

**ANÁLISIS DE LA POSIBLE UNIDAD DE PERFORACIÓN A EMPLEARSE  
EN EL PROSPECTO BAHÍA EN EL CARIBE COSTA FUERA**

**JUAN RAFAEL ACERO LAGUADO  
DANNY YAMY CARO RIVERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**2004**

**ANÁLISIS DE LA POSIBLE UNIDAD DE PERFORACIÓN A EMPLEARSE  
EN EL PROSPECTO BAHÍA EN EL CARIBE COSTA FUERA**

**JUAN RAFAEL ACERO LAGUADO  
DANNY YAMY CARO RIVERA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
Ingenieros de Petróleos**

**Director: EDELBERTO HERNANDEZ TREJOS  
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector: CARLOS ALBERTO REYES SERPA  
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector: ALEXANDER REY PORRAS  
Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**2004**

*A mis padres Amparo y Rafael por su gran amor, dedicación y confianza depositada en mí.*

*A Dios, guía permanente y quien sobre su manos a cargado mi vida y su voluntad me brinda  
constantes bendiciones*

*A mis padres, Bertha Janeth Rivera y Carlos Alirio Caro, por su amor, su continuo desvelo,  
comprensión, respeto y ante todo su amistad.*

*A mis abuelos, los que me acompañaron tan de cerca durante este camino, brindando  
absolutamente todo de ellos, su mas grande amor y sobre todo sus oraciones a Dios por mi, A los  
que ya no están pero que continúan con su buen recuerdo y ejemplo ayudándome.*

*A mis hermanas Nhora y Carolina, mi mayor tesoro, por quienes siempre vale la pena un esfuerzo  
mas.*

*A Dana Alejandra, la nueva estrella y mi último amor.*

*De una manera muy especial a todos los amigos que encontré durante los años en la universidad,  
quienes además de amistad incondicional estuvieron en los mejores momentos, y compartieron mis  
sueños y ayudaron a hacerlos realidad.*

*D.Y.C.R.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores de este proyecto quieren expresar de manera muy especial su agradecimiento al Ingeniero Carlos Alberto Reyes Serpa, al Geólogo Alexander Rey Porras y al Profesor Edelberto Hernández Trejos por la ayuda desinteresada en la elaboración del proyecto.

A nuestros incondicionales amigos de la Universidad por el apoyo moral, a todos quienes compartieron los Buenos y malos momentos brindando siempre su aprecio y amistad.

A la Universidad por ofrecernos el espacio y las personas mas idóneas para nuestra formación profesional

**TITULO: ANALISIS DE LA POSIBLE UNIDAD DE PERFORACIÓN A EMPLEARSE EN EL PROSPECTO BAHÍA EN EL CARIBE COSTA AFUERA\*.**

AUTORES: Danny Yamy Caro Rivera\*\*  
Juan Rafael Acero Laguado\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Unidades de perforación, costa afuera, caribe, equipos de perforación, meteorología, oceanografía, Bloque Bahía.

Para el desarrollo del proyecto se realizó en primera instancia un estudio teórico de los tipos de unidades de perforación costa afuera, analizando sus condiciones de operación y los equipos que las conforman.

Se estudiaron las condiciones meteorológicas y oceanográficas del bloque Bahía, identificando los valores máximos, mínimos, promedios y dirección de vientos, olas, precipitaciones, corrientes, nubosidad, brillo solar, temperatura, además los porcentajes de ocurrencia de las tormentas tropicales y se sugirió cuales épocas del año serian las más propicias para operaciones exploratorias. Se identificaron las alturas de agua en el área a perforar y se reconoció la profundidad a perforar basado en pozos ya perforados en el bloque Bahía.

Se determino que los factores con mayor importancia para la escogencia de una unidad de perforación costa afuera son: profundidad de agua en la locación, factores climáticos, profundidad a perforar, áreas de trabajo de la unidad y disponibilidad, y factor económico.

Para la selección de la unidad de perforación en el área de interés, se tuvieron en cuenta dos casos, caso A a una profundidad de agua de 2000 pies y caso B a una profundidad de agua de 6500 pies. Se concluyo para los casos A y B que la unidad de perforación que era mas viable y rentable era respectivamente una Unidad Semi-sumergible de tercera generación con anclaje convencional y un Barco perforador con posicionamiento dinámico.

---

\*Tesis de pregrado

\*\*Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander  
Director de tesis: Edelberto Hernández Trejos

**TITLE: POSSIBLE DRILLING UNIT TO BE EMPLOYED IN THE CARIBBEAN BAHIA OFFSHORE PROSPECT\***

**AUTHORS:** Danny Yamy Caro Rivera\*\*  
Juan Rafael Acero Laguado\*\*

**KEYWORDS:** Drilling Units, Offshore, Caribbean, Drilling equipment, Meteorology, Oceanography, Bahia Prospect.

The first step in the development of this project was a study of the different types of drilling units offshore, analyzing its conditions of operation and the equipment that they are made of.

Meteorological and oceanographic conditions from the Bahía prospect were studied. The maximum, minimum and average values as well as wind directions, waves, precipitations, tidal currents, cloudiness, sunshine, temperature and tropical storm occurrence were identified and recorded. Based on our data, the most favorable seasons during the year for exploration activities were suggested. Working water depths in the drilling area were identified. In areas to be drilled the water depth was established based on already perforated wells.

It was determined that the factors with the most importance in offshore drilling unit selection are: water depth, climate factors, depth to be drilled, unit working areas, availability and economic factors.

Selection of the drilling unit in the objective area was accomplished by taking into consideration the following two cases. First, case A with a water depth of 2.000 feet . Second, case B with a water depth of 6.500 feet. It was concluded for cases A and B that the most viable drilling unit is a semi-submersible third generation unit with a conventional anchoring and a drilling ship with dynamic positioning system.

---

\*Undergraduate Project

\*\*Petroleum School. Universidad Industrial de Santander  
Director: Edelberto Hernández Trejos

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. UNIDADES DE PERFORACIÓN	21
1.1. PLATAFORMA FIJA CON FLOATING DRILLING TENDER	21
1.2. PLATAFORMAS FIJAS SELF-CONTAINED	22
1.2.1. Descripción general	22
1.2.2. Características técnicas	23
1.2.3. Descripción del proceso de instalación	25
1.2.4. Eventualidades de las operaciones	25
2. UNIDADES MÓVILES	27
2.1. SUMERGIBLES	27
2.2. PLATAFORMA COMPLIANT	28
2.2.1. Descripción general	28
2.2.2. Características técnicas	29
2.2.3. Descripción del proceso de instalación	31
2.3. PLATAFORMAS JACK-UP	31
2.4. SEMI-SUMERGIBLES	33
2.4.1. Plataforma tipo “SPAR “	34
2.4.2. Plataforma de piernas tensionadas, Tension Leg Platform (TLP)	39
2.4.3. Plataforma SeaStar	42
2.5. BARCOS PERFORADORES	43
3. EQUIPOS	46
3.1. EQUIPOS DE SUPERFICIE	46
3.1.1. Piso de perforación	46
3.1.2. Torre	47
3.1.3. Grúa	48

3.1.4. Botes salvavidas y equipos contra-incendio	49
3.1.5. Compensador de Movimiento	50
3.2. EQUIPOS DE FONDO	52
3.2.1. Base Guía Temporal	52
3.2.2. Base Guía Permanente	53
3.2.3. Líneas de guía	54
3.2.4. Cabezal del Pozo Marino	55
3.2.5. Conjunto de Preventoras	56
3.2.6. Riser Marino de Perforación	58
3.2.7. Telescopic slip-joint	60
3.2.8. Riser flex joint	60
3.2.9. Choke and kill lines	61
3.2.10. Diverter	62
3.2.11. Sistema Tensionador del Riser	62
3.3. SECUENCIA DE EVENTOS A SEGUIR EN LA INSTALACION DE LOS EQUIPOS DE FONDO	64
3.3.1. Paso 1	64
3.3.2. Paso 2	66
3.3.3. Paso 3	67
3.3.4. Paso 4	67
3.3.5. Paso 5	68
3.3.6. Paso 6	70
4. CONDICIONES METEOROLÓGICAS Y OCEANOGRÁFICAS	72
4.1. CONDICIONES CLIMÁTICAS DE LA COSTA CARIBE COLOMBIANA	72
4.1.1. Ciclones tropicales	72
4.1.2. Huracanes	74
4.1.3. Ciclones tropicales en le territorio Colombiano	75
4.1.4. Trayectoria de huracanes y tormentas tropicales	75

4.2. DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS PARA LA ZONA DE ESTUDIO SECTOR BLOQUE BAHÍA	77
4.2.1. Precipitación	78
4.2.2. Tormentas	80
4.2.3. Temperatura y humedad	80
4.2.4. Condiciones de visibilidad y nubosidad	83
4.2.5. Régimen de vientos	84
4.2.6. Régimen de olas y corrientes	86
5. GEOLOGÍA DE LA ZONA DE ESTUDIO	99
5.1. GENERALIDADES	99
5.1.1. Localización Geográfica	99
5.1.2. Localización Geológica	99
5.2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	101
5.2.1. Tectónica	101
5.3. ESTRATIGRAFÍA	104
5.3.1. Formación Casona	104
5.3.2. Formación Luruaco	105
5.3.3. Formación San Jacinto	105
5.3.4. Formación Perdices	105
5.3.5. Formación Tubará	107
5.3.6. Formación La Popa	107
5.3.7. Cuaternario	107
5.4. FALLAS	107
5.4.1. Falla de Oca	107
5.4.2. Falla Bucaramanga-Santa Marta	108
5.4.3. Zona de falla Romeral	109
5.4.4. Zona de falla Colombia	110
5.5. ESTRATIGRAFIA DE UN POZO PERFORADO EN EL BLOQUE BAHÍA.	112
5.6. EXPERIENCIAS EN POZOS PERFORADOS	

COSTAFUERA EN COLOMBIA	113
6. SELECCIÓN DE LA POSIBLE UNIDAD DE PERFORACIÓN	116
6.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN	116
6.2. UNIDADES SELECCIONADAS	119
6.2.1. Unidades que se ajustan al caso A	119
6.2.2. Unidades que se ajustan al caso B	123
7. CONCLUSIONES	127
8. RECOMENDACIONES	130
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132
BIBLIOGRAFÍA	135
ANEXOS	140

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de unidades de Perforación	21
Figura 2. Plataforma fija con floating Drilling tender	22
Figura 3. Plataforma fija Self-Contained	23
Figura 4. Plataforma sumergible	27
Figura 5. Plataforma Compliant	29
Figura 6. Plataforma Jack-Up	32
Figura 7. Plataforma Spar	34
Figura 8. Tipos de Plataformas Spar	38
Figura 9. Plataforma de piernas tensionadas TLP	39
Figura 10. Plataforma Seastar	43
Figura 11. Barco perforador	44
Figura 12. Esquema de barco perforador	45
Figura 13. Piso de perforación	47
Figura 14. Torre de perforación y grúa	48
Figura 15. Compensador de Movimiento	50
Figura 16. Base guía temporal y permanente	54
Figura 17. Sistemas de líneas guías	55
Figura 18. Cabezal de pozo marino	56
Figura 19. Conjunto de Preventoras	57
Figura 20. Tubos de riser marino	59
Figura 21. Riser marino	59
Figura 22. Conexión del Riser marino	60
Figura 23. Equipos de fondo	61
Figura 24. Telescopic slip-joint y choke and kill lines	63
Figura 25. Ubicación de la base guía temporal	65

Figura 26. Perforación del casing estructural en el hueco	66
Figura 27. Colocación de la base guía permanente y el casing estructural	68
Figura 28. Perforación del hueco por entre el casing conductor	69
Figura 29. Bajando conductor con casing head	70
Figura 30. Preventoras instaladas y listo para perforar hasta profundidad total	71
Figura 31. Columna estratigráfica generalizada del VIM	106
Figura 32. Columna estratigráfica del pozo Escenario 1	115
Figura 33. Plataforma Ocean lexington-Ocean saratoga	119
Figura 34. Plataforma de Petrobras VII	121
Figura 35. Plataforma Falcon 100	122
Figura 36. Barco perforador Ocean Clipper	123
Figura 37. Barco perforador Deepwater Frontier	124
Figura 36. Barco perforador Deepwater Pathfinder	125

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estadísticas de ocurrencia de fenómenos tropicales en la costa caribe Colombiana	74
Tabla 2. Estimación del peligro de los huracanes	75
Tabla 3. Descripción de huracanes que afectaron la costa Caribe colombiana	76
Tabla 4. Registro de pozos perforados en Colombia costa fuera	114
Tabla 5. Criterios límites de Movilidad	116

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfica 1. Precipitación total en el año 2003	79
Gráfica 2. Pronostico de temperatura para la zona de interés	81
Gráfica 3. Registro del promedio mensual de la humedad relativa en la zona	82
Gráfica 4. Brillo solar y evaporación en la zona de estudio	84
Gráfica 5. Altura de ola significativa para la primera coordenada, Hs	91
Gráfica 6. Periodo pico de ola para la primera coordenada Tp	91
Gráfica 7. Régimen de oleaje para la primera coordenada	92
Gráfica 8. Altura de ola significativa para la segunda coordenada, Hs	93
Gráfica 9. Periodo pico de ola para la segunda coordenada Tp	93
Gráfica 10. Régimen de oleaje para la segunda coordenada	94
Gráfica 11. Altura de ola significativa para la tercera coordenada, Hs	95
Gráfica 12. Periodo pico de ola para la tercera coordenada Tp	95
Gráfica 13. Régimen de oleaje para la tercera coordenada	96
Gráfica 14. Altura de ola significativa para la cuarta coordenada, Hs	97
Gráfica 15. Periodo pico de ola para la cuarta coordenada Tp	97
Gráfica 16. Régimen de oleaje para la cuarta coordenada	98

## LISTA DE MAPAS

Mapa 1. Trayectorias de los huracanes que afectaron la costa caribe Colombiana	77
Mapa 2. Mapa de los bloques costa fuera	78
Mapa 3. Distribución de corrientes del caribe	87
Mapa 4. Ubicación de las coordenadas de estudio de las Características de olas	89
Mapa 5. Mapa de la localización geológica del área de estudio	100
Mapa 6. Localización de fallas	111

## LISTA DE ANEXOS

Tabla A1. Valores totales diarios de precipitación	141
Tabla A2. Valores totales mensuales de precipitación	142
Tabla A3. Valores medios diarios de temperatura	143
Tabla A4. Valores mensuales medios de temperatura	144
Tabla A5. Valores medios diarios de humedad relativa	145
Tabla A6. Valores medios mensuales de humedad relativa	146
Tabla A7. Valores totales de brillo solar durante el 2003	147
Tabla A8. Valores totales mensuales de brillo solar	147
Tabla A9. Valores medios mensuales de nubosidad	148
Tabla A10. Porcentaje de distribución de vientos en la zona de estudio de Diciembre a Febrero ( m / s )	149
Tabla A11. Porcentaje de distribución de vientos en la zona de estudio de Marzo a Mayo ( m / s )	149
Tabla A12. Porcentaje de distribución de vientos en la zona de estudio de Junio a Agosto ( m / s )	150
Tabla A13. Porcentaje de distribución de vientos en la zona de estudio de Septiembre a Noviembre ( m / s )	150
Tabla A14. Porcentaje de distribución de vientos anual en la zona de estudio	151

## INTRODUCCIÓN

Ya no se puede contar con las antiguas fuentes de petróleo. Por ejemplo, en Estados Unidos –sin contar con Alaska y Hawai–, los pozos ya se agotaron y se obtiene menos de la mitad del que se producía en su pico máximo de extracción, en 1970. La producción de la ladera norte de Alaska y del Mar del Norte de Europa, prosperas regiones petroleras hace 20 años, está disminuyendo. La agitación social en Venezuela y Nigeria amenaza el flujo del crudo. Oriente Medio sigue siendo el principal abastecedor, pero la guerra y la inestabilidad ponen de relieve los peligros de depender de esta región. <sup>1</sup>

La situación actual de globalización en el mundo y el incremento desmedido de la población a creado en esta una sed insaciable de fuentes de energía, lo cual ha hecho que la industria de los hidrocarburos se vea obligada a expandir sus horizontes hacia áreas cada vez más complicadas y teniendo que afrontar altos costos para la explotación de nuevos yacimientos de difícil acceso, como lo son aguas ultra profundas y zonas glaciares.

Desde la década de los cincuenta se ha visto la constante evolución que ha tenido la explotación de hidrocarburos en aguas marinas, comenzando con estructuras rudimentarias de metal fijas capaces de perforar pocos pies hasta llegar a las colosales unidades flotantes que perforan hoy en día profundidades hasta de diez mil pies bajo condiciones agrestes de vientos de mas de sesenta nudos y oleajes superiores a cuarenta pies, con la capacidad de perforar un gran numero de pozos, y producir, tratar y almacenar miles de barriles de crudo al día.

En Colombia la exploración de hidrocarburos en áreas costa afuera tuvo sus inicios hacia finales de los años sesenta con resultados infructuosos tales como los pozos: 1629-1X, 1638-1XA, 1684-1X (El Bobito-1X), Almeja-1, Anguila-1, Barranquilla-1, Cartagena-1, Cartagena-2, Cartagena-3ST, algunos de estos pozos presentaron problemas mecánicos, otros salieron secos y los demás revelaron presencias mínimas de gas. Se continuó de esta forma durante las siguientes dos décadas hasta culminar esta racha de mala suerte con el hallazgo del campo gasífero Chuchupa.

Para este año 2004 el país le apuesta a la exploración petrolera con un presupuesto de ciento diecisiete millones de dólares, casi el triple de los últimos años.<sup>2</sup> En esta nueva visión que tiene Ecopetrol S.A. se observa la decisión de impulsar la actividad exploratoria en el Caribe, con la adquisición de sísmica de tres dimensiones en el bloque Bahía y en la iniciativa de proponer negocios a otras compañías para desarrollar proyectos con grandes exigencias financieras y tecnológicas.

El Bloque Bahía está ubicado en el Caribe Colombiano y va desde La Barra hasta Punta la Garita aproximadamente entre las ciudades de Barranquilla y Santa Marta, sus características son las representativas del litoral Caribe y ha sido declarado dentro de su zona un prospecto petrolero que dependiendo de su exploración, el país podría solucionar en parte sus problemas de abastecimiento.

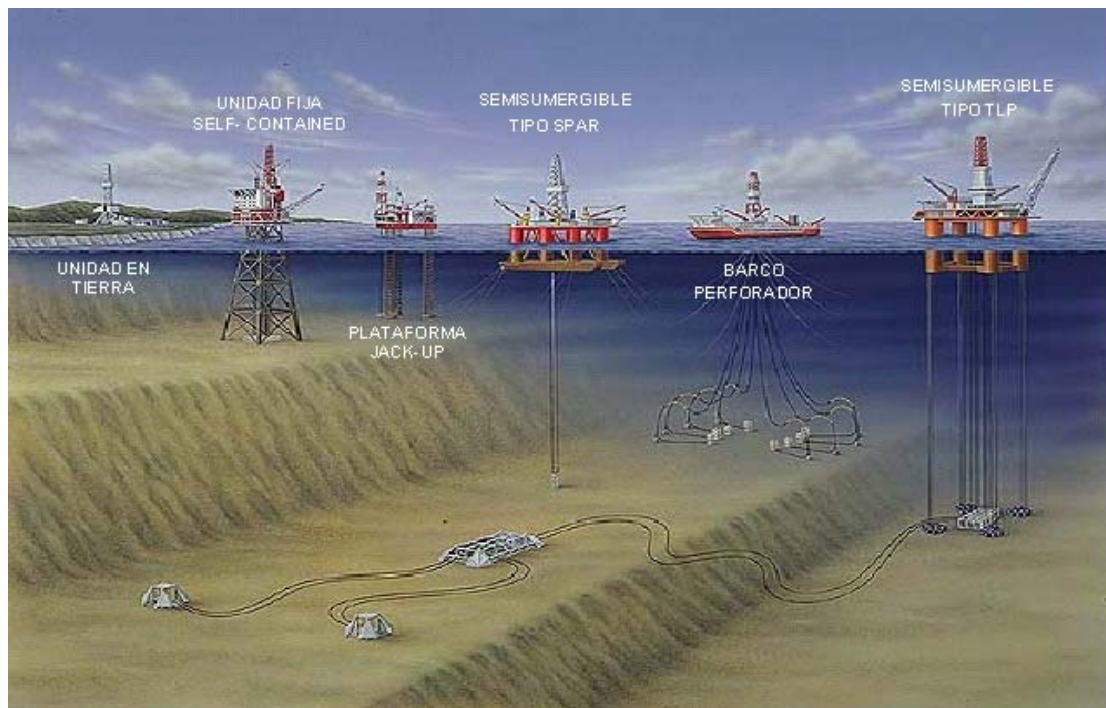
El objetivo primordial de este proyecto es sugerir la posible unidad de perforación que sea más viable y rentable ajustándose a las condiciones meteorológicas, oceanográficas y geológicas imperantes en el Bloque Bahía. Con este trabajo se comienza una línea de investigación encaminada a aportar esfuerzos para convertir al prospecto Bahía en una realidad petrolera para el país y que ECOPETROL S.A. – ICP se

solidifique como la empresa que busca y administra las reservas de gas y petróleo pertenecientes a nuestra nación.

## 1. UNIDADES DE PERFORACIÓN

En general las unidades marinas de perforación se pueden agrupar en tres categorías principales: plataformas fijas con floating drilling tender, plataformas fijas self-contained y unidades móviles.<sup>3</sup>

Figura 1. Tipos de unidades de perforación



(Tomada de [www.offshore-technology.com](http://www.offshore-technology.com))

### 1.1. PLATAFORMA FIJA CON FLOATING DRILLING TENDER

Esta plataforma es de tamaño pequeño construida sobre unos pilotes los cuales son enterrados en el piso marino, contiene la torre de perforación y el malacate. La Drilling Tender, es una barcaza, que se ubica junto a la plataforma y tienen la capacidad de perforar en aguas no mayores a los

400 pies de profundidad. Sobre ella se ubican las bombas de lodos, tanques de almacenamiento y equipos adicionales, además sobre la Tender se ubica la plataforma para helicópteros. La Drilling Tender se comunica con la plataforma mediante un puente por el cual circula la tripulación operadora.

Aunque en algún tiempo estas plataformas fueron las más populares hoy quedan muy pocas, debido a sus diversas restricciones operacionales (profundidad, condiciones climáticas) lo cual hacen que sólo se puedan utilizar en aguas tranquilas. Este tipo de plataforma se encuentra principalmente en el medio oriente, Nigeria y el lago de Maracaibo.<sup>3</sup>

Figura 2. Plataforma fija con floating drilling tender



(Tomada de [www.offshore-technology.com](http://www.offshore-technology.com))

## 1.2. PLATAFORMAS FIJAS SELF-CONTAINED

**1.2.1. Descripción general.** Estas plataformas son erigidas en el suelo marino, y son generalmente construidas en acero o en concreto. La

estructura más grande de concreto alcanza a medir 800 pies y pesa aproximadamente unas 60.000 toneladas. Las plataformas fijas tubulares de acero, son más altas que las de concreto, pero más livianas, estas son construidas en los muelles y luego son trasportadas hasta la locación de interés, donde son inclinadas y luego sumergidas hasta el fondo del mar. Algunas de estas plataformas llegan a medir 1.100 pies de altura con un peso de hasta 30.000 toneladas. Sobre estas plataformas se encuentran los equipos de perforación, facilidades de producción, generadores de energía, bombas y alojamientos para el personal.<sup>4</sup>

Figura 3. Plataforma fija Self-Contained



(Tomada de [www.offshore-technology.com](http://www.offshore-technology.com))

**1.2.2. Características técnicas.** Las facilidades de superficie de estas estructuras contienen los módulos de perforación, producción y operación, su dimensión esta determinada por la cantidad de fluido a manejar, el número de personas que se necesiten para realizar las operaciones y las necesidades futuras cuando se desarrolle el campo. Cada modulo de

estas plataformas pueden tener dimensiones de 200 pies por 200 pies por cada cubierta con alturas de hasta 100 pies con cuatro cubiertas.

La estructura de acero de estas plataformas generalmente es de forma tubular que sirve como el soporte de la plataforma y consta de cuatro, seis u ocho tubos que están soldados y reforzados con abrazaderas para formar una estructura de soporte que por su propio peso se asegura al lecho marino, ayudados con pilotes (de 7 pies de diámetro) que penetran desde 100 hasta 200 pies por debajo de la superficie.

El sistema de transporte de los hidrocarburos, es una tubería que es colocada o enterrada en el lecho marino por medio de barcos especiales. El diámetro de esta tubería generalmente es de 4 a 36 pulgadas. La tubería puede estar cubierta por cemento para darle mayor peso y se deben utilizar métodos de protección para evitar la corrosión y proveer una vida útil más extensa.

El mantenimiento de estas estructuras depende estrechamente de las condiciones climáticas presentes en la zona, estas determinan la duración y alcance de este mantenimiento. La clase de mantenimiento requerido por la estructura o por cualquier otra parte puede ser determinado por un buzo o por un equipo operado a control remoto. En los módulos de la plataforma, el personal puede realizar cualquier trabajo de mantenimiento, bien sea en las áreas de perforación, producción y personal. También puede necesitarse operaciones mayores como el cambio de un modulo completo.

Para el control de la tubería se utilizan igualmente equipos de control remoto, estos detectan cambios de presión, o fallas de cualquier índole, al ser detectadas se inician los trabajos usando abrazaderas para el cambio de tramos completos de tubería. Para el control de depositaciones en la

tubería, como presencia de hidratos o parafinas se utilizan limpiadores o inhibidores.

**1.2.3. Descripción del proceso de instalación.** La instalación de estas plataformas se realiza después de terminado su transporte, el cual es realizado generalmente por una barcaza (dimensiones por encima de 850 pies de largo, 200 pies de ancho y 50 pies de altura) que es conducida por varios remolcadores utilizando hasta 52.000 caballos de potencia para recorrer distancias de cientos de millas. La base de estas estructuras puede hacerse con anterioridad a la de la estructura, esto buscando un mejor soporte durante su instalación. Teniendo la estructura en la locación, esta se arroja a el agua, es inundada y llevada hasta su posición final por medio de remolcadores y sistemas de guías o equipos de operación remota. Por último, se asegura la estructura y se puede comenzar con la instalación de las facilidades de superficie.

**1.2.4. Eventualidades de las operaciones.** Las operaciones normales de la plataforma, las de instalación y las de mantenimiento producen emisiones de aire de los componentes de compresión, cogeneración, separación y de otras fuentes. Puede también presentarse derrames involuntarios de químicos almacenados para el normal funcionamiento de la estructura, tales como glicol, metanol y otros utilizados en los sistemas de inyección. Otras descargas provienen de los cortes de perforación que son vertidos al fondo marino, la distribución de estos cortes en el fondo marino depende de la distancia que tengan que recorrer desde su vertimiento y la concentración del lodo de perforación, a mayor concentración y mayor distancia , mayor será el área de distribución en el lecho marino. Las descargas de agua desde las instalaciones de superficie pueden presentarse por distintos motivos y de diferentes

fuentes durante las operaciones normales, de instalación y de mantenimiento.<sup>4</sup>

## 2. UNIDADES MÓVILES

### 2.1. SUMERGIBLES.

Figura 4. Plataforma sumergible



(Tomada de [www.octabouy.com](http://www.octabouy.com))

Esta plataforma está constituida por uno o varios tanques de almacenamiento o lastre los cuales son inundados para asentar la estructura en el fondo marino. Sobre estos tanques se encuentran las facilidades de superficie para las operaciones normales como módulos de producción, equipo de perforación, alojamiento para el personal entre otros. El rango de operación de este tipo de unidades esta hasta 100 pies de profundidad de agua y 30.000 pies de formación a perforar. <sup>5</sup>

Cuando se comenzó a perforar en ciénagas y pantanos se presentaron muchos problemas para ingresar los equipos y su previa instalación. En muchos casos la única solución fue transportar por agua los equipos de perforación, herramientas y facilidades de almacenamiento, los cuales eran remolcados hasta la locación y luego hundidos y de ahí se derivó el nombre de "Sumergible". Desde 1948 en adelante una gran cantidad de clases de plataformas de perforación fueron desarrolladas en base al "Swamp Barge" (lanchón de pantano), algunas de estas plataformas tenían forma de barco y otras eran largas estructuras de tubos huecos. En posteriores versiones columnas de boyanza llamadas "milk bottles" debido a su forma, fueron colocadas para proveer una mejor estabilidad a la hora de sumergir la unidad, este tipo de unidad sirvió para la derivación de las hoy conocidas unidades Semi-sumergibles. Muchas unidades fueron construidas, pero pocas persisten, algunas en el Golfo de México y en Nigeria, su principal razón de extinción fue sus restricciones en cuanto a la profundidad a perforar y su falta de auto-propulsión.<sup>3</sup>

## **2.2. PLATAFORMA COMPLIANT**

**2.2.1. Descripción general.** Las plataformas Compliant son similares a las plataformas fijas, ellas poseen una estructura tubular en acero que da soporte a las facilidades de superficie, pero que a diferencia de las fijas responden a los movimientos del agua y el viento de forma similar a las estructuras flotantes. Como en las plataformas fijas, la torre se asegura por medio de pilotes. La estructura tubular de las plataformas Compliant tiene dimensiones más pequeñas que las de las plataformas fijas y puede contener dos o más secciones. Pueden también contener secciones que ayuden a la boyanza en la parte superior de la estructura con líneas de anclaje al lecho marino o una combinación de ambas.

Figura 5. Plataforma Compliant



(Tomada de [www.jraymcdermott.com](http://www.jraymcdermott.com))

La profundidad del agua determina la altura de la plataforma. Una vez la parte baja de la estructura es asegurada al lecho marino, esta sirve de base para la parte superior de la estructura y las facilidades de superficie. Grandes barcasas con grúas posicionan y aseguran la estructura e instalan los módulos de las facilidades de superficie. Estas diferencias permiten a las plataformas Compliant trabajar en profundidades de agua superiores a los 3.000 pies.

**2.2.2 Características técnicas.** Las instalaciones de superficie son la parte de la torre que contienen los módulos de perforación, producción y personal. Su tamaño depende de la cantidad de hidrocarburos a manejar, las operaciones de perforación y el personal necesario para la operación.

En comparación con las instalaciones de tipo fijas, las plataformas Compliant son pequeñas debido a sus propias características y diseño.

La estructura de soporte, de una plataforma Compliant; se divide en una estructura superior y otra inferior. Normalmente la estructura inferior está compuesta por cuatro piernas tubulares de diámetros entre 3 y 7 pies y soldadas con abrazaderas para formar el marco de la estructura, la parte inferior de la estructura se asegura al piso marino por su propio peso junto con pilotes de 2 a 6 pies de diámetro, los cuales penetran entre 100 a 200 pies por debajo del lecho marino. Las dimensiones de las estructuras pueden ser superiores a los 300 pies por cada lado.

El sistema de boyanza esta constituido por unos tanques determinados con el mismo nombre (generalmente mas de 12), y su ensamble se localiza en la parte superior de la estructura, lo cual coloca la parte inferior de la estructura en tensión reduciendo la carga en la base de la estructura. Estos tanques de boyanza tienen dimensiones de 20 pies de diámetro y una longitud de 120 pies. Por medio de sistemas eléctricos se realiza el control de la cantidad de boyanza necesaria para mantener la estructura perfectamente tensionada, contrarrestando los efectos causados por los movimientos de olas y vientos. Este sistema de boyanza puede ser instalado de manera independiente en algunas partes de la estructura, reduciendo la cantidad, tamaño y ubicación de los tanques a utilizar.

El mantenimiento de una plataforma Compliant es similar al de una plataforma fija. Para torres con cables se deben tener consideraciones especiales debido al diseño de su anclaje en cuanto a la movilización de los barcos de mantenimiento. El alcance de las operaciones de mantenimiento y su duración es determinado por las condiciones climáticas y por las características de los sistemas instalados. Equipos de control remoto son usados para predecir las operaciones de

mantenimiento que deberán realizarse en todos los equipos y estructuras que conforman la plataforma (tanques de boyanza, tuberías, sistemas de anclaje en torres con cables, etc.).

**2.2.3. Descripción del proceso de instalación.** La instalación de estas torres comienza en tierra, durante su fabricación, se instala el sistema de anclaje para las torres mediante cables. Una barcaza especialmente diseñada que tiene una grúa de 100 pies aproximadamente, sistemas de montacargas, módulo de montaje de pilotes, módulo para la instalación de pesos muertos es utilizada para la instalación de la torre "Compliant". La instalación comienza con el anclaje de los pilotes, después las líneas de cable, luego los pesos muertos y por último las líneas restantes necesarias para el anclaje y sujetarlas a la estructura. Para mantener las líneas en posición durante la instalación de la estructura se ubican boyas. Después de la fabricación en tierra, la estructura es remolcada en una o dos partes hasta el lugar determinado en barcasas. El procedimiento es similar al que se sigue en el montaje de las torres de tipo fijas. Para las torres "Compliant" la parte superior e inferior se pueden unir en el mar o en el sitio de construcción. Para las operaciones de transporte de las plataformas Compliant son necesarios remolcadores de más de 25.000 caballos de potencia.<sup>6</sup>

### **2.3. PLATAFORMAS JACK- UP**

Esta plataforma está conformada por una base plana con tres, cuatro o más patas acomodadas a través de unos huecos en las orillas de dicha base. Estas patas están formadas por unas ranuras en las cuales se insertan unos dientes los cuales sirven para bajar o subir la base plana mediante un sistema de levantamiento hidráulico o eléctrico. Luego de culminar la operación de perforación la base es bajada hasta que esta

flote libremente y posteriormente se procede a levantar las patas al menos hasta que estas no interfieran con el suelo marino para su desplazamiento a la nueva locación.

Figura 6. Plataforma Jack-Up



(Tomada de [www.parker-drilling.com.uk](http://www.parker-drilling.com.uk))

La máxima profundidad de agua a la cual opera esta plataforma es 400 pies, y esto significa que las patas deben tener una longitud de por lo menos 600 pies. La mayoría de estas unidades no son auto-propulsionadas y por lo tanto tienen que ser remolcadas.

