Los sistemas de presión responsables de la actividad del viento son generalmente de gran fuerza, resultando en una alta frecuencia de fuertes vientos, más que todo en invierno, que es cuando exceden 39 millas por hora, su frecuencia de ocurrencia varía desde 10% en la parte sur del Mar del Norte, hasta 25% en la parte norte.

En verano, con la moderación de los sistemas de presión y tormenta, la frecuencia de estos vientos decrece variando desde 5% en el sur hasta 10% en el norte.

Las tormentas del Mar del Norte penetran más adentro en la costa Este del Mar del Norte donde los vientos prevalecientes van en dirección desde el mar hacia tierra.

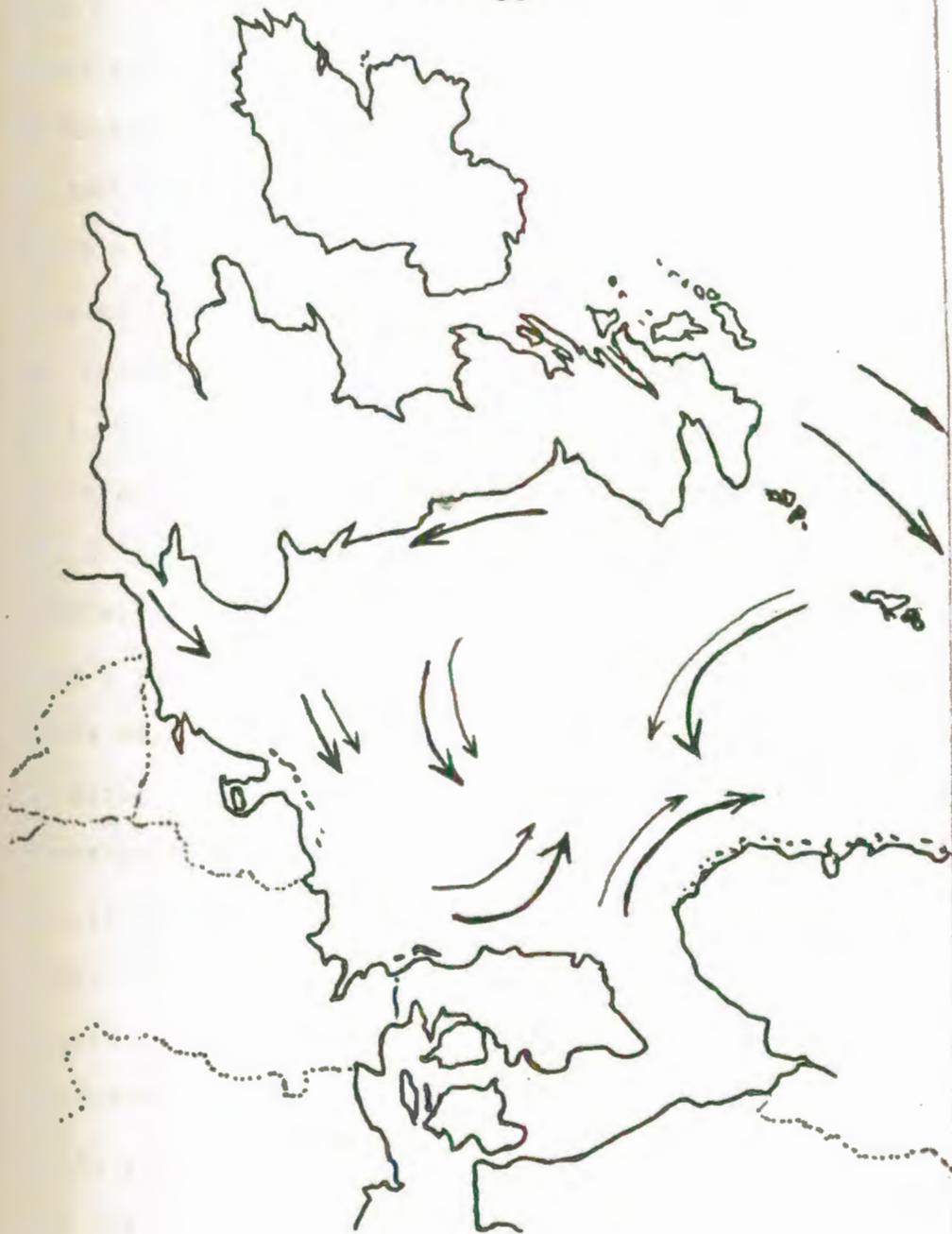
2.2.6 Corriente y Olas: Las corrientes superficiales del Mar del Norte fluyen en una dirección en contra de las agujas del reloj en los perímetros y viajan en direc

ción Este en las porciones centrales del mar (Ver figura - 2.2). Las aguas de la parte central del Mar del Norte están constantemente bajo la influencia de los vientos del Oeste y los ciclones frontales. En invierno es cuando ocurren más tormentas violentas, y el Mar del Norte se vuelve uno de los lugares más rudos de este planeta, ocurren olas de 8 pies o mayores como 5 veces por mes y van acompañadas de olas mayores y vientos de 50 millas por hora. En verano la frecuencia de tal actividad decae a un nivel 2 veces por mes. Días calmados ocurren en la frecuencia de 3 días por mes en verano comparado con 0.5 días en invierno.



Society of Petroleum Engineers
ESPOL - ICT
Student Chapter

Figura 2.2 Dirección de las corrientes superficiales en el Mar del Norte (Ref 38).



2.3 Costa Oeste y Suroeste de Africa

Esta porción va desde la Costa de Marfil (latitud $4^{\circ}22'$ norte) hasta el Cabo de Buena Esperanza (Ver figura 2.3). La información que se obtendrá fué obtenida de publicaciones hechas por el Gobierno de Los Estados Unidos de Norte América, pero éstas son de carácter general. El ambiente marino a lo largo de estas costas está influenciado por tormentas distantes algunas de las cuales son de tipo ciclónico pero no huracán, también por tormentas locales (Harmattans), corrientes marinas y desembocaduras de ríos. El resultado neto de estos factores combinados es que las olas y corrientes son confusas y variables. En la mayoría de las regiones, tormentas distantes son muy influyentes en la mayoría del tiempo, lo que provoca un mar confuso y violento que trae como consecuencia el hecho de que sería muy difícil trabajar y navegar en esas áreas. Las corrientes marinas están mostradas en la figura 2.4. Estas corrientes a pesar de estar bien definidas, son interrumpidas por otras corrientes de mayor intensidad, desembocaduras de ríos, y vientos. El resultado neto es que las corrientes pueden cambiar de dirección, inclusive devolverse en cortos periodos de tiempo y espacio. Cambios repentinos de dirección, y corrientes ocasionadas por desembocaduras de ríos son muy violentos durante las épocas de lluvias cuando la marea baja (recede). Cuando las corrientes mayores fluyen hacia tierra (marea de inundación) y forman oposición a las corrientes de los ríos, la corriente resultante es de pequeña magnitud y a veces es imperceptible. El descenso de velo

Figura 2.3 Costa Oeste y Suroeste de Africa (Ref.38)

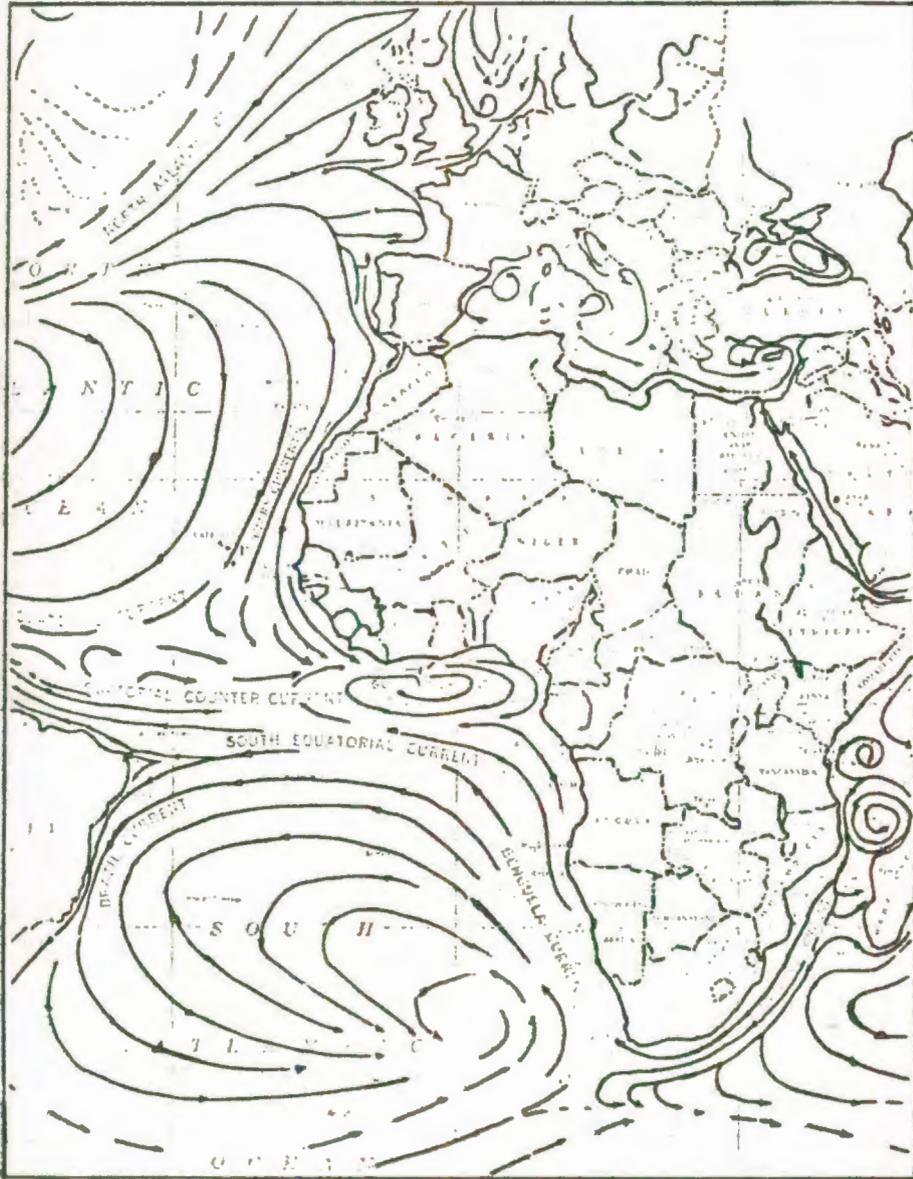
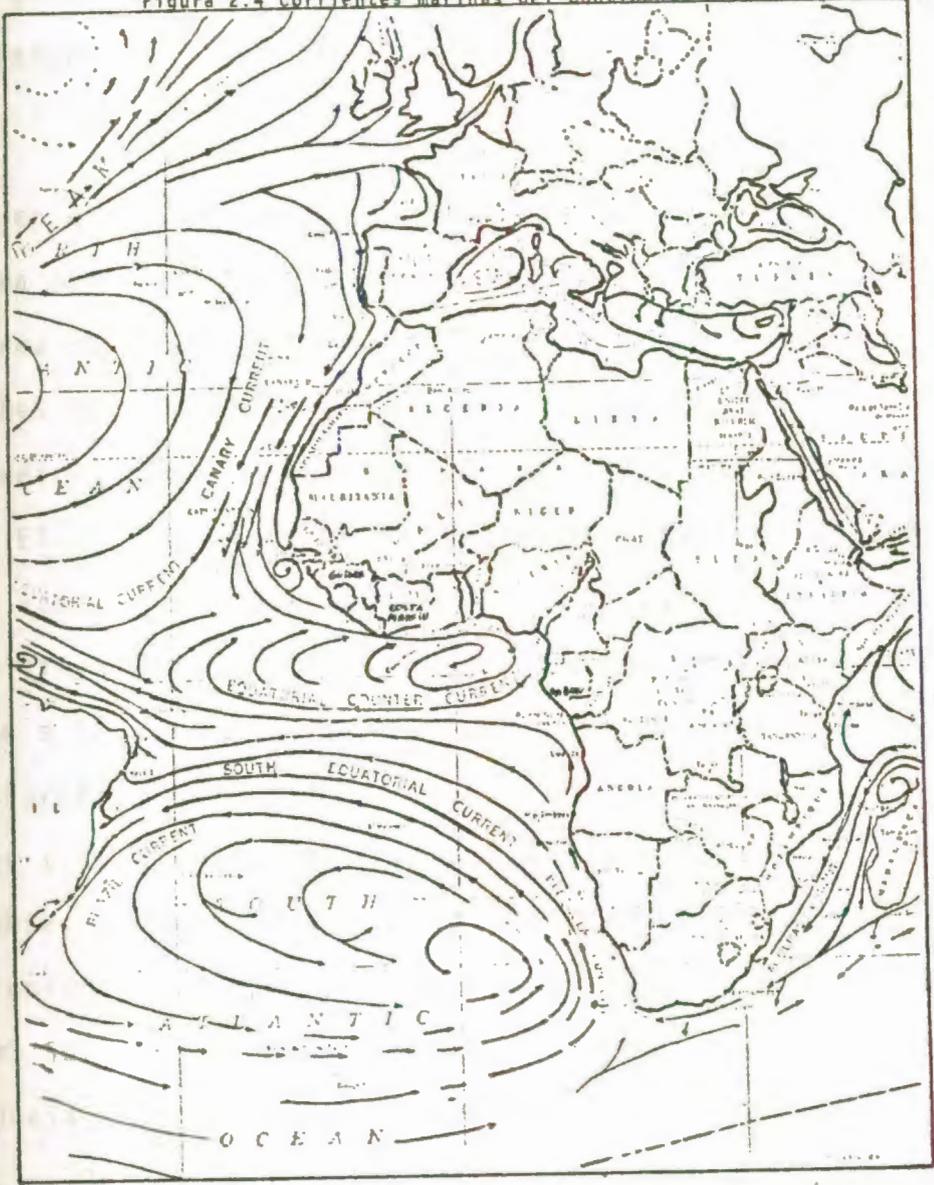


Figura 2.4 Corrientes marinas del Continente Africano (Ref38)



BIBLIOTECA
FICT

cidad de corriente produce barras en las bocas de casi todos los ríos. La navegación cerca de las barras es difícil y muy peligrosa porque las corrientes son aceleradas y las olas golpean contra los sedimentos de las barras produciendo rompientes de olas.

2.3.1 Presión: Hay un área de permanente alta presión en una gran porción del Atlántico Sur, el barómetro registra desde 30,1 hasta 30,2 pulgadas. En julio y agosto esta área se extiende desde Africa hasta América entre las latitudes 20° y 35° Sur. Al Norte de esta área los gradientes barométricos son muy leves, pero al Sur son muy pronunciados. El viento circula alrededor de esta área en una dirección contraria a las agujas del reloj. En general al Sur de la latitud 35° Sur, vientos ciclónicos cruzan el océano de Oeste a Este, causando una interrupción temporal en los vientos normales del Oeste.

Estas situaciones son más frecuentes desde abril hasta diciembre, y más numerosas hacia el sur. Cerca del Ecuador la variación diaria en presión barométrica es más marcada que en el Sur de Africa, siendo desde 0.09 hasta 0,12 pulgadas - en Duala, el rango barométrico muy rara vez excede 1,5 pulgadas, cualquier variación desde lo normal debe ser considerada como una indicación de mal tiempo.

2.3.2 Vientos Alisios: El límite polar promedio de los vientos alisios del Noreste, en el Océano Atlántico, llega hasta el paralelo 30° Norte, el del viento alisio del

Ing. Washington Gallegos O.

Sureste, hasta la latitud 25° Sur. Los límites ecuatoriales de estos vientos generalmente varían, el del Noreste viaja desde el 11° Norte en septiembre hasta 3° Norte en marzo, mientras que el viento alisio del Sureste cambia desde 3° Norte hasta 0° entre los mismos meses mencionados. Entre los límites ecuatoriales de los vientos alisios del Noreste y Sureste se extiende la faja o zona de calma y vientos ligeros llamados Doldrums. Esta zona es angosta en febrero y ancha en agosto, promediando 100 millas en febrero y 300 millas en agosto. En algunas ocasiones los vientos alisios del Noreste y Sureste se interceptan, generalmente entre los meridianos 28° ó 33° Oeste de longitud, donde una nave podría pasar de un viento en una dirección hacia otra.

El monzón del Suroeste en la costa de Guinea es observado entre junio y septiembre y es probable que se deba a los vientos alisios del Sureste que cruzan el Ecuador en esta época.

Por la costa Oeste de Africa, entre Cabo Verde y Cabo Lopez, el viento del Este, muy seco, conocido como Harmattan, sopla en ocasiones en los meses de diciembre, enero y febrero, dura unos 6 días y se sabe que puede continuar una noche soplando con fuerza moderada, siempre acompañado por una bruma espesa que se extiende unas 15 millas de la costa.

Los tornados en el Oeste de Africa no son similares a aquellos que ocurren en Kansas. Estos son brisas violentas de corta duración que generalmente ocurren en el mar y no es

tán asociados con depresiones barométricas. Son más fre cuentes al principio y fin de las épocas de lluvia y se extienden no más allá del Congo del Sur.

Su cercanía es indicada por un arco de nubes oscuras con muchos rayos y truenos, una nube blanca en el centro del arco significa que ocurrirá un fuerte estallido. Seguidamente - después del paso de un tornado, el viento toma tres horas - en regresar a su velocidad normal acompañado de lluvias con relámpagos. En la costa Norte del Golfo de Guinea, hay muchas brisas en tierra y mar durante la época seca, la brisa del mar sopla desde el Suroeste.

En la costa de Biafra el viento de tierra sopla desde el Sur o Suroeste hasta las 10:00 am que es cuando la brisa - del mar empieza y sopla desde el Sureste. En la Bahía de Luango el viento desde tierra viene del Este, la brisa del mar empieza a las 9:00 am y sopla desde el Sur - Suroeste , desviándose luego hacia el Oeste.

En Banana el viento suave del Sur - Suroeste sopla al amanecer seguido luego de una calma. A las 11:00 am la brisa del mar empieza del Suroeste, alcanza a Boma en la tarde y a Matadi ya anocheciendo.

En la costa de Angola la brisa del mar sopla desde las 9:00 am hasta anochecer.

En la costa Suroeste de Africa la brisa marina comienza antes del mediodía y proviene del Sur, cambiando en la tarde - al Suroeste y a veces al Oeste. Mucho más al Sur de Africa - el clima es dominado por anticiclones y depresiones en for-

ma alternada, aunque en intervalos de clima calmo las brisas marinas y terrestres son observables.

2.4 República de la Costa de Marfil

El clima está caracterizado por la uniformidad de la temperatura, que varía desde 70°a 86°F en la sombra, siendo la época más caliente en enero, febrero y marzo. Hay cuatro estaciones: las épocas muy secas y menos secas, y las épocas más húmedas y menos húmedas.

La época más seca es desde mediados de abril, la época más húmeda comienza enseguida con fuertes -lluvias y dura hasta mediados de julio, en este mes las lluvias empiezan a decrecer (época menos seca) hasta mediados de septiembre, desde este mes hasta mediados de diciembre - es la época de menor humedad, pero con gran humedad en las noches.

La dirección general de los vientos es desde el Sureste, las brisas marinas y terrestres son observadas durante la época seca. El harmattan sopla desde el Este, - más que todo en enero y febrero, y los tornados soplan con gran violencia en abril, mayo y junio. Desde julio hasta - septiembre y desde diciembre hasta marzo brumas espesas - existen en las mañanas.

En algunas ocasiones las corrientes marinas se sienten fuertes a lo largo de la costa, la dirección - usual es hacia el Este pero ocasionalmente se observan en sentido Oeste. La velocidad de estas corrientes varían des

de 1 hasta 3 nudos en la época lluviosa. Las mareas de primavera se elevan hasta 3 1/2 pies y son fuertes alcanzando hasta 7 nudos en el canal Vridi.

2.5 La República de Ghana

El clima de esta área es húmedo y caliente, pero puede variar en diferentes secciones. A lo largo de la costa, las lluvias decrecen de Oeste a Este, desde un promedio anual de precipitación de 82 pulgadas a Axim hasta 19 pulgadas en Keta.

Las dos épocas secas y húmedas, que en la zona costera corresponde a aquellas de la Costa de Marfil, son menos pronunciadas en la parte norte del país, y tienden a formar una sola estación húmeda. La temperatura a lo largo de la costa tiene una variante de 13° con un promedio anual de 80°F, es mayor desde noviembre hasta mayo. Las noches son tibias y las temperaturas diurnas no son extremas. Los tornados ocurren desde marzo hasta mayo. El Harmattan sopla desde el Este y Noreste durante diciembre, enero y febrero y va cargado con polvo. La dirección general del viento durante el año es desde el Suroeste, pero las brisas marinas y terrestres prevalecen durante el día.

Las corrientes son variables tanto en dirección como en fuerza, tienen velocidades de hasta 3 nudos en dirección Este.

Las mareas de la primavera, con luna nueva o

llena, suben hasta 6 pies en la desembocadura del río Volta, y cuando la luna está en cuarto creciente o menguante, va hasta 3 pies.

2.6 La República de Togo

Con respecto a vientos, lluvias temperaturas y el régimen de las épocas húmedas y secas, este territorio es similar al de la Costa de Marfil, con la excepción de las fuertes influencias de los ríos y las corrientes marinas que tienen velocidades desde 1/2 hasta 2 nudos. Los Harmattan también hacen sentir su influencia.

2.7 La República de Dhomey

En la zona costera el clima es caliente y húmedo, con respecto a la temperatura, lluvias, vientos y el régimen de estaciones húmedas y secas, estas son similares a la de la Costa de Marfil. De noviembre a febrero se observan neblinas nocturnas que desaparecen a las 10:00 am aproximadamente. Las corrientes son las mismas que en Togo.

2.8 Nigeria

La costa de Nigeria es caliente y húmeda así como los territorios al Oeste de ella. Hay pequeñas estaciones secas y húmedas perceptibles, pero estas desaparecen hacia el Este, las lluvias son mayores y desde diciembre hasta febrero se considera que es la estación seca.

La temperatura promedio en la costa es de 80° F. Vientos del Suroeste prevalecen durante la época lluviosa

también se observan brisas terrestres y marinas.

Por el río Benin la dirección general de la corriente es hacia el Sureste, pero después que ha estado soplando un Harmattan, generalmente, se invierte la dirección y corre con considerable fuerza. Agua incolora puede ser vista hasta 9 millas de la desembocadura del río. Las mareas suben hasta 7 pies de altura, las corrientes a veces alcanzan velocidades de hasta 5 nudos.

En Puerto Forcados durante las épocas lluviosas, la corriente alcanza velocidad de hasta tres nudos.

Desde Forcados hasta el río Nun, la dirección general de la corriente es hacia el Suroeste, excepto durante los meses del Harmattan (de noviembre a febrero), que es cuando cambia hacia el Noroeste, llegando inclusive a sentirse a profundidades de 10 atmósferas. La barra del río Nun se considera como una de las más peligrosas del Delta del Níger, los días con aguas tranquilas son muy pocos, con días calmos las rompientes de las olas se extienden media milla en aguas poco profundas, y un cuarto de milla en marea alta. Las corrientes de primavera traen mareas de 5 pies de altura, en Akassa la corriente de primavera es de unos 4 nudos alcanzando en diciembre hasta 5 nudos. En Punta Barracon, las corrientes son formadas por dos ramales de ríos que se unen en la menguante causando fuertes reflujos y alcanzando velocidades de hasta 5 nudos.

Cuando los ríos traen fuerza (debido a lluvias) los efectos no se sienten más allá de la Isla Sunday- (4°28'N, 6°04'E), y si el río trae poca fuerza sólo se sienten hasta Agberí (5°17'N, 6°22'E).

En Akassa las neblinas son comunes, siendo más intensas en junio y julio. El polvo que trae el Harma - ttan es muy denso en noviembre y diciembre. La región del río Bass está caracterizada por fuertes oleajes, las mareas suben hasta 6 1/2 pies y las corrientes alcanzan velocidades de hasta 5 1/2 nudos. En las inmediaciones del río Cala bar las corrientes alcanzan velocidades de hasta 3 1/2 nu dos durante la marea.

2.9 República de Cameroon

El clima de Cameroon varía mucho con la elevación. La zona costera tiene estaciones regulares secas y húmedas. La estación seca en el Distrito de Duala es desde noviembre hasta febrero, aunque hay lluvias todos los me - ses.

Las lluvias son más fuertes en la parte Oeste de la Gran Montaña de Cameroon donde se ha llegado a me dir hasta 430 pulgadas de precipitación, además los torna - dos son violentos. Las neblinas son muy frecuentes, particu larmente en los meses de noviembre a febrero y de junio a agosto, pero generalmente se dispersan a las 10:00 am.

En la región del río Cameroon, durante la época seca, la brisa marina alcanza velocidades de 12 a 24

millas por hora. Durante marea menguante se producen oleajes muy peligrosos para lanchas y después de lluvias pesadas las corrientes de marea alcanzan velocidades de 2.7 nudos.

2.10 Guinea Española

La guinea Española consiste de río Muni, las islas adyacentes de Corisco y Elobey en Bahía Corisco, y las islas Fernando Po y Annaban. En la región del río Muni no hay clima significativo, es similar a Cameroon y Gabón. En Fernando Po, las corrientes son muy variables y requieren observación concisa, la corriente de Guinea es continua y rápida. Durante los meses de invierno la corriente tiene tendencias de ir hacia el Norte en la costa Oeste, hacia el Este en la costa Sur y hacia el Sur en la costa Este, a una velocidad de 2 nudos. Durante el verano esta corriente tiene tendencias de ir hacia el Norte en las costas Este y Oeste con la misma velocidad de 2 nudos y la marea de primavera sube 7 pies.

2.11 Gabón, Congo y Cabinda

Oleajes son observados a lo largo de toda la costa Suroeste de Africa especialmente por los períodos de luna llena y cuartos crecientes y menguantes, y particularmente desde abril hasta septiembre, en esta época un oleaje muy pesado se observa entre las latitudes 3° y 15° Sur.

A lo largo de esta costa las brisas marinas y terrestres prevalecen, y generalmente vienen del Suroeste al Sureste. De mayo a septiembre las brisas marinas y terres

tres son más regulares. Borrascas muy pesadas del Suroeste - ocurren en diciembre y enero.

Las brisas terrestres son generalmente fuertes y no se extienden más de 25 millas de la costa. Los vientos del Suroeste se vuelven más regulares a unas 100 millas de la costa. Una línea que se trace desde la latitud 5° Sur - en el meridiano de Greenwich hacia la latitud 20° Sur y longitud 10° Este y curvando hacia la costa nos da el límite Este de los vientos alisios del Sureste. Tornados en esta costa - no son tan violentos como aquellos en el Golfo de Guinea. , son fuertes de poca duración y provienen del Este o Sureste.

En algunas ocasiones son violentos originándose en el Este o Sureste, ya por el río Congo estos tornados cesan. La ruta general de la corriente es a lo largo de la costa, pero ya en el Cabo Lopez toma un curso más occidental. Durante diciembre y enero hay un cambio de dirección hacia el Sur unas 10 ó 20 millas de distancia del Cabo Lopez. , pero en otros meses cambia hacia el Norte a una razón de 5 a 50 millas por día.

2.12 Angola

En Angola la estación seca que es de mayo a agosto, está caracterizada por una ausencia de lluvia y por tener noches frescas. Las lluvias de primavera empiezan en septiembre y duran hasta enero, y las lluvias de otoño ocurren en marzo y abril. Las neblinas son muy frecuentes duran

te la época seca, que es muy húmeda y que se denomina Cacimbo. Las mareas suben hasta $5 \frac{3}{4}$ pies en el Norte y 5 pies - en el Sur. Las corrientes tienden a ir hacia el Noroeste pero ocasionalmente cambian hacia el Este a una razón de $1 \frac{1}{2}$ nudos.

2.13 Suroeste de Africa

La región de Cabo Negro hasta Ichabo es una región desértica, pero a veces hay lloviznas. A lo largo de las costas las neblinas son frecuentes y hay mucha refracción. Entre Cabo Negro y Cabo Frío prevalecen vientos del Suroeste muy fuertes y los cuales provocan mar bravo. A veces la arena del desierto es elevada por los vientos llevando el aire con partículas, esta condición viene acompañada de fuertes calores.

La corriente de Sur Africa tiene tendencias norteañas y siguen el contorno de la costa a razón de 1 nudo. En esta vecindad y en la de Bahía Great Fish y Cabo Cross mucha precaución debe ser tomada por los navegantes ya que las cartas marinas no están completas. Las mareas alcanzan 6 - pies de altura.

2.14 República de Sur Africa

La época lluviosa en la porción Oeste de la provincia ocurre en invierno, esto es debido a los vientos que vienen del Oeste del Atlántico, las lluvias empiezan en marzo y van incrementando hasta junio y de ahí decrecen hasta octubre. Los meses de diciembre, enero y febrero son muy-

secos. El verano comienza en noviembre y finaliza en abril .

2.15 El Golfo de Alaska

El Golfo de Alaska ha sido llamado el centro de las tormentas del Pacífico, ya que la mayoría de las tormentas que nacen en el Norte del Pacífico eventualmente llegan al Golfo y esto ocurre durante todo el año con vientos de 70 a 100 nudos en invierno. En verano también hay tormentas pero las velocidades de los vientos llegan hasta 50 nudos. El Golfo de Alaska tiene más ciclones que cualquier otro lugar del hemisferio norteño, ocasionando mar bravo de 40 a 60 pies de altura durante los huracanes. En una ocasión se reportaron olas de 95 pies. La temperatura promedio va desde 12.2°F en diciembre a 58.3°F en julio. Las temperaturas más bajas ocurren en febrero y llegan hasta 32°F. Las temperaturas más altas ocurren en julio (60°F).

La precipitación varía considerablemente en el golfo. Se han reportado 50 y 60 pulgadas en las islas Ko diah y Middleton, las cuales están a 50 millas de tierra firme. La precipitación promedio en el golfo es de 58 pulgadas (lluvia) y 33 pulgadas de nieve. En tierra firme se han reportado 123 pulgadas de precipitación y 218 de nieve. Las mareas son constantes a través de todo el año, variando desde 33.1 a 38.4 pies, a veces más. Las velocidades promedio de las corrientes varían desde 0.4 nudos en diciembre a 2.9 nudos en agosto y septiembre, las más fuertes llegan hasta 4.6 y 9 nudos en las ensenadas y estuarios. Relativamente el gol

fo de Alaska no tiene hielo, con la excepción de algunos témpanos aislados y capas de hielo a lo largo de la costa, que en el invierno alcanzan hasta unos 4 pies de espesor, luego se van moviendo con las corrientes marinas, pero sin alcanzar la velocidad de éstas.

Como observación general se informa lo siguiente: en diciembre, enero y febrero el número de intensidad de las tormentas en el golfo son cuantiosas y prevalecen fuertes vientos y mar bravo. En marzo, abril y mayo los ciclones del golfo son menos intensos en este período del año pero son comunes y traen fuertes vientos y oleajes. En junio julio y agosto los ciclones frontales llegan al golfo al igual que en invierno pero son menos intensos. Y en septiembre, octubre y noviembre hay un incremento estable en el número e intensidad de tormentas, durante este período. En la figura adyacente se muestra el Golfo de Alaska (Ver figura - 2.5).

2.16 Golfo Pérsico

El Golfo Pérsico es un brazo del Mar de Arabia y tiene unos 550 millas de largo y 200 millas de ancho - Los sistemas de intemperie y tormentas en el Golfo Pérsico son el resultado de movimiento de tormentas desde el Mar de Arabia hacia el área del Golfo. Otro factor en la intemperie del Golfo Pérsico es un viento local llamado Shamal, que sopla desde los calientes desiertos hacia el Golfo con velocidades considerables. Los meses más importantes son:



BIBLIOTECA
MET

Figura 2.5 El Golfo de Alaska (Ref.30)



BIBLIOTECA
FICT



- En marzo las temperaturas oscilan (promedio) desde 66° F en el extremo Norte hasta 74°F en la parte donde se une con el Mar de Arabia siendo la temperatura promedio del aire algo mayor que la del agua, los vientos son variables con calmas frecuentes y hay muy poca neblina.
- En junio la temperatura sube hasta 88°F en la parte Sur, hay vientos del Noroeste, las tormentas ciclónicas son severas en el Mar de Arabia y pueden originarse en las costas de India moviéndose lentamente hacia el Golfo Pérsico, prácticamente no hay niebla.
- En septiembre las temperaturas promedian entre 80° y 90°F hay ciclones ocasionales en el Mar de Arabia y la niebla es menos del 2%.
- En diciembre las temperaturas oscilan entre 65°y 80°F, los vientos predominantes son del Oeste y hay muy poca neblina.

2.17 Mar de Arabia

La intemperie en el Mar de Arabia influye considerablemente en la intemperie del Golfo Pérsico, las características generales en esta área son:

- En enero, febrero y marzo es el período del "Belat", un viento del Noroeste que trae arena de color rojo oscuro y ventarrones que duran hasta tres días.
- En abril, mayo y particularmente junio el monzón del Suro

este alcanza la costa de Makran y sopla con fuerza moderada, pero en el mar puede alcanzar altas velocidades de ventarrón.

- En julio, agosto y septiembre, en agosto nunca hay tormentas tropicales, pero la posibilidad de tormenta incrementa en septiembre y alcanza un máximo en octubre. El monzón del Suroeste a veces alcanza altas velocidades de ventarrones en mar abierto.
- En octubre, noviembre y diciembre, que sería el invierno, prevalece un viento moderado y estable del Noroeste con intemperie tranquila. El "Belat" ocasionalmente afecta la costa Arábiga desde Rais Sajir hasta Al Masirah, desde diciembre y en los meses siguientes.

2.18 Mar del Sur de China

La intemperie en esta área se puede resumir como sigue:

- Marzo: con excepción de las cercanías a Sumatra y Java la temperatura no excede de 83°F. Los vientos son variables entre el Ecuador y 5° latitud Norte y al Este de 70° Este. Pero entre el Ecuador y 10° Sur, al Este del 75avo. meridiano a Sumatra, la mayoría de los vientos son de tendencias norteñas. Hay mucha calma en los alrededores de Sumatra pero al sur del Ecuador los ciclones son frecuentes, además hay poca niebla.
- Junio: temperatura promedio de 80°F siguiendo el parale-

lo 10° de latitud Sur y al Este de longitud 60° Este. Hay vientos variables con un 10% de calmas.

- Septiembre: En Indonesia la temperatura promedio es de 80°F, en Singapur es de 82°F y en Malasia es de 81°F. Las temperaturas del aire y el agua son muy similares. A lo largo del Ecuador y extendiéndose hasta 4° en ambos lados hay un cinturón de vientos ligeros y variables que separan los vientos del monzón del Suroeste y aquellos vientos alisios del Sureste. A veces este cinturón, usualmente llamado "Doldrums" no está bien definido por lo que los vientos del monzón se entrecruzan casi directamente con los vientos alisios.

Al Sur de los Doldrums y extendiéndose hasta los 25° Sur, está la región de los alisios del Sureste que son estables y pueden alcanzar a tener gran fuerza en el centro del océano. El viento promedio en esta región es de 3 a 4 en la escala de Beaufort y la neblina está en menos del 2%.

- Diciembre: La temperatura alcanza hasta 85°F en el Ecuador pero puede bajar hasta 80°F. Hay vientos ligeros con calmas frecuentes. Desde el Ecuador hasta 5° Norte, los vientos norteños son comunes. Por los 10° Sur del Ecuador los vientos son del Oeste y del Sur. Hay muchas calmas cerca de Sumatra.

Por Malasia tenemos que en enero, febrero y marzo hay vientos ligeros la mayoría del tiempo con algunas-

tormentas frecuentes. En abril, mayo y junio hasta octubre - predomina el monzón sureño. A pesar de que los días son muy nublados y lluviosos, es la época menos húmeda de esta área. En octubre, noviembre y diciembre tenemos la transición entre los monzones norteños y sureños, además hay vientos variables y ligeros con muchas nubes y lluvias, son los meses más húmedos.

2.19 Mar Caribe

El Mar Caribe es una extensión del Atlántico, limitado por la América Central, del Sur y las Indias Occidentales, localizado en $18^{\circ} 28' N$: $69^{\circ} 53' 0$. Después de plotear la distribución de los vientos, las condiciones del mar y las condiciones turbulentas, la comparación entre los tres en porcentaje versus tiempo en meses (Ver figuras 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9) tomando en cuenta que el porcentaje del viento es mayor de 33 nudos, el porcentaje de las condiciones marinas es mayor de 8 pies y el porcentaje de turbulencia mayor de 12 pies, donde la dirección general de ellas es hacia el Este, se puede observar que para los meses de enero, a marzo, las tormentas tropicales son negligibles y la precipitación (Ver figura 2.12) se mantiene baja y decreciendo. La temperatura (Figura 2.11) en estos meses varía desde $75^{\circ} F$ a $78^{\circ} F$ siendo la temperatura promedio de $76.5^{\circ} F$ y los vientos algo ligeros.

Para los meses de abril a junio, los vientos decrecen, pero las condiciones marinas y de turbulencia man-



Figura 2.6 Distribucion de Vientos vs. Tiempo en meses

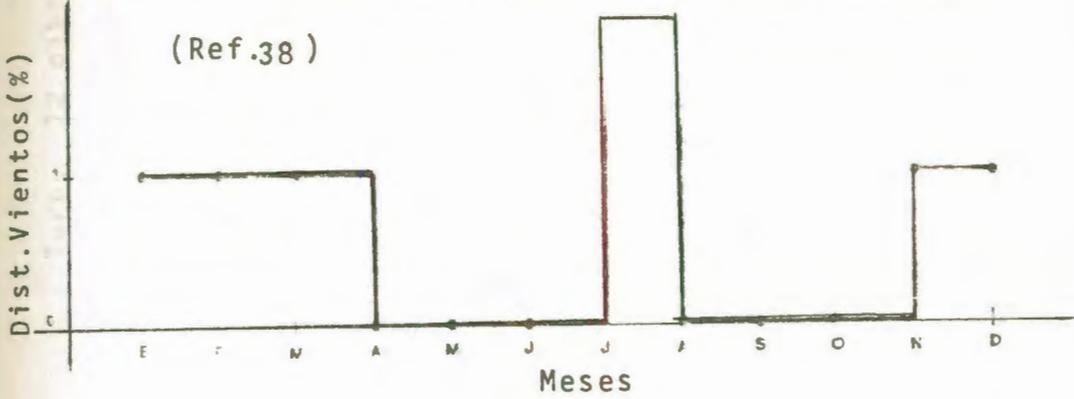


Figura 2.7 Condiciones marinas-% > 8 pies vs. Tiempo en meses

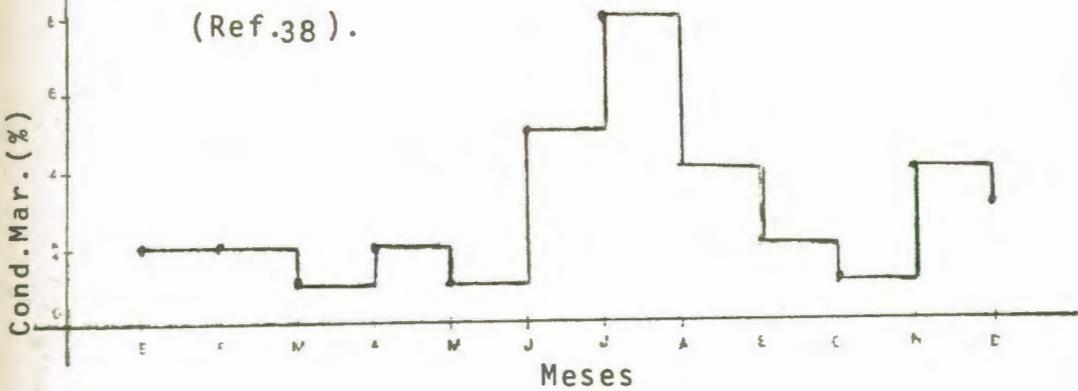
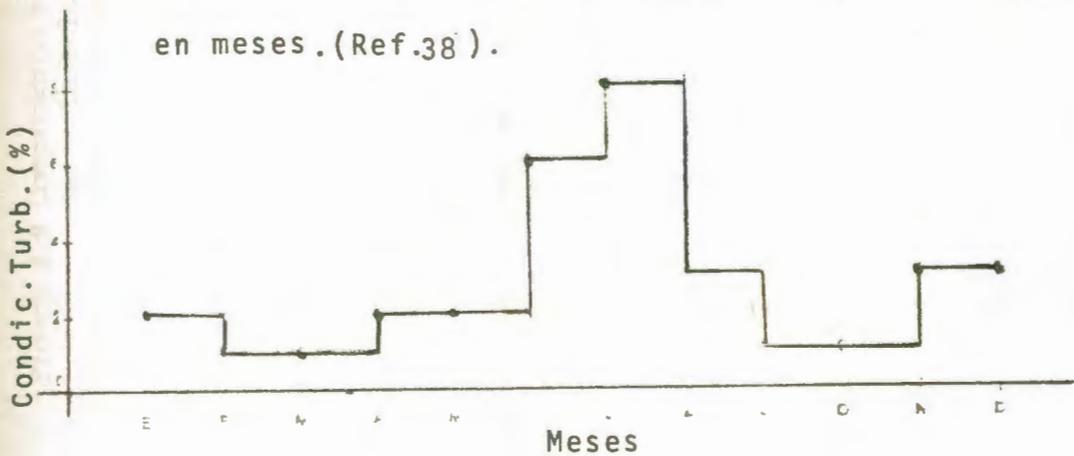


Figura 2.8 Condiciones de turbulencia-% > 12 pies vs. Tiempo en meses. (Ref.38).



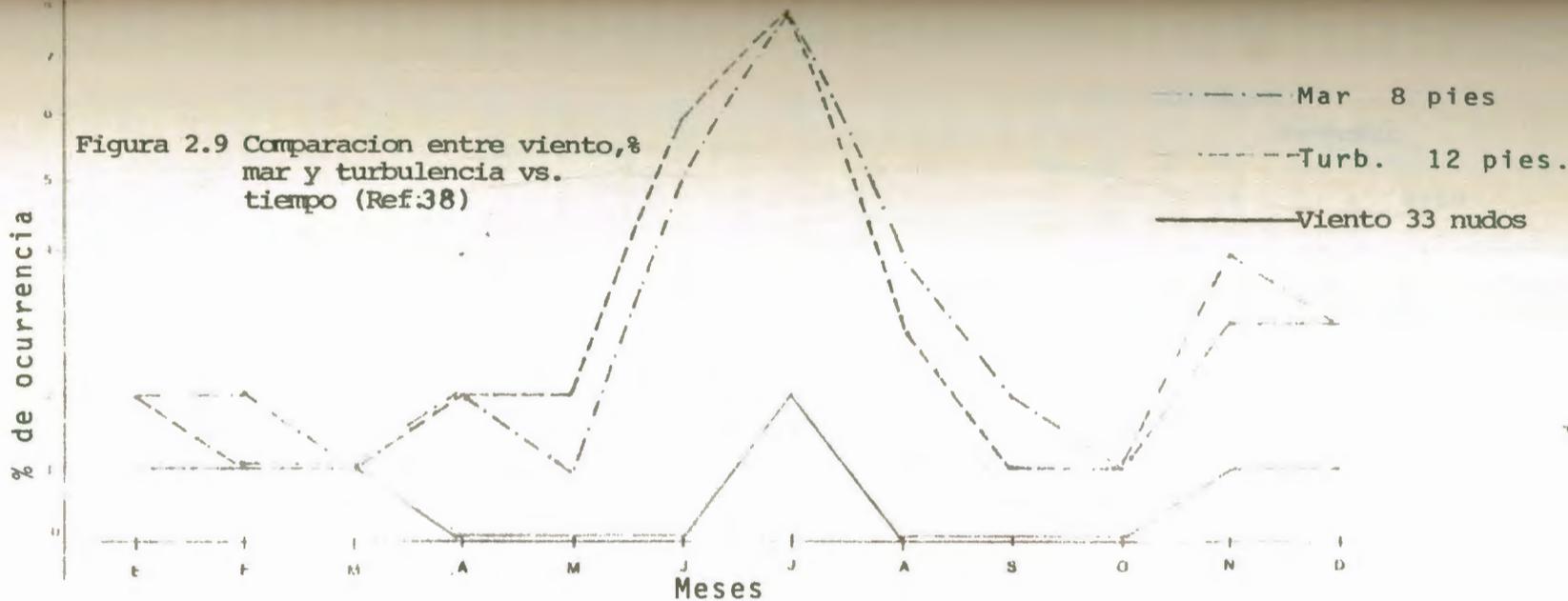
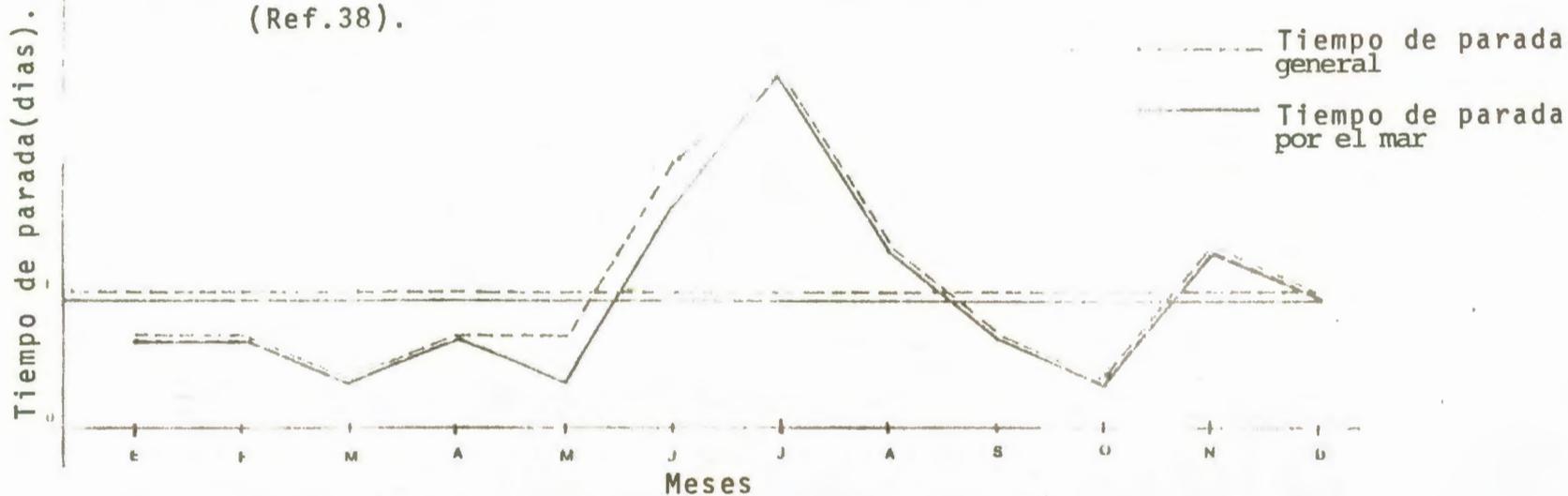


Figura 2.10 Tiempo de parada por condiciones marinas y en general.

(Ref.38).



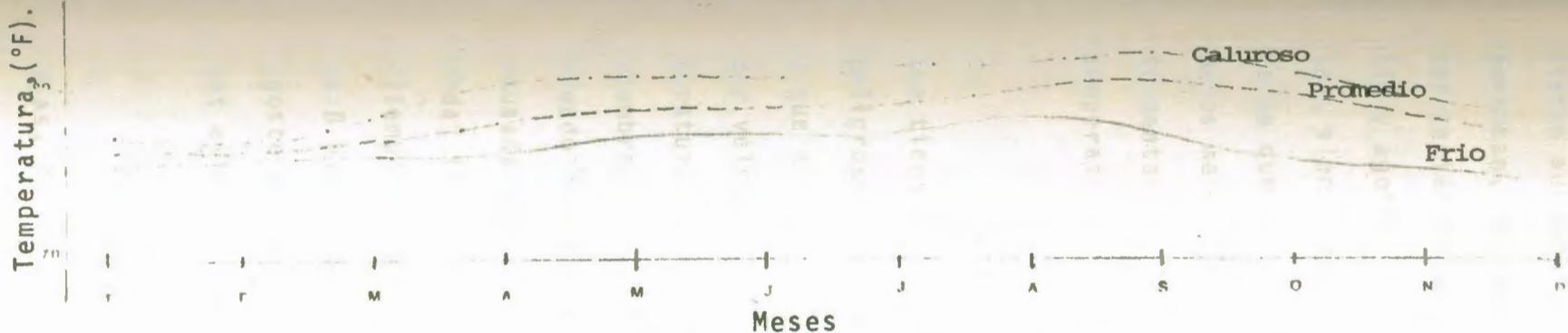
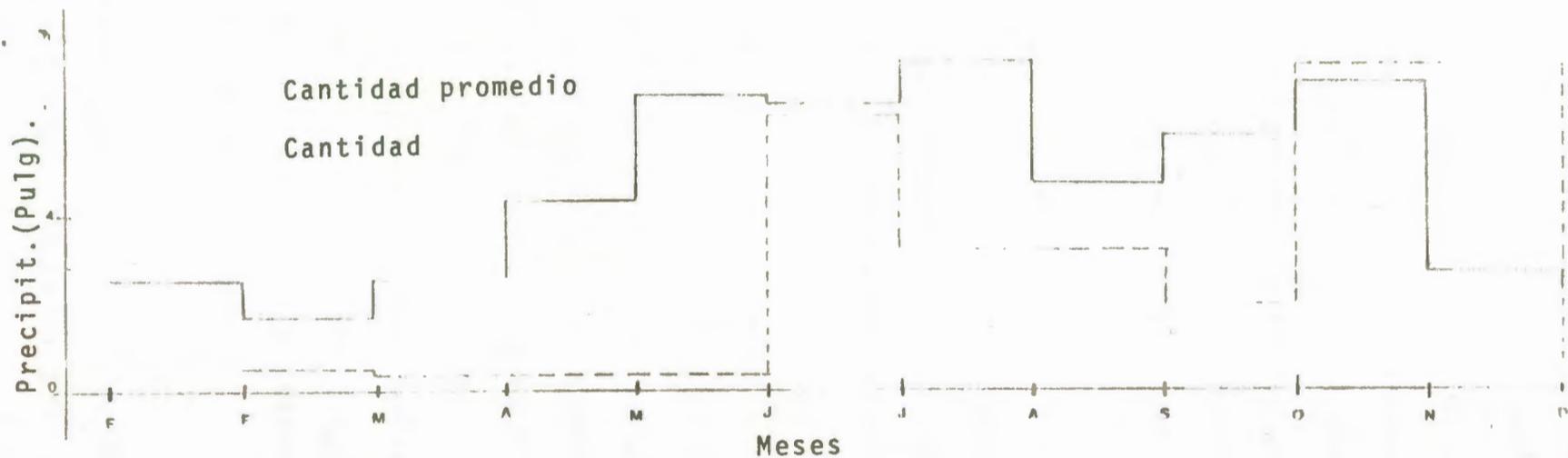


Figura 2.11 Temperatura promedio(°F) vs. Tiempo en meses (Ref38)

Figura 2.12 Condiciones de precipitacion para 1972, precipitacion vs. Tiempo(mes)

(Ref.38).



tienen su rango. Para finales de junio las precipitaciones aumentan, la temperatura aumenta hasta un promedio de 79° F con variaciones de hasta 4 grados. Durante los meses de julio y agosto las condiciones marinas y de turbulencia aumentan, siendo los vientos mucho más fuertes en julio. El chance de que se formen huracanes está presente durante los primeros meses, pero aumenta más en agosto, junto con fuertes tormentas tropicales, precipitaciones de hasta 3 pulgadas y temperatura alrededor de los 80°F.

En los meses de septiembre a diciembre, los vientos tienen poca fuerza, pero aumentan en diciembre, siendo peligrosas las condiciones marinas y de turbulencia debido a que en esta época de huracanes, los vientos pueden exceder velocidades de 75 millas por hora, en esta época la temperatura oscila desde 83°F en septiembre, hasta 75°F en diciembre, manteniéndose la precipitación en 3 pulgadas decreciendo hacia diciembre. Para conocer la pérdida de tiempo causada por el mal tiempo, se determina el "Tiempo de Parada" (Down Time) por el ploteo de la figura 2.10. En el "Tiempo de Parada" (Down Time) por el mar con olas mayores de 8 pies, puede verse que durante los meses de junio a agosto es cuando más tiempo se pierde debido a las condiciones atmosféricas, ó sea de 1.5 a 2.5 días por mes.

El tiempo total de parada para el años es de 10.64 días, dando así un promedio de 0.8 días ó 20 horas por mes.

Tomando en consideración las condiciones del mar y de turbulencia, el tiempo de parada general (ver figura 2.10) es de 11.4 días al año, dando un promedio de 0.9 días ó 22 horas por mes. Finalmente podemos decir que para operaciones en el Mar Caribe, tomando en cuenta las condiciones discutidas se tiene la oportunidad de realizar buenas operaciones debido a que el tiempo relativo de parada (3%) es bajo comparado con otros sitios operacionales tales como el Mar del Norte, Golfo de Méjico, Africa y el Golfo de Alaska, donde los tiempos de parada oscilan entre 10 y 23 por ciento.

2.20 Diseño de Tormentas

Las condiciones más severas que cualquier instalación costa afuera debe soportar, ocurren durante una tormenta las cuales para cualquier instalación de este tipo es el nivel de intensidad de tormenta que una instalación costa afuera está diseñada para resistir. El nivel de intensidad que puede ser obtenido por las condiciones de intemperie en cualquier localidad debe ser estimada de tal manera que se puede evaluar la capacidad de diseño de una nueva instalación costa afuera, ó determinar la eficacia de una plataforma petrolera dada para operaciones en una localidad particular. Además hay otros factores de tormenta que deben ser considerados tales como el nacimiento de una tormenta, "diseño", la vida (en diseño) de la plataforma, el cual es la cantidad de tiempo que esta estructura debe funcionar en un ambiente determinado.

La práctica recomendada RP2A de la API define la severidad del diseño ambiental como: "El promedio esperado de intervalo de recurrencia entre ocasiones cuando las condiciones ambientales de diseño serán igualadas o excedidas en la localidad de una plataforma determinada". Esto significa que debido a la naturaleza estadística de las formaciones de tormentas severas "la frecuencia de éstas al azar requiere que las condiciones de diseños para tormentas sea seleccionada en una base probabilística, la cual es reflejada en las descripciones generalmente utilizadas, que son 25 tormenta-año y 100 tormenta-año".

Por ejemplo algunas compañías podrían diseñar su plataforma de tal manera que pueda resistir las condiciones ambientales que correspondan a un promedio esperado de intervalo de recurrencia de 100 años. En otras palabras, que la instalación esté diseñada para resistir condiciones ambientales que pudieran ocurrir una vez cada 100 años.

Por supuesto, nunca se puede predecir exactamente cuando esta ola (en condición de tormenta) o una mucho mayor ocurrirá en una área determinada. De las estadísticas, la probabilidad de encuentro E durante la vida útil L , para un período de retorno T , puede ser derivado de la ecuación:

$$E = 1 - \left(1 - \frac{1}{T}\right)^L$$

donde E = probabilidad de encuentro, en porcentaje

T_1 = período de retorno, o intervalo de ocurrencia de un diseño tormenta, en años

L = la vida útil de la estructura, en años

EJEMPLO:

Si una estructura está diseñada con un tiempo de vida útil de 20 años para una ola (tormenta) con período de retorno de 100 años (100 tormenta-año), la probabilidad de que esta ola vuelva, durante esta vida útil es:

$$E = 1 - \left(1 - \frac{1}{100} \right)^{20} = 18,2\% \text{ y este es el riesgo-}$$

que se aceptará en el diseño y construcción de esta instalación.

Asociado con el diseño en tormentas hay varios factores que deben ser evaluados y aplicados en el diseño de cualquier instalación costa afuera. Estos son:

- i. Profundidad del agua
- ii. Mareas astronómicas
- iii. Mareas de tormentas
- iv. Velocidad y fuerza del viento
- v. Máxima altura de las olas
- vi. Velocidad y fuerza de las corrientes marinas
- vii. Fuerzas del hielo
- viii. Fuerzas de tormentas
- ix. Características del suelo
- x. Cargas gravitacionales
- xi. Cargas "vivas" asociadas con las operaciones.

De estos factores, el diseño por ola, generalmente impone - las fuerzas más severas en la estructura. Consecuentemente , en el diseño de una plataforma costa afuera se presentan - tres problemas:

- i. La predicción de la altura de las olas
- ii. Cálculo de las fuerzas asociadas con la predicción de las olas
- iii. Aplicación de las fuerzas calculadas a la plataforma

Los dos tipos de información sobre tormentas requeridas en - el diseño de estructuras costa afuera son:

i. Las condiciones de tormentas locales, las cuales pueden causar fuerzas de vientos en la estructura y que también pueden causar una considerable elevación del nivel del agua.

ii. Condiciones de tormenta sobre una vasta área , incluyendo todas las áreas generadoras de olas, las cuales - pueden causar propagación de grandes olas hacia el sitio- di - seño donde se encuentre la estructura costa afuera.

