



ARTÍCULO

Potencial en Colombia para el aprovechamiento de la energía no convencional de los océanos

Potential in Colombia for better use of the ocean non-conventional energy

Fecha recepción: 2006-07-11 / Fecha aceptación: 2006-08-14

Rafael Ricardo Torres Parra

E-mail: rtorres@cioh.org.co

Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas CIOH,
Isla Manzanillo, Cartagena de Indias D.T. y C.

Carlos Alberto Andrade Amaya

E-mail: candrade@costa.net.co

Grupo de Investigación en Oceanología

Escuela Naval "Almirante Padilla",
Isla Manzanillo, Cartagena de Indias D.T. y C.

Resumen

Se evalúan los sitios en la geografía colombiana que debido a sus condiciones oceanográficas, cuentan con mayor potencial para la generación eficiente y económicamente competitiva de electricidad a partir de la energía no convencional contenida en los océanos. Se evalúan las corrientes de marea en Bahía Málaga en el océano Pacífico, encontrando que para explotar este tipo de energía sería necesario realizar unas modificaciones a los canales de acceso para alcanzar la velocidad de corrientes requeridas, los cuales por la magnitud de las obras e impacto negativo en la bahía desestiman esta alternativa. En el Caribe se valora la energía contenida en las olas de viento para la península de la Guajira, encontrando por métodos indirectos un flujo de energía promedio anual de 11.67 KWm^{-1} . Al analizar una serie de tiempo de 28 días colectada con una boya de oleaje direccional en Bocas de Ceniza Barranquilla, se encontró un flujo promedio de energía de 16.11 KWm^{-1} , la cual supera los niveles mínimos (15 KWm^{-1}) para la generación económica de electricidad. En la Isla de San Andrés se analiza el gradiente térmico del océano, encontrando las condiciones oceanográficas necesarias para aprovechar esta energía con capacidad de satisfacer la demanda de electricidad de la Isla.

Palabras claves: Energía No Convencional, Clima de Olas, Boya de Oleaje Direccional, Corrientes de Marea, Gradiente Térmico.

CIOH
www.cioh.org.co

Abstract

Colombia's geography sites which have greater potential for efficient and economically competitive electricity generation from non-conventional the ocean sources, due to their oceanographic conditions are evaluated in this article. Tidal currents were evaluated at Malaga Bay (Bahía Málaga) on the Pacific Ocean, finding that in order to exploit this type of energy some modifications to the access channels were needed to reach the required current velocity. This alternative was rejected because of the great magnitude of the modification works and negative impact on the bay. On the Guajira peninsula, on the Caribbean Sea, the energy content on the wind waves was valued, finding by indirect methods an annual mean energy flux of 11.67 KWhm^{-1} . A time series of 28 days collected with a directional wave buoy on Bocas de Ceniza Barranquilla was analyzed, finding a mean energy flux of 16.11 KWhm^{-1} , over the minimum levels (15 KWhm^{-1}) needed for economic electricity generation. On San Andres island the thermal gradient of the ocean was analyzed, finding the oceanographic conditions required to take advantage of this energy, with capacity to assure the complete electricity demand on the island.

Key words: Non Conventional Energy, Wave Climate, Directional Wave Buoy, Tidal Currents, Thermal Gradient.

Introducción

La humanidad desde mediados del siglo pasado ha tomado conciencia de la imperiosa necesidad de cuidar el medio ambiente buscando un desarrollo sostenido y en equilibrio con el planeta. En este contexto, se ha determinado que una de las principales fuentes contaminantes del mundo ha sido el uso continuo y desmedido de la energía fósil, la cual en industrias como las termoeléctricas genera gran cantidad de bióxido de carbono entre otros gases perjudiciales relacionados

directamente con diversos problemas globales tal como el calentamiento del planeta, drásticas variaciones climáticas, aumento del nivel del mar, descongelamiento de los polos, entre otros (Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente).

La comunidad internacional consiente de esta situación han iniciado planes a mediano plazo para la sustitución de fuentes de energía convencionales, conociéndose incluso esfuerzos regulatorios como el protocolo de KYOTO de 1997 que trata del control a la emisión de gases de efecto invernadero. Debido a esta convicción mundial, desde finales del siglo pasado se ha iniciado una constante búsqueda de nuevos sistemas de explotación de energía no convencional como la solar o eólica, para lo cual toman especial relevancia aquellas que provengan de recursos naturales abundantes, sean limpias y renovables, condiciones que han sido satisfechas por diversas técnicas para aprovechar la energía contenida en los océanos, las cuales son poco conocidas en nuestra nación.

Colombia, a pesar de ser un país privilegiado con más de 2900 kilómetros de litoral y bañado por dos océanos con una superficie del territorio marítimo casi igual a la del territorio terrestre, basa su capacidad de generación eléctrica en hidroeléctricas y termoeléctricas, ambas fuentes hoy día en entre dicho por su impacto negativo en el medio ambiente, desconociendo nuevas tecnologías disponibles a nivel mundial para la generación de energía con fuente en el océano, la que presenta grandes ventajas frente a otras fuentes convencionales.