No todas las plataformas Jack Up tienen patas totalmente verticales, algunas las presentan de manera inclinada o como se les conoce patas de tipo slant. Otra cualidad es que no todas las patas tienen que encentrarse a la misma profundidad lo que permita que esta plataforma se acomode mejor a un relieve marino desigual .<sup>7</sup>

#### **2.4. SEMI-SUMERGIBLES.**

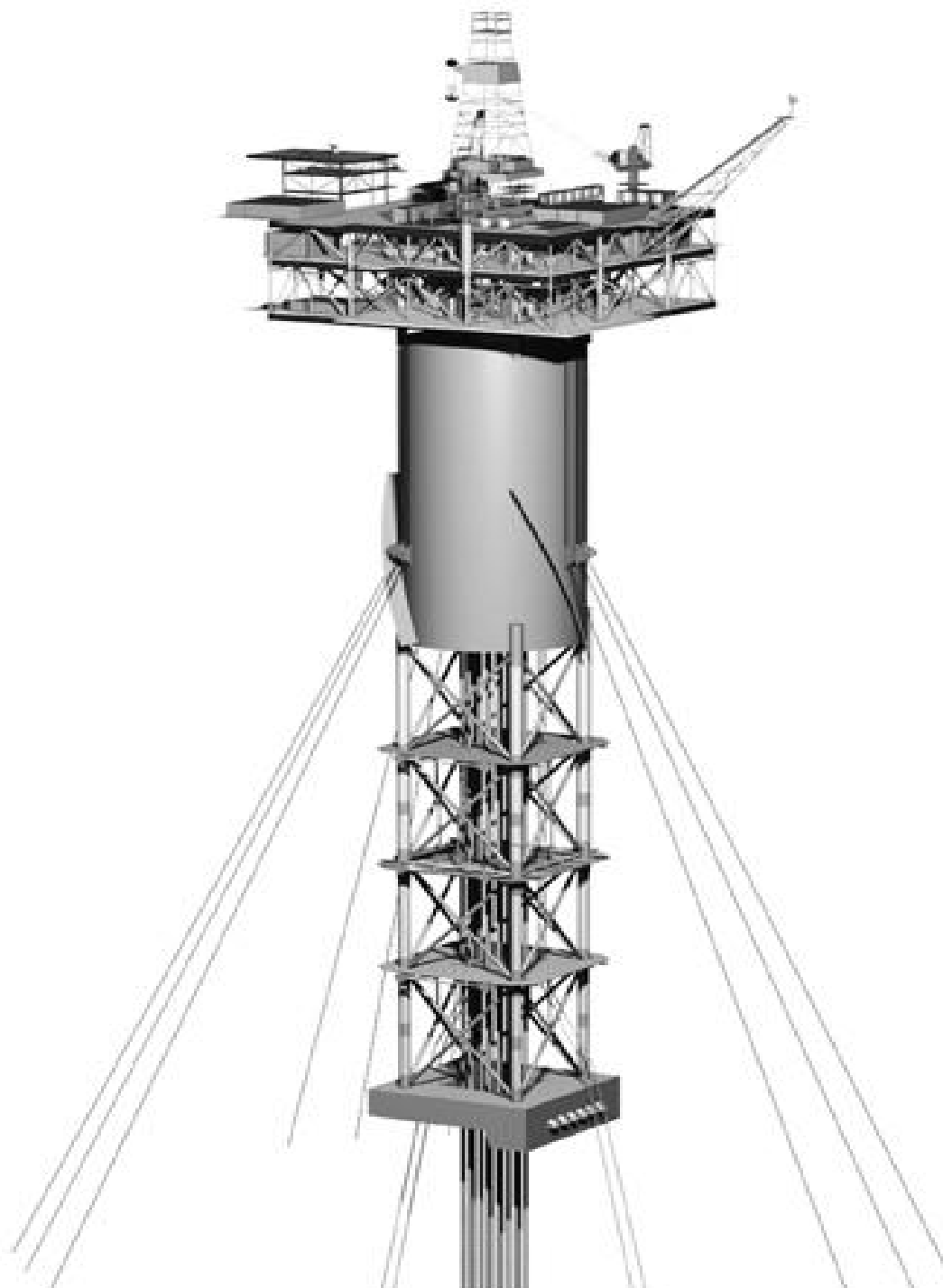
La industria requería un tipo de unidad que poseyera la habilidad de flotar y perforar en aguas profundas y además tuviera mejor estabilidad que las unidades ya existentes. Muchos problemas se presentaron a la hora de perforar en aguas profundas debido a las fuerzas de las olas que producían movimientos verticales hacia arriba y hacia abajo. Una solución para minimizar esos movimientos fue disminuir el área de contacto con el agua, lo cual se logro en las unidades Semi-sumergibles mediante el empleo de soportes en forma de columna ayudando a la flotación de la unidad, los cuales tienen en su parte inferior secciones de tanques que contienen lastre, combustible y agua fresca que ayudan a contrabalancear la unidad. Los tanques sumergen la unidad a una profundidad suficiente tal que maximice la estabilidad y disminuya los movimientos de reacción a las fuerzas del oleaje, de esta manera proporcionando un estado óptimo para la perforación.

Las “Semis” son usualmente atracadas en la locación mediante un sistema de múltiples anclas, cables o cadenas o la combinación de estas, pero otra buena parte, son ajustados a su posición mediante el uso de posicionadores dinámicos y satelitales.<sup>8</sup>

Entre las unidades Semi-sumergibles se pueden encontrar las plataformas Seastar, Plataformas Spars y Plataformas TLP.

### 2.4.1. Plataforma tipo “SPAR”

Figura 7. Plataforma Spar.



(Tomada de [www.peterhead-bay.co.uk](http://www.peterhead-bay.co.uk) )

- **Descripción General.** Las plataformas tipo “Spar” son estructuras flotantes cilíndricas de gran tamaño similares a una boya muy grande. Consta de cuatro sistemas principales que son: el armazón, sistema de anclaje, estructura superior y las tuberías conductoras. La “Spar” se basa en el sistema de anclaje tradicional (sistema de anclaje extendido) para mantener su posición. Cerca del noventa por ciento de la estructura se mantiene por debajo del agua. Históricamente, las estructuras tipo “Spar” fueron utilizadas como boyas de marcado, para obtener datos oceanográficos y para el almacenamiento de crudo. En la actualidad se utilizan en operaciones de perforación y producción.

Sus características principales son: La profundidad de agua de operación ha sido establecida por la industria hasta en 10.000 pies, tiene acceso vertical directo a las tuberías de producción (con los árboles de producción), posee capacidad para realizar operaciones de perforación y producción, presenta preventoras de producción para operaciones de perforación y mantenimiento de pozos, la tubería conductora es de tipo catenaria, pueden almacenar crudo, su costo no depende de la profundidad, presenta movimientos favorables respecto a otras estructuras flotantes, estabilidad natural, su centro de boyanza esta localizado en el centro de gravedad y se utilizan componentes convencionales para las operaciones de perforación y operaciones comunes en este tipo de estructuras.<sup>9</sup>

- **Características Técnicas.** El armazón es construido mediante operación marítima y de astillero normales. En la forma clásica cilíndrica del armazón, la sección superior es inundada, este posee diferentes compartimentos alrededor del orificio central donde se instalan los diferentes tipos de tubería conductora. Esta sección proporciona de boyanza a la estructura “Spar”. La sección media también es inundada pero puede ser ajustada para almacenar crudo. La sección inferior tiene diferentes compartimentos para darle boyanza a la estructura durante su

transporte. El diámetro aproximado de una estructura “Spar” es de 130 pies de diámetro y 700 pies de altura.

Un sistema de 6 a 20 líneas mantiene la estructura “Spar” en posición. Las líneas de anclaje son una combinación de cable trenzado y cadena. Debido a su bajo movimiento, este tipo de estructura puede utilizar un sistema de tensión de alcance reducido a un bajo costo comparado con sistemas en catenaria completo. Dependiendo de la profundidad y del tamaño de la plataforma perforadora el número de líneas puede variar, con longitudes de más de 3.700 pies de cadena y cable. El sistema de anclaje forma una plantilla en el lecho marino que puede alcanzar más de medio kilómetro de diámetro desde el centro del armazón hasta los pilotes anclados.

La configuración de la estructura superior sigue los mismos parámetros de diseño de las plataformas fijas. La cubierta superior puede acomodar un equipo completo de perforación, una torre para trabajos de pozos y un equipo completo de producción. La capacidad de producción esta en el rango de 100.000 barriles de crudo diario y 325 millones de pies cúbicos estándar de gas. La carga superior de la cubierta puede llegar a alcanzar las 6.600 toneladas o más. Una instalación completa de perforación y producción puede llegar a albergar a 100 personas.<sup>9</sup>

- **Descripción del Proceso de instalación.** La instalación de la estructura es llevada a cabo en etapas. Para la instalación se siguen los siguientes pasos: perforar los pozos iniciales, instalación de tubería de descarga de desechos, anclaje de los pilotes e instalación de las líneas de anclaje para la estructura, instalación del armazón, montaje de una cubierta temporal para trabajos, conexiones de los anclajes y las tuberías, pretensionamiento de las líneas de anclaje, llenado del armazón con fluido de lastre y remoción de la cubierta temporal, disposición de la

estructura superior e instalación del sistema de boyanza de la estructura. Anterior a la entrega del almacén en la locación, una unidad de perforación debe realizar la perforación de uno o más pozos. Durante este tiempo son instaladas tuberías que transporten la producción hasta otra plataforma o a tierra firme. <sup>9</sup>

En el mercado actual se pueden encontrar diversos tipos de plataformas “Spar”, las cuales varían en su diseño, dependiendo de la profundidad del agua y de las condiciones operativas. Las plataformas “Spar” se clasifican como se puede observar en la figura 8:

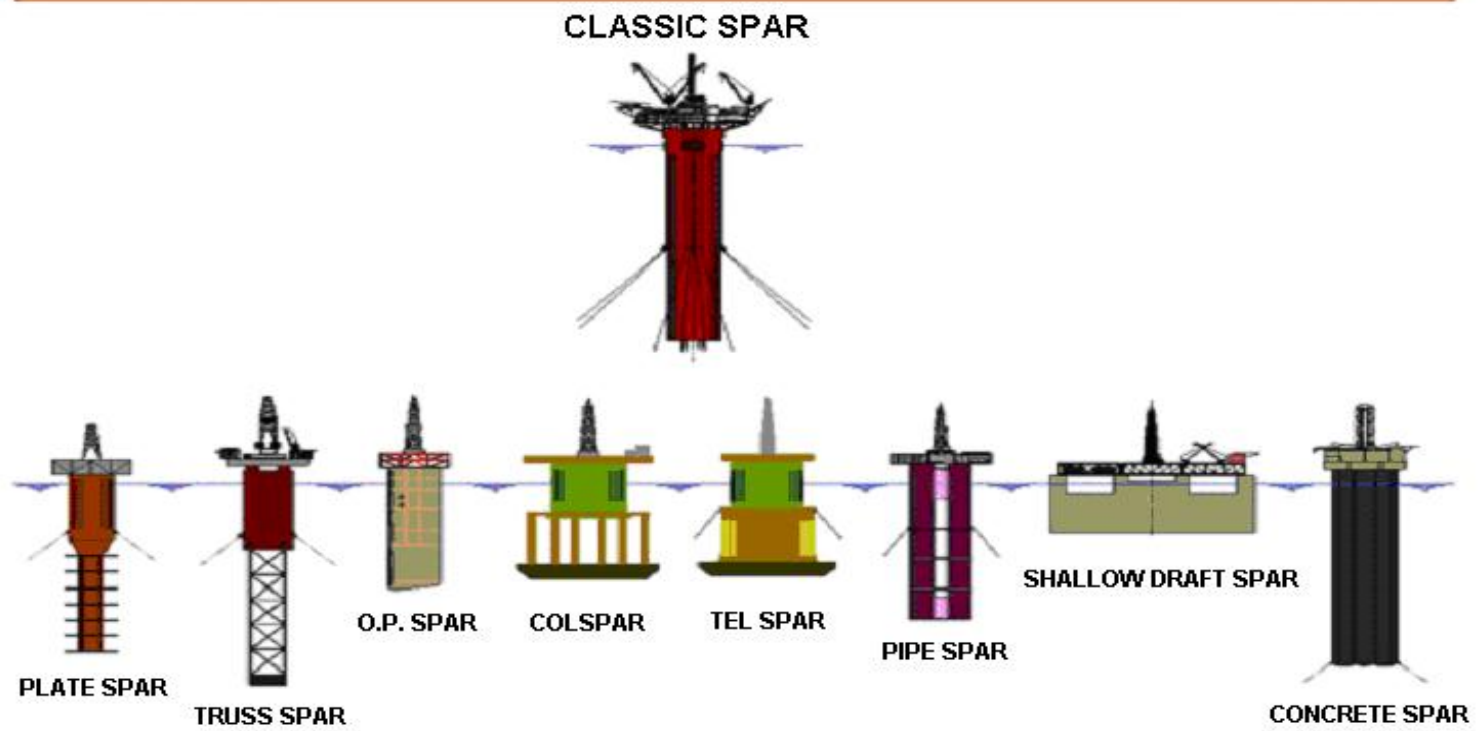
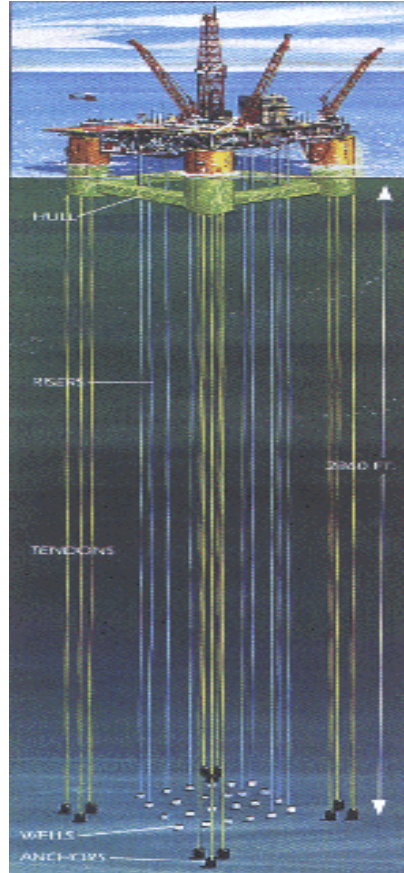


Figura 8. Tipos de Plataformas Spar. (Tomada de [www.Offshore-Engineer.com](http://www.Offshore-Engineer.com))

## 2.4.2. Plataforma de piernas tensionadas, Tension Leg Platform (TLP)

Figura 9. Plataforma de Piernas tensionadas (TLP)



(Tomada de [www.fugro.com](http://www.fugro.com).)

- **Descripción General.** Una plataforma de piernas tensionadas TLP es una plataforma mantenida en posición por medio de un sistema de anclaje. Las TLP son similares a las plataformas fijas convencionales con la excepción que es mantenida en posición por un sistema de anclaje a tensión debido a la boyanza de su armazón. El sistema de anclaje es una serie de piernas o tendones a tensión atados a la plataforma y conectados a una plantilla y un cemento al lecho marino. La plantilla es mantenida en posición por medio de pilotes enterrados al lecho marino. Este método reduce el

movimiento vertical, pero permite el movimiento horizontal de la estructura. Las instalaciones de la estructura superior (instalaciones de procesamiento, tuberías y árboles de superficie) de las TLP y muchas de las operaciones diarias son las mismas que en una plataforma fija convencional.

El rango de operación de las TLP se encuentra comprendido entre 1.500 y 7.000 pies, de profundidad siendo así uno de los tipos de unidades de perforación más comúnmente usados.

- **Características Técnicas.** Los cimientos son conexiones entre la unidad de perforación y el lecho marino. La mayoría de los cimientos son plantillas instaladas en el lecho marino, aseguradas por medio de pilotes de acero o concreto enterrados al lecho marino con martillos hidráulicos. Generalmente se utilizan 16 pilotes con dimensiones de 100 pies de diámetro por 400 pies de largo.

El armazón es una estructura flotante que soporta la cubierta y los equipos de perforación. Una unidad convencional posee cuatro columnas llenas de aire soportadas por flotadores. La boyanza del armazón sobrepasa el peso de la plataforma, por esto se requiere piernas de tensión para asegurar la estructura al lecho marino. Las columnas del armazón están en el rango de 100 pies de diámetro y 360 pies de altura.

Las instalaciones de superficie de las TLP llegan a cubrir 6.500 pies cuadrados. Las capacidades de procesamiento están en el rango de 150.000 barriles de crudo diario y 400 millones de pies cúbicos de gas diarios.

Las piernas o tendones de tensión son elementos tubulares que aseguran el armazón a la plantilla, debido a que su boyanza sobrepasa el peso de la estructura. Los

tendones son tubos de acero con dimensiones de 2 a 3 pies de diámetro con 2 pulgadas de espesor de pared, su longitud depende de la profundidad del agua. Una TLP puede ser instalada con 16 tendones.

- **Descripción del Proceso de instalación.** La instalación de la TLP es realizada por etapas, siguiendo estos pasos: se instalan las plantillas que son la guía para los pozos o para los cimientos. Las plantillas son construidas en tierra y llevadas a la locación para su instalación. Se construyen los cimientos, para asegurar la TLP al lecho marino por medio de pilotes enterrados. Los tendones son conectados a los cimientos y a la plataforma. Los pilotes pueden ser enterrados o pueden ser fundidos en el lecho marino. La instalación de los pilotes enterrados es costosa, pero el sostenimiento de los pilotes fundidos no es fuerte debido al cambio de interfase durante las operaciones de perforación y el bombeo de la lechada.

Los tendones de la plataforma son utilizados para asegurar la plataforma a los cimientos. No existe un orden para instalar los tendones. En algunos casos los tendones son conectados a los cimientos, entonces la plataforma es puesta en posición y son conectados a la plataforma. En otras operaciones la plataforma es puesta primero en posición, se conectan los tendones a la plataforma y luego se sujetan los tendones a los cimientos.

Las instalaciones de superficie son construidas en tierra y ensambladas en una locación en aguas someras cerca de la costa, luego llevadas al sitio final.<sup>10</sup>

### 2.4.3. Plataforma Seastar

- **Descripción General.** La plataforma SeaStar también conocida como unidad de perforación Mini-TLP, es una derivación de la plataforma TLP. La mayor diferencia con la convencional TLP es que la plataforma Seastar tiene un menor alcance de profundidad acuática, el cual esta entre los 300 y 500 pies.

El armazón de la plataforma Seastar provee la suficiente boyanza para soportar la cubierta, los equipos y el riser marino. El armazón consiste de una columna central y tres flotadores radiales, los cuales se asemejan a una estrella de mar como su nombre lo indica (Seastar). Tres tanques extremos de boyanza son conectados a la columna central por medio de refuerzos horizontales y diagonales.

- **Características Técnicas.** La cubierta de la unidad de perforación SeaStar provee una plataforma estable para los trabajos de perforación y para soportar vientos y oleajes fuertes. La cubierta es construida en tierra y luego ensamblada al armazón en la locación a perforar, esta mide más o menos 110 pies de largo por 110 pies de ancho, y sus equipos están repartidos en dos niveles.

El armazón es anclado por medio de tendones. Los tendones pueden ser instalados como una pieza simple o segmentada. Los tendones de pieza sencilla pueden ser conectados al armazón, cuando el lugar de ensamblaje es cerca de la locación, para que la distancia de remolque sea relativamente corta. Los tendones segmentados son aplicados cuando los tendones de pieza sencilla resultan imprácticos, por profundidades de agua o por largas distancias a recorrer hasta el lugar de la perforación.

Figura 10. Plataforma SeaStar.



(Tomada de [www.Offshore-Technology.com](http://www.Offshore-Technology.com))

## **2.5. BARCOS PERFORADORES.**

Como su nombre lo indican los barcos perforadores son simplemente una embarcación usada para propósitos de perforación. En general, los barcos perforadores se conocen por su gran movilidad por su alta capacidad de almacenamiento y usualmente bajas tasas de perforación por día. Debido a su configuración (gran área plana expuesta al agua) los barcos son las unidades de menor capacidad de perforación y de mayor movilidad. Por medio de los tanques estabilizadores y otros métodos es posible reducir el movimiento lateral de los barcos pero no es posible reducir el levantamiento. Los barcos perforadores convencionales son propulsados por si mismo y tienen un sistema de estabilización por medio de posicionadores dinámicos sobre el pozo. <sup>11</sup>

Otro punto a favor que presentan los barcos perforadores es que usualmente comparados con las unidades Semi-sumergibles poseen una mayor capacidad de almacenamiento de fluido de perforación, combustible y agua. De esta forma son capaces de maniobrar en lugares remotos y donde la logística de perforación es complicada de ejecutar.

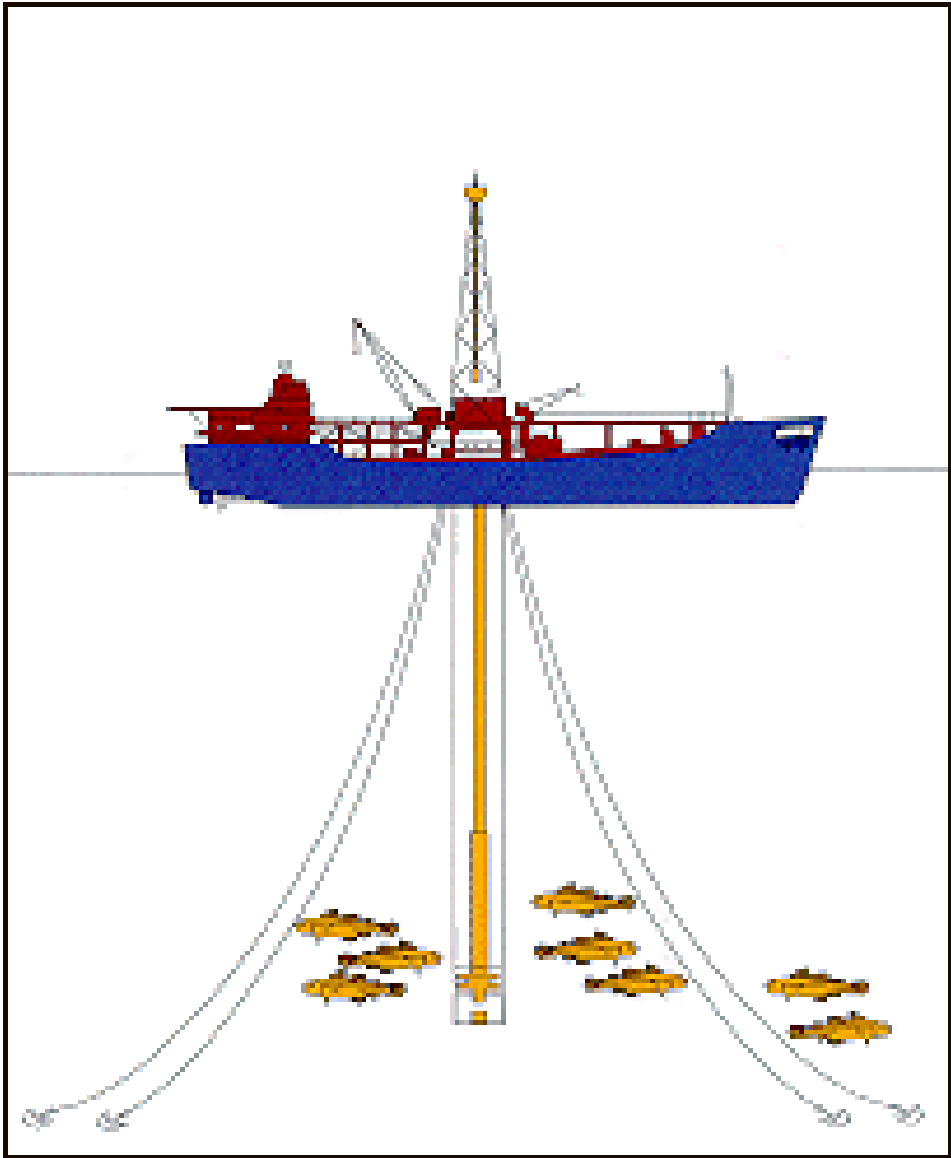
La capacidad de maniobra de estos barcos es de hasta 10.000 pies de profundidad de agua y 35.000 pies de estratos a perforar, donde pueden albergar hasta 200 personas con una longitud total de la embarcación de hasta 835 pies y un peso entre 500 a 36.000 toneladas.<sup>8</sup>

Figura 11. Barco perforador.



(Tomada de [www.brookes.ac.uk](http://www.brookes.ac.uk))

Figura 12. Esquema de barco perforador.



(Tomada de [www.brookes.ac.uk](http://www.brookes.ac.uk))

## **3. EQUIPOS**

### **3.1. EQUIPOS DE SUPERFICIE.**

Las instalaciones de los diferentes tipos de unidades de perforación costa afuera existentes en el mercado, aparentemente tienen pocas cosas en común excepto por las torres de perforación, algunas grúas, la plataforma para helicóptero, y algunos botes salvavidas. De todas formas sea cual sea la unidad de perforación y su ubicación en el globo terráqueo, el equipo de perforación siempre estará comprendido por mecanismos y componentes en común.

Lo que se busca con este trabajo es mencionar los elementos más representativos de las unidades de perforación costa afuera, que no son comunes a los equipos en tierra.

**3.1.1. Piso de perforación.** El piso de perforación o “piso del equipo” como frecuentemente es llamado, es el área de trabajo alrededor del hueco en la plataforma a través del cual las herramientas y equipos son bajados al pozo, de esta manera, siendo el núcleo de todas las actividades en la unidad de perforación.

El piso de perforación abarca un área de aproximadamente de 30 o 40 pies cuadrados. Este debe soportar las patas de la torre de perforación y ser capaz de aguantar el total de la sarta de perforación.

En una estructura Semi-sumergible el piso de perforación en condiciones operativas estará por encima de 80 pies sobre el nivel del agua, y por encima de 25 a 30 pies de la cubierta principal, ya que en medio de estas dos se debe albergar el conjunto de Preventoras antes de ser instalado en el lecho marino.<sup>3</sup>

Figura 13. Piso de perforación.

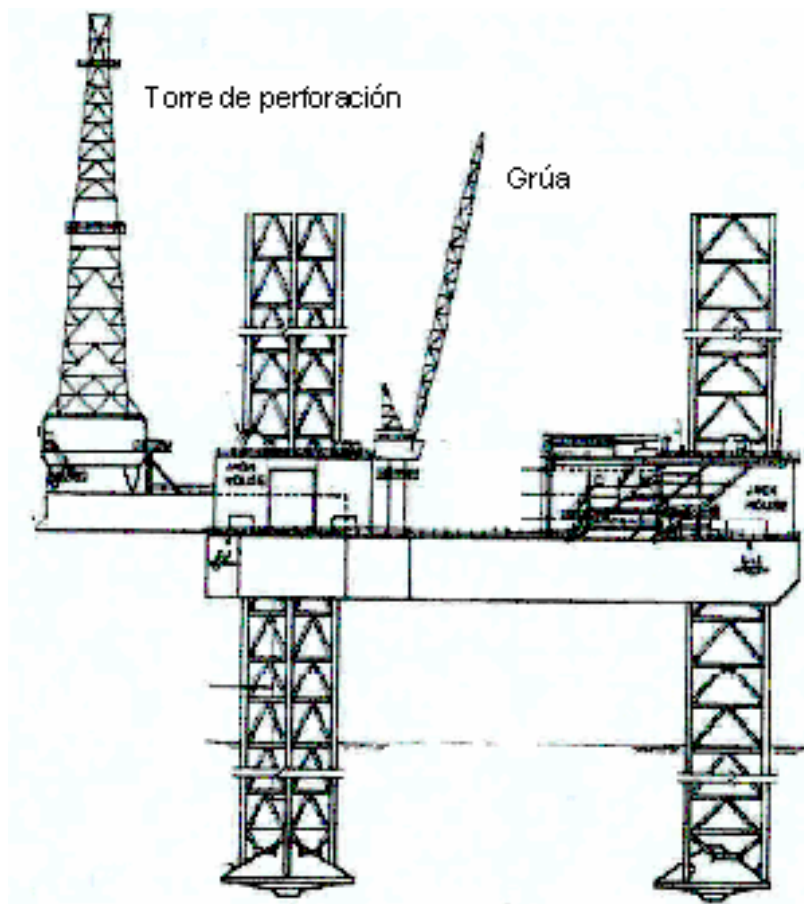


(Tomada de "An introduction to marine drilling")

**3.1.2. Torre.** La torre es una estructura metálica de cuatro patas, que en conjunto con el malacate provee la capacidad de levantar y bajar los equipos dentro del pozo. Esta debe soportar la sarta entera de perforación y todas las herramientas que son bajadas hasta la parte mas profunda del pozo, y que representan una carga superior a 250 toneladas, además debe resistir los esfuerzos causados al tratar de despegar la tubería cuando esta se pega a las paredes del pozo. Sumado a estas cargas que debe aguantar la torre, se debe tener en cuenta la operabilidad universal que debe tener la unidad de perforación, ya que esta puede ser contratada en diferentes regiones como el Golfo de México, el Mar del Sur de China o el Mar del Norte, donde estarán presentes condiciones climáticas adversas con vientos superiores a las 100 millas por hora.

La torre puede medir más o menos 160 pies, a lo cual se le añade la altura sobre el nivel de agua lo que posiciona al pico de la torre a unos 240 pies por encima del nivel del mar en una unidad Semi-sumergible, y por encima de 300 pies en un barco perforador. <sup>4</sup>

Figura 14. Torre de perforación y Grúa.



(Tomada de "An introduction to marine drilling")

**3.1.3. Grúa.** Las grúas son estructuras metálicas reforzadas, están ubicadas en la cubierta principal de las unidades de perforación costa fuera y

su función primordial es manipular, cargar y desplazar los equipos de fondo, tuberías y facilidades de superficie existentes en la plataforma.

En las estructuras modernas es común encontrar hasta cinco grúas, las cuales pueden trabajar independientemente o en conjunto dependiendo de las necesidades de las operaciones a realizar. Su capacidad de carga es variable, soportando desde unas pocas toneladas (5 toneladas) hasta 80 toneladas y alcanzando una longitud de 150 pies.

**3.1.4. Botes salvavidas y equipos contra-incendio.** El mantenimiento de los equipos de seguridad es responsabilidad de la marina y del departamento de ingeniería. Entre otras cosas esto abarca la supervisión del funcionamiento de los botes salvavidas, la revisión de las bombas contra incendios, los sistemas de inundación y rociadores de agua, sistemas de CO<sub>2</sub> y otros equipos contra incendios como extinguidores y monitores de espuma.

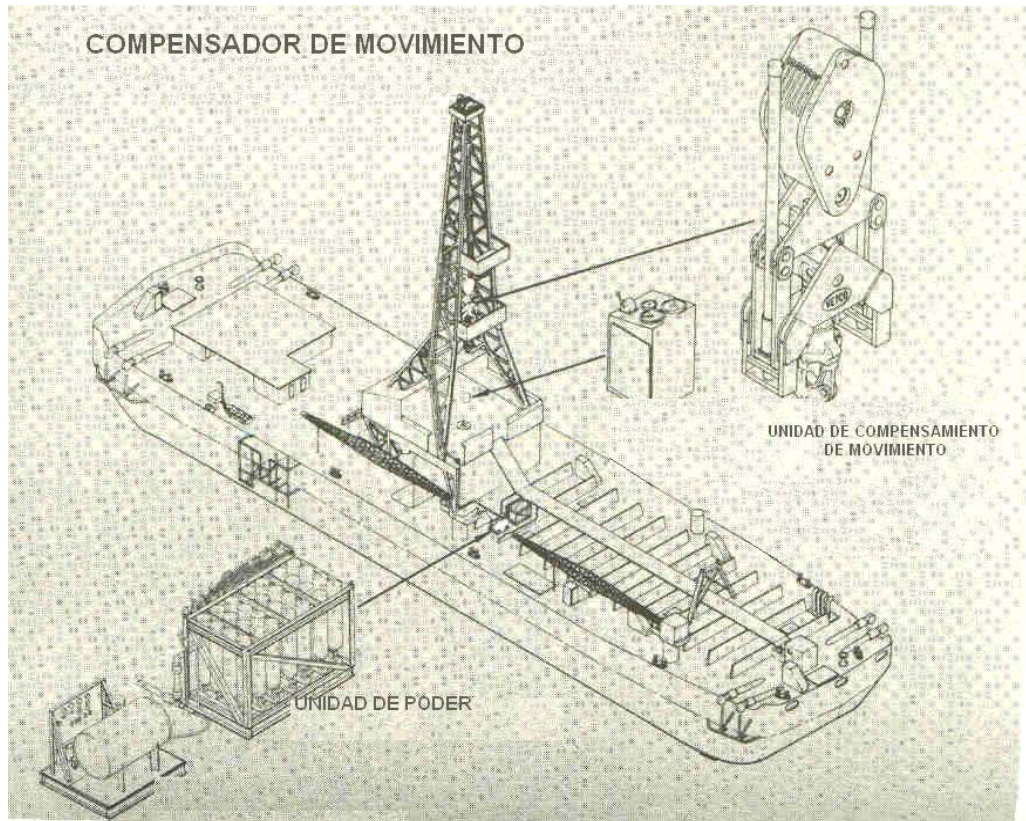
Los botes salvavidas son totalmente cerrados y autopropulsados, y son auto-enderezables en caso de volcarse. Están hechos normalmente de fibra de vidrio y estos son totalmente cerrados para proteger de las llamas, por varios minutos, a los ocupantes sin correr ningún peligro.

Los equipos contra incendios usualmente constan de bombas que toman agua de mar o de los tanques de lastre. También hay detectores de humo, flama y gas, los cuales esta acompañados de rociadores de agua y están ubicados estratégicamente.<sup>3</sup>

**3.1.5. Compensador de Movimiento.** En algunos lugares de fuerte oleaje como son el Mar del Norte y el Mar del Sur de China, la unidad de perforación experimenta un movimiento vertical muy pronunciado, por lo cual se tienen que aplicar mecanismos para que la broca permanezca en el fondo del pozo con un peso constante. Este fue un problema que las compañías perforadoras encontraron en los inicios de las perforaciones en aguas profundas, pero esto no fue resuelto efectivamente sino hasta la década del sesenta. Los sistemas que ahora son usados son conocidos como “Compensadores de Movimiento”.

Para compensar los movimientos producto del levantamiento hay dos métodos que son “Downhole Bumper Sub” y “Surface Motion Compensators”.