2.21 Predicción de Tormentas

Mucho progreso ha sido logrado en los últi - mos años en el campo de la metereología, debido a los avan - ces hechos en la aplicación de computadores de alta veloci - dad para acumular y procesar datos.

**BIBLIOTECA
FICT**

Aún así, las predicciones meteorológicas son más un arte que una ciencia. El Dr. Cole ha definido estos análisis meteorológicos como "la examinación de variables meteorológicas, tanto separadamente como en su relación con la descripción del estado de la atmósfera en un momento dado - cualquiera". 38.

El Dr. Cole también divide este análisis en cuatro categorías principales relacionando cada categoría con el problema total de determinar el estado de la atmósfera en términos de su pasada historia. Estas categorías son :

i. Análisis de las masas de aire: permite al meteorólogo determinar las características físicas de sistemas de aire de gran escala.

ii. Análisis frontal: ayudan a identificar ciclones viajeros, anticiclones y límites entre masas de aire contrastantes, lugares donde los disturbios atmosféricos se pueden formar, fortalecer y debilitar.

iii. Análisis Isobárico: suministra información sobre la distribución vertical del aire, junto con la distribución horizontal de áreas de alta y baja presión que pudieran influenciar la subsiguiente movilidad de los disturbios atmosféricos.

iv. Análisis de tendencias: marcan donde esperar las condiciones cambiantes, también indican la probable dirección en donde ocurrirán muy rápidamente tales cambios.

que

Una vez la magnitud de las principales variables atmosféricas (presión, temperatura, humedad, densidad, viento y nubes) han sido determinadas, el analista de clima es capaz de proveer al pronosticador una aproximación bastante buena sobre las condiciones de la atmósfera. El trabajo del analista es rutinario y no es difícil, pero el del pronosticador es mucho más difícil y preciso.

2.22 Pronosticando el Clima

Puesto que el clima es uno de los elementos más importantes en operaciones costa afuera, es esencial que el contratista/operador tenga pronósticos del clima adecuados junto con los movimientos de los disturbios (tormentas).

Esta información es vital de determinar cuando se efectúa o suspende una operación, o cuando evacuar al personal a áreas más seguras si es necesario. Pronósticos realistas de sistemas de tormentas costa afuera se hacen más difíciles que las predicciones de tormentas sobre las masas de tierra donde los datos y los análisis son más accesibles.

El trabajo del pronosticador se vuelve en detectar sistemas de tormentas a medida que estas ocurren, preparando pronósticos de posiciones, rastreando el movimiento de la tormenta, prediciendo su futura dirección, intensidad de tormenta, vientos, condición del mar. Hay organizaciones profesionales que proveen estos servicios para la industria, una de esas organizaciones es STORMNET provista por la American Science and Engineering Company of Houston, Texas.

STORMNET es una red de alerta ambiental que provee los efectos pronosticables de huracanes por medio del uso comprensivo de un sistema recolector de datos acoplado a computadoras de alta velocidad.

En el apéndice C se presenta una lista de agencias públicas que ofrecen información sobre el clima en el mundo.

3. DISEÑO Y CONSTRUCCION DE PLATAFORMAS MARINAS AUTOELEVADIZAS DE PERFORACION (MARATHON LETORNEAU)

3.1 Las Plataformas Peforadoras Móviles

Los diseños varían en detalles y tamaños, pero se pueden clasificar en dos categorías: autoelevadizas de patas independientes y autoelevadizas soportadas con base (estera). Como ejemplo se describirán las plataformas de patas independientes, de clase 82-SD-C y de clase 116-C - las cuales son construídas actualmente (1981) por Davie Ship Building Limited. En este capítulo solo se mostrarán los diseños de la clase 82-SD-C. Ambos diseños emplean un casco de forma triangular el cual mueve la subestructura de la torre de perforación hacia el frente de la popa. Las dimensiones y características básicas se dan en la tabla 3.1. En cada esquina de las patas hay una caja de cambio-integrado y un sistema de gufa que es dirigido a los piñones del sistema elevador de la plataforma, el cual tiene sus controles en el puente de mando. Con las patas levantadas la plataforma puede ser remolcada de un sitio a otro, muy pocas plataformas autoelevadizas tienen locomoción propia. Una vez en el sitio, la unidad es puesta en posición y las patas son bajadas, ya sea simultáneamente ó independientemente, hasta el fondo marino, y se continúan bajando hasta que la plataforma esté elevada sobre el agua. Después de llenar los tanques de lastre para asegurar buena penetración de las patas éstos son vaciados y



se sigue elevando la plataforma hasta la altura deseada. Estas plataformas se pueden dividir en cinco áreas principales:

i. El casco principal el cual tiene incorporado las tres patas, en su interior hay una cubierta principal y una cubierta para la sala de máquinas. En un perímetro interno están incluidos los tanques de lastre (pre-carga). Los espacios internos están subdivididos en 8 o 9 áreas para ser usados como sala de máquinas, sala de bombas de lodo y tanques de lodo, almacén, talleres, etc. Una típica distribución de los espacios internos están dados en las figuras 3.1 y 3.2.

ii. La Estructura de Perforación. Esta tiene a su vez los componentes principales:

- El puente de vigas voladizas y el bastidor para tuberías
- La subestructura y el piso de perforación

El puente de vigas voladizas es la estructura principal de soporte para el área de perforación, tiene la capacidad de soportar el peso total de la torre de perforación y la subestructura, la sarta de perforación, los equipos de perforación que están en el piso de perforación así como todos los tubos almacenados en el bastidor; todo esto inclusive; aunque esté a 40 pies de la plataforma; se calcula que el peso debe ser de unas 500 toneladas. Esta consiste de dos vigas principales de 93 pies de largo, 12 pies de alto, espaciados en centros de 52 pies, todo lo cual rueda so-

bre un par de rieles longitudinales montados a los lados de las vigas del puente de vigas voladizas. El piso de perforación y la torre de perforación de 147 pies de alto están localizados en la subestructura que mide aproximadamente 52 pies por 32 pies por 8 pies de alto. Esta estructura también se puede mover transversalmente hasta unos 10 pies gracias a una caja de cambio electromecánica montada en la subbase. De esta manera por medio de movimientos longitudinales y transversales, varios pozos pueden ser perforados desde una misma posición de la plataforma. El piso de perforación incluye el equipo de perforación, la mesa rotatoria, los malacates, motores auxiliares, la consola del perforador así como los múltiples (manifolds) de ahogo. A pesar de que el acero utilizado en estas estructuras es generalmente de resistencia normal; hay aceros de alta tensión con puntos de cedencia de hasta 85.000 libras por pulgada cuadrada, que son usados en áreas de gran fuerza y de soporte para grandes pesos.

iii. Otras Estructuras Exteriores. Facilidades de acomodación para unas 76 personas son proveídas en los compartimientos para la tripulación, que consiste en una superestructura de acero situada en la parte delantera de la cubierta principal la cual tiene tres cubiertas con un cuarto de control en el puente de mando. Incorporado a ésta área están las cabinas, cocina, comedores, cuartos de almacenamiento en frío y caliente, oficinas, lavandería, vestidores, cuarto de películas, hospital etc. (Ver figuras 3.3 y 3.4). En el extremo delantero de la plataforma, una estructura -

vertical de 41 pies y 6 pulgadas de alto soporta un helipuerto de 65 pies de ancho que se extiende fuera de la plataforma. Este helipuerto es capaz de soportar un helicóptero S-61-N y está completamente equipado de acuerdo con las leyes internacionales de aviación.

Otras grandes instalaciones en la cubierta principal incluyen 5 grandes tanques de presión para lodo y cemento, la unidad de cementación, la unidad vibradora de residuos de perforación junto con el equipo procesador del lodo (vibradora, desarenadora, desgasificadora, etc.), además hay tres grúas eléctricas Marathon - Le Torneau de 100 pies de largo con capacidad de 50 toneladas cada una, montadas en pedestales a unos 30 pies sobre la cubierta principal.

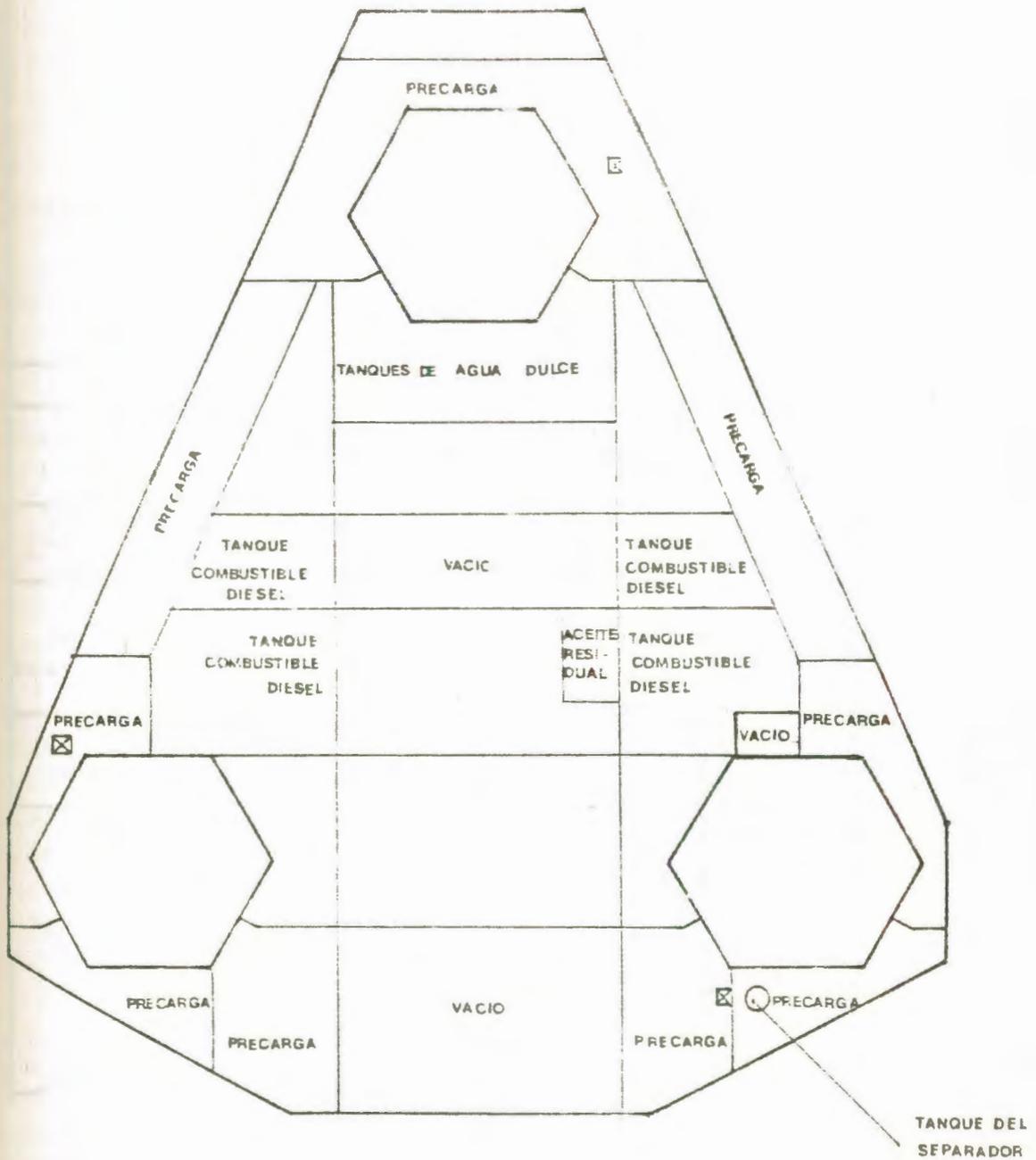
iv. Las Patas. Las plataformas de clase 82-SD-C tienen 3 patas triangulares, cada una de 360 pies de largo, localizadas en las tres esquinas del casco en las aberturas destinadas para ellas. Cada pata tiene un pequeño tanque en el fondo. Este tanque provee la superficie de carga durante las operaciones de elevación. El tope y el fondo de estos tanques son cónicos para asegurar buena penetración. Para facilitar la elevación de las patas, un sistema de jet ha sido instalado en ellas. Dos tubos múltiples de 4 pulgadas corren a lo largo de cada pata, con conexiones a cada 33 pies, los cuales envían agua a presiones de 2.000 l.p.c. aproximadamente, hacia doce conos (jet) de eyección en el fondo de cada tanque de las patas. Cada pata está construida de tres miem-

bros esquineros de tubería colocados en secciones de gufas y bastidores, los cuales están interconectados por abrazaderas estructurales formando un triángulo junto con tubería secundaria (Ver figura 3.5). El peso total de cada pata sería de 540 toneladas.

v. Los Sistemas principales en una Plataforma Autoelevadiza. El sistema más importante en la plataforma es la que genera electricidad. Dependabilidad y servicio inmediato son esenciales para evitar períodos de inactividad, las instalaciones varían con el operario de acuerdo al tamaño de generador diesel que se seleccione. Aún así la instalación más común es la de cuatro generadores diesel de 1350 - KVA, 600 voltios, de 3 fases y 60 hertz. Aparte de los 36 motores elevadores que funcionan a 600 voltios, 3 fases y 60 hertz, todos los demás motores de corriente alterna funcionan con 480 voltios, los cuales usan dos transformadores de 1.000 KVA tipo seco. Además hay dos generadores auxiliares del mismo tipo.

Hay un cuarto de máquinas para el sistema de aire acondicionado (Ver figuras 3.1, 3.2 y 3.3), se pueden apreciar la diversidad de sistemas instalados en la plataforma, tanto referentes a sistemas marinos como a operaciones de perforación. Un sistema similar al de elevación por patas es usado para obtener agua del mar para usos de enfriamiento, incendios, lastre y otros servicios generales en posición elevada. Esto se hace con una pequeña estructura triangular que baja hasta el mar, tiene 127 pies de largo, la

Figura 3.2 Distribución de los espacios internos en una plataforma autoelevadiza. (Ref.34).



NIVEL INFERIOR

Figura 3.3 Facilidades de acomodacion para la tripulacion.

(Ref.34).

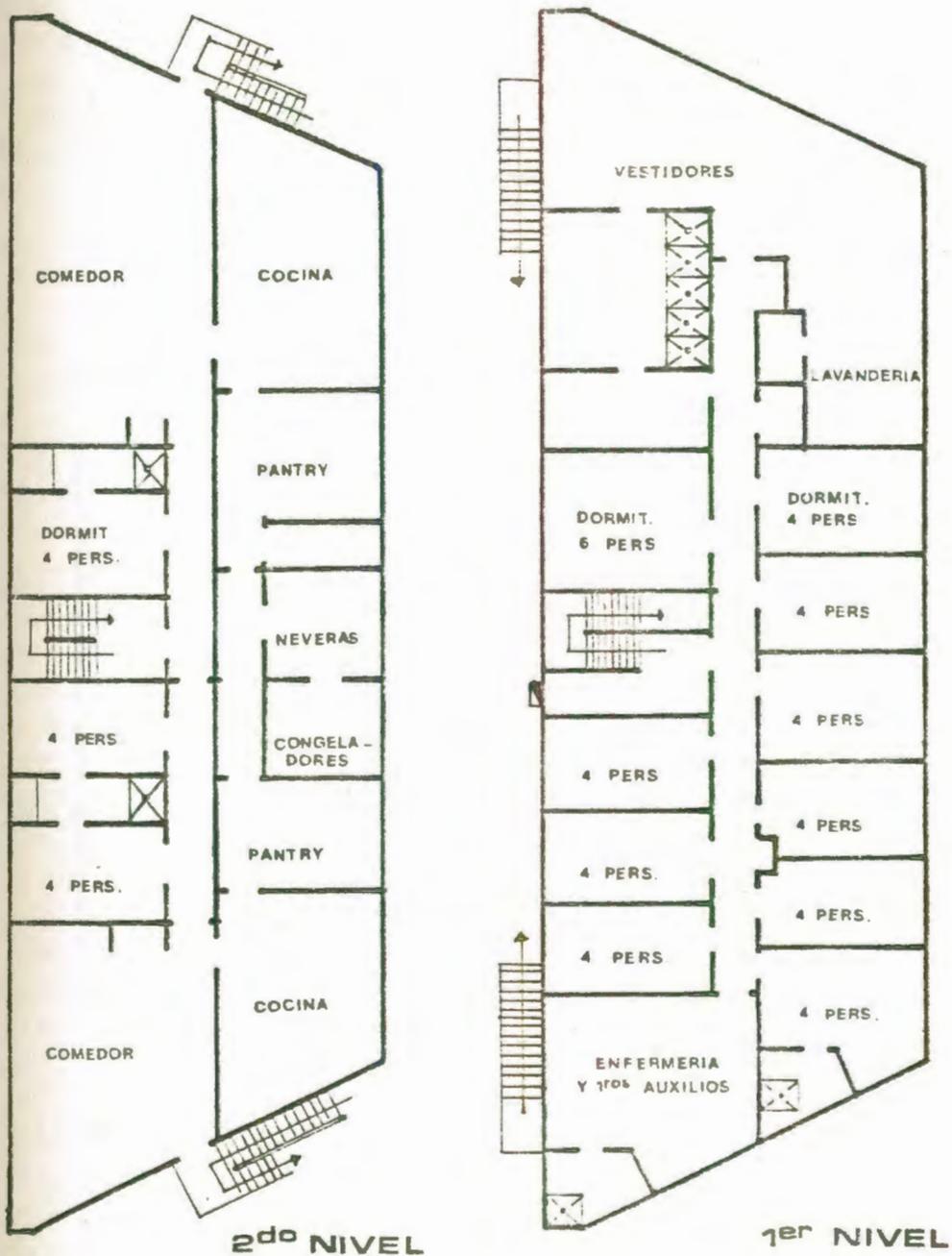


Figura 3.4 Facilidades de acomodación para la tripulación. (Ref.34 .)

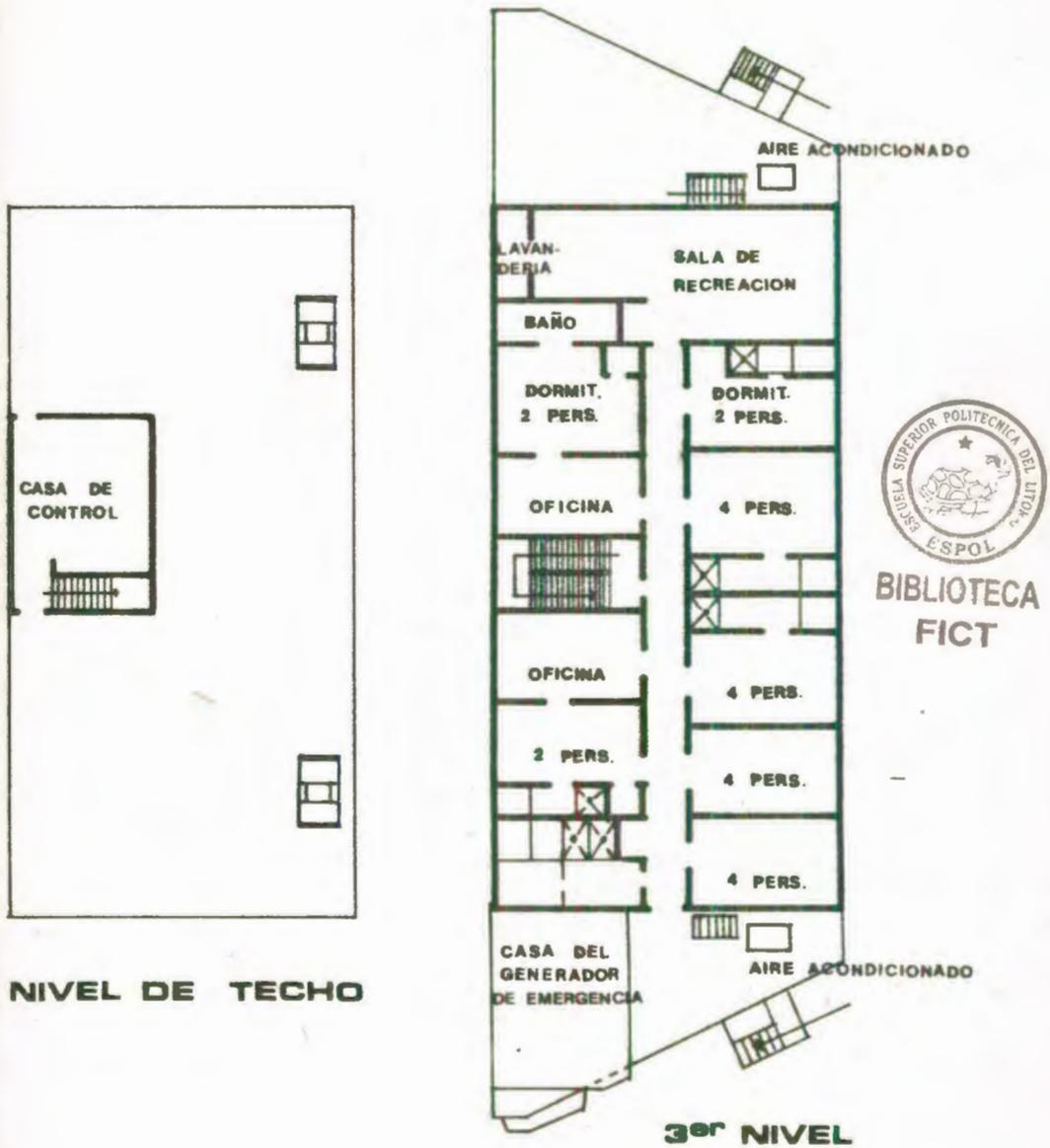
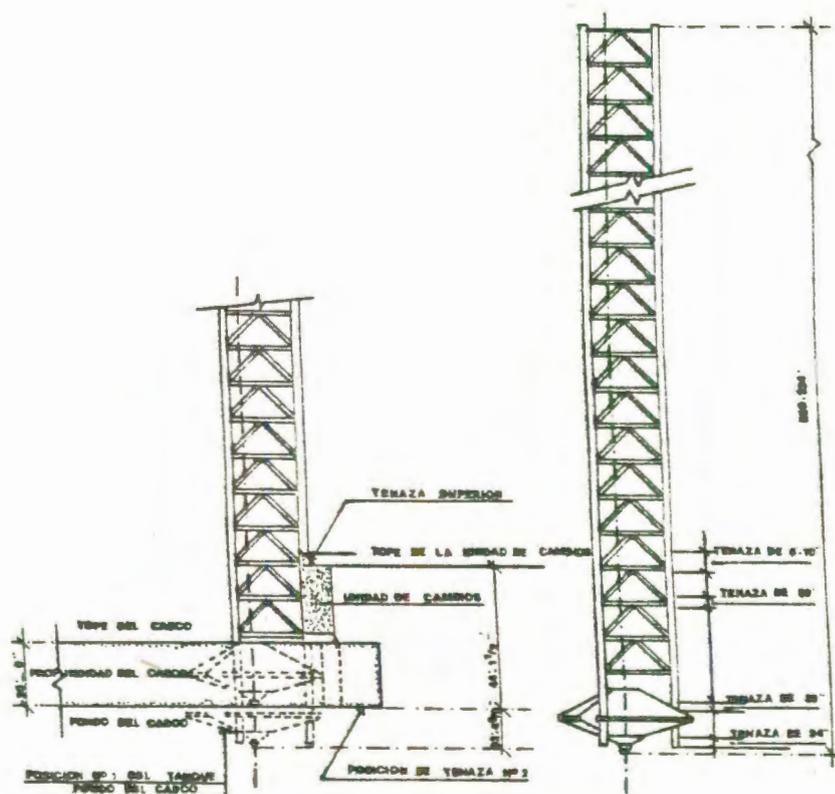


Figura 3.5 Las patas de la plataforma autoelevadiza (Ref.34)



PATA PASANDO A TRAVÉS DEL CASCO

LOCALIZACION DE LAS
BARRAS DE LAS TENAZAS
EN LAS PATAS



BIBLIOTECA
FICT

cual puede ser elevada y bajada al agua, ésta tiene en cada una de sus tres esquinas una bomba de agua.

3.2 La Ingeniería de Producción en la Construcción de Plataformas

Luego de haberse firmado el primer acuerdo para construir una plataforma tipo 82-SD-C se hizo claro que una diferente filosofía de producción sería necesaria para competir eficientemente contra los astilleros del Golfo de Méjico. Varios factores fueron tomados en cuenta, siendo los más significantes:

i. El desfavorable clima de Quebec ha provocado el mejoramiento de técnicas para pre-ensamblado y modularización.

ii. Las limitaciones en los tiempos de entregas debido a la congelación del río St. Lawrence, hace que se reduzcan los períodos de construcción.

iii. Las facilidades de manipulación en Davie Co. favoreció el uso de grandes estructuras mucho mayores que aquellas que utilizan los astilleros del Golfo de Méjico.

Una definición correcta de las unidades en estado desarmado es esencial para maximizar los trabajos de taller y pre-ensamblaje, facilitación de ensamblaje y erección, así como el de minimizar costos de materiales.

El diseño de gufas y moldes para asistir en la manufactura de las secciones de las patas es un paso fundamental., cada pata es dividida en 11 secciones, de 33 pies de largo y con un peso de 40 toneladas cada una, las cuales se unirán en la plataforma.

Tempranos estudios han demostrado que el ensamblaje de una plataforma autoelevadiza puede ser dividido en cuatro fases:

i. Pre-ensamblaje. Esto envuelve las pruebas de ensamblaje de muchos componentes de las diversas unidades en los talleres metalúrgicos; esta actividad envuelve la instalación de tubería, cables, puertas, escotillas, escaleras, rieles, bases de equipos, ductos de ventilación, bombas, etc.

ii. Pre-ensamblaje Modular. Ciertas piezas de maquinaria se auto conducen a modularización, de esta manera componentes de sistema pueden ser ensamblados y probados en una base común para luego ser erigidas en una unidad de acero de una sola pieza, evitándose así la manipulación de muchas piezas individuales a bordo de la plataforma y mejorándose el control de calidad a través del uso del taller.

iii. Ensamblaje a la Intemperie. Ciertas piezas de maquinaria son de tal tamaño y peso que no pueden ser instalados eficientemente en una unidad antes de la erección, como por ejemplo: generadores y bombas de lodo.

iv. Ensamblaje General a Bordo. Esta fase está con centrada en el período entre la erección y el lanzamiento al agua. Una vez lanzada al agua, estos últimos ensamblajes se limitan generalmente a la erección de las patas, completa - ción de pruebas y ajustes finales a los sistemas de perfora - ción.

3.3 El Planeamiento

Como en todo gran proyecto de construcción, - la clave vital , para producir un producto satisfactorio es la solidez del plan básico. Los efectos que surgen de un - plan malamente razonado pueden vivir con el proyecto hasta - su completación. Mucho más que una entrega retrasada puede - ser afectada, la calidad reducida de la mano de obra, costos excesivos, baja moral del personal, etc.; todo esto en con - junto afecta la capacidad y credibilidad futura del varadero.

La respuesta es el control, el planeamiento - inicial y la programación que prueban que son la clave de e se control. Cuando se trabaja con un diseño ya existente, - ciertas ventajas se acumulan inmediatamente a través de la - disponibilidad de planos, etc. Esto permite estudios profun - dos de la plataforma y sus sistemas, permitiendo que un Pro - grama Maestro sea rápidamente preparado. Naturalmente, donde un proyecto requiera nuevos conceptos de diseño, la posibili - dad de conducir un planeamiento detallado a una temprana eta - pa viene a ser más limitado, sin embargo, ésto no debe ser - aceptado como una excusa para no aligerar un planeamiento de e tallado.

A este punto, los siguientes programas son producidos cont
nua y consecutivamente de la concepción del proyecto a en -
 trega, por las oficinas de planeamiento central y detallado:

i. Antes del Contrato

- El programa principal de construcción mostrando activida-
 críticas e interdependencias, requisitos de entrega, etc.
- Programas de potencial humano - presentando los principa-
 les requisitos del comercio.
- Programa de astilleros maestros- mostrando la inter-rele-
 ción del proyecto con otros contratos.

ii. Luego de ganado el Contrato

- Programa principal de construcción - actualizado del pro
 grama de pre-contrato.
- Programa principal de acero - mostrando, para cada unidad
 el principio y completación de la fabricación, ensamblaje
 y erección.

Este programa forma la base para un consideraa
 ble monto de planeamiento detallado incluyendo:

- Cargas de fabricación de máquinas
- Cargas de ensamblaje de pisos
- Cargas de líneas de consola
- Cargas de criba

iii. Programas de Inspección y Prueba

- Programas de planos - desarrollados en detalle para refle



BIBLIOTECA
 ELCT

jar "nuevas fechas", para informes del equipo, planos certificados, requisitos de material, plazos de aprobación y conclusión.

- Programas de material - listas detalladas de material son desarrolladas rápidamente para reflejar los plazos requeridos en el astillero, para todos los materiales, como - también plazos para pedidos, despachos, etc.
- Programas de equipo - todos los aspectos de equipamiento de la plataforma deben ser cuidadosamente programados, y asegurar un óptimo uso del potencial humano y de los materiales.
- Programas de pruebas - mostrando los requisitos para la - completación de sistemas, etc, y elaborar la secuencia lógica para empezar el trabajo antes de la entrega.

El resultado de estas actividades ha sido para reducir sustancialmente el tiempo de construcción. Debido a que el mayor obstáculo para aumentar la producción anual es la ocupación de los amarraderos y la disponibilidad de aguas libres de hielo para acortar el período crítico; - fue obviamente desde la fijación de la quilla hasta el lanzamiento. Se cree que el tiempo de construcción de 17 semanas es el más rápido para esta clase de perforadores en - cualquier parte del mundo, La entrega fue hecha 5 meses antes de la fecha de entrega del contrato, lo cual muestra - evidencia de que estos métodos son efectivos.

3.4 Ingeniería

Aparte de los normales desarrollos de ingeniería que acompañan cualquier proyecto de construcción de barcos hay ciertos aspectos aplicables a la construcción de una plataforma perforadora que vale la pena mencionar.

i. Regulaciones. La aplicación de regulaciones gubernamentales y de clasificación para las plataformas perforadoras costa afuera ha sido un proceso gradual, faltándole generalmente un alcance uniforme. Antes de que fueran desarrollados los campos del Mar del Norte, y los propios patrones del Departamento de Energía del Reino Unido y del Directorio Marítimo Noruego, la dirección en establecer reglas y regulaciones la tenía Norte América, principalmente el Departamento Guarda Costa de los Estados Unidos. El Guarda Costas se ocupaba solamente en la protección y seguridad del medio. Sin embargo, las regulaciones nunca fueron claras y las unidades perforadoras estaban sujetas a varias regulaciones dependiendo de si yacían o flotaban en el mar mientras se perforaba.

Siempre existía el problema de que si una unidad perforadora debía ser tratada como un buque o como una gabarra.

Las primeras reglas costa afuera fueron publicadas por la American Bureau of Shipping en 1968 y revisadas en 1973. Estas permanecieron iguales hasta noviembre de 1980 cuando fueron nuevamente revisadas.

En septiembre de 1978 el Departamento Guarda Costa de los Es

tados Unidos publicó sus primeras regulaciones marítimas para plataformas marinas con ciertas previsiones para las unidades existentes. Este llevó los patrones del equipo perforador a los patrones de seguridad y protección del tanquero. En virtud de su contrato y la fecha de entrega, la segunda plataforma replegable construida por la Davie Co. fue la primera en el mundo construida de acuerdo a las regulaciones del Departamento Guarda Costa de los Estados Unidos de Norte América.

ii. Materiales. El control de materiales, tanto para costo como para entrega, es importante en cualquier proyecto de construcción de barcos, y la mayoría de los astilleros han desarrollado sus propios sistemas para asegurar tal control. Sin embargo, la construcción de equipos perforadores presenta un número de diferencias que pueden poner en peligro una exitosa completación.

La primera diferencia es que un monto sustancial de equipo es suministrado por el dueño.

La razón principal para esto se basa en el hecho de que el dueño y el operador tienen preferencias muy particulares, y su personal está continuamente monitoreando el rendimiento del equipo que tienen en servicio para asegurar que el tiempo sea minimizado.

Otra característica importante de este concepto es que un operador puede escoger un modelo de la maquinaria en su flota para simplificar el apoyo operacional y dar mayor seguridad. cuando se transfiere tripulación de una plataforma a otra. En

la tabla 3.2 se muestra una lista típica de equipos suplidos por el futuro dueño.

El problema para el constructor es que el requiere información específica de ingeniería a una temprana etapa, siendo ésto sumamente importante. Las dificultades para obtener planos certificados de equipo de los proveedores son conocidas en el negocio de construcción de barcos.

La única solución es un temprano entendimiento con el dueño y sus proveedores.

La segunda dificultad surge del tener que satisfacer los requisitos conflictivos del Gobierno sobre la fuente de fabricación. Por un lado, como una condición de los acuerdos de subsidio y préstamo canadiense, hay una obligación de maximizar el contenido canadiense de materiales y equipo usado en un buque, siempre y cuando los proveedores canadienses puedan competir en precio, entrega y calidad. Desafortunadamente, en total contradicción con estos requisitos, el Departamento Guarda Costa de los Estados Unidos ha establecido estrictas regulaciones de material y debido a que aparecen escritas en todas las especificaciones alrededor de los Estados Unidos, ellas vienen a ser aplicables a cualquier astillero del mundo.

Ciertos equipos deben ser aprobados por el Departamento Guarda Costa de los Estados Unidos. Tales materiales y fabricantes aprobados aparecen en una lista, y casi

sin excepción deben ser de las fuentes industriales de los Estados Unidos. Los materiales y equipos eléctricos tienen especial interés debido a los altos riesgos de incendio, por lo tanto requieren una específica aprobación. El uso de materiales y equipos extranjeros fabricados bajo normas extranjeras va en contra de la política del Departamento Guarda Costas de los Estados Unidos y solo son permitidos después de una estricta comparación para mostrar las equivalencias entre las normas.

3.5 Producción y Trabajos de Metalúrgia

i. Casco principal y superestructura. Todas las técnicas convencionales de fabricación y ensamblaje son usadas para producir las 23 unidades comprendiendo la estructura principal de la plataforma.

Una de las características del diseño estructural es la comparativamente delgada lámina usada. La mayoría de las láminas son menos de 7/16 pulgadas de grosor, mientras que la cubierta principal tiene solamente 5/16" de grosor. Esto requiere un cuidado especial en todos los pasos de corte y soldadura para minimizar la distorsión.

ii. Unidades especiales. Aparte de las unidades normales estructurales, muchas estructuras diferentes y especializadas deben ser fabricadas, cada una con sus propias tolerancias.

Algunas de estas son:

- La torre de agua
- Las columnas de la gufa
- Las guardatuberías fijas y móviles
- El colador vibratorio

iii. Construcción de la pata. Las 33 secciones de pata son construidas en cribas para asegurar el control a apropiado y alcanzar las tolerancias requeridas. Para minimizar el tiempo en la criba los extremos de las secciones de tubería son cortados exactamente a nivel requerido en una máquina cortadora de tubería, especial. Antes de la completación, cada sección de pata es "presentada" a su vecino en el taller para asegurar la correcta colocación.

La erección de las secciones de pata se realizan en dos etapas. Este es un proceso lento, una vez completado y cuando todas las unidades de engranaje son probadas, la plataforma puede ser levantada de una posición horizontal a otra posición.

3.6 Seguridad en la Calidad

Aunque no ha sido especificado un sistema de calidad universalmente reconocido para la construcción de plataformas autoelevadizas, la compañía Davie ha instituido su propio programa de calidad el cual abarca todos los aspectos de control desde la recepción de materiales y equipo a través de las principales fases de construcción, hasta las pruebas y enjuiciamiento de los sistemas completados. Las primeras fases son:

i. Inspección. Cuando se envían los componentes y materiales al astillero debe haber una inspección para asegurar una rápida entrega de acuerdo a la orden de compra y una condición física aceptable.

ii. Inspección de materiales dañados. A lo largo del proceso de construcción, los materiales y el equipo pueden estar expuestos a daños o pueden estar defectuosos. Procedimientos bien definidos de reporte, inspección e iniciación de una acción correctiva aseguran que solo los materiales en buena condición son usados y las tardanzas de producción son minimizadas.

iii. Inspección estructural en los talleres. Durante los procesos de fabricación y ensamblaje en los talleres, se hace una verificación de las dimensiones estructurales - junto con una inspección visual de la soldadura para asegurar la completación de todo el trabajo en cada unidad en el taller y luego en el amarradero. De esta forma se minimizan o eliminan los trabajos de reparación fuera del taller.

iv. Inspección estructural en los astilleros. A medida que las unidades se erigen y se sueldan se lleva a cabo una inspección visual.

v. Ensayos no destructivos. Los componentes de alta tensión y las tuberías de alta presión presentan requisitos más complicados que los de un barco convencional. Para helipuerto y casco, se lleva a cabo una radiografía de acuerdo a los requisitos de la Sociedad de Clasificación. En

algunos lugares donde es imposible una inspección radiográfica, técnicas ultrasónicas o inspección por partículas magnéticas son usadas.

vi. Inspección de pintura. Debido a las dificultades operacionales del mantenimiento del servicio, se le da una gran atención a los sistemas de capas. Procedimientos de inspección para la preparación de la superficie y la aplicación de la pintura son implementados para todas las superficies exteriores tales como cascos, cubierta principal patas, helipuertos, las capas del tanque y otros espacios internos.

vii. Prueba e inspección de tuberías. Durante la instalación de la tubería, los sistemas son inspeccionados y probados para asegurar la complacencia con los patrones especificados.

viii. Sistemas de juicio y aprobación. Las etapas finales para asegurarse de que la calidad deseada ha sido construida en la plataforma recaen en los ingenieros de juicios.

Ellos se encargan de las inspecciones del sistema final, de la instalación de la maquinaria e iniciar los procedimientos de aprobación. Los juicios se llevan a cabo en presencia del dueño, inspectores del Departamento-Guarda Costa de los Estados Unidos y la American Bureau of Shipping.

De sistemático y cuidadoso juicio surgen tres beneficios principales:

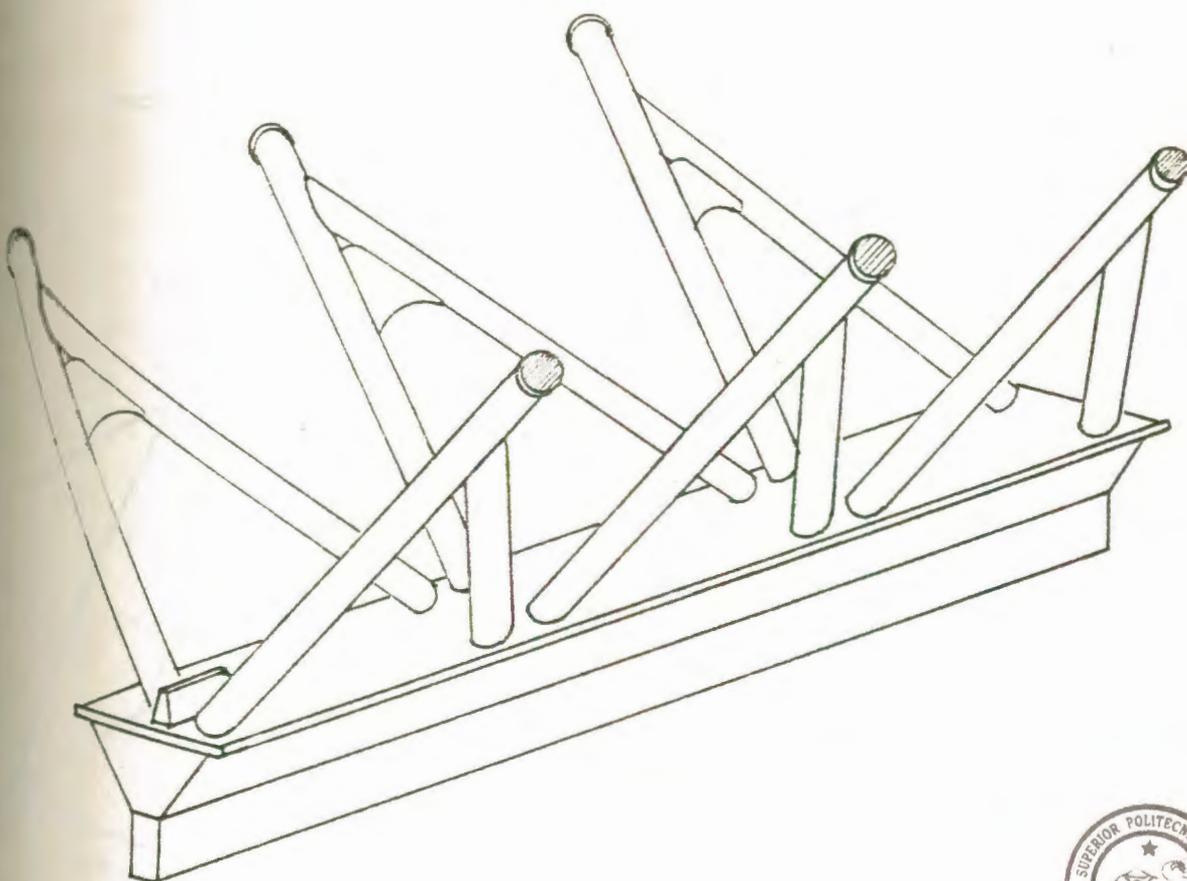
i. Demuestra que el sistema ó equipos trabaja como lo especificado, de acuerdo a todas las clasificaciones aplicables y a los requisitos reguladores.

ii. Determina cualquier componente defectuoso para que pueda ser corregido antes de que la plataforma esté en operación.

iii. Suministra al dueño con todos los datos de - pruebas para el sistema y el equipo.

El resultado es un programa de calidad com - prensiva en relación a los costos sustanciales involucra - dos. Primeramente, se minimiza la tardanza en los programas de construcción. Segundo, los costos actuales y las reparaciones se reducen significativamente. Tercero, y lo más importante para el dueño, el tiempo de operación es reducido al mínimo. En las gráficas 3.6, 3.7, 3.8, 3.9, 3.10 y 3.11 se puede apreciar las etapas de la construcción de una plataforma autoelevadiza. Prototipo, muy utilizada últimamente (1980 - 1981) en las aguas territoriales de Venezuela.

Figura 3.6 Etapas de construccion,(Ref.34)

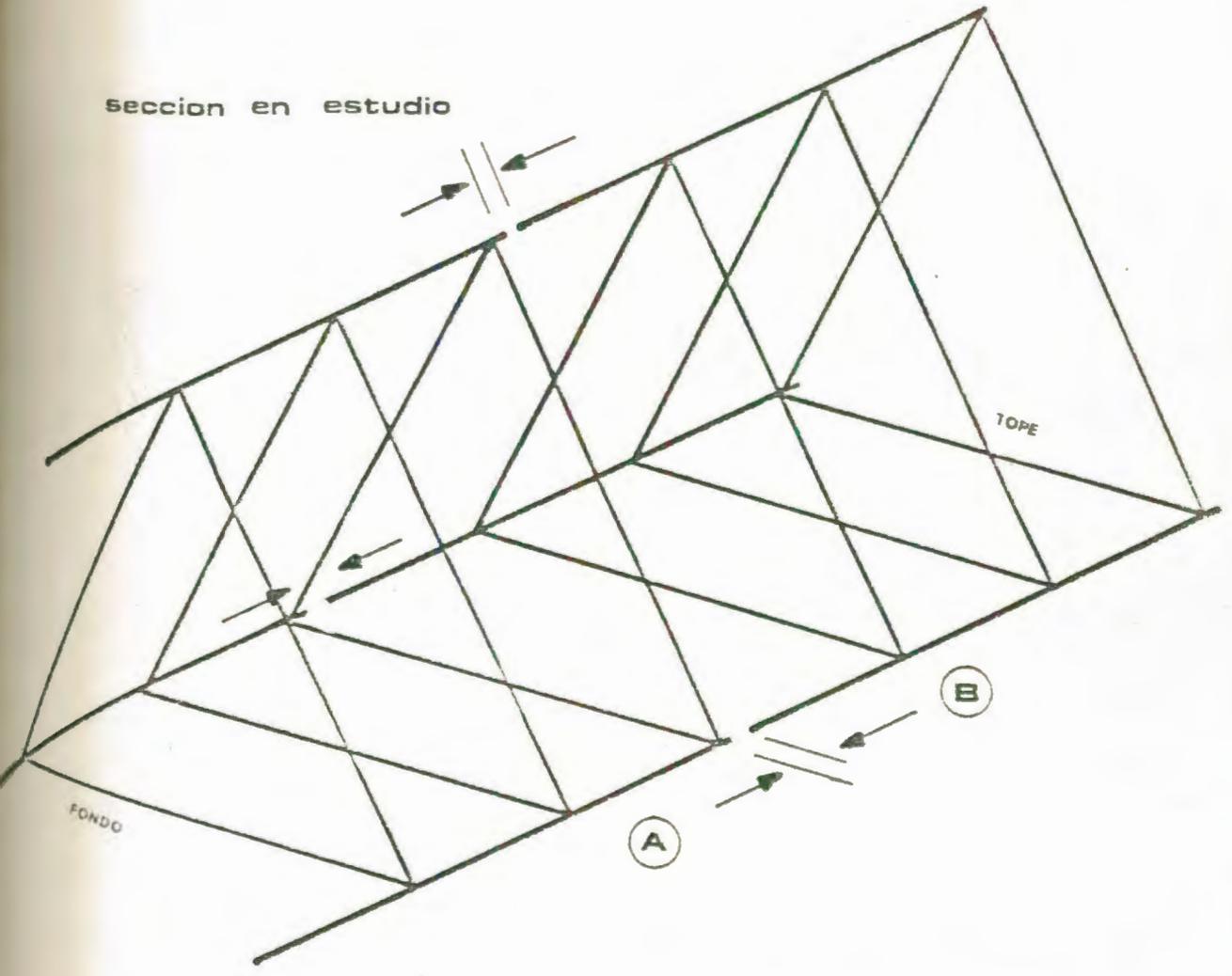


SECCION DE PRE-ENSAMBLADO
(1/3 DE SECCION)



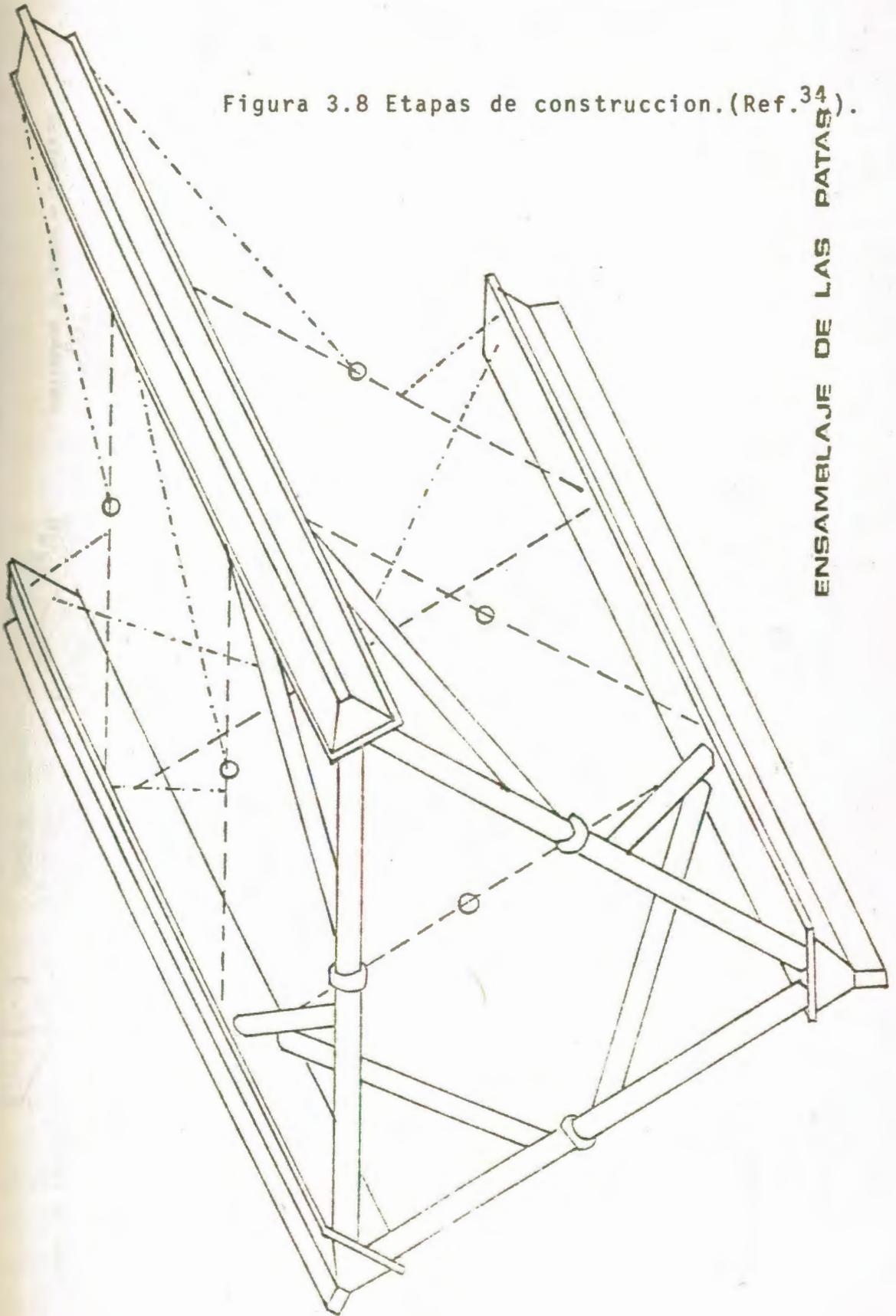
BIBLIOTECA
FICT

Figura 3.7 Etapas de construccion.(Ref.34).



ALINEAMIENTO DE SECCIONES

Figura 3.8 Etapas de construcción.(Ref.³⁴).



ENSAMBLAJE DE LAS PATAS

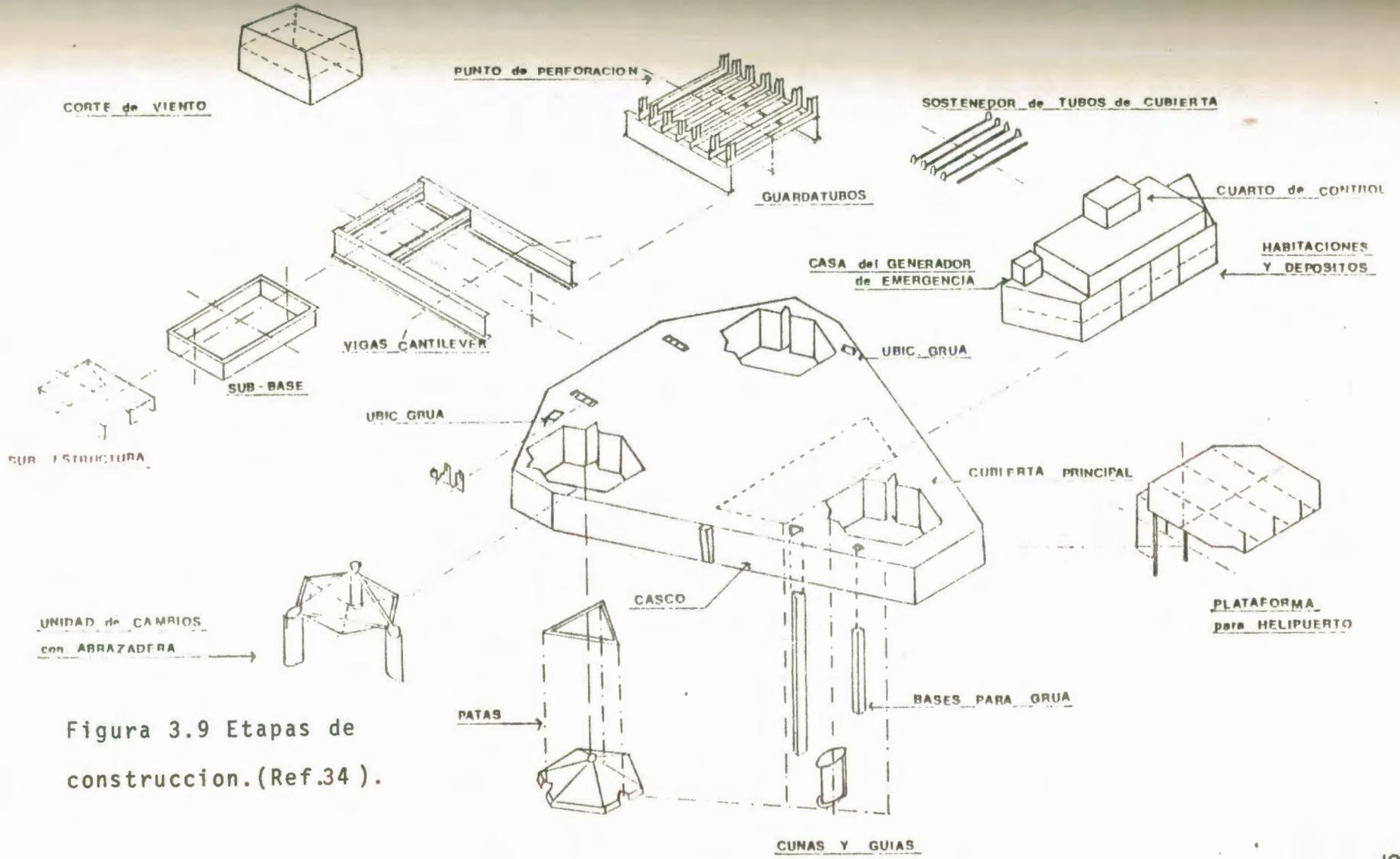
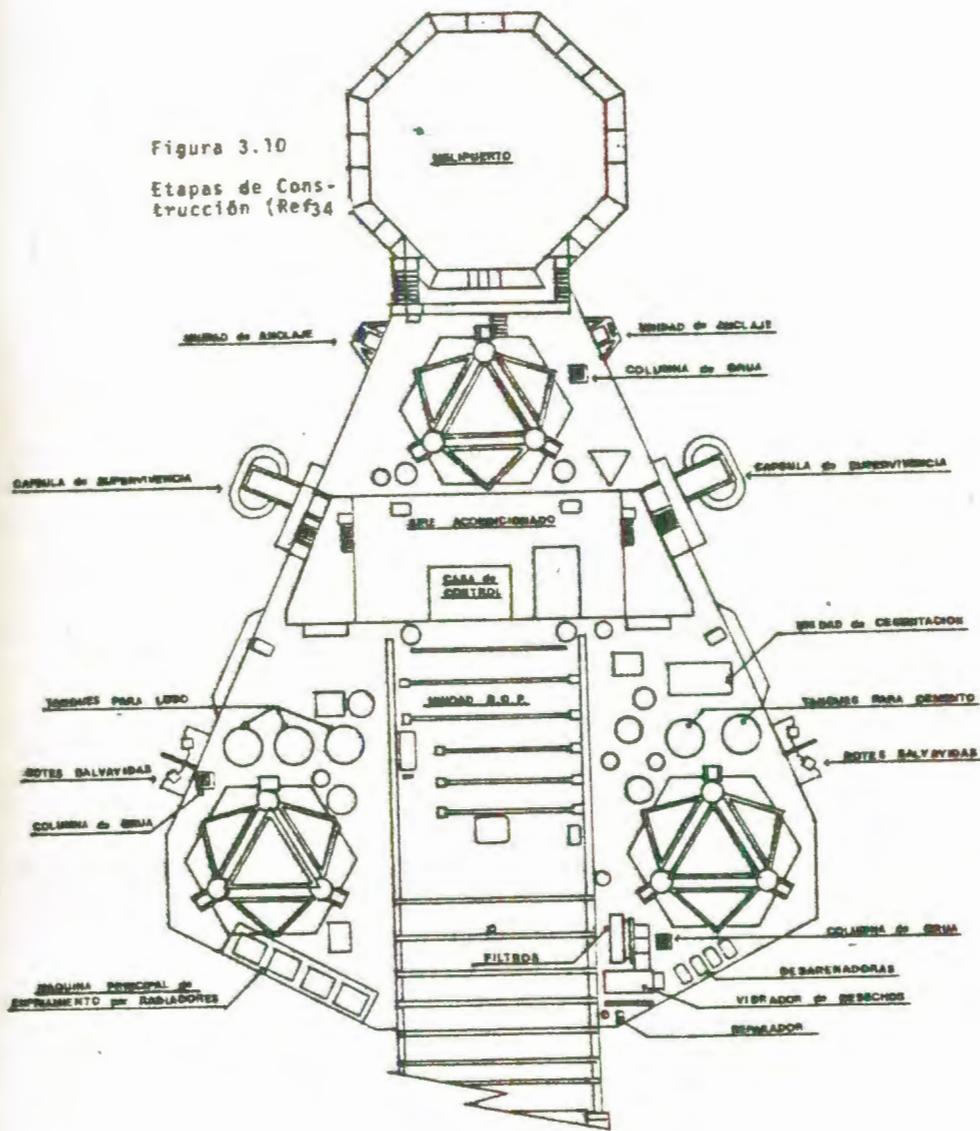


Figura 3.9 Etapas de construcción. (Ref.34).