En el presente artículo se muestran los resultados más significativos de un trabajo de investigación en el cual se analizó el potencial en Colombia para la generación de energía no convencional con base a la energía contenida en las mareas, oleaje y gradiente térmico.

Metodología y resultados

Principales Sistemas de Explotación de Energía Oceánica

El océano mundial acumula diversas clases de energía. Se ha calculado que la parte accesible a esta energía supera el volumen total del consumo del mundo calculada para 1986 en unos 3×10^{20} Julios [1]. Esta inmensa capacidad toma importancia en un mundo en que la demanda de energía aumenta en tanto las reservas de hidrocarburos disminuyen permanentemente [2].

Existen diferentes sistemas en desarrollo para aprovechar esta inmensa energía contenida en los océanos. Algunos sin mucho desarrollo se basan en el uso de sulfuro de hidrógeno [3], de biomasa con fuente en el océano por medio de plantaciones en los océanos de algas [4], del gradiente de salinidad o energía osmótica el cual requiere de una fuente de agua dulce cerca de las concentraciones salinas [5], o la posibilidad de explotar la energía de las corrientes oceánicas como la Corriente del Golfo [6]. Sin embargo el mayor desarrollo industrial se ha dado en la explotación de la energía contenida en las mareas [7], olas de viento y por el gradiente térmico del océano, los cuales serán discutidos en el artículo.

Conversión de Energía a Partir de las Corrientes de Marea

La energía que contiene la marea ha sido utilizada desde hace mucho tiempo por el hombre pero no se explota masivamente a nivel mundial, debido a que es más costosa que otras fuentes como las hidroeléctricas. La primera central eléctrica mareomotriz se construyó en Rance, Francia en 1967 y como otras en operación, requieren grandes amplitudes de marea.

Estas centrales consisten en un embalse contenido por un dique con un arreglo de turbinas el cual durante la pleamar se llena. Cuando la marea es baja en el exterior se hace pasar el agua del embalse a través de las

turbinas hacia el exterior. Cuando por acción de la marea el nivel exterior nuevamente es alto se hace pasar otra vez el agua a través de las turbinas llenando la presa hasta el mismo nivel exterior. El movimiento del agua pasando por las turbinas debido a los cambios de marea es el que genera la energía eléctrica. Su generación disminuye durante las mareas de cuadratura y se pueden conocer valores medios que no dependen del régimen de lluvias como en las hidroeléctricas.

Cuando la amplitud de marea no es suficiente para pensar en instalar centrales mareomotrices clásicas, existen nuevas opciones que explotan las corrientes de marea. Estas corrientes se deben a los desplazamientos horizontales de las partículas de agua por los cambios cíclicos del nivel del agua, conocidas también como corrientes de flujo y reflujo, que alcanzan velocidades de hasta 6ms^{-1} en algunos estrechos. Algunas empresas cuentan con instalaciones de turbinas prototipo que actualmente generan electricidad con base a estas corrientes de marea [7].

Estas turbinas desde el punto de vista técnico son muy similares a las grandes turbinas de viento de eje vertical utilizadas por más de 30 años en el aprovechamiento de la energía eólica, por lo cual se compara su funcionamiento y diseño con un ultra eficiente molino de viento sumergido, el cual aprovecha principalmente la energía cinética de las corrientes y la alta densidad del agua del océano, la cual es 832 veces mayor a la del aire, lo cual permite que una corriente en el océano de 2.57ms^{-1} contenga más energía cinética que un viento de 75ms^{-1} [7].

Las ventajas de la generación eléctrica por corrientes de marea son el poder predecir la potencia de salida al depender de la amplitud de marea la cual es fácilmente pronosticada, la alta densidad del agua de mar que permite en relativamente pequeños espacios una gran generación eléctrica y su diseño modular que facilita utilizar esta tecnología en cualquier escenario en que las velocidades de flujo excedan los 1.75ms^{-1} . Por otro lado su principal desventaja es el instante en que cambian de

sentido las corrientes de marea, porque la velocidad del flujo es cero, con lo cual no habría generación eléctrica durante esos instantes. Para solucionar esto se han propuesto como alternativas, operar el sistema con otro auxiliar como la generación diesel o un sistema interconectado.

En Colombia la altura máxima del régimen medio de la marea en el Caribe alcanza los 0,52 m en Cartagena [8], en tanto que en el Pacífico se cuenta con una altura de 4.5 m en Buenaventura y 3.8 m en Tumaco [9]. Este rango de marea descalifica al Caribe para el uso de las corrientes de marea como fuente de energía.

Para analizar la explotación de este tipo de energía en el Pacífico colombiano se escogió a Bahía Málaga (latitud $03^{\circ} 56' N$ y longitud $77^{\circ} 20' W$) al oeste de Buenaventura como un sitio con buen potencial por ser una bahía cerrada con dos canales de acceso, el del Norte o de Juan Chaco y el del Sur o Juan de Dios. Así mismo ante la poca información de las velocidades de corrientes en el Pacífico, Bahía Málaga cuenta con estudios oceanográficos desarrollados entre 1984 y 1986 por la compañía Sueca SWECO [10] durante la construcción de la Base Naval, la cual incluye información de la hidrodinámica del lugar con base en mediciones de correntómetros, boyas de deriva y mareógrafos.