Figura 15. Compensador de movimiento



(Tomada de Deepwater floating drilling operations)

Los primeros sistemas para compensar movimientos verticales utilizaban convertidores de torqué en el mecanismo de levantamiento, debido que la unidad se movía hacia arriba y abajo mas línea debía ser corrida por el malacate como fuera requerido. “Bumpers Subs” o “Slip Joint” como frecuentemente son llamadas, son también usadas en la sarta de perforación, justo encima de los pesados “Drill Collars”. En 1970, se comenzó a probar un compensador de movimiento en superficie en el mecanismo de levantamiento justo debajo del bloque viajero, como se observa en la figura 15. Este fue un cilindro hidráulico/neumático que contrarrestaba los movimientos de la estructura, y que es el precursor de los compensadores que son usados por la mayoría de los equipos en aguas profundas. Sin embargo, “Downhole Bumper Subs” son todavía usados en muchos casos.<sup>3</sup>

- **Downhole Bumper Subs.** El “Downhole Bumper Subs” es básicamente un cilindro lleno con un fluido compresible, usualmente tiene un stroke de 5 pies, y se pueden instalar uno o más de estos en la sarta de perforación justo encima de los drill collars, en el punto de “peso cero”.

Si el levantamiento de la unidad es menos de 5 pies un solo Bumper Sub es necesario en la sarta de perforación.

- **Surface Motion Compensators.** El Surface Motion Compensator hace el mismo trabajo que el Downhole Bumper Sub, pero de forma más efectiva. Su mecanismo consiste en un arreglo pistón y cilindro neumático/hidráulico, el cual es instalado en el sistema de levantamiento dentro de la torre de perforación.

Hay dos tipos de compensadores de superficie en las unidades de perforación costa afuera: “compensadores del bloque viajero” y “compensadores del bloque corona”, ambos trabajan con el mismo principio básico. El fluido compresor es alimentado por un tanque, el fluido actúa sobre el pistón levantando una porción de peso de la sarta de perforación la cual depende de la presión del fluido. El stroke de cada cilindro es de 20 a 25 pies, y este dicta la cantidad total de movimiento, la cual el compensador puede absorber mientras el equipo está perforando.

La diferencia entre el compensador de bloque viajero y de bloque corona es principalmente la posición del cilindro compensador. En el sistema de bloque viajero el cilindro está atado a este el cual se mueve hacia arriba y abajo dentro de la torre de perforación a través de unos rieles verticales. En el sistema de bloque corona el cilindro está instalado en el tope de la torre de perforación encima del bloque corona. Este sistema tiene la ventaja que todas las líneas alimentadoras son rígidas y no flexibles como en el caso de el sistema de bloque viajero, lo cual puede provocar fallas.<sup>3</sup>

## **3.2. EQUIPOS DE FONDO.**

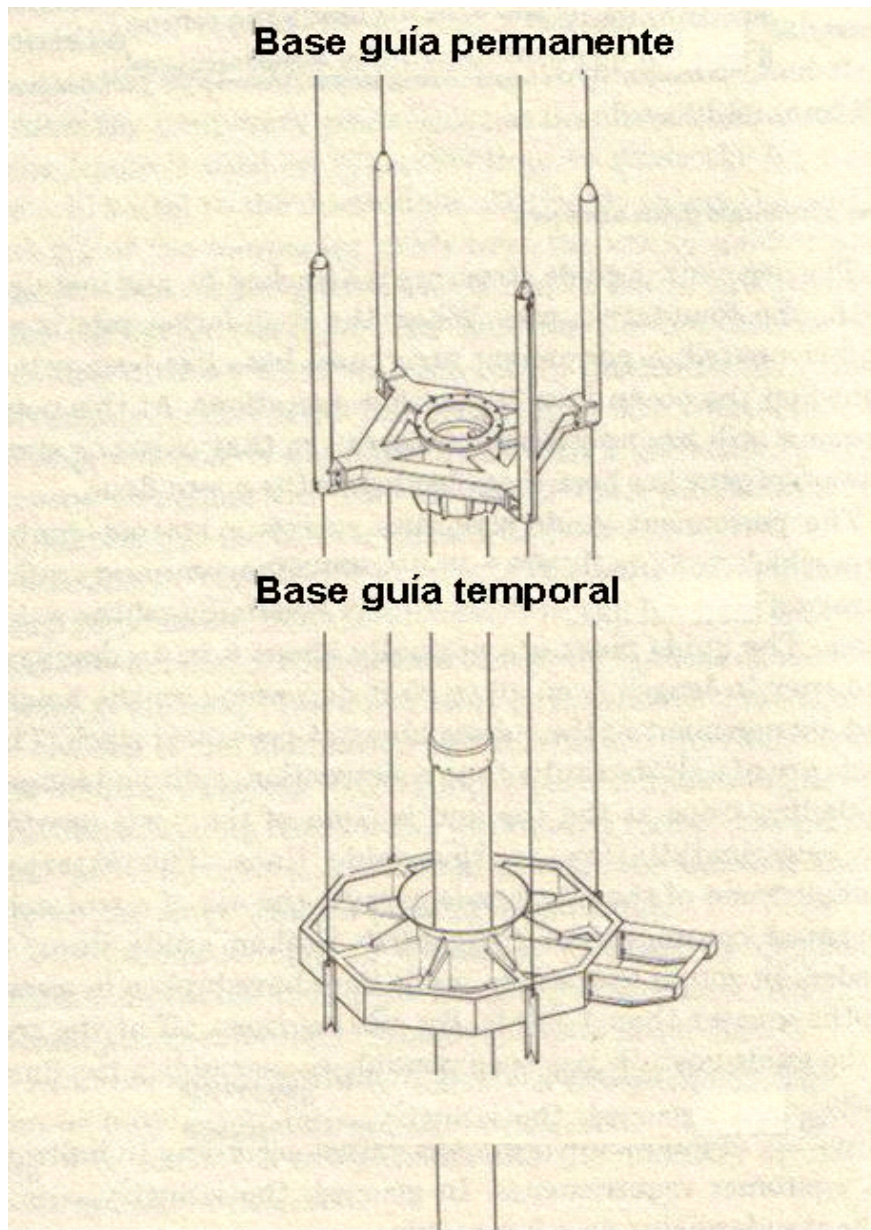
**3.2.1. Base Guía Temporal.** Después que la unidad de perforación ha sido anclada en el lugar donde se va perforar el pozo, el primer modulo en ser bajado al suelo marino es la base guía temporal (Temporal Guide Base, TGB), esta sirve como soporte para todos los equipos que van a ser bajados en el transcurso de las operaciones de perforación, y como anclaje para los cables guía los cuales son empleados para descender los equipos hasta el suelo marino.

La TGB es una estructura metálica, plana, su forma puede ser circular, octagonal o cuadrada, la cual tiene una amplia abertura circular en su centro a través del cual pasa la broca. El tamaño promedio de la estructura es de 100 pies cuadrados y algunos tienen compartimientos para colocar material de lastre. La estructura sola puede llegar a pesar 4 toneladas, pero su peso puede ser aumentado con bultos de cemento, barita u otro material pesado, antes de ser bajado al suelo marino, para lo cual se emplea la sarta de perforación, con la ayuda de una herramienta especial que conecta la sarta con la estructura metálica. En la parte inferior de la estructura están ubicadas cuatro picas con el objeto de ser enterradas en el lecho marino y así afianzar el anclaje.

Cuatro cables son atados a los lados de la TGB, los cuales son tensionados hacia arriba cuando la estructura ya ha sido fijada en el lecho marino. Estos cables sirven para guiar el descenso de otros equipos que van a ser ubicados encima de la TGB. Además de estos cables, hay dos pequeñas líneas que sirven para movilizar cámaras de TV para monitorear las operaciones.<sup>11</sup>

**3.2.2. Base Guía permanente.** La guía base permanente ( como sus siglas en ingles, PGB) es otra estructura pesada de acero, que pesa alrededor de 3 toneladas y tiene forma cuadrada, la cual tiene una amplia abertura circular en el centro y unos pequeños postes en cada esquina a través de los cuales son corridas las cuatro líneas guías. La PGB sirve como un asiento para el cabezal del pozo y como una guía para las herramientas de perforación. La PGB es descendida a través de las líneas guía para conectarla con la TGB (figura 17), y allí una proyección en forma de embudo alrededor de su abertura central es insertada en la TGB para asegurar su ajuste.<sup>12</sup>

Figura 16. Base guía temporal y permanente.

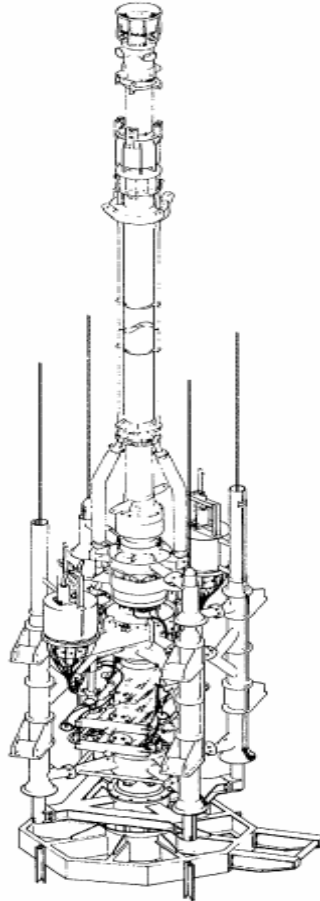


(Tomada de Deepwater floating drilling operations)

**3.2.3. Líneas de guía.** Las líneas de guía son un sistema de cable que se disponen desde la plataforma a la PGB. Su fin es conducir los equipos hasta el fondo del lecho marino para realizar las operaciones de instalación, como se observa en la figura 11. Algunas de estas líneas guía pueden ser

operadas a control remoto y otras pueden llevar instaladas cámaras de TV y sensores sonidos.<sup>11</sup>

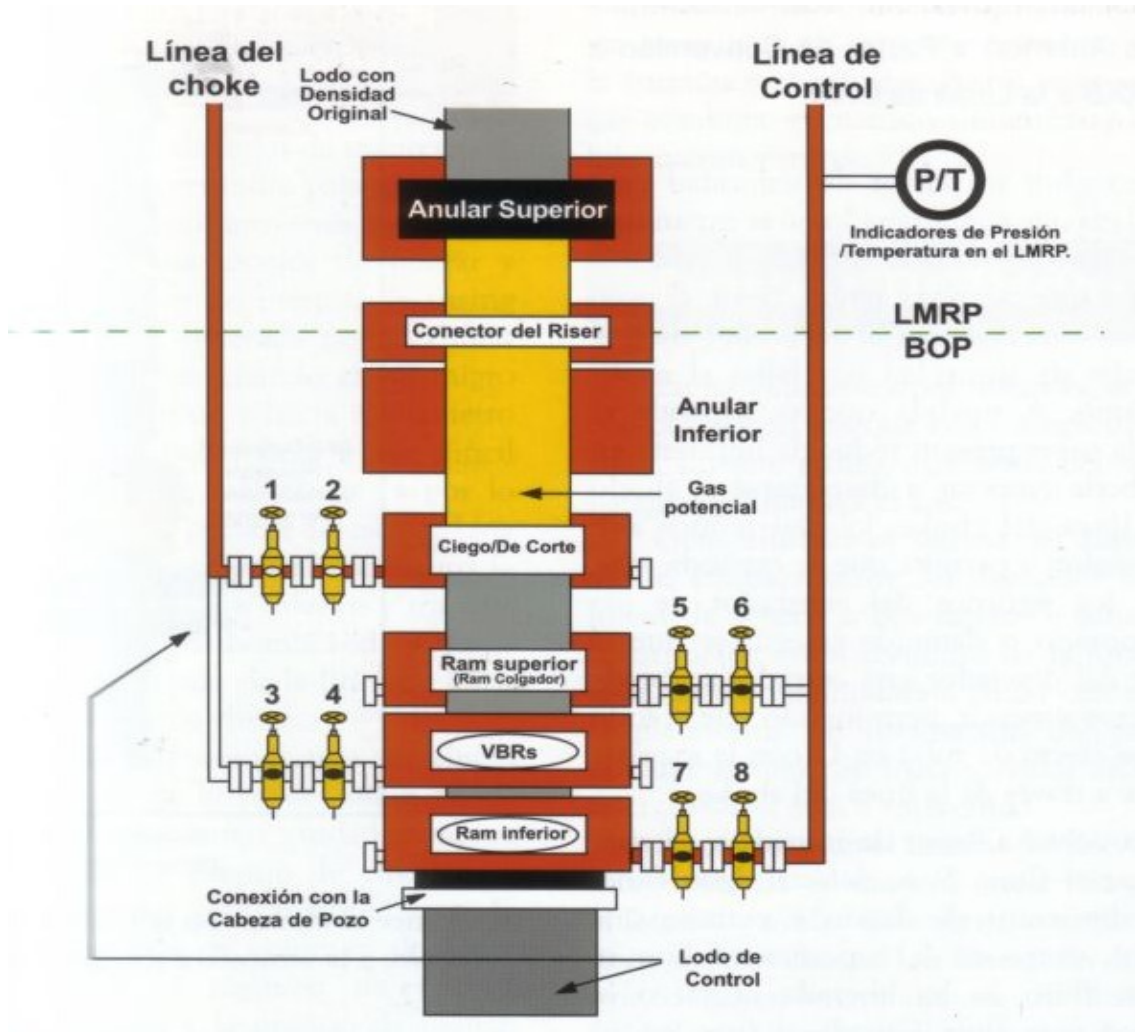
Figura 17. Sistemas de líneas guías.



(Tomada de: A deep Water Guide lineless Drilling System. SPE 5355.)

**3.2.4. Cabezal del Pozo Marino.** El cabezal de pozo marino es una gran unidad cilíndrica con varios ajustes internos llamados “Casing Hangers” que están diseñados para suspender el número y tamaño de casing y sarta de perforación que va a ser usada en el pozo. El cabezal de pozo es ajustado en las aberturas de las dos estructuras base y está diseñado para conectar el conjunto de Preventoras.<sup>13</sup>

Figura 18. Cabezal de pozo marino.

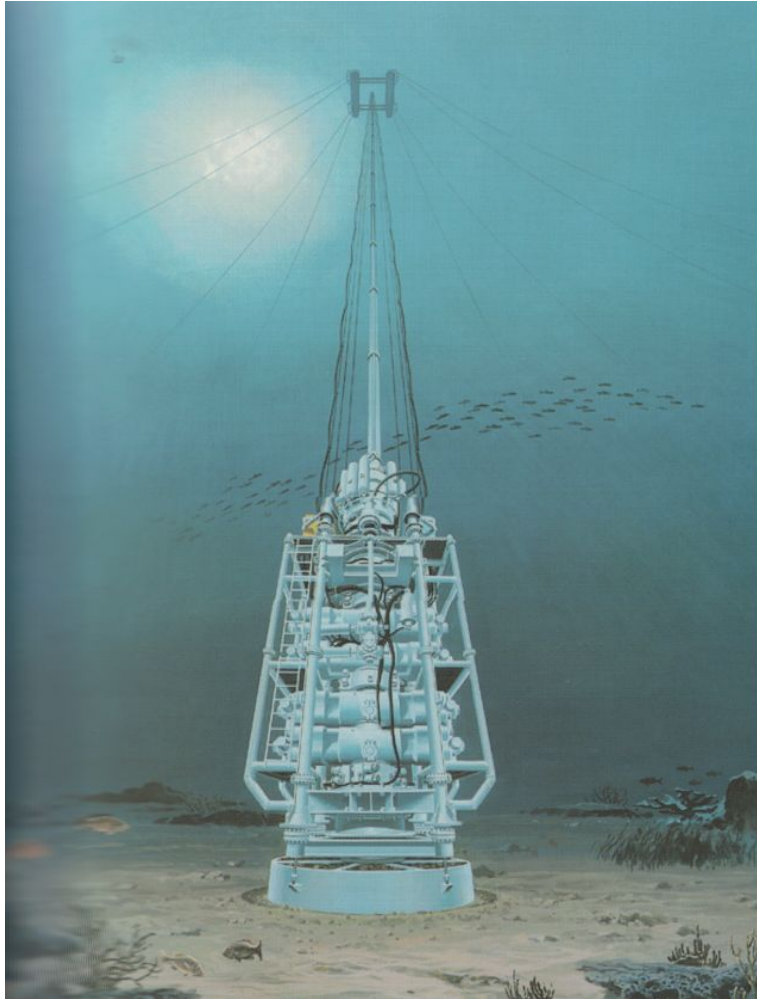


(Tomada de Manual de control de pozos)

### 3.2.5. Conjunto de Preventoras.

En las instalaciones de cabeza de pozo en aguas profundas el sistema de Preventoras instalado tiene algunas diferencias con las normalmente utilizadas en los equipo en tierra. Estos cambios incluyen variaciones en las Preventoras, en el sistema de control, en los procedimientos de perforación y en el uso de los equipos, algunas de estas modificaciones son:

**Figura 19. Conjunto de Preventoras.**



(Tomada de Manual control de pozos)

Un sistema de revestimiento del cuerpo de la preventora para contrarrestar la presión hidrostática ejercida por la columna de agua marina.

Preventoras de mayor tamaño para manejar mayor cantidad de fluido hidrostático en la operación de cada una de sus partes.

La mayor longitud de las líneas de flujo aumentan la caída de presión a lo largo de ellas, lo que conlleva a que la hidráulica le de mayor importancia a la disminución de los tiempos de reacción de la operación de las válvulas.

Se cambia el arreglo del árbol de Preventoras, especialmente la ubicación de las líneas para matar y chocar el pozo.

El fluido hidráulico es venteado al mar evitando su bombeo desde el fondo marino a la unidad de perforación. Lo cual requiere que el fluido hidráulico no sea un agente contaminante y que tenga características de baja viscosidad y pueda mezclarse fácilmente con agua de alto contenido mineral.

**3.2.6. Riser Marino de Perforación.** Alguna forma de conducto tiene que ser instalada entre el barco perforador y el pozo para que las herramientas sean fácilmente corridas y para que el lodo de perforación pueda circular. El “riser marino” ejecuta este trabajo y es uno de los mas importantes elementos en la perforación costa afuera.

Debido a su gran longitud, lo cual hace que el riser cuando esta lleno de lodo sea muy pesado y también debido a la fuerza de las olas, las mareas y las corrientes que actúan sobre este. El riser debe estar fuertemente diseñado, especialmente es sus conexiones (ver figura 20 - 22).

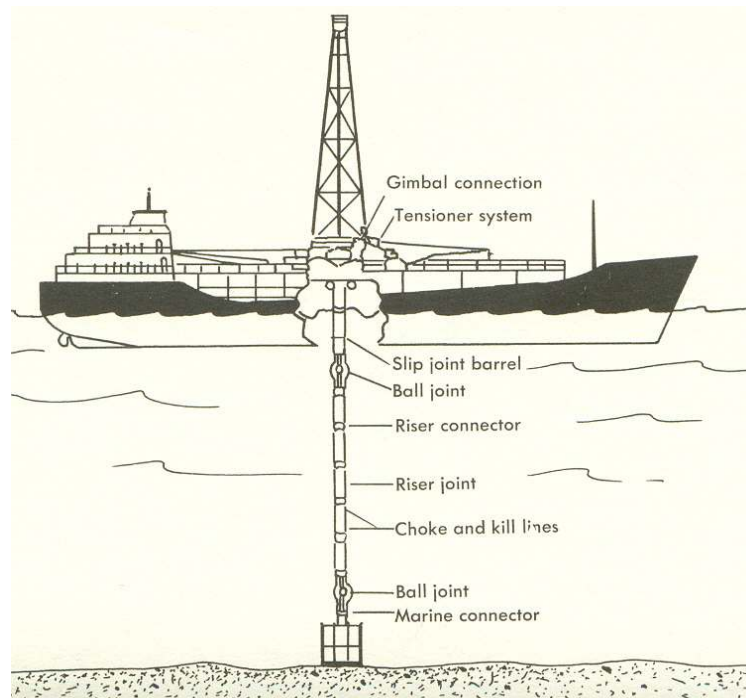
El riser marino esta compuesto por una serie de tubos largos y de grueso calibre, cuyos extremos están conectados fuertemente para formar un pasaje continuo desde el punto de suspensión de la mesa rotaria o el top drive sobre la plataforma hasta el conjunto de Preventoras ubicadas en el lecho marino. Un tramo de riser por lo general tiene una longitud de 40 pies, pero también existen de menor longitud para ajustar la distancia entre el conjunto de las Preventoras y la unidad de perforación.<sup>14</sup>

Figura 20. Tubos de riser marino.



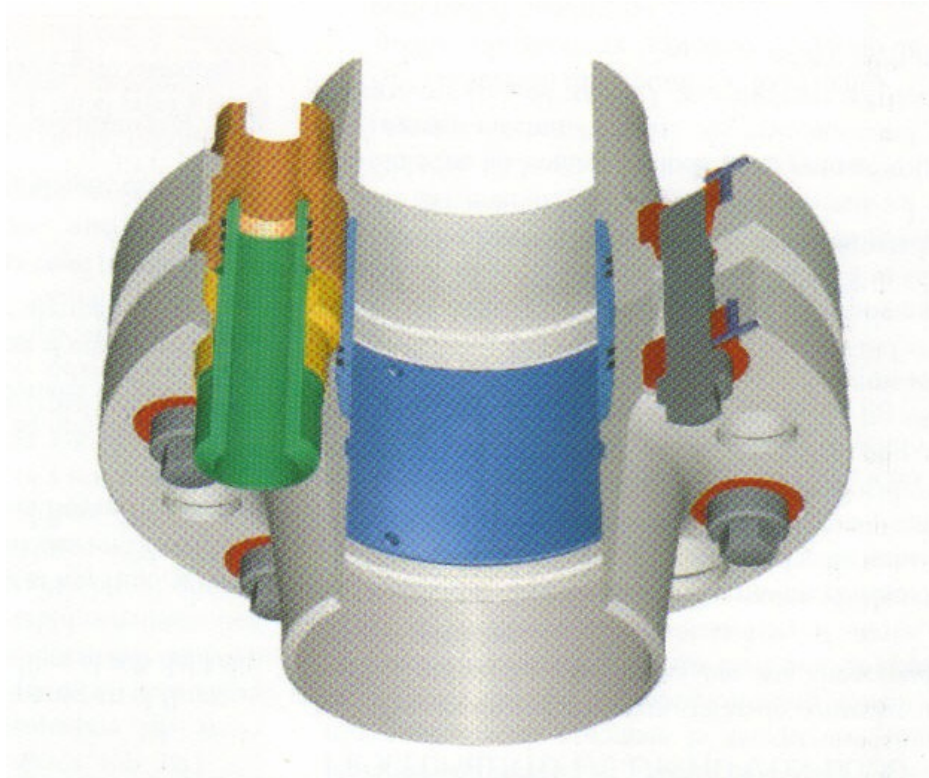
(Tomada de Manual de control de pozos)

Figura 21. Riser marino.



(Tomada de: Deepwater floating drilling operations)

Figura 22. Conexión del Riser marino.



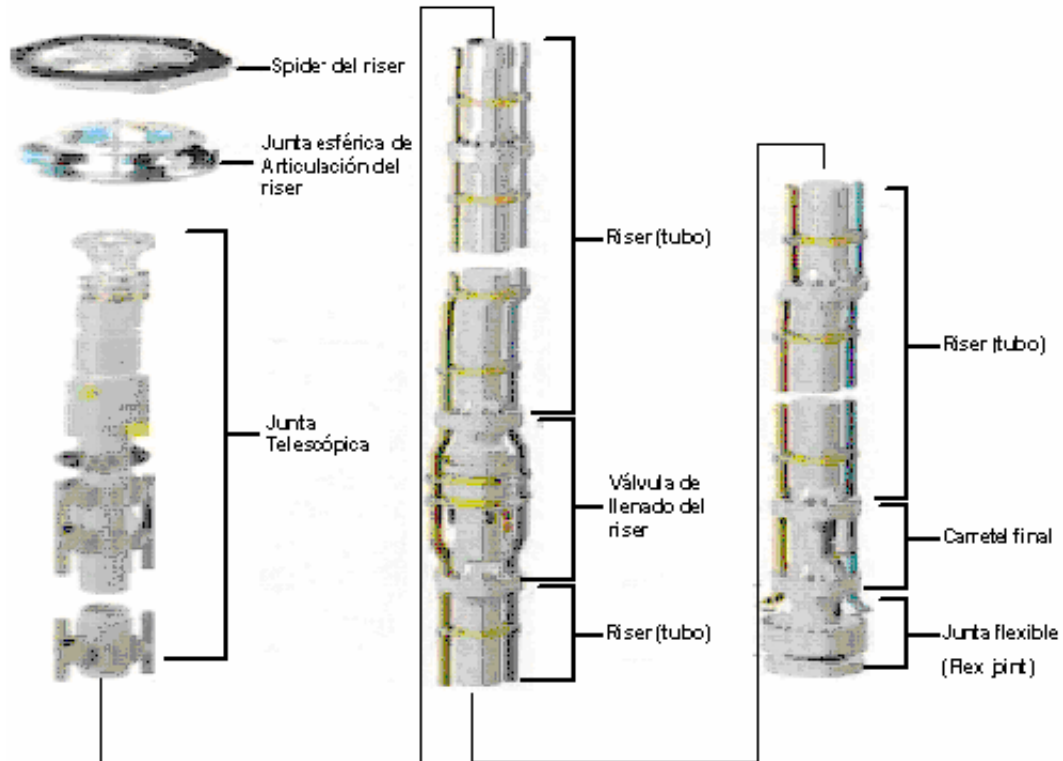
(Tomada de Manual de control de pozos)

**3.2.7. Telescopic slip-joint.** Debido a que la conexión del riser con el conjunto de las Preventoras es rígida, mientras que la conexión entre este y la unidad de perforación presenta algunos movimientos por la acción del mar, se deben instalar algunos mecanismos para subsanar estos movimientos. Para ello se inserta en la parte superior del riser un “telescopic slip-joint”, el cual se alarga y se contrae dependiendo de los movimientos de la unidad.<sup>13</sup>

**3.2.8. Riser flex joint.** En el final del riser, justo encima del conjunto de las Preventoras esta el “riser flex joint”, que frecuentemente es llamado “ball joint”, el cual permite un cierto margen de movimiento horizontal en respuesta a la fuerza de las corrientes sobre el riser. En perforación de gran

profundidad es instalada una segunda “ball joint”, la cual se ubica justo encima del “telescopic slip-joint” (ver figura 23).

Figura 23. Equipos de Fondo.



(Tomada de Manual de control de pozos)

**3.2.9. Choke and kill lines.** Estas líneas son una parte integral del riser, son la vía de flujo para la circulación del fluido a alta presión desde el distribuidor múltiple de superficie, hasta el conjunto de Preventoras. Estas líneas para matar y chocar el pozo deben ser lo suficientemente grandes para disminuir la presión de retroceso aportada por la formación cuando se presenta un reventón, pero lo suficientemente pequeñas para producir la carga mínima que es ejercida por las olas y las corrientes sobre el riser (ver figura 24).

**3.2.10. Diverter.** Aunque en muchos casos las BOP son corridas junto con el riser marino, hay circunstancias cuando esto no es práctico. Si existen capas de gas justo debajo del suelo marino, hay riesgo de presentarse un reventón a menos de que haya suficiente equipo para contener esta presión. Sin embargo, el equipo de Preventoras no puede ser usado en primera etapa de perforación, debido a su pequeño diámetro comparado con el diámetro de la broca. Al mismo tiempo una pequeña longitud de casing de 30" es la primera cadena de casing en ser corrida, la cual no es capaz de resistir la presión de las superficiales capas de gas. Para abolir el riesgo de reventón por gas en la superficie de la unidad, donde una ignición sería posible, un tubo llamado "diverter" es instalado en el tope del riser.

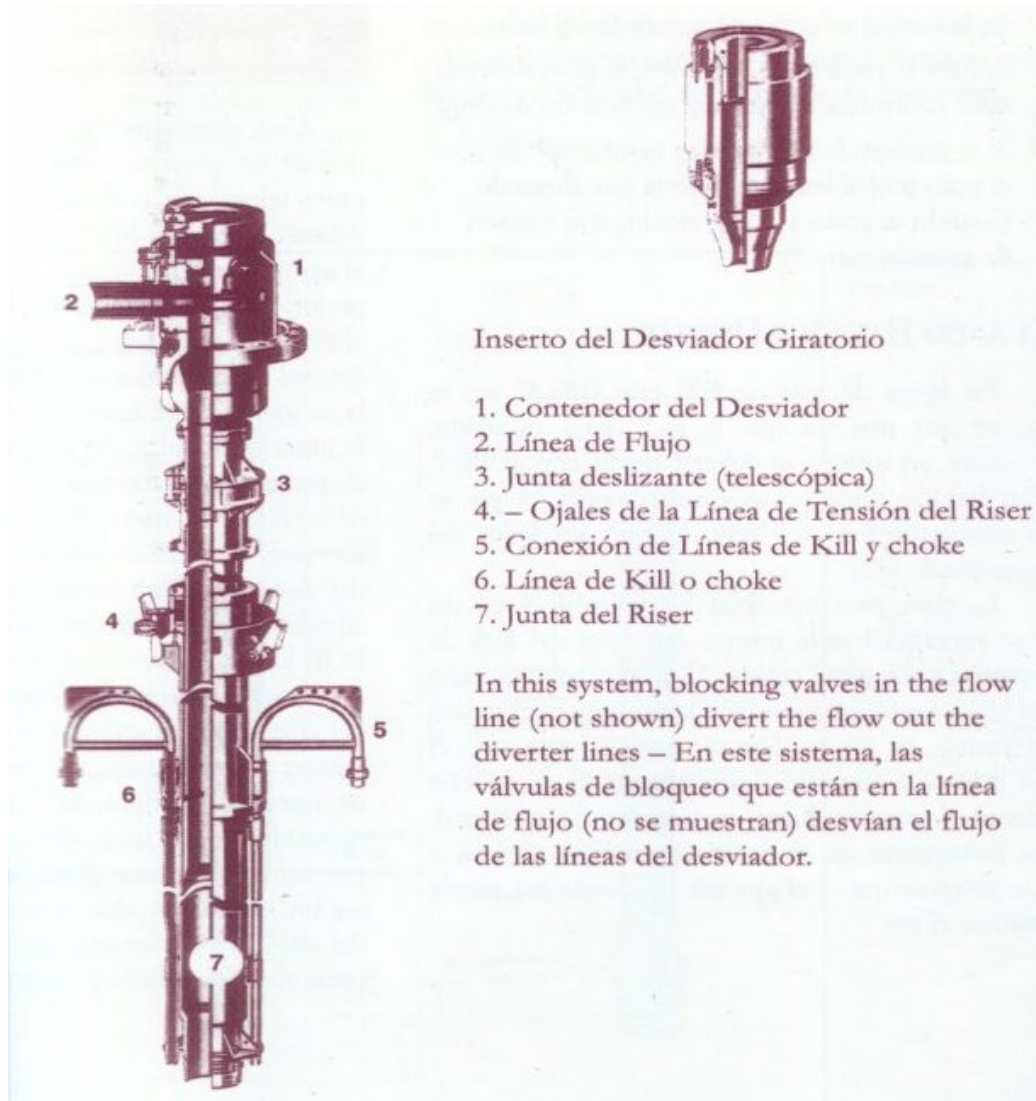
Varios aparatos de medida, incluyendo indicadores hidro-acústicos, son usados para monitorear el ángulo del riser con respecto a la vertical, para que la posición del equipo sea ajustada para minimizar el esfuerzo sobre el riser.

**3.2.11. Sistema Tensionador del Riser.** La tensión óptima del riser para cierta situación, está definida como la tensión que minimiza la posibilidad de dañar el riser o el equipo de perforación y que cause el mínimo gasto de los tensionadores. Esta tensión debe mantenerse sobre el riser para asegurar su integridad y mantenerlo suficientemente recto (incluyendo el ball joint) para perforar sin que la tubería roce y dañe el riser y los equipos de cabezal de pozo.<sup>3</sup>

En aguas profundas por encima de 200 pies el riser marino puede estar libremente instalado, sin otro soporte que su conexión a la Unidad. Sin embargo, en aguas profundas, esto se convierte en un riesgo de colapso,

debido a su peso o a las fuerzas que el medio ejerce sobre el, para lo cual algunos medios de soporte se han empleado.

Figura 24. Telescopic slip-joint y choke and kill lines.



(Tomada de Manual de control de pozos)

El medio más comúnmente usado es un sistema de cables que mantiene tensionado en una forma similar a la de los compensadores de movimiento descrito anteriormente. Los cables de conexión de soporte del riser están

conectados a la parte superior del riser justo debajo de la junta deslizante. El sistema de tensión esta compuesto por unos cilindros de aire que alimentan un pistón, el cual con su operación presiona las líneas que están soportando el riser. Los cilindros son normalmente instalados por pares en posiciones opuestas diagonalmente, lo que permite mantener una tensión sobre todas las líneas.

### **3.3. SECUENCIA DE EVENTOS A SEGUIR EN LA INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE FONDO**

En el desarrollo de un programa de perforación costa fuera se deben seguir algunos pasos fundamentales, a continuación se hace una descripción básica de los procedimientos desarrollados en la iniciación de la perforación de un pozo, teniendo en cuenta la secuencia normal de los procedimientos y los equipos que deben utilizarse para dicha actividad.

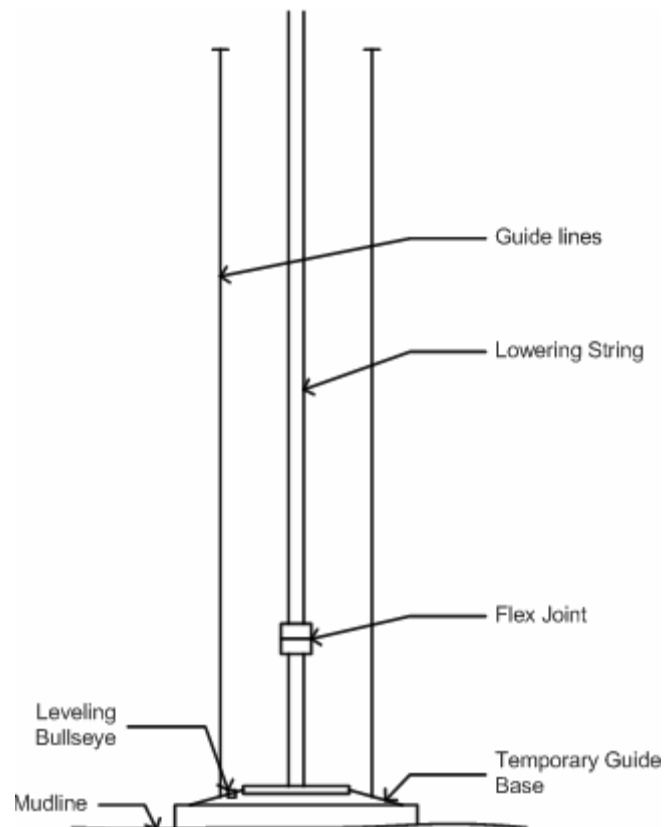
La secuencia de eventos en la siguiente descripción no es necesariamente tal y como sigue para todos los pozos perforados desde una unidad móvil de perforación, pero es el método que más se ha aplicado desde hace muchos años. Algunas de las actividades previas a comenzar la perforación de un pozo son: correr e interpretar líneas de sísmica, ubicar el lugar exacto del pozo a perforar, seleccionar la unidad de perforación a utilizar, suscribir un contrato y ejecutarlo, transportar la unidad de perforación hasta la locación elegida y fijarla, posteriormente se esta listo para comenzar las operaciones de perforación.