Figura 3.10
Etapas de Construcción (Ref34)



CUBIERTA PRINCIPAL

TABLA 3.1

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS BASICAS DE LAS PLATAFORMAS
TIPO 82-SD-C Y 116-C

<u>Datos Básicos</u>	<u>Tipo 82-SD-C</u>	<u>Tipo 116-C</u>
Largo total	207 pies	243 pies
Ancho total	176 pies	200 pies
Profundidad del casco	20 pies	26 pies
Tamaño del puente de vigas voladizas	93 pies largo x 52 pies ancho x 12 pies alto	103 pies largo x 52 pies ancho x 14 pies alto
Tipo de patas	Triangulares	Cuadrangulares
Largo de las patas	360 pies	410 pies
Velocidad de elevación	90 pies por hora	90 pies por hora
Carga variable arreglada	3250 toneladas	4000 toneladas
Carga variable estimada	1600 toneladas	1700 toneladas
Capacidad de agua para uso industrial	4300 barriles	5000 barriles
Capacidad para agua potable	1000 barriles	1500 barriles
Capacidad para combustible	1500 barriles	3000 barriles
Capacidad para almacenar cemento	3400 pies cúbicos	3600 pies cúbicos
Capacidad para almacenar lodo de perforación líquido	1200 barriles	1500 barriles

Ing. Washington Gallegos C.

TABLA 3.2

LISTA TIPICA DE EQUIPOS SUPLIDOS POR EL FUTURO DUENO DE UNA
PLATAFORMA MARINA AUTOELEVADIZA

La torre de perforación	Radio teléfonos y teletipos, circuitos cerrados de TV.
Bloque viajero	Compresores de aire
Protector del bloque viajero	Secadoras de aire
Unión giratoria (Swivel)	Planta de tratamiento de aguas negras
Línea de cable y anclaje	Sistema evaporador/destilador
Estalulizador de línea muerta	Combustible
Malacates y frenos	Sistemas de aire acondicionado
Perforador automático	Bombas de agua salada
Consola del perforador	Bombas contra incendios
Registro del perforador	Bombas de achique
Equipo de la mesa rotatoria	Bombas de lastre (pre-carga)
Ensamblaje del hoyo de ratón	Bombas de enfriamiento del perforador
Llaves hidráulicas	Bombas de combustible
Bombas de lodo	Bombas de aceite
Controles del cuarto de lodo	Consolas de corriente alterna
Tanques de almacenamiento para cemento y lodo	Generadores de emergencia
Mezcladoras de lodo	Consolas de corriente directa
Vibradores (coladores)	Sistemas de iluminación
Unidades desgasificadoras	Sistemas electrónicos y de comunicación
Unidades desarenizadoras	Boyas
Separador de gas - lodo	Equipos para proyección de películas y video cinta
Manguera rotatoria	Televisores
Unidades de cemento (alquiler)	Equipos de sonido (música)
Unidades de control del BOP	Equipos para camarotes, comedores, cocina
Unidades de prueba del BOP	Máquinas soldadoras
Sistema desviador	Cadenas

TABLA 3.2

LISTA TIPICA DE EQUIPOS SUPLIDOS POR EL FUTURO DUEÑO DE UNA
PLATAFORMA MARINA AUTOELEVADIZA

(CONT.)

BOP anular	Red para transferir personal a otros- barcos (Billy Pugh)
BOP de arriete	Red para transferir mercancías y equi- pos
Sarta de perforación	Mangueras para combustible
Equipo analizador de lodo	Botes y chalecos salvavidas
Protección catódica	Transformadores para 480 voltios, - 1000 KVA
Generadores y máquinas diesel	Sistemas y alarmas detectoras de gas

4. MODELO ECONOMICO DE OPERACION COSTA AFUERA

Después de la búsqueda intensiva por todo el mundo - por más yacimientos de petróleo y gas en los últimos 5 - años, muchas regiones con condiciones geológicas que una - vez parecían favorables para grandes campos han resultado - un fracaso. Las actuales actividades están concentradas en el Golfo de Méjico, Mar del Norte, Mar de Bering, Golfo de Persia, Golfo de Alaska, Mar de Java, Mar de Barents, las - costas Norte y Este de Kalimantan (Borneo), Africa Central, en la Costa Este de España y en las costas de Venezuela, Ar - gentina, Brasil y Chile. Hay ciertas áreas en exploración - como son el Mar Beaufort en el Noroeste de Canadá, y en las plataformas continentales de Labrador y Greenland en el Ar - tico, pero en los cuales hay que invertir mucho debido a la severidad del frío clima, especialmente en sistemas de lí - neas de tuberías; mientras que en otras zonas como el Gol - fo de Méjico, Africa Oeste, el Mar de Aldama, en el Mar Me - diterráneo y en la plataforma continental del Mar Este - de China, hay un clima más tropical, por lo que la in - versión es menor con respecto a protección contra el - clima frío.

Todas esta regiones se ven prometedoras, pero la - evaluación de su potencial es muy especulativo hasta - que se hayan hecho bastantes pozos explo -



CORPORACION ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA

UNIDAD EJECUTORA GOLFO DE GUAYAQUIL

EGRESO DE ALMACEN

No.

DEPARTAMENTO AL QUE SURTE PRODUCCION

CANTIDAD	DESCRIPCION	PARCIAL	TOTAL
1	engrapadora		
1	portalápices		
1	porta clips		
caja	lapices		
4	esferográficas		
4	block cuadrado		
4	block líneas		
cajas	papelitos para escritorio		
1	perforadora		
1	cinta scotch.		

RECIBI

Gquil, Enero 15 de 1982

Vto. Bno.



CORPORACION ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA

UNIDAD EJECUTORA GOLFO DE GUAYAQUIL

EGRESO DE ALMACEN

No.

ARTAMENTO AL QUE SURTE PRODUCCION

CANTIDAD	DESCRIPCION	PARCIAL	TOTAL
	engrapadora		
	portalápices		
	porta clips		
	lapices		
	esferográficas		
	block encajados		
	block lineas		
	papelitos para escritorio		
	perforadora		
	cinta scotch		



BIBLIOTECA FICT

RECIBI 

Guil, Enero 15 de 1982

Vto. Bno.

ratorios. Se cree también que habrá grandes fuentes en la URSS por la parte de los mares Caspio y Negro. En la parte del Pacífico, cerca de la Isla Sakhalin los japoneses, americanos y rusos están realizando programas conjuntos, mientras que China Popular está operando en el Mar Amarillo, pero no se sabe con certeza sus detalles porque los reportajes de las actividades chinas son vagas y conflictivas.

4.1 Modelo Realístico

El público en general califica las operaciones costa afuera como actividades que suministran gran riqueza, é irónicamente asume que mientras más profundas las aguas, más ricos los depósitos. La profundidad del agua, por supuesto, es solo uno de los muchos factores que influyen en el retorno de las inversiones costa afuera, y hay poca relación entre el medio ambiente del océano y la geología económica superficial. Elementos que afectan la economía costa afuera son evidentes en el área Louisiana costa afuera, la cual tiene una larga historia como la mayor inversión en cualquier provincia costa afuera de los Estados Unidos. El gasto total en los últimos veinte años es, por supuesto, la composición de una serie de juegos y proyectos en varios pasos de exploración y producción. Este gasto acumulativo, estimado hace tres años en \$ 8.5 billones, se estima ahora en \$ 11 billones. La industria está pagando más para desarrollar sus concesiones que pagando para adquirirlas y descubrir el petróleo. Mientras la adquisición de una concesión sea un gasto significativo, ésto es solamente el -

pago de entrada para el ciclo continuo de inversión. En la venta del Este de Louisiana en 1967, la industria gastó \$ 510 millones para 158 proyectos. La diferencia entre las licitaciones ganadas y las siguientes más altas fué de \$ 183 millones que fueron "dejados sobre la mesa". Un total de \$ 603 millones fué pagado por 75 trayectos del Canal Santa Bárbara en la venta de 1968, con licitantes dejando alrededor de \$ 255 millones sobre la mesa. Ha sido estimado que alrededor de un billón de barriles tienen que ser encontrados en estas concesiones para pagar los bonos y no perder en la total inversión. La venta costa afuera de Texas de 1968 trajo \$ 596 millones para 110 trayectos, y de esta venta \$ 275 millones quedaron sobre la mesa. Después de la venta, un licitante comentó que las concesiones necesitarían producir 1 3/4 billones de barriles de petróleo para rendir un flujo de efectivo después del impuesto a la rata del 10%. En la venta de la costa afuera del Oeste de Louisiana en diciembre de 1970, 127 trayectos fueron ofrecidos. Licitaciones totalizando \$ 846 millones fueron aceptadas en 116 trayectos; licitaciones de 11 trayectos fueron rechazadas. La diferencia entre las licitaciones ganadas y las altas más cercanas fué mucho mayor que en ventas anteriores - totalizando \$ 346 millones. Las licitaciones ganadas de las tres primeras ventas muestran que la industria en el Canal de Santa Bárbara es mayor, lo opuesto ocurrió con las concesiones de Texas, que se pensaban eran más beneficiosas que aquellas del Este de Louisiana. Esta última preferencia fué sorpresiva porque la parte Este de

la costa afuera de Louisiana aparecía establecida como una provincia "petrolera", mientras que la mayoría de las concesiones de Texas estaban en un área que tenía más que todo gas y condensado con menos montos de petróleo. En conclusión, estas ventas trajeron \$ 2 1/2 billones más un primer premio monetario; un poquito más de \$ 1 billón fué dejado sobre la mesa. Solo el tiempo revelará cuán bueno (afortunado) fueron la interpretación geológicas y las economías que intervinieron en estas ventas, pero los exitosos licitantes para la costa afuera en Texas y California demostraron una confianza poco usual en la geología y la certeza de las acumulaciones. Para desarrollar algunas "manillas económicas" que tratan primordialmente con la función de producción, un modelo deberá ser desarrollado usando los siguientes parámetros que son realistas, aunque no necesariamente típicos ó promedios:

1. Suposiciones modelos, son para concesiones sencillas en las cuales se coloca una plataforma sencilla
2. Un bono de \$ 10 millones fué pagado por la concesión
3. La hora "0" será la adquisición de la concesión
4. Un descubrimiento comercial de petróleo se hará en la primera prueba
5. Inmediatamente le seguirán el diseño, fabricación e instalación de la plataforma

6. Se instalará una tubería de petróleo al mismo tiempo que la plataforma con facilidades de manejo de producción en otras localidades.
7. La producción comienza con la completación del primer pozo, y el costo de desarrollo de perforación se encuentra descentrado por el valor de la producción mientras se completan los pozos.

La figura 4.1 muestra el flujo de efectivo para una plataforma de ocho pozos en el Golfo de Méjico. El flujo de dinero negativo se apoya en un poquito más de \$ 15 millones, y a total producción la plataforma produce un beneficio operativo de \$ 3 1/4 millones anuales. Los pozos pueden ser direccionalmente perforados en variadas formas, pero la actitud de los depósitos, particularmente si el prospecto es una cúpula de sal, puede limitar el número de pozos que pueden alcanzar esos depósitos bajo espacio aprobado de una plataforma. El modelo original supone que una tubería fué instalada al mismo tiempo que la plataforma. Si no se hubiera instalado una tubería inicialmente y se hubiera tenido que retardar la producción hasta completar la perforación, el pago se tardaría casi dos años y las inversiones, antes de comenzar cualquier beneficio, sería de \$ 20 millones. Si una tubería no se instala temprano por cualquier razón, cualquier tardanza antes de comenzar la producción significaría dinero real. Este tipo de producción, por supuesto, no se producirá hasta el fin de la vida del campo, quizás veinte años ó el doble. Otra manera de ver el costo del tiempo es que un trabajo de-

pesca de 30 días equivale al costo de un pozo completado - cuando han sido tomados en cuenta todos los intereses é ingresos. Los ejemplos usan la profundidad del pozo admisible costa afuera para una zona de 10.000 pies. Es interesante - hacer notar que la profundidad del agua no se toma en con - sideración en itinerarios de costa afuera admisibles. Basán - dose en las admisiones que se requerirían para dar produc - ción costa afuera en distintas profundidades, una paridad - económica con costa adentro admisible sería 2.5 veces la - profundidad de un pozo costa afuera, en vez de la común 1.7 . Si la producción costa adentro es de 100 barriles día - rios, costa afuera sería de 170. Con este alto porcentaje - de producción, las ganancias ocurrirían un año ó quizás me - dio año antes. Esto significaría por lo menos \$ 1 millón en beneficios. El caso del Canal Santa Bárbara es una platafor - ma de 32 pozos que cuesta \$ 5 1/2 millones comparados con - los \$ 2 millones para la que está en el Golfo. La produc - ción de California se asume en 800 barriles diarios por po - zo. El flujo de dinero negativo es alrededor de \$ 5 millo - nes más que el caso del golfo, y la fase de desarrollo de perforación en esta plataforma es casi de un año más. Estos modelos ilustran el temprano capital pesado que caracteriza a las operaciones costa afuera y la importancia de la rata - de producción en establecer un flujo de dinero positivo. Así que, con grandes inversiones de capital ocurriendo al frente del proyecto y el beneficio disperso sobre un largo período - de tiempo, el valor del tiempo y dinero viene a ser extrema -

damente importante. El dinero que tiene que invertirse - temprano en un proyecto tiene que ser tratado como más cos toso porque no existe otra alternativa atractiva. Por - ejemplo, el interés sobre un bono de \$ 10 millones al 6% es de \$ 600,000.00 el cual se paga ó se pierde en las ganancias. El tiempo es dinero cuando se trata con números- característicos de la costa afuera. Otras demandas debenser incluidas en un modelo más específico antes de que uno pueda contar el dinero. Esto incluye impuestos federales, interés, concesiones, gastos geofísicos, pozos secos, y - una parte de la investigación. También, el porcentaje de producción proyectado con cambios en la rata de gas-petróleo, producción de agua, etcl, debe incluirse sobre el - efecto en el ingreso para anticipar la necesidad futura de capital para mantenimiento de presión, separación y tratamiento, desecho de agua, etc.

4.2 Riesgos

En los casos modelo, los cálculos no incluyen - días perdidos ó pozos secos. Las operaciones actuales no son siempre tan buenas. Todos los riesgos que caracterizan el negocio del petróleo se presentan en forma seria - cuando son costa afuera. Algunos de los riesgos son inherentes a la incertidumbre de la ciencia de la tierra. Hay otros riesgos en la construcción de plataformas y demás - facilidades. El criterio usado se basaría en los riesgos

económicos seleccionados, que son, el grado y naturaleza de la pérdida que es económicamente aceptable en el negocio. - Aunque la limitada medida de riesgo é incertidumbre es difícil, una técnica es el gráfico sensitivo donde el efecto sobre el ingreso de algunos importantes parámetros es examinado. EJEMPLO. Un modelo en este caso es un campo petrolero de 50 millones de barriles en el Golfo de Méjico con plataformas que cuestan \$ 4 millones y pozos de 80.000 barriles- (ver figura 4.2). El punto central es el ingreso por barril después de pagado el impuesto. Un valor actual PV no se incluye porque es más útil trabajar en el cambio de porcentaje que en números exactos. Si algunos parámetros varían más ó menos 20% mientras los otros se mantienen constantes, el efecto resultante en la ganancia se leería al lado izquierdo de la escala. Por ejemplo, si las plataformas ó pozos cuestan un 20% más de lo planeado, la ganancia disminuiría un poco más del 6%. Si fueran un 20% más barato, el beneficio PV se mejoraría en un 6%. Los costos operacionales muestran relativamente menos efecto sobre los beneficios. Pozos fundamentales muestran considerablemente mayor sensibilidad ante el beneficio. Esto es por que un pozo cuesta lo mismo produzca 20% menos ó 20% más que lo anticipado. Una deterioración rápida en los rangos de recuperación más bajos se debe al hecho de que el pozo cuesta lo mismo pero se producen menos barriles. De aquí el alto costo de la unidad. La debilidad de la curva en los rangos

de recuperación más altos se debe al hecho de que un pozo - puede producir más excepto por las producciones permitidas - las cuales han permanecido estables. A medida que el agua - se hace más profunda, se requiere más hierro y los costos - de capital suben mientras que los beneficios por barril bajan. La gran pregunta para aguas profundas no es tanto la capacidad técnica como lo es la economía. Muchos operadores tienen alguna experiencia en esto y existen varios sistemas bajo agua, pero son muy caros. Mientras más caras - las facilidades, mayor la necesidad de pronósticos más exactos sobre geología e ingeniería. Se puede concluir que lo que hay que hacer es encontrar los grandes campos y la economía se hará cargo de sí misma. Un buen corolario es la importancia del temprano reconocimiento de los pequeños campos. El inflexible factor de costo es el tiempo; la comodidad cara es el hierro; la mejor medicina para la salud - es un alto porcentaje de producción; el mejor factor de seguridad es una buena tecnología; y mientras mejor el conocimiento de las variantes y su impacto en las ganancias, mejor será el juicio de permitir las incertidumbres que son críticas a la economía de la exploración y producción costosa fuera.

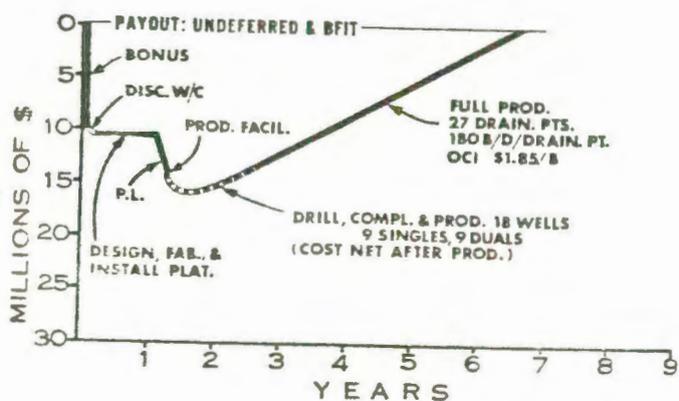
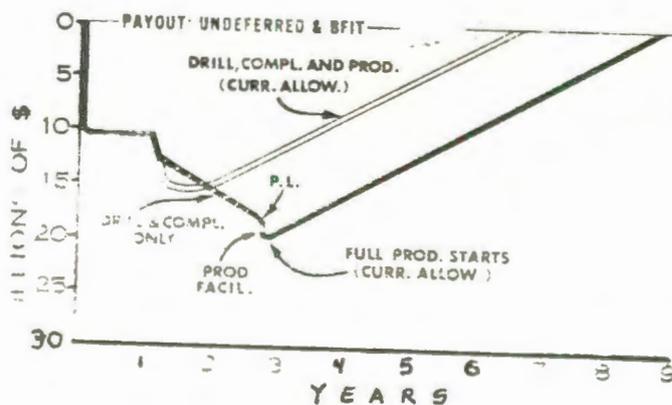


Figura 4.1 Flujo de efectivo para una plataforma de 8 pozos en el Golfo de Mejico. (Ref33).



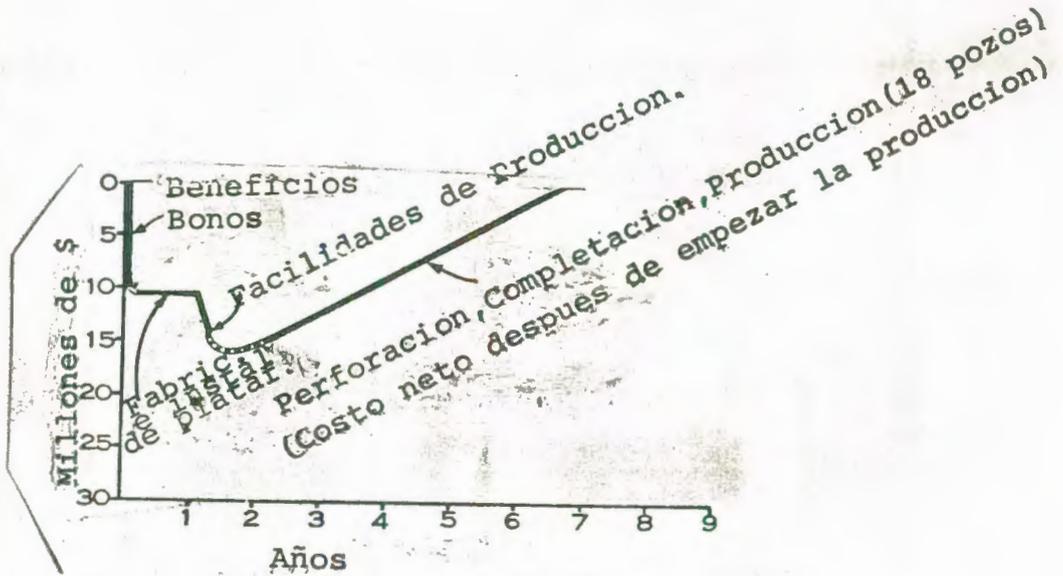
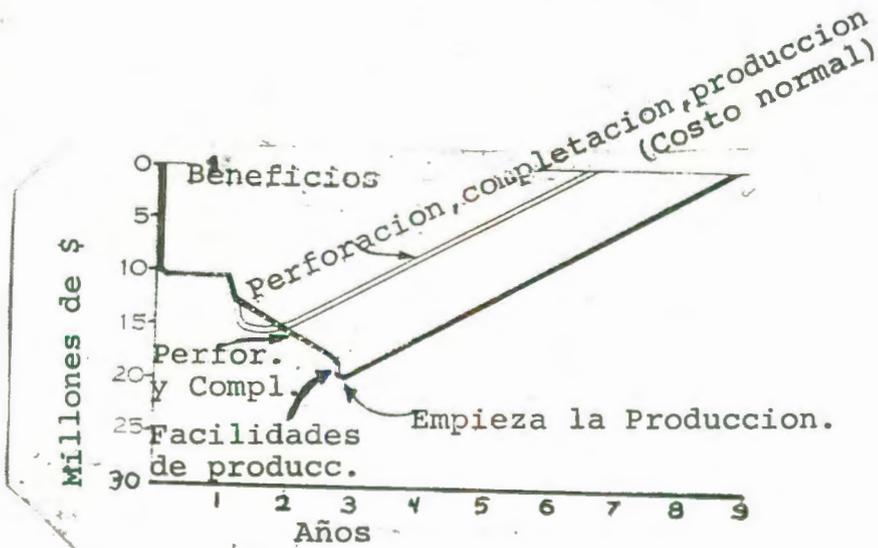


Figura 4.1 Flujo de efectivo para una plataforma de 8 pozos en el Golfo de Mejico.(Ref33).



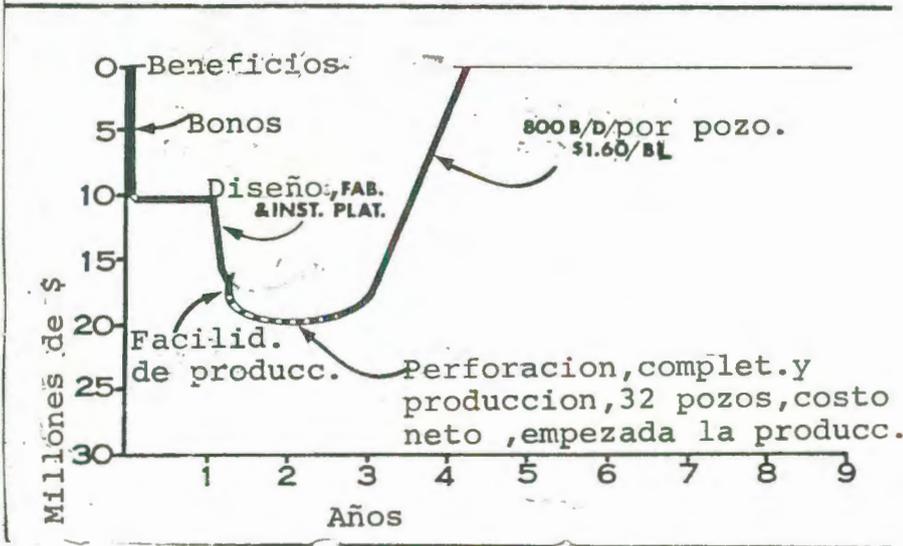
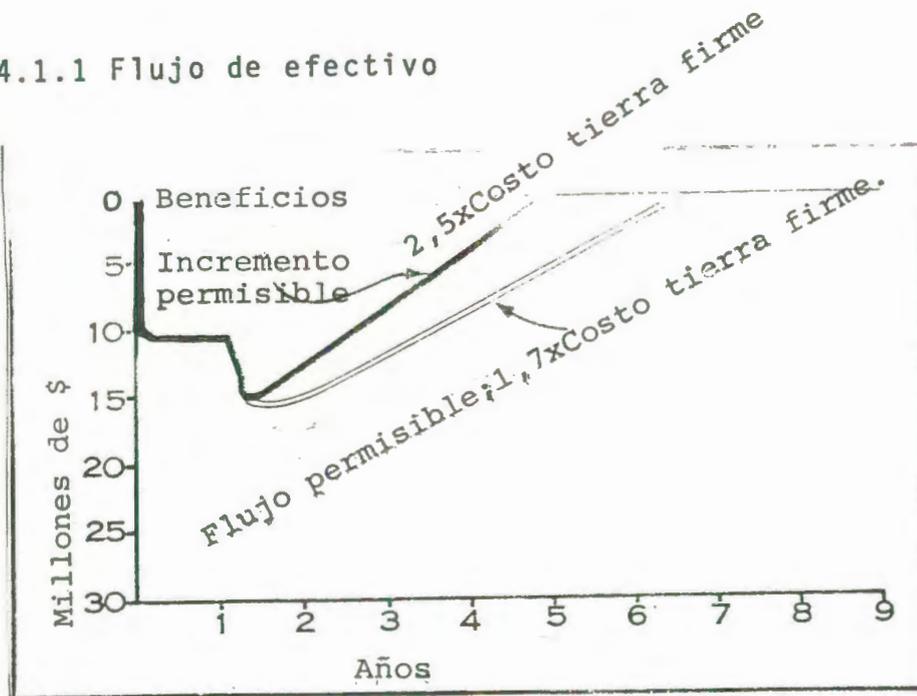
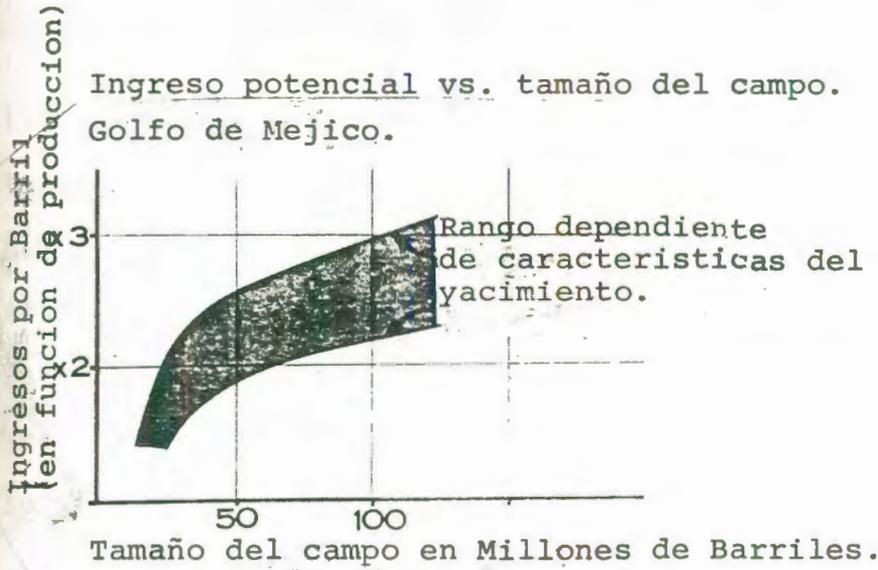
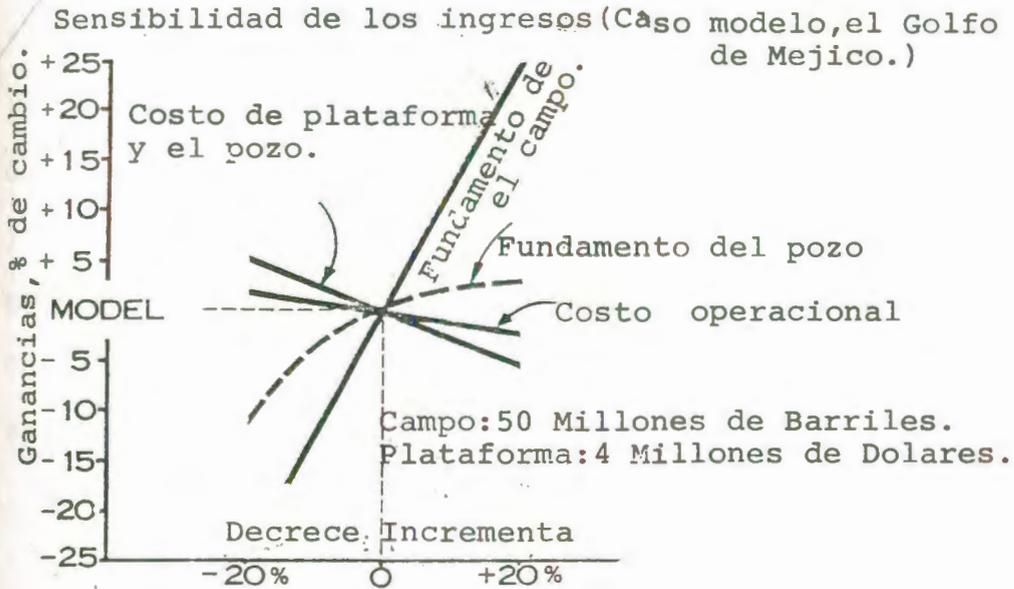


Figura 4.1.1 Flujo de efectivo





Figuras 4.2 Ingresos por barril después de pagado el impuesto (Ref.32)



5. COMUNICACIONES Y TRANSPORTE PARA OPERACIONES COSTA AFUERA

El actual desarrollo de las telecomunicaciones ha sido también de provecho para las operaciones de perforación costa afuera, utilizándose en la actualidad los más sofisticados sistemas electrónicos, como radios de frecuencia ultra-alta, bandas unilaterales, comunicaciones telex, circuitos cerrados de televisión. Se hace hincapié en los sistemas-telefónicos para el Golfo de Méjico y el Mar del Norte, que son las áreas de mayor actividad operacional.

5.1 Sistema Telefónico para el Golfo de Méjico

Un sistema telefónico para operaciones costa afuera está instalado y en servicio gracias a la Gulf Coast Telephone Company de Nueva Orleans. Dicho teléfono provee la conexión telefónica entre las instalaciones de producción é instalaciones en tierra firme en el Golfo de Méjico. Este sistema central conecta 24 campos de producción costa afuera con la Isla Grand Isle y con Morgan City. Más de 800 millas de cable submarino que conectarán 84 campos de gas y petróleo y se espera que estén incluidos en el sistema final, que cubrirá casi toda la región costa afuera de Louisiana. Lá principal ventaja de esta conexión telefónica es que resuelve el problema de la pérdida de tiempo que causa la comunicación por radio, la falta de frecuencias de radio y elimina las interferencia en la comunicación por radio. Además de la comunicación verbal, el

sistema puede ser usado para permitir un servicio de télex y telemedición. Una de las características más importantes es que será posible facilitar la supervisión del control de producción así como el control de los pozos, será más fácil la recopilación de datos y su procesamiento. El nervio central del sistema de cableado es una computadora central en Morgan City. En caso de interrupción en la vía de transmisión, un re-enrutamiento instantáneo se produce por vías alternas. Este sistema ha sido diseñado para que sea posible su expansión a medida que sea necesario al pasar el tiempo.

5.2 Sistemas de Microondas

El sistema de microondas es muy usado en el trabajo costa afuera ya que es aplicable para monitores y control remoto de las operaciones de producción, como también para comunicación vocal. Recientemente se han logrado avances en el sistema de microondas costa afuera. La compañía Shell utilizó ésta técnica para transmitir directamente todos los datos desde una estación costa afuera hasta una en tierra firme. También la Gulf Oil Co, utiliza este sistema. El éxito de estas pruebas demuestra que desde ahora el personal de supervisión puede tener acceso a todos los datos de las estaciones en el mar; a medida que esta información es obtenida, se van tomando las decisiones. Esto por supuesto ayuda a ahorrar tiempo, viajes y dinero. El sistema Shell utiliza una pequeña computadora que se encuen-

tra en el sitio de trabajo, la cual "digitaliza" los datos. Una segunda computadora en tierra firme descifra la información que recibe y la presenta en forma fácil de leer. La Gulf usa transmisión por microondas para enviar información básica a tierra firme (Por ejemplo: velocidad giratoria, presión de bombeo, etc). Este sistema ayuda a reducir tiempo de viaje del personal y permite una mejor supervisión de más pozos.

5.3 Las Líneas Telefónicas Costa Afuera del Mar del Norte

El enlace de radio de la Oficina de Correos Británica al Campo Beryl de la Mobil ,abierto en 1976, inauguró el servicio de telecomunicaciones diseñado para cubrir las necesidades de la industria petrolera costa afuera. Dos terminales de radio de la Oficina de Correos fueron establecidos y, con la completación de la instalación del terminal de radio en la plataforma Beryl Alpha, la primera rama de la red de comunicaciones y los servicios normalmente disponibles para las empresas comerciales fueron extendidos a plataformas que estando 100 a 200 millas de la tierra. Los nuevos sistemas fueron diseñados para satisfacer los requisitos de las operaciones de producción continua de petróleo y gas relacionadas con la transportación de largas tuberías marinas a tierra. Lenguaje, datos, telemetría y circuitos de control son requeridos desde los campos de producción hasta



BIBLIOTECA
FICT

tierra firme y bases de almacenaje. Los circuitos también son necesarios para las oficinas de la compañía y otros establecimientos en tierra para el monitoreo de producción, para la dirección de la plataforma día a día, y los asuntos operacionales incluyendo provisiones y botes de trabajo. También, para la carga y transporte de tanqueros, una amplia variedad de facilidades de telecomunicaciones ha sido solicitada para teléfono y télex de la Oficina de Correos suministran a las plataformas del Mar del Norte con acceso de dial alrededor del mundo vía la red nacional del Reino Unido, a 26 países por teléfono y a la mayoría de los lugares del mundo mediante tele-impresos. Sistemas de radio usando el método de propagación troposférica esparcida en la banda de 2 a 2.5 GHz atan las instalaciones de tierra a los campos en desarrollo mucho más allá de la línea de vista de radiocomunicación. Sistemas con capacidad de 60 a 72 canales forman las principales rutas de envío a las plataformas de terminales de radio transhorizonte desde donde se pueden transmitir por medio de las comunicaciones a las plataformas cercanas mediante enlaces de radio convencionales, generalmente en la banda de 1.7 a 1.9 GHz. Hasta los momentos cuatro sistemas han sido planeados y han sido suministrados a dos estaciones de la Oficina de Correos. Desde el Noreste de Escocia, un sistema sirve al oleoducto a las plataformas de Thistle, Cormorant, Nìnian, Beryl y Erigg. Donde sea posible, un sistema de radio ha sido planeado basado a un paso de radio alterno desde tierra hasta dos terminales de radio



BIBLIOTECA

FICT

costa afuera, separado por 20 a 30 millas, que pueden ser enlazados por radio de líneas de vista. Mediante una conexión aérea en la estación de tierra, la transmisión de radio es radiada a un terminal costa afuera el cual retransmite comunicaciones por línea de vista a una plataforma cuyo terminal de radio está desocupado. Los terminales de costa afuera serán operados alternamente semanalmente, pero en el caso de deterioración en la propagación o en el equipo en la plataforma, serán automáticamente cambiado a rutas alternas. El enrutamiento alterno, mostrado por el triángulo en el mapa, crea un sistema mejorado y confiable en el equipo suministrado de conexión aérea, y antenas duplicadas en la costa mientras se utiliza el mismo par de frecuencias. Un enrutamiento alterno ha sido suministrado para los tres primeros sistemas, y para el sistema del campo Ninian. Los cuatro sistemas ya operan desde 1977. Las plataformas Claymore, Nininians y el Campo Heather, y, también, el complejo de seis plataformas de la Shell que comprende Cormorant, Brent, y Dunlin, están interconectadas como lo muestra el mapa. Estas plataformas y la plataforma Thistle A comparten una misma tubería hasta Shetland. Se están construyendo siete líneas marinas, cinco de petróleo y dos de gas, hacia las tierras británicas adyacentes a las estaciones en tierra de petróleo y gas en vías de desarrollo. Para suministrar flexibilidad, los dos terminales de radio en tierra están intercomunicados directamente a una ruta interna de radio vía Aberdeen hasta Kirkwall y de ahí al sur de Shetland cuando sea completada

la red vfa Fair Isle, entre Orkney y Shetland. Mientras tanto un enlace de radio ha sido creado entre Shetland y el terminal del Noreste de Escocia para cumplir con las necesidades de los circuitos de las compañías petroleras. La propagación de radio troposférica se caracteriza por una disminución rápida y severa de la señal recibida porque el método está condicionado a variaciones de humedad en la atmósfera a 1.000 pies sobre la superficie de la tierra. Las metas de rendimiento para los enlaces transhorizontes del Mar de Norte definen la disponibilidad de un circuito del 99,98% para la transmisión de datos de computación de 2.400 bits/seg. Se emplea una diversidad cuádruple en los enlaces de radio de la Oficina de Correos a cada terminal costa afuera para efectuar cuatro trayectos independientes de radio requiriendo dos antenas en tierra y dos costa afuera para transmitir señales polarizadas horizontal y verticalmente. Una pequeña separación entre cada par de antenas permite la recepción de señales de las dos polarizaciones mediante dos receptores separados de cada antena para suministrar cuatro señales de recepción independientes. Estas cuatro señales se combinan continuamente para crear circuitos de alta calidad y buena confiabilidad para la transmisión de datos. El funcionamiento es similar a aquellos enlaces de línea de vista excepto por una pequeña disminución del ruido. Durante los períodos de propagación adversa cuando el rendimiento puede ser deteriorado, las interrupciones son generalmente de peque

ña duración causando pequeños problemas a las conversaciones telefónicas, pero el promedio de errores de datos puede aumentar. La abundancia de equipo en un sistema de diversidad cuádruple y el uso de unidades de estado sólido da un tiempo calculado entre fallas del sistema por unos 600 años. Las instalaciones de comunicaciones en plataformas del Mar del Norte deben tomarse en cuenta a la hora del diseño para asegurar la colocación práctica de antenas y equipo. Largas antenas transhorizontes de 20 a 30 pies de diámetro necesitan estar a 100 pies sobre el agua y estables dentro de 0,15 grados de la dirección deseada. En términos de poder radiante, la emisión de la estación de radio en tierra es equivalente a 100 o 180 MV en virtud de sus antenas de alta ganancia los cuales tienen que cubrir a las antenas costa afuera debido a su reducido tamaño. Ambos terminales, en la costa y costa afuera, son equipados con transmisores de 1 Kv. Se necesita una torre en la mayoría de las plataformas para las antenas con línea de vista para comunicarse con las instalaciones cercanas. Se necesitan pares de antenas de 8 a 12 pies de diámetro teniendo una estabilidad de 1.5 grados, con un espaciamiento vertical de 100 pies entre un par. Para una línea de vista ultramarina de 30 millas las antenas superiores deben estar montadas a 280 pies sobre el agua. La señal de radio no debe ser obstruida en el campo cercano durante las operaciones diarias en una plataforma y, para seguridad mecánica, las antenas y las estructuras del montaje de-

ben estar libres de las áreas de trabajo de torres de sondeo. Los gases de desecho en las vecindades de las antenas deben ser evitados si existe la posibilidad de turbulencia excesiva atmosféricas que puedan causar la dispersión de las señales de radio. La acomodación del equipo para los transmisores y receptores debe estar convencionalmente cerca a las antenas para minimizar las pérdidas de alimentación. Para enlaces de radio ultramarinos entre plataformas, se busca un rendimiento. Se necesita un sistema de diversidad dual para lograr una buena confiabilidad usando equipo de estado sólido operado por batería de 1V de poder de salida de radio frecuencia. Generalmente se necesitan antenas parabólicas de un tamaño mínimo de 8 pies de diámetro para protección contra interferencia de otros sistemas. También se usa la misma banda de frecuencia en la tierra donde las estaciones de radio están en montañas, éstas tienden a obstruir las rutas ultramarinas en las instalaciones costa afuera, así que la confianza está en las antenas lo suficientemente grandes para suministrar una discriminación direccional para la mejor explotación del plan de frecuencias. Para proteger la integridad de las redes de comunicaciones del Reino Unido, los aparatos de comunicaciones de las plataformas de las compañías petroleras deben ser compatibles. La Oficina de Correos ha aprobado la conexión de una amplia variedad de aparatos incluyendo teléfonos intrínsecamente seguros, equipo de telégrafo duplex, PABX electrónico y equipos de telemetría. Las redes costa afuera están basados en equipo con

vencional de transmisión y la distribución de circuitos se basa en unidades de un grupo de 12 canales de voz para cada instalación costa afuera de la compañía. Esto permite seguridad y privacidad para las comunicaciones de cada compañía porque los grupos son transmitidos a altas frecuencias las cuales son demoduladas a bandas de audiofrecuencias en orden de canales individuales en el terminal del cliente.

5.4 Transmisores Sónicos

Estos están a menudo sujeto a los pozos submarinos, de manera que sean fáciles de localizar y han sido adaptados para ser usados en terminales de oleoductos. Si un oleoducto que ha sido equipado con uno de estos transmisores se atora en un conducto, su posición es fácilmente localizada al usar una lancha equipada con un aparato receptor de señales. Este método de localización de terminales puede ahorrar mucho tiempo y dinero, especialmente bajo el agua.

Señales sonoras desde un terminal pueden ser detectadas a través de una capa de concreto, que cubra un terminal aún a distancias de 1.000 pies si el oleoducto está lleno de líquido y cerca de la superficie del barro.

5.5 Televisión Submarina

Televisión submarina puede ser usada con muchas ventajas para determinar el estado de objetos bajo el agua. Información recibida a través de la televisión submarina puede ser usada para construir modelos de plataformas derrumbadas para que luego sean estudiados en detalle y de-

terminar la mejor y más segura manera de rescate a seguir. Las grabaciones en video están siendo muy utilizadas para aumentar la eficiencia y la economía en la industria de perforación y producción. Usados junto con un sistema de circuito cerrado de televisión, los grabadores en video hacen posible la inspección de grabaciones de imágenes y sonidos de cualquier lugar, progreso de instalaciones, investigación de daños, técnicas de trabajo o procedimientos de reparación. Pueden ser utilizadas estas grabaciones para una reproducción inmediata, para un estudio detallado inmediato o para ser usadas posteriormente para revisar las técnicas o planear cualquier trabajo o remodelación adicional de la misma naturaleza en un futuro. La Standard Oil Co. de California ha usado un grabador de video AMPEX-VR-7000 junto con cámaras de televisión submarinas para grabar la inspección de equipos de perforación. Reportes permanentes llevados en cintas magnéticas son usados para revisar las condiciones bajo el agua y planear procedimientos de reparación sin utilizar las inspecciones posteriormente por los buzos. El equipo fue utilizado para grabar la relocalización y la re-entrada de un pozo de perforación submarino en las aguas de la costa de Oregón; después de perforar, éste pozo fue suspendido de su trabajo por un tiempo debido al mal tiempo. Las condiciones bajo la superficie y la inspección de equipos, grabadas en cinta están supliendo métodos económicos para utilizar los buzos, para señalar reparaciones que deben ser hechas, planear proce-

dimientos y para seleccionar herramientas antes de comenzar las respectivas fases de reparaciones submarinas. Las grabaciones hechas en video pueden hacer contribuciones significativas en el entrenamiento de personal para operaciones de perforación y producción. El personal de supervisión y operación que se mude a nuevas áreas puede ser orientado más rápidamente en las exigencias de su nuevo trabajo.

5.6 El Lanzamiento del Satélite "Marisat"

Un nuevo hallazgo en cuanto a satélites, (MARISAT) fue lanzado desde Cabo Cañaveral, Fla., en Febrero de 1976, con lo que se inaugura un paso determinante hacia el progreso en lo que a comunicaciones marinas respecta. La importancia de este lanzamiento es que será el primero de una serie nueva de satélites marinos. Su propósito: Proveer un medio de comunicación rápido y preciso entre los barcos, plataformas de perforación costa afuera y las instalaciones en tierra. Los oficiales de la Comasat General Corp. modestamente se refieren a este desarrollo como "el avance más significativo en las comunicaciones marinas desde la introducción del Marconi inalámbrico entre finales del siglo pasado y comienzos del presente". El satélite opera desde una posición de órbita sobre el Atlántico, a 22,240 millas sobre el Ecuador y 15 grados desde longitud Oeste. Desde esta posición podrá baracar un área de aproximadamente 1/3 de la tierra, extendiéndose desde la cuenca del Océano Atlántico de los Estados Unidos en su Costa Este, a Centro y Suramérica hasta el área oeste del Océano Índico; en dirección Este lle

gará incluso hasta el Golfo de Oman. Esto quiere decir que cualquier tipo de dispositivo flotante, como un supertanquero, por ejemplo, que se encuentra navegando en cualquier posición del área del satélite puede transmitir mensajes a su oficina por medio del satélite. Y los trabajadores de una plataforma de perforación costa afuera pueden suplir los datos a su oficina central inmediatamente. El servicio del nuevo satélite está disponible desde finales de Marzo de 1976. Un segundo satélite MARISAT, está situado encima del Pacífico y fue lanzado en Mayo de 1976. Hay estaciones de tierra en Southbury, Conn. para operar con el satélite del Atlántico, y en Santa Paula, California para operar con el satélite del Pacífico. Cada satélite tiene tres repetidoras y opera con 3 bandas de frecuencia. Un repetidor de frecuencias UHF, posee un canal de banda ancha y uno de banda angosta. La Marina de los Estados Unidos de Norteamérica ha reservado para sí en su totalidad a la capacidad UHF para la comunicación entre sus propios terminales móviles y fijos en tierra y mar. Las dos repetidoras restantes operan con bandas de frecuencia C y L para proveer comunicaciones entre las estaciones en la costa y los barcos comerciales en el mar, como a las instalaciones costa afuera que estén equipadas con terminales apropiados. La Comsat General Corp, está haciendo intentos en buscar clientes para la impletación del dispositivo de comunicación. Inicialmente, el cliente más importante será la Marina de los Estados Unidos de Norte América. Esta ha llegado a un acuerdo de arriendo de un canal de banda ancha en 7 millones de dólares por satélite, y tiene una opción

de 2 canales de banda angosta por aproximadamente 2.5 millones de dólares al año por canal. Para el primer año de operación, la Marina utilizó ambas opciones por un costo total de 23 millones. Los oficiales de la Comsat dicen que esto todavía deja mucho espacio libre para las comunicaciones comerciales, y toman nota de que la Marina está en proceso de desarrollar sistemas propios, de modo que eventualmente no utilizará los MARISAT para nada; aunque ello puede no ocurrir antes de que termine la vida de cinco años de los primeros satélites. Hay cuatro compañías que con el permiso de la Federal Communications Commission (FCC) emprenderán conjuntamente la aventura. Esto incluye a la Comsat General, que también hace de gerente en un 89.29% a la Global RCA Communications, Inc., en un 8% a la Western Union International Inc., en un 3.41%; y a la ITT World Communications, Inc., 2.3%. Los costos de inversión son aproximadamente 21 millones de dólares para el primer satélite MARISAT (y su lanzamiento). Los costos de inversión para el proyecto total de financiamiento conjunto serán de unos 97 millones de dólares más o menos. Un oficial de la Comsat General dijo en Washington, D.C., a principios de Febrero 1976 que los problemas institucionales fundamentales han sido resueltos, y observó que se salvó un gran obstáculo en Diciembre 1975 cuando el contrato de consorcio fue aprobado por la FCC. Aclaró que el contrato no incluye la obtención de clientela para el uso del dispositivo. Esto queda a cargo de cada una de las compañías participantes, por

lo que se prevee una competencia bastante cerrada. Los participantes, aunque optimistas, dicen realísticamente que les va a llevar bastante tiempo encontrar clientes comerciales que complementen, y que para mas adelante sustituyan a la Marina. Hasta ahora, se han "hablado" entre 30 a 35 terminales, de los cuales aproximadamente 15 han sido instaladas. Sin embargo, estas terminales no necesariamente utilizarán los servicios del MARISAT. Los posibles compradores incluyen al gobierno sueco, que arrienda barcos a compañías navieras; dos compañías navieras japonesas; interés adicional en los Estados Unidos por la Atlantic Richfield para sus tanqueros y su operación en la Prudhoe Bay; y otros intereses en Gran Bretaña. Hasta Abril 1976 se han instalado equipos en barcos por un valor de 1 millón de dólares desde aún antes del lanzamiento del satélite en Febrero. Hasta el presente la producción del equipo está a cargo de una sola compañía, pero seis o siete firmas en Europa, Estados Unidos y el Japón están planeando sumarse a la manufactura de equipos para los barcos. En cuanto a la Marina de los Estados Unidos, dos compañías se encargaron de hacer los dos tipos de terminal que usará. Ellas son la Magnavox y la ECI de San Petersburgo, Fla. Un oficial de la Marina dijo que 400 barcos navales fueron equipados para la recepción de transmisiones y ya para Junio 1 de 1976 tenían 150 en capacidad^a tanto de mandar como de recibir mensajes. El usuario comercial de este sistema no lo hallará muy económico que se diga. El precio de venta de un terminal es de \$52.000. También se puede alquilar con un con-

trato de cinco años por 1.275 dólares mensuales. Además, hay un costo de instalación de aproximadamente \$3.000. Y, finalmente, hay un cargo por transmisión, comparable al que existe para hacer llamadas de larga distancia. La tarifa propuesta para el servicio de Teletipo es de \$6 el minuto, con un mínimo de un minuto. Para hablar, el cargo será de \$10 un minuto, con un mínimo de tres minutos. También se ofrece un servicio a un costo de \$800 al mes usando por lo menos 200 minutos, con un cargo de \$4 adicionales por minuto cuando se consumen más de los 200. Porque la primera generación de satélites se les ha calculado una duración de cinco años, ya se han tomado decisiones para preparar los satélites de la segunda generación a los de la primera en 1981. Los contratos para la construcción de la segunda generación fueron otorgados no más tarde que finales de 1977. El objetivo fue tener los nuevos satélites listos para lanzarlos por lo menos un año antes del término de duración de los satélites de la primera generación. La Comsat General pertenece totalmente (y además es una subsidiaria) a Communications Satellite Corp. (COMSAT). Fue establecida en 1973. Además del proyecto MARISAT, Comsat General está a cargo de muchos otros programas, entre los cuales se incluye poner en servicio los satélites COMSTAR de alta capacidad que serán usados por la American Telephone & Telegraph Company para comunicaciones domésticas vía satélite. El primer lanzamiento del COMSTAR fue en Mayo 1976. Comsat General también está colaborando con la Agencia Espacial Europea y con el Gobierno Canadiense supliéndoles satelites y algunas de

las piezas para instalaciones espaciales, como parte del programa AEROSTAT. Dos satélites fueron puestos sobre el Atlántico a finales 1979. El programa AEROSTAT está diseñado para probar y evaluar el uso de los satélites en las transmisiones de los aviones que hacen vuelos Trans-Atlánticos y mejorar así el control del tráfico aéreo inter-oceánico y sus comunicaciones. Entre las embarcaciones equipadas con terminales móviles de la Comsat General para operar con el sistema de satélites MARISAT en su inauguración el año 1976, figuran:

i. Cuatro barcos noruegos, incluyendo el Royal Viking Sea, un barco crucero; el Nopal Branco, un transportador de vehículos (carros); el Toyama, un carguero y el Ferncraig un tanquero.

ii. Cinco tanqueros operados por la Exxon International Co. Son: el Ello Wilhelmshaven, Esso/Copenhagen, el Esso Bangkok, el Esso Phillippines y el Esso/Malacca.

iii. El Moroacstar, un nuevo tanquero propiedad de Moore-McCormack Bulk Transport; el American Ace, un barco de carga propiedad de U.S. Lines; el Lash Atlántico, otro barco carguero de Prudential Grace Lines y el Mobil Aero, un tanquero de la Mobil Oil Corp. Los propietarios de estas embarcaciones están participando en una cooperatua para compartir los costos del programa con la U.S. Maritime Administration, MarAd le ha alquilado a la Comsat General unos terminales para instalar seis embarcaciones de bandera norteamericana.

iv. El barco sísmico, Deep Sea Explorer, el barco líder en SEAGAP, un consorcio para exploraciones petroleras formado por la Phillips Petroleum Co., Getty Oil Co. AGIP e Hispanooil.

v. El John A. McDonald un barco rompehielo operado por el Ministerio del Transporte de Canadá.

5.7 Navegación por Satélite -Una gran ayuda para la exploración Costa afuera

El sistema de satélites de la Marina Norteamericana está suministrando datos muy precisos en todo tipo de intemperie, 24 horas diarias, sobre ubicaciones para operaciones geofísicas y oceanográficas. Este sistema, llamado NNSS (Navy Navigation Satellite System) es de capacidad única, sus requerimientos de equipos son modestos tanto en costo, logística y soporte operacional. Este tipo de ayuda elimina la mayoría de las limitaciones de operación, característico de sistemas que funcionan en tierra firme. Las ventajas incluyen:

- i. Rangos mayores
- ii. Mejor operabilidad nocturna
- iii. No es afectada por tormentas
- iv. Elimina la necesidad de gran cantidad de estaciones terrestres
- v. Garantiza precisión y repetibilidad

vi. Costos más bajos y menos tiempo de operaciones de reconocimiento

El sistema funciona de la siguiente manera: cuatro estaciones receptoras colocadas con precisión rastrean y localizan el satélite TRANSIT. El centro de computación analiza los datos del rastreo y predice los parámetros orbitales para las 12 horas del siguiente período. Una estación de inyección transmite esta información al satélite, donde es almacenado en una memoria electrónica consistiendo de segmentos con mensajes de dos minutos. De ésta manera, el satélite puede transmitir su ubicación como una función del tiempo. El equipo del usuario sólo necesita recibir y procesar los datos del satélite. Luego utilizar las posiciones del satélite ya derivadas, junto con cambios de frecuencia doppler para ubicar con precisión la posición del usuario. Un solo satélite TRANSITO necesitado para poner posiciones exactas. Normalmente, varios satélites operacionales son mantenidos en órbita. Esto reduce el período de tiempo durante los ajustes. Durante un período de visibilidad de satélite, de 18 minutos, 9 mensajes repetidos en 2 minutos son transmitidos por el satélite, en 150 MHz y 400 MHz simultáneamente. Este mensaje en secuencia de 2 minutos contiene los parámetros orbitales predecidos del satélite, junto con información precisa sobre las medidas del tiempo. El equipo del usuario mide las señales del cambio de frecuencia doppler comparándolas contra un patrón fijo de frecuencia

cia ya almacenado en él. El resultado es promediado sobre el período de mensaje del satélite, de 2 minutos. Como se sabrá el efecto Doppler consiste en un corrimiento de frecuencia en una transmisión producido al reflejarse ésta desde un punto en movimiento. Esto es una transmisión en frecuencia f_0 , reflejada desde un punto moviéndose con velocidad radial v_r será recibida en $f_0 + f_d$. El cambio en frecuencia f_d es conocido como corrimiento Doppler. Este efecto doppler es medido a 150 MHz y 400 MHz. Esto permite una conexión del primer orden para efectos de refracción atmosférica ya que el doppler es proporcional a la frecuencia, mientras que la refracción es aproximadamente inversamente proporcional a la frecuencia. La recepción de 3 o más mensajes de 2 minutos de satélite durante un pase permite la computación de 3 posiciones de satélites a cada marca de 2 minutos. Usando estas 3 posiciones, y los 3 correspondientes grupos de datos doppler de refracción corregidas, medidas por el receptor representando el cambio de rango entre el usuario y el satélite; la posición del usuario puede ser computado hasta una precisión de una décima de milla. La posición computada esta dada directamente en latitud y longitud sin ambigüedad alguna. El equipo del usuario consiste de una antena de doble canal normalmente montada en un mástil; también tiene receptor de doble canal, computadora digital y una impresora con papel alfa-mecánico. Un oscilador de referencia de 5 MHz sirve como frecuencia patrón para las mediciones doppler. La computación de la po

sición actual puede ser implementada en cualquier computadora digital pequeña, como la PDP-85. Un programa de alta precisión para esta computadora usa 3.000 palabras de memoria de computador, dejando unas 1.000 palabras de reserva para otros usos. El receptor del usuario recibe información de las señales del satélite a medida que va saliendo por el horizonte, lo que hace que éste equipo receptor sea esencialmente automático en lo que a operación se refiere. Al final de cada pase de satélite, de 18 minutos, el usuario suministra datos locales en la computadora que incluyen :

- i. Fecha y Hora (con precisión de 15 minutos)
- ii. Longitud y latitud estimada de la plataforma o barco.
- iii. Altura de la antena receptora
- iv. Velocidad y dirección, estimadas de la plataforma o buque si es que se está desplazando.

Después de esto , la computación de la posición puede ser implementada. Además hay unos receptores tipo omega que proveen continua información de posición con una precisión de 2 millas nauticas, para la gran mayoría de las localidades en el Hemisferio Norte.