Como la velocidad de la corriente de marea depende de la amplitud de la marea, se obtendrán diferentes velocidades máximas durante las mareas de sicigia y las de cuadratura, siendo este el rango entre los que fluctúa la velocidad máxima de la corriente de marea.

Así por ejemplo, el 28 de abril de 1985, de acuerdo con la instrumentación de SWECO, con una marea de cuadratura con rango de 2 metros, la velocidad de la corriente para el canal de Juan Chaco máxima fue de 0.82 ms^{-1} a 6 m de profundidad, en tanto que para el canal de Juan de Dios fue de 0.5 ms^{-1} a 7 m de

profundidad. El 7 de mayo del mismo año con una marea de sicigia con rango de 3.7 metros, la velocidad de la corriente para el canal de Juan Chaco fue de 1.51 ms^{-1} mientras que en el canal Juan de Dios fue de 0.96 ms^{-1} . Estos resultados son poco alentadores teniendo en cuenta la necesidad de una velocidad de corriente superior a los 1.75 ms^{-1} para generar electricidad de manera eficiente con base en la corriente de marea.

Sin embargo a pesar de no encontrarse esta velocidad de manera natural en la Bahía, es posible obtenerla si mediante obras de ingeniería se reducen las áreas transversales de los canales logrando aumentar la velocidad del flujo. Para hacer un acercamiento inicial a esta posibilidad se utilizó un modelo hidrodinámico unidimensional propuesto en el Manual de Ingeniería Costera (CEM) del Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos [11], para calcular las corrientes de marea con base en el nivel del mar. Este modelo se calibró con los datos obtenidos por SWECO, para finalmente introducir unos cambios en las áreas de los canales hasta obtener la velocidad mínima necesaria para la generación de electricidad.

Este modelo logra una buena aproximación con las ecuaciones de conservación de masa y de movimiento unidimensional, teniendo en cuenta el efecto de la inercia y la frecuencia de Helmholtz por la cual puede ocurrir una amplificación en la amplitud de la marea en la bahía. Para esto, se asumen paredes verticales en la bahía, inexistencia de descarga significativa de ríos, inexistencia de corrientes debidas a la diferencia de densidad, se aproximan las fluctuaciones de la marea a sinusoidales, uniformidad en el aumento del nivel de agua en la bahía y el área de flujo del canal de entrada constante. A pesar de que varias de estas condiciones parecen severas son razonables para las condiciones de Bahía Málaga.

El modelo permite estimar la amplitud de marea en la bahía (α_n), la fase de retraso (ϵ) y

un coeficiente adimensional V'_m con el cual se puede calcular la velocidad promedio máxima en el canal (V'_m). Con estos parámetros se calcula la velocidad de la corriente en el canal y la altura de la marea en la bahía como funciones del tiempo. En la tabla 1 se comparan las salidas del modelo con los resultados medidos in situ por SWECO.

Tabla 1. Comparación Resultados de Velocidad de Corriente.

Fuente	Nivel del Mar (m)	Canal Juan Chaco Velocidad (ms^{-1})	Canal Juan Dios Velocidad (ms^{-1})
SWECO	2	0.820	0.500
Modelo	2	0.819	0.513
SWECO	3.7	1.510	0.960
Modelo	3.7	1.515	0.950

Al observar lo cercano de los valores de velocidad en ambos canales podemos aceptar que el modelo arroja resultados acorde con la realidad con un error del orden de milímetros por segundo. Calibrado el modelo con los resultados descritos se modificaron las características de los canales con el fin de alcanzar mayores velocidades de corriente. Para esto se elaboraron múltiples pruebas con el modelo bajo la premisa de que el canal de Juan Chaco debía mantenerse sin modificar por cuanto es el canal principal de navegación y si bien actualmente no es utilizado en su máxima capacidad, debe mantenerse por ser este un punto de desarrollo para la bahía en el futuro.

La condición necesaria para hacer viable la bahía para la generación de electricidad por las corrientes de marea es que incluso en el periodo de marea de cuadratura la velocidad supere los $1.75 ms^{-1}$. Para lograr esto se mantuvo igual el canal de Juan Chaco para asegurar la navegabilidad en la bahía, en tanto que fue necesario modificar en el modelo drásticamente las condiciones del canal de Juan Dios, hasta obtener 15 m de profundidad, 300 m de ancho y 50 m de largo. Con estas nuevas condiciones introducidas en el modelo se obtuvo una velocidad máxima en el canal Juan de Dios de $1.948 ms$ durante marea de cuadratura (rango de 2 m).