**3.3.1. Paso 1.** Desde la unidad de perforación hasta el piso del océano es baja una base guía temporal, esta base guía generalmente tiene

dimensiones de 12 X 12 Pies, y es bajada con un lente que envía señales de televisión para determinar el nivel o profundidad de su desplazamiento. Esta base se corre sobre tubería de drill pipe retirables conectados a este con un J-tool o conector hidráulico. Cuatro líneas guías de acero son amarradas a la parte inferior de la base antes de ser enviada al fondo.

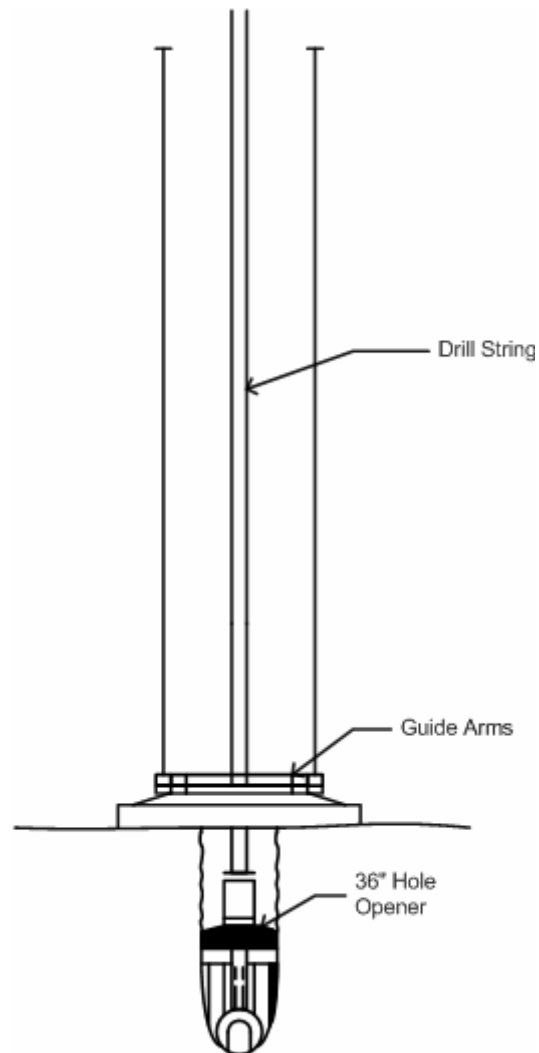
La base guía puede ser cargada con peso extra proveniente del lodo para alcanzar la tensión necesaria para su desplazamiento con equipos de perforación hasta el fondo marino, con la base en el fondo, el drill pipe es levantado hasta la kelly bushign, midiendo la profundidad de la columna de agua total utilizando la sarta de perforación con respecto a la mesa rotaria. Figura 25.

Figura 25. Ubicación de la base guía temporal



**3.3.2. Paso 2.** Consiste en bajar la sarta de perforación, compuesta de broca, drill collar, bumper sub y drill pipe. Bajando la línea guía a través de la base temporal dentro del piso del océano y perforar un hueco por el casing estructural. Este hueco debe ser perforado cuidadosamente para asegurar que el hueco no se desvíe más de 1° de la vertical para poder controlar posteriormente la ubicación de las BOP's en la cabeza de pozo. Mientras se perfora este hueco muchas muestras pueden ser tomadas. Cuando la perforación se completa, un lodo pesado es bombeado en el hueco para prevenir reventones o cavitaciones de flujo en el hueco.

Figura 26: Perforación del casing estructural en el hueco

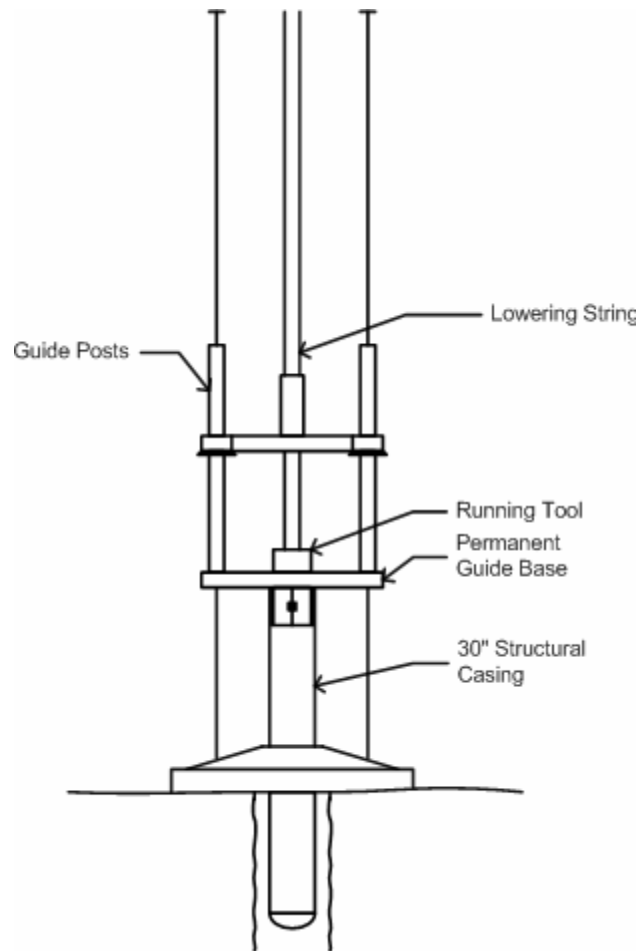


Este hueco es generalmente de 36" de diámetro y de 100 a 200 pies. De profundidad. El casing debe ser de 30" de diámetro con  $\frac{3}{4}$  ó 1" de espesor de pared, y es llamado casing estructural, debido al soporte que presta en la colocación de la BOP's y posteriormente a la secuencia de perforación, en conclusión el casing estructural puede ser colocado o incrustado, en estas instancias algunos perforadores prefieren no usar la base guía temporal. Figura 26.

**3.3.3. Paso 3.** El casing estructural, con la base guía permanente y las líneas guías, unidas a través de postes guías, son bajados dentro del hueco guiados por las líneas. Mediante este montaje se realiza la cementación a través del drill pipe. El retorno del cemento es enviado al piso marino y puede ser observado con imágenes de TV para asegurar un buen trabajo de cementación en este casing y el cemento puede ser desplazado en mas de un 100%. Figura 27.

**3.3.4 Paso 4.** El hueco es perforado por el casing conductor, si la parte sólida del casing estructural fue probado y se determina que es competente para soportar el riser, el riser es bajado y acoplado dentro de la base guía permanente y los retornos de perforación son depositados en la unidad de perforación, si por el contrario el casing no es competente para soportar o esta diseñado para acoplar el riser, este no se coloca y los desechos de perforación son vertidos en el piso marino. Si existe un casing incompetente para soportar el riser pero de todas maneras se ubica el riser la cabeza hidrostática del fluido de perforación puede romper el casing en la parte del zapato, lo que representaría pérdida de circulación.

Figura 27. Colocación de la base guía permanente y el casing estructural

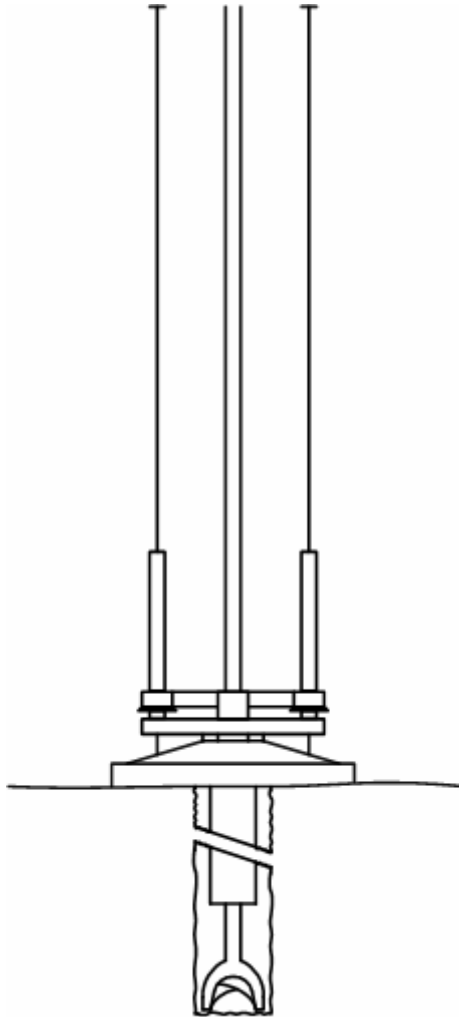


El hueco conductor puede estar en un rango de profundidad entre 298 a 499 pies, usando comúnmente un diámetro de casing conductor de 20 pulgadas de diámetro exterior. En caso de la utilización del riser este debe ser montado después de la ubicación del casing conductor. Figura 28.

**3.3.5. Paso 5.** Un conductor de 20 " es bajado por medio de las líneas guías y sobre el drill pipe, tendiendo el housing sobre el casing estructural y el respaldo del cemento en el piso del océano. El tope del casing conductor es fijado con un casing head de 16 " ó de 15 5/8 " preparado internamente

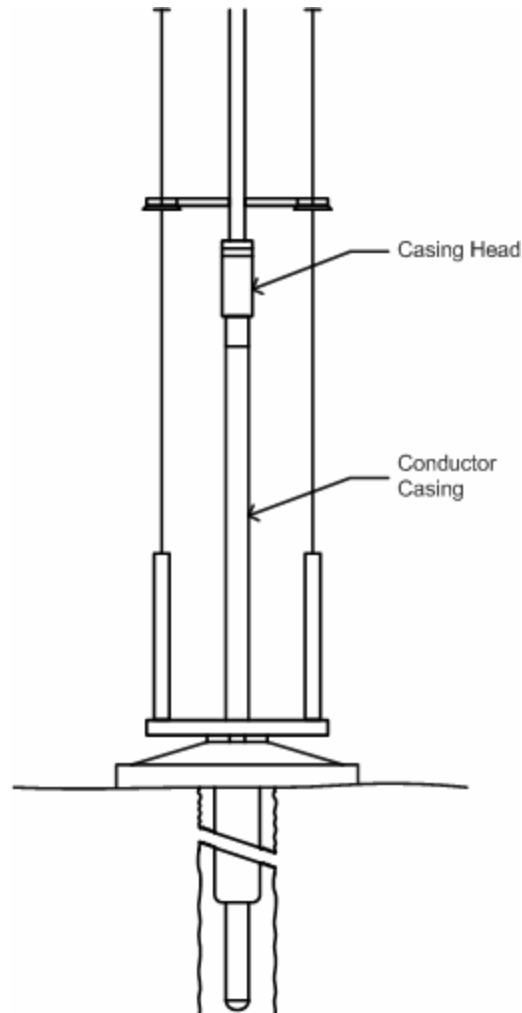
para recibir casing string posteriores. El tamaño del casing head es determinado en la superficie de la unidad de perforación teniendo en cuenta el tamaño de las BOP's.

Figura 28. Perforación del hueco por entre el casing conductor



El perfil externo de la parte superior del casing head es preparado para tener un tipo de conexión para instalar el arreglo de preventoras, un sello de metal sobre metal en forma de aro provee la presión de sello necesaria entre el conector y la cabeza de pozo. Figura 29.

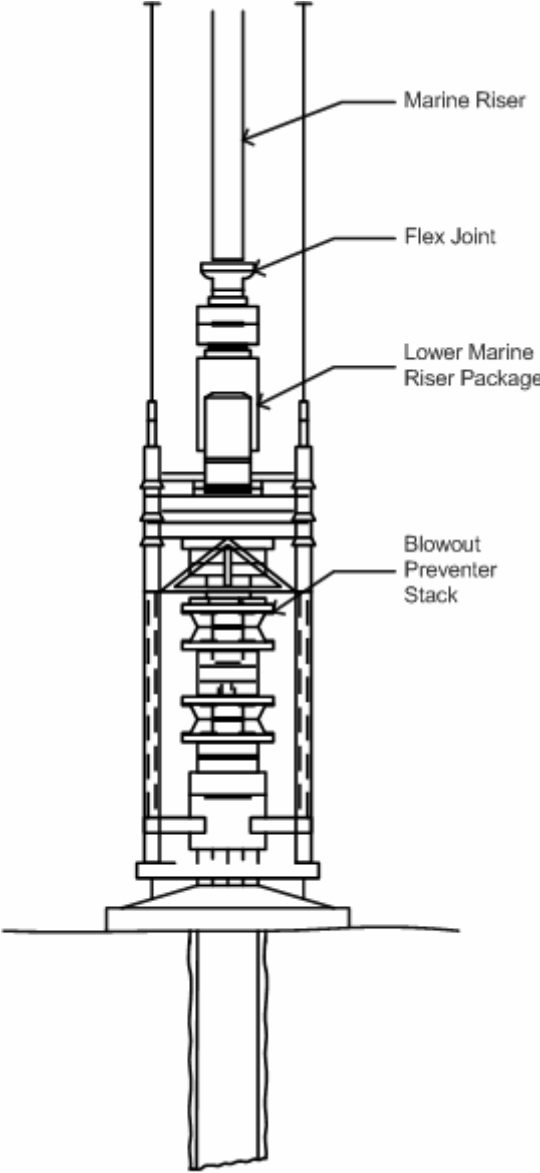
Figura 29. Bajando conductor con casing head



**3.3.6. Paso 6.** Consiste en enviar el arreglo de preventoras mediante las líneas guías y conectadas a la cabeza de pozo. Las preventoras, las cuales pueden pesar tanto o más de 400.000 libras y en un rango de altura de 30 a 40 pies, normalmente son enviadas sobre el riser de perforación. La parte superior del riser es fijado con un slip joint para evitar el movimiento de en el eje vertical o una posible desviación del equipo. El slip joint se coloca sobre un divertir housing inmediatamente debajo de la mesa rotaria. Las líneas de tensión del riser son conectadas a un barril de slip joint para alcanzar la tensión necesaria, esta tensión puede ser ampliada al tirar el arreglo de

preventoras sobre la cabeza del pozo. Una vez en el lugar, y probada la presión y funcionamiento de las preventoras y revisado que todo el equipo este en perfectas condiciones se determina que esta todo listo para empezar la perforación hasta la profundidad total. Figura 30. <sup>15 - 16</sup>

Figura 30. Preventoras instaladas y listo para perforar hasta profundidad total



## **4. CONDICIONES METEOROLÓGICAS Y OCEANOGRÁFICAS**

### **4.1. CONDICIONES CLIMÁTICAS DE LA COSTA CARIBE COLOMBIANA**

El patrón climático del área esta modulado por la presencia de la zona de convergencia intertropical (ZCIT). Esta zona, al colocarse sobre la masa de tierra de Centro y Sudamérica, da como resultado una ubicación favorable a las perturbaciones meteorológicas sinópticas y de mesoescala, produciendo normalmente una fuerte precipitación. En la estación de vientos, entre diciembre y abril. El carácter de la ZCIT es diferente, a todo lo largo del Caribe, la ZCIT permanece en el hemisferio sur e influye en la región Caribe al producir la confluencia en el campo de corrientes de aire que conduce a fuertes y uniformes vientos alisios del noreste sobre la cuenca. Al oeste del Caribe aparece entonces una zona de transición que esta caracterizada principalmente por el cambio lento en la velocidad del viento y vientos de menor velocidad. La variación en la latitud de la ZCIT durante todo el año, permite que el viento del este ejerza más o menos influencia en la región. Cuando la ZCIT sale de la cuenca hacia el norte, la aparición de los vientos cambia consecutivamente produciendo la estación de lluvia con vientos suaves y un desarrollo extenso de convección con presencia de severas tormentas a todo lo largo del Caribe Occidental.<sup>6</sup>

**4.1.1. Ciclones tropicales.** Con relación a las tormentas tropicales (ciclones tropicales), que son sistemas que se originan sobre los océanos ecuatoriales cuando el sol calienta masas de aire llenas de humedad, las cuales se elevan al calentarse y el aire que les rodea inicia un movimiento

ciclónico, generando el desarrollo de vientos que fluctúan entre 17 y 32 m/s. Estos sistemas afectan las condiciones océano atmosféricas del área del mar Caribe y su promedio de ocurrencia sobre el Atlántico desde 1966 al 2003 es de 4.6 tormentas tropicales, las cuales se originan sobre las costas del continente de África, durante la estación de verano del hemisférico norte cuando la gran porción de tierra que comprende el continente africano con su desierto de Sahara incluido, se encuentra bajo gran calentamiento, generando sistemas de bajas térmicas que son desplazadas hacia el oeste por los vientos alisios, durante este trayecto sobre el mar, el sistema se abastece de vapor de agua, que lo intensifica generando alteración de flujos de aire que hacen que el viento inicie un giro en torno a un centro común, ocasionando el incremento de la circulación ciclónica iniciando así, las diferentes fases evolutivas y necesarias para el desarrollo y formación de un huracán, (perturbación tropical – Onda del este, depresión tropical, tormenta tropical y huracán).

Para el caribe, la temporada de predominio de estos sistemas, se inicia desde el primero de junio y se extiende hasta el mes de noviembre, siendo por datos estadísticos los meses de agosto y octubre los mas intensos, no obstante lo anterior se han presentado ciclones tropicales en muy bajo porcentaje en el mes de mayo.

Siendo estos sistemas de origen natural, y como su trayectoria es impredecible, debido a que puede y va a estar afectada por diferentes fenómenos océano-atmosféricos, es casi imposible diagnosticar su ingreso al caribe.

La probabilidad que afecten territorio colombiano es apenas de 0.33%, una cifra bastante reducida en comparación con otras áreas del caribe. Los mayores daños asociados a estos sistemas, son ocasionados por vientos fuertes, abundantes lluvias marejadas en la costa.<sup>17</sup>

En los últimos 58 años, hasta el 2001 el área del océano Atlántico ha sido azotada por el paso de 140 ciclones tropicales, de los cuales, 95 fueron huracanes, y 45 de ellos alcanzaron solo el grado de Tormenta Tropical. Para el presente año (2004), se espera una actividad ciclónica con un total aproximado de 13 ciclones, lo cual estaría por encima de la media histórica de 10.4 eventos, de los cuales 06 serían catalogados como tormenta tropical y 07 alcanzarían el grado de huracán con diferentes categorías.

**4.1.2. Huracanes.** En el norte del territorio colombiano y especialmente sobre las aguas marinas del Caribe es posible observar el desplazamiento o formación de estos fenómenos. En los últimos 10 años, 2 ciclones tropicales han tocado territorio continental de Colombia el huracán Joan (1988) y la tormenta tropical Bret (1993). Mas recientemente, los huracanes Cesar (1996) y Match (1998) se movieron sobre las aguas marítimas de Colombia con efectos indirectos en el territorio continental e insular. Los huracanes son frecuentes en la época que va de junio a noviembre.<sup>17</sup>

Tabla 1. Estadísticas de ocurrencia de fenómenos tropicales en la costa Caribe Colombiana

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PROMEDIO ANUAL</b>
Número de tormenta tropicales	9.3
Días con tormenta tropical	46.6
Número de huracanes	5.8
Días con huracanes	23.9
Numero de huracanes intensos (categ. 3y 4)	2.3
Días con huracanes intensos	4.7

(Fuente IDEAM, Información recopilada por Gray entre 1950 y 1990)

Tabla 2. Estimación del peligro de los huracanes (Escala Saffir-Simpson)

CATEGORÍA	RIESGO	PRESIÓN (hPa)	VIENTOS (m/s)	MAREA DE TORMENTA
1	Mínimo	> 980	32.7 – 42.5	1.0 – 1.5 m
2	Moderado	980 - 965	42.7 – 49.1	1.6 – 2.2 m
3	Extensivo	964 - 945	49.4 - 58	2.3 – 3.3 m
4	Extremo	944 – 920	58.3 – 69.4	3.4 – 4.5 m
5	Catastrófico	< 920	> 69.4	> 4.5 m

(Fuente Información adecuada por el IDEAM para Colombia con base en registros del Centro Nacional de Huracanes)

**4.1.3. Ciclones tropicales en el territorio colombiano.** El territorio insular del archipiélago de San Andrés, la Guajira, la zona costera del departamento de Magdalena y el territorio marítimo colombiano sobre el mar caribe históricamente han sentido los efectos directos de los ciclones tropicales como se muestra en la Tabla 3.

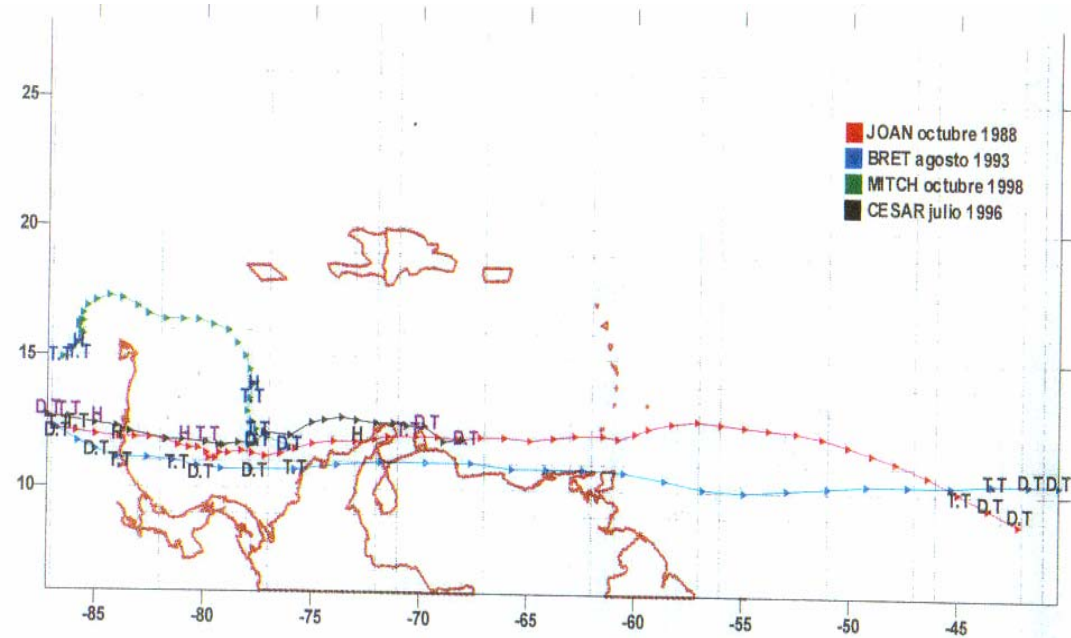
**4.1.4. Trayectoria de huracanes y tormentas tropicales.** Sobre el mar caribe, los huracanes y las tormentas tropicales tienen trayectorias como las que se muestran en el mapa 1. El hecho que las trayectorias vayan hacia el Noroeste y después se tornen hacia el Norte y Noreste e alguna manera favorece al territorio colombiano con disminución del riesgo de ser afectado directamente por estos fenómenos. En algunas ocasiones se han registrado trayectorias más al Sur y han afectado las áreas marítimas, costeras e insulares del caribe colombiano.

Tabla 3. Descripción de huracanes que afectaron la costa caribe colombiana

<b>AÑO</b>	<b>CICLÓN</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>MES</b>	<b>DÍAS</b>	<b>LUGAR</b>
1955	Huracán	Janet	Sep.	24,25	Santa Marta, Punta Gallinas
1961	Huracán	Anna	Julio	20,21,22	San Andrés, Santa Marta, Punta Gallinas
1971	Huracán	Edith	Sept.	7,8,9	San Andrés, Santa Marta, Punta Gallinas
1971	Tormenta	Irene	Sept.	16,17	Cartagena, Santa Marta, Punta Gallinas
1978	Huracán	Greta	Sept.	14,15,16,17	San Andrés, Santa Marta, Punta Gallinas
1988	Huracán	Joan	Oct.	17,18,19,20,21,22	San Andrés, Santa Marta, Punta Gallinas, Cabo Tiburón, Cartagena
1993	Tormenta	Bret	Agosto	8,9,10	San Andrés, Santa Marta, Punta Gallinas, Cabo Tiburón, Cartagena
1996	Huracán	Cesar	Julio	25,26,27	San Andrés, Santa Marta, Punta Gallinas, Cabo Tiburón, Cartagena
1998	Huracán	Mitch	Oct.	22,23,24,25	San Andrés, Santa Marta, B/quilla, Cartagena

(Fuente Información adecuada por el IDEAM para Colombia con base en registros del Centro Nacional de Huracanes)

Mapa 1. Trayectoria de los huracanes que afectaron la costa caribe Colombiana

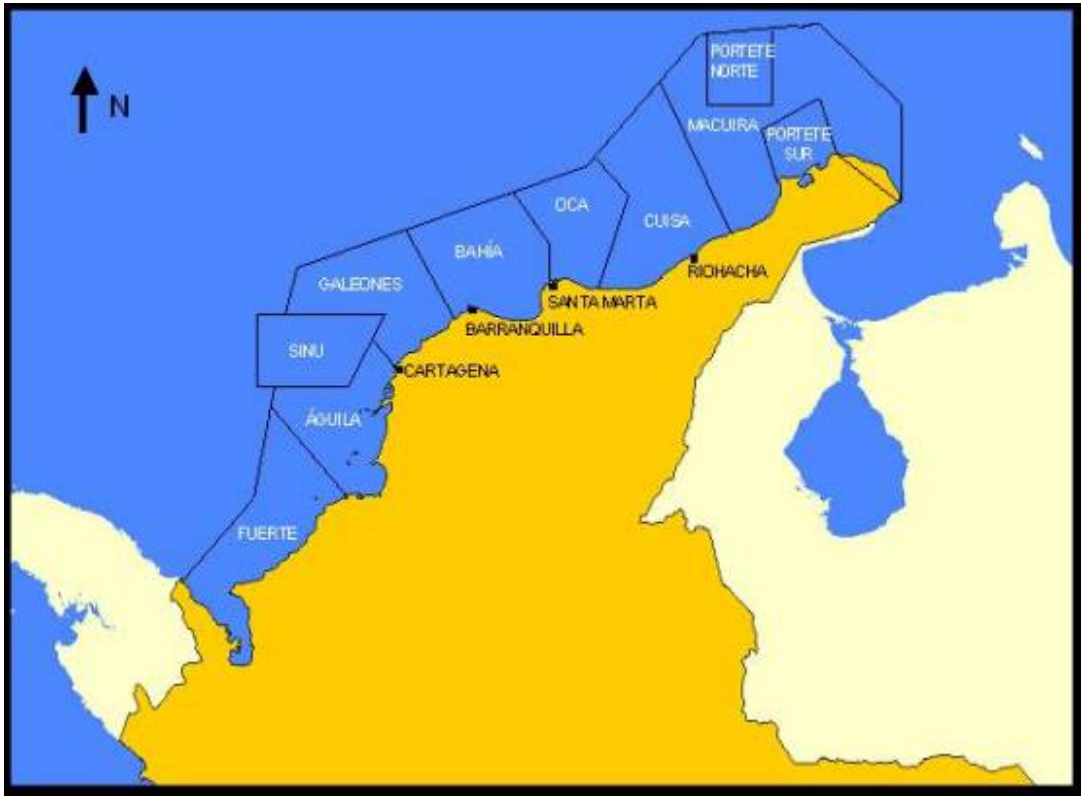


(Tomado de Información adecuada por el IDEAM para Colombia con base en registros del Centro Nacional de Huracanes)

#### 4.2. DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS PARA LA ZONA DE ESTUDIO SECTOR BLOQUE BAHÍA

El bloque Bahía se encuentra ubicado entre las ciudades de Santa Marta y Barranquilla, con una profundidad máxima encontrada de 2000 metros, se delimita al norte con aguas internacionales, al sur con la línea de costa de los departamentos de Magdalena y Atlántico, al este con el bloque denominado como Oca y al oeste con el bloque Galeones. Mapa 2.

Mapa 2. Mapa de bloques Costa fuera.



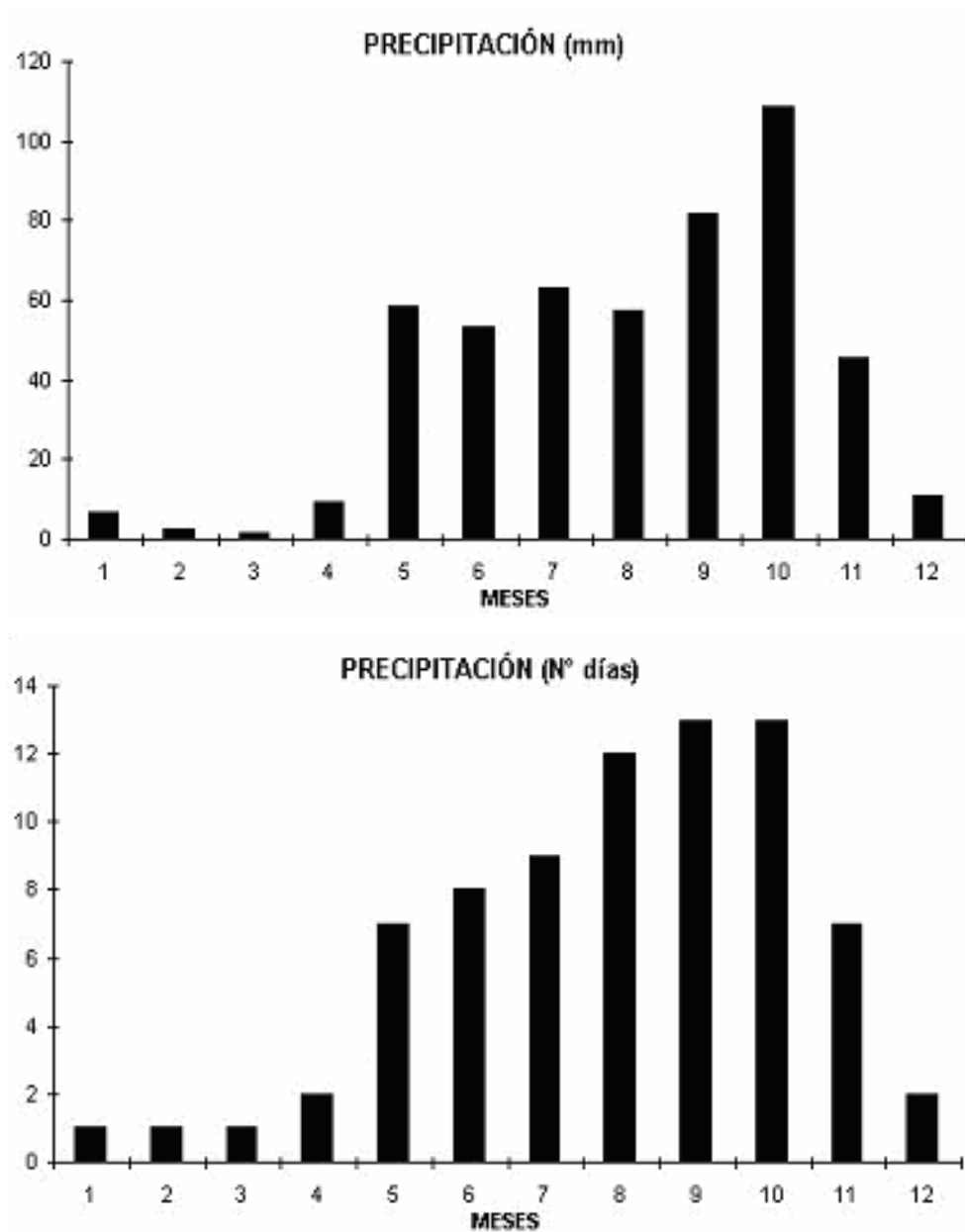
(Fuente ECOPETROL Marzo 2002)

Las principales condiciones meteorológicas y oceanográficas presentes en este bloque se describen a continuación para su posterior análisis.

**4.2.1. Precipitación.** La característica de la Zona de Convergencia Intertropical explica la alta intensidad de las precipitaciones durante los meses de junio a noviembre, alcanzando valores máximos de 125 mms, con promedios mensuales de 70 80 mms. Los valores de precipitación anual presentan promedios entre 550 y 600 mms ocurriendo la mayoría de las precipitaciones en forma de llovizna, con un periodo de tormentas que no aumenta notoriamente la cantidad de precipitaciones ocurridas, pero afecta gravemente la visibilidad de la zona entre los meses de julio a noviembre. A

continuación se presentan los datos de precipitación del año 2003 durante los doce meses con valores totales diarios, Ver Anexo (Tabla A2). Grafica 1. Y el registro de los valores totales mensuales de precipitación en los últimos 20 años, ver Anexo (Tabla A1.)