5.8 Control acústico de equipos submarinos mediante helicóptero

El actual sistema de operación de válvula acústica (AVOS) de la Bendix Electrodynamics Division ha sido modificado para permitir el funcionamiento de equipos submarinos mediante helicóptero. El nuevo sistema usará un trasladador el cual se baja hacia el agua mediante un cable desde el helicóptero. En el sistema AVOS, propuesta hace varios meses, se transmitieron señales acústicas a través del agua a un excitador general cerca de la válvula. Usando poder hidráulico y batería, puede hacer que la válvula se abra o cierre con la debida señal codificada. Para que sea práctico, el sistema de helicóptero debe reunir los siguientes requisitos:

- i. Suministrar medios para localizar acústicamente una válvula 3 millas afuera, haciendo la necesaria comprensión para el ruido del helicóptero en el agua.
- ii. Reportar el estado de la válvula, bien sea cerrada o abierta, desde 3 millas afuera.
- iii. Dominar la válvula para cambiar el estado, tan lejos como milla y media sin chance de operación errónea de otras válvulas.
- iv. El equipo necesario debe caber en un helicóptero liviano normal.

Mientras que las distancias se han hecho mayores y los mares más tempestuosos, se ha tenido que pensar en mayor velocidad, mayor seguridad, mayor capacidad. Por eso en ésta rama que es parte integral de la operación costa afuera, se ha tenido que utilizar diversas categorías de medios.

5.9 Los Helicópteros

Presentan la ventaja de poder aterrizar en un espacio reducido. El golpeteo de la lluvia cuando se viaja a alta velocidad no afecta al helicóptero. Sirve para el transporte de equipo especializado o de emergencia, como también para el transporte de personal. En el transporte de personal, la mayoría de las empresas los emplean para distancias navegables mayores de tres horas. Los helicópteros y otros vehículos convencionales en el mar, son utilizados para movilizar personal y material hasta costa afuera. En los últimos años los operadores han venido combinando la movilización de personal y la de material. Antes los botes llevaban sólo personal, hoy en día existen vehículos que transportan ambas cosas, material y personal. Esto ha acelerado la entrega de material y ha reducido a la vez los altos costos del transporte.

5.10 El Remolcador

Muchos de ellos tienen una nariz chata para empujar. Los más grandes tienen varios miles de caballos de fuerza. También pueden tener cierta capacidad de transporte de carga líquida.

5.11 Gabarras Motorizadas

Son lo máximo como equipo marino utilitario, ya que remolcan, pueden llevar carga líquida o seca, actúan a veces como generadores marinos y también como barcos para trabajos especializados. Como tienen una gran plataforma de trabajo se usan para mudanzas de anclas, se le monta equipos de producción y químicos, pueden transportar sartas enteras de perforación.

5.12 Gabarras

Son simples cubiertas flotantes, relativamente flexibles al oleaje. Están subdivididas en diversos compartimientos, de modo que si se perfora una o algunas, no pierde sustentación. Se utiliza como un remolcador para el transporte de carga líquida o seca.

5.13 Las Lanchas

Los nuevos diseños y sistemas de propulsión de lanchas pueden ser en el futuro los más utilizados. Su principal ventaja es la velocidad, algo digno de consideración cuando se trabaja costa afuera. Los hidro-amortiguadores (hidrofoil) son ya usados comercialmente y su uso es aplicable a los campos de producción petrolero. Un hidro-amortiguador de 40 pies con capacidad para 27 pasajeros puede ser adaptado para transportar equipo. Construido de aluminio y fibra de vidrio, impulsado por motores de 450 caballos de fuerza, puede desarrollar una velocidad de hasta 15 nudos en profundidades de 5 pies. Los vehículos con colchón de aire

han sido propuestos para su uso en exploración, perforación y producción. Uno de estos vehículos de 39 pies y 7 toneladas, puede transportar 70 pasajeros o 2 toneladas de carga a velocidades de hasta 80 millas por hora. Una turbina de 900 caballos de fuerza impulsa las aspas y las propelas. El vehículo es controlado con un timón y elevadores montados en la cola los cuales operan con el sistema de propelas.

6. DESARROLLOS TECNOLOGICOS EN OPERACIONES COSTA AFUERA -

En esta sección se presenta una visión general sobre los avances tecnológicos habidos en el mundo en esta última década 1970-1980.

6.1 Completaciones del Fondo Marino sin la Ayuda de Buzos

Equipos y técnicas para completar y producir un pozo de fondo marino en aguas profundas sin la ayuda de buzos han sido probados por la Sección de Ingeniería Costa Afuera de la Standard Oil Co. de California (SOCAL). Los objetivos primordiales del sistema de completación submarino sin buzos (DSCS), en vista de las significantes reservas de pozos costa afuera en aguas profundas, son desarrollar la capacidad de:

- Perforar y completar un pozo en fondo marino a profundidades de 1.500 pies.
- Establecer tuberías de flujo desde el cabezal del pozo hasta el sistema de producción sin ayuda de buzos.
- Suministrar capacidad artificial levantadora para los pozos marinos.

Un equipo probado al día permitiría la completación de un pozo desde una plataforma para producción ó pruebas exploratorias. Ver figura 6.1. El sistema también puede ser compatible con los métodos de manejo de crudo para desarrollos de campo con pozos sencillos. Con modificaciones, los métodos se podrían extender a

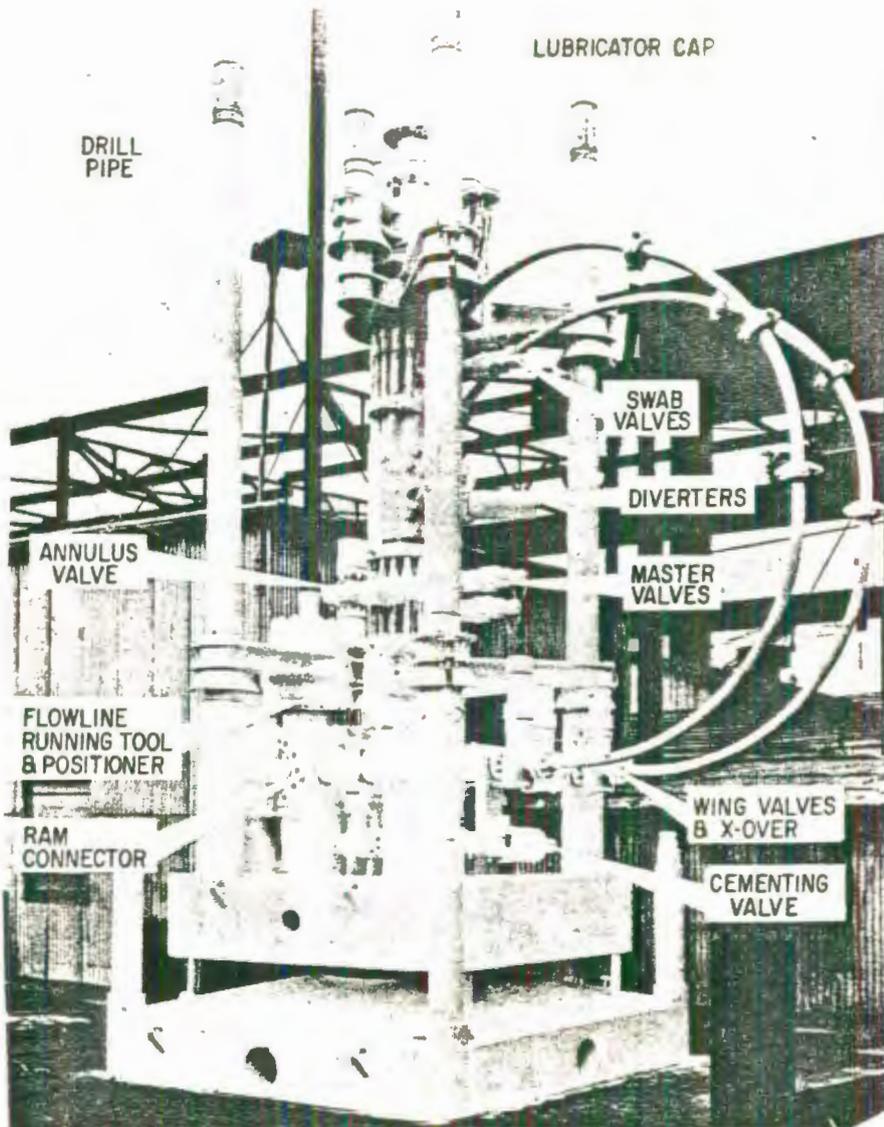


Figura 6.1 Completaciones de pozos submarinos sin -
ayuda de buzos (Ref.31)

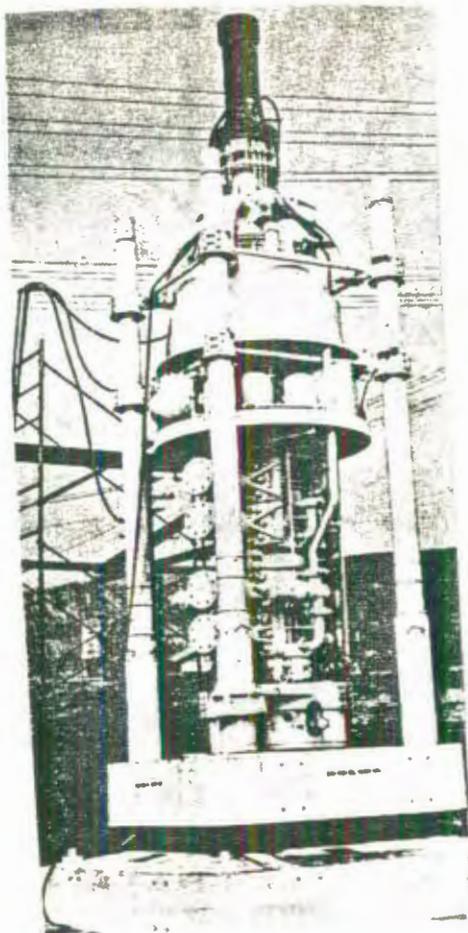


Figura 6.1 Completaciones de pozos submarinos sin -
ayuda de buzos (Ref.31)

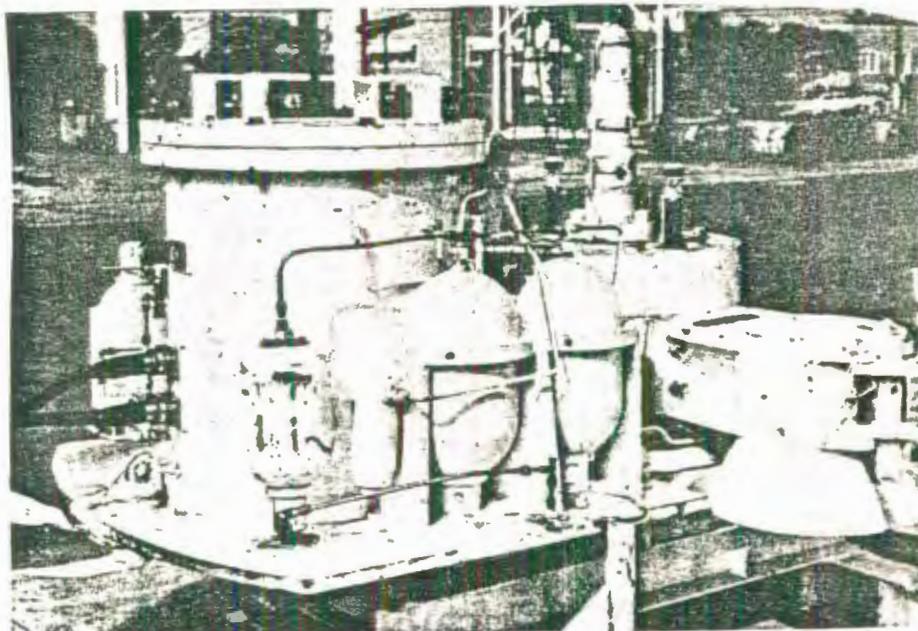


Figura 6.1 Completaciones de pozos submarinos sin -
ayuda de buzos (Ref.31)

pozos múltiples.

Las instalaciones no requieren la asistencia del buzo y son aplicables para cualquier profundidad hasta 1.500 pies.

La experiencia de completación submarina de SOCAL comenzó - en 1962 con la aplicación de equipo en la completación de un pozo de gas en el fondo marino cerca de Gaviota, California. En 1963, una pila BOP fué desarrollada y un árbol submarino de primera generación fue introducido. Tres años más tarde, varias patentes fueron publicadas sobre el sistema.

La instalación del cabezal del pozo requiere, primero una base confiable donde se puedan llevar líneas guías para permitir el exitoso desembarque de piezas de equipo. La base inicial es el soporte perforador, una estructura fabricada - conteniendo postes guías que aceptan cerrojos de línea guía, un hueco central largo donde se maneja la tubería estructural. El soporte se baja hacia una parte chata previamente estudiada por sonar ó TV. Un blanco cóncavo nivelador y una bola son usados con TV para ^asegurar que la base está cerca del nivel. Luego de colocado el soporte, el piloto y el abridor de taladro son guiados al hueco central y centralizados por brazos guías desde cuatro líneas guías. Entonces se perfora un hueco de 100 pies para una tubería estructural de 30 pulgadas.

La base guía se conecta al tubo (100 pies) de 30 pul., antes de bajarlo dentro del hueco perforado y colocarlo en el aro soporte. Un gancho esférico permite que la estructura -

gufa sea nivelada aunque el soporte esté a unos pequeños - grados fuera de nivel. La tubería estructural de 30 plg es cementada, con flujo que se devuelve a través de orificios de soporte y alrededor del gancho hasta el fondo marino.

El cabezal de la tubería se coloca en la base gufa con 500 pies de un equipo de tubería conductor de 16 plg en un hueco de 22 plg. La pila BOP no se usa para perforar hueco para este conductor. Sin embargo, en casos especiales donde hidrocarburos superficiales son anticipados, un desviador de baja presión es usado para controlar el pozo. El soporte en el cabezal de la tubería permite que el cemento fluya a través de los orificios de la base gufa.

El cabezal de tubería de 13,5 pulgsirve para diversos propósitos. Internamente acepta líneas de tubería hasta de - 10-3/4 plg. El exterior del cabezal es un mandril estriado para recibir el conector de la pila BOP.

El levantador y la pila BOP están instalados en el cabezal de tubería hacia el perforador que tiene enfrente. La tubería de superficie 10 3/4 plg es colocada en el cabezal de 13 5/8 plg y cementada usando la válvula cementadora.

Después de perforar hasta una profundidad deseada, se coloca un soporte de tubería de producción de 7 plg sobre el - de 10 3/4 plg. En la parte superior del soporte de 7 plg - hay un mandril de pared pesada extendido arriba del cabezal de tubería. Esta extensión recibe el cerrojo del árbol de Navidad hidráulico, tipo Regan.

Lineas de tubería duales de 2 3/8 plg. funcionan donde es tá planeado el elevador artificial. Las dos líneas tienen agujeros cilíndricos tapados en la parte superior para i gualar los cierres de boquillas del árbol. Hacia el hueco-desc dendente, las líneas son equipadas para trabajo de man tenimiento a través de la línea de flujo con las ne cesarias boquillas de asiento que aceptan las herramientas de mantenimiento con pistón y herramientas de producción. Antes de colocar el árbol, enchufes de cables de tubería son instalados. Entonces la tubería de subida y la pila BOP se sueltan y se halan.

Una manga de deslizamiento especial en el extremo superior de la cuerda de servicio permite la comunicación con la zo na anular de la tubería. La manga puede ser activada por las herramientas de mantenimiento a través de la línea de flujo ó por los cables para abrir el paso desde la zo na anular hasta el conducto de 3/4 plg del árbol conectado en la parte inferior de la válvula central de la zona anular. La parte superior de esta válvula se conecta a la tubería de servicio arriba de su válvula principal. Con la manga abierta, la válvula central cerrada y la válvula de la zo na anular abierta, la zona anular se abre a la tubería de flujo de servicio para monitorear la presión de la zo na anular, ó para inyectar gas por extracción en la zo na anular.

Esta característica también da apoyo si falla la válvula-

de la zona anular. También, afsla el orificio de 3/4 plg de la zona anular, del mar; cuando el elevador BOP es halado, ya que la manga no se abre hasta que el árbol no se haya instalado.

El árbol de Navidad se baja a su puesto usando un elevador de 8 5/8 plg y un bonete lubricante de acceso vertical. Este bonete tiene dos agujeros cilíndricos de 2 pulg. a lo largo de la parte superior para permitir el acceso al pozo desde el barco. Cajas de boquillas cerradas al fondo de la tapa con boquillas de línea hidráulica para comunicar las funciones del árbol a la superficie a través de un manojode mangueras, también son preparadas.

Con el árbol colocado en un mandril extendido de 7 plg, el poder hidráulico del barco o plataforma activa el conector. Después de probar todas las funciones del árbol, los enchufes de cable de la tubería son halados por el elevador de 8 5/8 plg y se abre la manga de la zona anular. Las válvulas del cabezal del pozo se cierran, se enchufan desviadores del acceso vertical a la configuración a través de la línea de flujo.

Las principales características del árbol instalado incluyen:

- Dos abrazaderas de tubería de flujo con desviadores para proveer acceso vertical a través de la línea de flujo.
- Ocho seguros contra fallas Rockwell-Mc Evoy, válvulas -

de árbol activadas hidráulicamente, que incluyen: 2 válvulas de pistones de extracción, 2 válvulas centrales, 2 válvulas con aletas, una tubería de flujo cruzada y - válvula maestra de zona anular.

- Conectores de boquilla hidráulicos para igualar con la tapa lubricante ó la tapa de completación.
- Una sonda eléctrica que indica la posición de la válvula.
- Postes como gufa de re-entrada

Luego de la instalación y el cierre del árbol, se suelta - la tapa lubricante y es halada por la tubería de eleva - ción. La función principal de la tapa de completación es - operar el sistema hidráulico del árbol a través de un ca - ble eléctrico y una consola a control remoto.

La operación de válvulas solenoides por medio de señales - eléctricas ocurre dentro de la tapa protectora contra agua del buque.

1. Energía externa de 440 voltios maneja las bombas - del acumulador operadas por motor.
2. Las válvulas solenoides dirigen el fluido de con - trol para operar las válvulas del árbol.

Se dirige un multi-conductor desde la tapa hasta un sitio - por control remoto en una plataforma, ó tierra. El rango - efectivo del actual cable semi-conductor es de dos millas. Un sistema más avanzado usaría menos conductores y el ran - go se extendería a 20 millas. La tapa de completación tam -

bién contiene la boya de entrada, disparadora, para colocar las herramientas del pozo. Ante una señal eléctrica se suelta la boya de un contenedor en la tapa de control del buque ó plataforma. La boya sube a la superficie, halando una línea de polipropileno de 5/8 plg conectada al poste de cubierta que está centrado en el embudo gufa. Con la tubería de completación en su puesto y el árbol bajo control electro-hidráulico, dos tuberías de línea se colocan en la postura de tubería de flujo en configuración vertical. Se bajan la postura y dos líneas desde el barco ó plataforma usando una herramienta en la tubería de perforación con un elevador triple y una araña. A esta herramienta sigue dos líneas gufas de base y colocadas en posición.

Cuando la postura está en su puesto en un mandril base gufa, presión hidráulica transmitida a través de un haz de cuatro mangueras atado al tubo de perforación coloca al posicionador en su lugar, luego suelta la herramienta. Mientras ambas tuberías de flujo son sostenidas en tensión por remolcadores neumáticos, el tubo de perforación y la herramienta son halados, dejando dos tuberías de flujo atadas a la base gufa. Luego de halados el tubo de perforación y la herramienta, todas las líneas gufas son soltadas del árbol y el barco ó plataforma puede avanzar lejos del pozo.

Mientras el barco ó plataforma se mueve, las dos líneas de flujo se alargan usando acopladores de primera, ó soldadu-

ra, y se colocan en posición horizontal. Muñones del cabezal del pozo de trabajo pesado rotan lentamente hasta estar en línea horizontal mientras se bajan las líneas.

Para evitar el rompimiento de la línea por demasiada tensión, ó que se enrede por poca tensión, líneas suspendidas en línea curva han sido diseñadas. Cuando colocada la línea, los extremos se conectan a los distribuidores a través de la línea de flujo en la plataforma. gabarra, ú otra facilidad. En el cabezal del pozo, los muñones están ahora en posición horizontal. Una señal eléctrica dirigida a la cubierta de completación lleva el fluido hidráulico a las compuertas de la tubería de flujo extendiendo las boquillas de cierre de los conectores a cada caja de muñón. Luego se atan las tuberías de flujo a tres abrazaderas y así las pruebas de presión y deriva se completan. Ahora el pozo está listo para producir.

6.2 Elevador Artificial para pozos de Fondo Marino - Sistema Social

Pruebas extensivas a través de la línea de flujo (TFL through the flow-line) de herramientas de tubería de flujo en dos pozos de tierra equipados como completaciones de pozos de fondo marino sin la ayuda de buzos le han dado a la Standard Oil Co. de California experiencia valiosa para desarrollar:

- Capacidad para extracción por gas para completaciones en fondos marinos de aguas profundas.

- Métodos confiables a través de la línea de flujo (TFL) para mantenimiento de rutina.
- Eyectores hidráulicos especializados en pozos de petróleo no-fluido.

Todas estas técnicas fueron evaluadas en configuraciones cuidadosamente simuladas de fondo marino usando herramientas TFL de la Otis Engineering, Co., y eyectores de la Kobe Inc. Una completa capacidad del elevador artificial de fondo marino no fué conseguida en este proyecto. Sin embargo se estableció un prototipo y se definieron áreas para futuro desarrollo.

Con muchos depósitos de aguas profundas que contribuyen en las reservas altas con elevadores artificiales, este desarrollo se podría continuar.

El árbol completado sin la ayuda de buzos fue entregado por la Regan Forge Engineering Co. en julio 1969, é instalado en el pozo MC-357 en el campo Murphy Coyote, cerca de la Habra, California.

El MC-357 es un pozo cerrado, completado con una tubería de 7 plg. Solo las características mecánicas de superficie y equipo de hoyos bajos fueron probadas, así que las facilidades no productivas fueron arregladas para simular tantas condiciones de fondo marino como fuera posible. Tuberías duales de flujo de 2 3/8 plg, cada una de 1.400 pies de largo, fueron agujereadas alrededor del sitio del pozo usando varias curvaturas de radio de 5 pies. El fluj

do de poder TFL fué suplido por el sistema de inyección de agua y una bomba duplex. Porcentajes y presiones fueron monitoreados por grabadores múltiples y medidores de flujo - en el distribuidor.

Un árbol DSCS (sistema submarino de completación sin buzo) instalado en el MC-357 fué hidráulicamente controlado durante las pruebas por una consola remota. El poder hidráulico de la consola alcanzaba los componentes del árbol mediante un haz de mangueras y conectores suministrados por la cubierta lubricante de acceso vertical. Los principales objetivos de las pruebas del MC-357 fueron:

1. Probar los nuevos componentes de árbol submarino, sellos, válvulas desviadores, conectores de tubería de flujo, etc.
2. Evaluar la compatibilidad del nuevo sistema del árbol con el equipo TFL.

El árbol DSCS (sistema submarino de completación sin buzos) junto con el equipo del campo Inglewood fueron instalados en un pozo profundo productivo, a 250°F, que era direccionalmente perforado con un ángulo significativo y completado con una tubería de 7 plg y una profundidad de 9.330 - pies. Al comienzo de la prueba estaba produciendo petróleo agua y gas; y presentaba problemas de cera y arena.

La prueba Inglewood se extendió por más de quince meses . Las conclusiones generales de SOCAL (Standard Oil Co. de

California) fueron:

- El equipo del cabezal del pozo y los controles fueron satisfactorios para las pruebas submarinas.
- El equipo submarino manejado por miembros H, tuberías , mangas, etc., es práctico para aplicaciones costa afuera
- Algunas herramientas de bombas requerirán un desarrollo adicional para ser consideradas operacionales.
- El primer eyector hidráulico TFL en la industria fué un éxito.

El equipo de pozo para las dos pruebas fué el mismo excepto por la profundidad, y la mayoría de las operaciones de herramientas no productoras fueron aplicadas en los pozos productores.

Promedios de flujos de bombeo de 0.5 a 2.0 bpm fueron usados para la mayoría de las operaciones. Ondas de hasta 2.5-bpm fueron usadas ocasionalmente para liberar herramientas-atascadas. Promedios tan bajos como 0.1 bpm permitieron un movimiento lento para localizar válvulas en mandriles. Presiones de 1.600-2.200 lpc en el MC-357, y de 4.000 lpc en el Inglewood, se presentaban en los sistemas de inyección de agua, los cuales son activados por bombas centrífugas . Válvulas en forma de habas en entradas y salidas del distribuidor permitieron el control preciso de la presión a cualquier nivel. Había alta presión para colocar herramientas y soportes, pero presiones circulantes estaban usualmente li

mitadas a 1.000 lpc para proteger los sistemas de locomoción. Unas pocas herramientas operadas hidráulicamente requerían presión circulatoria más baja, 100-500 lpc, para prevenir la activación prematura.

El lugar de las herramientas en la cuerda era monitoreado por cálculos de desalojamiento. Los pulsos de presión revelaron en los gráficos variaciones del diámetro interno de la tubería de producción y otras restricciones. Un emisor de ultrasonidos experimental activado por batería dentro del tren de herramientas fue desarrollado durante las pruebas en tierra. En un pozo submarino, conociendo el tiempo exacto del paso de herramienta a través del árbol permitiría la calibración de métodos de desalojamiento. Otras aplicaciones TFL que se requerirán en un pozo submarino para mantenimiento de rutina fueron investigadas. Estas incluyen:

- Lavado de arena debajo de los miembros H para quitar material de las válvulas usando una tubería de 3/4 plg.
- Cambio de mangas para abrir y cerrar mangas de tubería especiales.
- Válvulas de seguridad. Válvulas de seguridad en la cúpula fueron instaladas y removidas.

Bombas hidráulicas convencionales con su capacidad inherente de bombeo fueron investigadas como medio de succionar líquido mecánicamente de un pozo submarino. Sin embargo, a

la longitud y a la incapacidad de pasar a través de las curvaturas (5 pies de radio) de las tuberías, tales unidades hidráulicas no fueron aplicables. Sin embargo, faltando partes en movimiento, fue práctico el recortar el eyector Kobe y adaptarlo para instalación con herramientas tanto Kobe como Otis. El inyector modelo probado para una tubería de 2 3/8 plg es una bomba de 13 1/4 plg. El fluido bombeado a través de las boquillas reduce la presión, permitiendo la formación de fluido para que fluya en una cámara de mezcla. Luego se descarga el fluido combinado a través de los miembros H y por la línea de producción hasta la superficie. La bomba es instalada bombeando la pequeña unidad dentro de la línea de tubería de servicio hasta que asiente automáticamente en el adaptador hueco previamente instalado. La bomba es devuelta a la superficie mediante circulación invertida.

Una válvula y una pantalla son usadas debajo del adaptador hueco en el fondo. Quince maniobras fueron hechas para evaluar los diferentes orificios de la bomba, combinaciones de orificios y materiales. El permiso de inyección de agua suministró fluido. Los requisitos de inyección variaron de 275 a 650 bpd a 1.850-2.900 lpc. La producción neta varía desde 200 bpd mientras se descarga, hasta menos de 100 bpd después de la descarga. La producción de gas fue de 165 mpcd. Después de las dos pruebas en tierra con herramientas TFL y el sistema DSCS, la SOCAL estaba optimista pensando en desarrollar la capacidad del elevador artificial para un

pozo submarino. Futuras pruebas se esperan para evaluar herramientas mejoradas y para investigar otros métodos TFL introducidos recientemente.

6.3 Quemadores a prueba de Humo para Pruebas de Pozos Costa Afuera

Un quemador de petróleo a prueba de humo capaz de disponer de 10.000 bpd de hidrocarburo líquido, conteniendo agua, barro y partículas sólidas, ha sido usado en aplicaciones actuales, probando la alta capacidad de los pozos petroleros costa afuera en áreas como el Mar del Norte. La emisión de humo negro es eliminada en el quemador Flopetrol Seadragon usando orificios especiales que inyectan un aro de agua atomizada a la llama. Una unidad quemadora puede cargar con un porcentaje de 320-10.000 bpd, conteniendo este quemador 3 ó 4 cabezales idénticos. El quemador es lo suficientemente liviano para ser montado en una viga extendida. Puede quemar fluidos variando en viscosidad. Quemadores convencionales sin las características de la unidad a prueba de humo son esencialmente libres de humo en promedio reducidos de incendio. Cada uno de los cabezales de combustión idénticos en la unidad Seadragon contiene:

- Un atomizador para reducir el petróleo a finas gotitas.
- Una chimenea cilíndrica al lado del atomizador
- Un aro inyector de agua con orificios especiales.
- Una luz piloto a gas con un encendedor a control remoto.

El atomizador de petróleo suministra atomización mecánica y

neumática a la corriente de petróleo. La atomización mecánica ocurre mientras el petróleo entra por las cámaras circulares del atomizador, pasa a través de ranuras tangenciales, y sale a través del orificio primario. Más allá del primer orificio, el gas ó aire presurizado entra en la segunda cámara tangencialmente, y la mezcla petróleo-aire es forzada a través del orificio final como un haz de finas gotitas. La atomización mecánica solo puede ser suficiente a promedios altos. Para promedios de petróleos más bajos, se requiere una atomización neumática. En cualquiera de los casos, la atomización es la función principal del aire ó gas presurizado. El aire para la combustión es suministrado casi completamente por la atmósfera, siendo atraído hacia la chimenea por el inyector de petróleo.

Al aro inyector de agua se le colocan boquillas especiales las cuales hacen que finas gotas de agua penetren profundamente en la llama con gran fuerza motriz. La inyección de agua tiene dos efectos:

i. La radiación de llama es bastante reducida por la inyección de agua.

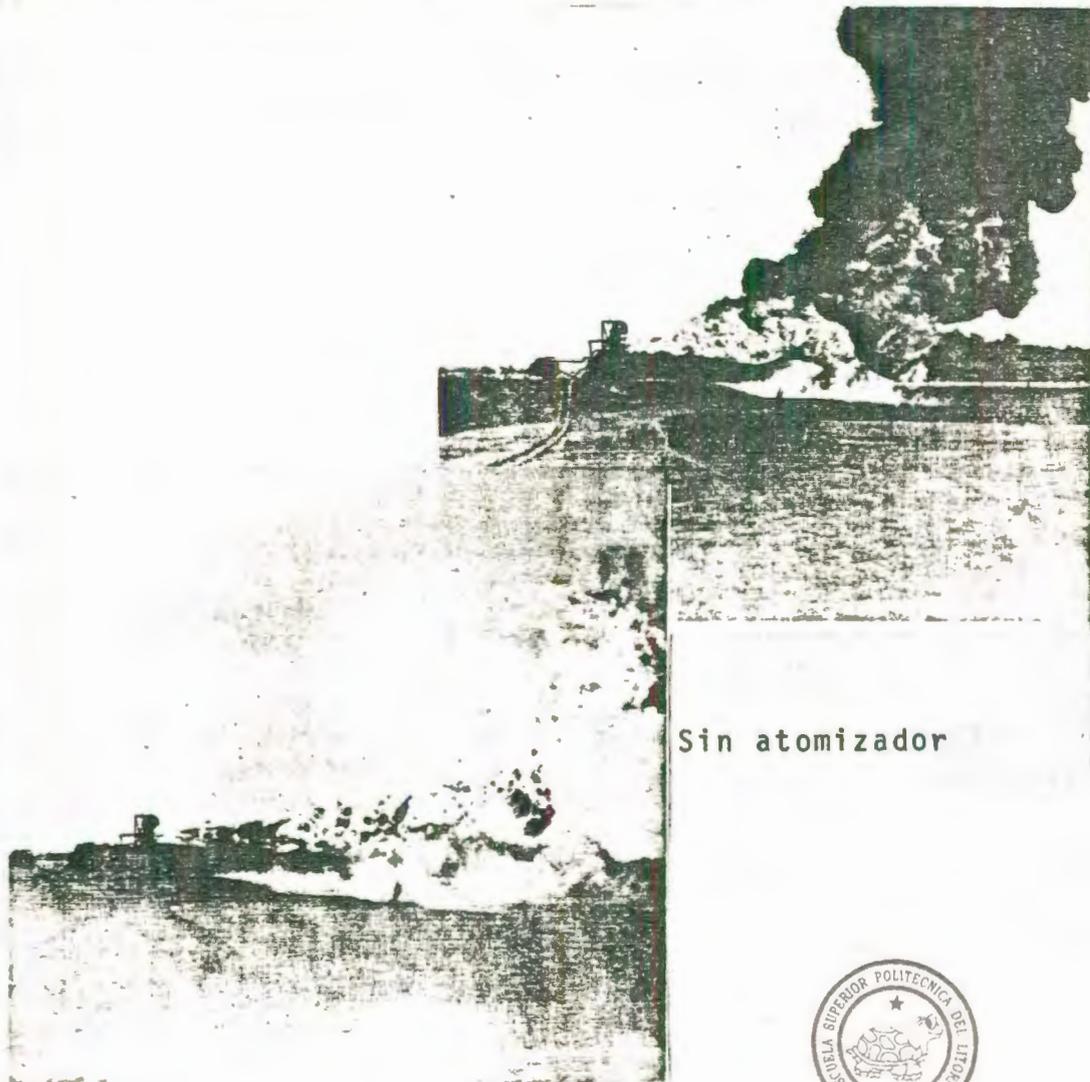
ii. Modifica la combustión para eliminar el humo negro. Esta reacción es el efecto combinado del mejoramiento de la combustión por la turbulencia de las gotas de agua que penetran en la llama y el aire que ellas cargan. La manera en que el agua es inyectada es sumamente importante. Los mejores resultados se han obtenido con una relación del

flujo de agua al flujo de petróleo de 12 a 15. Esta proporción varía de acuerdo a la calidad de la atomización de agua. Finalmente el agua atomizada produce una ineficiente nube de vapor, y el agua muy atomizada cae como "lluvia" causando desprendimiento de petróleo. El exceso de agua produce un grueso humo gris. Ajustes correctos producen una llama clara sin humo. El quemador se instala en una viga de soporte consistiendo de elementos de 15 pies que ofrecen una longitud total máxima de 60 pies.

Todas las tuberías necesarias para suministros al quemador y a la llama de gas van a lo largo de la viga. La viga relativamente liviana se adhiere a la plataforma mediante un arreglo de láminas, clavos y cables de soporte. El quemador puede ser rotado en su base hasta 80° desde el eje de la viga para operar con alas predominantes. Dos quemadores colocados en lados opuestos de un buque o plataforma perforadora permiten una operación continua en casi todas las direcciones del viento. El petróleo a ser quemado, es llevado al quemador por presión separadora a una bomba de carga. El promedio máximo para una unidad con tres quemadores es de 10.000 bpd, y de 12.000 bpd con un cabezal adicional.

El rendimiento del quemador ha sido probado extensivamente en tierra y costa afuera. Las pruebas en tierra fueron hechas a un promedio de flujo desde 300-9.000 bpd, usando crudo de 26° AFI con viscosidad de 128 centistokes, Resultados típicos de estas pruebas usando un solo quemador presentan combustión del crudo sin inyección de agua, dándose una llama amarillo oscuro y el humo negro. En cambio al usar inyección

Figura 6.2 Quemadores sin humo (Ref.32)



Sin atomizador

Con atomizador



BIBLIOTECA
FICT

ción de agua la llama salió de color amarillo claro y sin humo.

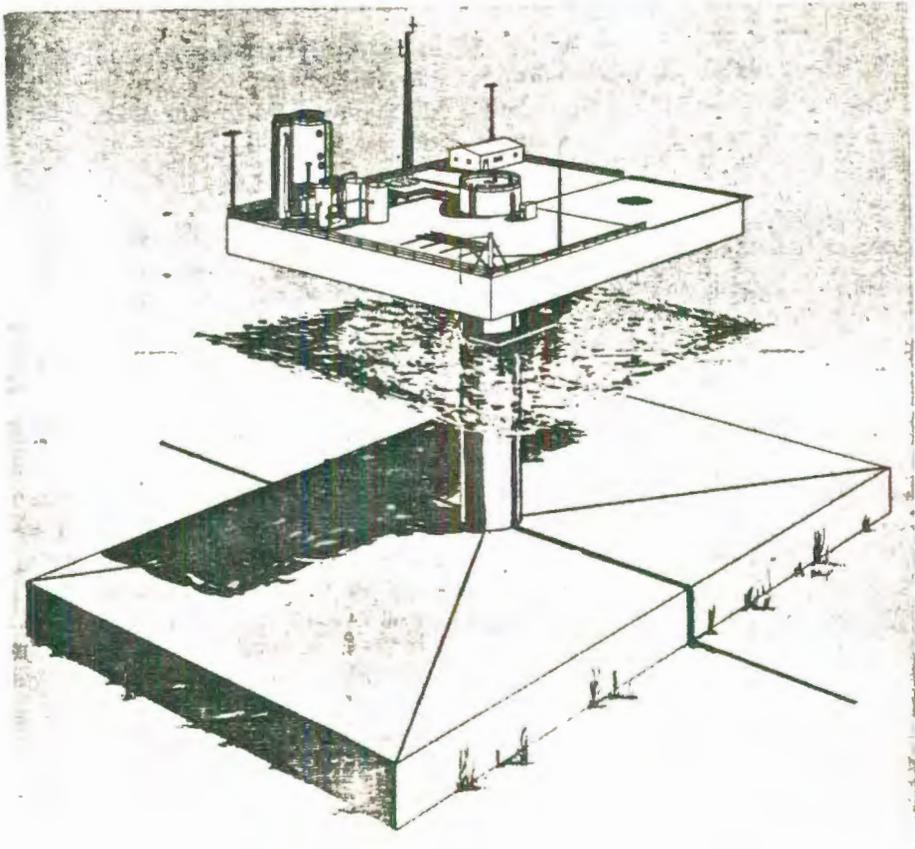
La primera prueba costa afuera fue conducida en una plataforma del Mar del Norte a finales de 1971. Durante esta prueba el promedio de petróleo excedió los 9.000 bpd y el quemador trabajó satisfactoriamente, sin producir humo ó contaminación. Ver figura 6.2.

6.4 Una Unidad Costa Afuera de Almacenaje comprende un Diseño Autoelevador

Una unidad de almacenamiento completamente de acero propuesta por la Bethlehem Steel Corp. incorpora las características básicas de una estructura soportada por una estera o base gigante, lleva más de 14 años de aplicación. Las unidades de almacenaje están fabricadas de acero para volúmenes de 10.000 hasta un millón de barriles de capacidad en profundidades de agua de 300 pies. La unidad consiste en dos unidades de cerradas de almacenaje un largo tanque rectangular que descansa en el suelo marino y un tanque más pequeño rectangular arriba del agua. Estas unidades son instaladas por un procedimiento especial de elevación usando una columna central que le da a toda la estructura una configuración "monopoda". La unidad básica de la estructura es un tanque de acero, rectangular, cerrado de 450 x 200 x 30 pies para un modelo de 500.000 barriles, sostenido en el interior por frontones y abrazaderas. En el centro de este tanque existe una sim

ple tubería de elevación bien soldada que puede ser una columna cilíndrica. Esta tubería de elevación se extiende por encima de la superficie, pasando a través del tanque de la plataforma superior. Conductos a través de la tubería de subida se abren en ambas partes del tanque, arriba y abajo, haciendo de la total estructura una unidad de almacenaje. El tanque de superficie rectangular que está sobre el agua tiene propósitos múltiples. Cuando está lleno, el peso del petróleo contenido se añade a la fuerza pendiente en el tanque más bajo para suministrar la presión deseada contra el fondo marino y elimina la flotabilidad del petróleo en el tanque más bajo. Durante la colocación, el tanque de superficie vacío actúa como una base de elevación estable por donde la columna sencilla es usada para bajar suavemente el enorme tanque principal hacia el fondo marino. La unidad se remolca fácilmente como una larga y chata gabarra. Aunque la columna central puede tener una altitud hasta 300 pies, la unidad está diseñada con un mayor grado de estabilidad que la mayoría de las unidades costa afuera. Una segura y controlable instalación es la característica clave de la estructura. Durante el hundimiento, el tanque superior viene a ser la base principal soporte. Con el volumen mayor colocado debajo de él, el grado de estabilidad y control es comparable al equipo perforador Bethlehem. El petróleo de las unidades de producción fluyen directamente hacia el tanque superior. Cuando el tanque se llena, se derrama a través de la columna en

Figura 6.3 Unidad autoelevadiza de almacenaje (Ref.31)



BIBLIOTECA
FICT

el tanque inferior, botando agua de mar a través de la tubería de drenaje. El petróleo es bombeado hacia afuera por una o más bombas de pozo en las extremidades centrales de la columna. Luego, mediante control de interfase, y solo cuando el tanque inferior está lleno de agua, el tanque superior se abre hacia la columna central para bombear hacia afuera. Ver figura 6.3.

Todos los procedimientos para llenar y bombear hacia afuera operan bajo los principios del flujo de gravedad y desplazamiento. Con controles apropiadamente diseñados y con la correcta altura del tanque sobre el nivel del mar:

i. La columna de petróleo no será lo suficientemente grande para desplazar el agua del tanque inferior y contaminar el océano.

ii. El tanque superior nunca se puede vaciar a menos que el tanque de abajo esté lleno de agua.

6.5 Pruebas Externas consiguen fugas en Conexiones escondidas

Un método para detectar fugas en tuberías atravesadas y juntas, fue probado exitosamente en el campo. De un total de 180.000 juntas y 13.000 conexiones de tubería, el probador externo de la Gator Hawk descubrió 850 fugas de tubería y 187 malas conexiones de tuberías antes de ser instaladas. Con un operador y un transportador de herramienta portátil de 3/4 toneladas, se pueden detectar man -

chas de agua alrededor de la conexión dentro de un elemento obturador especial. A una presión a cualquier nivel de hasta 12.000 lpc se le puede aplicar rápidamente este método para efectuar pruebas sensitivas que detectan fuga de una gota en 15 segundos. Las pruebas externas permiten:

i. Rápidas operaciones de perforación y ensayos de producción en equipos de perforación, etc.

ii. Un mayor factor de seguridad, sin posibilidad de herramientas, pérdidas o daños dentro del tubo.

iii. Revelación positiva de fugas potenciales ó-existentes.

iv. Una aplicación amplia para tamaños populares de tubería de revestimiento, tubería de producción, etc.

La herramienta de prueba externa consiste de un sistema neumático/hidráulico el cual crea presión, y un obturador de goma dividido que se empalma alrededor de la junta. El aire comprimido opera los pistones que abren y cierran mandíbulas y abrazaderas que contienen el obturador.

La unidad de presión neumática-hidráulica, cuando se empalma alrededor de la junta, inyecta alrededor de 8 onzas de agua dentro de la zona anular, junta-obturador, a cualquier presión hasta 12.000 lpc. Un arqueo de engranaje extremadamente sensitivo registra la presión, y la purga en caso de fuga. La unidad consiste de una herramienta, com -

presor, contenedor de fluido, y mangueras conectoras. Puede ser cargada por una camioneta ó transportada costa a fuera en botes. No se requieren herramientas internas para probar las conexiones de tubería.

Operadores, usando pruebas externas, han encontrado fugas en abrazaderas de tubería. Un sellador dentro de tuberías cruzadas mediante empalmes es vital para unir conexiones cónicas. En los casos donde se encontraron fugas en el ex tremo de las juntas de tubería, el sellador aparentemente se endureció en el almacenamiento. Algunos operadores piden ahora abrazaderas separadamente para que el enlucido fresco pueda ser aplicado a ambos extremos. Una prueba ex terna de multi-etapas ha sido desarrollada para poder probar los selladores supercarburantes internos en las Juntas. Este procedimiento causa presión a través de la fibra y ha cia la parte exterior del sellador supercarburante. Las pruebas recomendadas para conexiones supercarburantes son:

i. Hacer la conexión a un torque recomendado del 10% para pre-cargar el sellador.

ii. Probar la conexión externamente a un promedio de tensionamiento de tubo del 60%. Si la junta gotea, hay que inspeccionar el sellador interno y el soporte exte rior, por posibles daños.

iii. En el sellador interno no se toleran daños.

Si el soporte exterior presenta un pequeño daño, hay que em palmar al torque recomendado, para luego probar otra vez a un torque del 10%.

iv. Empalme a torque completo y probar la ten - sión.

Una compañía ha probado externamente varias tuberías para - completaciones de pozos costa afuera. Una evaluación sobre 14 trabajos mostró que 34 fugas fueron encontradas en 5.802 juntas, 16 eran fugas de juntas de tubería; el trabajo de inspección con este método costó \$ 35.462,00 pero evitó per didas de \$ 100.000,00, aproximadamente.

Este es el sumario de 14 pruebas de tuberías costa afuera:

Trabajos	14
Total de juntas en el sistema	5.802
Profundidad	179.862 pies
Tiempo de ensayo	243,0 horas
Juntas probadas/hora	23,87
Pies probados/hora	740
Tiempo de corrida, 10.000 pies	13,5 horas
Fugas encontradas	34
Fugas de tuberías	16
Otras fugas, accesorios	18
Fugas de juntas de tubería, 10.000 pies	0,88
Costo del ensayo	\$35.462

El concepto de "valor total" aplicados a los ensayos de co - nexión toma gran significado cuando un posible costo es con siderado: Una indicación de costos de alto potencial está - dada en un reporte API donde indican que las reparaciones -

de tuberías, ó reemplazos, y los costosos trabajos de rea -
condicionamiento, alcanzan un total de \$ 100.000,00 por fa -
lla en áreas de alta presión. La mayoría de las fallas en -
contradas en este reporte eran de conexiones.

6.6 Método Texaco para Perforar una Bóveda de - Sal en la Costa del Golfo de Méjico

Los hidrocarburos son encontrados y produci -
dos de las arenas debajo de salinas. Programas de perfora -
ción buscando estos depósitos se encuentran con capas de ro -
ca, estrías, drenajes de sal, profundidades cuestionables ,
zonas presurizadas anormalmente y problemas de lodo. Los la -
dos de una bóveda de sal usualmente se proyectan hacia afue -
ra y se llenan de sedimento. A medida que la roca de sal su -
be a través de depósitos más pesados, también levanta sedi -
mento. Formaciones anormalmente presurizadas se forman arri -
ba y abajo de la estructura sobresaliente de sal durante es -
te fenómeno. Esta condición existe en el campo estudiado. -
Una vez que las formaciones anormalmente presurizadas se a -
bren, una tubería revestidora debe ser colocada para permi -
tir una perforación profunda con fluidos de liviana densi -
dad.

Es importante examinar configuraciones sobresalientes de -
sal mientras se analiza el tipo y profundidad de tubería de
revestimiento a colocar. Es posible perforar direccionalmen -
te a lo largo de la interfase de la salina cuando las es -
tructuras sobresalientes de sal no se extiendan muy lejos ,
lateralmente.

La bóveda de sal del sur de Louisiana consiste de 99% de cloruro de sodio (por volumen). Anhichita es la principal impureza. Existen también compuestos de magnesio, potasio, sodio, calcio, hierro, aluminio y silicon. La salinidad del lodo se incrementa a medida que la barrena se acerca a la formación de sal. Otras indicaciones de que la barrena se aproxima a la sal es el alto torque de la tubería perforadora, y promedios rápidos de penetración. Përfiles eléctricos también indican la presencia de la bóveda de sal.

Losodos de agua fresca son perturbados mientras se perfora la sal. El cloruro de sodio invasor aumenta la carga iónica de la atmósfera de los iones de sodio y cloruro. El anodo de cloro aumenta la carga negativa, y el cátodo de sodio aumenta la carga positiva. Un aumento de los cátodos de sodio significa que más cátodos están asociados con la superficie de arcilla. La carga negativa de las superficies de arcilla y la carga repulsiva entre la superficie planar decrece.

La posición estructural que asegura una máxima recuperación de gas/petróleo debe ser determinada una vez establecidos el control de sal y las densidades de lodo. Es necesario perforar a través del sobresaliente del domo cuando una óptima posición estructural yace debajo del sobresaliente y cuando la perforación direccional no es factible.

El siguiente es un procedimiento para perforar a través de un sobresaliente del domo de sal.

- i. Perforar con lodo a base de agua hasta que reaccione adversamente a la contaminación de sal.

ii. Colocar lodo fresco a base de agua con un sistema tipo petróleo.

iii. Perforar a través de la sección de sal.

Lodos de agua fresca usados sobre la sal consisten de bentonita, agua y lignosulfonato. En el Sur de Louisiana, fueron probados seis sistemas de lodo distintos, cuando la contaminación salina desbalanceó el sistema de agua fresca. De aquí se ve la utilidad de los lodos a base de petróleo. Lodo a base de petróleo presenta una fase continua de petróleo/líquido. El sistema ofrece las siguientes ventajas para la perforación de domos de sal:

i. Prevención de daños a la formación por bloques de agua ó hidratación de arcilla.

ii. Cero hidratación de esquistos (lutita).

iii. Reducido factor de fricción.

iv. Aislamiento contra altas temperaturas y da - de sal.

Lodo de emulsión invertido en una fase de petróleo continuo con agua dispersa. Las emulsiones invertidas contienen materiales similares al lodo a base de petróleo. Pero la fracción de agua es 30-50% del total de la fase líquida. Una mezcla normal es de 70% petróleo y 30% agua.

Lodo saturado de sal sostiene la barrena del pozo para ar - quearse en la sal. Si el lodo de agua fresca no se satura -



BIBLIOTECA
FICT

de sal antes de perforar a través de la sal, la sal perforada se disuelve en el lodo. La barrena del pozo se limpiará. Lodo de emulsión de petróleo también ha sido usado. El petróleo emulsificado existe como gotas en la fase continua de agua. Este sistema debe ser acondicionado para asegurar la estabilidad de la emulsión. El petróleo disperso en el agua contribuye a que las propiedades fluyan como sólidos inertes. A medida que se añade el petróleo, la fuerza de la viscosidad aumenta.

Tres programas de tubería de revestimiento han sido usados para completar pozos con domos de sal. Una línea de tubería es usualmente colocada sobre la sal. Esta línea protege las arenas productivas superiores de daños por pérdida de agua. Este programa suministra un mejor control de la presión de la zona anular en la base de la tubería. Depósitos de alta presión con hidrocarburos atrapados son empujados hacia arriba y colocados encima de la sal. Una vez que estas zonas sean perforadas y cuando la sal empieza a afectar el lodo, la primera línea de tubería puede ser colocada. Luego se perfora el domo de sal y se coloca una tubería revestidora en esa sección.

El segundo programa de tubería de revestimiento varía poco del primero, La tubería no se coloca arriba de la sal si no existen zonas de alta presión encima de la bóveda. Los pozos perforados a través del domo de sal no fueron revestidos encima del domo de sal.

El tercer programa de tubería de revestimiento está diseña-

do para un pozo desviado en la parte lateral del campo hacia la estructura sobresaliente de sal. A menos que una sección anormalmente presurizada sea perforada, solo una línea de tubería se extiende de la superficie hasta la profundidad total. Solo pozos desviados son perforados a bajo costo, con un mínimo de problemas de lodo de agua fresca. La Texaco ha encontrado que las bóvedas de sal sea mejor desarrollada perforando pozos direccionales del lodo de la estructura y evitando toda penetración de sal. Ventajas económicas y operacionales de completaciones de pozos direccionales fueron reveladas mientras se perforaban 17 pozos, 13 huecos directos a través de la sal y 4 huecos direccionales alrededor de la estructura sobresaliente, en una bóveda en Louisiana.

La ruta directa es perforar a través de las secciones de sal. Lodos a base de petróleo fueron usados para penetrar la sal a bajo costo. El promedio de costo por pie fue de \$ 27,93 por 12 pozos perforados a través de la estructura sobresaliente. Mientras el promedio de costos se ha duplicado desde que los primeros pozos fueron perforados en la bóveda, la fluctuación del promedio de costo por pie no se atribuye a ningún gasto. Un perforador más grande, una supervisión más cerca, mejor selección de puntos de revestimiento, densidades bajas de lodo y programas mejorados de lodo, contribuyen a bajar los costos; 13 de los 17 pozos fueron perforados a través de la estructura sobresaliente de sal. El siguiente es un resumen de las experiencias de perforación en algunos de estos pozos:

i. Pozo 1. Se intentó localizar hidrocarburos - en la parte alta de la estructura. Un lodo de fosfato fué - usado para 13.025 pies. La alta temperatura hizo que el sistema floclara, se aumentó la pérdida de agua. La tuberfa - se bloqueó a a 2.438 pies mientras el perforador era manio- brado desde 12.000 pies. Aunque la tuberfa trabajaba libre- mente se volvió a bloquear a 12.100 pies porque cayó el PH del lodo y el hoyo quedó inestable. El hoyo luego se mantu- vo tenso a 13.469 pies. El peso del lodo aumentó de 12 ppg- a 12,8 ppg y el objetivo a 13.900 pies fue perforado y re - vestido en 80 días. Solo 40 pies de sal fueron perforados.

ii. Pozo 2. Un sobresaliente de sal de 454 pies- de grosor fue perforado con un lodo de emulsión invertida.- Antes de que la emulsión invertida se convirtiera en un sistema saturado de sal a 12.380 pies, la tuberfa perforadora- se bloqueó cuatro veces. Lodo mejorado y control de la pre- sión de la zona anular resultó de colocar un revestimiento- de 9 5/8" a 12.333 pies. Las primeras líneas de revestimiento consistían de 20 plg a 89 pies y 13 3/8 plg a 3.009 pies. Los pesos del lodo alcanzaron un máximo de 13.4 ppg. Se ne- cesitaron 92 días para perforar de 12.380 pies a 15.362 - pies. El total del costo de perforación, incluyendo el lo - do, fué de \$ 20,25 por pie, el cual está considerado alto.

iii. Pozos del 5 al 12. Lodo a base de petróleo - fué usado para perforar la sección de sal en estos pozos. - El bloqueo en tuberfas fué minimizado, aunque se usaron lo

dos de alta densidad. Lodo a base de agua fué usado para perforar una profundidad determinada o hasta que la sal comenzara a afectar el sistema. Este sistema fué desalojado con lodo a base de petróleo. La tubería revestidora fué colocada cuando la sal de los pozos 5, 6 y 11 fué perforada. Luego el lodo a base de petróleo fué reemplazado con un sistema tipo agua.

No es posible determinar exactamente donde se terminó el estrato sobresaliente de sal en los pozos 7, 8, 9, 10 y 12. Lodo a base de petróleo fué usado para perforar estos pozos hasta la profundidad deseada. Para mejores resultados, un pozo direccional requiere un buen control geológico. La interfase sal/arena no debe ser muy aguda para prevenir la completación en una posición estructural óptima y la presión de poros debe ser calculada para todas las arenas a ser perforadas para que puedan ser determinados los pesos del lodo. Debido a que no hay que perforar sal, un sistema poco costoso de lodo de agua fresca puede ser usado y solamente se requiere una línea de revestimiento de producción. El promedio de los cálculos de costo no refleja la verdadera economía de pozos direccionalmente perforados comparados con hoyos perforados directamente a través del estrato sobresaliente de sal; 5 de los 13 hoyos directos perforaron pequeños intervalos de sal y el costo de 1 de los 4 pozos direccionales fué alto debido a problemas en el fondo del hoyo.

6.7 Predicciones de Fallas de Tuberías de Perforación

La Reading y Bates Offshores Drilling Co. ha desarrollado una técnica la cual pronostica daños en la tubería perforadora que rota a través de hoyos desviados, y traduce el grado de daños en unidades monetarias.

Para la industria, este método:

i. Permitirá un análisis que pronostique roturas de torsión antes de que ocurran.

ii. Permitirá planeamientos de programas de perforación direccional para evitar líneas perforadoras más allá de los límites deseados.

iii. Permitirá una cercana inspección del tubo a medida que aumenta la fatiga de la línea de perforación. La curvatura de hoyos direccionales generalmente causan fuerzas de desdoblamiento que exceden a la fuerza elástica de la tubería de perforación durante el estado de desviación. Cuando la tubería rota a través de las patas de perro, parte de la vida del tubo se consume, y una aplicación fuera de los límites de diseño es acumulativa hasta que ocurra una falla por fatiga. El impacto residual de las patas de perro, y su relación a la fatiga de producción, hace difícil el definir límites seguros de operación.

Los procedimientos de control de daños por fatiga son necesarios para suministrar un promedio exacto de daño por fatig

ga, y así, pueden tomarse decisiones apropiadas para proteger la invasión en la operación. Los esfuerzos de la API para desarrollar las guías para el diseño de perforación y límites operacionales, aparecen publicadas en el Boletín RP - 7G. La sección 5 de este boletín trata sobre el daño por fatiga de la producción cuando la curvatura del hueco excede los límites de seguridad. Se presenta un método para determinar límites de operación seguros cuando se exceden los límites. Sin embargo, la técnica combina cálculos manuales y gráficos los cuales son factibles al error humano, laborioso para completar, y generalmente inaceptable para análisis detallado de daños por fatiga. Para superrar estas fallas una serie de modelos de computadoras fueron desarrollados para calcular límites seguros de patas de perro, y el monto de daños causado a la tubería de perforación cuando se exceden estos límites. Antes de perforar un pozo direccional en un área específica, el programa propuesto y las condiciones estimadas de perforación son procesadas para producir el rendimiento ilustrado en las figuras.6.4-5.. El daño por fatiga ocurre frecuentemente en pozos direccionales, y los contratistas raramente están al tanto del problema hasta que ocurre el derrame. Los datos de un pozo direccional pueden ser reunidos y procesados en computadora como muestra la tabla 1. El análisis suministra los siguientes datos:

- i. Historia acumulativa de daño por fatiga en cada línea de tubería perforadora.