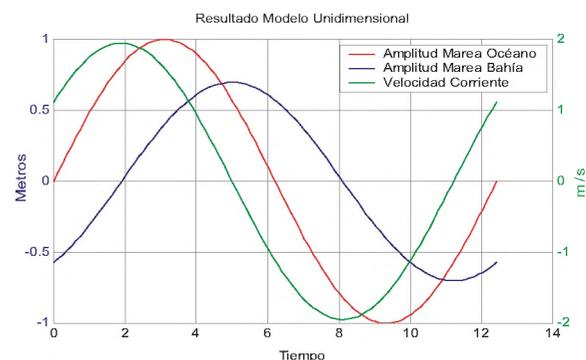


Figura 1. Resultados del modelo unidimensional muestran el Nivel del Canal Juan Chaco en Marea de Sicigia. Velocidades de Corriente (verde eje derecho), Amplitudes de Marea (eje izquierdo) en el Mar Afuera (rojo) y en la Bahía (azul).

En el resultado se observa que si bien mediante modificaciones antropogénicas a los canales se puede conseguir la velocidad deseada, otras condiciones de la bahía serían modificadas. Por ejemplo en la figura 1 se aprecia que la amplitud de la marea en la bahía (azul) es mucho menor a la del mar abierto (rojo), lo cual haría que disminuyera el nivel de agua en la bahía causando impactos en la flora y fauna del área intermareal. Igualmente el desfase entre las mareas del mar abierto y la de la bahía sería mayor.

Conversión de Energía a Partir de las Olas de Viento

Las olas producidas por la acción del viento sobre la superficie del océano contienen gran energía dependiendo especialmente de su altura, la cual se debe a la intensidad del viento, el tiempo y la distancia durante la cual este afectó la superficie marina. Estas olas poseen una enorme fuerza encerrando gran cantidad de energía. Se ha calculado la potencia de las olas en el océano mundial en unos 3 mil millones de KW [1]. A pesar que este potencial es muy alto el problema radica en poder transformar con los mayores niveles de eficiencia la energía de las olas en electricidad.

En 1802 Gerstner propuso la primera teoría de olas superficiales y hacia 1880 se iniciaron los primeros intentos por aprovechar la energía de las olas. Por ser quizás la forma de energía oceánica más evidente, desde entonces se han patentado infinidad de diversos sistemas a lo largo y ancho del mundo con este propósito. El éxito de estos dispositivos depende del rendimiento del convertidor de energía el cual ha alcanzado un rendimiento de casi el 40% transformando la energía de las olas en energía absorbida por el dispositivo, y del 85% transformando la energía absorbida en energía eléctrica [12].

Este sin número de ingeniosos dispositivos para su estudio pueden clasificarse según los efectos físicos que se aprovechan de las olas, según su ubicación o según el sistema de conversión de la energía absorbida, en eléctrica. El desarrollo tecnológico de muchos dispositivos se encuentra en la actualidad muy avanzado no sólo con prototipos probados en el océano sino incluso algunos de ellos están en la etapa comercial. Dada la gran cantidad de posibilidades tecnológicas en el mercado que se ajustan a las condiciones del lugar, su implementación está restringida por el clima de olas del lugar.

El clima de olas de un sitio geográfico no es más que conocer estadísticamente el comportamiento de la altura de las olas y su periodo por direcciones, durante un lapso considerable de tiempo. Con esta información se pueden calcular los diferentes niveles de potencia o energía contenida en ellas, generalmente calculada por unidad de longitud de su frente. Si el tipo de olas de un lugar ofrece muy poca potencia, lo cual se caracteriza principalmente por la baja altura de las olas, no es viable aprovechar esta energía por cuanto la generación resulta muy costosa.

La teoría de olas más utilizada es la propuesta por Airy (1845) [13] conocida como Teoría Lineal de Ondas. En esta, el total de energía contenida en un sistema de olas corresponde a la suma de su energía cinética, asociada a la

velocidad de las partículas del agua en movimiento y la energía potencial contenida en la masa del fluido en la cresta de la ola. El total de energía contenida en una ola por unidad de ancho del frente de la ola será:

$$E = E_k + E_p = \frac{\rho g H^2 L}{16} + \frac{\rho g H^2 L}{16} = \frac{\rho g H^2 L}{8} \quad \left(\frac{J}{m} \right)$$

Donde en la energía el subíndice k corresponde a cinética y p a potencial, L a longitud de onda, ρ es densidad del agua de mar, g aceleración de gravedad y como H altura de la ola.

Esto nos permite llegar al concepto de flujo de energía, el cual es la variación en el tiempo en la cual la energía se trasmite en dirección a la propagación de la ola a través de un plano vertical perpendicular a la dirección de avance de la ola, el cual se extiende hacia abajo toda la profundidad. El flujo promedio de energía por unidad de ancho de la cresta de la ola, transmitida a través de un plano vertical perpendicular a la dirección de avance de las olas será:

$$\bar{P} = \bar{E} C_g \quad \left(\frac{Wat}{m} \right)$$

Donde \bar{P} también se conoce como potencia promedio de la ola y C_g es la velocidad de grupo. El concepto de flujo de energía o potencia de la ola, permite conocer la cantidad de energía eléctrica que puede generarse mediante el uso de uno u otro dispositivo, de manera que pueda estimarse si estos pueden ser utilizados para la generación de energía a precios económicamente competitivos.