Grafica 1. Precipitación total en el año 2003



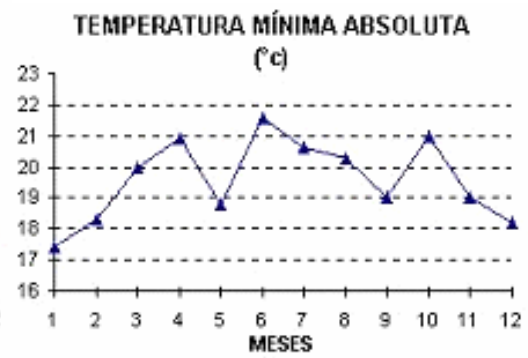
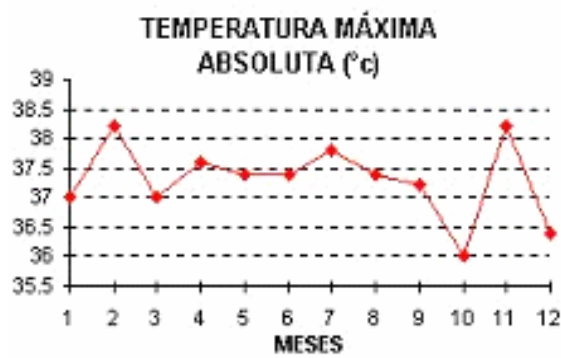
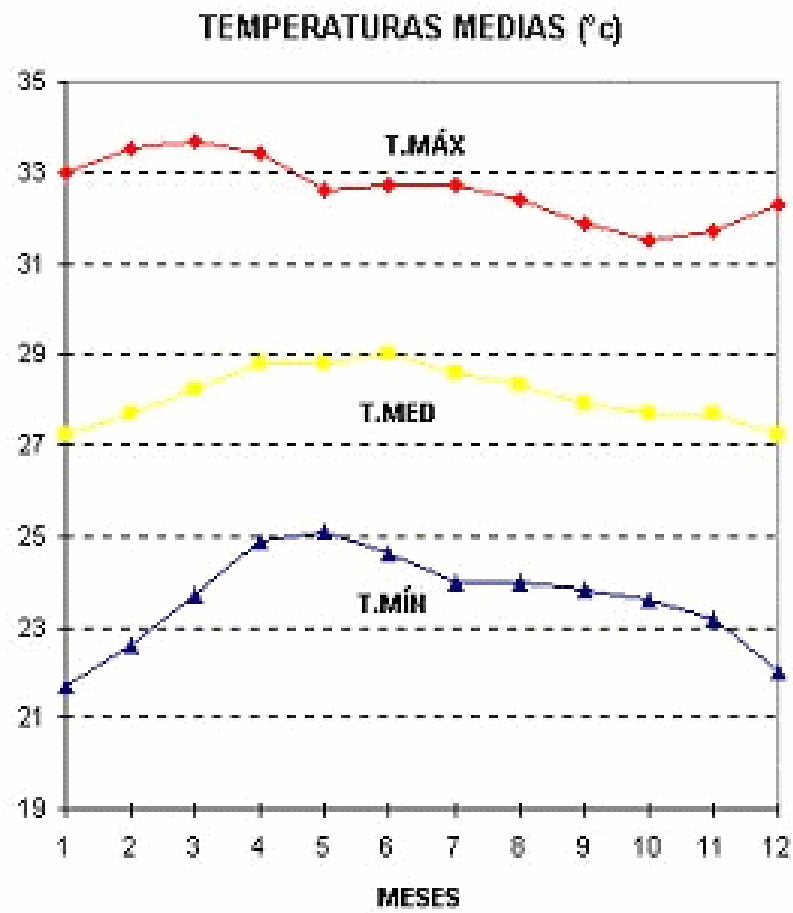
(Fuente IDEAM)

**4.2.2. Tormentas.** Las tormentas eléctricas se definen como la perturbación o tempestad de corta duración en la atmósfera. Por lo general se caracterizan por ser violentas y van acompañadas de relámpagos, truenos, ráfagas de viento y abundantes precipitaciones (chubascos de agua, nieve o granizo).

Para el área del caribe, estos fenómenos se presentan en la época húmeda, la cual, se presenta desde el 15 de abril hasta el 30 de junio y desde el 15 de julio hasta el 30 de noviembre, generalmente se presentan durante 40 días. Se forman sobre terrenos altos y se mueven hacia las planicies costeras formándose generalmente por calentamiento hacia el atardecer.

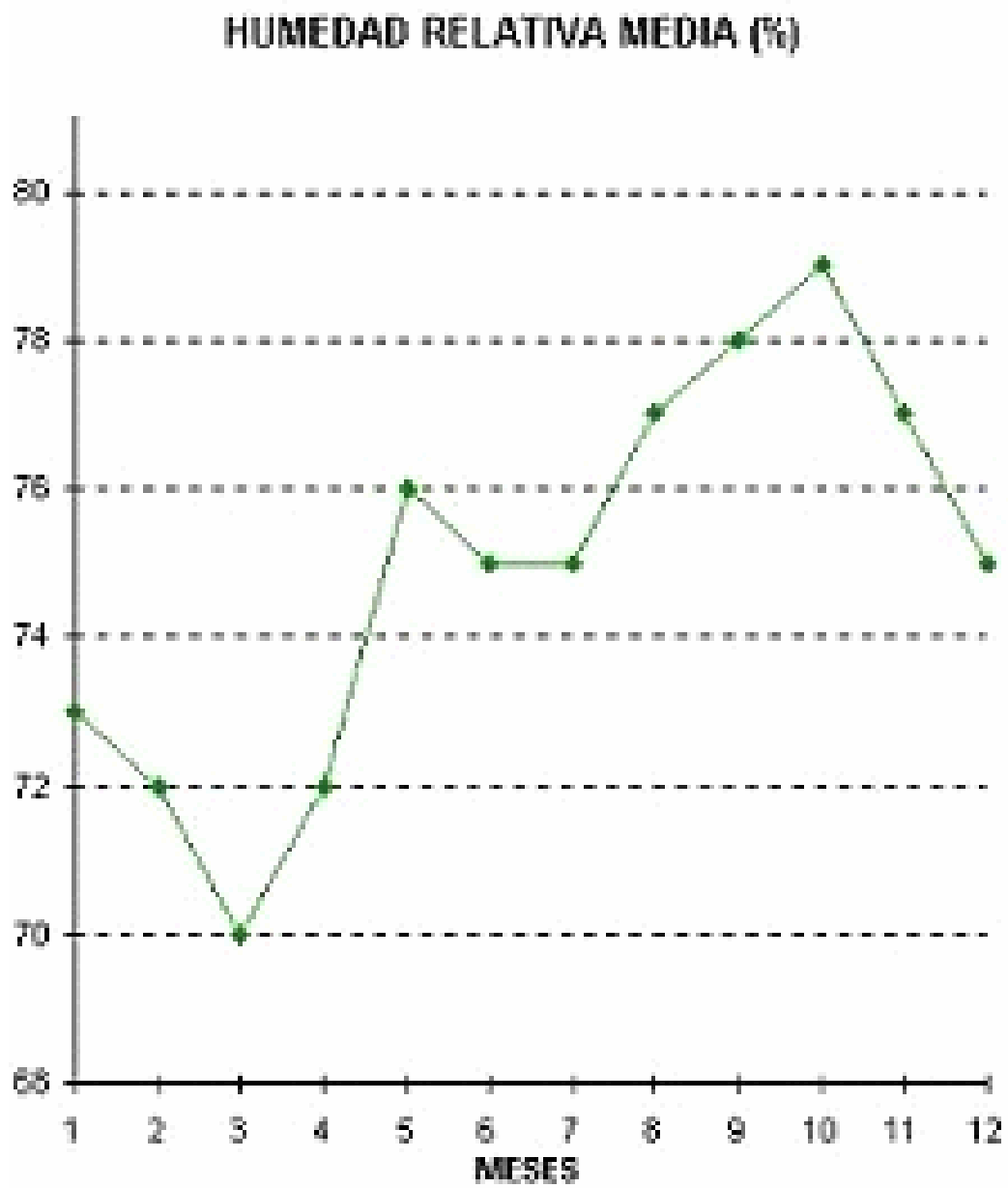
**4.2.3. Temperatura y humedad.** El rango de temperaturas media mensual se encuentra entre 27 y 30 °C donde el valor de temperatura anual promedio durante los últimos 20 años es de 27.5 °C. El mes que presenta los datos más bajos de temperatura es enero con valores entre 25 y 26 °C y el más calido es el mes de mayo con valores por encima de los 30 °C. Ver Grafica 2, y Anexo (Tablas A3 y A4). La humedad relativa presenta valores por encima de 70 % en las diferentes épocas del año, notándose un aumento especial para el mes de octubre donde alcanza valores de hasta 85 %, y en promedio mensual de 80 %.Ver Anexo , (Tablas A5 y A6) y la Grafica 3.

Grafica 2. Pronostico de temperatura para la zona de interés.



(Tomada IDEAM)

Grafica 3. Registro del promedio mensual de la humedad relativa en la zona

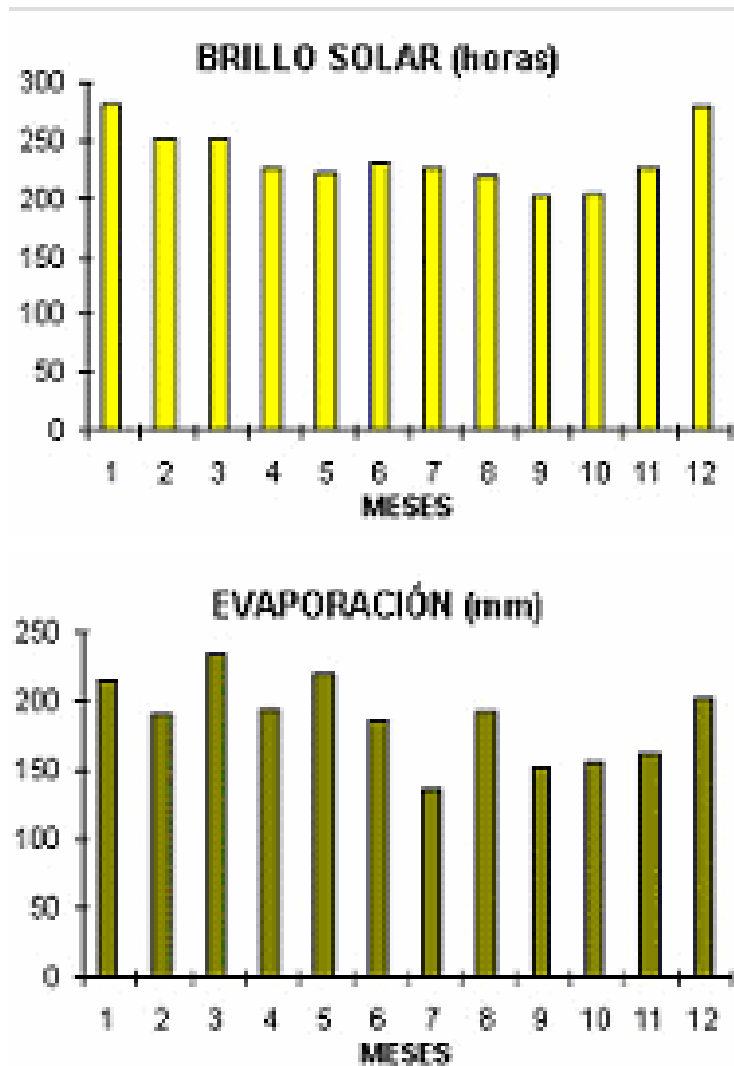


(Tomada IDEAM)

**4.2.4. Condiciones de visibilidad y nubosidad.** Para realizar un pronóstico de las condiciones de sobrevuelo en la zona de interés se hace necesario conocer los valores de nubosidad y brillo solar, las características más sobresalientes de estas dos variables determinan que las condiciones son buenas para realizar operaciones aéreas en la mayoría de las épocas del año entre las primeras horas de la mañana hasta las 07:00 de la noche. Hacia el mes de junio se presenta una notable disminución del brillo solar especialmente en las últimas horas del día, recortando así la hora final propicia para sobrevuelos a las 06:00 PM. En los meses de septiembre y octubre se produce también una baja considerable en el valor de esta variable, debido a la presencia de la época especial de lluvia que se presenta en estos dos meses con características propias de la Zona de Convergencia Intertropical. La nubosidad es un parámetro muy constante durante todo los meses del año, con valores comunes que oscilan entre 3 y 6 Octas, pero con una marcada disminución en el mes de enero donde se presenta el menor valor de nubosidad y además el valor más constante durante todos los días del mes. En los últimos 6 o 7 años los valores totales que se registran son muy semejantes determinando una característica fundamental de invariabilidad y con valores que oscila entre 4 y 5 octas. Ver Anexo (Tablas A7 – A9).

Con la descripción obtenida anteriormente y basada en el comportamiento de las variables directamente relacionadas con las condiciones de pronóstico de actividades aéreas (nubosidad y brillo solar), es fácil concluir que la zona de estudio presenta características favorable en un 95 % del día durante todo el año para realizar operaciones de helicópteros y aviones.

Grafica 4. Brillo solar y evaporación en la zona de estudio



(Tomada IDEAM)

**4.2.5. Régimen de vientos.** Bajo condiciones normales de vientos en la zona de estudio se determinan cuatro épocas, divididas en trimestres.

En el primero trimestre que cubre los meses de diciembre a febrero, se registra una época con presencia de vientos más fuertes con una dirección preferencial norte – noreste en un 82 % del tiempo total registrado y con un

rango de valores entre 0.2 y 3.9 m/s. En el mes de diciembre se presenta el valor máximo absoluto de 16.8 m/s en dirección norte, además en los primeros días de diciembre se presenta una contracorriente a la dirección normal de los vientos, esta contracorriente se presenta en dirección sur y con valores de 4.9 m/s a 6.5 m/s. Esto corrobora que el periodo con valores más altos de velocidad de viento es el comprendido entre diciembre y febrero<sup>20</sup> Ver Anexo (Tabla A10).

En el trimestre de marzo a mayo la dirección preferencial del viento permanece constante (Norte - Noreste) con un 70 % del tiempo total, pero con valores que oscilan entre 0.3 m/s. 2.9 m/s. y con promedios de 1.6 a 2.4 m/s. el movimiento de estos vientos es generado por corrientes calidas provenientes del golfo de Urabá, Lo que representa que este es el periodo de mayor calma. Este periodo seria el mas indicado para realizar las diferentes operaciones de exploración y perforación, además de presentar buenas condiciones de visibilidad lo que facilitaría las operaciones aéreas o de sobrevuelo para transporte de personal o equipos pequeños, o las de transporte marino de las estructura pesadas hasta la locación escogida, la ubicación y montaje de los equipos de superficie y operaciones submarinas de rigor cuando se comienzan con la operaciones en si de perforación. Ver Anexo1 (Tabla A11).

Para el siguiente trimestres (junio – agosto) se presentan valores de vientos con promedios entre 0.3 m/s y 1.1 m/s y con la mayor distribución en cuanto a la dirección, manteniéndose una leve mayoría en la dirección noreste en un 33 % del tiempo registrado y presentándose una velocidad máxima de 3.0 m/s en dirección norte. Con un aumento en la dirección de contracorriente hacia el sur – occidente los valores de vientos aunque nos registran grandes cambios si producen una época propicia para las tormentas tropicales disminuyendo levemente la visibilidad y brillo solar durante el día en esta

época del año. Esta contracorriente puede considerarse como una causa del aumento en la humedad relativa registrada durante el trimestre. Ver Anexo (Tabla A12).

Para el último trimestre (septiembre a noviembre) los valores de velocidad y dirección del viento permanecen muy semejantes al periodo inmediatamente anterior. Para este lapso no se registra la presencia de la contracorriente de la costa caribe pero sin disminuir la cantidad de precipitaciones que caracteriza el último semestre del año, hacia finales del mes de octubre y comienzos del mes de noviembre se pueden registrar los mayores niveles de precipitación por día, generando una temporada de alrededor de 3 semanas de intensas lluvias pero con bajas velocidades de vientos lo que no genera posibilidades de tormentas. Ver Anexo (Tabla A 13).

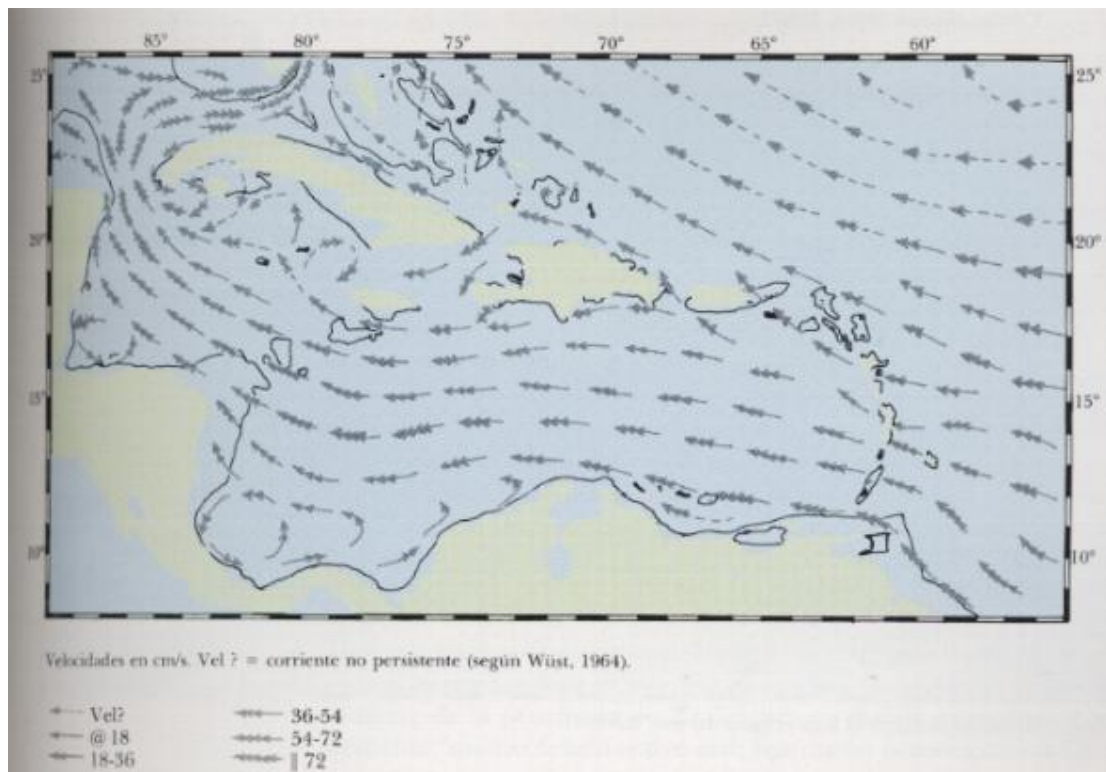
**4.2.6. Régimen de olas y corrientes.** Con respecto a los tópicos de Corrientes, dirección de Olas, altura de ola y periodicidad de la ola, se tiene información general del Caribe Colombiano y de algunas áreas puntuales, que están relacionadas directamente con la zona de estudio así:

Las corrientes superficiales en la costa norte de la cuenca de Colombia esta dominada por la corriente caribe (Mapa 3).

El sector noreste del Caribe Colombiano esta influenciado por las corrientes superficiales con direcciones oeste y sur-oeste casi paralelas a la costa, siendo su intensidad muy fuerte durante la época seca (febrero - abril); así por ejemplo, durante 1996 se pudo establecer en el área, que bajo influencia de vientos con dirección NNE a 10 m/s, la corriente presentaba una dirección general WSW con velocidades máximas de 0.57 m./s, pero si el componente del viento en dirección era norte, la dirección se mantenía WSW aunque su

intensidad era menor (0.42 m/s); mientras que cuando el viento provenía del este (época de transición), la corriente tomaba una dirección oeste con velocidades máximas de 0.81 m/s. <sup>20</sup>

Mapa 3. Distribución de corrientes del Caribe



(Tomado de [www.ideam.gov.co](http://www.ideam.gov.co))

Cuando la dirección del viento cambiaba y pasaba a ser de componente SE (época lluvias) la dirección de la corriente era NE – N al oeste de Punta de la Vela, y tomaba una dirección oeste con velocidades de 0.53 m/s para las aguas procedentes del norte de la Guajira hasta aproximadamente la Laguna el Buey. Cuando la dirección del viento era predominante sur, la velocidad que alcanzaba la corriente era aproximadamente de 0.42 m/s con dirección nor-este.

El nivel del mar durante esta época no presento un buen gradiente razón por la cual para este periodo no se registro la influencia de las corrientes de gradiente, es decir que el flujo total producido por el viento (Flujo de Ekman) se dirigió a lo largo de la línea de costa y no tuvo influencia para inducir una circulación de gradiente.

Frente a la desembocadura del Río Magdalena, el patrón de corrientes es casi el mismo durante todo el año, siendo común encontrar la formación de dos grandes vértices uno a cada lado de la desembocadura. Así, la formación del vértice al costado izquierdo del tajamar occidental es generado por velocidades muy bajas debido a la presencia del gran caños submarino, el cual presenta bajo movimiento hacia los lados de flujo, siendo la barra de Punta Faro la que evita la formación de vórtice derecho.

Con respecto al oleaje, en el caribe central frente a la desembocadura del Río Magdalena anualmente se presenta una altura media energética de 2.5 m con periodos de 6 segundos, con dirección de oleaje de entre el NNE y el este. A medida que el oleaje se aproxima a la costa, la presencia de canales submarinos y cabos, como el mismo delta y bajos como el de Punta de Faro, dan como resultado que los fenómenos de difracción y refracción del oleaje sean importantes. Es preciso mencionar además, que debido a que el Río Magdalena presenta un régimen de caudales de gran importancia, dichos caudales generan corrientes que modifican el oleaje incidente en la zona de propagación del delta.

Para el presente estudio se tomaron cuatro coordenadas dentro del bloque Bahía en las cuales se realizo un análisis de, dirección de ola, altura de ola significativa y periodo pico de ola, basados en los resultados obtenidos mediante el software de "OLAS Régimen de Oleaje para Aguas Jurisdiccionales Colombianas" que arroja los valores de las variables

anteriormente mencionadas, y las coordenadas elegidas por ubicación dentro del bloque son las siguientes: Mapa 4.

Coordenada 1 : Latitud =  $11^{\circ} 05' 07''$  , Longitud =  $74^{\circ} 22' 13''$  .

Coordenada 2 : Latitud =  $11^{\circ} 45' 10''$  , Longitud =  $74^{\circ} 22' 04''$

Coordenada 3 : Latitud =  $11^{\circ} 45' 03''$  , Longitud =  $74^{\circ} 52' 05''$

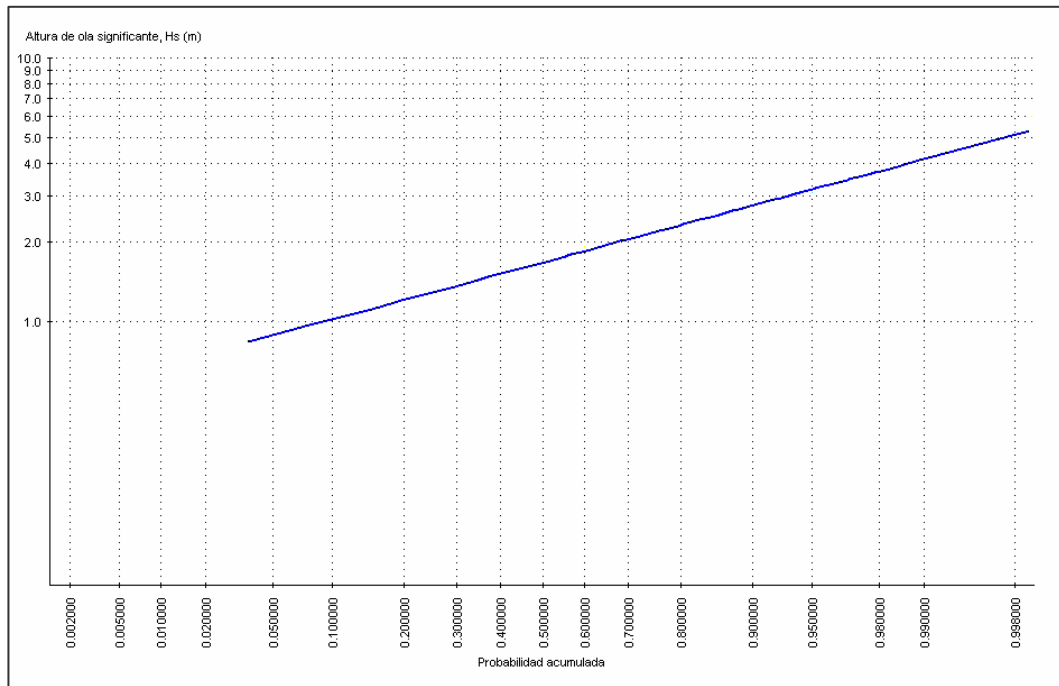
Coordenada 4 : Latitud =  $11^{\circ} 25' 00''$  , Longitud =  $74^{\circ} 31' 58''$ .

Mapa 4. Ubicación de las coordenadas de estudio de las características de olas.

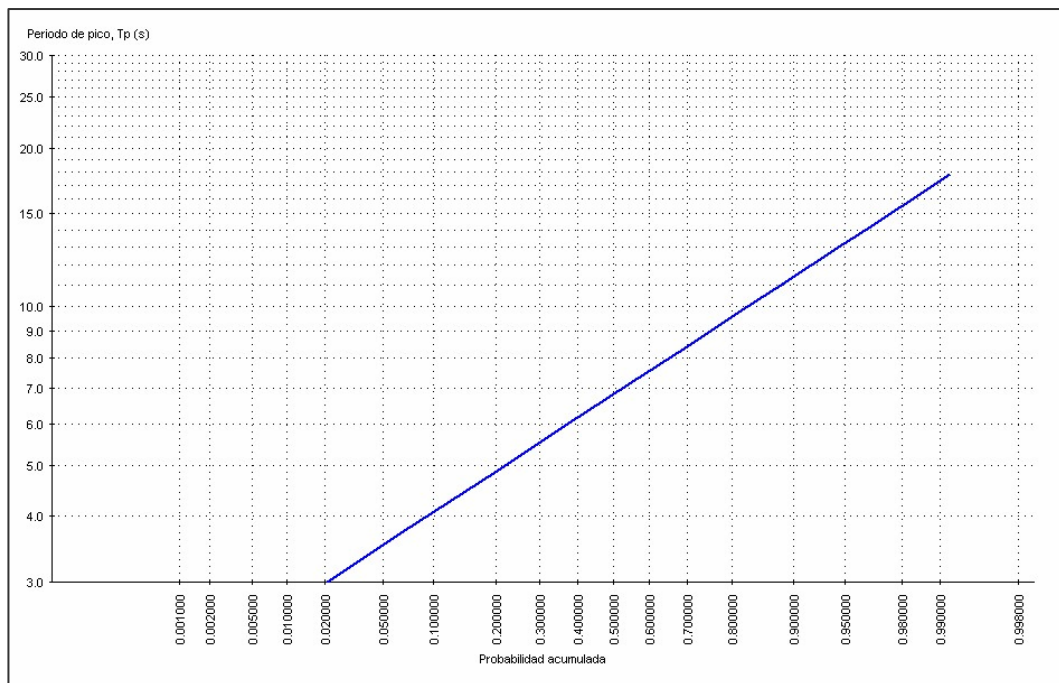


En la primera coordenada encontramos que la altura de ola significativa mas alta presente en la coordenada es de 5.4 m y presenta una probabilidad de ocurrencia acumulada del 99.88 %. El periodo de pico para estas olas presenta el menor valor de tiempo de 3 segundos con una probabilidad de ocurrencia de 2 % y las olas con el mayor periodo de pico tienen una duración de 18 segundos. La dirección predominante en un 47 % es 45° NE, con olas entre 2 m y 4 m en mayor cantidad, en un 2 % aproximadamente se presentan olas de mas de 5 m de altura. Otro 43 % aproximadamente tiene una dirección de 60° NE con valores de altura entre 2 m y 3 m predominantemente. Un oleaje en menor proporción se presenta en las direcciones Este y Norte y el porcentaje de olas en calma de la zona es de 2.8 %. Graficas 5 – 7.

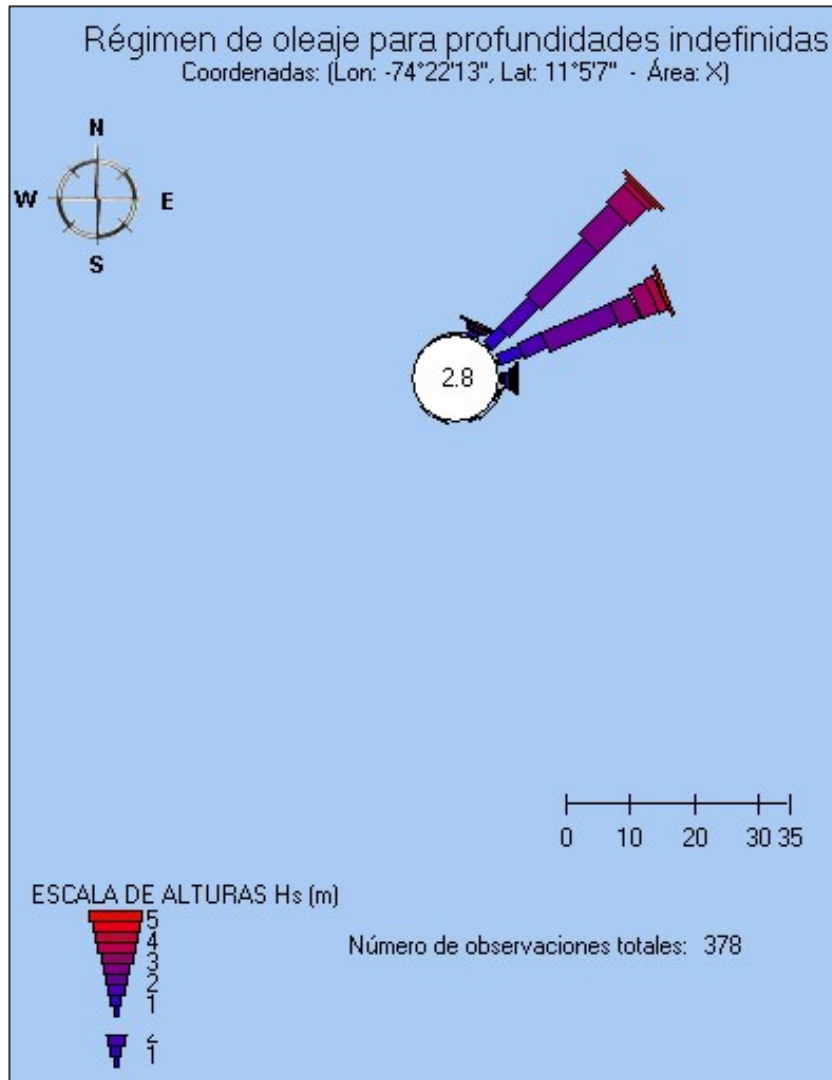
Grafica 5. Altura de ola significativa para la primera coordenada,  $H_s$  (m/s).



Grafica 6. Periodo pico de ola para la primera coordenada,  $T_p$  (s).

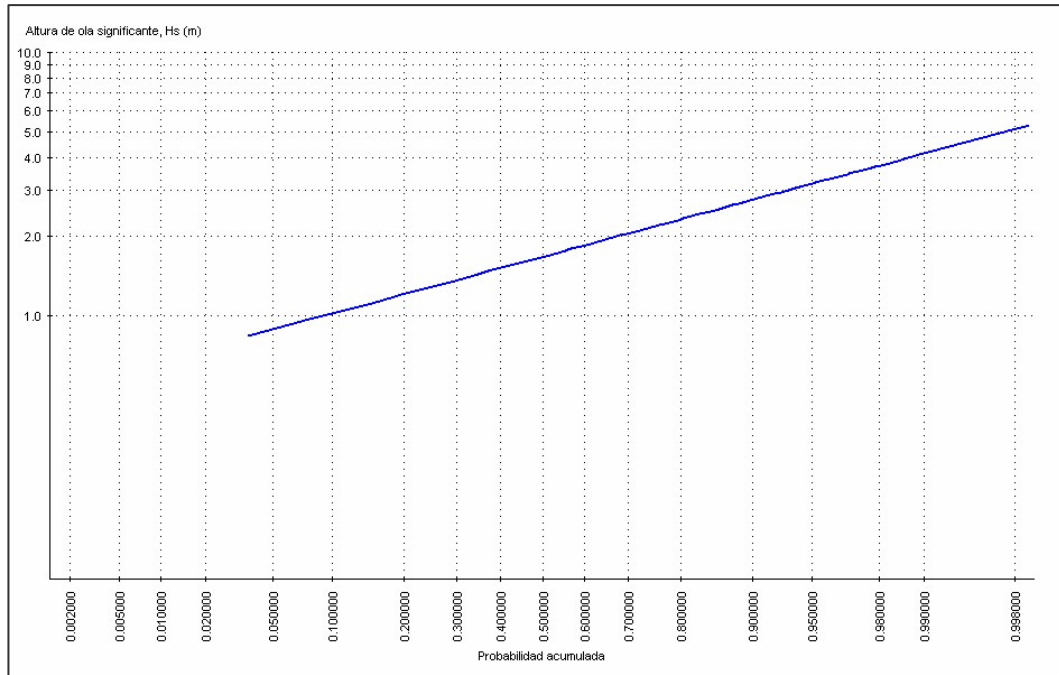


Grafica 7. Régimen de oleaje para la primera coordenada.

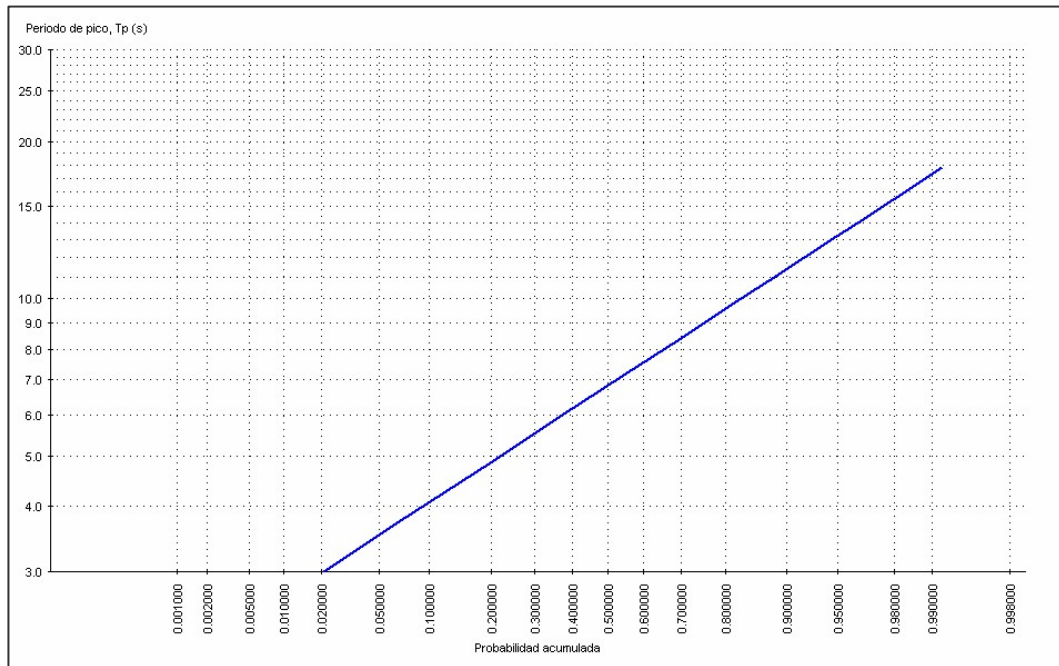


En la segunda coordenada se presenta características muy similares a las presentes en la primera, la altura de ola presenta los mismos valores, en el periodo de pico de las olas el valor mínimo de tiempo es igual al anterior y el valor máximo del periodo es de 17 segundos. La mayor cantidad de olas tiene como dirección Nor-Este, con un rango de alturas predominantes de 2 m y 3 m y con un oleaje menor en dirección este, el porcentaje de olas en calma también es igual a la primera coordenada. Graficas 8 – 10.