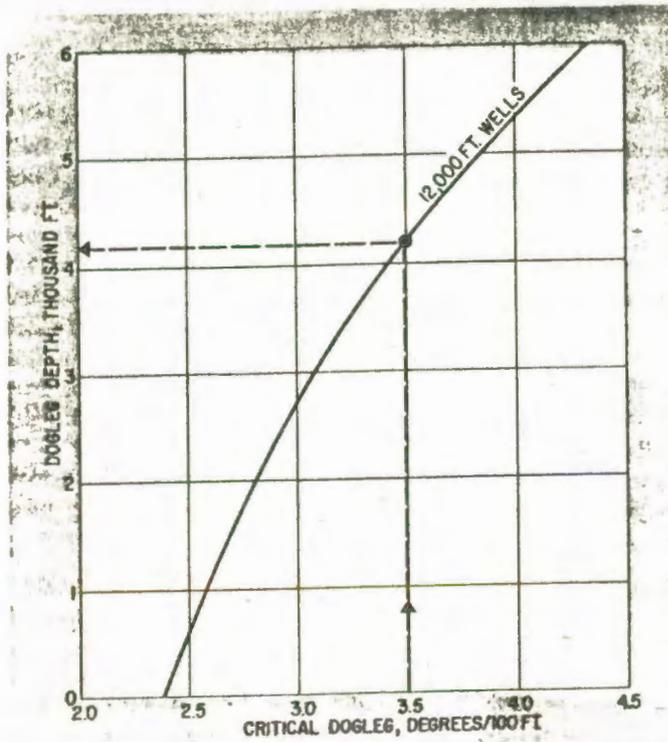


Figura 6.4 (Ref33)

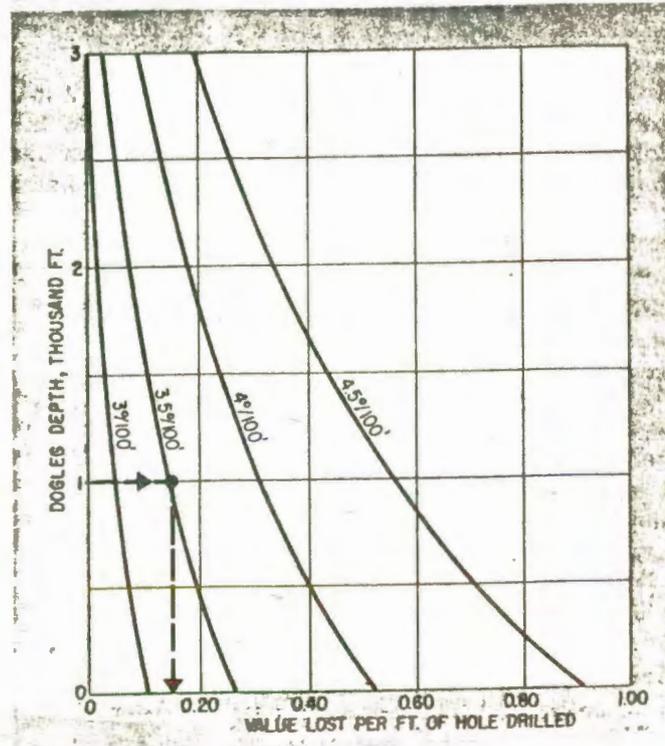


Figura 6.5 (Ref 33)

ii. La magnitud de los problemas severos de las patas de perro es un proyecto múltiple de hoyos direccionales.

iii. La causa de patas de perro críticas.

iv. De como las prácticas de perforación avisan fatiga.

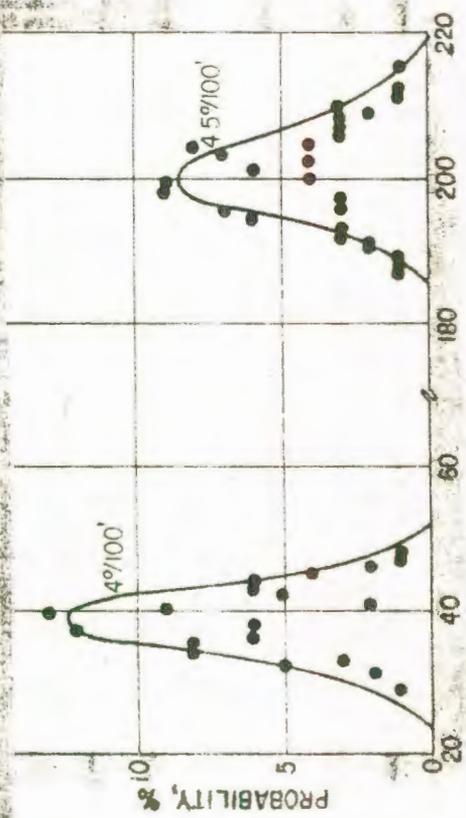
La tabla 6.1 es una maniobra de computadora basada en datos de perforación. Los datos de perforación de entrada aparecen en la columna de la izquierda. Las salidas aparecen en la columna de la derecha. Consiste en "Severidad de pata de perro", porcentaje de fatiga sufrido por todas las juntas que rotan en la pata de perro (arreglo de fatiga) y el valor total perdido de la producción debido a la fatiga (costo total del pozo). Otros modelos pueden ser usados para generar rendimiento como lo muestran las figuras 6.4-5. El rendimiento de la tabla 1 muestra lo que pasa mientras se comparan las figuras tipo de otros modelos, el cual suministra unas guías operativas seguras y el daño por fatiga estimado. La pata de perro analizada en la tabla 1 está dentro de la superficie de la tubería revestidora a 1.000 pies y es crítica como lo indica el Arreglo de Fatiga y el costo total del rendimiento del pozo. El porcentaje de fatiga sufrido por cada junta que perforaba bajo los 1.000 pies es registrado en el tablero. Un total de 202 juntas pasaron la pata de perro sin daños, antes de que el peso de la línea suspendida excediera la fuerza de desdoblamiento.

Tabla 6.1 y Gráfico comparativo (Ref. 33)

Computer print (left) and graph (right) for a typical oil-gas well

DOLLAR SEVERITY = 3.36¢/degree/100 ft.

Well Characteristics		Corrosion Factor		Depth of a drift collar		Drift collar ID		Number of collars		Drift collar		Drift collar		Drift collar	
Factor	Value	Factor	Value	Depth, ft.	Drift collar ID, in.	Factor	Value	Factor	Value	Factor	Value	Factor	Value	Factor	Value
Corrosion factor	1.0	Factor	1.0	Depth, ft.	10.452	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Depth of a drift collar	20 ft.	Factor	1.0	Drift collar ID, in.	11.106	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar ID	4.278 in.	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Number of collars	30	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	21	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	10.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	10.8	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	11.6	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	12.4	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	13.2	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	14.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	14.8	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	15.6	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	16.4	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	17.2	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	18.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	18.8	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	19.6	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	20.4	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	21.2	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	22.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	22.8	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	23.6	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	24.4	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	25.2	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	26.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	26.8	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	27.6	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	28.4	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	29.2	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0
Drift collar	30.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0	Factor	1.0



Factor cost of well = \$7,500

Factor cost of collar = \$100

6.8 Método usado por la Compañía Shell para
Controlar las erupciones en el Golfo de Mé-
jico

Uno de los programas de la industria más - complejo en un proceso de perforación direccional fué exito samente ejecutado controlando 11 pozos sin control que erup cionaron en la plataforma B costa afuera de la Shell Oil Co. en Louisiana en diciembre 1970. Un total de 5 equipos de - perforación perforaron 126.925 pies de hoyo en 10 pozos de alivio para controlar las erupciones. Fué usado un hoyo de escape para matar dos pozos sin control. La plataforma B , diseñada para 36 pozos productivos, contenía 26 completacio nes duales y una completación sencilla, y dos pozos estaban perforando bajo los 12.000 pies cuando ocurrió la erupción. Pozos de producción, perforados entre 11.000 y 13.500 pies, fueron completados en un período de 15 meses. La Shell eli gió pozos de alivio inmediatamente para controlar las 11 - erupciones. Un intento de cubrir cada pozo desde la superfi cie no fué considerado práctico debido al potencial de con- taminación. Se planeó un itinerario de movimientos en el - equipo perforador, la posición y la perforación. Cada uno - de los 5 equipos perforadores usados fué colocado por lo me nos a 2.000 pies de la plataforma B, excepto por el equipo- perforador que perforó el pozo de alivio número 10, como - una precaución ante partes de petróleo quemándose, que flo- taban cerca. Trabajos relacionados con ploteo descontrola - ban los pozos. El pozo B-4 no fué perforado direccionalmen- te, pero los restantes 10 pozos fueron desviados en ángulos

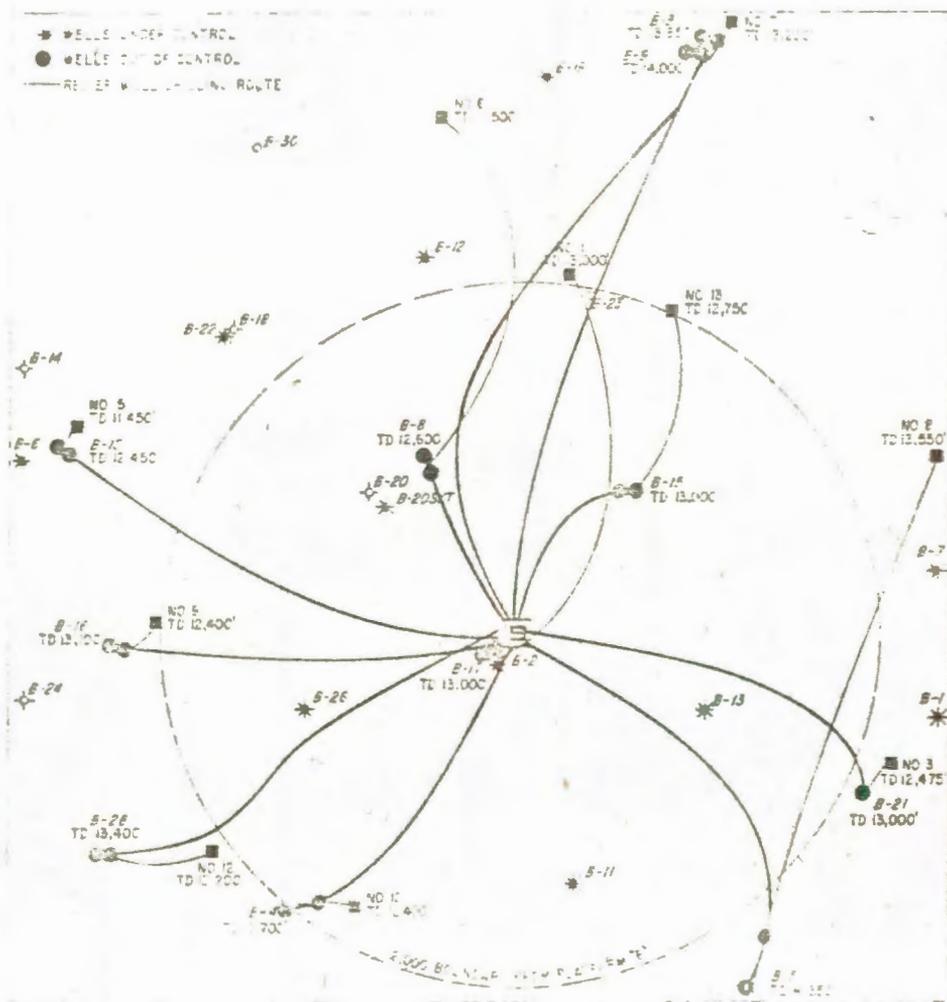
de 3° a 25°. Cada uno asentado dentro de un objetivo de 400 pies cuadrados, de 12.450 a 14.350 pies de profundidad. La figura 6.6. muestra los ploteos originales de pozo y la vía que cada pozo de alivio siguió. Los pozos de alivio fueron colocados para aprovechar la deriva de la formación. La figura 6.7 resume el tiempo en que cada plataforma estaba en el lugar para perforar los pozos de alivio. El control direccional fué crítico debido a que los agujeros cilíndricos de los pozos de alivio fueron perforados cerca de las líneas originales de la tubería de revestimiento del pozo, y porque cada uno buscaba un blanco en un radio de 25 pies, debajo de los 11.450 pies. En contraste, los pozos originales perforaban hacia un blanco de 160.000 pies cuadrados. El estudio original del pozo fué planeado para intervalos de 93 pies más abajo de las profundidades críticas. El estudio de los pozos de alivio se basó en lo mismo. El programa de perforación de un pozo de alivio fué único por lo siguiente:

i. Cada agujero cilíndrico se mantuvo dentro del determinado curso.

ii. La tubería de perforación no se bloqueó en ningún momento.

Nuevas herramientas para perforar direccionalmente fueron usadas en los pozos 5 y 13. Una herramienta deflectora de chorros fué maniobrada encima de la barrena; opera alzando la línea de perforación para suspender la barrena a una corta distancia del fondo. Esa distancia está determinada por

Figura 6.6 Ploteo de los pozos de alivio para las erupciones del Golfo de Mejico. (Ref 32).



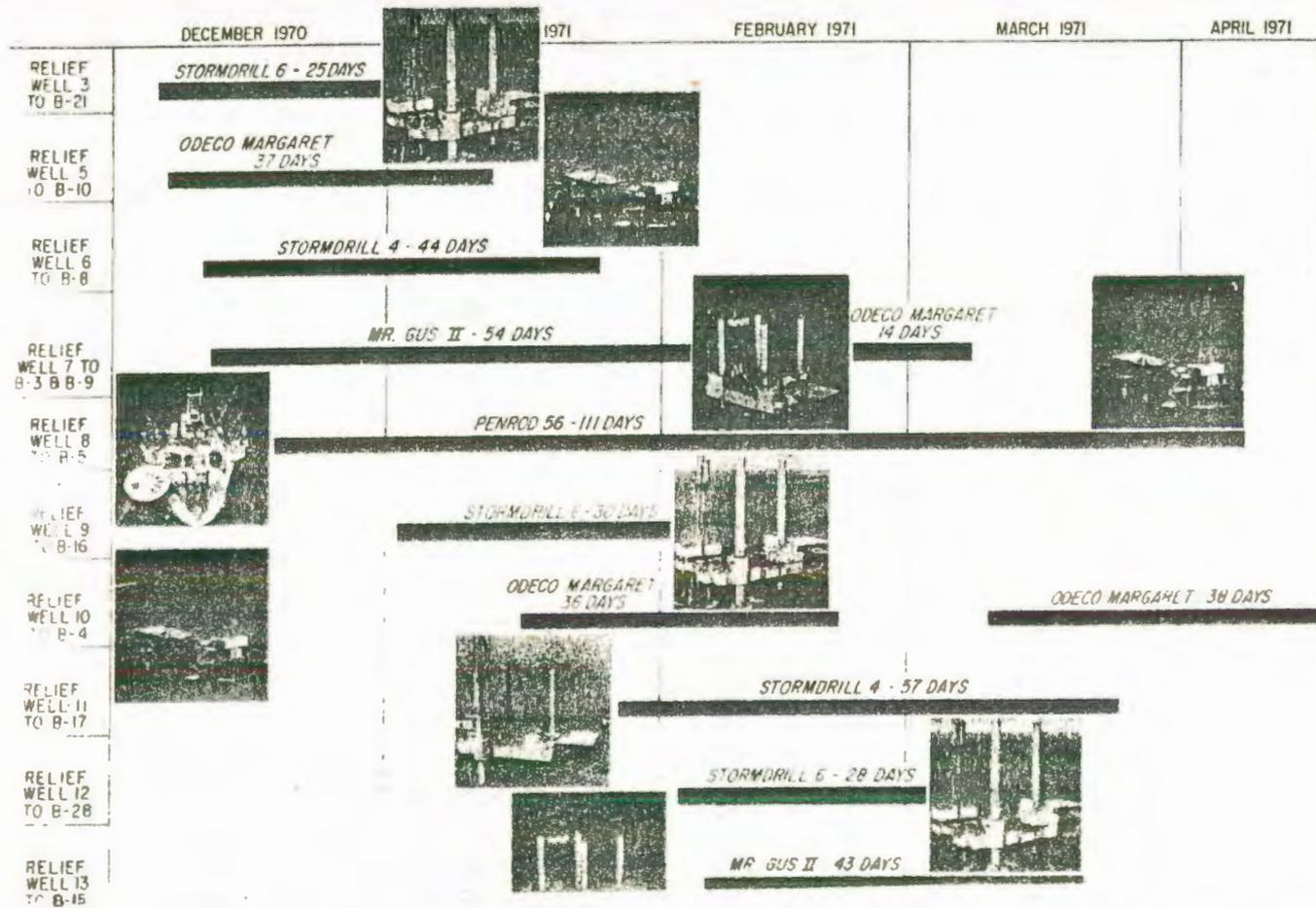


Figura 6.7 Tiempo en que cada plataforma estaba en el lugar asignado para perforar los pozos de alivio. (Ref32)

la profundidad del hoyo, las propiedades del lodo y el tamaño y tipo de la línea de perforación. En posición suspendida, la herramienta se extiende con la cámara de 12.2 galones llenos. La línea se afloja con el bombeo. La línea debe ir a una velocidad suficiente para cerrar la herramienta en 0.50- a 0.75 segundos, formando una corriente de lodo a través de los eyectores de la barrena. Se aplica un freno cuando el trayecto de la herramienta es alcanzada (84 plg). Esta acción es repetida hasta que el equipo cilíndrico del pozo sea orientado. El perforador Dyna-Drill, otra herramienta utilizada fué usado en varios pozos de alivio debajo de los 9.500 pies. La unidad es un motor de desplazamiento de fluido, con un torque perforador proporcional a la pérdida de presión a través de la herramienta. La turbo-barrena Eastman también fué usada en control direccional. La turbo-barrena convierte los caballos de fuerza de la bomba a caballos de fuerza en la rotación de la barrena; está caracterizada también por 125 etapas y estatores. Los estatores están integrados en el encasillamiento de la turbo-barrena, y desvían el flujo de lodo hacia rotores montados en un eje que en cambio hace girar la mecha. Otra herramienta interesante fué el "EYE" (Electric Yaw Equipment = Equipo desviador eléctrico), y el timón magnético Sperry Sun, los cuales fueron usados con ciertos motores de fondo de hoyo para perforar desde la plataforma B los pozos de alivio. Estos instrumentos se corren con una sola línea eléctrica, y cada uno indica la relación entre la cara de la herramienta y el sector alto del hoyo, todo es

to en un monitor en la plataforma.

6.9 Trabajos Submarinos

Mucha atención está siendo prestada al campo de la ingeniería oceánica, la cual se está expandiendo rápidamente; actualmente se están desarrollando vehículos, manejados o no por hombres capaces de realizar trabajos submarinos. Esto está siendo hecho principalmente por compañías orientadas hacia el aero-espacio. Hay hombres que viven y trabajan bajo el mar en embarcaciones equipadas con atmósferas artificiales durante largos períodos para determinar los efectos de este extraño medio ambiente. Debido a las grandes sumas de dinero que están siendo invertidas en estos esfuerzos de experimentos e investigaciones, la industria de la explotación de petróleo costa afuera se beneficiará probablemente más que cualquier otra. A pesar de toda la publicidad dada al desarrollo de exóticos vehículos capaces de trabajos submarinos, el buzo humano sigue siendo el instrumento más confiable y económico para trabajar bajo el agua. A pesar de que algunas compañías ocupadas en desarrollar reservas marinas arguyen que los trabajos pueden ser hechos igualmente por vehículos no manejados por hombres o por automatización, todavía no se ha podido probar que sea así. De hecho, una compañía de buceo ha gastado bastante tiempo soportando la operación de un robot especialmente diseñado para trabajar en reparaciones de pozos submarinos. Además un sistema automatizado trabajará sin atención alguna indefinidamente y un pozo submarino producirá durante 20 años o más. Las inspec -

ciones submarinas de plataformas de perforación y producción costa afuera está aumentando, debido principalmente a la pérdida reciente de numerosas estructuras durante huracanes. Se piensa que varias plataformas se han perdido debido a fallas progresivas que se originaron probablemente en pequeñas grietas de las ensambladuras. Hasta hace poco, la inspección visual realizada por buzos era casi el único método existente para detectar estas fallas. Este método no es muy confiable debido a la poca visibilidad reinante la mayoría de las veces y por el hecho de que las fallas tienen que ser grandes para poder ser detectadas de esta manera puesto que las pequeñas grietas están normalmente cubiertas por musgo marino o por moho. El procedimiento de prueba por ultrasonido usado durante largo tiempo para chequear los defectos en equipos en la superficie ha sido adaptado para su uso bajo el agua. Un buzo puede ahora chequear cada ensambladura bajo el agua por medio de un examen a fondo y detectar de inmediato cualquier falla. Cualquier defecto será indicado por el equipo en la superficie. Una tenaza es instalada entonces para reforzar cualquier falla reportada en uniones. El tiempo que se requiere para chequear cada unión es de aproximadamente cinco minutos. Otro dispositivo útil a los buzos es un nuevo sonar del tamaño de una pelota de basket, ayuda a agrandar el campo de visibilidad bajo el agua de un buzo, que normalmente es de pocos pies, hasta un radio de 720 pies. Esta unidad no pesa en el agua y es muy valiosa en el momento de localizar cualquier objeto bajo el agua. Por ejemplo, ha sido-

usada para detectar la posición de una compuerta rota bajo el agua en sólo tres minutos. También ha sido utilizada para localizar instalaciones submarinas de los pozos y muchos otros objetos. Las transmisiones sónicas ayudan también mucho para localizar posiciones exactas de equipos bajo la superficie. Estos pequeños transmisores se instalan en objetos que se quieran localizar rápidamente en cualquier ocasión y el buzo utiliza un pequeño receptor de señales para ello. Estos transmisores sónicos están alimentados por baterías y operan con un alcance de una milla durante aproximadamente un año.- Muchos experimentos recientes dirigidos a adaptar la vida y el trabajo de humanos en el fondo del mar han recibido mucha publicidad. Uno de estos proyectos de "vivienda submarina" - que permite a los buzos trabajar en pozos y otros lugares de producción es más realidad que ficción. Está en la etapa de prueba. La unidad "Capshell" provee a los buzos de una atmósfera gaseosa inerte en la cual pueden trabajar bajo la dirección de personal de supervisión que no esté sujeto a presiones altas y/o anormales. Este acercamiento permite la aplicación de procedimientos, convencionales de trabajo con relativa facilidad y buena visibilidad. El tiempo de descompresión - es también reducido ya que los buzos vivirán bajo presiones indeterminadas cuando no estén realizando ningún trabajo. El casco donde se encuentra la presión del "Capshell" está dividido en cuatro partes:

- i. El compartimiento del supervisor, el cual contiene todo el equipo de control.

ii. Las habitaciones de los buzos, donde éstos pueden descansar bajo una presión intermedia.

iii. Una cámara de descompresión.

iv. Una esclusa de agua que separa el gas de respiración del gas inerte de toda el área de trabajo.

El área de trabajo, abierto en el fondo, se extiende bajo el casco de presión. Se llega a él a través de la esclusa de agua y de un pasaje equipado con una puerta. Todas las herramientas de trabajo están montadas en un espacio anillado alrededor del área de trabajo. La presión en el espacio de trabajo es una en la cual todas las herramientas y técnicas de trabajo pueden ser utilizadas. Un cable de energía, una línea de teléfono y una manguera para el abastecimiento de gas conectan el "Capshell" al barco que lo sostiene en la superficie. Tres guayas guías colocadas a través de tubos en el casco de presión son usadas para mantener en posición correcta la cápsula sobre un pozo submarino o un oleoducto. Se habla de que en el futuro la cápsula podrá ser colocada en posición y podrá ser conectada a cualquier instalación submarina de producción usando su propia energía. El movimiento vertical es controlado y regulado por boyas y una propela. Si estos sistemas de trabajo submarino demuestran ser efectivos y son favorables económicamente su aplicación podría influenciar significativamente la perforación y la operación de producción en aguas profundas. Submarinos de varios tipos humanamente operados han sido desarrollados para ser utilizados-

en trabajos a profundidades extremas. Estas embarcaciones están siendo utilizadas actualmente en su mayoría por grupos de investigación, pero probablemente serán una necesidad para cualquier trabajo de perforación y producción en áreas submarinas. Un ejemplo de sumergible operado manualmente y con su propia propela ha sido diseñada para llevar a cabo trabajos equivalentes a aquél que haría un buzo en profundidades de hasta 1.000 pies. El submarino "Beaver" con capacidad para dos hombres realiza el trabajo a través de una serie de tenazas y brazos. Un tablero de luces graduables ilumina el área de trabajo. Una cámara ^{ra} de televisión montada en la embarcación puede ser utilizada para una inspección detallada. La embarcación transporta una variedad de herramientas en un estante montado en su exterior. Un manipulador de herramientas manejado a control remoto es utilizado para seleccionar el equipo apropiado para cada trabajo. El "Beaver" es maniobrado por unidades de empuje a propulsión montados a cada lado. El "Beaver" mantiene su estabilidad gracias a un sistema Mercury de intercambio de lastre. La navegación puede ser manual o manejada por un sistema sonoro. Otra nave interesante es el "Submarbell", que es una combinación de campana sumergible y de un submarino también capaz de trabajar en profundidades de mil pies. Está conectado físicamente a una embarcación de soporte en la superficie, la cual provee de aire, comunicaciones, etc. Un sistema contra fallas en la presión del aire instalado en la campana permite una salida independiente a la superficie si la conexión con la embarca-

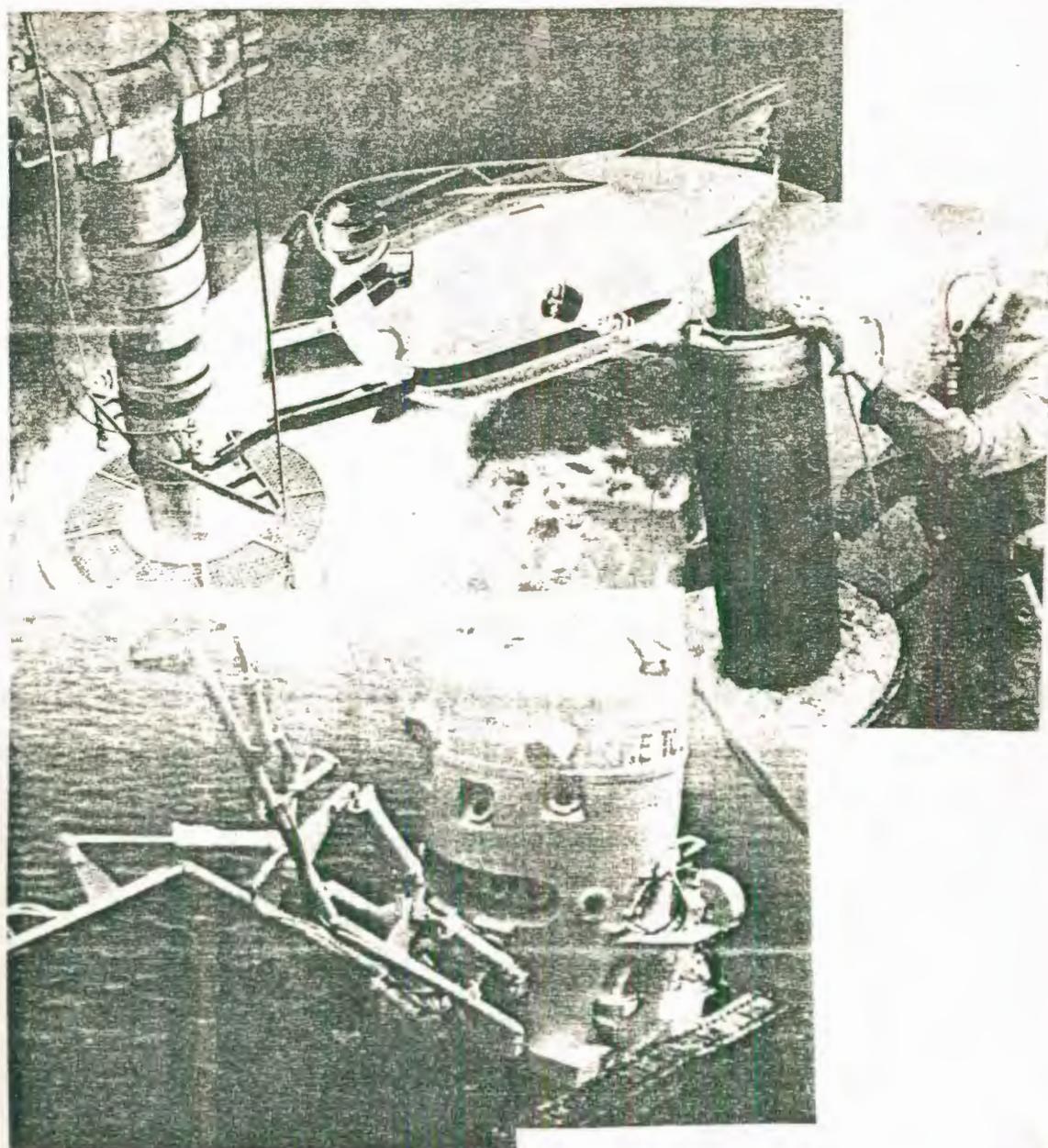


Figura 6.8

Trabajos submarinos (Ref32)



ción principal llegara a desprenderse. Esta unidad está equipada con ruedas como las utilizadas por los tractores para "caminar" por el fondo del océano. Tres propelas que funcionan con aire permiten maniobrar en el fondo del mar. Figura 6.8. Su radio de operación es de unos 1.500 pies de la posición de la embarcación principal en la superficie. El personal es mantenido bajo presiones atmosféricas todo el tiempo, por ello no es necesario la descompresión cuando la unidad es sacada del agua. Como el aire circula constantemente desde la superficie un operador puede trabajar indefinidamente. Dos brazos mecánicos con una capacidad de 2.000 libras y con un alcance de 12 pies pueden trabajar bajo el agua. Varios anexos están disponibles para llevar a cabo diversos trabajos.

6.10 Prácticas de Producción Costa Afuera

Las áreas de producción costa afuera del mundo están enfrentando a las compañías petroleras y de gas a algunos de los más costosos y difíciles problemas de la industria. Un productor costa afuera no sólo debe resolver las dificultades usuales relacionadas con la obtención de hidrocarburos del subsuelo, sino que tiene además que ser un experto en la fabricación de acero, el trabajo de construcción predicción del tiempo, disposiciones legales relativas al transporte aéreo y marítimo, regulaciones relativas a la contaminación y sobre otras disciplinas no relacionadas con la suya propia. Hay un factor ligado a muchos de estos variados problemas- la tecnología. Le siguen las últimas prácticas de

producción y el equipo actualmente utilizado desde el Pacífico hasta el Golfo de Paría, y desde el Golfo de Méjico hasta el Golfo Pérsico. Los métodos para llevar a cabo la producción costa afuera pueden, en general, clasificarse de la siguiente manera:

i. La producción de los pozos va a tanques de compensación permanentes y de bajo volumen, situados en la misma plataforma. El crudo es transportado por oleoductos a la costa mientras se produce.

ii. Los pozos son perforados en ubicaciones individuales, y el crudo es llevado a una estación recolectora situada céntricamente. No se ha previsto almacenamiento en las estructuras de las plataformas y el crudo se traslada por oleoductos a la costa o se almacena en recipientes flotantes en el sitio.

iii. Los pozos se completan en una plataforma y trasladan su producción a una plataforma adyacente donde se separa el gas y el petróleo. El crudo se manda por oleoducto a la costa.

iv. Los pozos traspasan su producción a instalaciones para el almacenaje situados en la misma plataforma. El crudo es llevado en gabarra hasta la costa.

v. Los pozos están colocados sobre pequeñas plataformas y mandan su producto a almacenes flotantes anclados en las cercanías.

vi. Los pozos están situados cerca de la costa; están armados ya sea en la superficie o bajo el agua y tras pasan su producción directamente a las instalaciones de producción situadas sobre la costa mediante tuberías de flujo o bien utilizando un sistema de recolección.

6.11 Almacenaje Flotante

Dispositivos para almacenamiento, desde tanqueros de 38.000 toneladas hasta pequeñas gabarras, han sido utilizados para el almacenaje de crudo en campos costa afuera. Las instalaciones de grandes tanqueros están normalmente considerados como instalaciones productivas permanentes, mientras las gabarras, normalmente sólo proveen almacenaje temporalmente o en caso de emergencia. Este método ha sido utilizado de dos maneras diferentes en campos petroleros costa afuera. Un sistema especial de boya única y desarrollado por la Royal Dutch Shell Group, supone amarrar un tanquero a una boya flotante. El otro método consiste en anclar convencionalmente, recipientes para almacenamiento en aguas relativamente bajas y cercanas a la costa. La Shell - probablemente utiliza esta técnica para el almacenamiento - del crudo más que ningún otro operador costa afuera desde - que desarrolló el primer sistema efectivo de amarre de boyas capaz de transportar grandes recipientes de almacenaje en alta mar. Aunque la Shell ha utilizado su sistema de boya única para diferentes servicios en distintas partes del mundo, su instalación en el campo Idd-el-Sharq, a 500 mi -

llas de Qatar en el Golfo Pérsico es un caso típico de aplicación en la producción de petróleo. Idd-el-Sharq, que produce 25.000 barriles diarios de siete pozos, es el primer campo petrolero costa afuera del mundo en actuar independientemente de las instalaciones de la costa. Los pozos son perforados en ubicaciones individuales y trasladan su producto a través de tuberías de descarga de seis pulgadas hasta una plataforma central de recolección. (capacidad: 55.000 barriles diarios) situada sobre un área de 100 pies de agua. Una vez separados el gas y el petróleo en la plataforma, el crudo es bombeado a través de una línea de 12 3/4 pulgadas hasta una boya anclada a aproximadamente 28 1/2 millas de distancia. La línea está conectada al pozo central de la boya por dos mangueras de 8 pulgadas cada una. Un tanquero de 38.000 toneladas permanentemente unido a la boya recibe el crudo a través de una manguera flotante de ocho pulgadas. Tal y como es requerido, los tanqueros de exportación visitan el campo y se amarran a la boya a lo largo del recipiente de almacenaje. El crudo es entonces transferido y mandado al mercado. El singular sistema de amarre de boya única y los bordes especiales de defensa que permite que los barcos se amarren unos a otros, aún en alta mar, hacen la operación posible. El sistema de amarre permite a los recipientes de almacenamiento girar alrededor de la boya en un círculo completo de 360 grados, de manera que el viento y las corrientes marinas no tienen un efecto determinante sobre la operación.

6.12 Sistemas de Producción de Gas

Los pozos de gas natural normalmente mandan su producto a equipos de separación y deshidratación situados en la misma plataforma, de manera similar a los pozos petroleros. Como el gas requiere de instalaciones de gasoductos, hay menos problemas mecánicos relacionados con el envío del producto al mercado que los que se enfrentan al trabajar con hidrocarburos líquidos que tienen que ser remolcados hasta la costa. Normalmente, la mayor parte de la producción de gas comercial proviene del Golfo de México. En esta área se producen muchos condensados junto con el gas. Para evitar el remolque de estos líquidos hasta la costa, la mayoría de los operadores separan el líquido del gas y deshidratan el gas en la plataforma. El gas y el condensado son frecuentemente vueltos a combinar, y enviados a la costa en una tubería común, dado que resulta más barato la instalación de una sola línea bifásica que dos tuberías separadas. En el West Delta Block 27, un campo afuera de la costa de Louisiana, la Gulf Oil Corp., ha instalado pozos en ubicaciones individuales y está enviando su producto a través de tuberías de descarga separadas que operan con la máxima carga de presión del pozo. Las plataformas de producción contienen almacenaje para aguas frescas, permutadores térmicos, separadores y equipos para la deshidratación de glycol. Una plataforma de energía en la cercana contiene un re-hervidor de glycol y un generador de vapor. Una vez separados y deshidratados, el condensado y el gas se fusionan y son enviados a la costa a través de la línea bifásica. Otro ti-

po común de plataforma de producción de gas costa afuera de Louisiana tiene tanto a los pozos como al equipo de producción instalados en la misma estructura. El limitado espacio con que se cuenta en las plataformas costa afuera ha resultado en acoplamientos de equipo poco comunes. Algunas de las fotos que acompañan este trabajo ilustra las apretadas condiciones que frecuentemente se encuentran en zonas costa afuera. La instalación de separadores prefabricados hacina- dos han sido especialmente diseñados para conservar el espa cio de cubierta. Cada grupo de unidades aisladores contiene tres separadores esféricos montados el uno sobre el otro . Las cuatro unidades aisladoras más los distribuidores necesarios, los medidores de gas, el equipo de medidores de petróleo, etc., están todos sobre una sola deslizadera para mayor facilidad de acción. Como ejemplo de la ventaja que lleva consigo la prefabricación del equipo de producción, un operador recientemente instaló un sistema completo de producción en la cubierta de una plataforma en una ciudad de Gulf Coast. El dispositivo completo fué luego enviado por barco hasta Africa e instalado como unidad en una cimen tación de pilotes previamente alistada. Después de algunas ensambladuras simples el sistema estaba operando. Los compresores utilizados costa afuera para el almacenamiento de gas a baja presión y operaciones de recolección del gas están montados sobre plataformas en producción cuando el espa cio lo permite. Sin embargo, las estructuras de soporte especial son requeridas con frecuencia por los compresores, -

dado que este equipo normalmente se instala cuando ya el campo ha estado produciendo por un tiempo y la mayoría del espacio de la plataforma se encuentra ya ocupado. Enlaces especiales para compresores han sido diseñados para programas de recuperación, en aguas relativamente bajas. El compresor montado sobre una gabarra móvil de concreto sumergible, inyecta gas de alta presión en los pozos completados en formaciones rectas de inmersión para recuperar los remanentes volúmenes. La unidad puede ser fácilmente trasladada de un pozo a otro según se requiera. Los pozos submarinos completados en el Océano Pacífico del área de California producen directamente a instalaciones en la costa a través de gasoductos submarinos que operan bajo la presión más alta del pozo. Aún cuando estos pozos no cuentan con equipos para el procesamiento del gas en el área costa afuera, se ha hecho necesario instalar una línea separada para la inyección del glycol para cada completación. El glycol es bombeado desde la costa e inyectado en la corriente de gas en el cabezal del pozo para la prevención de formaciones de hidrato en las líneas. El glycol se recupera desde la costa y es vuelto a usar. En un futuro no muy lejano, se probarán directamente en el campo una serie de instrumentos y técnicas innovadoras diseñadas especialmente para la producción costa afuera. Esto incluye un generador atómico y una célula de combustible, así como el uso de bóvedas de sal para almacenar la producción costa afuera que puede no estar muy lejos de ser una realidad. Además se han hecho muchas proposiciones radicales para tratar el petróleo producido desde completaciones submarinas en a

guas extremadamente profundas. Una batería atómica, o generador nuclear, será probado en la práctica por la Phillips Petroleum Company en una plataforma automática en el Golfo de Méjico. El generador transmitirá energía constantemente a faros intermitentes y a una alarma electrónica de niebla, que son dispositivos de navegación requeridos por toda instalación costa afuera. El generador de 60 vatios tiene un diámetro de 22 pulgadas, una altura de 34 pulgadas, pesa 4.600 libras y tiene una vida activa de cinco años. El calor que produce la descomposición radioactiva de aproximadamente 14 libras de combustible de estroncio se convierte directamente en electricidad mediante 120 pares de pilas termoeléctricas. En caso de ser económicamente asequible, esta nueva fuente de energía eléctrica sería muy adecuada para plataformas automáticas situadas costa afuera. Su principal ventaja consiste en que puede operar sin supervisión alguna durante largos periodos de tiempo. Las células de gas natural combustible también han estado disfrutando de creciente atención como posible fuente de energía costa afuera. Si se pudiera disponer de un dispositivo para convertir directamente al gas natural en electricidad, ello tendría una aplicación excelente en el área costa afuera dado que el gas natural ya está siendo utilizado como combustible en la mayoría de los sitios. Las investigaciones indican que sería posible obtener una "pila" de bajo precio, alta temperatura y 500 vatios, del gas natural. Sin embargo, un diseño efectivo que permita operar dentro del marco de las posibilidades económicas de las opera -

ciones costa afuera se encuentra todavía a 3 ó 4 años de distancia. Las bóvedas de sal para almacenamiento del Golfo de Méjico son una posible solución a las dificultades económicas que confrontan los campos de producción que se encuentran a grandes distancias costa afuera. La técnica consiste en permeabilizar cavernas de almacenamiento en bóvedas de sal situadas céntricamente. Estas cavernas serían entonces utilizadas para almacenar el petróleo producido, en lugar de utilizar las plataformas convencionales o la unidad de gabarra flotante. El almacenaje en bóvedas de sal tiene una serie de ventajas:

i. El costo de almacenaje por barril costa afuera se reduciría considerablemente.

ii. Los costos de operación también disminuirían

iii. El petróleo se transferiría de la bóveda a los tanques que se encuentren en el mar. Esto eliminaría el traslado del crudo producido con gabarras y/o a través de oleoductos hasta las terminales de la tubería en la costa.

iv. Los efectos de las condiciones meteorológicas se verían considerablemente mermadas. Las operaciones de tanqueros sólo se verían afectados durante unos pocos días al año, mientras que el traslado en gabarras tendrían que confrontar los problemas ya existentes.

v. Los pozos producirían de acuerdo a su máxima

capacidad de eficiencia, lo que resultaría en una recuperación más alta, mejoras económicas, etc. El petróleo sería retirado de las bóvedas de acuerdo a las tasas actualmente permitidas. La misma técnica utilizada para permeabilizar cavernas de almacenamiento de etileno en las bóvedas de sal de la costa se aplicaría para la cavidad de almacenaje de petróleo. Este método para trabajar el crudo costa afuera resultaría todavía más ventajoso si se utilizara conjuntamente un sistema de oleoductos de recolección como el que se contempla en el proyecto "Red Snapper". Dado que muchas bóvedas de sal en aguas poco profundas han sido encontradas en el Golfo de Méjico, el almacenaje en cavernas podría instalarse en ubicaciones óptimas a lo largo de un sistema de oleoductos de recolección. Un sistema de este tipo fué propuesto por G.H.W. Schuster de la Oficina de Planeamiento Geológico de los Estados Unidos en un artículo de la revista "World Oil", fechado en octubre de 1959. Un equipo submarino para lidiar con la producción de pozos completados bajo agua se encuentra actualmente bajo discusión. Pero una instalación semejante está probablemente muy lejos de realizarse hoy en día. En un sistema de almacenaje submarino hipotético, la producción de cada pozo es procesada por equipos separadores y almacenado en tanques en el suelo oceánico. El crudo es descargado en tanqueros submarinos para su envío al mercado. Una variación de este sistema incluye al mismo almacenaje submarino, aunque mangueras flotantes conectarían los tanques con una boya flotante en la superfi-

cie. De este modo los tanqueros convencionales de la superficie podrían descargar lo requerido para ser transportado al mercado del petróleo. El mantenimiento de los equipos submarinos se verá posiblemente realizado algún día por obreros - submarinos. Aunque la mayor parte del equipo submarino será supervisado a control remoto, posiblemente también reparado por unidades submarinas de control remoto. Será esencial la presencia de cierta supervisión humana.

6.13 Automatización

La producción costa afuera se presta mucho para la operación automática por las siguientes razones:

i. La mayoría de los campos están situados en zonas remotas y la supervisión 24 horas hombre es muy costosa.

ii. La adversidad del tiempo afecta más las operaciones realizadas por los hombres que las operaciones automáticas.

iii. Cambios en las tasas estratégicas de producción pueden realizarse casi instantáneamente en un sistema automático de control.

iv. El mantenimiento de los sistemas de transporte y de comunicaciones para el personal es muy costoso.

Algunos sistemas elaborados de supervisión por medio de alarmas han sido utilizados, que dan al operador la facilidad de que con sólo tocar un botón, pueden controlar toda la opera-

ción de la producción. De todas formas, la mayoría de los operadores utilizan el concepto de automatización parcial, ya que consideran imprudente dejar instalaciones multimillonarias desatendidas por períodos prolongados; se ha seleccionado este ejemplo típico como ejemplo.

6.13.1 Golfo de Méjico

La Gulf Oil Corporation utiliza controles , todos neumáticos, para manejar la producción de gas en el área de la Isla de South Marsh. El sistema está calificado como semi-automático debido a que servicios por el hombre son requeridos para cambiar la tasa del flujo total de la plataforma. De otra forma opera desatendida. Las principales características son:

i. Los limitadores de flujo permiten a los pozos producir solamente en parámetros pre-establecidos de tasas mínimas y máximas.

ii. La instrumentación es compensada automáticamente para cualquier variación en la tasa de flujo pre-establecida.

Si un pozo se sale de la producción, la producción de los otros pozos es incrementada proporcionalmente para equiparar la pérdida.

iii. El diseño es de manera tal, que equipos de control por medio de microondas pueden ser añadidos cuando se desee sin pérdida de tiempo. Ver figura 6.9.

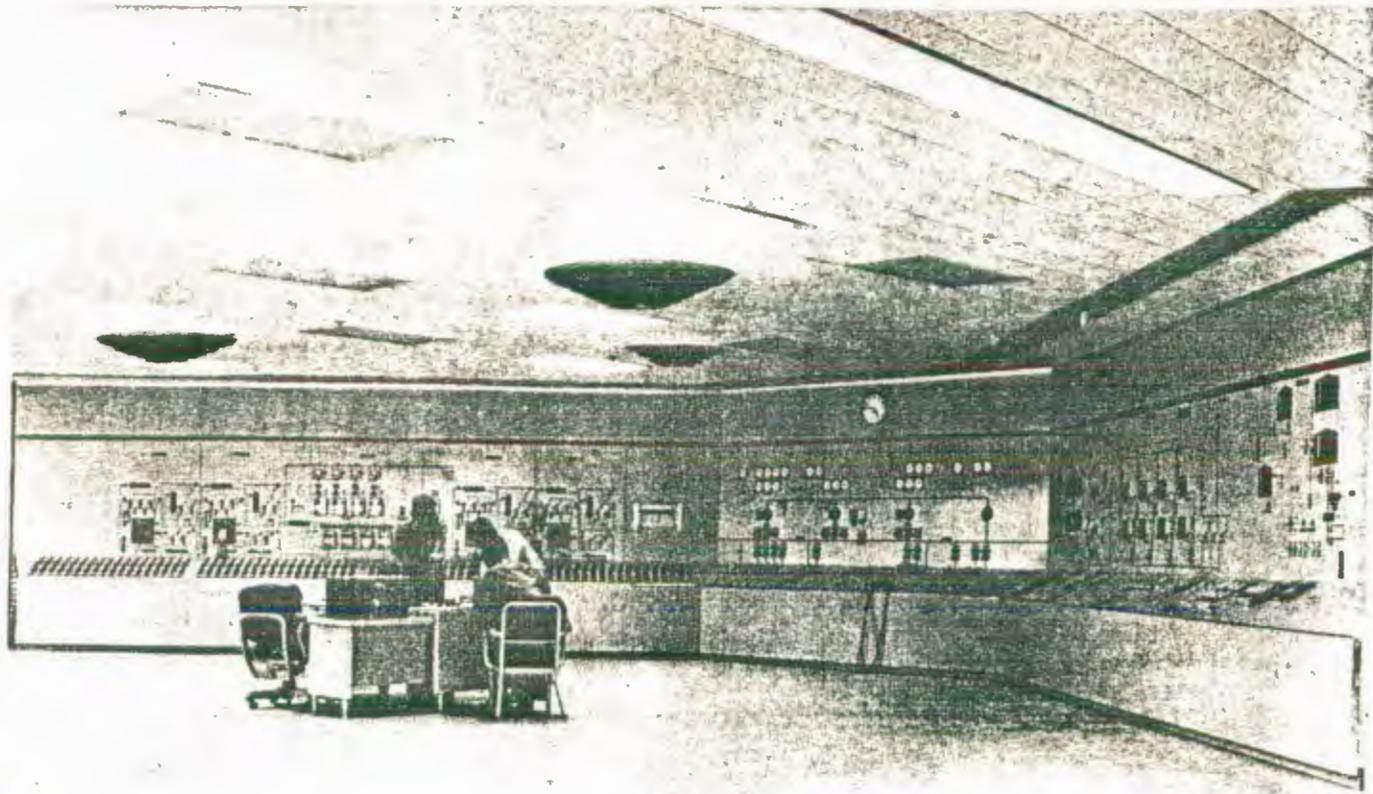


Figura 6.9 Salas de automatizacion (Ref32)

7. OPERACIONES COSTA AFUERA EN EL GOLFO DE PARIA, VENEZUELA

Las operaciones Costa Afuera requieren de una buena planificación y programación de todos los recursos involucrados para obtener resultados positivos al menor costo posible. En este capítulo se presentan las operaciones efectuadas en una plataforma autoelevadiza en el Golfo de Paria Venezuela, considerando las observaciones obtenidas en el sitio. Se describen los medios de comunicación, transporte, y el desarrollo operacional en la perforación del pozo GUPE-1, perteneciente a la empresa Lagoven, S.A.

Para las operaciones de perforación Costa Afuera en el pozo GUPE-1, se utilizó la plataforma marina autoelevadiza llamada Rowan Odessa, la cual para junio 1981, se encontraba explorando el Golfo de Paria. El pozo que se investigó en este trabajo, GUPE-1, tiene clasificación estratigráfica, su ubicación en coordenadas geográficas es la siguiente:

i. Coordenadas UTH:

$$X = 597.640$$

$$Y = 1.166.679$$

ii. Longitud y Latitud:

Oeste 62° 06' 27.4"

Norte 10° 33' 9.9"

Se estimó un tiempo de 65 días para la perforación; la profundidad del agua es 73 pies, la altura de la plataforma sobre el nivel del mar es de 50 pies; el objetivo en este pozo es investigar la secuencia estratigráfica terciario - cretáceo para determinar la existencia de hidrocarburos livianos en la subcuenca Norte (Manzanilla) del Golfo de Paria, la profundidad estimada es de 14.400 pies.

Hasta ahora también se han perforado otros tres pozos llamados Serpiente 1, Morro 1 y Plata 1, éstos aparecen - ubicados en el mapa de la figura 7.1, y en los cuales se ha lló crudo pesado.

En la tabla 7.3 se puede observar el origen y la distribución del personal que habitaba en junio 1981 a bordo - de la Rowan Odessa y en la tabla 7.4 están las características principales de la plataforma Rowan Odessa.

7.1 Transporte y Comunicaciones en las Operaciones - Costa Afuera en el Golfo de Paria

Para remolcar esta plataforma, se utilizan dos re molcadores llamados VERRET TIDE y REEVES TIDE, de la Compañía Tidewater Marine, los cuales también transportan -



Figura 7.1
OPERACIONES COSTA AFUERA
EN EL GOLFO DE PARIÁ, VENEZUELA

material y personal entre la plataforma y tierra firme.

En la tabla 7.1 están expuestas sus características, mientras que en las figuras 7.2, 7.3, 7.4 y 7.5 se pueden observar sus secciones.

Para el transporte aéreo de personal, ciertos equipos y comestibles se utilizan dos helicópteros marca SIKORSKY, uno es de modelo SPIRIT y el otro es un S-61N, los cuales se pueden observar en las figuras 7.6, 7.7 y 7.8; en la tabla 7.2 están descritas sus características. Estos helicópteros utilizan la frecuencia internacional de aviación (102 a 128 MHZ) para comunicarse con la plataforma, la base de Lagoven en el aeropuerto de Maturín, y un pequeño aeropuerto en Guiría; además de esto tiene un rastreador para el radio-faro de la plataforma Rowan Odessa el cual emite señales de radio 24 horas diarias, para indicarle a los helicópteros u otra nave aérea su posición, esto es muy útil cuando hay mala visibilidad ocasionada por una intemperie borrasca.

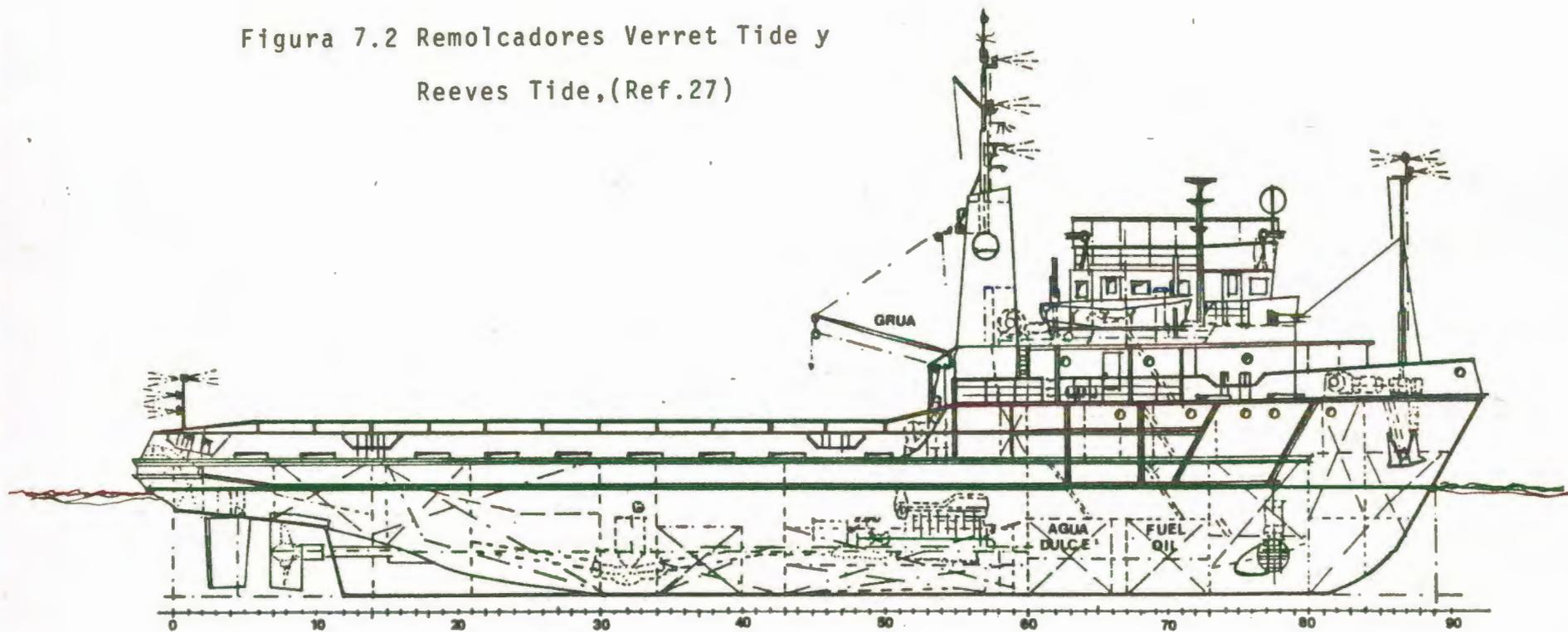
La plataforma Rowan Odessa tiene un buen surtido de equipos de comunicación; tales son:

i. Radios marinos, marca Motorola, que funcionan en SSB (single side band= banda unilateral) y en VHF (very-high frequency = frecuencia muy alta).

Los radios en SSB trabajan con 1 kilovatio y son de multi-frecuencias.