Como este concepto se desprende de la teoría lineal de ondas, la cual divide el comportamiento de las olas según la relación entre la profundidad y la longitud de la onda, clasificándolas como de aguas profundas, de transición y someras, es posible calcular el flujo de energía para cada una de estas relaciones. Se logró estimar teóricamente que la potencia de la ola y por lo tanto, la energía de flujo es mayor cuando la ola tiene comportamiento de aguas profundas. Debido a

esto es posible calcular el mayor flujo de energía de un lugar mediante el conocimiento del clima de olas de aguas profundas. La ecuación entonces de flujo de energía para aguas profundas utilizada fue la siguiente:

$$\bar{P} = \frac{T}{8\pi} \rho g^2 \left(\frac{H}{2} \right)^2 \quad (\text{Wat/m})$$

De la ecuación de flujo de energía se observa que este es directamente proporcional al periodo de la ola T y al cuadrado de la altura de la ola, siendo esta última característica la más dominante.

Una vez calculado el flujo de energía para el clima de olas de un lugar en aguas profundas, cada uno de los dispositivos existentes logra absorber un porcentaje de esta energía disponible. Acuerdo información del Programa Danés de Energía de Olas [12], en el cual se evalúan 12 diferentes dispositivos transformadores, la eficiencia total, que corresponde a la razón entre la energía eléctrica producida sobre la energía de flujo por longitud del dispositivo contra la ola, se encuentra entre el 1 y 18%. De ahí la necesidad de conseguir sitios con valores altos de potencia de las olas, pues la tecnología actual no permite aprovechar ni si quiera un 20% de la energía teóricamente disponible.

La Red Temática Europea para la Energía por Olas [14] dice que actualmente se requiere que en promedio la potencia de la ola sea de 15 KW por metro de ancho de la cresta para poder generar electricidad a precios competitivos. Para calcular el flujo de energía máximo en las costas colombianas se requiere información del clima de olas de un lugar, el cual incluye información del porcentaje de ocurrencia al año de las diferentes alturas de las olas, sus periodos entre otros importantes datos que permiten una caracterización básica de la dinámica del oleaje. Generalmente este clima de olas es determinado por boyas de oleaje direccional utilizadas para tomar series de tiempo con la información de las olas de un lugar (altura, periodo y dirección). Para el 2003, año en el

que se realizó la evaluación inicial del potencial en Colombia para este tipo de energías, no se contaba con este tipo de boyas, por lo cual fue necesario recurrir a otras fuentes que permitieran caracterizar el clima de olas de una región, como lo son el uso de satélites y de bases de datos internacionales.

Para determinar la altura de las olas en las diferentes regiones litorales del país con el fin de evaluar de manera preliminar los sitios con mayor potencial, se utilizó el Atlas de Young [15], el cual se basa en información del satélite GEOSAT. Este satélite de órbita polar viajó a 800 Km de altura y a través de un altímetro lograba obtener mediciones de la altura significativa de la ola, velocidad del viento y nivel de la superficie del agua. En las calibraciones se determinó una diferencia en la altura de las olas medidas con el satélite frente a la medida con boyas de +/- 10% arrojando promedios menores. El Atlas de Viento y Olas está compuesto por más de 45 millones de observaciones del satélite para todo el océano, las cuales fueron organizadas en una grilla de $4^\circ \times 4^\circ$, de los cuales en la costa colombiana tocan dos elementos en el Pacífico y cuatro elementos en el Caribe.

Al analizar los resultados se encontró que los elementos del Pacífico contaron con altura de ola (1.14 y 1.26 metros) por debajo de los promedios del Caribe (1.721, 1.69, 1.727 y 1.56 metros) lo cual los descalifica. Finalmente, se determinó analizando la altura de la ola, su desviación estándar y la estabilidad en la dirección del viento, que la zona con mejores condiciones para la generación de corriente eléctrica a partir de las olas es la que se encuentra al norte de la península de la Guajira. Este tipo de apreciaciones tiene un alto componente subjetivo, debido a la falta de información del clima de olas en el litoral colombiano, por lo que es una propuesta para evaluar el potencial de la energía de las olas en las costas colombianas cuando no hay datos instrumentales in situ.

Para conocer los porcentajes de ocurrencia de las alturas de las olas en un año, se usó

información disponible en el Atlas de Young [15] para el área seleccionada, el cual entrega una curva de probabilidad de excedencia para el sector de la Guajira, a partir del cual se logran determinar los porcentajes de probabilidad de las diferentes alturas de ola que se presentan en este sector (en promedio) durante un año. Los resultados se encuentran en la tabla 2.

La otra variable necesaria para determinar el flujo de energía es el periodo de las olas, información que no es posible obtener a partir de los satélites. Para esto se utilizó el trabajo de Gulev y Hasse [16] con la información recopilada por la Comprehensive Ocean Atmosphere Data Set COADS, en el cual se almacenan los datos de las observaciones voluntarias de buques en ruta de 1964 a 1993 en grillas de $5^\circ \times 5^\circ$. Se utilizaron dos archivos de datos, uno con la altura de las olas de viento y otro con el periodo. Se tomaron los 360 datos (30 años \times 12 meses) de promedios mensuales de altura y periodo de la ola para el elemento de la grilla con centro en latitud 15° N y longitud 70° W. Los resultados del periodo para cada altura de ola se incluyen en la tabla 2.