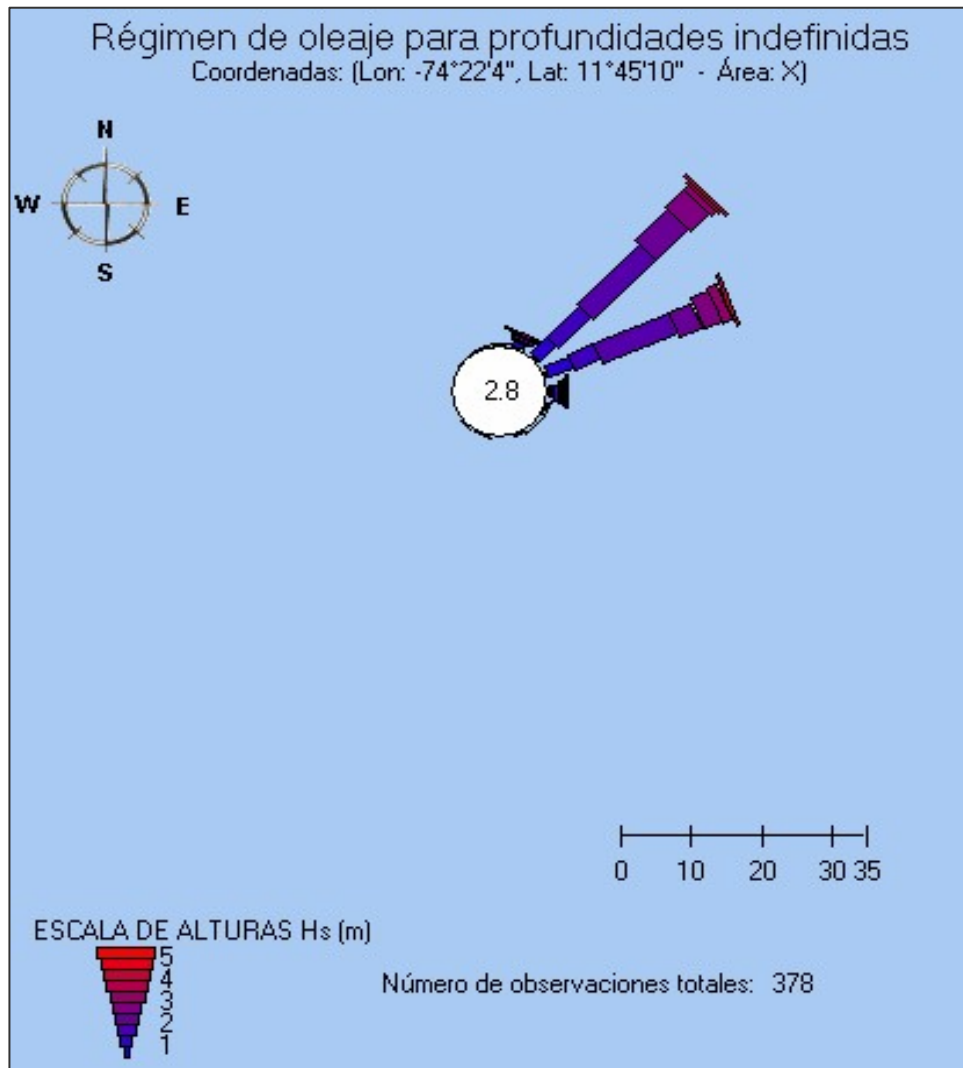
Grafica 8. Altura de ola significativa para la segunda coordenada,  $H_s$  (m/s).



Grafica 9. Periodo de pico de ola para la segunda coordenada,  $T_p$  (s).

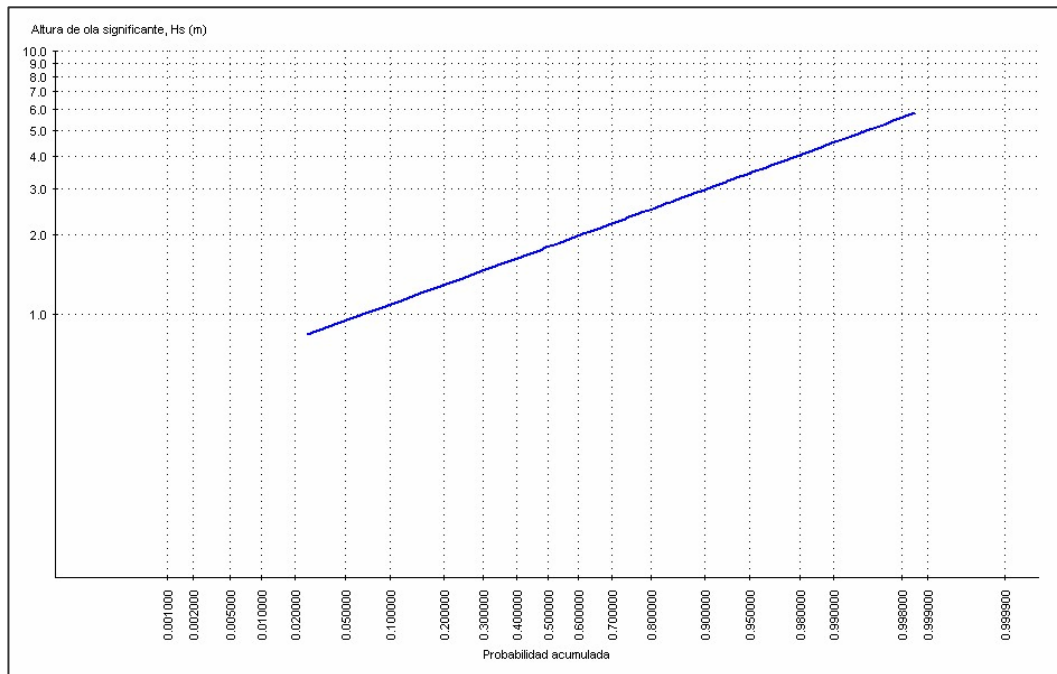


Grafica 10. Régimen de oleaje para la segunda coordenada.

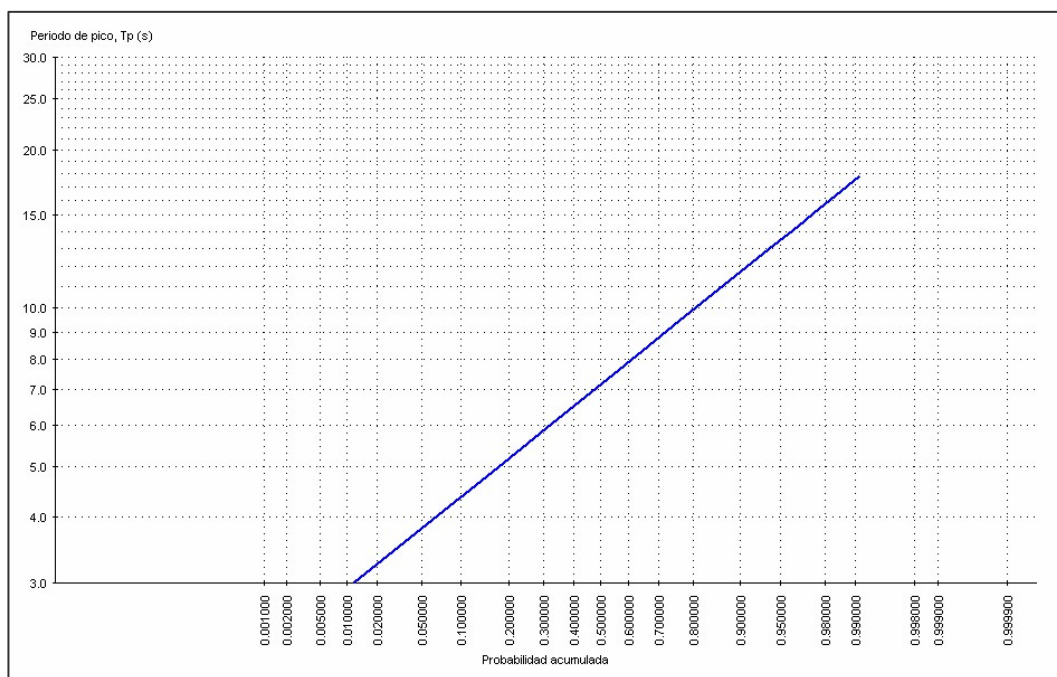


Para la tercera coordenada la altura máxima de ola significativa alcanza los 5.9 m con un porcentaje de ocurrencia de olas de mas de 5 m de alrededor de 10 % en dirección NNE, la mayor cantidad de olas registran una altura entre 3 m y 4m con un porcentaje cercano al 70 %, el periodo de pico mínimo de las olas de esta zona es de 3 segundos y el mayor tiempo registrado para este periodo es 18 segundos. La cantidad de oleaje en calma en esta coordenada registra un 1.8 %. Graficas 11 – 13.

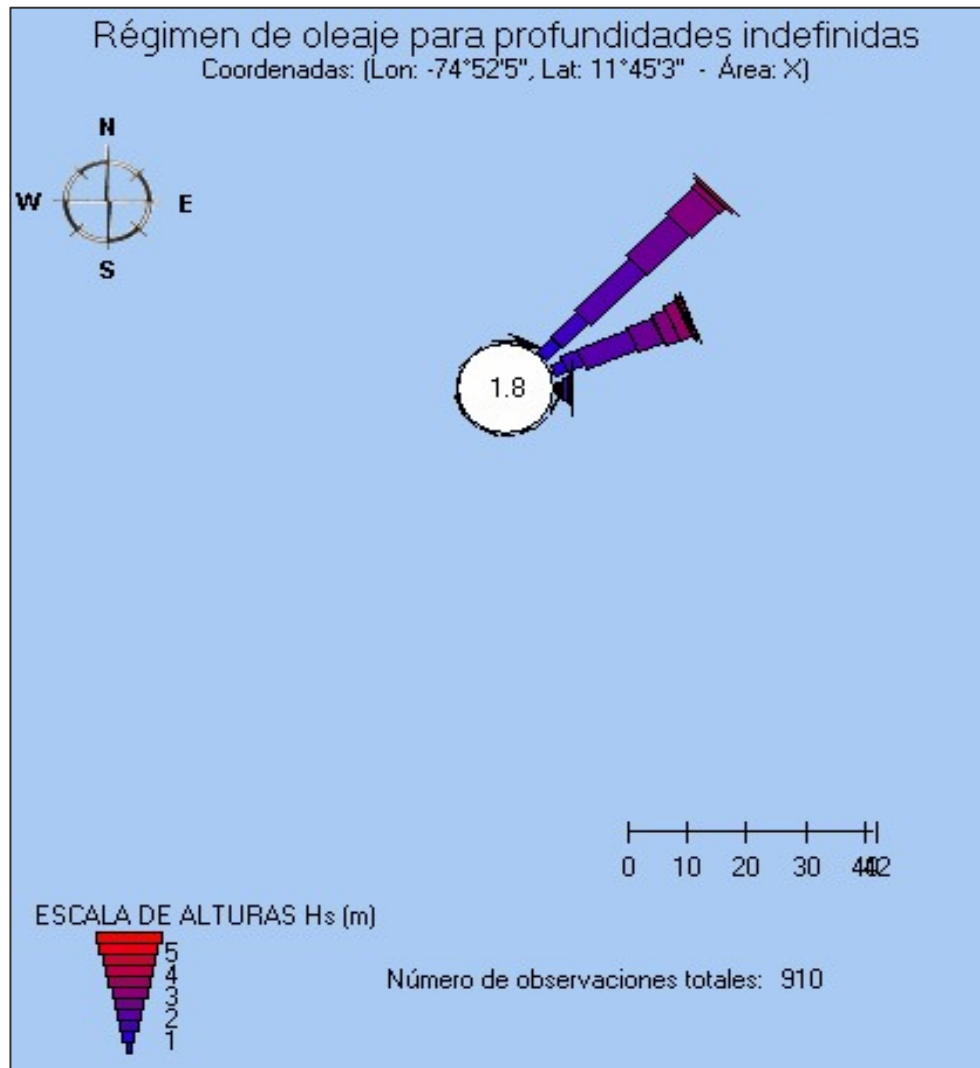
Grafica 11. Altura de ola significativa para la tercera coordenada,  $H_s$  (m/s).



Grafica 12. Periodo de pico de ola para la tercera coordenada,  $T_p$  (s).



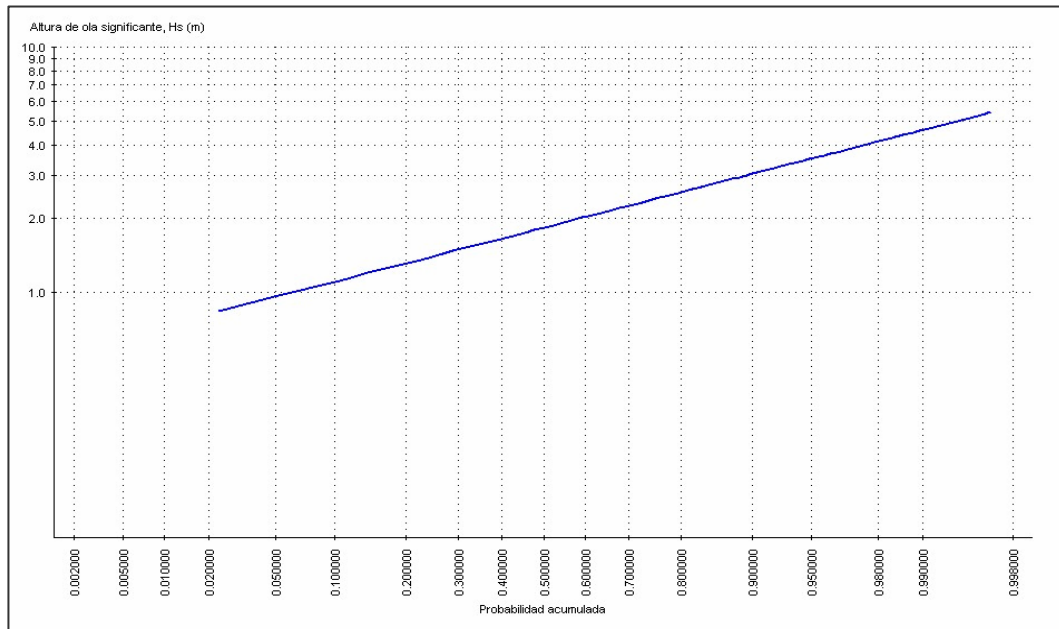
Grafica 13. Régimen de oleaje para la tercera coordenada.



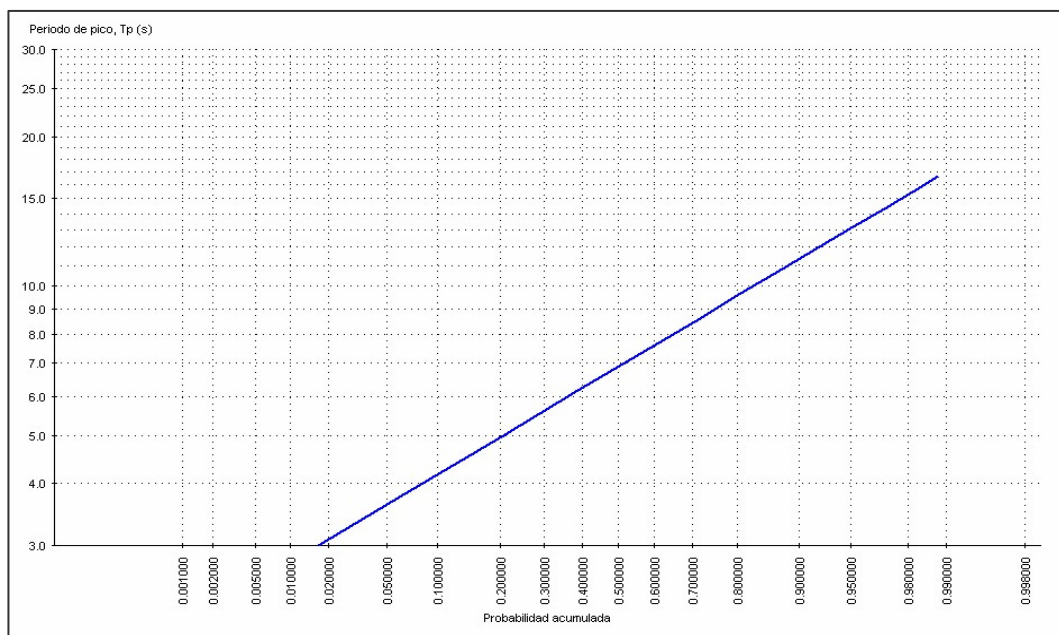
Para la ultima coordenada asumida se presentan disminución en el valor de la altura máxima observada de ola a 5.4 m, los periodos de pico de ola son iguales a la tercera coordenada. La dirección del mayor numero de olas sigue siendo Nor-Este 45° con un rango de altura de ola predominante entre 3m y 4 m, pero con un aumento en el porcentaje en las olas de mas de 5 m que aproximadamente puede alcanzar un 15 %, este aumento del numero de olas con esta altura mezclado con el periodo de pico máximo de ola caracteriza

una zona de oleaje fuerte y constante. El 2.2 % del oleaje se determina como en calma. Graficas 14 – 16.

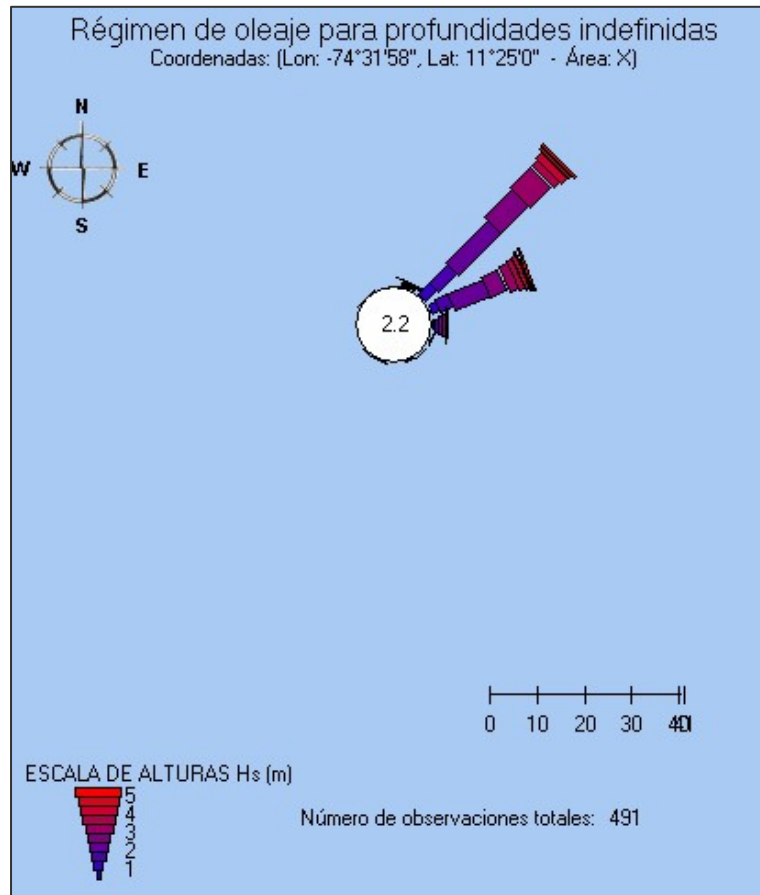
Grafica 14. Altura de ola significativa para la cuarta coordenada,  $H_s$  (m/s).



Grafica 15. Periodo de pico de ola para la cuarta coordenada,  $T_p$  (s).



Grafica 16. Régimen de oleaje para la cuarta coordenada.



## 5. GEOLOGIA DE LA ZONA DE ESTUDIO

### 5.1. GENERALIDADES

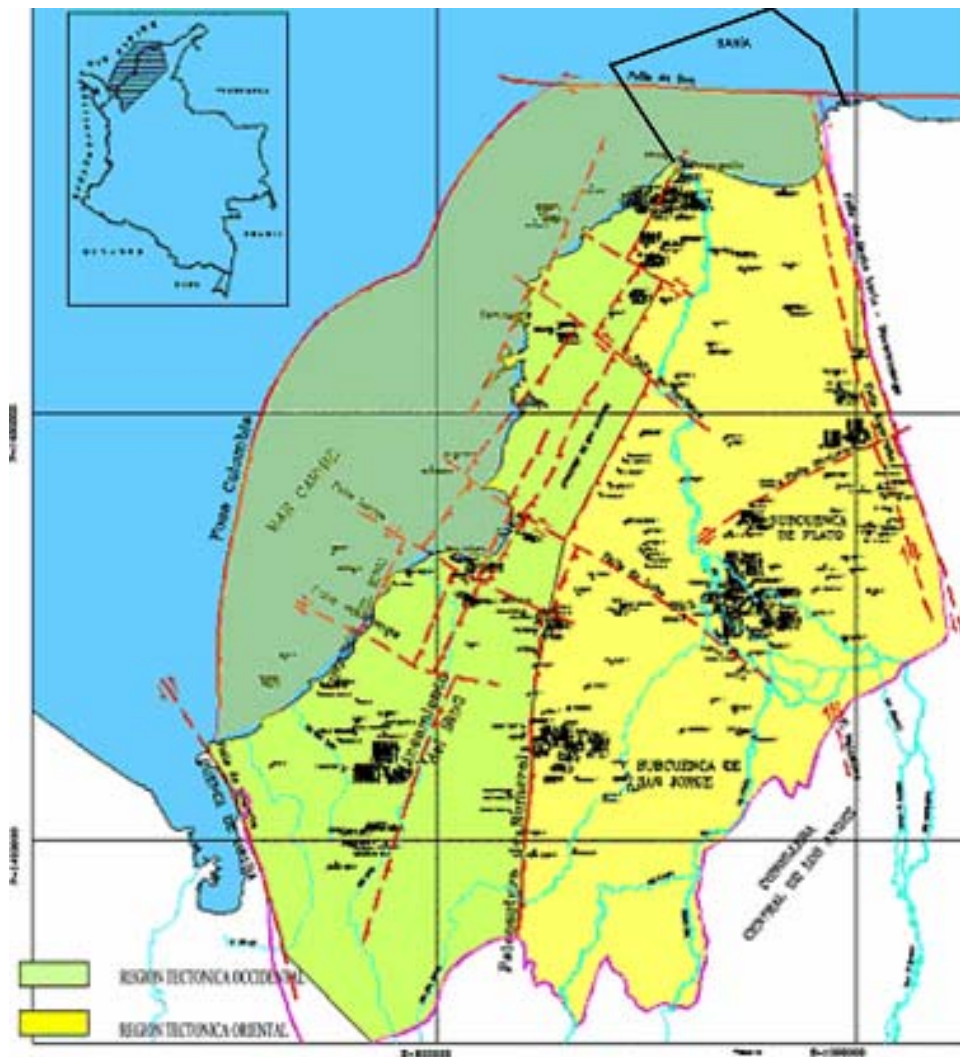
**5.1.1. Localización geográfica.** El bloque Bahía se encuentra ubicado en la costa Caribe Colombiana aproximadamente entre las coordenadas: longitud 74° 6` W, latitud 11° 12` N; longitud 74° 52` W, latitud 10° 58` N; longitud 74° 59` W, latitud 11° 43` N; longitud 74° 16` W, latitud 11° 58` N.

**5.1.2. Localización geológica.** El área de estudio posiblemente se encuentra geológicamente en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Se encuentra limitada al Oeste con el lineamiento estructural de Romeral, al este por la Sierra Nevada de Santa Marta y la falla de Bucaramanga – Santa Marta, al Sur por las estribaciones más septentrionales de las cordilleras Central y Occidental de los Andes colombianos y al Noroeste por la Cuenca de Colombia. (Mapa 5).

Se halla ubicada en un margen de placa y está infrayacida por corteza continental, su relleno sedimentario es Cenozoico y Cuaternario. El basamento pre-Cretáceo está constituido por rocas ígneas intrusivas, rocas metamórficas y algunos metasedimentos. El registro sedimentario Terciario varía de ambiente típicamente marino a continental.

La cuenca ha sido dividida principalmente, en las subcuencas de Barranquilla, Sinú – San Jacinto, Plato – San Jorge. Esta división es con base a las características geológicas de la zona.

Mapa 5. Mapa de localización geológica del área de estudio.



(Fuente: [www.ingeminas.gov.co](http://www.ingeminas.gov.co))

## 5.2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

**5.2.1. Tectónica.** Para entender las condiciones geológicas que dominaron los ambientes de depositación de este Valle debemos tener en cuenta los factores que controlaron su extensión regional y su evolución, se deben conocer los diferentes eventos geológicos que establecieron las condiciones de depositación y las características tectónicas propias de la geología de la provincia sedimentaria del Noroccidente colombiano.

Uno de los grandes investigadores de esta zona es Duque Caro que llama a esta zona de Colombia el área costera noroccidental o Provincia Sedimentaria del Noroccidente Colombiano. Esta provincia cubre un área de 117.000 Km<sup>2</sup>, su límite noroccidental corresponde a la curva batimétrica de 200 m en el mar Caribe, su límite sur lo conforma las extensiones más occidentales de la Cordillera Central y Occidental de Colombia y el límite oriental esta definido por el sistema de falla Santa Marta-Bucaramanga.

De acuerdo con Duque Caro se puede dividir esta región en dos principales elementos tectónicos, una región estable “plataforma” y una región inestable “Geosinclinal”. La región estable es de afinidad continental y la región inestable es de afinidad oceánica, estas dos regiones están separadas por la paleosutura de Romeral que marca el límite entre los dos dominios. La región estable esta limitada por el occidente por el lineamiento de Romeral, los anticlinorios de San Jerónimo, San Jacinto y Luruaco, al oriente por la Sierra Nevada de Santa Marta y la Serranía de San Lucas al Sur, donde se reporta la presencia de cinco elementos tectónicos como son: los altos de Sicuco y El Dificil, la geofractura de Plato, la depresión tectónica de Sucre y una zona entre la depresión tectónica de Sucre y las estribaciones de la Cordillera Central que es un elemento que no ha podido ser definido con precisión.

La región inestable se encuentra ubicada en el bloque exploratorio Santero y la parte complementaria conformada por los cinturones de San Jacinto y Sinú que están infrayacidos por la corteza oceánicas y que poseen un enorme espesor de sedimentos. Esta porción costera occidental adyacente a la plataforma formada por tres elementos topográficos prominentes como lo son los anticlinarios de San Jerónimo, San Jacinto y Luruaco. Litológicamente los cinturones de San Jacinto y Sinú son muy similares aunque se diferencian en sus edades, el Cinturón de San Jacinto, más antiguo, comprende rocas desde el Cretáceo Superior y cuyo registro estratigráfico comienza con la Formación Cansona, y el cinturón del Sinú, más joven, comprende rocas desde el Oligoceno superior y su registro estratigráfico comienza con la Formación Maralú. (Duque Caro)

La sedimentación en la Provincia Sedimentaria del Noroccidente Colombiano a estado dominada por el marco estructural compresivo característico de un prisma de acrecimiento de corteza oceánica resultado de la interacción de las placas del caribe (corteza Oceánica) y de Suramérica (Corteza Continental). Para entender un poco más las características tectónicas de estas provincias se hará una evolución geológica basada en los trabajos más importantes de investigación de esta zona. (Duque Caro)

Los Cinturones de San Jacinto y Sinú poseen corteza oceánica y fueron acrecionados al continente en diferentes épocas. La evolución de estos cinturones se plantea de la siguiente manera: (Duque Caro)

En Colombia, en la parte de plataforma se produjo el levantamiento de la Cordillera Central que posteriormente sería la responsable de la discordancia Paleoceno-Eoceno, la destrucción de margen pasivo de edad Mesozoica que produjo una maduración de rocas fuentes de hidrocarburos, y la formación

del surco de Romeral en el Caribe. Durante el Paleoceno este surco sufrió un hundimiento pronunciado como consecuencia de esfuerzos compresionales causados por la continúa colisión entre las placas, este hundimiento creó un ambiente de sedimentación más profundo, abundantes sedimentos fueron acumulados en esta área al mismo tiempo que se producía un volcanismo marginal a la plataforma, produciéndose conos volcánicos submarinos que son la fase inicial del levantamiento del Cinturón de San Jacinto.

En el Eoceno medio (Orogenia pre-Andina) se produce el primer levantamiento importante del cinturón de San Jacinto y de la Cordillera Occidental, acompañados de plutonismo y metamorfismo de bajo grado y migración del surco de Romeral al occidente.

Luego en el Eoceno Tardío el mar inicia su invasión de la costa noroccidental colombiana fue en este periodo cuando se depositó la formación Toluviejo y sus variaciones faciales, la trasgresión marina continuó a través del Mioceno cambiando a un ambiente marino abierto más profundo que permitió la depositación de secuencias de arcillolitas con tasas de subsidencias altas, esta invasión cubriría todo el área de Plataforma.

Durante el Mioceno Temprano a Medio la invasión marina continua hacia el sur donde se crearon condiciones para depositar secuencias de carbonatos similares a las depositadas en el Eoceno tardío – Oligoceno.

En el Mioceno tardío – Plioceno comenzó una etapa de compresión asociada con el fin de la Orogenia Andina lo que resultó en la separación relativa de la Sierra Nevada Santa Marta de la cordillera Central y la formación de la Geofractura de Plato y la depresión tectónica de Sucre que empezaron hacer llenados por sedimentación de alta energía (Turbiditas).

En el Plioceno se inicia otra sedimentación de facies de Carbonatos (arenas, calizas arrecifales y shales) principalmente en las porciones hundidas del cinturón del Sinú, en esta última parte el volcanismo y plutonismo de lodo ayudo a la continua evolución del cinturón del Sinú además de la compresión lateral.

### **5.3. ESTRATIGRAFIA**

La cuenca ha sido estudiada especialmente por compañías petroleras pero su información geológica es poco conocida. Dada la extensión y la complejidad geológica de la región una definición de las características litológicas con relación a las unidades infra y suprayacentes requieren gran claridad. No obstante a continuación se propone un esbozo basado en la estratigrafía que sigue la compañía Colombiana de petróleo, ver figura 31.

**5.3.1. Formación Cansona.** La secuencia Cretacea con las unidades infrayacentes son usualmente tectónicas. Bogotá, J. y Aluja, J. (1.981) reconocen sitios donde estos sedimentos reposan sobre rocas volcánicas, granodieritas y cuarzitas. Los fósiles encontrados son de edades Aptiano-Albiano, especialmente amonitas y lame-libraquios.

La formación consta de turbiditas en la parte superior, limolitas, liditas e intercalaciones de rocas verdes en la base. Su espesor aproximado es de 1.500 metros.

**5.3.2. Formación Luruaco.** La Formación Luruaco o San Cayetano reposa discordantemente sobre su infrayacente y contiene areniscas micáceas

arcillosas, lodositas y arcillolitas gris-verdes y bancos delgados de conglomerados. Su espesor promedio es de unos 1.800 metros y se han encontrados foraminíferos, que le asignan una edad Paleoceno (Duque Caro, 1.970).

**5.3.3. Formación San Jacinto.** La formación San Jacinto o Arroyo de Piedra descansa en discordancia sobre la formación Luruaco.

Contiene en su parte baja conglomerados y areniscas magnéticas, margas, arcillolitas con foraminíferos y calizas que predominan en la parte alta. La formación es productora de gas en los campos Jobo-Tablón. Su espesor estimado es de unos 1.000 metros. En la Serranía de San Jerónimo se encuentran mantos de carbón, cuyos análisis palinológicos marcan el límite Eoceno-Oligoceno (Duque Caro, 1.970).

**5.3.4. Formación Perdices.** La Formación Perdices o Bajo Grande yace discordantemente sobre la Formación San Jacinto y está compuestas de arcillolitas, limolitas, lutitas con abundantes foraminíferos, en la base se encuentran areniscas calcáreas y calizas. Su espesor promedio es de 400 metros, la edad de la formación se ha establecido como Oligoceno a Mioceno inferior. Es productora de gas en los campos de Chinú, Violó y de petróleo en los campos de Boquete, Cicuco y lo fue en el Difícil (Anderson ,1929).

Figura 31. Columna estratigráfica generalizada del VIM.

EDAD	FORMACION	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
Q	Plata		Aluvión
	POPA		Calizas arenolitas y areniscas
TERCIARIO	MIOCENO - PLOCENO	GRUPO TUBARA	Suoción de areniscas y arcillolitas
		PERDICES	Arcillolitas, limolitas y lutitas. Calizas a la base.
	EOCENO	SAN JACINTO	Margas, arcillolitas margosas y colizas.
		(Arroyo de Piedra)	
PALEOCENO	LURIACO	Areniscas arcillosas, lodolitas y arcillolitas.	
CRETACEO	CRET. SUPERIOR	CAHSONA	Turbiditas al techo: limolitas, lilitas e intercalaciones de rocas verdes a la base.

Tomada de Cuencas Sedimentarias, Campos Petrolíferos y de Gas en Colombia

**5.3.5. Formación Tubará.** Reposo discordantemente sobre la formación Perdices; litológicamente es una secuencia de areniscas calcáreas y arcillolitas; las areniscas contienen abundantes lamelibranquios y gasterópodos. Su espesor promedio se considera de 3.500 metros y se le asigna una edad Mioceno-Plioceno (Anderson, 1936).

**5.3.6. Formación La Popa.** La formación se caracteriza por presentar unas calizas arrecifales que pasan gradualmente a arcillas. En el lecho de la formación hay areniscas, su espesor aproximado es de unos 350 metros y se les ha fijado una edad Plioceno Superior-Pleistoceno (Anderson, 1936).