El radio VHF marino, trabaja entre 156 a 157 MHZ, tiene un

Figura 7.2 Remolcadores Verret Tide y
Reeves Tide, (Ref.27)



VISTA LATERAL

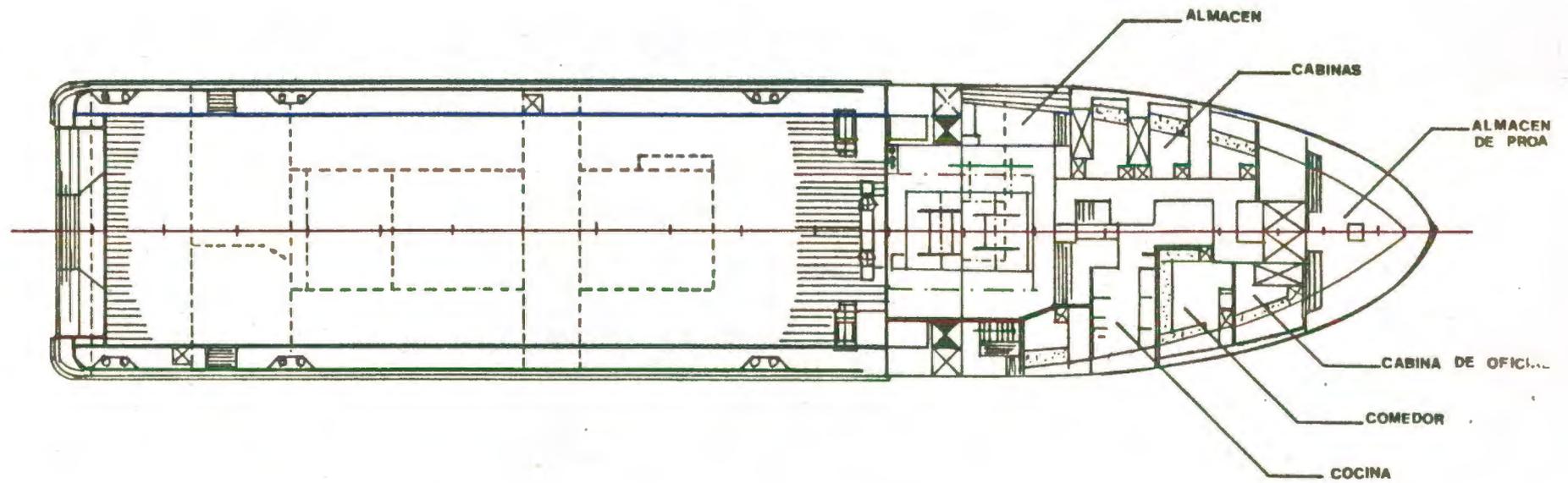
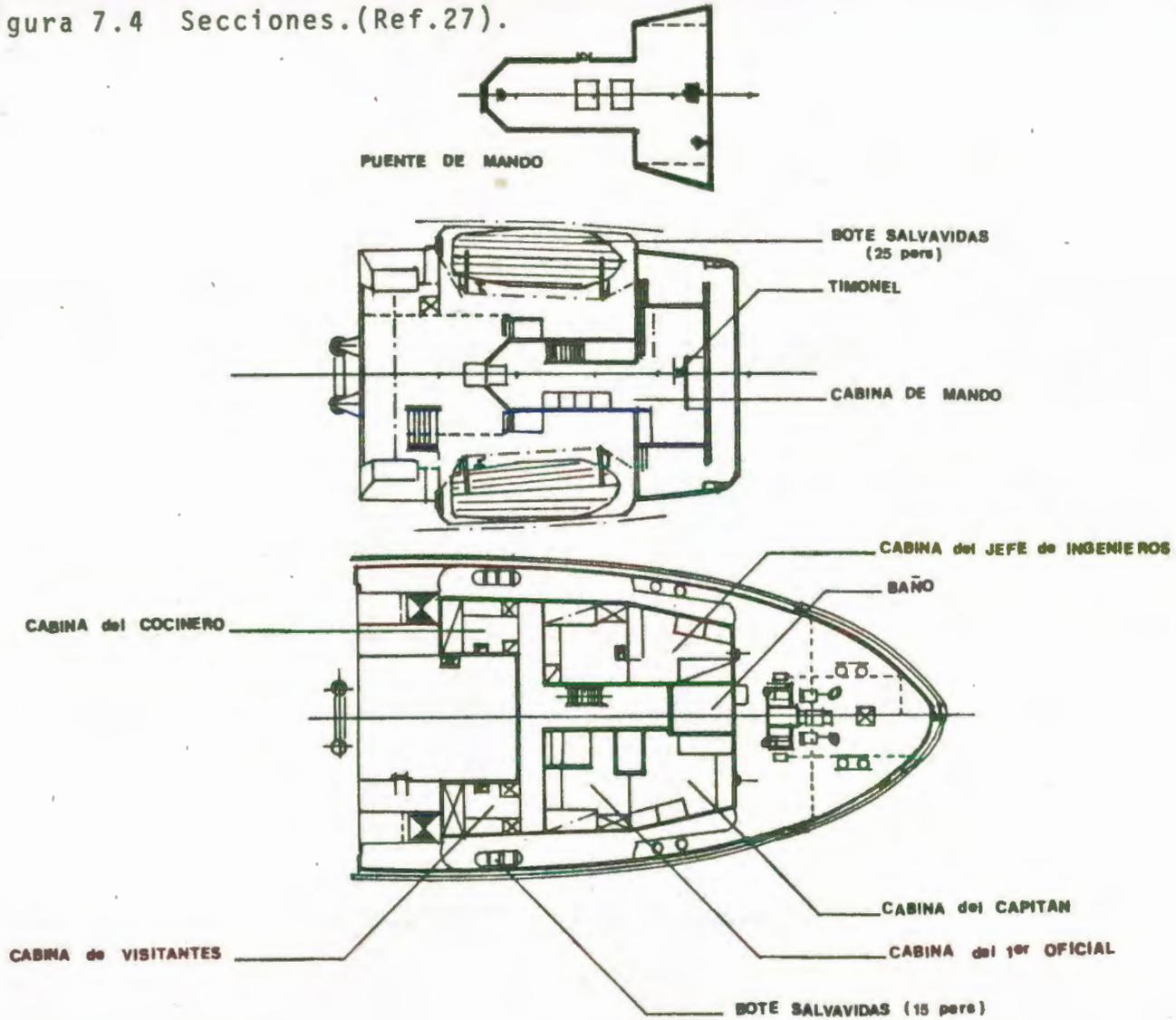


Figura 7.3 (Ref.27).
CUBIERTA PRINCIPAL

Figura 7.4 Secciones.(Ref.27).



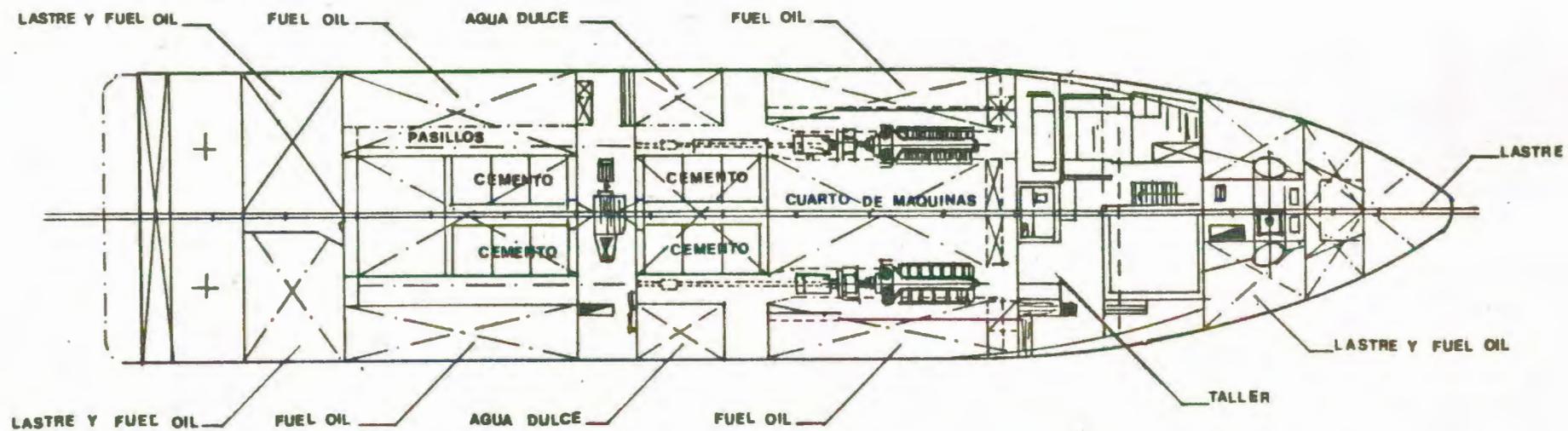


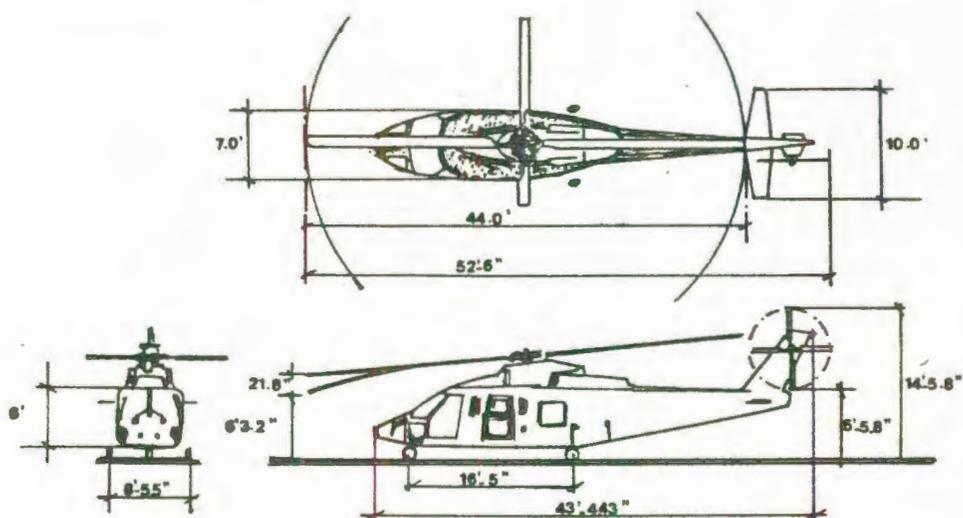
Figura 7.5 (Ref.27).

CABINAS BAJO LA CUBIERTA PRINCIPAL

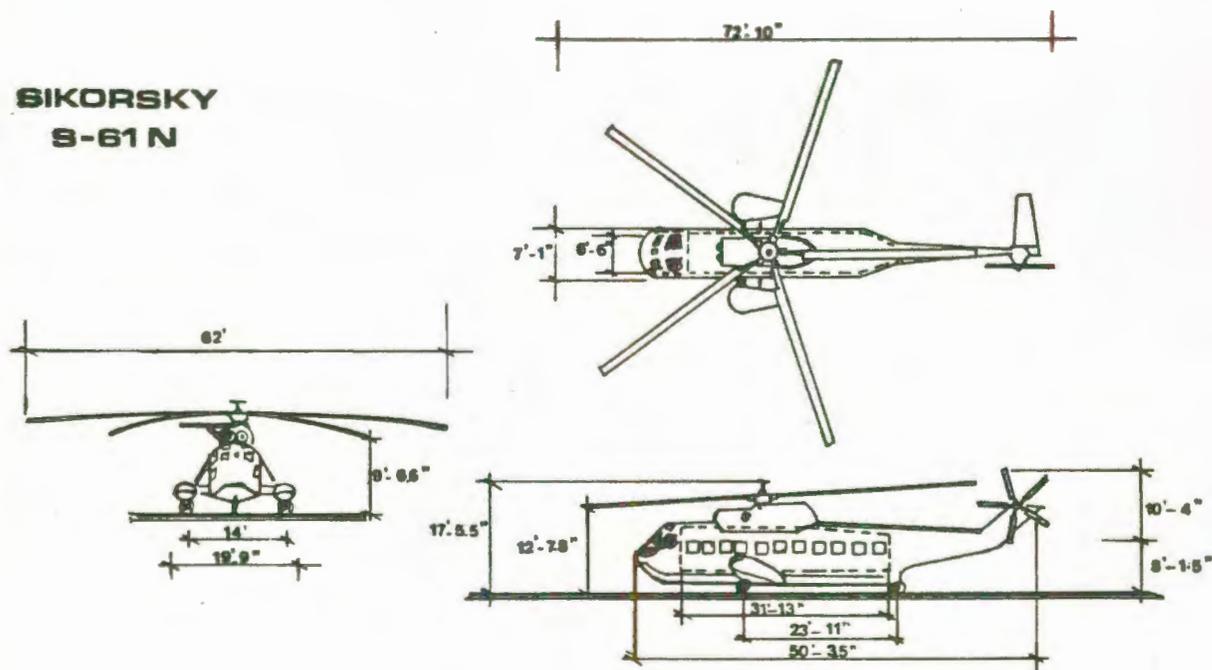
PARA TRANSPORTE AEREO COSTA AFUERA

Figura 7.6 (Cortesía de Lagoven s.a.)

**SIKORSKY
SPIRIT**



**SIKORSKY
S-61 N**



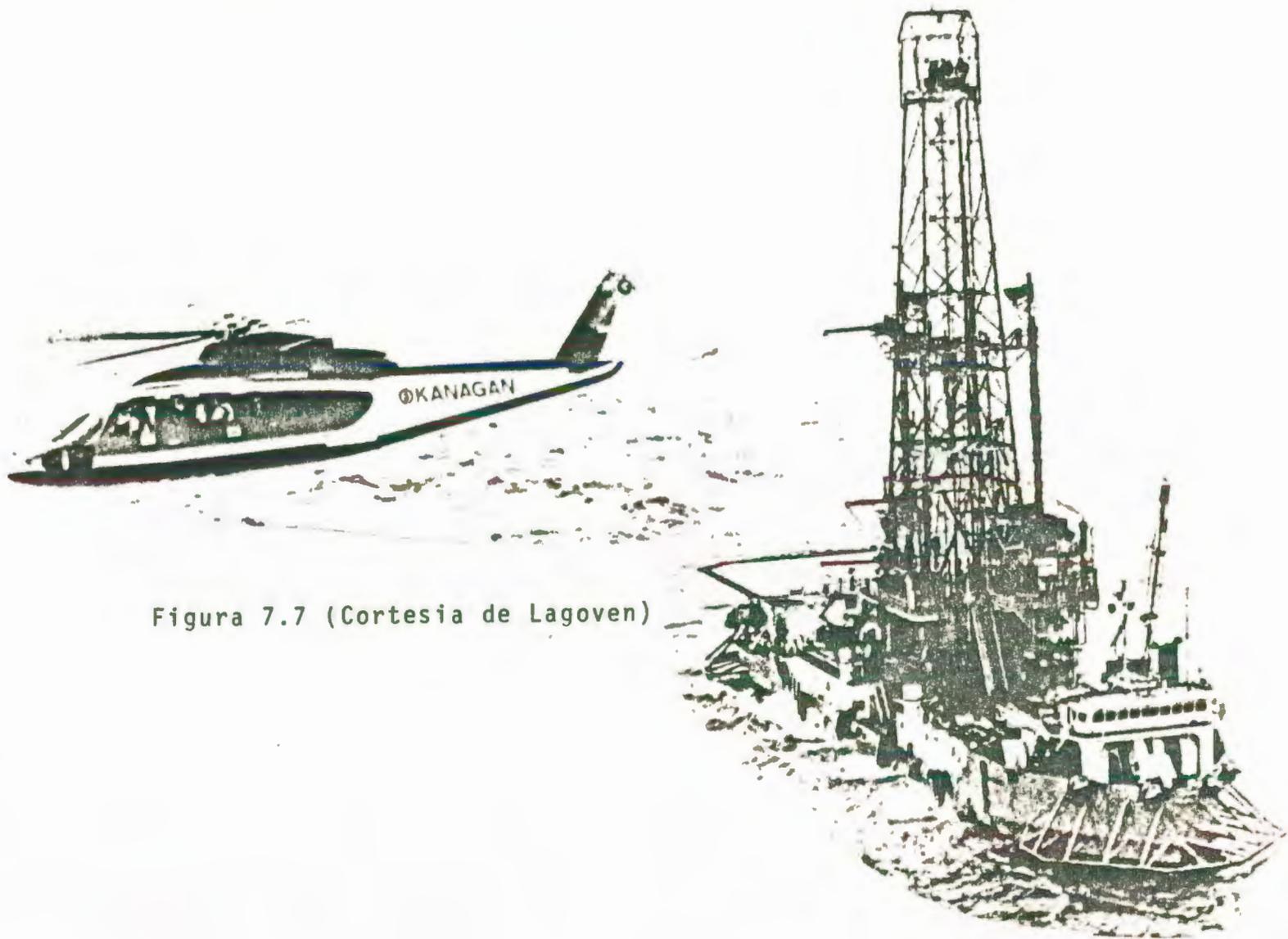
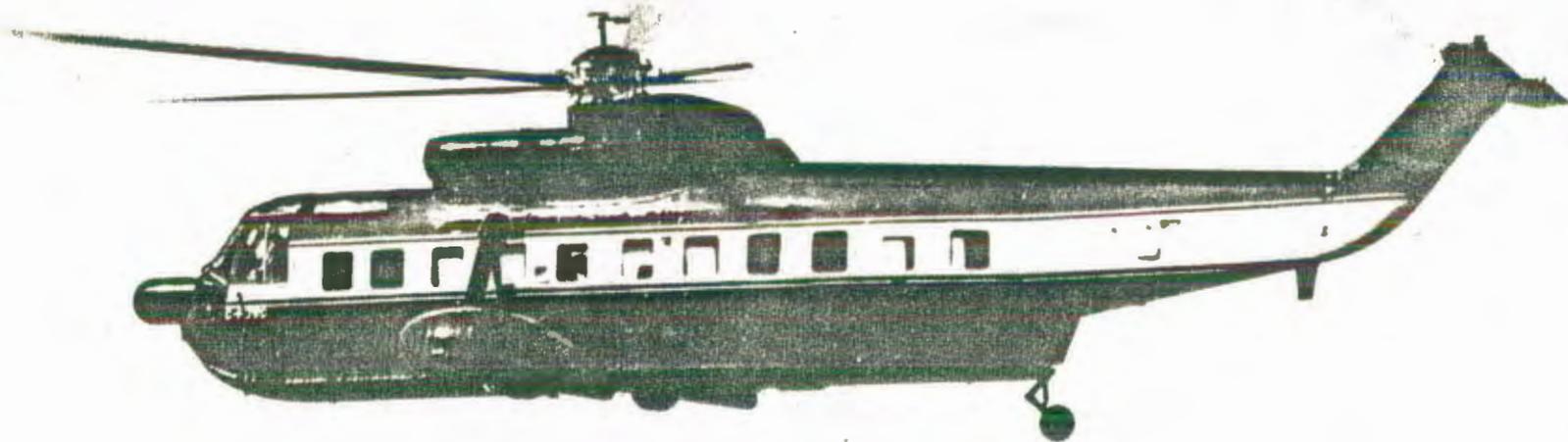


Figura 7.7 (Cortesia de Lagoven)

Figura 7.8 (Cortesfa de Lagoven s.a.)



alcance de unas 120 millas. La finalidad de ambos es para comunicarse con lanchas , capitania de puerto y tráfico marítimo en general.

ii. Radios en HF marca CAI (high frequency = frecuencia alta), funcionan con 1 kilovatio, cubren las frecuencias entre 2 MHZ y 30 MHZ, su finalidad, aparte de comunicaciones marinas, lo utilizan para su tráfico de mensajes y reportes con las oficinas de Lagoven en Maturín; y también para comunicarse con la oficina de Rowan International en Houston; a través de éstas reciben cada 3 horas, informes sobre las condiciones atmosféricas y frecuencias a usarse. Además también está el equipo con que se comunican con el tráfico aéreo.

7.2 Colocación y Ubicación de la Plataforma Rowan Odessa en el Golfo de Paria para perforar el Pozo Gupe-1

Una vez que los lanchones remolcadores REEVES TIDE y VERRET TIDE hubieron halado la plataforma al sitio designado por Lagoven, se procedió a bajar las tres patas hasta el fondo marino; luego a medida que éstas se asentaban y penetraban en el fondo marino, la plataforma en si , se elevó hasta 50 pies por encima del nivel del mar, la velocidad de movilización vertical de las patas fué de 90 pies/hora. La Localización geográfica (longitud y latitud) se determinó en:

Oeste $62^{\circ} 06' 27.4''$, Norte $10^{\circ} 33' 9.9''$

Seguidamente se efectuó un estudio para investigar la posibilidad de una falla en el asentamiento, (deslizamiento del fondo marino); los buzos utilizados eran algunos de los trabajadores de la cabria (Rowan Internacional) y de Fugro - Gulf, para luego predecir la penetración final de las post-cargas.

Se determinó que la profundidad del agua a las 11:45 horas era de 73 pies. Luego se hizo un muestreo del fondo marino. La penetración inicial de las patas, reportado por el superintendente fue la siguiente:

- i. A estribor, 47 pies
- ii. A babor, 47 pies
- iii. En la proa, 44 pies

Debe recordarse que el movimiento de las tres patas de la plataforma es independiente, unas de otras.

En base a las condiciones estudiadas del fondo marino, se determinó que una falla de asentamiento no era probable. La muestra del fondo marino era de color gris verdoso, suave, y poco viscoso.

Finalmente, debido a la pérdida de la herramienta que saca muestras del pozo, a través del hoyo, no se pudieron acumular suficientes datos para determinar con precisión, la penetración final de las patas, con la post-carga; de todas maneras se espera que la penetración final mis

ma, esté en el rango de los 64 a 70 pies.

7.3 Historia de los Estudios Geológicos en el Golfo de Paria

La parte Este del Golfo de Paria fúe explorada en 1958 por los concesionarios Oil Co. de Venezuela y Paria Explorations, se realizaron varias operaciones y un pozo salió bastante bueno, se atravesaron arenas de la formación CRUCE que pertenecen al área de Trinidad pero es el equivalente a la formación de Las Piedras, la cual tiene una edad de Pleistoceno a Reciente para esta parte del Golfo de Paria.

Se obtuvieron 800 barriles por día y 264 mts. cúbicos de gas, para ese entonces (1958).

Normalmente estas arenas se encuentran a una profundidad de 2300 a 6800 pies y se les hizo un estimado de 35 millones de metros cúbicos de los cuales 3,5 millones fueron recuperables.

Son arenas de buena porosidad con un factor de formación de 10 y bastante permeables, a raíz de eso se hicieron 19 pozos de los cuales 7 resultaron positivos con un petróleo de grado API entre 18 y 21. Posteriormente se comenzaron estudios en esta época (1980 - 1981) en la parte central del Golfo de Paria.

Ya hay tres pozos en la parte Sur que son:

- El Morro que llegó hasta 13.163 pies de profundidad

- Serpiente que llegó hasta 12.169 pies de profundidad
- Plata que llegó hasta 8.777 pies de profundidad

Todo esto con objeto de seguir investigando la secuencia - estratigráfica del Terciario y parte del Cretáceo. Actualmente se está investigando en los límites de la Subcuenca-Norte de Manzanilla (formaciones del terciario), el pozo se llama Gupe-1, la plataforma autoelevadiza que se está utilizando es la Rowan Odessa y lo que se hace actualmente es recoger información cada 30 pies, se sacaron algunas - muestras las cuales están siendo analizadas en el fluoroscopio para observar cualquier tipo de fluorescencia.

En los gráficos sísmicos se determinan por correlaciones las litologías del sitio, se hacen gráficos de operaciones (por día) del proceso de perforación y con los datos que suministran las máquinas de GEOSERVICE y - SCHLUMBERGER, se elaboran gráficos temperatura vs. peso - del barro en la entrada de gas, exponente "D" vs. ~~rate~~^{tasa} de penetración. Este exponente "D" se obtiene en base al peso de la mecha, ~~rate~~^{tasa} de penetración, diámetro del hoyo; luego estos parámetros indicarán donde se encuentran las zonas - de alta presión que se puedan encontrar a diferentes pro - fundidades donde LAGOVEN actualmente trabaja, posteriormente se seguirá explorando hacia el sector Norte del Estado Sucre (Ver figura 5.1).

7.4 Corridas de Perfiles

Lo siguiente es un resumen de las informa -

ciones y actividades geológicas efectuadas hasta junio-julio 1981.

<u>Edad</u>	<u>Evento Geológico</u>	<u>Profundidad</u>
Cuaternario	Discordancia Talparo - Las Piedras	750 pies
Terciario inferior		7600 pies

<u>Evaluación</u>	<u>Registros</u>
De 370 a 1200 pies	DLL-MSFL-SP-GR-CAL Sonico - BHC - ITT-CAL
De 1200 a 3500 pies	DLL-MSFL-GR-SP-CAL LDT-CNL-GR-CAL Sonico - BHC-ITT-CAL-SP
De 3500 a 9000 pies	DLL-MSFL-GR-SP-CAL-LAT-CNL-GR-CAL Sonico - BHC-ITT-CAL-SP
De 9000 a 14500 pies	DLL-MSFL-GR-SP-CAL LDT-CNL-GR-CAL Sonico - BHC-ITT-CAL-SP

Observación:

i. Se tomaron perfiles de desviación continua a juicio del departamento de geología de Lagoven.

ii. Se tomaron muestras de canal a cada 30 pies de profundidad, desde la zapata del revestidor de 30 pulgadas hasta la profundidad total.

iii. Se tomaron núcleos de pared, y convenciona -

les, siempre a juicio del departamento de geología de Lago ven.

7.5 Límites Operacionales

Debido a lo desconocido del área, y al hecho de haber conseguido presiones anormales durante la perforación del pozo Gupe-1, las siguientes limitaciones debieron mantenerse en efecto, para asegurar el bienestar de la cuadrilla de trabajadores, el taladro y la seguridad del pozo. Las instrucciones que se dan a continuación, no tenían la intención de interferir con el contratista del equipo de perforación y sus responsabilidades.

i. Las operaciones de perforación deben suspenderse en caso de no tener a bordo suficientes materiales del barro con la misma densidad y propiedades reológicas, al que se está usando.

ii. Las operaciones de perforación deben suspenderse si no existe suficiente barita a bordo, para incrementar en 2 lpg todo el sistema activo del barro.

iii. Las operaciones de perforación se suspenderán si no existen al menos 600 barriles de barro de reserva, cuyo peso sea por lo menos 1 lpg, mayor al del sistema activo.

iv. Las operaciones de perforación se suspenderán en cualquier momento en el cual se pierdan las comuni-

caciones con el remolcador en espera, o cuando éste se encuentre a más de 15 minutos del taladro.

v. Los viajes donde se estén metiendo o sacando tubería deben ser suspendidos cuando la velocidad del viento se incremente hasta donde la seguridad de la cuadrilla de trabajadores se vea amenazada.

vi. Los barcos de suministro no deben ser cargados cuando las condiciones del tiempo excedan las normas de seguridad.

vii. Las pruebas de producción no pueden ser realizadas sin la autorización del gerente de operaciones costa afuera de Lagoven, y después de consultar con el gerente de exploración de Lagoven.

viii. Las operaciones en general deben ser suspendidas en cualquier momento que se observe un mal funcionamiento en el equipo de prevención de reventones, hasta tanto sean completadas las reparaciones y se efectúe una prueba de funcionamiento.

7.6 Reportes

Para llevar un buen control de las operaciones costa afuera, en las oficinas a bordo de la plataforma marina se emitían reportes con características de exclusividad a la gerencia de la División de Oriente, al departamento de geología de exploración de cuencas y al Ministerio de Energía y Minas. Estos reportes eran emitidos de la

siguiente forma:

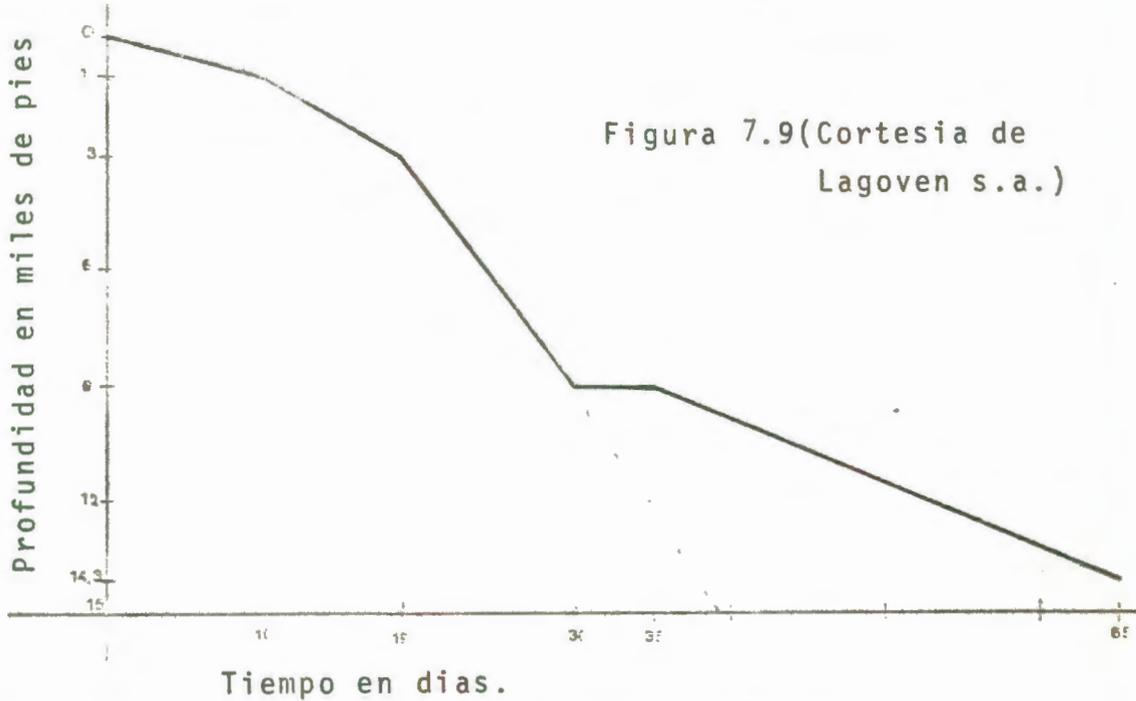
- i. Reportes diarios de operación en forma verbal (por radio) a la gerencia de la División de Oriente (Lago - ven).
- ii. Reportes diarios de operación en forma verbal (por radio) al departamento de geología de Lagoven en Carac - cas.
- iii. Reportes diarios de operación en forma verbal y escrita al Ministerio de Energía y Minas.
- iv. Reportes semanales de evaluación geológica re gistros eléctricos, registros de barro y registros de lito - logía al departamento de geología en Lagoven, Caracas.
- v. Sumario semanal de operaciones con la inclu - sión de informes de exploración, al Ministerio de Energía y Minas.
- vi. Sumario mensual de operaciones en general, al Ministerio de Energía y Minas.
- vii. Copia del reporte final del pozo incluyendo:- Sumario de todas las operaciones técnicas y geológicas, da - tos relacionados, y resultados.
Todo esto a la gerencia de División de Oriente de Lagoven, - al departamento de geología de Lagoven en Caracas, y al Mi - nisterio de Energía y Minas.

En las figuras 7.9 y 7.10 se ilustran dos de los varios -
gráficos que eran efectuados con algunos de estos reportes.
La figura 7.9 muestra el progreso de la perforación del po-
zo GUPE-1 en días contra profundidad, y la figura 7.10 -
muestra el costo de las operaciones que hacía la plataforma
Rowan Odessa para perforar el pozo GUPE-1, en días contra -
millones de bolívares; en general se llegó a la conclusión
que los costos operacionales en este pozo promediaban medio
millón de bolívares por cada día de trabajo.

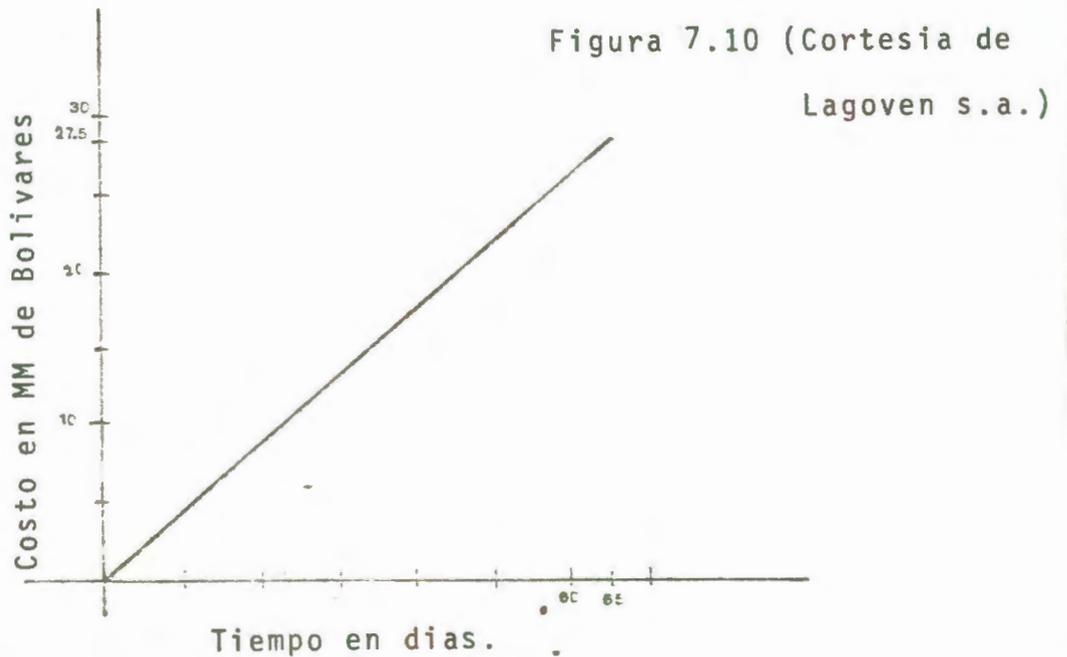
Debe recordarse que cuando se dice "día de trabajo" se
está refiriendo a las 24 horas diarias. Hay 3 turnos de tra-
bajo (8 horas cada uno) para las cuadrillas de trabajadores,
ya que es una considerable inversión lo que le cuesta a cual-
quier Compañía y/o Nación, operar una plataforma ó gabarra -
marina, en operaciones de perforación costa afuera.

En la figura 7.11 se puede observar el diseño de la sar-
ta de perforación utilizada para perforar el hoyo donde se -
instaló la tubería de revestimiento de 20 pulgadas, y en la
figura 7.12 se puede observar las profundidades a las cuales
se instalaron las tuberías de revestimiento de 30 pulgadas y
20 pulgadas.

POZO GUPE-1 DIAGRAMA DE PERFORACION (tiempo vs profundidad)

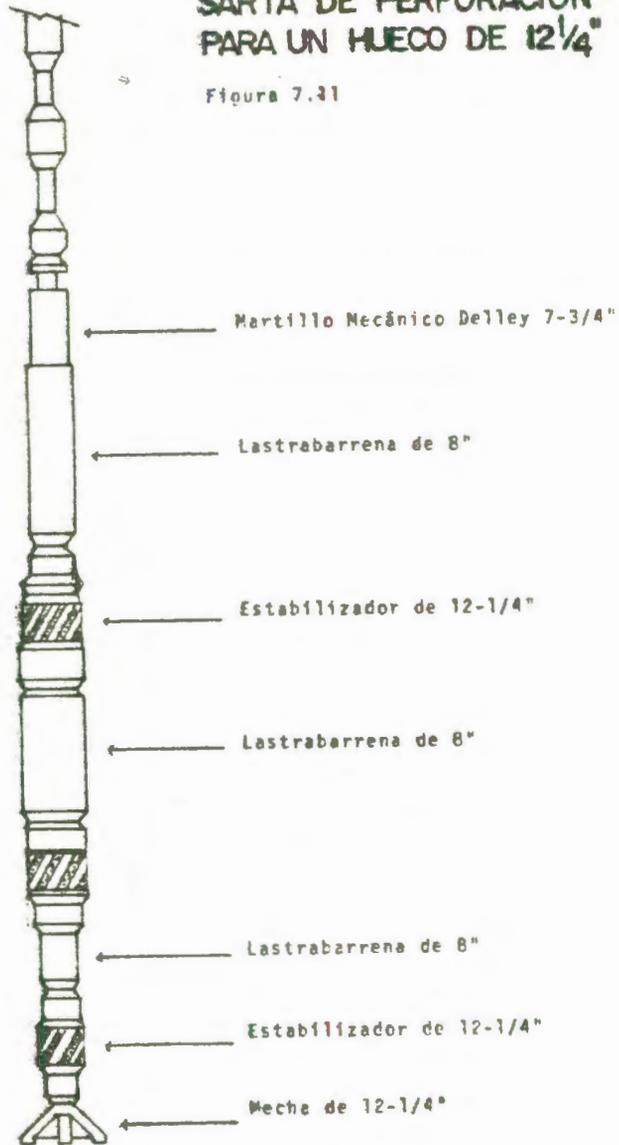


POZO GUPE-1. DIAGRAMA DE COSTO (tiempo vs costo)



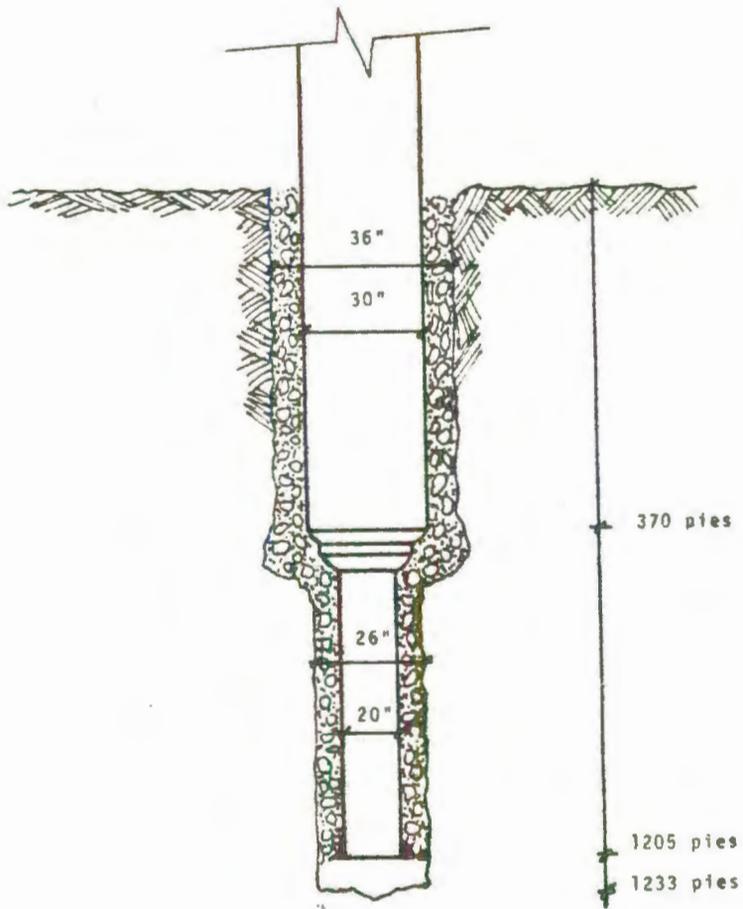
SARTA DE PERFORACION PARA UN HUECO DE 12-1/4"

Figura 7.31



TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Figura 7.12



Ing. Washington Gallegos O.

7.7 El Programa para la Tubería de Revestimiento del Pozo Gupe-1

Este es el programa que se había planificado para efectuar la introducción de las tuberías de revestimiento - de 30 pulgadas, 20 pulgadas, 13-3/8 pulgadas, 9-5/8 pulgadas - y 7 pulgadas, el cual fué realizado sin mayor contratiempo.

- Revestimiento conductor

<u>Diámetro del hueco</u>	<u>Zapata</u>	<u>Diámetro del revestidor</u>	<u>Peso del barro</u>
36 pulgadas	370 pies	30 pulgadas	Agua

- Revestimiento estructural

<u>Diámetro del hueco</u>	<u>Zapata</u>	<u>Diámetro del revestidor</u>	<u>Peso del barro</u>
26 pulgadas	1200 pies	20 pulgadas	Agua+gel

Se perforó un hueco de 12-1/4 pulgadas, para tomar regis -

tros, luego se amplió a 26 pulgadas, para ser cementado con retorno al lecho marino.

- <u>Revestimiento de Superficie</u>			
<u>Diámetro del hueco</u>	<u>Zapata</u>	<u>Diámetro del revestidor</u>	<u>Peso del barro</u>
17 1/2 pulgadas	3500 ps.	13 3/8 plg.	Agua+gel

Se perforó un hueco gufa de 12 1/4 plg. para tomar registros, luego se amplió hasta 17 1/2 plg. para ser cementado hasta por debajo del lecho marino.

- <u>Revestimiento Intermedio</u>			
<u>Diámetro del hueco</u>	<u>Zapata</u>	<u>Diámetro del revestidor</u>	<u>Peso del barro</u>
12 1/4 pulgadas	9000 ps.	9 5/8 plg.	19.5

- <u>Revestimiento de Producción</u>			
<u>Diámetro del hueco</u>	<u>Zapata</u>	<u>Diámetro del revestidor</u>	<u>Peso del barro</u>
8 1/2 pulgadas	14500 ps.	7 plg.	19.5 lbs/gal.

El tipo de cabezote a utilizarse será el convencional, en la tabla 7.5 se muestran las características de las tuberías de revestimiento.

- 7.8 Lista de Chequeo para la Instalación de la Tubería de Revestimiento de 30 pulgadas
Informe de Campo
- i. Mecha de 26 pulgadas
 - ii. Ampliador de 36 pulgadas
 - iii. Sub de 6 5/8 plg., reg. box. 7 5/8, reg. pin

no hace falta

- iv. Flujo sub con válvula
- v. Portamechas de 8 pulgadas
- vi. HW DP de 5 pulgadas
- vii. Zapata de 30 pulgadas, stab-in (chequear es -
tantes del almacén)
- viii. Tubería revestidora de 30 pulgadas
- ix. Stab-in con conexión de 4 1/2 plg. (If.Box.)
- x. Botella de 4 1/2 plg IF x 2 plg WECO
- xi. Botella de 30 plg. x 20 plg. ---2000 # (alta
conexión)
- xii. Anillos -R-73 -R-74 (No)
- xiii. Botella de 30 plg. x 20 plg ---3000 # (para -
soldar, no)
- xiv. Adaptador de 20 plg. ---2000 x 20 plg., 3000 ,
(No)
- xv. Martillo neumático-hidráulico (no hace falta)
- xvi. Llaves hidráulicas
- xvii. Tornillos de 3/4 de pulgadas para sacar co -
nexión Alt. de 30 plg.

7.9 Lista de Chequeo para la Instalación de la Tu
bería de Revestimiento de 20 Pulgadas

Informe de Campo

- i. Mechas de 12 1/4 plg.
- ii. Mechas de 14 3/4 plg -- 26 plg.
- iii. Ampliador de 26 plg.
- iv. Portamechas de 8 plg.

- v. Flujo sub con válvula
- vi. HW, DP'S
- vii. Sub del portamecha de 8 plg. - 5 plg. DP.
- viii. Zapata STAB-IN
- ix. Tubería revestidora de 20 plg.
- x. Colgador (suspensión) de 20 plg.
- xi. STAB-IN con conexión de 4 1/2 plg. IF.
- xii. Botella de 4 1/2 plg IF x 2 plg WECO
- xiii. Tubos de 2 3/8 plg. CS-HY-Pata de mula
- xiv. Botella de 2 3/8 plg. CS-HY-2 plg. WECO
- xv. Tubería revestidora de 20 plg., 2000 #
- xvi. Anillos RX-73
- xvii. Llaves hidráulicas para apretar el revestimien
to
- xviii. Cuños
- xix. Manga de desgaste
- xx. Herramienta de corrida

7.10 Lista de Chequeo para la Instalación de la Tu
bería de Revestimiento de 13 3/8 Pulgadas
Informe de Campo

- i. Abridor de hoyo de 17 1/2 plg.
- ii. Mechas de 12 1/4 plg. - 17 1/2 plg.
- iii. Portamechas de 8 pulgadas
- iv. Tubos HW DP de 5 plg.
- v. Mechas de 17 1/2 plg.
- vi. FLAW SUB con válvula

- vii. Llaves de fuerza para revestimiento de 13 -
3/8 plg.
- viii. Cuñas de mesa para 350 toneladas y 500 tone -
ladas
- ix. Zapata de 13 3/8, 72 lbs/pie(BUTT)
- x. Cuello flotador de 13 3/8 plg., 72 lb/pies -
(BUTT)
- xi. Revestimiento de 13 3/8 plg., N-8, 72 lb/pies
(BUTT)
- xii. Cierre Baker
- xiii. Colgador (suspensión) de 13 3/8" para línea -
de lodo (BUTT)
- xiv. Tapones para desplazar cemento
- xv. Botella de 13 3/8 plg. x 2 plg.
- xvi. Centralizadores y clavos
- xvii. Grasa P-11 o su equivalente
- xviii. Covejo para calibrar la tubería
- xix. Manguera para llenar el revestimiento
- xx. Cabezote para la cementación de 13 3/8 plg.
- xxi. Cabeza de revestimiento de 20 plg.--2000 x 13
5/8 plg.5000
- xxii. Adaptador de 13 5/8 plg. --5000 x 13 5/8 plg.
--10.000
- xxiii. Anillo R + 73 BX - 159 - BX - 160°
- xxiv. Tapón de prueba
- xxv. Manga de desgaste

7.11 Lista de Chequeo, Requerido para la Instalación de la Tubería de Revestimiento de 9 5/8-Pulgadas. Informe de Campo

- i. Mechas de 12 1/4 plg.
- ii. Mecha Sub de 6 5/8", Reg.Box x 6 5/8 plg. IF
Box
- iii. Portamechas de 7 plg. y 8 plg.
- iv. Estabilizadores de 12 1/4 plg.
- v. Monell de 7 3/4 plg.
- vi. HW DP'S
- vii. Cuños y elevadores para 200 toneladas
- viii. Llaves hidráulicas con quijadas
- ix. Cuello flotador
- x. Cierre baker
- xi. Centralizador
- xii. Tubería de revestimiento de 9 5/8 plg.
- xiii. Botella de 9 5/8 plg. x 2 plg WECO
- xiv. Cabezote para la cementación
- xv. Tapones - superior e inferior - desplazamiento
- xvi. Colgador de tubería de revestimiento de 13 5/8 plg. --5000 x 11 plg. -10.000
- xvii. Cabeza de tubería revestidora de 13 5/8 plg.-5000 x 11 plg.-10.000
- xviii. Anillo BX-158, BX-160
- xix. Adaptador doble de 11 plg.- 10.000, 13 5/8 plg. - 10.000
- xx. Grasa P-11 o su equivalente

xxi. Suspensión para la línea de lodo de perforación

xxii. Tapón de prueba

xxiii. Manga de desgaste

7.12 Lista de Chequeo requerido para la Instalación de la Tubería de Revestimiento de 7 Pulgadas. Informe de Campo

i. Mechas 8 1/2 plg.

ii. Mecha Sub de 4 1/2 plg. Reg.Sub.Box x 4 1/2 plg. IF.Box

iii. Portamechas de 6 1/4 plg.

iv. Estabilizadores

v. Monell de 6 1/4 plg.

vi. HW DP'S de 5 plg.

vii. Cuños y elevadores de 200 ton. - 350 ton. - - 500 toneladas

viii. Flujo Sub, con válvulas

ix. Llaves hidráulicas con quijada

x. Cuello flotador

xi. Cierre baker

xii. Centralizadores y clavos

xiii. Tubería revestidora de 7 pulgadas

xiv. Botella de 7 plg. x 2 plg. Weco

xv. Empacadura de 95/8 plg.- 47 lbs/pies x 7 plg.

xvi. Manifold de cementación (múltiple)

xvii. Dardo-bola-tapones de desplazamiento

- xviii. Conejo de 3 plg.
- xix. Colgador (suspensión)
- xx. Colgador de tubería revestidora de 9 5/8 plg. x 7 plg.
- xxi. Cabeza de revestimiento de 11 plg.-10.000 x 7 1/16 plg. --10.000.
- xxii. Anillo BX-156, BX-159
- xxiii. Adaptador de 7 1/16 plg.--10.000 x 13 5/8 plg --10.000
- xxiv. Grasa P-11 o su equivalente
- xxv. Tapón de prueba
- xxvi. Manga de desgaste

La tubería de revestimiento se corrió hasta donde se había estimado que existieran presiones anormales para así evitar un reventón; también se inyectó lodo de perforación para evitar una presión de colapso. La inyección de cemento se hacía por secciones, o sea después de haber instalado un tramo de tubería de revestimiento de determinado diámetro. El tiempo de fraguado de cemento en cada ocasión duró tres horas.

El tipo de impide reventones (BOP) instalado fue un HY-DRILL de 20 pulgadas (x 2000 lbs), desconector niple campana, con botella de 20 pulgadas (x 2000 lbs). También con la línea de flujo había un desviador de fluidos (diverter). Posteriormente, se instaló un BOP para 10.000 libras.

En las figuras 7.11, 7.12, 7.13, 7.14 y 7.15 se puede ob -

?

servar el diseño del pozo Gupe-1.

7.13 El Programa de Cementación

La zapata de 30 pulgadas se colocó a 370 pies de profundidad.

Se perforó y amplió el hoyo a 26 pulgadas hasta 1233 pies de profundidad.

i. Capacidad entre la tubería revestidora de 30 pulgadas y la de 20 pulgadas, $CV=0,005454(dh^2-dt^2)$,

$$dh=\text{diam.hoyo} \quad CV=(30^2 - 20^2) \times 0,005454 = 2.04 \text{ pies}^3/\text{pie}$$

$$dt=\text{diam.tub.} \quad = 0.3730 \text{ Bl/pie}$$

$$\therefore 2.04 \text{ pie}^3/\text{pie} \times 197 \text{ pies} = 401,73 \text{ pies}^3, (\text{Vol.}=CV \times \text{dist.}),$$

$$0.3730 \text{ bls/pie} \times 197 \text{ pies} = 73,48 \text{ Bbl.}$$

ii. Capacidad entre el revestidor de 20 pulgadas y nariz de referencia de 36 pulgadas. Ver figura 7.11.

$$CV= (36^2 - 20^2) \times 0,005454 = 4.887 \text{ pies}^3/\text{pie}$$

$$= 0.8703 \text{ Bls/pie}$$

$$\therefore 4.887 \text{ pie}^3/\text{pie} \times 28 \text{ pie} = 136,84 \text{ pie}^3, (\text{Vol.}=CV \times \text{dist.}),$$

$$0.8703 \text{ Bls/pie} \times 28 \text{ pie} = 24,37 \text{ Bls.}$$

iii. Capacidad entre la tubería revestidora de 20 pulgadas y el hoyo de 26 pulgadas

$$CV= (26^2 - 20^2) \times 0,005454 = 1,505 \text{ pie}^3/\text{pie}$$

$$= 1,2681 \text{ Bls/pie}$$

$$\therefore (007 - 157) \times 1,505 \text{ pie}^3/\text{pie} = 978,23 \text{ pie}^3 = 174,27 \text{ Bls.}$$

(157 pies están ocupados por 20 sacos de cemento neto) Total
 $= 978,25 + 136,84 + 411,73 = 1,527 \text{ pies}^3$

iv. Se usó cemento tixotrópico (1% compuesto A + 0.25% compuesto B + 2% de cloruro de calcio (CaCl_2)). Usando cemento tixotrópico, seguido de 20 sacos de cemento neto + 2% CaCl_2 . Un saco de cemento pesa 94 libras.

- Rendimiento = $1,67 \text{ pies}^3/\text{saco}$

- Requerimiento de agua = 8,9 galones/saco

- Peso de la mezcla = 13,5 lpg (Libras por Galón)

v. Número de sacos requeridos $\frac{1,527 \text{ pie}^3}{1,67 \text{ pie}^3/\text{saco}} =$
 914 sacos

vi. Compuesto A: $914 \text{ sacos} \times 94 \frac{\text{lbs}}{\text{saco}} = 859 \text{ lbs.}$

$859 \text{ lbs} \times 1 \frac{\text{tambor}}{50 \text{ lbs}} = 17 \text{ tambores}$

vii. Compuesto B: $914 \text{ sacos} \times 94 \frac{\text{lbs}}{\text{saco}} \times 0,0025 =$

215 lbs.

$215 \text{ lbs} \times 1 \frac{\text{tambor}}{50 \text{ lbs}} = 4 \text{ tambores}$

viii. 1% de CaCl_2 $\frac{859 \text{ lbs}}{80 \text{ lb/sacos}} = 10,7 \text{ sacos}$

El otro 1% de CaCl_2 lo proveerá el agua del mar

ix. Barriles de mezcla

$\frac{914 \text{ sacos} \times 1,67 \text{ pie}^3/\text{saco}}{5,615 \text{ pie}^3/\text{Bl.}} = 272 \text{ Barriles}$

x. Barriles de agua

$$\frac{914 \text{ sacos} \times 8,4 \text{ gal/saco}}{42 \text{ gal/B1.}} = 194 \text{ B1s.}$$

xi. Cemento puro (200 sacos + 2% de CaCl_2)

- Rendimiento = 1,18 pie³/saco
- Requerimiento de agua = 5,2 gal/saco
- Peso de la mezcla = 15,6 lpg

200 sacos de cemento neto ocupan:

$$\frac{200 \text{ sacos} \times 1,18 \text{ pie}^3/\text{saco}}{1,505 \text{ pie}^3/\text{pie}} = 157 \text{ pies}$$

xii. Volumen de la mezcla

$$\frac{200 \text{ sacos} \times 1,18 \text{ pie}^3/\text{saco}}{5,615 \text{ pie}^3/\text{B1}} = 42 \text{ Barriles}$$

xiii. Volumen de agua

$$\frac{200 \text{ sacos} \times 5,2 \text{ gal/saco}}{42 \text{ gal/B1}} = 25 \text{ Barriles}$$

xiv. Cloruro de calcio (CaCl_2)

$$200 \text{ sacos} \times 94 \frac{\text{libras}}{\text{saco}} \times 0,01 = 188 \text{ libras}$$

$$\frac{188 \text{ lb}}{80 \text{ lb/saco}} = 2,35 \text{ sacos}$$

El otro 1% de CaCl_2 lo proveerá el agua de mar

Desplazamiento, 4 parejas de 5 pulgadas HW

DP = 364 pies D.1. = 3 plg.(Pulgadas).

$$5 \text{ DP} = 841 \quad \text{D.1.} = 4,276 \text{ pulgadas}$$

$$\text{Capacidad HW DP} = (3^2) \div 1029,49 = 0,00874$$

B1/pie

$$\text{Capacidad 5 plg DP} = (4,27)^2 \div 1029 =$$

0,01776 B1/pie

$$\therefore 0,00874 \text{ B1/pie} \times 364 \text{ pie} = 3,18 \text{ Barriles}$$

$$0,01776 \text{ B1/pie} \times 841 \text{ pies} = 14,94 \text{ B1.}$$

$$\text{HOW CO} = 2,00 \text{ Barriles}$$

$$\text{TOTAL} = 20,12 \text{ Barriles}$$

En resumen, 914 sacos de cemento tixotrópico + 2% de cloruro de calcio, seguido de 200 sacos de cemento neto + 2% de cloruro de calcio. Todo el cemento fué preparado con agua de mar, y luego desplazado con 20 barriles de agua.

Ahora para el cálculo del cemento para la tubería revestido ra de 30 pulgadas, se consideró 50 pulgadas de diámetro en el hueco.

- Capacidad:

$$(50^2 - 30^2) \times 0,005454 = 8,73 \text{ pie}^3/\text{pie}$$

$$(50^2 - 30^2) \div 1029,49 = 1,55 \text{ B1/pie}$$

i. Cemento puro + 2% CaCl_2 (200 sacos)

Propiedades:

$$\text{- Rendimiento} = 1,18 \text{ pie}^3/\text{saco}$$

$$\text{- Requerimiento de agua} = 5,2 \text{ gal/saco}$$

$$\text{- Peso de la mezcla} = 15,6 \text{ lpg.}$$

200 sacos de cemento puro ocupan:

$$1.18 \text{ pie}^3/\text{sacos} \times 200 \text{ sacos} = 236 \text{ pie}^3$$

$$\frac{236 \text{ pie}^3}{8.73 \text{ pie}^3/\text{pie}} = 27.03 \text{ pies} = 27 \text{ pies}$$

i. Volumen de la mezcla = $\frac{200 \text{ sacos} \times 1.18}{5.615 \text{ pie}^3/\text{Bl}}$ -
 $\text{pie}^3/\text{sacos} = 42 \text{ barriles}$

ii. Volumen de agua =
 $\frac{200 \text{ sacos} \times 5.2 \text{ gal/sacos}}{42 \text{ gal/Bl}} = 25 \text{ Barriles}$

iii. Cloruro de calcio (CaCl_2) =
 $200 \text{ sacos} \times 94 \text{ lbs/saco} \times 0,01 = \frac{188 \text{ lbs}}{80 \text{ lb/saco}}$

= 2.35 sacos

Se usó agua de mar (salada), lo cual es el equivalente a usar 1% de cloruro de calcio (CaCl_2)

Cemento tixotrópico (1% compuesto A + 0.25% compuesto B) + 2% cloruro de calcio (CaCl_2).

Propiedades:

- Rendimiento = $1.67 \text{ pie}^3/\text{saco}$
- Rendimiento de agua = 8.9 gal/saco
- Peso de la mezcla = 13.5 lpg.

Número de sacos requeridos:

$$(211 \text{ pies} - 27 \text{ pies}) \times 8,73 \text{ pie}^3/\text{pie} = 1606,32$$

pie^3

$$1606,32 \text{ pie}^3 \div 1.67 \text{ pie}^3/\text{sacos} = 962 \text{ sacos} = 1000$$

sacos

Se usaron 1000 sacos de cemento tixotrópico (1% compuesto A + 0,25% compuesto B) + 2% CaCl_2

i. Cantidad de compuesto A.

$$1000 \text{ sacos} \times 94 \text{ lbs/saco} \times 0,01 = 940 \text{ lbs.}$$

$$940 \text{ lbs} \times \frac{1 \text{ tambor}}{50 \text{ lbs}} = 18.8 = 19 \text{ tambores}$$

ii. Cantidad de compuesto B.

$$1000 \text{ sacos} \times 94 \text{ lbs/saco} \times 0,0025 = 235 \text{ lbs}$$

$$235 \text{ lbs} \times \frac{1 \text{ tambor}}{50 \text{ lbs}} = 4.7 = 5.0 \text{ tambores}$$

iii. Cantidad de cloruro de calcio (CaCl_2)

$$940 \text{ lbs}/80 \text{ lbs/saco} = 11.75 = 12 \text{ sacos}$$

Se usó agua de mar lo cual es el equivalente a usar 1% de CaCl_2 .

$$\text{iv. Barriles de la mezcla} = \frac{1000 \text{ sacos} \times 1.67}{5.615 \text{ pie}^3/\text{Bls.}}$$

$$\text{pie}^3/\text{saco} = 297 \text{ Barriles}$$

$$\text{v. Barriles de agua} = \frac{1000 \text{ sacos} \times 8.9 \text{ gal/}}{42 \text{ gal/B1}}$$

$$/\text{sacos} = 212 \text{ Barriles}$$

Se bombearon 1000 sacos de cemento tixotrópico + 2% de cloruro de calcio, seguido de 200 sacos de cemento neto + 2% de cloruro de calcio (CaCl_2); todo el cemento fué preparado con agua de mar (salada) y el desplazamiento de la tubería de 5 plg (370 pies) se hizo con 5.2 barriles de agua.