Tabla 2. Estimación de la Potencia de la Ola para la Península de la Guajira.

Altura Ola (m)	Periodo Ola (s)	Longitud Onda (m)	Potencia Ola (KWm^{-1})	Ocurrencia %	Horas / Año (h/a)	Potencia x Ocurrencia (kW^*h/m^*a)
0.5	-	-	0.0	2	175	0
1.0	4.66	33.9	4.5	60	5,256	23,867
2.0	5.38	45.2	21.0	35	3,066	64,293
3.0	6.10	58.0	53.5	3	263	14,059
			Sumatoria	100	8,760	102,219

De la tabla 2 se observa que la sumatoria de la potencia por la ocurrencia es de 102,219 kilovatios hora por metro al año. Al dividir esta cifra por 8,760 horas al año se obtiene el promedio anual de potencia de ola o flujo de energía para la Guajira, el cual es de $11.67 KWm^{-1}$. Esta cifra resulta cercana a la calculada por la Red Temática Europea para la Energía por Olas para el Caribe colombiano ($11KWm^{-1}$), y desafortunadamente resulta muy baja para pensar en aprovechar con la tecnología actual la

energía contenida en las olas para la producción de electricidad.

Se analizaron otras posibles fuentes para tomar los datos de altura de ola como la recopilada por otros satélites como el TOPEX-Poseidón (figura 2), datos del modelo numérico de altura de oleaje para el Caribe NedWAM (Netherland's Wave Model) [17], y la utilización de los datos del Comprehensive Ocean Atmosphere Data Set COADS utilizando el trabajo de Gulev y Hasse [16]. Se realizó una comparación de estas fuentes para el mes de agosto 2001, encontrando importantes diferencias, por lo cual para obtener cálculos más detallados se considera necesario utilizar información de oleaje medidos in situ.

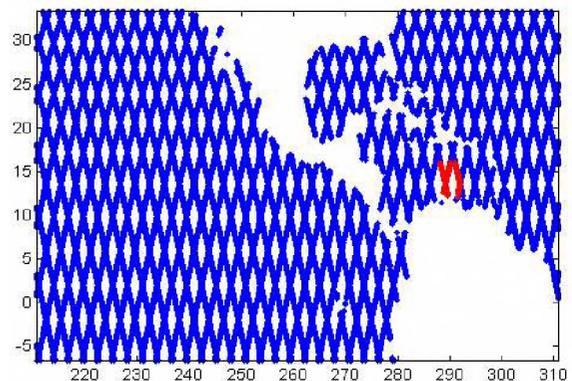


Figura 2. Gráfica del Programa MATLAB para calcular la altura de la ola con base en Información del Satélite TOPEX-Poseidón. En Rojo Superposición de Puntos con Información de Altura de la Ola Sobre la Grilla Seleccionada. Otros Puntos con Información de altura de ola en Azul.

Conversión de Energía a Partir de Gradiente Térmico del Océano

Para la explotación del gradiente térmico del océano, los principales avances tecnológicos han llevado a la construcción de plantas de Conversión de Energía Térmica del Océano - OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion), las cuales han sido probadas en prototipos en

las islas Hawaii y en Nauru durante los últimos años [18]. Estas plantas se dividen según su funcionamiento en las de ciclo cerrado las cuales utilizan un flujo de trabajo como el amoniaco, en ciclo abierto usando como fluido de trabajo el agua de mar y un ciclo híbrido que corresponde a la combinación entre los dos primeros.

Para evaluar si este tipo de sistemas cuenta con las condiciones oceanográficas necesarias para ser implementado en Colombia, es necesario tener en cuenta las limitaciones técnicas de las plantas OTEC, las cuales servirán para evaluar diferentes sitios de nuestra geografía. La principal condición es contar con una diferencia de temperaturas de 20° C durante todo el año entre el agua superficial y el agua profunda, sin lo cual el ciclo termodinámico de Rankine para plantas de vapor, en el cual se basa la tecnología OTEC, no es posible.

En los prototipos se encontró que entre el 20 y 30% de la energía total producida por la planta es utilizada en el consumo propio, el cual se debe principalmente a la potencia que requieren las bombas especialmente para traer a la planta el agua profunda. Debido a esto en la medida que se consigan los 20° C de diferencia de temperatura a la menor profundidad será mejor por cuanto la tubería será más corta bajando la potencia requerida por las bombas para traer el agua profunda a superficie, bajando los costos de la misma tubería y ganando eficiencia por cuanto la fricción del agua con la tubería hace que esta aumente su temperatura.