**5.3.7. Cuaternario.** Corresponde a los depósitos fluviales, lacustres, aluviales y flujos de lodo.

## **5.4. FALLAS**

**5.4.1. Falla de oca.** Según PAGE William 1986, la falla de Oca es uno de los grandes lineamientos estructurales del Norte de Suramérica, el cual presenta rumbo aproximado Este-Oeste en la mayor parte de su extensión, y dado su carácter regional sirve de límite a varias provincias geológicas en el Norte de Colombia, tales como: Sierra Nevada de Santa Marta, Cuenca del Ranchería y Serranía de Perijá, las cuales son bordeadas en su extremo septentrional por el trazo de la falla, lo mismo que la cuenca de la Baja Guajira, la cual es truncada en su parte Sur por la misma, mas hacia

el Este, esta estructura se extiende en territorio venezolano con rumbo aproximado Oeste-Noroeste a Este-Sureste. Ver Mapa 6.

La longitud de la falla es de aproximadamente 300 kilómetros desde el extremo noroccidental de la Sierra Nevada de Santa hasta la isla de Toas; de aquí en adelante se cree que continua oculta por casi 380 kilómetros hasta su intersección con la falla de Boconó, para posteriormente unirse al sistema de fallas de San Sebastián-El Pilar y de esta forma dar origen a un sistema transcurrente de aproximadamente 1.500 kilómetros de extensión.

Dada la gran importancia de la falla de Oca, esta ha tenido en la evolución del norte de Colombia y noroccidente de Venezuela, esta estructura ha sido motivo de extensas investigaciones por parte de empresas petroleras y de entidades de investigación geológicas de ambos países.<sup>21</sup>

**5.4.2. Falla Bucaramanga-Santa Marta.** La falla Bucaramanga-Santa Marta, uno de los elementos tectónicos mayores de Colombia ha sido objeto de numerosos estudios desde mediados de siglo XX.

Esta estructura tiene una longitud aproximada de 550 kilómetros y se extiende desde el extremo sur del macizo de Santander, hasta la costa Caribe, al oeste de la ciudad de Santa Marta, presentando un rumbo nornoroeste-sursureste (340°).

Raasveldt (1956) fue el primero que habló de estas estructuras denominándola “la gran falla” y clasificándola como de rumbo con un desplazamiento siniestro lateral aproximadamente de 120 kilómetros, tomando como evidencia de este el desplazamiento de los valles del Cesar y

Magdalena Medio, los cuales antes del cabalgamiento constituían una sola cuenca.

Posteriormente Julivert (1961) asegura que la Falla de Bucaramanga-Santa Marta pertenece a una serie de Fallas de alto ángulo con el bloque oriental levantado la cual se formó durante el desarrollo del actual Valle del Magdalena y el levantamiento del Macizo de Santander.

Campbell (1968) considera que la falla es de tipo Wrench, pero que se convierte en inversa con plegamiento asociados a la cordillera oriental en el extremo sur, y confirmando la misma idea de Raasveldt acerca de la similitud entre la cuenca del Cesar y Magdalena Medio, asigna un desplazamiento sinestrolateral de 110 kilómetros en el Mioceno superior, pudiendo llegar al Reciente. se concluye que ella se conformó en el mismo tiempo que el sistema que está representado en Venezuela y Trinidad por las fallas del Pilar, Oca y Boconó.

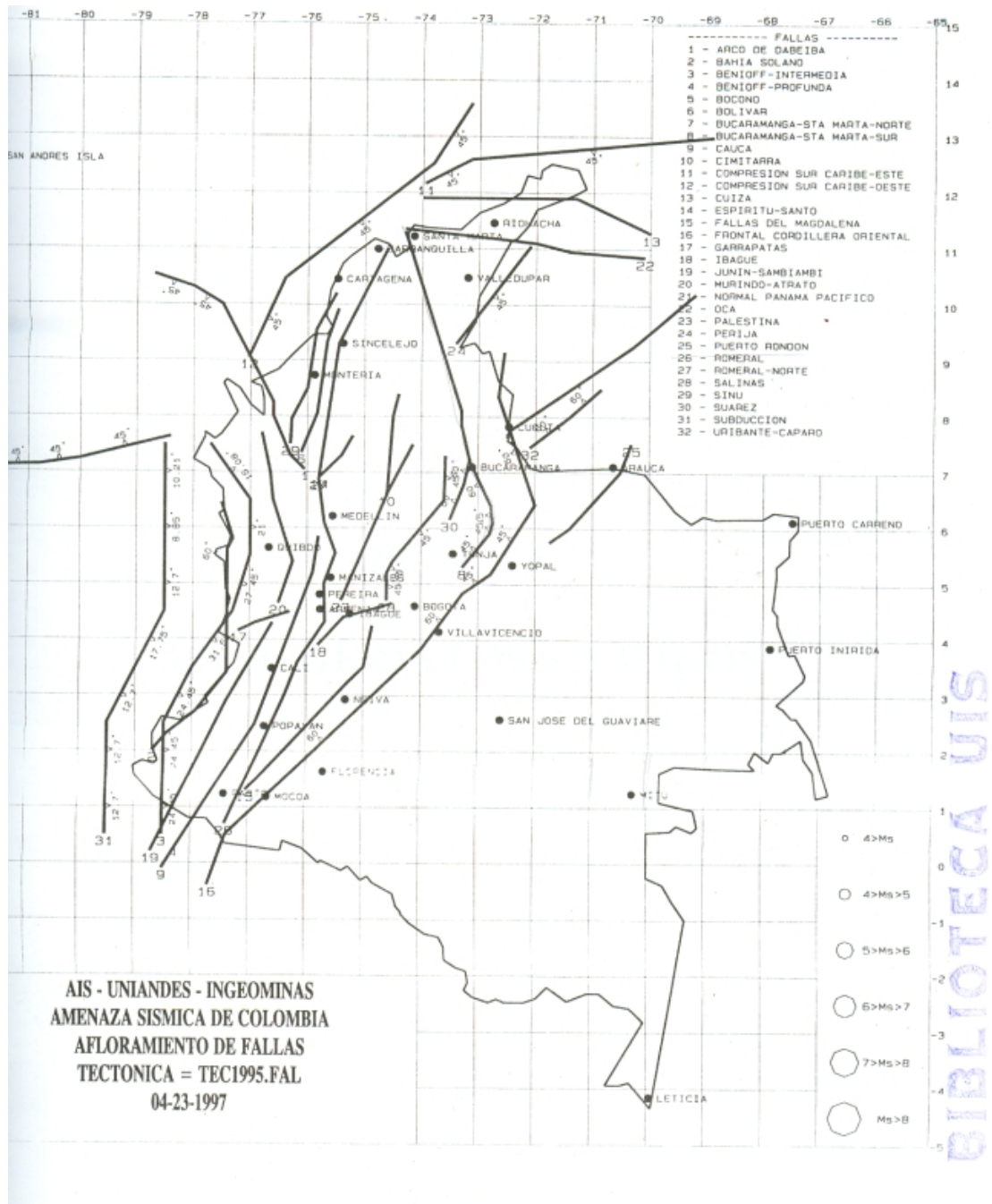
Ward (1973) describe la falla como una estructura de Rumbo de grandes proporciones, que en los alrededores de Bucaramanga presenta movimientos verticales con el bloque oriental levantado y que además jugó un papel importante en el desarrollo del valle del Magdalena y el levantamiento del Macizo de Santander. Por último se asevera que la falla ha tenido diferentes movimientos a través de su historia, pero que los últimos movimientos son los que parecen tener relación con el levantamiento del Macizo de Santander.<sup>21</sup> ver Mapa 6.

**5.4.3. Zona de Falla Romeral.** Según (Monsalve y Mollet, 1991) Al norte de Montelibano la zona de cizalladura de Dolores y sus dos fallas Cenólicas, zonas de falla romeral y Cauca están en gran parte cubiertas por rocas

sedimentarias del Terciario Tardío y el Cuaternario. Información sísmica, perforaciones y levantamientos geológicos confirman la persistencia de la zona de cizalladura y las fallas entre Planeta Rica y Barranquilla. Las porciones del sur de la zona de cizalladura de Dolores y las fallas Romeral y Cauca, consisten de varios ramales anostomasados subparalelo; desplazamientos cuaternarios de estas fallas tienen un deslizamiento oblicuo con componentes laterales izquierdo inverso y hundimiento en el este. Mapa 6.

**5.4.4. Zona de falla Colombia.** La zona de falla Colombia, es una zona de empuje que esta situada debajo del mar caribe a lo largo del límite entre la plataforma continental y la llanura abisal. Su rumbo es N 25<sup>a</sup> a 45<sup>a</sup> E y a través de unos 500 kilómetros; desde el Golfo de Urabá hasta cerca de la Sierra Nevada de Santa Marta, donde se une con el cinturón de cabalgamiento de Venezuela de rumbo oeste. La falla marca el límite noroeste del cinturón plegado del Sinú del Cenozoico Tardío de los pliegues de rumbo nordeste y de los volcanes de lodo. Lo anterior ocurre en la plataforma y en la pendiente continental, pero no existe en la llanura abisal. La evidencia de la zona de falla se basa en la información batimétrica, información de pozos de petróleo, líneas de reflexión sísmica y de la geología inferida. El extremo suroeste de la falla probablemente de deslizamiento también puede ocurrir a lo largo de esta falla. Aunque poca actividad sísmica se presenta en esta estructura, la falla se cree que constituye una zona activa de fallamiento de empuje, en razón a que las fallas, según informe, corta sedimentos Cuaternarios. El grado de actividad no se conoce. (Monsalve y Mollet 1991)<sup>22</sup> Ver Mapa 6.

Mapa 6. Localización de fallas.



(Tomado de Estudio general de amenaza sísmica de Colombia 1998.)

## **5.5. ESTRATIGRAFIA DE UN POZO PERFORADO EN EL BLOQUE BAHÍA.**

Durante la década de los ochenta se realizaron algunos trabajos de exploración en la zona de la bahía de Santa Marta, durante estas operaciones se perforaron algunos pozos los cuales se denominaron como el escenario 1 y el escenario 2 por razones de confidencialidad, en los cuales se busca obtener la mayor información posible de la geología y la litología de esta zona del caribe Colombiano, además de los posibles estratos con presencia de hidrocarburos.

Con la información obtenida en la perforación de estos pozos mediante la corrida de algunos registros eléctricos, resistivos, etc. se pudo determinar las características estratigráficas principales de esta zona, a continuación se describe la columna estratigráfica encontrada en el escenario 2.

En profundidades someras encontramos estratos de arenas y/o areniscas con presencia de carbonatos con espesores entre 400 y 500 pies intercalados con estratos mucho más amplios hasta 1.000 pies de limolitas. Por debajo de los 3.800 pies encontramos algunas capas de caliza asociadas a arenas y limolitas de espesores pequeños y con la presencia de un estrato más amplio de arcilla arenosa. Desde los 5.000 pies de profundidad aproximadamente hasta el fondo de la zona registrada (11000 pies) se presenta estratos de arenas limpias con intercalaciones pequeñas de arcillas o arcillas arenosas y desde los 7.700 pies aproximadamente hasta los 8.300 pies la presencia de un gran estrato de arcilla. Las estructuras geológicas presentes en la zona datan del pleistoceno y abarcan las formaciones Popa, Chorrera, Saco, Tubará, Piojo y Gallinazo, la columna estratigráfica completa se presenta en la Figura 32. Según lo observado en el registro se puede determinar que la formación productora o donde se presentan

manifestaciones de aceite y gas es Tubará y esta data del Mioceno medio al plioceno inferior a una profundidad entre 8.350 y 8.600 pies.

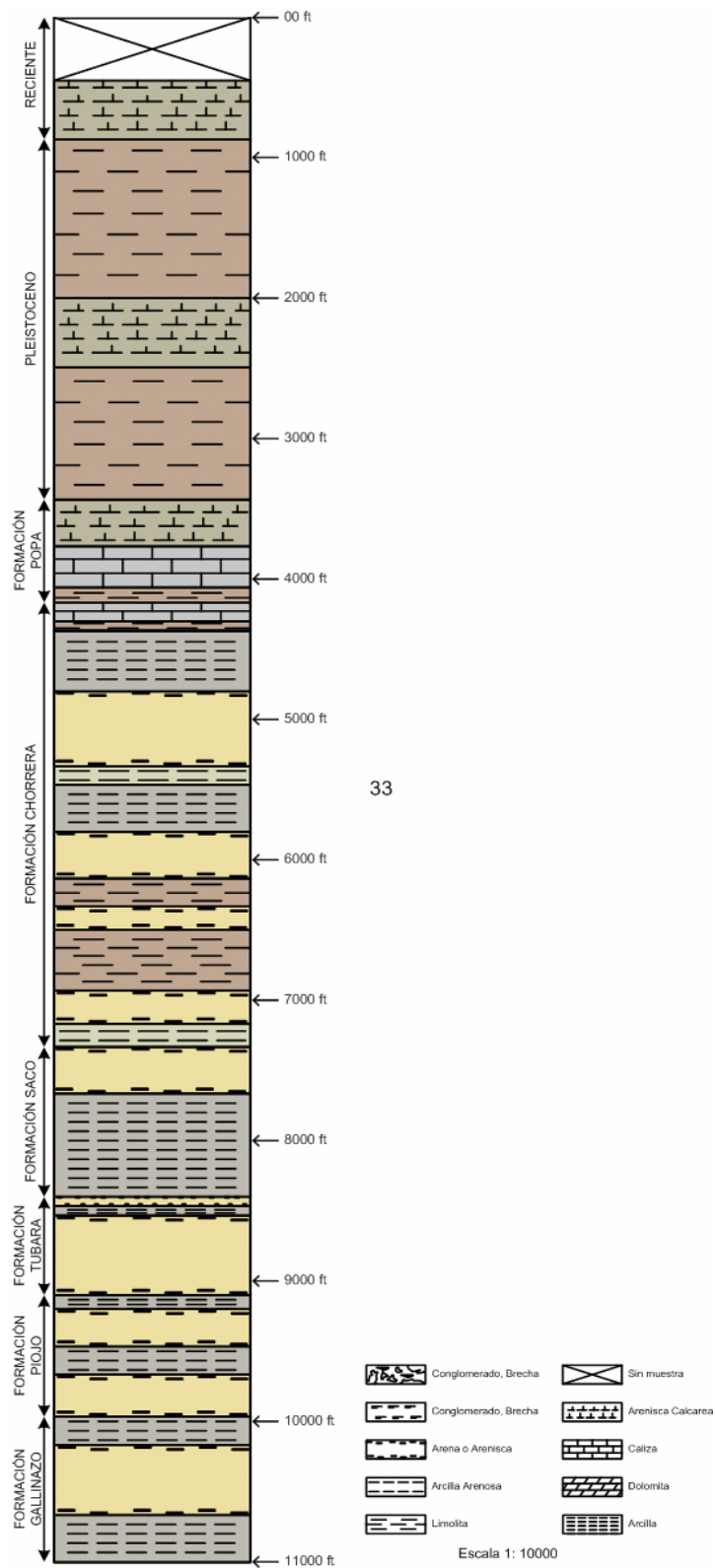
## **5.6. EXPERIENCIAS EN POZOS PERFORADOS COSTAFUERA EN COLOMBIA**

En el desarrollo de la perforación Offshore, muchos son los intentos que se realizan en Colombia, algunas de esas experiencias se presentan a en la Tabla 4. Destacando la compañía que hizo la perforación, algunas observaciones realizadas durante el trabajo y el resultado obtenido en cada uno de ellos, este registro es importante cuando se pretende desarrollar un proyecto de perforación en una zona marítima como el prospecto Bahía, pues contiene muchos datos y parámetros para iniciar la perforación y lograr el objetivo propuesto, minimizando la posibilidad de cometer errores o realizar procesos que se conocen de ante mano que son equivocados. De igual manera el conocimiento que se tenga de operaciones hechas con anterioridad en zonas aledañas proporciona mayor y mejor experiencia para la compañía operadora.

Tabla 4. Registro pozos perforados en Colombia Costa afuera

Pozo	Descripción
1629-1X	Pozo abandonado con manifestaciones menores de gas.
1638-1XA	Abandonado, pozo seco.
1684-1X (El Bobito-1X)	Pozo perforado por la compañía Phillips Petroleum en 1969.
Almeja-1	Se acidifico con 4000 galones de HCl. Se puso a fluir, después la presión se cayó a cero. Se declaro suspendido el pozo.
Anguila-1	Taponado y abandonado sin pruebas.
Barranquilla-1	Pozo perforado por la compañía Kooch Colombia en 1981.
Cartagena-1	Pozo abandonado debido a problemas mecánicos.
Cartagena-2	Pozo perforado por la compañía Texas Petroleum Company en 1977.
Cartagena-3ST	Se realizaron 12 pruebas (2 hueco abierto y 10 pozo entubado). En general se recupero agua o fueron secas. Una o dos con muy pequeña cantidad de gas. El pozo fue abandonado.
Cartagena-4	Pozo seco, abandonado.
Cienaga-1	
Chimare2-1	El pozo resulto seco, encontrándose solo manifestaciones de gas biogénico hacia la base de la sección sedimentaria.
Chuchupa 1,2,3,4,5,6,14	El pozo Chuchupa-14 es el primer pozo horizontal en Colombia. Fue perforado desde una Unidad en una profundidad de agua de 200 pies. El pozo tiene un desplazamiento horizontal de 2000 pies.
Dorado-1	Pozo perforado por la compañía Texas Petroleum Company en el año de 1976. Estado final seco y abandonado. Profundidad de agua: 238 pies. Profundidad total: 3268 pies. Unidad de perforación: Barco perforador Glomar II.
Fuerte-1	Pozo perforado por la compañía Cities Servicios en 1979. Por problemas de pega en fondo, no se continuó perforando, quedando el pozo a 9856 pies.
Jarara-1	Solo se presentaron débiles manifestaciones de gas biogénica. El pozo fue taponado y abandonado.
Mero-1	Pozo abandonado en 1983, basados en registros la compañía operadora no encontró ningún merito.
Merluza-1	
Morrosquillo-1	Pozo perforado por la compañía Province Petroleum Company en 1978.
Salamanca-1	
San José-1	Compañía operadora: Mobil Oil Company.
Santa Ana-1 Santa Ana-2	Compañía: Mobil Oil de Colombia. Guajira costa afuera. Unidad de perforación: Global marine International.Glomar Grand Isle. Estado final: taponado y abandonado.
Sierra-1	
Tairona-1	
San Bernardo-1X	Manifestaciones de aceite, sin embargo esta pudo ser debida al uso de lodo base aceite. Pozo abandonado
San Bernardo-2X	Pozo seco y abandonado.

Figura 32. Columna estratigráfica del pozo Escenario 1.



## 6. SELECCIÓN DE LA POSIBLE UNIDAD DE PERFORACIÓN

### 6.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN

A la hora de seleccionar una unidad de perforación costa afuera los parámetros que tienen mayor relevancia son:

Profundidad de agua en la locación

Factores climáticos

Profundidad a perforar

Área de trabajo de la unidad y disponibilidad

Factor económico

Aunque todos los factores climáticos influyen en las operaciones de perforación costa afuera, la altura de ola es el valor más importante para la escogencia de la unidad de perforación y la elaboración del programa de perforación, ya que este determina el tiempo de perforación y los valores límite de altura significativa de ola a los cuales se pueden realizar un trabajo en particular, por ejemplo para una unidad de perforación dada, sus valores límites están dados por la tabla 5.

Tabla 5. Criterios límites de movilidad

OPERACION	ALTURA DE OLA (Pies)	LEVANTAMIENTO (Pies)
Perforación	30	10
Corrida de Casing	22	6
Instalación de riser y BOP	15	3
Transferencia de equipos	15	3

(Tomada de Ocean Industry Magazine)

Para el Bloque Bahía los valores promedios de altura significativa de ola están entre 6 y 8 pies, un valor relativamente bajo comparado con otras regiones del mundo.

En cuanto a la geología de la zona de interés del Bloque Bahía en donde se corrió la sísmica de tres dimensiones, no se puede acceder a estos datos debido a su confidencialidad. Por ello fue necesario tomar litologías pertenecientes a otros pozos que habían sido perforados en el Bloque Bahía (escenario 1 y escenario 2). De esta forma se tomo como profundidad a perforar 11.000 pies.

Para la columna de agua en la zona de interés, se consideraron dos profundidades de agua:

Profundidad A: 2.000 pies

Profundidad B: 6.500 pies (máxima encontrada)

Conociendo las profundidades de agua en las cuales se espera perforar se comienza a sugerir que tipo de unidad convendría. Debido a los valores de las profundidades A y B, se descarta cualquier tipo de unidad de perforación fija o móvil de tipo Jack-up o sumergible debido a las características enunciadas en el primer capítulo. Entonces se podría pensar que la unidad adecuada para realizar estas operaciones seria una unidad Semi-sumergible o un barco perforador.

Al considerar la elección entre un barco perforador o una unidad Semi-sumergible, se analizan las ventajas y desventajas que presentan perforar con una o con la otra unidad. Por el lado del barco perforador presentan mejores tasas de perforación, además proporciona mayor movilidad y fácil desplazamiento de un punto a otro, debido a que todos los barcos son

unidades auto-propulsadas, lo cual no se puede observar en las unidades Semi-sumergibles, ya que estas tienen que ser remolcadas hasta su lugar de operación. Las unidades semi-sumergibles fueron concebidas como una solución a las condiciones agrestes que se presentaban en algunos lugares, brindando una plataforma con mayor estabilidad a la que podía tener un barco. Se dice que se justifica emplear una unidad semi-sumergible si más del 20% de las olas tienen una altura significativa de 8 pies o más.<sup>23</sup>

Para el Caso A (profundidad 2.000 pies) se creería a simple vista que lo más conveniente es emplear un barco perforador, considerando que en primera instancia se va a perforar un pozo exploratorio y que su movilidad sería importante, además las condiciones climáticas no presentan un nivel crítico de hostilidad durante gran parte del año y el uso de una unidad semi-sumergible estaría ligado a la época que se escoja para realizar las operaciones, pero si se analiza que la profundidad de 2.000 pies no es suficiente para las profundidades en las cuales operan los barcos perforadores existentes en el mercado y también observando que la cantidad de barcos perforadores es menor a la de unidades semi-sumergibles, se llega a la conclusión que es más rentable utilizar una unidad semi-sumergible de segunda o tercera generación con un anclaje convencional. El costo de operación de estas unidades está entre los 70 mil a 90 mil dólares por día.

Para el caso B (profundidad 6.500 pies) sería mejor el uso de un barco perforador, ya que esta profundidad está en el rango en el cual operan los barcos perforadores existentes. El costo de operación de un barco está alrededor de 125 mil dólares por día.

## **6.2. UNIDADES SELECCIONADAS**

Teniendo presente que por lo general las unidades de perforación tienen un área de trabajo determinado (Golfo de México, Asia, China, Brasil, Mar del Norte, etc.), se recomienda para el Bloque Bahía las Unidades que tienen su campo de acción en el Golfo de México US, México o Brasil.

### **6.2.1. Unidades que se ajustan al caso A.**

Para el caso A con profundidad de 2.000 pies se ajustarían las siguientes unidades:

#### **OCEAN CONCORD (OCEAN LEXINGTON- OCEAN SARATOGA)**

Figura 33. Plataforma Ocean Lexington- Ocean Saratoga



Diamond Offshore Drilling Inc

Construcción:	Avondale shipyard. 1975, reacondicionamiento 1.999.
Profundidad de agua:	2.200'
Capacidad de perforación:	25.000'
Alojamiento:	96 personas
Armazón:	260' x 280' x 80'
Capacidad de carga:	3.000 T.
Helipuerto:	66' día., S-61.
Almacenamiento:	lodo liquido-1.720 bbl; Combustible-6.800 bbl; agua para perforación-12.000 bbl; agua potable- 1.214 bbl.
Equipo de perforación:	Malacate-OW E 3.000; Bombas- tres triples OW A1.700; Mesa Rotaria-Oilwell 49 ½"; Sistema de manejo de tubería- BJ Hughes; Top Drive-Varco TDS-4S.
Torre:	180' x 40' x 40', 1.000 kips.
Grúas:	Dos Seatrax 6.032, 140'; una Seatrax 6.023, 80'.
Anclaje:	anclaje convencional de 8 líneas.
Área de trabajo:	Golfo de México US

## **PETROBRAS VII**

Petrobras

Construcción:	Compagnie Francais D'Enterprise Metaliques, Francia, 1.984.
Profundidad de agua:	2.300'
Capacidad de perforación:	25.000'
Alojamiento:	120 personas
Armazón:	302' x 226' x 128'

Figura 34. Plataforma Petrobras VII



Capacidad de carga:	2.534 T.
Helipuerto:	75.4' x 65.6', 10 T, S-61.
Almacenamiento:	lodo liquido-2.516 bbl; Combustible-5.600 bbl; agua para perforación-14.466 bbl; agua potable- 7.095 bbl.
Equipo de perforación:	Malacate-OW E-3.000 w/ Baylor Elmagco 7.838 brake sisystem; Bombas- dos OW A-1.700-PT, triplex; Mesa Rotaria-Oilwell 49 ½"; Sistema de manejo de tubería- Lamb LKG-25-26-18 BGM; Top Drive-Varco TDS-4S.
Torre:	160' x 40' x 40', 1.000 kips.
Sistema de BOP:	Shaffer 18 ¾", 10.000 psi.
Grúas:	Dos American 9.50, 60 T.
Anclaje:	anclaje convencional de 8 líneas.
Área de trabajo:	Brasil

## FALCON 100

Figura 35. Plataforma Falcon 100



Tranoocean

Construcción: Avondale shipyard inc., New Orleans, La, 1.974, reacondicionamiento 1.997-1.999.

Profundidad de agua: 2.500'

Capacidad de perforación: 25.000'

Alojamiento: 112 personas

Armazón: 260' x 190' x 111'

Capacidad de carga: 3.360 T.

Helipuerto: S-61.

Almacenamiento: lodo liquido-1.710 bbl; Combustible-6.958 bbl; agua para perforación-9.721 bbl; agua potable-1.322 bbl; lastre-46.616 bbl.

Equipo de perforación: Malacate-Continental Emsco C-3 tipo II; Bombas-dos Continental Emsco FB-1.600; Top Drive-Varco TDS-4S.

Torre: 182', 1.300 kips.

Sistema de BOP: CIW 15.000 psi.

Grúas: Dos Amclyde 2.000, 120'.  
Anclaje: anclaje convencional de 8 líneas.  
Área de trabajo: Golfo de México US

### 6.2.2. Unidades que se ajustan al caso B

Para las condiciones de profundidad existentes en el caso B (6.500 pies) las unidades que se ajustarían serian:

#### **OCEAN CLIPPER**

Figura 36. Barco perforador Ocean Clipper



Diamond Offshore Drilling Inc

Construcción: Mitsubishi, Japón. 1.974, reacondicionamiento  
1.997-1.998, Brasil.

Profundidad de agua: 7.500'

Capacidad de perforación: 25.000'

Alojamiento:	140 personas
Armazón:	528' x 109' x 40'
Capacidad de carga:	11.400 T.
Helipuerto:	70' x 70'.
Almacenamiento:	lodo liquido-4590 bbl; Combustible-14.300 bbl; agua para perforación-4400 bbl; agua potable- 3.200 bbl.
Equipo de perforación:	Malacate-Nat'l 1.625 DE, 2.400 hp; Bombas- tres triples Nat'l 12-P-160; Sistema de manejo de tubería- Varco PRS-3; Top Drive-Varco TDS-4S.
Torre:	180', 1.400.000 lb. de capacidad.
Grúas:	Dos Seatrax 6.032, 100'; una Bucyrus EriMK-35.
Anclaje:	Posicionadores Dinámicos.
Área de trabajo:	Brasil.

## DEEPWATER FRONTIER

Figura 37. Barco perforador Deepwater Frontier



Transocean Inc.

Construcción: 1.999.  
Profundidad de agua: 7.500'  
Capacidad de perforación: 35.000'  
Armazón: 726.5' x 137.8' x 59'  
Capacidad de carga: 22.980 T.  
Equipo de perforación: Malacate-NO-Hitec, 6.600hp; Bombas- cuatro  
Nacional Oilwell 14P 2.200; Mesa rotaria de 60';  
Top Drive-Varco 8SA.  
Torre: 48' x 40', DRECO, 2.000 kips.  
Anclaje: Posicionadores Dinámicos.  
Área de trabajo: Brasil.

## DEEPWATER PATHFINDER

Figura 38. Barco perforador Deepwater Pathfinder



Transocean Inc.  
Construcción: 1.998.  
Profundidad de agua: 7.500'  
Capacidad de perforación: 35.000'

Armazón: 726.5' x 137.8' x 59'  
Capacidad de carga: 22.980 T.  
Equipo de perforación: Malacate-NO-Hitec, 6.600hp; Bombas- cuatro  
Nacional Oilwell 14P 2.200; Mesa rotaria de 60';  
Top Drive-Varco 8SA.  
Torre: 48' x 40', DRECO, 2.000 kips.  
Anclaje: Posicionadores Dinámicos.  
Área de trabajo: Golfo de México US.

## 7. CONCLUSIONES

1. En la zona de interés se presenta una época seca y otra de lluvias, esta última comprende los meses de junio a noviembre, esta caracterizada por precipitaciones que alcanzan los 125 mms y tormentas eléctricas que generalmente se presentan durante 40 días.
2. las condiciones son buenas para realizar operaciones aéreas en la mayoría de las épocas del año entre las primeras horas de la mañana y las 07:00 PM. de la noche, hacia el mes de junio se presenta una notable disminución del brillo solar especialmente en las últimas horas del día, recortando así la hora final propicia para sobrevuelos a las 06:00 PM.
3. Bajo condiciones normales de vientos en la zona de estudio se determinan cuatro épocas, divididas en trimestres, en el primero trimestre que cubre los meses de diciembre a febrero, se registra la época de presencia de vientos mas fuertes con un valor máximo de 16.8 m/s, la dirección predominante durante todo el año es nor.-este.
4. La altura promedio de las olas en la zona de interés esta entre 1.5 metros y 2 metros con valores máximos de casi 6 metros con una dirección preferencial noreste.
5. Según las condiciones meteorológicas y oceanográficas observadas el trimestre que brinda las condiciones menos propicias para los trabajos de perforación es el comprendido por los meses de junio, julio y agosto.

6. El valor máximo de las corrientes durante el año es de 5 nudos, siendo este el valor tope para no causar problemas de operación en los equipos de fondo.
7. La probabilidad de tormentas para el Caribe Colombiano es de 0.33%, siendo para la zona de interés en específico mas bajo, debido a la cercanía de la Sierra Nevada de Santa Marta que actúa como una barrera disipadora de estos fenómenos naturales.
8. Se concluyo que para el análisis de la selección de la posible unidad de perforación a utilizarse la profundidad a perforar era 11.000 pies según experiencias vistas en pozos ya perforados en el Bloque Bahía.
9. Se observó que muchos problemas se presentaron a la hora de perforar en aguas profundas debido a las fuerzas de las olas, una solución para minimizar esos movimientos fue disminuir el área de contacto con el agua, lo cual se logro en las unidades semi-sumergibles.
10. Un barco perforador aventaja a las demás unidades de perforación debido a su movilidad y su gran capacidad de almacenamiento y producción de crudo.
11. Se justifica emplear una unidad Semi-sumergible si más del 20% de las olas tienen una altura significativa de 8 pies o más.
12. En general las plataformas marinas de perforación se pueden agrupar en tres categorías principales: plataformas fijas con floating drilling tender, plataformas fijas self-contained, y Unidades móviles.

13. En la selección de una unidad de perforación costa afuera los parámetros que tienen mayor relevancia son: Profundidad de agua en la locación, factores climáticos, profundidad a perforar, área de trabajo de la unidad y disponibilidad y factor económico.
14. Para los casos A y B de estudio las unidades que más se ajustaban a las condiciones presentes, son respectivamente una unidad Semi-sumergible de tercera generación y un barco perforador.

## 8. RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta las conclusiones obtenidas durante el desarrollo del este proyecto, analizando las condiciones meteorológicas y oceanográficas encontradas en la zona de interés y en consecuentes a la selección de la unidad de perforación a utilizar en el prospecto, se plantean las siguientes recomendaciones:

1. Realizar un estudio específico sobre el relieve del fondo marino, determinando profundidades exactas en las áreas determinadas como prospecto, analizando la consistencia de la roca y el banco de arena presente, estos procesos ayudaran al desarrollo del campo en la implementación de las facilidades de producción y líneas de transporte.
2. Obtener de parte de la Empresa correspondiente, los análisis y resultados de la sísmica 3D corrida en el prospecto Bahía para tener un parámetro más en la escogencia de la plataforma.
3. Hacer un monitoreo constante de ciclones y tormentas, observando específicamente su intensidad, duración y periodicidad de ocurrencia en la zona.
4. Realizar mediciones de fuerzas sobre las estructuras seleccionadas teniendo en cuenta las condiciones de oleaje y vientos aquí presentadas.

5. Realizar un estudio de compatibilidad entre la unidad de perforación seleccionada con la posible unidad de producción que requiera el prospecto, teniendo en cuenta parámetros como cantidad de crudo y gas a manejar y las mismas condiciones meteorológicas y oceánicas aquí propuestas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. NATIONAL GEOGRAPHIC, “El fin del petróleo barato”, Junio de 2004.
2. CARTA PETROLERA, ECOPETROL S.A. Mayo de 2004.
3. MAC LACHLAN M., “An introduction to marine drilling”, Oilfield Publications Limited, 1987.
4. GERWICK B., “construction of offshore structure”, Awiley-Intuscience publication, USA 1986.
5. WORLD OIL MAGAZINE, Marine drilling rigs 2003/2004, Gulf Published Company, Diciembre de 2003.
6. ARIZA, J. and PERDOMO, R., “Análisis de las Condiciones existentes en la costa Caribe Colombiana para la Planeación de Actividades de Exploración y Desarrollo Costa fuera”, Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2002
7. LIU, P., MASSIE, W., WELTERS, J., and BLAAUWNENDRAAD., “Dynamics of Jack up Structures”, SPE 22378 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering held in Building, China, Marzo 1992.