- Espacio de 5 plg HWDP D.1 = 3 plg.
- $(3^2) \times 0,005454 = 0,0491 \text{ pie}^3/\text{pie}$
- $(3^2) \div 1029,49 = 0,00874 \text{ Bl/pie}$
- $\therefore 370 \text{ pies} \times 0,00874 \text{ Bl/pie} = 3,2 \text{ barriles}$
- HWC0 Total = 2 Bls/5,2 Bls

7.14 Producción

Una vez que se hubiese completado el pozo se procedía a efectuar unas pruebas de producción, un separador de gas/líquido estaba en etapa de espera. El objetivo actual de Lagoven, S.A. es meramente exploratorio, el crudo hallado es de unos 21° API; la etapa de producción costera fuera aún está en estudio para esta zona del país.

TABLA 7,1

CARACTERISTICAS DE LOS REMOLCADORES REEVES TIDE Y VERRET TIDE

Largo	175 pies (57.4 mts.)
Ancho	40 pies (12.10 mts.)
Tonelaje bruto	740 toneladas-
Tonelaje neto	254 toneladas-
Calado	=14.8 pies
Capacidad de carga	10.30 toneladas
Area disponible de la cubierta principal para carga.	3150 pies ² (305 mts ²)
Largo de la cubierta principal	105 pies
Tienen 4 compartimientos de carga, de 1650 pies ³ cada uno. Utilizan	-
196.000 galones de combustible distribuidos en 14 tanques.	
Agua de perforación: 3.337 Barriles distribuidos en 7 tanques	
Agua potable: 2.740 Barriles distribuidos en 4 tanques	
Capacidad de refrigeración	250 pies ³ a -18°C
Cuarto frío de 320 pies ³ a 5°C	
Tienen acomodamiento para 10 tripulantes y 12 pasajeros	
Tienen equipo de aire acondicionado y calefacción	
Usan controles dobles para los motores principales	
Tienen radar, localizador de direcciones, Sonar, girocompas, piloto auto-	
mático, radio teléfono y teléfono VHF Motorola	
Tienen 2 anclas de 2.508 libras cada una	
Utilizan 2 hélices y dos timones	
Los 2 motores que utilizan tienen 2.150 caballos de fuerza, tipo MWM	-
TBD-441-V16, de 16 cilindros, diesel	
Poseen 2 generadores eléctricos que producen 336 KW, 380/220 voltios (co-	
rriente alterna), de 50 ciclos.	
Además dos generadores de emergencia de 112 KW 380/220 voltios AC de 50	
ciclos	
En la cubierta tiene una gúfa que puede manipular hasta 8 toneladas	
Velocidad máxima	10 nudos
Velocidad de crucero	9 nudos

TABLA 7.3

ORIGEN Y DISTRIBUCION DEL PERSONAL QUE HABITABA EN LA PLATAFORMA ROWAN ODESSA PARA JUNIO 1981

<u>Compañía</u>	<u>Personas</u>	<u>Función</u>
Lagoven:	4	2 ingenieros, 1 geólogo y 1 supervisor
Rowan International:	27	1 superintendente y 26 trabajadores para la torre de perforación, grúas, almacenes y otros equipos
Rowan International:	2	Cocineros
Rowan Nacional:	3	Cocineros
Rowan Nacional:	2	Encargados de la limpieza
Rowan Nacional:	2	Operadores de radio
Halliburton:	2	Cementación
Schlumberger:	2	Corrida de perfiles
Geo Service:	3	Análisis de perfiles, computación y sistemas de controles
Milchem:	1	Preparación de lodo de perforación
Baker Eastern:	1	Pruebas de pozos
Otros:	1	Supervisor eventual de algunas de las compañías arriba mencionadas
La Universidad del Zulia:	2	Pasantía para elaborar trabajo especial de grado
Total:	52	
Máximo permisible para acomodamiento de personal:	82	
Cantidad de camas en el hospital de la plataforma:	6	

TABLA 7.4

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA PLATAFORMA ROWAN ODESSA

TIPO DE UNIDAD	Auto-elevadizo.
LONGITUD	247' 7".
ANCHO-	200' 6".
ALTO	26' 0".
METODO DE POSICIONAMIENTO	3 patas.
LONGITUD DE LAS PATAS	410'.
CAPACIDAD MAXIMA DE CARGA	1340 toneladas.
CAPACIDAD DE COMBUSTIBLE	4400 barriles.
CAPACIDAD AGUA POTABLE	1000 barriles.
CAPACIDAD AGUA DE PERFORACION	5000 barriles.
CAPACIDAD DE MATERIALES A GRANEL	10880 pies. ³ .
CAPACIDAD PARA PERSONAL A BORDO	82 personas.
CAPACIDAD DE CAMAS EN EL HOSPITAL	6 camas.
OPERA EN AGUAS DE	35' a 300'.
CAPACIDAD DE PERFORACION	26000'.
MOTORES	(4) cuatro die - sel Caterpillar - D-399, 1200 HP c/u.
GENERADORES	(4) cuatro GE - 930 KW AC. Equi- pado con sistema "SCR" para con - vertir corriente AC a DC.
GENERADOR DE EMERGENCIA	(1) uno Caterpi- lar D-3306. GE - 150 KW,A
AUTONOMIA	30 días.
SISTEMA DE CONTROL	Superficial.
MOVILIDAD	Remolcado.

Observación: Esta plataforma posee unas pequeñas hélices - que le permiten moverse únicamente en sentido rotatorio; es to es para fines de ubicación.

TABLA 7.5

CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

<u>Diámetros</u>		<u>Longitud</u>		<u>Peso</u>	
<u>cms.</u>	<u>plg.</u>	<u>Mts.</u>	<u>pies</u>	<u>Kg. por mt.</u>	<u>lbs. por pie</u>
76.2	30	112.8	370	461.24	310
50.8	20	365.85	1.200	197.09	133
33.97	13 3/8	1.067.07	3.500	107.14	72.0
24.44	9 5/8	2.743.9	9.000	64.93	47.0
17.78	7	4.420.73	14.500	52.08	35.0

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- i. Los costos operacionales en la plataforma promediaban en 1/2 millón de Bolívares por cada día de trabajo.
- ii. La profundidad a la que se llegó en 65 días (programado para esta operación de perforación) fué de 14.300 pies, siendo su objetivo original la de 14.500 pies. Este retraso se debió a algunos derrumbes en los estratos de lutitas.
- iii. Las últimas innovaciones tecnológicas utilizadas por la industria Costa Afuera se están usando también en las operaciones petroleras costa afuera que se realizan en Venezuela.
- iv. Las normas de seguridad industrial utilizadas, que incluyen ensayos de evacuación todos los domingos, son seguidas estrictamente.
- v. No hubo interrupciones de las operaciones a causa de disturbios atmosféricos, hasta el momento de completar el pozo.
- vi. Los métodos utilizados para operaciones costa afuera son muy sensitivas a los precios del petróleo. En los momentos actuales aún existen problemas de precios

que impiden desarrollar el potencial marino en Venezuela.

vii. Se estimó que el crudo hallado era de unos 21° API.

viii. La Industria Costa Afuera en Venezuela se está desarrollando con éxito. Las plataformas autoelevadizas que se han estado construyendo hasta la actualidad - para operar en las diversas aguas del continente americano, han sido diseñadas para cumplir con los requisitos de la vasta área del Caribe. Estas plataformas han sido construídas para operar en aguas de mediana y no muy grandes profundidades; y como en Venezuela las aguas no son de grandes profundidades, concluimos que este tipo de plataforma sería muy útil para el desarrollo de la industria costa afuera de Venezuela en su etapa exploratoria.

ix. Es necesario mantenerse al lado del paso agigantado - que sigue la industria petrolera costa afuera pues - nuevos sistemas, nuevos equipos, y nuevos conceptos -

son desarrollados constantemente.

- x. En vista del gran potencial petrolero que se está - descubriendo en las aguas territoriales de Venezuela, hay que actualizar los estudios é incentivar al estudiante para desarrollar su interés en este campo de la Industria Petrolera Costa Afuera.
- xi. Recomendamos la apertura de la Cátedra "Operaciones-Petroleras Costa Afuera" a nivel técnico y universitario, para así preparar a las nuevas generaciones - de ingenieros y técnicos de petróleo en esta nueva - frontera de la industria y la ciencia.
- xii. Se observan estrictas normas para evitar contamina - ción ambiental marina.
- xiii. Se espera que los riesgos técnicos sean reducidos en un futuro mediante la ampliación de los programas de de investigación, el intercambio de conocimientos, - la aplicación de los resultados de técnicas probadas, el uso de incentivos económicos, así como el empleo- de experiencias que resultaron en éxito ó fracaso .
- xiv. Equipos de televisión submarinos, de video cinta y de tipo acústicamente controlados reducen los costos

de inspección, trabajo y reparaciones submarinas.

- xv. Un censo de actividades Costa Afuera en el mundo revela que la construcción de plataformas perforadoras autoelevadizas está siendo dirigida hacia áreas ya exploradas; de aquí se concluye que los métodos de operaciones costa afuera tendrán un desarrollo apreciable en los próximos 30 años, ya que las reservas petroleras mundiales actuales son insuficientes para cubrir la demanda mundial.

GLOSARIO

Abandonar	Cerrar un pozo o concesión. Cesar la producción de un pozo cuando no produce petróleo o gas en cantidades comerciales.
Accelerador	Aditivo que se emplea mezclado con el cemento en la cementación de un pozo.
Lodo Acido	Residuos resultantes del tratamiento del petróleo con ácido-sulfúrico para separar las impurezas.
Superficie	Superficie de una concesión en medidas agrarias (1 hectárea-0,40468).
Adaptador	Pieza que proporciona una conexión entre dos partes no preparadas para unirse.
Zona anular	Espacio entre dos columnas de tubería colocadas una dentro de otra, o espacio entre la pared del pozo y la tubería.
Contrapresión	Presión resultante del cese de afluencia natural de un líquido o gas.
Lastre	Sustancia pesada (agua, arena, hierro), colocada en la bodega de un navío para asegurar su estabilidad y mantener la altura deseada de flotación.
Estrangulador	Pieza cilíndrica que se utiliza para controlar el paso de gas u otro fluido bajo presión a través de una tubería.

Escala de Beaufort	Escala anemométrica de Beaufort que permite calcular la velocidad de un viento.
Barrena	Mecha utilizada en perforación de pozos .
Sustento Propio.....	No necesita apoyo humano, energético o material, desde tierra, en grandes lapsos de tiempo.
Purgar	Vaciar fluidos o grasas, o reducir la presión permitiendo el escape de fluidos o gases.
Fluorescencia	Fluorescencia del petróleo y productos petrolíferos, particularmente de los aceites de engrase.
Purgar un pozo	Hacer producir a un pozo de una forma muy intensa con objeto de limpiarlo, es decir, para evacuar el agua, las emulsiones, etc.
Contrato de reembolso	Contrato que establece un pago u otra contribución en el momento de la terminación de pozo a una profundidad determinada.
Cabezal de tubería	Cabezal de la tubería de un pozo petrolífero
Rompeolas	Aparato metálico en forma de tronco de cono que se fija en la cima de la entubación de la superficie de un pozo marino para proteger el equipo de las olas.

Bonos de caja.....	Derechos de entrada pagados con anticipación a la conce <u>s</u> ión al titular de un perm <u>is</u> o de investigaci <u>o</u> n. Este derecho de entrada puede ser en funci <u>o</u> n del n <u>u</u> mero de hectáreas ó Km2.
Tuberfa de Revestimiento.....	Este es un revestimiento me <u>t</u> álico que mantiene firmes las paredes de los pozos.
Completación.....	En un pozo reconocido probablemente productivo: con conjunto de operaciones de ensayo y de puesta en producci <u>o</u> n para poner los pozos en estado de enviar su producci <u>o</u> n a las instalaci <u>o</u> nes de superficie.
Toma de Muestras.....	Operaci <u>o</u> n que consiste, durante una perforaci <u>o</u> n, en la obtenci <u>o</u> n de testigos de los terrenos, bien del fondo del pozo, ó bien lateralmente de las paredes.
Arbol de Navidad.....	Conjunto de dispositivos, -acomplamientos, válvulas, -tubos, manómetros, etc. que constituye el cabezal de un pozo en producci <u>o</u> n.
Agotamiento.....	Agotamiento progresivo de un yacimiento como consecuencia de su explotaci <u>o</u> n .
Prueba de Producci <u>o</u> n.....	Prueba en un nivel geol <u>o</u> gico destinado a extraer los fluídos que puedan contener y a medir las presiones estáticas y dinámicas.
Tixotr <u>o</u> pía.....	Propiedad de algunos fluidos plásticos de adquirir consistencia gelatinosa cuando están en reposo y luego recuperar su forma original al ponerse nuevamente en movimiento.

BIBLIOGRAFIA GENERAL

1. Raydan, Jesús y Piña, Ricardo, Tesis de Grado realizada por, "Operaciones de Perforación Costa Afuera"(1973).
2. McNally Rich, "Offshore at Crossroads", Petroleum Engineer, Mayo 1976.
3. McLeod Wilfred, "Industry ready for Gulf of Alaska", - Petroleum Engineer, Mayo 1976.
4. Wase A., "North Sea Phone Lines Open", Petroleum Engineer, Mayo 1976.
5. McKinlay Walter, "North Sea Maintenance", Petroleum - Engineer, Mayo 1976.
6. La Motte, Clyde, "Satellite System Marisat Launched" , Ocean Industry, Abril 1976.
7. Raymond International Report, "Tilt Up, Jack Up Platform Design", Ocean Industry, Mayo 1976.
8. Scandril Offshore Report, "Preview of new Drilling - Rigs", Ocean Industry, Mayo 1976.
9. Ahirichs H.D., "Outlook for Marine Transportation Industry", Ocean Industry, Junio 1976.
10. Reporte Especial, "1977 Survey of Marine Transportation Fleet", Ocean Industry, Junio 1976.
11. Buckman David, "Subsea Production Systems", Ocean Industry, Julio 1976.

12. Martech International Report, "Remote Control TV Vehicle Inspects Seafloor Systems", Ocean Industry, Julio 1976.
13. Offshore Drilling Report, Marine Engineering/Log, Abril 1976.
14. Morrill, David, "The Simple Well Concept", Journal of Petroleum Technology, JPT, Septiembre 1979, pág. 1083.
15. Armer, G.S.T. y Garas, F.K., "Use of Physical Models in their Design", Offshore Structures, 1981.
16. Pankonien, Laura, "Operations Scramble to tap Deep Gas in South Louisiana", World Oil, Septiembre 1979.
17. Corporación Venezolana del Petróleo, Informe Anual , 1972.
18. Informe Corpoven, "La Exploración Costa Afuera en Venezuela", Petróleo y Tecnología, Abril 1979.
19. King, Robert, "Major Discoveries Highlight North American Activity", World Oil, Mayo 1980.
20. King, Robert, "Offshore Exploration Yields Giant Gas , Oil Discoveries", World Oil, Julio 1980.
21. Leonard, Jeff, "Refined Offshore Drilling Systems Exp - paid Technology", World Oil, Julio 1980.
22. Mosby, Russell, "What now for Shallow Water?", Drilling Noviembre 1976.
23. Offshore Outlook Report, Drilling, Noviembre 1976.
24. Mehdizadeh, Parviz, "Dull Pipe Inspection Method gives better Resolution", World Oil, Abril 1980.

25. Branch, Rodney, "Engineers and their Writting Problems" World Oil, Septiembre 1980.
26. Sykes, Pixie, "What's happening in the USA", World Oil Diciembre 1977.
27. King, Robert, "Offshore Europe", World Oil, Diciembre-1977.
28. World Oil International Outlook Issue, World Oile, - Agosto 1980.
29. Mueller, Douglas, "Put Clarity in your Writting", World Oil, Noviembre 1980.
30. World Oil Report, "Offshore Old and New", World Oil, Julio 1979.
31. Offshore Handbook, vol. 1, World Oil, Gulf Publishing-Company. Ediciones 1969.
32. Offshore Handbook, vol. 2, Gulf Publishing Company, E-dición 1971.
33. Offshore Handbook, vol. e, Gulf Publishing Company, E-dición 1973.
34. Davie Shipbuilding Limited, "Design and Construction - of Mobile Drilling Platforms"; Febrero 1981.
35. Informe de Offshore Supply Association Limited, Junio 1981.
36. Salas, Guillermo José, Manual para la elaboración y - redacción de trabajos especiales de grado, Segunda - Edición 1981.
37. Marín, Hugo E., "History of Offshore Oil and Gas Opera-tions", University of Tulsa, 1974.

38. Marin, Hugo E., "Weather", University of Tulsa, 1974.
39. Marín, Hugo E., "Caribbean Weather", University of Tulsa, 1974

APENDICE A

Distribucion de las Plataformas de Perforacion Moviles
en el mundo.

TABLE 1.

MOBILE UNITS WORLDWIDE RIG LOCATIONS (Nov. 11)

63 Under construction, 261 working. Total 324 rigs & units.

RIGS UNDER CONSTRUCTION		RIGS UNDER CONSTRUCTION	
NAME & LOCATION	OWNER	NAME & LOCATION	OWNER
DRILLSHIPS: 15			
LDG. AS CALVER Drillship drills to 21,000' in 800' Marathon Shipbuilding, Upper Clyde	Seeding & Bates Drilling Co. Stafford, Tex. 73	OCEAN KING Jackup drills to 21,000' in 300' Marathon LeTourneau, Vicksburg, Miss.	Ocean Drilling & Exploration Co. Aug. 73
MAVERICK Drillship drills to 21,000' in 1,000' IMC Gusto, Rotterdam, Holland, Sept. 73	Nordic Offshore Drilling Co.	PENACD 83 Jackup drills to 30,000' in 300' IMC Holland-LeTourneau, Corpus Christi, Tex.	Peatco Drilling Co. Dec. 73
HUGHES GLOMAR EXPLORER Drillship drills to 12,000' in 18,500' Completed	Global Marine, Inc.	PENACD 84 Jackup drills to 30,000' in 300' Marathon Shipbuilding Co. U.S.A., Clydebank, Scotland, Sept. 73	Peatco Drilling Co. U.S.A., Clydebank, Scotland, Sept. 73
MUSE CALE Drillship drills in 600' Bathlehem, Beaumont, Tex., May 74	Serra Drilling Co.	PEISOBRAE III Jackup drills to 15,000' in 378' IMC mobile drilling vessel, single-ride Trans. Int'l 74	Peitolec Brasileira S.A.
*MISS GIL CAPISTRANO Drillship conversion Livingston, Orange, Tex.	Mission Drilling & Exploration	RIG 62 Jackup drills to 20,000' in 300' Bathlehem, Beaumont, Tex., Dec. 73	Transworld Drilling Co.
REGIONAL ENDEAVOR Drillship drills to 1,000' Western Australia, Dec. 73	Drillships Int'l/Antwood Oceanics	RIG 103 Jackup drills to 250' Marathon LeTourneau Offshore, Singapore, mid 74	Santa Fe International
REGIONAL EXPLORER Drillship drills in 600' Austrian, second quarter 74	Drillships Int'l/Antwood Oceanics	ROBERT 300 Jackup drills to 25,000' in 300' Pac. S. yard, summer 74	Retro, Offshore Drilling Co., Ltd.
SURFE DISCOVERER Drillship drills in 3,000' Marathon LeTourneau, Brownsville, Tex., Aug. 74	The Offshore Co.	SAGAE SAMARA Jackup drills in 200' Mitsubishi, Japan, July 73	Government of India
UNNAMED Drillship Livingston, Orange, Tex., Apr. 74	Global Marine	UNNAMED Jackup drills to 21,000' in 300' IMC Holland LeTourneau, Ingasvik, Nor. Dec. 73	Atlantic Pacific Marine (A/S) Norsk Drilling Corp. Government of Norway
UNNAMED Drillship Austrian shipbuilder	Global Marine	UNNAMED Jackup drills to 25,000' in 300' Germanian shipyard	Impevmin (Gov't of Romania)
UNNAMED Drillship Japan Kingdom	KCA ATWOOD	*UNNAMED Jackup drills in 200' Singapore, mid 73	Santa Fe International
WIDECO III Drillship drills to 25,000' in 800' Jensen Shipbuilding Co., Taiwan, July 74	Jour Drilling Services	SEMISUBMERSIBLES: 53	
ZAPATA TRADER Drillship drills in 600' May 74	Zapata Offshore Co.	BIDEFORD COLPYN Semi-submersible drills in 600' Akers Group, Oslo, Norway, third quarter 74	Dolphin Drilling Akers Group, Oslo, Norway, third quarter 74
JACKUPS: 20			
ANTARES Jackup drills to 325' Bathlehem, Singapore, July 73	The Offshore Co.	BORGHT COLPYN Semi-submersible drills in 600' Akers Group, Oslo, Norway, third quarter 74	Delph's Drilling Akers Group, Oslo, Norway, third quarter 74
*BOE BUSHMAN Jackup drills to 30,000' in 250' Marathon LeTourneau, Vicksburg, Miss., July 74	Boyd Int'l Drilling Co.	CENTURY Semi-submersible drills in 600' Albacore Drydock & Shipbuilding Co., Ala., Sept. 73	Diamond M Drilling Co.
CHICKAUGA Jackup drills in 300' Marathon LeTourneau, Singapore, Feb. 74	Antwood Oceanics, Inc.	CHRIS CHENERY Semi-submersible drills to 20,000' in 600' Blohm & Vois, Hamburg, Germany, Feb. 74	The Offshore Co.
DIAMEA Jackup drills in 300' Marathon LeTourneau, Vicksburg, Miss., Dec. 73	Seeding & Bates Drilling Co.	COLONEL DEARE Offshore & Island Standoffs (Another Drilling) Semi-submersible drills in 600' Marathon LeTourneau, Brownsville, Tex., Apr. 74	Another Drilling
MILTON C. HULME Jackup drills in 250' Bathlehem, Singapore, Singapore, mid 74	Seeding & Bates Drilling Co.	DEEP SEA DRILLER Semi-submersible drills in 1,800' Akers Group, Verdal/Bergen, Norway, Feb. 73	Deep Sea Drilling Co.
RASPY Jackup drills in 200' U.S.S.R.	U.S.S.R.	DRILL MASTER Semi-submersible drills to 20,000' in 600' C.F. Eide, Trondheim, Norway, Sept. 73	A S Marstrand & Co.
REY WES Jackup drills in 350' Marathon LeTourneau, Vicksburg, Miss., Nov. 73	Sey International Drilling Co., Ltd.	MARCHE Semi-submersible drills in 1,000' Marathon LeTourneau, Singapore, Oct. 73	Antwood Oceanics, Inc.
F. G. MCCLINTOCK Jackup drills in 300' Marathon LeTourneau, Singapore, late 74	Seeding & Bates Drilling Co.	NORSEKALD Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Norskog & S Group Brønnø, Norway, Nov. 72	Getton-Larson/Brown Co., Inc.
MOBILE NO. 17 Jackup drills to 25,000' in 250' Bathlehem Singapore Private Ltd., Singapore, Oct. 73	Mobile Offshore Inc.	NOBUARI Semi-submersible drills to 600' Akers Int'l, Verdal, Cua, Norway, April 74	Getton-Larson/Brown Co., Inc.
*New Entry		OCEAN ENDEAVOR Semi-submersible drills in 600' Transworld Western Australia Pty Australia, July 74	Ocean Drilling & Exploration Co.
		OCEAN SCOUT Semi-submersible drills in 600' Bathlehem, Baltimore, Md., Sept. 73	Ocean Drilling & Exploration Co.

NAME & LOCATION	OWNER
OCEAN VOYAGER Ocean Drilling & Exploration Co. Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Aker Met. Verrod, Oslo, Norway, Aug. 73	
ODIN DRILL Semi-submersible drills to 25,000' in 700' Aker Met. Verrod, Oslo, Norway, Dec. 73	Ode Drilling A/S
*PEL-LYN NO. 1 Semi-submersible Buma-Bepole Oy, Paris, Finland, Apr. 74	Pol-Lyn Co.
PEL-LYN No. 2 Semi-submersible Metal Arts, Houston, Tex., Aug. 74	Pol-Lyn Co.
PENTAGONE 85 Semi-submersible Buma-Bepole Oy, Finland, Apr. 74	Pol-Lyn Co.
PENROD 70 Semi-submersible drills to 30,000' in 800' Hijos de J. Barrera, Vigo, Spain, Oct. 73	Peard Drilling Co.
PENROD 71 Semi-submersible drills to 30,000' in 1,000' Marathon LeTourneau, Brownsville, Tex., Oct. 73	Peard Drilling Co.
PENROD 72 Semi-submersible drills to 30,000' in 1,000' Marathon LeTourneau, Brownsville, Tex., Jan. 74	Peard Drilling Co.
PENROD 73 Semi-submersible drills to 30,000' in 1,000' Marathon LeTourneau, Brownsville, Tex., Aug. 74	Peard Drilling Co.
PENROD 74 Semi-submersible drills to 30,000' in 1,000'+ Far-East Shipbuilding, Singapore, Dec. 73	Peard Drilling Co.
PENROD 75 Semi-submersible drills to 1,000' Marathon LeTourneau, Brownsville, Tex., April 74	Peard Drilling Co.
PENTAGONE 82 Semi-submersible drills to 30,000' in 600' Marathon-LeTourneau, Brownsville, Tex., Aug. 73	Peres-Nephete (and/or Affiliated Co.)
PENTAGONE 83 Semi-submersible drills to 30,000' in 600' Buma-Bepole Oy, Finland, Mar. 74	Peres-Nephete (and/or Affiliated Co.)
PENTAGONE 87 Semi-submersible drills to 600' C.F.E.M., La Havre, France, Sept. 74	Offshore Drilling, Inc. (Liberia)
REG 702 Submersible drills to 1,000' Aker Group, Longwood/Bergen, Oct. 74	Deep Sea Co.
PAT RUTHERFORD, SR. Semi-submersible drills to 30,000' in 600' Bethlehem, Beaumont, Tex., second quarter, 74	Field Int'l. & E/S Viking Offshore
SC* NI-MAREK 2 Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Hijos de J. Barrera, Vigo, Spain, Oct. 74	The Offshore Co.
SCARABO III Semi-submersible drills to 1,000' German shipyard, June 74	Saipan, SpA
SCARABO IV Semi-submersible drills to 1,000' Bladen & Voss, Dec. 74	Saipan, SpA
SEDCO 700 Semi-submersible drills to 25,000' in 1,000' Livingston, Orange, Tex., Dec. 73	Sedco International
SEDCO 702 Semi-submersible drills to 25,000' in 1,000' Avondale Shipyards, New Orleans, La., Oct. 73	Sedco International
SEDCO 704 Semi-submersible drills to 25,000' in 1,000' Hawker-Siddeley, Houston, Nova Scotia, Mar. 74	Sedco International
SEDCO K Semi-submersible drills to 25,000' in 800' Livingston, Orange, Tex., July 73	Sedco International
SEDNETH 701 Semi-submersible drills to 25,000' in 1,000' Hawker-Siddeley, Halifax, Nova Scotia, Oct. 73	Sea Drilling Motherland N.Y.
*TRANSOCEAN III Semi-submersible drills to 30,000' in 600' Offshore Construction Consortium, Hamburg, Germany, July 73	Transocean Drilling Co.
UNNAMED Semi-submersible drills to 600' Buma-Bepole Oy, Finland, Apr. 73	Colink Drilling Co.
UNNAMED Semi-submersible drills to 600' Alabama Dry Dock Shipyard, Mobile, Ala., second half 74	Diamond A Drilling Co.

NAME & LOCATION	OWNER
UNNAMED Semi-submersible drills to 600' Traavik/Tromsø, Nov. 74	Jon Eric Dyrvi
UNNAMED Semi-submersible drills to 600' Aker Group, Oslo, Norway, fourth quarter 74	E/S Viking/Field Int'l.
UNNAMED Semi-submersible drills to 600' Aker Group, Oslo, Norway, late 74	Einer Rasmussen/Globat Marine
*UNNAMED Semi-submersible Normorig Group, Traavik/Tromsø, May 73	A/S Baskhovet & A/S Veeffeld
UNNAMED Semi-submersible drills to 600' Buma-Bepole Oy, Finland, Oct. 74	Unaphot Reeds Ltd.
UNNAMED Semi-submersible drills to 600' Buma-Bepole Oy, Finland, Dec. 74	Unaphot Reeds Ltd.
WAAGE DRILL I Semi-submersible drills to 600' Avondale Shipyards, Morgan City, La., Sept. 73	Waage Drilling A/S
WAAGE DRILL II Semi-submersible drills to 600' Avondale Shipyards, Morgan City, La., Feb. 74	Waage Drilling A/S
WEST VENTURE Semi-submersible drills to 600' C.F.E.M., La Havre, July 73	A/S Smeedvig Drilling Co.
WESTERN PACESETTER I Semi-submersible drills to 25,000' in 600'+ Bethlehem, Beaumont, Tex., Apr. 74	Western Oceanic
*WESTERN PACESETTER III Semi-submersible drills to 25,000' in 600'+ Avondale, New Orleans, La., July 74	Western Oceanic
WHITE DRAGON Semi-submersible drills to 30,000' in 820' Mitsubishi Shipyard, Japan, May 74	Japan Drilling Co.
ZAPATA-UGLAND Semi-submersible drills to 1,000' Bethlehem, Beaumont, Tex., Feb. 74	Zapata Off-Shore Co.
ZEPHYR I Semi-submersible drills to 600' Bethlehem, Beaumont, Tex., July 73	Dearborn Stern
ZEPHYR II Semi-submersible drills to 600' Bethlehem, Beaumont, Tex., early 74	Dearborn Stern

WORLDWIDE RIG LOCATIONS

LOUISIANA
88 working, 5 idle

SARGE A Submersible drills to 20,000' in 78' Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co.
BLUE WATER NO. 2 Semi-submersible drills to 20,000' in 600' Union Oil, Gulf of Mexico	Santa Fe Marine Inc.
DELTA Submersible drills to 15,000' in 25' Stacked, Morgan City, La.	The Offshore Co.
DIAMOND 99 Jackup drills to 30,000' in 300' Phillips, South Marsh Island, 153	Diamond A Drilling Co.
DEKILYN ONE-FIFTY Jackup drills to 30,000' in 185' Ancon, Gulf of Mexico	Dialyn Corp.
DEKILYN THREE-SEVENTY Jackup drills to 20,000' in 370' CAGC, Eugene Island, 366	Dialyn Corp.
DRESSER I Jackup drills to 60' Chevron, Louisiana	Dresser Offshore Services
DRESSER III Jackup drills to 70' Chevron, Main Pass, 69	Dresser Offshore Services
DRESSER IV Jackup drills to 70' Shell, South Pass, 37	Dresser Offshore Services
DRESSER V Jackup drills to 70' Mobil, South Timber	Dresser Offshore Services

*New listing

Ing. Washington Gallegos C.

NAME & LOCATION	OWNER	DEPTH & LOCATION	Company
DRESSE V. Jackup drills in 67 St. Mary's Is. 24	Dresser Offshore Services	PERNADO 00 Submersible drills to 20,000 in 70 Gulf of Mexico	Perrod Drilling Co
DRESSER VII Jackup drills in 70 Mesa, East Cameron	Dresser Offshore Services	PERNADO 01 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
EL DOPAGO Submersible drills to 20,000 in 70 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 02 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
GLORIAS GRAND BANKS Drill up to 25,000 in 600 Tampa, Gulf of Mexico	Global Marine, Inc	PERNADO 03 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
GULF COMMANDER Jackup drills to 14,000 in 100 P. I. South Marsh Island 212	Woods Hole Offshore Drilling Co	PERNADO 04 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
JORDEN HAYWARD Submersible drills to 20,000 in 30 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 05 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MUS'LES Jackup drills to 10,000 in 50 Mesa, South Marsh	The Offshore Co	PERNADO 06 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
ENTERPRIC Jackup drills to 20,000 in 300 Bermuda, Marathon, Louisiana, St. Mary's Is. 24	Zepeda Offshore Co	PERNADO 07 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
J. STOKER Jackup drills to 20,000 in 225 Florida, East Cameron, 270	Marine Drilling Co	PERNADO 08 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MARGARIT Submersible drills to 20,000 in 65 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 09 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MARLIN NO 2 Jackup drills to 25,000 in 350 South Gulf, South Marsh Island, 217	Marlin Drilling Co, Inc	PERNADO 10 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MARLIN NO 4 Jackup drills to 25,000 in 150 Florida, East Cameron 400	Marlin Drilling Co, Inc	PERNADO 11 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MARLIN NO 5 Jackup drills to 20,000 in 300 American Ship Street, 209	Marlin Drilling Co, Inc	PERNADO 12 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MOVIE NO 3 Submersible drills to 20,000 in 45 Lorton, Louisiana, 26	Movie Offshore, Inc	PERNADO 13 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MR. CHARLIE Submersible drills to 20,000 in 40 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 14 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MR. GUS II Jackup drills to 25,000 in 187 Signal Hill & Gas, Grand Island, 65	Fluor Drilling Services, Inc., Coral	PERNADO 15 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MR. JET Jackup drills to 25,000 in 390 Bermuda West Cameron, 323	Fluor Drilling Services, Inc., Coral	PERNADO 16 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
MR. SAM Jackup drills to 25,000 in 150 Tampa, Eugene Island 227	Fluor Drilling Services, Inc., Coral	PERNADO 17 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
OCEAN 06 Jackup drills to 20,000 in 120 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 18 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
OCEAN DRILLER Semi-submersible drills to 20,000 in 600 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 19 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
OCEAN EXPLORER Semi-submersible drills to 22,000 in 600 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 20 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
OCEAN QUEEN Semi-submersible drills to 20,000 in 600 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 21 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
OCEAN STAR Jackup drills to 20,000 in 170 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 22 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
ODFEO SKYEN Submersible drills to 20,000 in 35 Gulf of Mexico	Ocean Drilling & Exploration Co	PERNADO 23 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
PERNADO 30 Submersible drills to 25,000 in 50 Florida South Marsh Island, 215	Perrod Drilling Co	PERNADO 24 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
PERNADO 31 Submersible drills to 25,000 in 60 Florida South Marsh Island, 215	Perrod Drilling Co	PERNADO 25 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	Perrod Drilling Co
		PERNADO 26 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 27 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 28 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 29 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 32 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 33 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 34 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 35 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 36 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 37 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 38 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 39 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 40 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 41 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 42 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 43 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 44 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 45 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 46 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 47 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 48 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 49 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	
		PERNADO 50 Jackup drills to 20,000 in 500 Florida South Marsh Island 80	

NAME & LOCATION	CARRIER	NAME & LOCATION	CARRIER
TEXAS			
4 working; 2 idle			
MOVIE NO. 2 Semi-submersible drills to 25,000' in 80' Mesa Petroleum, High Island, 221	Mobile Offshore, Inc.	TYPHOON Drillship drills to 20,000' in 600' SH, Okean	Stora Drilling Co.
MR. AETHUS Semi-submersible drills to 20,000' in 80' C & E Offshore, High Island, A-6	Floor Drilling Service, Inc., Coral	WESTDRILL 1 Jackup drills to 14,000' in 180' Available, Tema, Ghana	Westbourne International Drilling Ltd.
BIG 40 Jackup drills to 18,000' in 40' For sale, Orange	John W. Meiner	AUSTRALIA	
BIG 50 Jackup drills to 13,000' in 70' Monaco, Brisbane, 446-4	Transworld Drilling Co.	BIG JOHN Drillship drills to 20,000' in 600' S.O.C. of Austria Ltd., West Australia	Arwood Oceanics, Inc.
STORADRILL II Jackup drills to 20,000' in 130' Bain, Geirveston, 2325	Stora Drilling Co.	DALMANOY Drillship drills to 20,000' in 600' Wesol Group, Western Australia	Selresen Offshore Drilling
WESTERN PACESETTER I Semi-submersible drills to 25,000' in 600' + Curtin, Port Arthur, Tex.	Western Oceanic	BUDMAS CONCEPT-ON Drillship drills to 25,000' in 600' Bain, Bass Strait, Australia	Global Marine Inc.
U.S. PACIFIC			
2 working; 4 idle			
CALDELL I Drillship drills to 6,000' to 5,000' + Available, Long Beach, Calif.	Floor Drilling Service	GLORIA TASMAR Drillship drills to 25,000' in 600' S.O.C. West Australia	Global Marine Inc.
CUSS I Drillship drills to 14,000' in 600' Available, Long Beach, Calif.	Global Marine Inc.	OCEAN DIGGER Semi-submersible drills to 20,000' in 600' S.O.C. West Australia	Ocean Drilling & Exploration Co. (Australia)
GEORGE F. PERIS Jackup drills to 18,000' in 300' Standard of Calif., Santa Barbara Channel	Offshore Constructors & Sea Marine	MEDCO 445 Drillship drills to 25,000' in unid. water depth SIFM, Australia	Sodex, Inc.
GOLDELL 4 Drillship drills to 11,000' in 600' Docked, Terminal Island, Calif.	Golden Lane Drilling Co.	CANADA & GREAT LAKES	
LA CIENCIA Drillship drills to 600' Cook Inlet	Associated Marine Services	9 working; 3 idle	
WESTERN OFFSHORE NO. 1 Drillship drills to 12,000' in 600' Available, Long Beach, Calif.	Floor Drilling Service	MR. NEIL Jackup drills to 4,000' in 80' Lake Erie, Ontario	Consomers Gas Co.
AFRICA			
15 working; 1 idle			
COWBIE I Jackup drills to 14,800' in 30' Shell/MP, Island Nigeria	Royal Dutch/Shell	MOSDRILL Drillship drills to 5,800' in 200' underwater Gas, Lake Ontario	Nolia IV Ltd. (George Mitchell & Associates, Inc.)
ENDEAVOUR Jackup drills to 20,000' in 250' Tessaro, Nigeria	Zapata Off-Shore Co.	PETLICAN Foremer (chartered from Societe Maritime de Service) Drillship drills to 20,000' in 1,800' + Eastern Exploration, Labrador	Societe Maritime de Service
HERON Jackup drills to 20,000' in 300' SH, Okean	Zapata Off-Shore Co.	PLATFORM 2 Jackup drills to 2,500' in 45' Stouard, Ontario	Pico Gas & Oil Co., Ltd.
LOUISIANA Semi-submersible drills to 20,000' in 600' Dummas, Nigeria, 6-10	Zapata Off-Shore Co.	PLATFORM 3 Jackup drills to 1,800' in 45' Stouard, Ontario	Pico Gas & Oil Co., Ltd.
METORITE Jackup drills to 14,000' in 100' Japan Petroleum Co., Nigeria, assisted by Tender 3	The Offshore Co.	MEDCO H Semi-submersible drills to 25,000' in 800' Shell, Neve Scotia	Southeastern Commonwealth Drilling Ltd.
MOBI UNIT NO. 82 Jackup drills to 20,000' in 180' Shell/MP, Nigeria	The Offshore Co.	MEDCO I Semi-submersible drills to 25,000' in 800' Amoco-imperial, Grand Banks	Southeastern Commonwealth Drilling, Ltd.
MR. JACK Jackup drills to 28,800' in 300' Gulf, Colorado	Reading & Bates Drilling Co.	MEDCO J Semi-submersible drills to 25,000' in 800' Moull, Canada	Southeastern Commonwealth Drilling, Ltd.
MR. LOUIE Jackup drills to 20,000' in 150' Nigeria Gulf O'1, Okean	Reading & Bates Drilling Co.	REDNET 1 Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Amoco-imperial, Grand Banks	Sea Drilling Netherlands, N.V.
OCEAN MASTER II, RIG 10 Jackup drills to 25,000' in 300' Mobil, Nigeria	Loffland Bros. Co.	TIMSLAYER 2 Jackup drills in 180' WOL, Lake Erie, Ontario	Underwater Gas Developers Ltd.
BOO 46 Semi-submersible drills to 20,000' in 70' Gulf, Nigeria	Transworld Drilling Co.	TRANS LAKE 1 Jackup drills in 45' Available, Lake Erie, Ontario	Underwater Gas Developers Ltd.
MEDCO 135 Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Chevron/Sunkor, South Africa	Sodex, Inc.	TRANS LAKE 2 Jackup drills in 50' WOL, Lake Ontario, Ontario	Underwater Gas Developers Ltd.
MEDCO 135D Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Chevron/Sunkor, South Africa	Southeastern Drilling Co. of Nigeria Ltd.	CARIBBEAN	
SHILOH Drillship drills to 20,000' in 400' General American Oil, Bah'ia, Red Sea	Arwood Oceanics, Inc.	2 working; 0 idle	
STORADRILL VII Jackup drills to 25,000' in 250' SH, Decato, Cameroon	Stora Drilling Co.	SANTA FE MARINER I Semi-submersible drills to 20,000' in 600' Amoco, Trinidad	Santa Fe Marine Inc.
		SKILICO 145 Jackup drills to 12,000' in 100' Trenner Ltd., Gulf of Porto, Trinidad	Skinner Drilling Co., Ltd. (Barbados)
		JAPAN	
		3 working; 0 idle	
		OCEAN PROSPECTOR Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Shell, Japan	Ocean Drilling & Exploration Co.
		TANKAGO No. 1 Drillship drills to 2,000' in 600' Sea of Japan, Kyushu district, coal seam prospecting	To'eiyo Tantai Kaigo
		WHITE DRAGON II Semi-submersible drills to 20,000' in 600' Shell, Japan	Japan Drilling Co.

NAME & LOCATION	OWNER	STATUS & EQUIPMENT	OPERATOR
MEDITERRANEAN 11 working, 0 idle			
J. M. BATES Drilling drills to 20,000 in 600 Gulf S. 1	Resting & Bales Drilling	Drill bits to 20,000 in 600 Jacking drills to 20,000 in 600 1 1/2" C. Arabian Gulf	The Offshore Co.
CHAFAREAL Jacking drills to 20,000 in 300 Shear force to Avanti, Spain	Zeneca Off Shore Co	Drill bits to 20,000 in 170 Persian Gulf, Iran	IPAC
GATTO SILVATICO Jacking drills to 21,000 in 140 ESP, Spain, Adriatic	Seliper Spa	Jacking drills to 30,000 in 150 ADMA, Abu Dhabi	Perros Drilling Co.
GLOBAL GRANND IIIIE Drilling drills to 25,000 in 600 Esso, Spain	Global Marine Inc	Jacking drills to 30,000 in 120 ADMA, Abu Dhabi	Perros Drilling Co.
G. OWAK S. FIE Drilling drills to 25,000 in 500 AGP/Shell, Sicily	Global Marine Inc	Jacking drills to 20,000 in 775 Tenneco, Persian Gulf, Mar Crescent, Petroleum	Brown International, Inc.
NAVIGATOR Drilling drills to 20,000 in 600 Tenneco, Madagascar	Zeneca Off Shore Co	Jacking drills to 15,500 in 100 1 1/2" C. Qatar, Arabian Gulf	Royal Dutch/Shell
NEPTUNE CAIROCINE Jacking drills to 22,000 in 870 INA, Yugoslavia, Adriatic	Force-Neptune (and its) Affiliated Co.	Jacking drills to 15,000 in 100 Koch, O. C. Qatar, Persian Gulf	Seaboard Drilling International, S.A.
PIERRO NEGRO Jacking drills to 21,000 in 440 AGIP, Italy, Adriatic	Seliper Spa	Jacking drills to 25,000 in 200 AGP, Italy	Sea Drilling International, N.Y.
SCARLETT II Semi-submersible drills to 22,000 in 600 AGP/Shell, Sicily	Seliper Spa	Jacking drills to 12,000 in 110 1 1/2" C. Persian Gulf, Iran	Reading & Bates Drilling Co.
TIESTE Drilling drills to 650' Self, Amsterdamsche, experimental work	Industriale Franchese di Petroli	Jacking drills to 16,000 in 125 Atlantic Gulf	Coastal Drilling Services
WESTERN OFFSHORE NO. V Drilling drills to 20,000 in 600 equipped, 3 units	Fluor Drilling Services	WESTERN OFFSHORE NO. VII Drilling drills to 20,000 in 600 Inland, Persian Gulf, Iran	Fluor Drilling Services
MEXICO 3 working, 0 idle			
INDEPENDENCIA Drilling drills to 25,000 in 600 Penas, Tampico	Petrolera Mexicana	WHITE DRAGON Jacking drills to 13,500 in 110 Gulf of Mexico, Gulf of Sur	Gulf of Sur Petroleum Co.
REFOGWA Drilling drills to 25,000 in 600 Penas, Tampico, Veracruz	Perforadora Mexico	NORTH SEA 24 working, 7 idle, 3 on order	
REVOLUCION Drilling drills to 20,000 in 600 Penas, Tampico, Veracruz	Perforadora Mexico	451PAGALE Drilling drills to 20,000 in 600 Esso, North Norway	Perros
SHADDIE EAST 25 working, 0 idle, 1 on order			
AMCP NO. 1 Jacking drills to 10,000 in 90 Self, Persian Gulf, Saudi Arabia	Arabian American Oil Co.	ELM WATERS NO. 2 Semi-submersible drills to 20,000 in 600 British Group, North Sea	Bechtel Marine, Inc.
AMCP NO. 2 Jacking drills to 10,000 in 200 Self, Persian Gulf, Saudi Arabia	Arabian American Oil Co.	BRITANNIA Jacking drills to 20,000 in 100 Continental Oil, U.S.	Bechtel Drilling Services
APSPHERON Jacking drills to 5,900 in 30 Self, Caspian Sea	U.S.S.R.	GLOBAL V Drilling drills to 20,000 in 400 Self, North Sea	Global Marine Inc.
AZERBAIJAN Jacking Self, Caspian Sea	U.S.S.R.	GLOBAL NORTH SEA Drilling drills to 25,000 in 600 Mitsubishi, North Sea	Global Marine Inc.
CHAZAR Jacking drills to 20,000 in 200 Self, Caspian Sea	U.S.S.R.	OMI IDE Jacking drills to 25,000 in 200 Tenneco, Norway, Shell force production platform	Ocean Drilling & Exploration Co.
CELESTINE Jacking drills to 15,000 in 225 Gulf of Sur, assisted by Tender 21	The Offshore Co.	OCEAN EQUULE Semi-submersible drills to 25,000 in 600 Esso, North, North Sea	Ocean Drilling & Exploration Co.
DE FRANCE Jacking drills to 20,000 in 200 Positioning, Abu Dhabi, Persian Gulf	Former	OCEAN HONEY Semi-submersible drills to 25,000 in 600 Union Carbide, North Sea	Ocean Drilling & Exploration Co.
HELENE Jacking drills to 20,000 in 290 Bechtel force to IPAC, Persian Gulf	The Offshore Co.	OCEAN IDE Jacking drills to 20,000 in 250' Tenneco, 1 1/2" C. Netherlands, 2 7/8"	Ocean Drilling & Exploration Co.
M. D. KENT Drilling drills to 20,000 in 200 Atlantic Offshore, Arabian Gulf, Saudi Arabia	Reading & Bates Drilling Co.	OCEAN TRAVILLA Semi-submersible drills to 20,000 in 600 Bechtel, U.S.	Ocean Drilling & Exploration Co.
MOBILE UNIT NO. 54 Jacking drills to 20,000 in 195 Abu Dhabi, Gulf of Sur, Arabian Gulf	The Offshore Co.	OCEAN VICTORY Semi-submersible drills to 25,000 in 600 Occidental, U.S.	Ocean Drilling & Exploration Co.
MOBILE UNIT NO. 55 Jacking drills to 20,000 in 195 Abu Dhabi, Marine Atlas, Arabian Gulf	The Offshore Co.	OCEAN VIKING Semi-submersible drills to 20,000 in 600 Tenneco, Norway, Shell force, 2 7/8"	Ocean Drilling & Exploration Co.
		OCEAN WILBERT Jacking drills to 20,000 in 250' Atlantic Offshore, IPAC, Sweden	The Offshore Co.
		OCEAN Jacking drills to 25,000 in 275' 2 1/2" C. Netherlands	The Offshore Co.

NAME & LOCATION	OWNER	NAME & LOCATION	OWNER
PENROD 58 Jackup drills to 30,000' in 225' Pacific International, The Netherlands, K/9	Peard Drilling Co.	C-236 Drillship drills to 10,000' in 100' Being over-boarded, Venezuela	Cresco Petroleum
PENTAGONE 81 Semi-submersible drills to 20,000' in 650' Permit to Taref O'1 Marboe, U.S., 3/15	Petra-Neptune (and/or Affiliated Cy)	C-334 Drillship drills to 10,000' in 100' Cresco, Lake Maracaibo	Cresco Petroleum
PIG 58 Semi-submersible drills to 30,800' in 600' Hamilton Bros, North Sea	Transworld Drilling Co.	CYCLONE Drillship drills to 25,000' in 600' Petropolis, Brazil	Stora Drilling Co.
PIG 61 Semi-submersible drills to 30,900' in 600' En route, Celtic Sea, Shell	Transworld Drilling Co.	DISCOVERER 1 Drillship drills to 25,000' in 600' Petropolis, Brazil	The Offshore Co.
SALFEN DUE Drillship drills to 23,000' in 1,000'+ Esso, Norway	Satsum SpA	ESTRELLITA Jackup drills to 20,000' in 180' Sketched, Aruba, owned by Tender No. 3	The Offshore Co.
SEA QUEST Semi-submersible drills to 30,000' in 600' BP/Bangor, U.S., 3/8	British Petroleum Development Ltd.	OP-9 Drillship drills to 17,800' in 120' Shel, Lake Maracaibo, Block I	Shell de Venezuela
SEDCO 125F Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Shell, U.S.	Smithsonian Commercial Drilling, Ltd.	OP-10 Drillship drills to 17,800' in 120' Shel, Lake Maracaibo, Block V	Shell de Venezuela
SEDCO 135G Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Shell, North Sea	Sedco, Inc.	GLORIA II Drillship drills to 28,500' in 600' Tonnaca, Peru	Global Marine, Inc.
SEDCO 702 Semi-submersible drills to 25,000' in 1,800' Cresco, U.S.	Sedco International	GLORAP CHALLENGER Drillship drills to 25,000' in unid. water depth South Pacific	Global Marine, Inc.
SIAPLO I Semi-submersible drills to 25,000' in 600' Shell, U.S., 14/24	Royal Dutch/Shell	MOBILE UNIT NO 60 Jackup drills to 16,000' in 120' Mesa Grande, Lake Maracaibo, owned by Tender OV-1	The Offshore Co.
TRANSOCEAN I Jackup drills to 30,000' in 140' Bapco, Bransherwan	Transocean Drilling Co.	NEPTUNE 1 Jackup drills to 20,000' in 250' Petropolis, Brazil	Petra-Neptune (and/or Affiliated Cy)
TRANSOCEAN II Jackup drills to 30,000' in 155' BP, U.S., 48-6	Transocean Drilling Co.	PENROD 35 Jackup drills to 30,000' in 180' Petropolis, Brazil	Peard Drilling Co.
ZAPATA EXPLORER Jackup drills to 30,000' in 225' Amoco permit to Phillips, U.S., 48/18 B	Zapata Off-Shore Co.	PENROD 59 Jackup drills to 30,000' in 225' Petropolis, Brazil	Peard Drilling Co.
ZAPATA MORDIC Jackup drills to 300' Shell permit to D.A.L.C., Denmark, P-1	Zapata Off-Shore Co.	PENROD 42 Jackup drills to 30,000' in 340' Petropolis, Brazil	Peard Drilling Co.
SOUTH AMERICA		PETROBRAS I Jackup drills to 14,765' in 148' Petropolis, Brazil, 1-3E5-20	Petrolas-Brazilero S.A.
18 workings 4 lifts 1 on route		PETROBRAS II Drillship drills to 19,000' in 964' En route, Amazona	Petrolas-Brazilero S.A.
C-301 Drillship drills to 12,000' in 100' Sketched, Lake Maracaibo	Cresco Petroleum	POLARUS Jackup drills to 16,000' in 180' Sen, Lake Maracaibo, owned by Tender Lomo	The Offshore Co.
C-302 Drillship drills to 10,000' in 180' Cresco, Venezuela	Cresco Petroleum	BOWAN-MOUSTON Jackup drills to 25,000' in 225' Corporacion Venezolana del Petroleo, Venezuela	Brown International, Inc.
C-303 Drillship drills to 10,000' in 160' Sketched, Venezuela	Cresco Petroleum	VINGARBOON Jackup drills to 18,000' in 165' Petropolis, Brazil	Zapata Off-Shore Co.
C-225 Drillship drills to 10,000' in 100' Cresco, Lake Maracaibo	Cresco Petroleum		

Equipos de perforación activos en aguas de Latinoamérica*

Nombre, tipo y para quién perfora	Profundidad (pies)	Tirante de agua (pies)	Ubicación	Propietario
ARGENTINA				
GRAL. MOSCONI, semisumergible, YPF	20.000	600	Cuenca Marina Colorado	Hideca
INTEROCEAN II, autoelevadiza, Shell	20.000	300	Estrecho de Magallanes	Interocean
RIO COLORADO I, autoelevadiza, Total	(Construcción: Levinston, Texas)		Tierra del Fuego	Bridas
BRASIL				
C.E. THORNTON, autoelevadiza, Petrobras	25.000	300		Reading & Bates
DISCOVERER 534, buque de perl., Petrobras	25.000	3.000	1-RJS-147	Offshore Co.
INTEROCEAN DISCOVERER, buque de perl., Petrobras	25.000	1.500	1-RJS-154	Interocean
KEY BISCAYNE, autoelevadiza, Petrobras	20.000	250	Ceara 1-CES-50	Key Int'l
KEY GIBALTAR, autoelevadiza, Esso	25.000	300	Amapa 1-BAS-62	Key Int'l
KEY WEST, autoelevadiza, Petrobras	25.000	350	Ceara 1-CES-44	Key Int'l
MAERSK PIONEER, semi-sumergible, Petrobras	20.000	600	3-RJS-159	Maersk
MARLIN NO. 4, autoelevadiza, Petrobras	25.000	150	Campo Ubarana	Marlin
MARLIN NO. 7, semi-sumergible, Petrobras	30.000	1.000		Marlin
MONTREAL III, autoelevadiza, Petrobras	20.000	250	Ceara 1-CES-42	Montreal
NEPTUNE-GASCOGNE, autoelevadiza, Petrobras	20.000	290	1-ESS-37C	Forex Neptune
NORBF I, autoelevadiza, Petrobras	20.000	300	Atagoas 1 ALS-16	Odebrecht
OCEAN CYCLONE, buque de perl., Petrobras	25.000	600	Bahia de Guanabara	Japan Odeco
OCEAN ZEPHYR, semi-sumergible, Petrobras	25.000	600	1-RJS-155A	Odeco Drilling
ORION, autoelevadiza, Petrobras	20.000	275	1-APS-41	Offshore Co.
PENROD 59, autoelevadiza, Petrobras	30.000	225	Ceara 1-RNS-32	Penrod
PENROD 62, autoelevadiza, Petrobras	30.000	340	7BD-100-RJS	Penrod
PENROD 71, semi-sumergible, Petrobras	30.000	1.000	1-RJS-1J	Penrod
PENROD 72, semi-sumergible, Petrobras	30.000	2.000	3EN-4D RJS1	Penrod
PENROD 75, semi-sumergible, Petrobras	30.000	1.000	1-RJS-160	Penrod
PETROBRAS I, autoelevadiza, Petrobras	1.200	100	1-ESS-44	Petrobras

Nombre, tipo y para quién perfora	Profundidad (pies)	Tirante de agua (pies)	Ubicación	Propietario
PETROBRAS II, buque de perl., Petrobras	25.000	984	4-RJS-140D	Petrobras
PETROBRAS III, autoelevadiza, Petrobras	25.000	320	1-ESS-48A	Petrobras
PETROBRAS IV, autoelevadiza, Petrobras	12.000	110	R. Grande do Norte, 1-RNS-25	Petrobras
PETROBRAS V, autoelevadiza, Petrobras	12.000	250	Sergipe 4-SES-52	Petrobras
PETROBRAS VI, autoelevadiza, Petrobras	(Construcción: Davie, Canadá)		Costafuera Brasil	Petrobras
PETROBRAS VII, autoelevadiza, Petrobras	(Construcción: Verolme, Brasil)		Brasil	Petrobras
PETROBRAS VIII, autoelevadiza, Petrobras	(Construcción: Ishibras, Brasil)		Brasil	Petrobras
PETROBRAS IX, semi-sumergible, Petrobras	(Construcción: Mitsubishi, Japón)		Brasil	Petrobras
PETROBRAS X, semi-sumergible, Petrobras	(Construcción: Mitsui, Japón)		Brasil	Petrobras
PETROBRAS XI, autoelevadiza, Petrobras	(Construcción: Ishibras, Brasil)		Brasil	Petrobras
ROWAN MIDDLETOWN, autoelevadiza, Cities Service	30.000	300	Sao Luis Desemboc. del Amazonas	Rowan Cos.
SEDCO 702, semi-sumergible, Marathon	30.000	1.000		Sedco Maritime
Sin nombre, semi-sumergible, Petrobras	(Construcción: UIE/CFEM, Escocia)			Petrobras
Sin nombre, semi-sumergible, Petrobras	(Construcción: UIE/CFEM, Escocia)			Petrobras
Sin nombre, autoelevadiza, Petrobras	(Construcción: Corena, Brasil)			Consolidated Offshore
TAINARON, buque de perl., Petrobras	30.000	1.000	Campos 1-RJS-156	Tropic Drilling
TRANSWORLD 61, semi-sumergible, Petrobras	20.000	600	Campos 3-RJS-157	Transworld
ZEPHYR II, semi-sumergible, Petrobras	25.000	600	1-RJS-102-A	Odeco Inc.
COLOMBIA				
ROWAN-HOUSTON, autoelevadiza, Koch	25.000	225		Rowan Int'l
CHILE				
BEN OCEAN LANCER, buque de perl., Arco	25.000	3.000	Darwin #1	Ben Odeco
DIAMOND M GENERAL, semi-sumergible, ENAP	25.000	1.500	Oeste de Chile	Diamond/General
MAGALLANES, autoelevadiza, ENAP	20.000	150	Magallanes	Diamond M
NUGGET, autoelevadiza, ENAP	30.000	300	Magallanes	Diamond M

Equipos de perforación activos en aguas de Latinoamérica* (continuación)

Nombre, tipo y para quién perfora	Profundidad (pies)	Tirante de agua (pies)	Ubicación	Propietario
MEXICO				
AZTECA, auto-elevadiza, Pemex	25.000	300	Campeche	Perf. Marítimas
CORA, buque de perf., Pemex	20.000	600	Baja California	Protexa
MAYA, auto-elevadiza, Pemex	25.000	300	Campeche	Protexa
REFORMA, buque de perf., Pemex	25.000	600	Pto. Peñasco	Perforadora México
REVOLUCION, buque de perf., Pemex	25.000	600	Sonora	Perforadora México
RIO PANUCO, buque de perf., Pemex	25.000	600	Campeche	Pemex
ROWAN-LOUISIANA, auto-elevadiza, Pemex	30.000	350	Campeche	Rowan Cos.
ROWAN-TEXAS, auto-elevadiza, Pemex	25.000	225	Campeche	Rowan Int'l
Sin nombre, auto-elevadiza, Pemex			Campeche	Permargo
Sin nombre, auto-elevadiza, Pemex			México	Permargo
VENEZUELA				
C-201, barcaza lacustre, Lagoven	13.000	100	Maracaibo	Lagoven
C-202, barcaza lacustre, Lagoven	13.000	100	Maracaibo	Lagoven
C-203, barcaza lacustre, Lagoven	17.000	100	Maracaibo	Lagoven
C-204, barcaza lacustre, Lagoven	7.500	100	Maracaibo	Lagoven
C-226, barcaza lacustre, Lagoven	10.000	100	Maracaibo	Lagoven
C-227, barcaza lacustre, Lagoven	17.000	100	Maracaibo	Lagoven
C-228, barcaza lacustre, Lagoven	7.500	100	Maracaibo	Lagoven
C-333, barcaza lacustre, Lagoven	7.500	100	Maracaibo	Lagoven
C-334, barcaza lacustre, Lagoven	10.000	100	Maracaibo	Lagoven
C-336, barcaza lacustre, Lagoven	7.500	100	Maracaibo	Lagoven
ESTRELLITA, auto-elevadiza, Meneven	20.000	150		Offshore Co.
GP-9, buque de perf., PDVSA	17.000	120	Maracaibo	Maraven
GP-10, buque de perf., PDVSA				
L401, barcaza lacustre, Lagoven	16.000	100	Maracaibo	Lagoven

Nombre, tipo y para quién perfora	Profundidad (pies)	Tirante de agua (pies)	Ubicación	Propietario
L402, barcaza lacustre, Lagoven	16.000	100	Maracaibo	Lagoven
MOBILE UNIT NO. 60, autoelevadiza, Meneven	16.000	120	Maracaibo	Offshore Co.
OCEAN ROVER, semi-sumergible, Maraven	25.000	600	PMO 2-X	Odeco Ind.
OFFSHORE PEGASUS, auto-elevadiza, Corpoven	16.000	125	MCBO	Offshore Co.
POLARCUB, auto-elevadiza, Corpoven	16.000	100	Maracaibo	Offshore Co.
REINA DEL LAGO, barcaza lacustre, Lagoven	14.000	100	Maracaibo	Santa Fe Int'l
REY DEL LAGO, barcaza lacustre, Lagoven	14.000	100	Maracaibo	Santa Fe Int'l
ROWAN-ODESSA, auto-elevadiza, Lagoven	25.000	300	Paria	Rowan Cos.
WESTERN OFFSHORE IX, buque de perf., Lagoven	25.000	750	Tigrillo #1	Fluor

*Y equipos en construcción.