Hasta el momento se han propuesto tres tipos de plantas según su ubicación. Unas flotantes a bordo de buques o bongos, las segundas en construcciones sobre el nivel del mar en la plataforma continental, como las utilizadas en la explotación petrolera y una tercera en tierra. Las dos primeras para su operación, mantenimiento y transporte de la energía producida a tierra (cable submarino) y la tercera para hacer menos larga la tubería de

recolección de agua profunda, requieren la menor distancia horizontal desde tierra al lugar de explotación del gradiente térmico. Es decir cuanto más cerca de tierra se encuentre el sitio en cuya profundidad se obtenga la diferencia térmica de los 20° C, mejor. De ahí lo importante de lugares con alta pendiente en la plataforma continental.

Finalmente hay ciertas consideraciones económicas que deben ser tenidas en cuenta, las cuales inclinan el futuro próximo de las plantas OTEC hacia su utilización en islas. Debido a que las plantas de OTEC no alcanzan aún los niveles comerciales, sus avances tecnológicos no le permiten competir con la energía producida por las hidroeléctricas y otras centrales de energía convencional en cuanto al costo del KWh^{-1} . Este hecho y el que las islas distantes del continente dependen energéticamente de termoeléctricas con los problemas asociados de contaminación, dependencia continental y sobre costos de los hidrocarburos por el transporte y almacenamiento, hacen a OTEC ideal para este tipo de lugares. Otra ventaja para las Islas es que es posible comercializar el agua desalinizada producida en OTEC de ciclo abierto, igualmente el agua fría del fondo puede también ser utilizada para acuicultura o para aire acondicionado donde se ha calculado que un caudal de agua de $1 m^3 s^{-1}$ a 7° C permite enfriar 5800 cuartos con un consumo de 760 KW contra 5000 KW de los sistemas convencionales [19].

Para evaluar los sitios potenciales en Colombia debemos inicialmente tener en cuenta la mínima distancia horizontal entre tierra y el sitio de explotación energética dado el gradiente térmico. De acuerdo a la información de las plantas prototipo este gradiente se consigue en el mejor de los casos a poco más de los 600 m de profundidad. Revisando las cartas náuticas y hojas finales del Servicio Hidrográfico Colombiano, se buscaron las mayores pendientes en la plataforma continental colombiana, evaluando

específicamente Juradó en la frontera con Panamá, Cabo Corrientes y la isla de Malpelo en el Pacífico, y en el Caribe Punta Cinto al norte de Santa Marta, el cual presenta una pendiente de la plataforma continental pronunciada debido a la presencia del Cañón Aguja y la Isla de San Andrés. En esta Isla se encontró la mínima distancia horizontal (910 m) de los sitios evaluados preliminarmente. Si a este resultado se agrega la condición insular, encontramos que la Isla de San Andrés es el lugar en Colombia con más potencialidad para la generación eléctrica con fuente en el océano a través del sistema OTEC.

En cuanto a la población y generación eléctrica, San Andrés es una isla de 26 Km² que en el censo del DANE en el 2005 contaba con 55.426 habitantes, y cuenta con una potencia instalada de 52.000 KW de generación térmica [20], el cual puede ser cubierto completamente por sistemas OTEC.

Para encontrar la profundidad a la cual se encuentra el gradiente de los 20° C se utilizaron datos de diversos cruceros oceanográficos realizados por Buques de la Dirección General Marítima - DIMAR durante diferentes años y meses, recopilados en la Área de Oceanografía del CIOH. Por cuanto la información no es muy amplia, ni se encuentra para todos los meses se estimó la estacionalidad climática en el área de San Andrés utilizando la temperatura superficial del agua de mar, a partir de datos satelitales. Para esto se utilizó la información de los promedios mensuales de temperatura superficial para el Caribe del Centro de Distribución y Archivo Activo de Oceanografía Física PODAAC (Physical Oceanography Distributed Active Archive Center) del Jet Propulsion Laboratory (JPL) de la NASA en California Estados Unidos [21], quienes obtienen la información del sensor AVHRR (Advanced Very High Resolution Radiometers) abordo los satélites NOAA (National Oceanic & Atmospheric Administration) 7-9-11 y 14 con una resolución de 9 Km.

Para estudiar la estacionalidad de la temperatura superficial del Mar Caribe en el área de San Andrés se tomaron los años 1993, 1994, 1995 y 1996, los cuales han sido tomados por la NASA-JPL como base para calcular las anomalías de temperatura ya que durante este periodo no se presentaron efectos del Niño o la Niña, pudiéndose considerar estos como característicos o normales. Se promedió la temperatura superficial de manera mensual para los cuatro años. Los resultados se presentan en la figura 3 mes a mes. Basándose en los promedios mensuales de temperatura superficial, se calculó la serie de tiempo para un transepto al sur occidente de la isla de San Andrés. Con esta información se elaboró la curva de la serie de tiempo para los valores mes a mes, la cual se presenta en la parte superior de la figura 3.