8. HARRIS, L. M., Deepwater floating drilling operations, Petroleum Published Company, Tulsa Oklahoma, 1972.
9. BROOKS, I. H. and CARROLL, J. P., Drilling and Production From a Floating Spar, Chevron Petroleum Technology Co, SPE 28699, Octubre de 1984.
10. PRAUGTH M., MORRIS J. and ATHANASIADIS, S., "Regulatory Considerations in the Design of Tension Leg Platforms", SPE 18238, Junio 1990.
11. LARRY, E. Remimert., A deep Water Guide lineless Drilling System. SPE 5355. 1975.
12. REBECHINI, Edison José. and HIROTUGU, O. Jayme., Reusable permanent guide base for guidelines system and bending troubles in wellhead system. SPE 21152. Octubre de 1990.
13. WELL CONTROL SCHOOL., Manual de control de pozos, USA, 2003.
14. MARTIN, E. B., Field operation of Marine Riser. SPE 8078. Marzo de 1980.
15. W. H. SILCOX., Floating Drilling the First 30 Years – Part 1. SPE 11660. Enero 1983.
16. W. H. SILCOX., Floating Drilling The First 30 Years – Part 2. SPE 11661. Febrero 1983.

17. CIOH, Centro de Investigaciones Oceánicas y Meteorológicas, Información solicitada, Cartagena Colombia, 2004.
18. CIOH,. Boletín Científico., Cartagena de Indias. 2002.
19. IDEAM, Información adecuada por el IDEAM para Colombia con base en registros del Centro Nacional de Huracanes, Bogota, 2002.
20. IDEAM, Boletines de información mensual para el año 2003, Santa Marta, 2003.
21. PAGE, William. D. Geología sísmica y sismicidad del noroeste de Colombia. Traducción al español Rodrigo Álvarez. ingeniería e hidrosistemas IEH Ltda. junio 1986.
22. MONSALVE, M. Martín., MULETT, B. Félix ., Modelo preliminar de evolución tectónica para el extremo oriental de la falla oca, departamento de la guajira, Colombia. Departamento de Geología. Proyecto de grado. 1991.
23. DILLARD, S. Hammett., Present technology in offshore mobile drilling vessels and subsea equipments. SPE 100002. 1982.
24. GÓMEZ, P. José, A., Cuencas Sedimentarias, Campos petrolíferos y de gas en Colombia. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 1984.

## BIBLIOGRAFÍA

A. R, FALLON. P.M, AGARRAD., "Specifications for oceanographic, meteorological studies for offshore operations", SPE 4451, April 1975.

APARICIO., Fundamentos De Hidrología De Superficie., Editorial Limusa, México, 1999.

ARDILA, J. F., ARMENTA, M. A., "Equipo y consideraciones especiales de la perforación costa afuera", Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 1986.

ARIZA, J. and PERDOMO, R., "Análisis de las Condiciones existentes en la costa Caribe Colombiana para la Planeación de Actividades de Exploración y Desarrollo Costa fuera", Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2002

BROOKS, I. H. and CARROLL, J. P., Drilling and Production From a Floating Spar, Chevron Petroleum Technology Co, SPE 28699, Octubre de 1984.

C, PETRAUSKAS. P.M, AGARRAD., "Extrapolation of historical storm data for estimating design wave heights", SPE 3127, march 1971.

CARTA PETROLERA, ECOPELROL S.A. Mayo de 2004.

CIOH, Centro de Investigaciones Oceánicas y Meteorológicas, Información solicitada, Cartagena Colombia, 2004.

CIOH,. Boletín Científico., Cartagena de Indias. 2002

DILLARD, S. Hammett., Present technology in offshore mobile drilling vessels and subsea equipments. SPE 100002. 1982.

E. B. MARTIN. Field operation of Marine Riser. SPE 8078.

GERWICK B., "Construction of offshore structure", Awiley-Intuscience publication, USA 1986.

GÓMEZ, P. José, A., Cuencas Sedimentarias, Campos petrolíferos y de gas en Colombia. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 1984.

HARRIS, L. M., Deepwater floating drilling operations, Petroleum Published Company, Tulsa Oklahoma, 1972.

IDEAM, Boletines de información mensual para el año 2003, Santa Marta, 2003.

IDEAM, Información adecuada por el IDEAM para Colombia con base en registros del Centro Nacional de Huracanes, Bogota, 2002.

J. L. THOROGOOD, A. M. TRAIN, A. J. ADAMS., Deep Water Riser System Design and Management, SPE 39295, 1998.

JOHNSTOND D., "Comparison of alternatives for Deepwater Development in the Gulf of Mexico", SPE 13779 presented at 1985 SPE Hydrocarbon Económica and Evaluation Symposium, Texas, Marzo 1985.

LARRY, E. Remimert., A deep Water Guide lineless Drilling System. SPE 5355. 1975.

LIU, P., MASSIE, W., WELTERS, J., and BLAAUWNENDRAAD., "Dynamics of Jack up Structures", SPE 22378 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering held in Building, China, Marzo 1992.

LLAMAS, JOSÉ .,HIDROLOGÍA, , Editorial Gaetan Morin, Canadá,1993.

MAC LACHLAN M., "An introduction to marine drilling", Oilfield Publications Limited, 1987.

MARTIN, E. B., Field operation of Marine Riser. SPE 8078. Marzo de 1980.

MONSALVE, M. Martín., MULETT, B. Félix ., Modelo preliminar de evolución tectónica para el extremo oriental de la falla oca, departamento de la guajira, Colombia. Departamento de Geología. Proyecto de grado. 1991.

NATIONAL GEOGRAPHIC, "El fin del petróleo barato", Junio de 2004.  
OCEAN INDUSTRY MAGAZINE, 2003.

PAGE, William. D. Geología sísmica y sismicidad del noroeste de Colombia. Traducción al español Rodrigo Álvarez. Ingeniería e hidrosistemas IEH Ltda. Junio 1986.

PRAUGTH M., MORRIS J. and ATHANASIADIS S., "Regulatory Considerations in the Design of Tension Leg Platforms", SPE 18238, Junio 1990.

PRIETO, A., "Logística de Operaciones Costa fuera", Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 1989.

REBECHINI, Edison José. and HIROTUGU, O. Jayme., Reusable permanent guide base for guidelines system and bending troubles in wellhead system. SPE 21152. Octubre de 1990.

Software OLAS Régimen para las aguas jurisdiccionales Colombianas, Dimar y universidad de Cantabria.

W. H. SILCOX., Floating Drilling The First 30 Years - Part 1. SPE 11660. Enero 1983.

W. H. SILCOX., Floating Drilling The First 30 Years - Part 2. SPE 11661. Febrero 1983.

WELL CONTROL SCHOOL., Manual de control de pozos, USA, 2003.

WORLD OIL MAGAZINE, Marine drilling rigs 2003/2004, Gulf Published Company, Diciembre de 2003.

[www.brookes.ac.uk](http://www.brookes.ac.uk)

[www.fugro.com](http://www.fugro.com)

[www.ideam.gov.co](http://www.ideam.gov.co)

[www.ingeminas.gov.co](http://www.ingeminas.gov.co)

[www.jraymcdermott.com](http://www.jraymcdermott.com)

[www.octabouy.com](http://www.octabouy.com)

[www.Offshore-Engineer.com](http://www.Offshore-Engineer.com)

[www.offshore-technology.com](http://www.offshore-technology.com)

[www.parker-drilling.com.uk](http://www.parker-drilling.com.uk)

[www.peterhead-bay.co.uk](http://www.peterhead-bay.co.uk)

## **ANEXOS**

Tabla A1. VALORES TOTALES MENSUALES DE PRECIPITACIÓN (mms)															
AÑO	EST	ENT	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTI	OCTUB	NOVIE	DICIE	VR ANUAL
1984	2	1	8,5	5,7	4,4	12,3	54,7	56,8	59,6	57,3	90,8	156,6	21,5	5,1	533,3
1985	2	1	8,6	5,6	4,4	0,2	6,7	34,2	71,3	140	40,1	143,2	83,2	39,3	576,8
1986	2	1	1,4	3,2	0	7	108	16,7	11,7	92,4	18,4	98,5	6,4	2	365,7
1987	2	1	66,6	0,3	0,2	29,4	105,2	5,5	113,6	45,6	74,6	38,1	17,5	16,9	513,5
1988	2	1	0	0,5	0	0	62	84,2	160,6	139,2	75,1	105,6	78	0,4	705,6
1989	2	1	0	0	0,1	0	34,6	28,4	31,6	45,6	47,3	73,5	19,4	75,3	355,8
1990	2	1	0	0,2	1,2	1,8	23,1	26,8	9,4	48,4	49,2	327	83,3	45,3	615,7
1991	2	1	0	24,9	0	0	26,3	32,4	17,2	21,6	62,7	103,9	4,1	0	293,1
1992	2	1	0	0	0	28,4	47,3	29,3	116	63,5	114,1	19,1	12,9	0	430,6
1993	2	1	0,9	0	0,8	2,6	141,1	36,9	23,5	36,4	180,2	11	33,9	0,2	467,5
1994	2	1	0	0	0	0,4	0,7	2,3	25,9	28,7	51,3	84,3	154,9	0	348,5
1995	2	1	0	0	2,3	0	60,2	45,1	89	97,5	209,1	141,1	53,4	0	697,7
1996	2	1	0	0	30,2	8,2	53,4	40,7	105,5	16,2	96,4	175,3	98,8	0,6	625,3
1997	2	1	0	0	0	0,5	0,2	156,5	30	13,5	146,4	82,7	50,9	0	480,7
1998	1	1	0	7,3	0	10,6	136,6	149,6	37,6	97,1	72,8	77,8	22,2	1,8	613,4
1999	1	1	0	0,8	2,7	39	3,7	101,4	48,2	74,6	189,6	262,5	188,2	51,6	962,3
2000	1	1	0,9	1,1	0	2,7	7	71,2	61,2	13,7	113,7	3,7	21,3	40,6	337,1
2001	1	1	0	0	0	0	76,2	16,4	13,4	94,9	157,8	87,1	15,8	1,2	462,8
2002	1	1	0	0	0,1	9	94	133,7	18	63,8	67	101,2	11,8	0	498,6
2003	1	1	0	0	0	4,3	64,5	61,7	112,4	48,5	21,8	78,3	124,2	49,6	565,3
<b>MEDIOS</b>			4,3	2,5	2,3	7,8	55,3	56,5	57,8	61,9	93,9	108,5	55,1	16,5	522,5
<b>MÁXIMOS</b>			66,6	24,9	30,2	39	141,1	156,5	160,6	140	209,1	327	188,2	75,3	327
<b>MÍNIMOS</b>			0	0	0	0	0,2	2,3	9,4	13,5	18,4	3,7	4,1	0	0

Tabla A2. VALORES TOTALES DIARIOS DE PRECIPITACIÓN (mms)

DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	9,90	4,50
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	0,00	1,90	4,90	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48,00	0,00	0,00	0,00	1,20	32,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,90	0,00	1,50	4,50	0,00	4,50
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,70
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	4,80	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,60	13,30	0,00	0,00	1,30	1,90
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,30	0,00	2,10	0,00	0,80	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,20	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51,60	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	3,90	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00	77,90	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,60	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,30	0,00	0,60	0,10	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,50	0,00	0,50	0,00	0,40	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,20	0,00	0,00	0,00	25,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,90	0,00	0,30	0,00	1,10	0,00	8,40	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	1,10	15,30	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	3,70	0,00	0,00	1,20	1,10	0,00	3,20	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	2,10	0,00	0,00	0,00	6,10	0,00	0,00	0,00
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,10	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	15,40	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,40	3,80	1,50	0,00	0,00
29	0,00	0,00	0,00	2,90	52,20	0,00	0,00	0,60	1,10	0,10	20,10	0,00
30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	1,10	0,00	9,40	0,00
31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	0.00	0.00	0.00	4.30	64.50	61.70	112.40	48.50	21.80	78.30	124.20	49.60
N° de días lluvia	0	0	0	3	5	9	9	12	9	12	11	5
Máxima en 24 hrs.	0,00	0,00	0,00	2,90	52,20	32,20	51,60	15,30	6,10	25,00	77,90	32,00

Tabla A3. VALORES MEDIOS DIARIOS DE TEMPERATURA (°C)

DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMB	OCTUBRE	NOVIEMB	DICIEMBRE
1	27,80	27,50	29,00		29,10		28,30		29,60	27,90	27,10	27,80
2	28,20	27,90	29,40	29,50	30,90	29,40	30,50	28,20	30,90	28,30	27,70	27,40
3	28,00	28,00	28,10	29,10	30,50	27,80	29,30	27,40	27,30	29,30	28,20	27,60
4	28,40	28,30	28,80	29,60	30,50	28,90	27,10	28,00	28,80	29,10	28,20	28,10
5	28,60	27,90	30,30	29,80	29,40	29,80	28,30	29,50	27,20	28,50	28,70	
6	28,80	29,50	29,60	30,10	30,30	28,80	28,90	29,60	29,00	26,80	29,00	27,90
7	27,60	29,60	30,30	30,70	30,60	29,50	29,10	31,00	29,30	28,70	28,30	27,20
8	28,00	29,20	29,80	29,60	30,00	30,00	28,60	28,60	29,40	28,90	27,40	28,10
9	28,30	29,00	28,10	29,40	30,60	30,50	28,60	28,50	28,00	28,40	28,10	28,40
10	29,00	29,50	28,00	29,10		30,30	29,30	30,50	28,50	28,00	28,70	28,50
11	29,30	29,60	28,00		30,30		26,90	29,40	29,20	28,90	28,60	28,40
12	29,30	29,10	28,40	28,90	27,30	27,20	28,00		29,20	29,90	26,90	28,80
13	28,20	29,30	28,90	27,00			29,10	29,80	29,40	28,80	27,70	28,30
14	27,70	29,00	28,50		30,00	27,60	28,50	29,40	28,80	28,00	29,30	28,80
15	27,50	30,40	28,40	27,80	30,40		29,10	26,70	29,00	27,90	28,40	27,90
16	27,70	29,90	27,90	28,60	30,50	26,50	28,90	28,00	29,10	27,40	29,00	28,00
17	27,60	29,10	28,10		31,10	28,50	28,30	29,60	29,20	28,00	29,00	28,00
18	28,00	28,30	28,60	28,90	30,00	25,40	29,20	29,80	28,70	28,90	28,80	27,70
19	28,00	29,30	29,60	29,80	28,10	27,10	29,40	30,10	29,50	28,50	28,20	28,20
20	27,50	28,90	29,80	29,70	28,90		30,50	29,40	28,30	28,30	29,00	27,80
21	27,90	29,50	27,90	29,00	29,60	27,60	30,30	29,10	29,00	27,90	28,90	28,10
22	28,00	29,30	28,60	27,80	29,30	27,20	29,70	28,00	29,40	27,90	28,50	27,90
23	27,60	28,80	29,00	28,20	30,00	27,30	29,30	27,90	28,00	28,50	28,90	27,90
24	28,00	29,00	29,30	29,00	28,80	28,10	29,30	27,50	28,60	29,70	28,10	27,60
25	27,50	29,60	28,10	29,50	29,40	29,50	30,40	29,10	28,40	28,40	27,80	27,00
26	28,10	28,60	28,80	28,90	29,70	29,40	28,50	28,90	28,80	29,50	28,50	27,30
27	28,40	29,30	28,70	29,90	31,10	29,80	28,50	27,90	29,10	27,80	28,80	27,00
28	28,10	28,90	28,20	29,90		30,00	28,50	29,70	29,40	27,70	29,00	26,40
29	28,10		29,30	29,50	30,30	30,10		28,20	29,50	27,60	27,50	26,50
30	28,20		29,00	27,90		29,10	30,00	28,30	29,30	27,80	26,40	26,90
31	28,40		29,10		29,80		29,30	29,80		28,80		27,00
<b>Media</b>	28,1	29	28,8	29,1	29,9	28,6	29,0	28,9	28,9	28,4	28,3	27,7
Máxima abs.	36,6	36,8	36	36,6	36,4	35,2	35,6	35,4	34,8	34	34,4	33,6
Mínima abs.	21,6	22,6	22,8	24,0	23,4	23,0	23,6	23	23,4	24	23	20
Media de mín.	23,2	24,5	24,1	25,8	26,5	25,1	24,8	24,7	25,1	25,2	24,6	23,4
Media de máx.	33,6	34,6	33,8	33,5	34	32,1	33,1	33,2	33,5	32,6	32,6	32,2

Tabla A4. VALORES MEDIOS MENSUALES DE TEMPERATURA (°C)															
AÑO	EST	ENT	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMB	OCTUB	NOVIE	DICIE	VR ANUAL
1984	2	1		27,7	28,1	28,6	28,9		27,8	28,1	27,6	27,6	27	26,8	27,8
1985	2	1	26	27,9	27,9	28,3	29,2	29,1	28,1	27,8	27,7	27,6	27,1	26,3	27,8
1986	2	1	26,8	27	28,1	28,5	29	29	29,5	29,1	28,5	27,4	28,1	27,3	28,2
1987	2	1	27,3	28,2	28,6	28,9	28,7	29,9	28,8	29	28,4	28,5	28,8	28,5	28,6
1988	2	1	27,3	27,9	28,4	29	29,2	28	27,9	26,9	27,3	27,3	27,3	26,6	27,8
1990	1	1	27,6	27,1	28,4	28,9	28,3	29,7	29,3	28,1	28,5	27,5	27,6	26,7	28,1
1991	1	1	27,3	27,3	28,3	29	29,1	29,3	29,7	29	28,7	27,8	28,1	27,4	28,4
1992	2	1	27,4	28,2	28,5	29,1	28,9	29,6	28,7	28,5	28,2	28,1	28,3	27,7	28,4
1993	2	1	27,8	28	28,4	29,1	28,8	29,6	29,2	29	27,5	28,3	28	27,8	28,5
1994	2	1	27,3	27,7	28,5	29	29,1	29,5	29,5	28,7	29	27,8	27,3	27,2	28,4
1995	2	1	27,6	27,7	28,6	29,2	29	29,1	28,5	28	28,6			27,8	28,4
1996	2	1	27,6	28,2	28,3	28,8	28,6	29,2	28,1	28,7	28,5	27,8	27,7	27	28,2
1997	2	1	26,9	28,4	27,8	28,8	29,9	28,9	29,3	29,7	28,9	28,6	28,2	28,6	28,7
1998	1	1	28,4	29	28,8	29,9	29,3	29,1	28,6	28,8	28,1	28,2	28	27,7	28,7
1999	1	1	27,4	27,2	28,2	28,7	29,2	28,2	28,6	27,6	27,7	26,9	27,2	26,5	27,8
2000	1	1	26,2	27,1	27,5	28,5	29	28,7	28,6	28,9	27,8	28,6	28,1	27,6	28,1
2001	1	1	27,3	27,5	28	28,8	28,8	29,4	29	29,4	28,2	28,4	28,1	28,5	28,5
2002	1	1	28,2	27,8	28,3	29,1	30,1	29,3	29,7	29,5	28,6	28,9	28,5	28,6	28,9
2003	1	1	28,1	29	28,8	29,1	29,9	28,6	29	28,9	28,9	28,4	28,3	27,7	28,7
MEDIOS			27,4	27,8	28,3	28,9	29,1	29,1	28,8	28,6	28,2	28	27,9	27,5	28,3
MÁXIMOS			28,4	29	28,8	29,9	30,1	29,9	29,7	29,7	29	28,9	28,8	28,6	30,1
MÍNIMOS			26	27	27,5	28,3	28,3	28	27,8	26,9	27,3	26,9	27	26,3	26

Tabla A5. VALORES MEDIOS DIARIOS DE HUMEDAD RELATIVA (%)												
DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMB	OCTUBRE	NOVIEM	DICIEMBRE
1	76	75	62		75		82		73	78	79	77
2	71	68	61	65	76	72	69	80	69	79	78	80
3	74	69	69	71	71	84	71	81	82	71	75	77
4	77	70	70	69	67	77	84	77	74	76	75	72
5	81	74	64	74	76	71	81	71	84	79	76	
6	69	67	66	71	68	76	76	74	77	83	74	73
7	78	64	57	71	67	75	77	73	74	78	77	82
8	76	66	64	70	69	71	79	79	71	76	79	74
9	78	68	68	65	69	69	78	79	78	77	77	79
10	75	69	67	69		72	75	70	75	80	75	79
11	70	62	70		68		84	73	73	73	75	81
12	61	63	71	75	81	83	82		74	72	79	78
13	70	66	63	88			75	76	66	78	83	75
14	72	67	68		73	82	80	79	70	76	76	70
15	74	55	73	76	68		73	85	71	80	79	73
16	73	62	78	77	70	84	72	83	73	86	75	71
17	69	65	73		61	78	79	75	72	80	74	75
18	75	71	69	73	70		76	72	69	75	77	72
19	75	59	64	70	81	80	76	75	70	78	77	75
20	72	67	67	73	77		67	78	76	80	75	75
21	66	62	71	78	74	84	72	75	73	79	78	70
22	70	67	66	82	77	85	73	79	69	81	79	74
23	79	76	63	79	73	82	76	78	75	76	75	75
24	71	69	66	72	79	78	75	82	68	71	79	77
25	71	58	70	75	76	76	74	76	78	81	82	79
26	72	64	69	75	77	77	78	77	74	74	75	79
27	71	66	73	73	65	71	76	81	76	79	71	77
28	73	63	73	71		70	79	72	74	81	73	71
29	69		69	78	73	73		81	80	81	83	74
30	71		69	82		72	75	80	75	79	86	61
31	70		68		76		74	71		74		59

Tabla A6. VALORES MEDIOS MENSUALES DE HUMEDAD RELATIVA (%)															
AÑO	EST	ENT	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMB	OCTUB	NOVIE	DICIE	VR ANUAL
1984	2	1									75	76	76	72	75
1985	2	1				70	72	71	76	77	76	78	78	75	75
1986	2	1	73	69	67	73	73	73	69	72	75	79	72	3	72
1987	2	1	70	73	73	75	77	73	76	76	78	76	74	73	75
1988	2	1	72	70	69	72	75	78	78	82	80	81	80	76	76
1991	1	1	69	71	68	69	72	76	75	76	78	80	79	75	74
1992	2	1	75	73	73	76	79	77	78	80	80	81	78	76	77
1993	2	1	75	75	74	76	79	77	78	77	84	81	78	78	78
1994	2	1	75	74	74	75	79	76	73	79	78	82	84	80	77
1995	1	1	78	74	73	75	78	78	80	82	80	84	79	79	78
1996	1	1	77	77	77	75	80	77	82	79	82	83	81	81	79
1997	1	1	78	70	68	72	73	79	76	75	76	77	78	72	75
1998	1	1	73	69	72	73	79	78	78	79	80	80	78	77	76
1999	1	1	73	74	72	74	73	81	81	82	80	85	81	81	78
2000	1	1	75	73	71	71	75	76	76	75	81	81	80	80	76
2001	1	1	77	73	77	76	81	76	77	77	80	78	80	80	78
2002	1	1	71	71	72	72	70	74	73	74	78	75	76	71	73
2003	1	1	72	66	68	74	72	77	76	77	74	78	77	75	74
MEDIOS			74	72	72	73	76	76	77	78	79	80	78	77	76
<b>MÁXIMOS</b>			78	77	77	76	81	81	82	82	84	85	84	81	85
<b>MÍNIMOS</b>			69	66	67	69	70	71	69	72	74	75	72	71	66

Tabla A7. VALORES TOTALES DE BRILLO SOLAR DURANTE EL 2003 (Horas)												
MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
<b>VALOR</b>	298,9	237,6	218,8	203,6	210,5	179	211,6	230,2	215,7	208	202,7	249,9
<b>TOTALES</b>									<b>2666.5</b>			

Tabla A8. VALORES TOTALES MENSUALES DE BRILLO SOLAR (Horas)															
AÑO	EST	ENT	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTI	OCTUB	NOVIE	DICIE	VR ANUAL
1984	2	1									136,8	124,2	234,6	292,8	788,4
1985	2	1	297,3	270	266,6	224,8	212	198,3	223,1	207,3	220,6	205,9	237,2	259,2	2822,3
1986	2	1	289	248,7	265	215	243	218,9	245,3	237,5	202,8	173,9	253,3	291,7	2884,1
1987	2	1	205,8	247,9	236,3	194,1	204,5	264,9	191,4	228,3	207,4	198,1	253,3	277,1	2709,1
1988	2	1	302,8	249,7	261,6	222,5	245	201,5	211,1	153,6	188,7	214,7	210,6	267,6	2729,4
1990	2	1	290	241	233	236	233	245	236	241	276	201	212	283	2927
1991	2	1	297	251	274	237	204	206	241	214	193		220	271	2608
1992	2	1	266,1	241,3	244,1	212,4	238,5	248,9	212,2	217	191,7	236,2	243,6	288,5	2840,5
1993	2	1	272,1	250,8	251,6	230,5	195,9	227,2	252,9	242,9	165,3	256,5	221,6	292	2859,3
1994	2	1	282,5	251,7	247,7	245,2	238,5	255,6	256,2	231	235	206,5	198,5	286,6	2935
1995	2	1	288,7	247,6	254,8	238,8	224	231,9	220,6	202,5	223,6			260,2	2392,7
1996	2	1	300,2	261,7	233,3	238,4	201,3	234,6		243,2	188,1	229,9	205,6	281,4	2617,7
1997	2	1	300,9	237,3	262,7	237,2	273	239,2	241,3	279,8	219,9	229,7	230,8	298,1	3049,9
1998	1	1	925,7	791,8	909,9	238,4	199,9	209,4	240,8	234,9	201,9	196,3	244		4393
1999	1	1	301,2	247,5	259,1	240,5	241,4	222,8	251,4	206,7	190,6	183	220,5	207,3	2772
2000	1	1	301	269,1	254,3	250	227,9	231,8	262,6	257,4	174,9	238,9	263,6	256,4	2987,9
2001	1	1	284,4	244	231,9	242,6	210,9	253,1	220	238	200,2	228,5	195,2	233,8	2782,6
2002	1	1	304,8	258,8	261,8	250,2	230,6	248,5	264,5	243,2	192,3	239,8	275,7	291,6	3061,8
2003	1	1	298,9	237,6	218,8	203,6	210,5	179	211,6	230,2	215,7	208	202,7	249,9	2666,5
<b>MEDIOS</b>			322,7	280,4	287	231	224,1	228,7	234,2	228,3	201,3	210,1	229	271,6	2948,3
<b>MÁXIMOS</b>			925,7	791,8	909,9	250,2	273	264,9	264,5	279,8	276	256,5	275,7	298,1	925,7
<b>MÍNIMOS</b>			205,8	237,3	218,8	194,1	195,9	179	191,4	153,6	136,8	124,2	195,2	207,3	124,2

Tabla A9. VALORES MEDIOS MENSUALES DE NUBOSIDAD (Octas)															
AÑO	EST	ENT	ENERO	FEBRE	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTI	OCTUB	NOVIE	DICIE	VR ANUAL
1984	2	1									5	5	4	2	4
1985	2	1				3	4	4	4	4	4	4	3	3	4
1986	2	1	2	3											3
1987	2	1	2	3	3	5	4	5	5	5	5	5	3	3	4
1988	2	1	2												2
1990	1	1	2	2		3	4	5	4	4		5	4	3	4
1992	1	1	2	2	2	3	4	3	4	4	4	4	3	2	3
1994	1	1	2	2	3	3	4	4	4	4	5	4	4	2	3
1995	1	1	2	2	3	4	5	4	5	5	5			3	4
1996	1	1	2	3	4			5		4		4	5	2	4
1997	1	1	2	3	2	4	4	4	4	3	4	4	3	2	3
1998	1	1	2	3		4	5	5	4	4	5	5	4	3	4
1999	1	1	2	3	4	4	6	6	6	5	5	5	4	8	5
2000	1	1	2	3	3	4	5	4	5	5	6	5	4	4	4
2001	1	1	3	3	4	4	5	4	5	4	5	5	5	4	4
2002	1	1	2	3	3	5	5	5	4	5	5	5	4	3	4
2003	1	1	3	4	4		5	6	5	5	5	5	5	4	5
MEDIOS			2	3	3	4	5	5	5	4	5	5	4	3	4
<b>MÁXIMOS</b>			3	4	4	5	6	6	6	5	6	5	5	8	8
<b>MÍNIMOS</b>			2	2	2	3	4	3	4	3	4	4	3	2	2

Tabla A10. Porcentaje de distribución de vientos en la zona de estudio de Diciembre a Febrero ( m / s )												
DIR	0.2 - 0.6	0.7 - 1.0	1.1 - 1.6	1.7 - 2.1	2.2 - 2.7	2.8 - 3.3	3.4 - 4.0	4.1 - 4.8	> 4.8	%TOTAL	MEAN SPEED	DIR
N	*	3,3	17,8	7,8	3,3	1,1	1,1	*	*	34,4	1,64	N
NE	2,2	5,5	24,46	6,7	4,44	2,2	2,2	*	*	47,7	2,12	NE
E	1,1	2,2	1,1	1,1	*	*	*	*	*	5,5	1,10	E
SE	*	1,1	*	*	*	*	*	*	*	1,1	0,70	SE
S	1,1	*	1,1	*	*	*		1,1	2,2	5,5	3,82	S
SW	1,1	*	*	*	*	*	*	*	*	1,1	0,30	SW
W	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	W
NW	1,1	*	3,3	*	*	*	*	*	*	4,4	0,98	NW
VRBL										*	2.80	
CALM										0,3	*	CALM
TOTAL										100	1,23	TOTAL

Tabla A11. Porcentaje de distribución de vientos en la zona de estudio de Marzo a Mayo ( m / s )												
DIR	0.2 - 0.6	0.7 - 1.0	1.1 - 1.6	1.7 - 2.1	2.2 - 2.7	2.8 - 3.3	3.4 - 4.0	4.1 - 4.8	> 4.8	%TOTAL	MEAN SPEED	DIR
N	4,83	4,83	14,5	9,67	11,3	*	*	*	*	45,13	1,54	N
NE	1,61	4,83	6,45	4,83	4,83	3,22	*	*	*	25,77	1,69	NE
E	*	1,61	*	*	*	*	*	*	*	1,61	0,80	E
SE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	SE
S	1,61	1,61	*	*	*	*	*	*	*	3,22	0,75	S
SW	*	3,22	*	*	*	*	*	*	*	3,22	0,95	SW
W	3,22	3,22	*	*	*	*	*	*	*	6,44	0,57	W
NW	6,45	4,83	*	*	*	*	*	*	*	11,28	0,61	NW
VRBL										*	2.65	
CALM										3,33	*	CALM
TOTAL										100	1,050	TOTAL

Tabla A12. Porcentaje de distribución de vientos en la zona de estudio de Junio a Agosto ( m / s )												
DIR	0.2 - 0.6	0.7 - 1.0	1.1 - 1.6	1.7 - 2.1	2.2 - 2.7	2.8 - 3.3	3.4 - 4.0	4.1 - 4.8	> 4.8	%TOTAL	MEAN SPEED	DIR
N	5,43	8,12	2,17	*	*	*	*	*	*	15,72	0,81	N
NE	13,12	11,45	7,60	1,08	*	*	*	*	*	33,25	0,81	NE
E	6,52	2,17	1,08	*	*	*	*	*	*	9,77	0,57	E
SE	7,60	*	2,17	*	*	*	*	*	*	9,77	0,48	SE
S	5,43	3,26	3,26	*	*	1,08	*	*	*	13,03	1,03	S
SW	6,52	*	*	*	*	*	*	*	*	6,52	0,36	SW
W	5,43	*	*	*	*	*	*	*	*	5,43	0,32	W
NW	4,35	*	1,08	*	*	*	*	*	*	5,43	0,48	NW
VRBL										*	2.17	
CALM										1,08	*	CALM
TOTAL										100	0,33	TOTAL

Tabla A13. Porcentaje de distribución de vientos en la zona de estudio de Septiembre a Noviembre ( m / s )												
DIR	0.2 - 0.6	0.7 - 1.0	1.1 - 1.6	1.7 - 2.1	2.2 - 2.7	2.8 - 3.3	3.4 - 4.0	4.1 - 4.8	> 4.8	%TOTAL	MEAN SPEED	DIR
N	3,27	4,30	3,29	*	1,12	2,19	*	*	*	14,17	1,27	N
NE	6,61	6,59	3,29	*	*	*	*	*	*	16,49	0,66	NE
E	1,12	3,29	1,12	*	*	*	*	*	*	5,53	0,59	E
SE	4,41	2,17	*	*	*	*	*	*	*	6,58	0,50	SE
S	7,67	3,29	4,41	1,12	2,17	*	*	*	*	18,66	1,02	S
SW	2,18	5,47	2,19	1,12	*	*	*	*	*	10,96	1,10	SW
W	8,75	1,12	1,09	*	*	*	*	*	*	10,96	0,54	W
NW	8,75	5,51	*	*	*	*	*	*	*	14,26	0,50	NW
VRBL										*	2.23	
CALM										2,39	*	CALM
TOTAL										100	0,65	TOTAL

<b>Tabla A14. Porcentaje de distribución de vientos anual en la zona de estudio ( m / s )</b>												
<b>DIR</b>	<b>0.2 - 0.6</b>	<b>0.7 - 1.0</b>	<b>1.1 - 1.6</b>	<b>1.7 - 2.1</b>	<b>2.2 - 2.7</b>	<b>2.8 - 3.3</b>	<b>3.4 - 4.0</b>	<b>4.1 - 4.8</b>	<b>&gt; 4.8</b>	<b>%TOTAL</b>	<b>MEAN SPEED</b>	<b>DIR</b>
<b>N</b>	29.05	19.55	*	*	*	*	*	*	*	48.60	0.84	<b>N</b>
<b>NE</b>	5.59	5.59	*	*	*	*	*	*	*	11.17	0.82	<b>NE</b>
<b>E</b>	1.12	0.56	*	*	*	*	*	*	*	1.68	0.65	<b>E</b>
<b>SE</b>	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	<b>SE</b>
<b>S</b>	3.35	*	*	*	*	*	*	*	*	3.35	0.53	<b>S</b>
<b>SW</b>	2.23	0.56	*	*	*	*	*	*	*	2.79	0.59	<b>SW</b>
<b>W</b>	1.12	*	*	*	*	*	*	*	*	1.12	0.53	<b>W</b>
<b>NW</b>	8.38	5.03	*	*	*	*	*	*	*	13.41	0.72	<b>NW</b>
<b>VRBL</b>										*	0.67	<b>VRBL</b>
<b>CALM</b>										17.88	*	<b>CALM</b>
<b>TOTAL</b>										100	0.79	<b>TOTAL</b>