Accidentes de plataformas desde 1960

Año	Nombre	Tipo*	Propietario	Tipo de accidente	Pérdida US\$ millones
1960	Nola 2	Barcaza	Zapata Offshore	Tormenta, Bahía de Campeche	1.3
1961	No. 55	Auto	Offshore Co.	Huracán, Belice	1.7
1966	Mercury	Barcaza	Golden Land Drilling	Hundida durante igrmenta frente a Tuxpan, México	1.5
1969	Mariner I	Semi	Santa Fe	Daños al casco, Argentina	0.2
1970	Mercury	Auto	Offshore Co.	Tormenta, Argentina	0.3
1971	Wodeco II	Barcaza	Fluor Drilling	Reventón e incendio, Perú-7 muertos	4.5
1973	Mariner I	Semi	Santa Fe	Reventón, Trinidad—3 muertos	0.1
1974	Ranger	Auto	YPF	Volco durante remolque en el Caribe	7.0
1979	Sedco 135	Semi	Sedco Drilling	Reventón e incendio, Bahía de Campeche	22.0
1980	Marlin IV	Auto	Marlin Drilling	Fata partida durante posicionamiento, Brasil	

*Auto = Autoelevadiza; Sum = Sumergible; Semi = Semisumergible; Buque = Buque

APENDICE B

Escala de Beaufort sobre condiciones Marinas.

BEAUFORT SCALE WITH CORRESPONDING SEA STATE CODES

Beaufort number	Wind speed				Beaufort's term	U. S. Weather Bureau term	Estimating wind speed		Wave Code	
	knots	mph	meters per second	kilometers per hour			Effects observed at sea	Effects observed on land	Term and height of waves, in feet	Code
0	under 1	under 1	0.0-0.2	under 1	Calm	Light	Sea like mirror.	Calm: smoke rises vertically	Calm, glassy, 0	0
1	1-3	1-3	0.3-1.5	1-5	Light air		Ripples with appearance of scales, no foam crests.	Smoke drift indicates wind direction; waves do not move.		
2	4-6	4-7	1.6-3.3	6-11	Light breeze	Gentle	Small wavelets; crests of glassy appearance, not breaking.	Wind felt on face; leaves rustle; vases begin to move.	Rippled, 0-1	1
3	7-10	8-12	3.0-5.0	12-19	Gentle breeze		Large wavelets, crests begin to break; scattered whitecaps.	Leaves, small twigs in constant motion; light flags extended.		
4	11-14	13-18	5.0-7.9	20-28	Moderate breeze	Moderate	Small waves, becoming longer; numerous whitecaps.	Dust, leaves, and loose paper raised up; small branches move.	Slight, 2-4	2
5	17-21	19-24	8.0-10.7	29-38	Fresh breeze		Moderate waves, taking longer form, many whitecaps; some spray.	Small trees in leaf begin to sway.		
6	22-27	25-31	10.0-13.8	39-49	Strong breeze	Strong	Larger waves forming; whitecaps everywhere; more spray.	Larger branches of trees in motion; whistling heard in wires.	Rough, 6-13	3
7	28-33	32-38	13.0-17.1	50-61	Moderate gale		Sea heaps up; white foam from breaking waves begins to be blown in streaks.	Whole trees in motion; resistance felt in walking against wind.		
8	34-40	39-44	17.2-20.7	63-74	Fresh gale	Gale	Moderately high waves of greater length; edges of crests begin to break into spindrift; foam is blown in well-marked streaks.	Twigs and small branches broken off; trees; progress generally impeded.	Very rough, 15-20	4
9	41-47	47-54	20.0-24.4	75-88	Strong gale		High waves; sea begins to roll; dense streaks of foam; spray may reduce visibility.	Right structural damage occurs; slate blown from roofs.		
10	48-55	55-63	24.5-29.4	90-102	Whole gale	Whole gale	Very high waves with overhanging crests; sea takes white appearance as foam is blown in very dense streaks; rolling is heavy and visibility reduced.	Reldom experienced on land; trees broken or uprooted; considerable structural damage occurs.	High, 20-30	5
11	56-63	64-72	29.0-32.6	103-117	Storm		Exceptionally high waves; sea covered with white foam patches; visibility still more reduced.			
12	64-71	73-82	32.7-36.9	118-132		Hurricane		Very rarely experienced on land; usually accompanied by widespread damage.	Phenomenal, over 45	6
13	72-80	83-92	37.0-41.0	134-149						
14	81-90	93-103	41.0-45.1	150-166						
15	90-99	104-114	46.2-50.9	167-183						
16	100-109	115-125	51.0-55.9	184-201						
17	109-118	126-136	56.1-61.1	202-220						
18										

Note: Since January 1, 1954, weather map symbols have been based upon wind speed in knots, at 0.5-knot intervals, rather than upon Beaufort number.

(H.O. Pub. No. 01)

APENDICE C

Agencias Públicas Meteorológicas y Consultores Oceanográficos

LIST OF OCEANOGRAPHIC WEATHER CONSULTANTS

Bretschneider, Dr. Charles
Chairman, Dept. of Ocean Engineering
University of Hawaii
2565 The Mall
Honolulu, Hawaii 96822

Coastal Engineering Survey Consultants (CESCO)
312 Trompstraat
The Hague, Netherlands

EG&G
Environmental Equipment Division
151 Bear Hill Road
Waltham, Massachusetts 02154

Douglas J. Evans
Evans and Hamilton
11113 Waycross Way
Kensington, Maryland

Fugro Ltd.
P. O. Box 63
Leidschendam 2131, Holland

A. H. Glenn and Associates
P. O. Box 26337, Chef Menteur Station
New Orleans 26, Louisiana

Kelvin Hughes
New North Road
Hainault, Ilford
Essex, England

IMCOS Marine Ltd.
London, England

Canada Department of Energy, Mines, and Resources.
Marine Sciences Branch,
615 Booth Street
Ottawa 4, Ontario, Canada

Arctic Institute of North America (AINA),
1619 New Hampshire Avenue, N. W.
Washington, D. C. 20009

Intersea Research Corporation
P. O. Box 2389
La Jolla, California 92037

Institute for Storm Research
Houston, Texas

Lockheed - California Company, Oceanics Divs.
3380 North Harbor Drive
San Diego, California 92101

North American Weather Consultants (NAWC)
Santa Barbara Municipal Airport
Goleta, California 93017

Oceanographic Services, Inc.
135 East Ortega Street
Santa Barbara, California 93101

Ocean Science and Engineering, Inc. (OSE)
5 Choke Cherry Road
Rockville, Maryland 20843

Ocean Systems, Inc.
11440 Issac Newton Industrial Square North
Reston, Virginia 22070

American Science & Engineering Company
2910 Exxon Blvd.
Houston, Texas 77002

APENDICE D

El Concepto del Pozo Submarino.

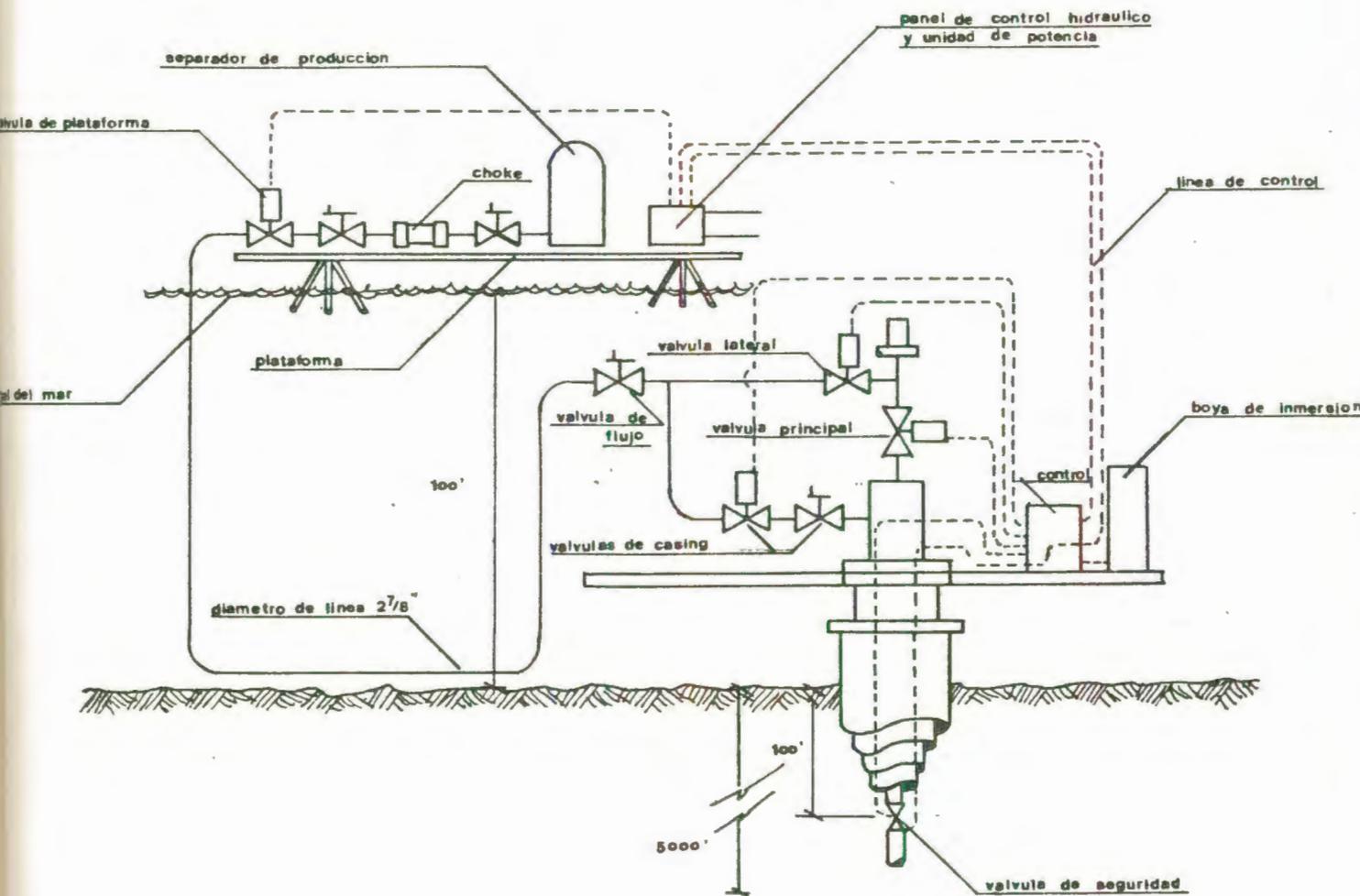
EL CONCEPTO DEL POZO SUBMARINO

Desde 1975, cuando los primeros pozos submarinos fueron completados en unos 100 pies (30 mts) de agua en el Lago Erie usando equipo terrestre convencional, los pozos submarinos han aumentado en cantidad y complejidad. Hoy en día (para 1979) más de 400 pozos submarinos (300 lacustres y 100 marinos) han sido instalados por todo el mundo. Los desarrollos tecnológicos más importantes incluyen el sistema intermedio Seal (SIS), la cabina de cabezal de pozo de 1 atmósfera (1.02 kpa.), el sistema submarino de producción EXXON Corp. (SPS), el pozo satélite, el concepto de Manifold (múltiple) central de la Transworld Drilling Co. y la plataforma de patas con el concepto de templado de la Deep Oil Technology Co.; todos estos creados para producción submarina. Debido a los avances tecnológicos asociados, nuevos métodos, procedimientos y equipos nos permiten hacer completaciones sencillas en aguas poco profundas con equipos convencionales a costos competitivos con desarrollos de plataformas. Estos pozos de aguas poco profundas han llegado a ser alternativas atractivas para producir pozos profundos, (especialmente gas), que no puede ser alcanzado desde plataformas existentes. Las completaciones que se discutirán son diseños de la CONOCO INC. operadora de Atlantic Richfield, Getti Oil, Cities servicios, etc., que fueron instalados en el Golfo de Méjico en 1978. Los pozos fueron perforados en yacimientos llanos (poco profundos) de gas (unos 4.000 pies o sea 1.200 mts. de profundidad to

tal) en 100 pies (30 mts.) de agua. El sistema específico submarino fue escogido con la intención de compensar la inversión con el equipo probado, no se intentó probar nueva tecnología.

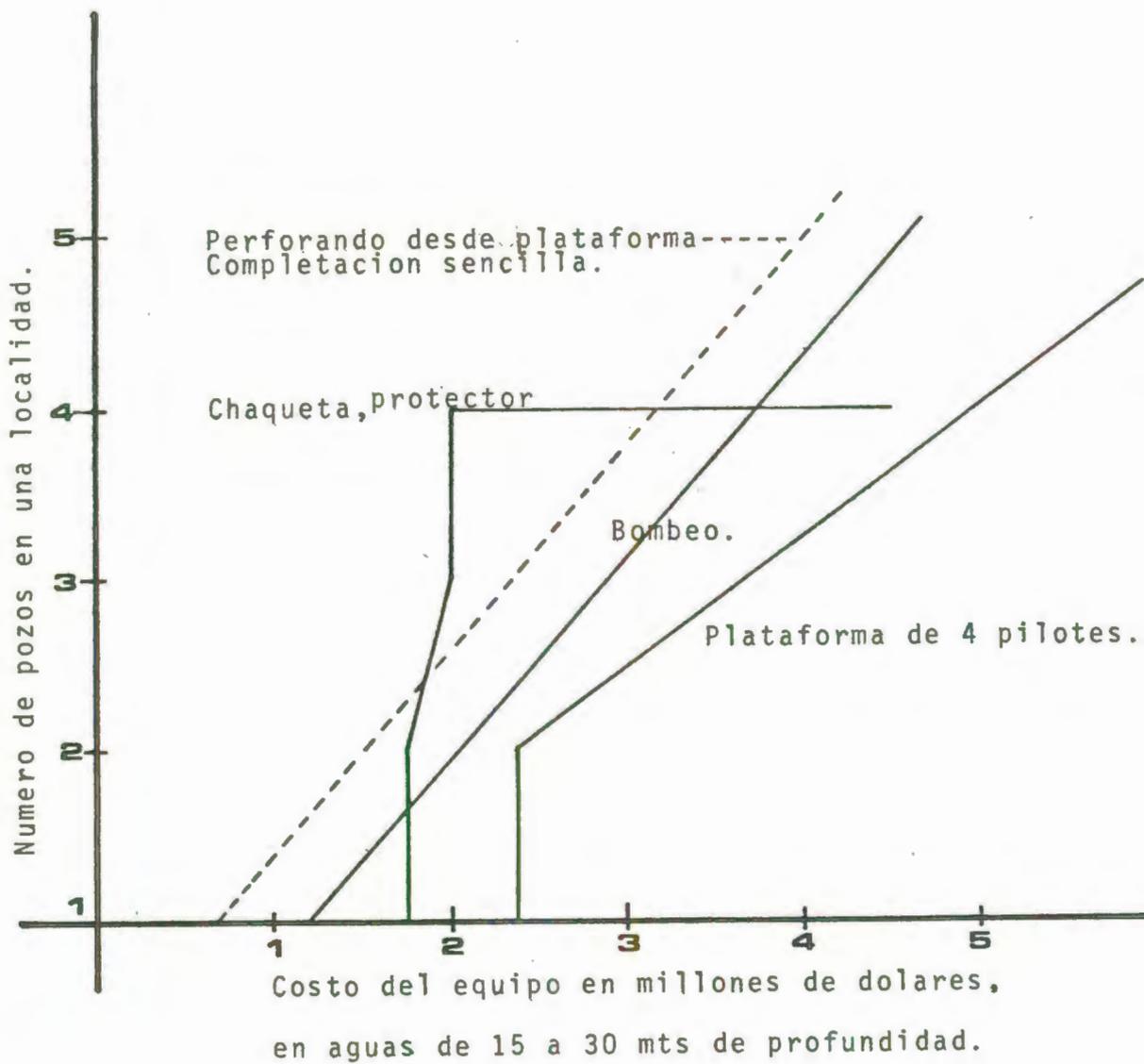
Las únicas ampliaciones tecnológicas novedosas fueron improvisaciones basadas en experiencia práctica de campo. La tecnología del árbol de Navidad "húmedo" es muy simple y de fácil y rápido uso. La figura .1 ilustra los componentes del sistema submarino. Los pozos fueron aislados individualmente en 6 diferentes localidades en el área de Grand Isle, costas de Louisiana. En cada caso los ángulos direccionales y distintas distancias eran demasiado grandes para permitir perforación desde plataformas existentes, las reservas no justifican la instalación de una nueva estructura por muy económica que sea, pero sin embargo el método submarino era una posibilidad económica alcanzable, observe la figura .2 para la comparación de costos. Desde el punto de vista operacional, la creencia en la dependabilidad del equipo está justificada por las recientes experiencias. Estos datos de experiencias que fueron recopilados de varias publicaciones sobre economía, da fuerte respaldo a la tecnología submarina. Más de 100 completaciones sencillas (1 sólo pozo) submarinas han sido probadas y operadas por 20 diferentes contratistas operadoras. Casi 1 docena de suplidores compiten activamente con los componentes necesarios.

Figura .1 Componentes del sistema submarino, (Ref 14)



COMPONENTES DE UN POZO SUBMARINO

Figura .2 Comparacion de costos.(Ref 14)



COMPARACION DE COSTOS DE EQUIPOS

Los datos de yacimiento mostraban que todas las zonas prospectivas estaban secas, conteniendo gas no corrosivo a presiones normales.

La producción se anticipó de 2 a 4 MM pies cúbicos/día (de 57 a 144×10^6 mts./día), por zona con una vida útil de 5 a 10 años. Todos los pozos fueron planeados como hoyos verticales. Aquellos pozos en agua de 90 pies (27.4 mts) de profundidad o más profundos fueron perforados desde una plataforma semi-sumergible (Blue Water 2) y aquellas en aguas menores de 90 pies (27.4 mts) de profundidad fueron perforados con una plataforma autoelevadiza (Sale Nergy I).

El diseño del fondo del pozo se mantuvo lo más sencillo posible; los programas de la tubería de revestimiento fueron estandarizados, y todas las 3 zonas productivas fueron empacadas con grava o plastificadas. Equipos de bombeo no fueron utilizados porque toda la producción sería de gas y porque el equipo tenía que ser simple. Se seleccionó válvulas subterráneas de seguridad del tipo balanceo, y podrían ser controladas desde la plataforma para dar completo acceso para la tubería de producción hasta en el fondo del pozo.

Esta válvula de seguridad sería necesaria para unos 1.000 lpc. (6.894 kPa) en operaciones de baja presión prolongándose así la vida útil de esta válvula, manteniendo su funcionamiento hasta el extremo más bajo del rango y manteniendo la máxima presión del sistema controlado lo más bajo posible, esto es menos que 5.000 lpc.,

(34.470 kpa).

Una característica de contra balance fue incluida en cada válvula para permitir una fuga parcial a través del sello hacia la línea de balance. Esto evitaría fugas desde el pozo hacia la línea de operación, lo cual podría causar que las válvulas no se cerrasen. Tomando en cuenta que los trabajos con hombres ranas (buzos) eran económicamente realizables en aguas poco profundas, se incorporó muchas ideas prácticas orientadas hacia los buzos para el diseño del árbol de Navidad y los procedimientos de operaciones.

Sugerencias de los buceadores fueron tomadas en cuenta a través de todas las fases de planeamiento, diseño y pruebas del programa. Se seleccionó tenazas y válvulas operables por buceadores para las conexiones de las líneas de flujo y del árbol de Navidad, en lugar de conexiones hidráulicas complejas y muy costosas. La re-entrada del árbol de Navidad, el mantenimiento y reparación de las válvulas, y retiro de sistemas de control fueron planeadas como operaciones hechas por buceadores, es más, las herramientas de completación fueron diseñadas para ser usadas por los buceadores.

.2 Perforación y Completación Submarina

Los cabezales de pozos usados en las plataformas semi-sumergibles eran tipo standard $16\frac{3}{4}$ plg (42.5 cm.), 5.000 lpc. (34.470 kpa), ver figura .3.

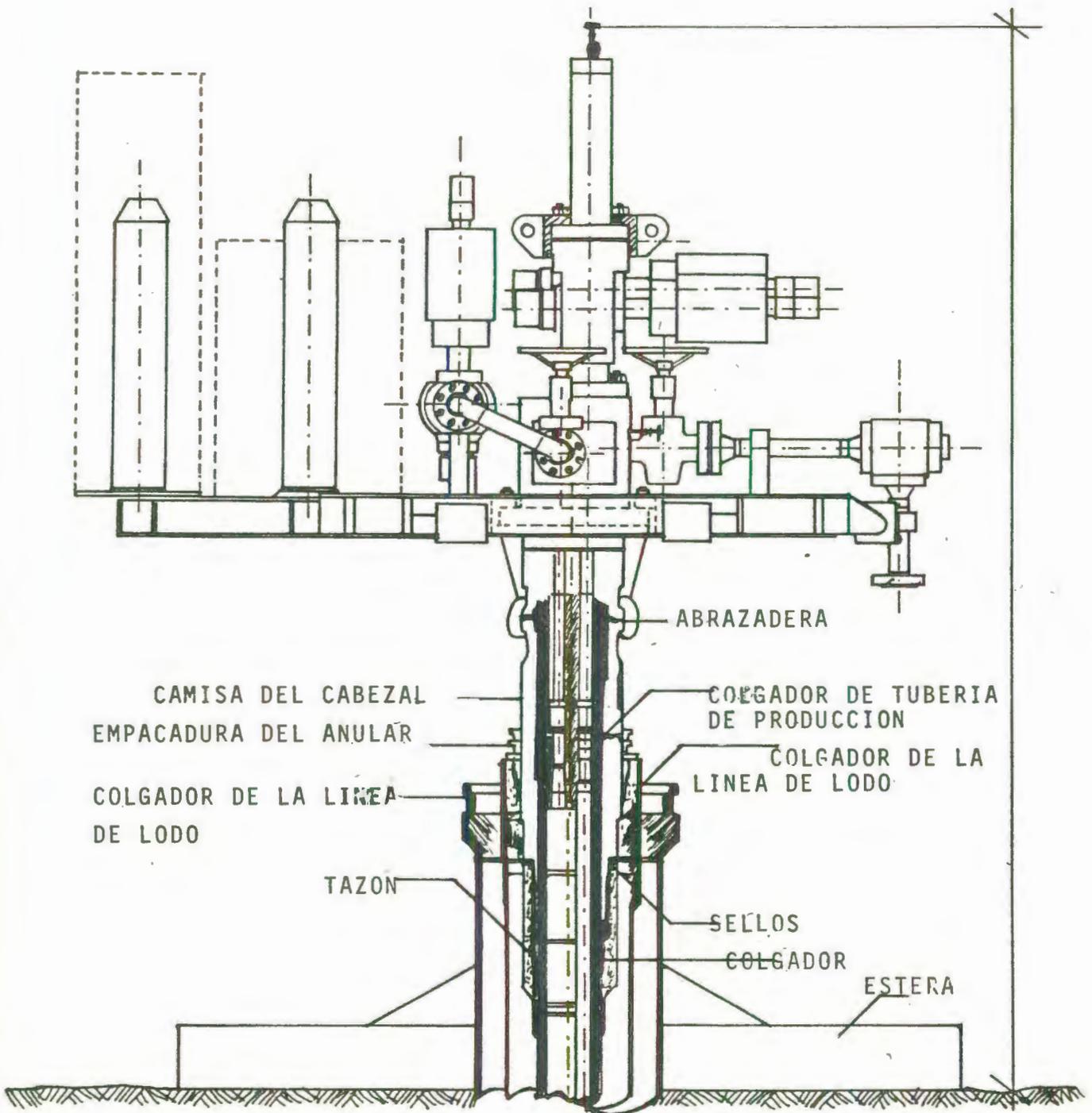


Figura .3 (Ref14)

ESQUEMA DE UNA COMPLETACION SENCILLA

En la siguiente tabla se suman los datos básicos del programa submarino:

TABLA .1

Pozo N°	Tipo	Prof.Total		Prof.Agua		Distancia des de plataforma		Tipo de Controles	Número de líneas de Control
		Pies	Mts.	Pies	Mts.	Pies	Mts.		
1	Sencillo	4000	1219	94	28.7	4200	1280	Discreto	6
2	Doble	3000	914	99	30.2	6700	2042		3
3	Doble	3000	914	99	30.2	6500	1981		3
4	Doble	5100	1555	114	34.7	8200	2500		3
5	Sencillo	3900	1189	68	20.7	16600	5060		2
6	Doble	12500	3810	87	26.5	4400	1341	Discreto	9

COSTOS TIPICOS SUBMARINOS BASADOS EN LICITACIONES YA EFECTUADAS:

<u>Cabezal del pozo y árbol de Navidad</u>	<u>Controles del Arbol de Navidad</u>	<u>Controles de Plataforma</u>
Autoelevadiza sencilla = \$ 175.000	Monopie = \$ 70.000	Panel sencillo de un solo pozo = \$ 60.000
Flotante sencilla = \$ 250.000	Bípido = \$ 85.000	Panel doble de pozo doble \$ 75.000
Autoelevadiza doble = \$ 225.000		
Flotador doble = \$ 275.000	Equipos pesados discretos = \$ 10.000	Panel doble de un solo pozo = \$ 70.000
		Panel doble de pozo doble = \$ 95.000

Una estera o tapete para lodo fabricada en la localidad fue utilizada en lugar de una base de gufa temporal que era muy costosa. Esta estera para fondos fangosos evita que el cabezal del pozo se pierda en el fango en caso de ocurrir problemas de circulación durante la perforación y el colocamiento de la tubería revestidora de conducción. Se siguió procedimientos normales de perforación submarina: Tubería revestidora estructural: de 30 plg. (76.2 cms) fue colocado hasta 160 pies (48,8 m) por debajo del fondo marino, luego siguieron 1.800 pies (547.2 mts) de tubería revestidora superficial de $10^{3/4}$ plg. (27.3 cms)., y finalmente tubería revestidora de producción de 75/8 plg. (19.4 cms)- hasta la profundidad total del pozo.

El empaque de grava y los trabajos de completación fueron conducidos a través del túnel del BOP (Blow - out preventer = impide reventones) submarinos. Los empaques de producción hidráulicos fueron colocados en la tubería revestidora de producción. Antes de correr la tubería de producción de 2 3/8 plg. (6 cms) y el colgador de cuerpo sólido para la tubería de producción, los BOP fueron cambiados a arrietes de 2 3/8 plg. (6 cms). Pozos dobles requerían de una pieza de arrietes centralizadores así como arrietes dobles de tubería. Un buje orientador de colgador de tubería de producción fue colocado en el cabezal para proveer un buen alineamiento colgador de la tubería de producción con el árbol de Navidad.

El buje fue diseñado para orientar el colgador de la tubería de producción hacia la ranura en el corrector del BOP.

El colgador de la tubería de producción, la tubería de producción en sí, y la válvula de seguridad subterránea (colocada en posición abierta) fueron bajados y el colgador fue conectado en su lugar con dispositivos (perros) que eran activados cuando el colgador rotaba. El sello del colgador fue probado y un dardo se dejó caer por la línea de tubería para soltar la herramienta de corrida, luego el buje de orientación fue desactivado.

El colgador de la tubería de producción fue diseñado con un bloque sólido para simplificar las herramientas de corrida y los procedimientos. Una válvula de contrapresión tipo aguijón fue proveída para el acceso del espacio anular (bajo anular) entre la tubería revestidora (tubo de revestimiento) y la tubería de producción. Una herramienta de amarre para tubería de producción fue corrida en una tubería de producción de 2 3/8 plg (6 cms), como acceso al fondo del hoyo de la tubería de producción con el conducto del BOP en su lugar.

Al retraer, fue necesario hacer prueba de presión, colocaron empacaduras dobles, halaron los cierres de la válvula de seguridad y colocaron tapones en el colgador de la tubería de producción antes de desconectar el conducto del BOP.

Después que se retiraron los BOP, el árbol de Navidad fue bajado en tubería de perforación. Antes de correr el árbol de Navidad éste se probó en el exterior para asegurar la integridad de todas sus conexiones después que fuese transportado a la plataforma. La manga orientadora dada en el carrete del fondo del árbol de Navidad lo orientaba hacia el colgador de la tubería de producción.

Los buceadores monitorizaban su colocamiento y conectaron la tenaza (grava) de acción giratoria de 16 - 3/4 plg. (42.5 cms) para asegurar el árbol de Navidad al cabezal de pozo. Tapones a cable fueron halados a través de la línea del árbol de Navidad y el pozo se descargó usando nitrógeno, el pozo fue probado para producción de 24 horas a través de la línea de corrida del árbol de Navidad.

Control positivo del control maestro y de las válvulas de seguridad subterráneas fue mantenido por medio de una pequeña bomba hidráulica y un patín de control localizados en el piso de la torre de perforación. Después de las pruebas, un tapón fue colocado en la tapa del árbol de Navidad y así el semi-sumergible se bajó. El pozo se conectaría más tarde a la línea de flujo.

Los sistemas de cabezales de pozo en plataformas autoelevadizas usaban componentes y herramientas de colgadores para línea del fondo marino, del tipo standard (Ver figura 4.4). La tubería revestidora estructural de 30 plg (76.2 cms), el colgador y herramientas de corrida fue -

ron bajadas 250 pies (70 mts) debajo de la superficie del fondo marino.

Una base (estera) para fondos fangosos se usa para asegurar un buen descenso del equipo ensamblado. Un BOP HYDRILL de 29 1/2 plg (74.9 cms) se instaló en la línea de tubería de 30 plg (76.2 cms) antes de perforar para la tubería de revestimiento (conductor). Este conductor de 20 plg (50.8 cms) se colocó 1.000 pies (304 mts) debajo de la línea del fondo marino. Este colgador descendió sobre un hombro en el colgador de 30 plg (76.2 cms). Después de cementar, el BOP HYDRILL se instaló en la línea de amarre (50.8 cms) para perforar y colocar la tubería revestidora superficial de 10 3/4 plg (27.3 cms) a 1.800 pies (547.2 mts) por debajo de la línea del fondo marino. Este colgador descendió en un hombro del colgador de 20 plg (50.8 cms).

La envoltura (camisa) de 11 plg (27.9 cms) del cabezal, es una parte integral del colgador de 10 3/4 plg (37.3 cms). El ensamblaje del cabezal del pozo se corrió en tubería revestidora C-95, de 13 3/8 plg (34 cms) 72 lbs/pies (107 kg/mt); el cual sustituyó la necesidad de comprar un costosísimo elevador de tenaza (grapa) de alta presión. Los conductos del HYDRILL BOP de 13 3/8 plg (34 cms) fueron instalados en un elevador de 13 plg (34 cms) luego en una tubería revestidora de producción de 7 5/8 plg (19.4 cms) que se colocó hasta la profundidad total. El colgador de 7 5/8 plg (19.4 cms) descendió en un hombro tipo taza (olla) al cual se le aplicó torque desde el ensambla-

je de envoltura de 11 plg. (27.9 cms). Después de cementar, la herramienta de corrida de 7 5/8 plg (19.4 cms) y la línea de enganche fueron retirados. Un ensamblaje de sello fue corrido a través del elevador de 13 5/8 plg (34 cms) se atornilló al colgador de 7 5/8 plg (19.4 cms) y luego fue probado.

Los trabajos de completación, montura de los empaques con grava, y colocamiento del empacador hidráulico fueron efectuados con el elevador de 13 5/8 plg (34 cms) en su lugar.

Al igual que en los sistemas semi-sumergibles, una tubería de producción de 2 3/8 plg (6 cms) y un colgador de tubería de producción de cuerpo sólido y de diseño similar fueron corridos a través del elevador de 13 5/8 plg (34 cms).

El colgador fue alineado a una ranura en el cabezal del pozo, una herramienta de enganche del colgador de tubería de producción fue usado para trabajar en el fondo del pozo. Después de que se colocaron los tapones para el colgador de tubería de producción los elevadores de enganche de 30, 20 y 13 3/8 plg (76.2- 50.8- 34cms) fueron halados. Antes de bajar el árbol de Navidad, un ensamblaje de espacio anular (Packoff) de 20x10 3/4 plg (50.8x27.3 cms) fue corrido y energizado (activado).

Un procedimiento similar al tipo semi-sumergible para instalar árbol de Navidad fue efectuado. La principal diferencia fue debido a que no hay base guía permanente, una falda de alineamiento fue usada para alinear y esta

bilizar el árbol de Navidad en el cabezal del pozo. Después de que se colocó el árbol de Navidad, los buceadores quitaron la falda y conectaron una tenaza giratoria de 13 3/4 plg (42.5 cms), el pozo fue posteriormente descargado y se hicieron pruebas de producción.

.3 Diseño del Arbol de Navidad

Todas las válvulas automáticas en el árbol de Navidad eran del tipo de prueba de fallas de cerrada con sobremando integral manual.

Una válvula de bloque maestro y una válvula de flanco fueron usadas para cada línea de producción. El tapón de cierre del árbol de Navidad sustituyó a la válvula de intercambio. Una bobina hueca de espacio anular proveía acceso al espacio anular de la tubería revestidora horizontal así como a las válvulas de seguridad subterráneas. Una válvula automática de tubería revestidora fue usada. Acceso horizontal a la tubería revestidora fue necesario para rastrear la presión de la tubería revestidora y como medio para matar el pozo. Las operaciones fueron diseñadas de tal manera que había que cerrar la válvula de flanco, haciendo sangrar la línea de flujo al abrir la válvula del espacio anular.

Válvulas de aislamiento operadas manualmente fueron proveídas para hacer mantenimiento en condiciones de emergencia; y piezas de acero como obstrucciones fueron montadas para evitar que los codos y tubos fueran corroídos por la arena.

Una boya de activación hidráulica fue proveída; una jaula de protección con el árbol de Navidad fue montada, protegiendo así sus componentes críticos contra golpes y deterioros por parte de las compañías pesqueras. La jaula proveía a los buceadores con marcos y rejas como ayuda para remover y reparar los componentes del árbol de Navidad. La jaula se diseñó de tal manera que no interfiera - cuando se retiren los sistemas de control o cuando se opere la boya. Los buceadores prefirieron un corrector de línea - de flujo que fue sujetado con tuercas sin alinear la unión. Los buceadores encadenaron la tenaza de cabezal - árbol de Navidad con la bobina fuera del espacio anular en el taller y lo amarraron en la torre con una línea suave.

.4 Diseño de los Sistemas de Control

Todos los controles eran hidráulicos (no - eléctricos) que usaban fluido hidráulico (a base de agua) - biodegradable.

Tres pozos fueron diseñados para ser controlados por sistemas hidráulicos discreto usando una línea de control para - cada función del árbol de Navidad. Cuatro pozos fueron diseñados con sistemas de control de patas en secuencia usando - una sóla línea de provisión para operar todas las funciones del árbol de Navidad.

Patas fueron usadas cuando un grupo de líneas de control, - multilíneas, (requeridas en el caso discreto) eran más ca-ras que una pata de una sola línea. Durabilidad y dependabil

lidad de la pata no eran problemas mayores. Todas las tuberías de la línea de control en los árboles de Navidad eran mangueras de plástico sintéticas de alta presión con conexiones de acero inoxidable. Las conexiones usadas por los buceadores fueron diseñadas con válvulas de cheque en todos los puntos de desconexión para evitar que entrara el agua de mar. Conexiones multilínea usadas por los buceadores eran cajas de unión tipo tenaza, Las líneas de control hidráulico desde los pozos hacia la plataforma de producción también eran mangueras de plástico sintético de alta presión, en lugar de líneas de acero. Esta manguera se seleccionó debido a su facilidad de mantenimiento limpieza y manipulación. Cada pata submarina es hidráulicamente programada y controlada en secuencia por válvulas pilotos en la pata.

En la figura .5 se muestra el esquema básico usado para todos los pozos. Las válvulas piloto fueron seleccionadas individualmente para operar a diferentes presiones de entrada transmitidas a la pata en respuesta a las ordenes que venían del panel de control de la superficie. Con la orden adecuada, una válvula piloto gira y permite que una presión de 1.500 lpc (10.341 kpa) pase a la válvula automática correcta en el árbol de Navidad, abriendo así la válvula; si no llegan señales (u ordenes) la válvula se cierra. El primer paso de control operacional en el programa es el enganche de la boya, el cual se activa únicamente a 500 lpc (3.447 kpa) de presión. Un orificio en la tubería -

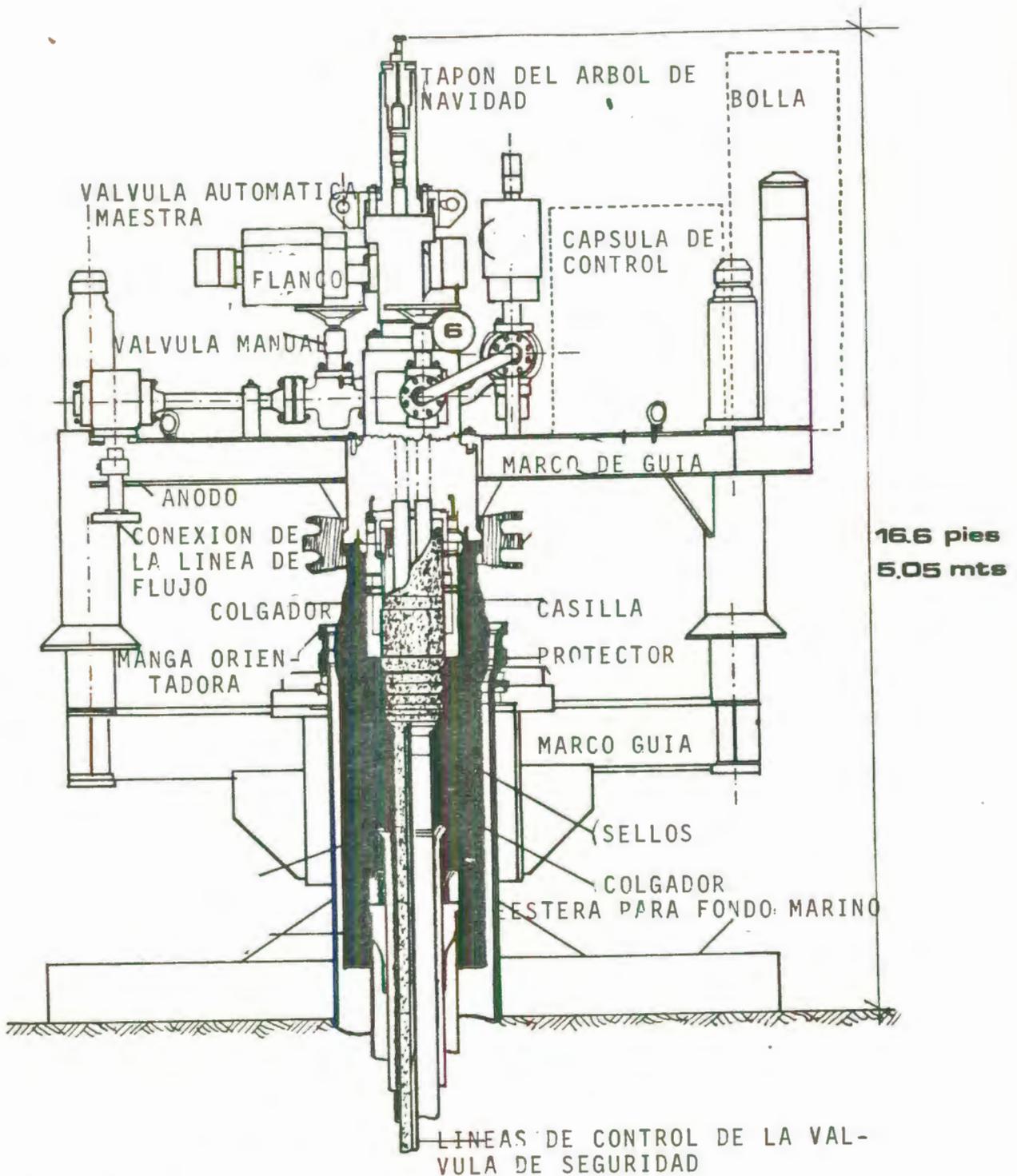


Figura .4 (Ref14).
ESQUEMA DE COMPLETACION

de la boya actúa como un cronómetro hidráulico para retrasar la señal, el cual permite una señal de presión de entrada mayor sin activar la boya porque la alta presión encierra afuera la válvula piloto para la boya. La operación del espacio anular de la tubería revestidora es programada similarmente de tal manera que el control del espacio anular también, no funcionará cada vez que las válvulas principales, o de los flancos sean operadas. El programa también asegura que la válvula de flanco se abra después y se cierre antes de que la válvula principal, de tal manera que la válvula de flanco es la válvula de sacrificio del árbol de Navidad.

En la figura .5 y .6 se muestra la carta operacional de flujo que describe las funciones básicas de las patas del árbol de Navidad.

La versión doble de las patas del árbol de Navidad fueron similares y tuvieron tantas funciones interfases necesarias como para poder controlar ambas líneas de producción. La montura de la unidad de control de superficie contiene el paquete de potencia hidráulica y uno o más módulos de control del árbol de Navidad, dependiendo en el número de líneas de producción controladas por el panel de control. El panel, diseñado para el operador de campo, es sencillo, simple, fácil de entender y lo más seguro contra fallas posibles. Ideas de campo prácticas fueron incorporadas donde fue posible. La sección del paquete de potencia del panel de control contiene el flujo de reserva; acumulan

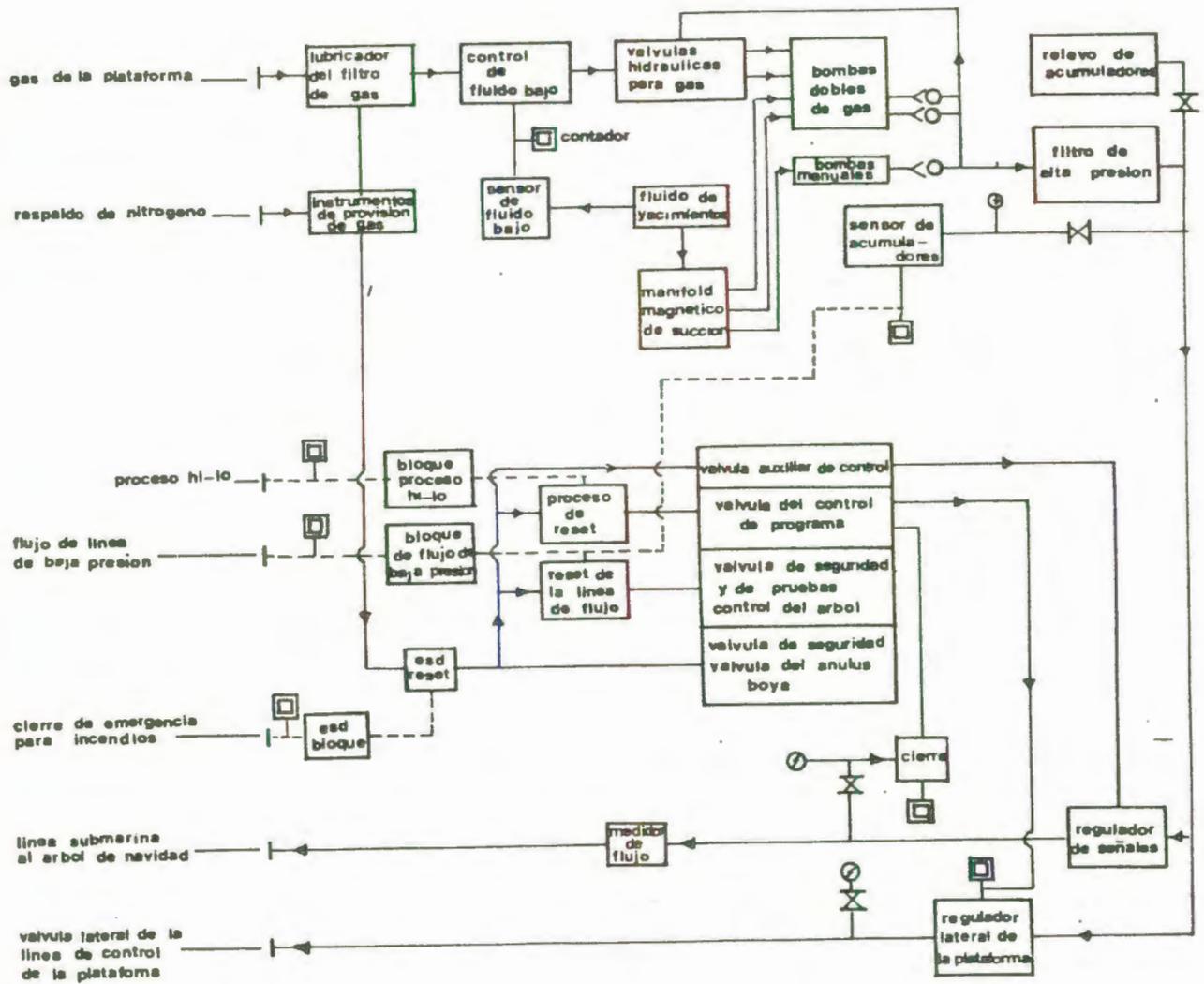
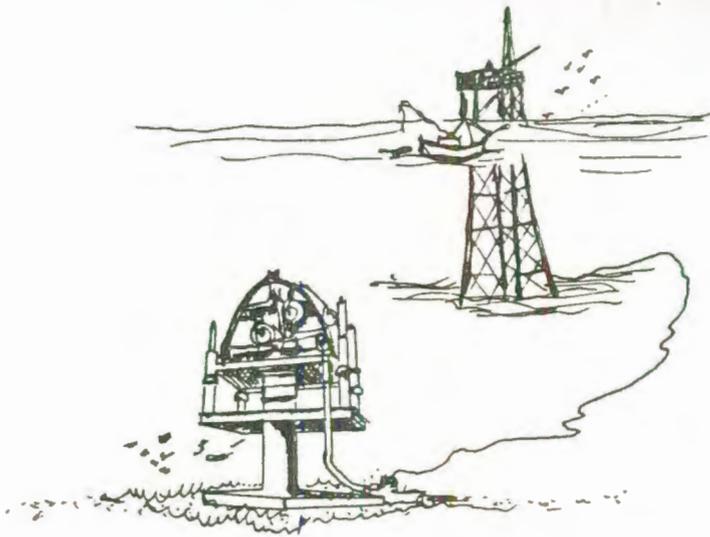


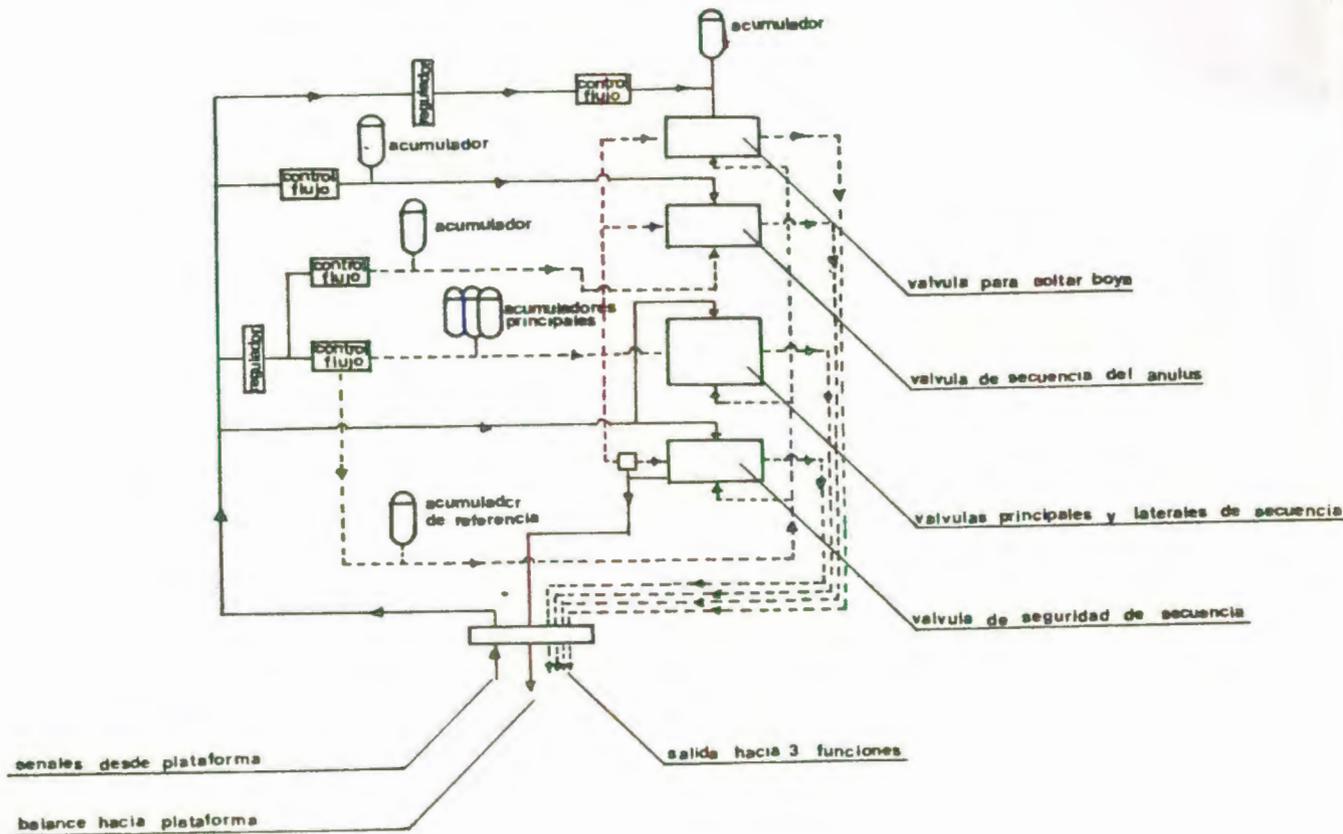
Figura .5 (Ref14).

ESQUEMA DE LOS CONTROLES DE SUPERFICIE (UNIDAD)



CONCEPTO DEL POZO SUBMARINO

Figura .6 (Ref14).



do con capacidad de almacenamiento para dos ciclos completos operacionales; una bomba operada principalmente por gas, es la bomba hidráulica de desplazamiento positivo, una bomba de gas de relevo operada manualmente, también tienen alarmas, tuberías de cierre, aislamiento y de recomienzo. Combustible de plataforma e instrumento de gas de 100 lpc (689 kpa) es usada para potencia de superficie. Relevo o asistencia con nitrógeno es proveído.

Los módulos de control contienen toda la tubería necesaria para enviar una presión seleccionada (ésta es seleccionada por la palanca de control rotatorio) al árbol de Navidad submarino. Cada función del árbol de Navidad es operada en orden ascendente, y una pérdida de presión en la línea de control cierra en secuencia el pozo. La operación de chequeo de la válvula de seguridad está fuera de orden secuencial y causa que el sistema retorne automáticamente a presión cero. Un dispositivo para incendio fue corrido paralelo al sistema de emergencia de incendios con cierre automático, esto causa que el árbol de Navidad se cierre por si sólo. El proceso de la plataforma (señales de presión alta o baja) cierran sólo la válvula de flanco de la plataforma. Una señal baja del flujo de línea (de la línea de flujo del árbol de Navidad) indica una línea de flujo rota, la cual se cierra en el árbol de Navidad; en la figura .5 se muestra un diagrama de flujo que describe las funciones de la unidad de control de superficie.

Como una alternativa al desarrollo de las plataformas, el árbol de Navidad de pozo único, submarino, es atractivo, económica y mecánicamente. Algunas aplicaciones del sistema, son pozos en delineación por pasos, pozos en inyección en periferio, pozos en bloques de fallas aisladas, y pozos en líneas de embarcación de alta densidad. El método submarino hace adquirible la flexibilidad de perforar pozos adicionales sin interrumpir facilidades de producción ya existentes; cuando no hay ranuras en una plataforma de producción al alcance, o cuando una plataforma no soporta una torre de perforación mecánicamente, el método submarino es económico. Debido a la vasta experiencia en operaciones que ha sido adquirida en ésta última década; la tecnología submarina se ha puesto mecánicamente adquirible y confiable pero es necesario siempre asegurar que el proveedor de los equipos, garantice la calidad del control.



Society of Petroleum Engineers

ESPOL - ICT
Student Chapter