Del análisis de la serie de tiempo respecto al transepto mencionado sobre los promedios mensuales, para el área sur occidental de San Andrés se encontró que los meses de septiembre y octubre corresponden a la estación de mayor temperatura o caliente con 29.5 y 29.01° C respectivamente. Los meses de enero, febrero y marzo corresponden a la estación de menor temperatura o fría con un mínimo de 27.09° C en febrero, en tanto que los demás meses se tomaron como de transición. Se buscó entonces el gradiente de los 20° C de temperatura que requiere el sistema OTEC para las tres épocas descritas utilizando la base de datos de los cruceros en el Caribe realizados por DIMAR, encontrando seis cruceros con estaciones en el área de San Andrés. Teniendo en cuenta la cercanía al área de interés, se utilizaron finalmente 12 estaciones hidrográficas, obteniendo un perfil representativo de temperatura para la época caliente, fría e intermedia.

Se encontró que el gradiente para la estación cálida se presenta a los 698 m, para la estación de transición el gradiente se presenta a los 691 m en tanto que para la estación fría la diferencia de 20° C de temperatura se encontró a los 748 m de profundidad. Teniendo en cuenta que el

sistema OTEC en todas las épocas del año necesita asegurar el gradiente térmico de los 20° C, y que la tubería de toma de agua fría se instala a una profundidad fija, se concluye para San Andrés que esta profundidad sería de 750 m, la cual evaluando la información hidrográfica disponible para el 2003, se estaría alcanzando a una distancia horizontal de aproximadamente 1300 m desde la línea de costa.

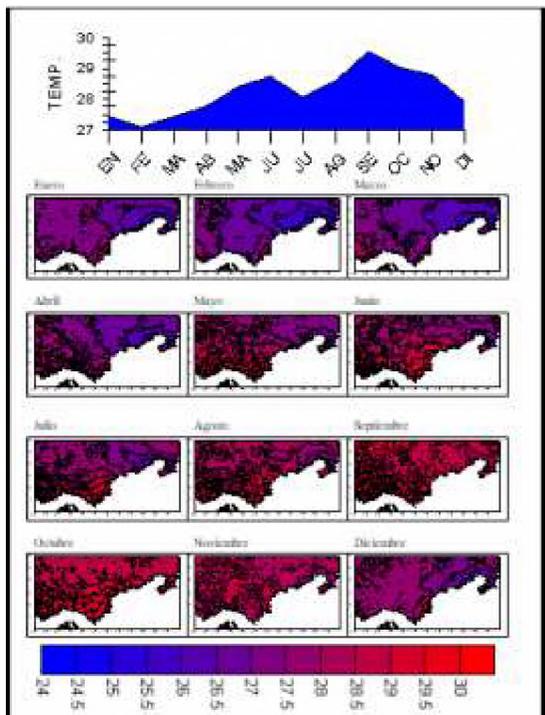


Figura 3. Arriba, serie de tiempo Transepto al Sur Occidente de San Andrés. Abajo promedios mensuales de temperatura superficial de 1993 a 1996. Datos satelitales de PODAAC.

Con el fin de validar los resultados obtenidos de la estación fría, se consultó la base de datos del World Ocean Atlas (WOA) [22] confirmando la profundidad del gradiente de 20° C encontrada con base en los cruceros de DIMAR. Esta base de datos se utilizó para analizar las condiciones oceanográficas existentes en el mes de febrero, que hacen que

el gradiente térmico de 20° C en este sector del Caribe se encuentre a mayor profundidad que en las demás épocas del año. Para esto se tomaron los datos entre los 11° y 14° de latitud Norte y entre 80° (280°) y 82° (278°) de longitud Oeste. No se incluyeron los datos del meridiano 83° W puesto que la presencia de la plataforma continental centroamericana no permite la toma de datos bajo a los 50 m de profundidad.

Se encontró que en los 10 primeros metros, San Andrés se encuentra en la parte con menor temperatura de la región de estudio. A los 50 metros de profundidad se observa un cambio sustancial, pasando a ser la parte norte la de mayor temperatura, sin embargo dado el gradiente pequeño (0.51° C) se estima que a esta profundidad se presenta una transición entre el comportamiento superficial y el subsuperficial. Ya a los 100 metros de profundidad se encontró el agua de mayor temperatura en el norte pero con un gradiente térmico de 2.43° C, indicando el centro de una corriente cálida que entra del norte hacia el Caribe sur occidental. Este comportamiento se mantiene hasta los 700 metros de profundidad disminuyendo la intensidad en el gradiente de temperatura al llegar en esta profundidad a los 0.68° C. Prácticamente a partir de los 800 metros de profundidad el agua es homogénea en cuanto a su temperatura.

Analizando este comportamiento, parece ser que en el mes de febrero, en los primeros 50 metros de profundidad el agua alrededor de la isla de San Andrés es 0.5° C más fría que en el resto del área presentada, debido a la presencia de la costa centroamericana que sirve como límite oeste y sobre su plataforma continental (profundidad 50 m) entra agua superficial del mar Caimán en sentido sur este alimentando la contracorriente Panamá-Colombia con aguas un poco más frías.

Por cuanto un gran caudal de agua superficial sale por el canal Chibcha y Bawihka hacia el mar Caimán [23], para conservar el balance de agua en las cuencas, agua subsuperficial y central entran por los mismos canales, siendo

aguas de mayor temperatura. Este caudal tiene su centro hacia los 100 metros de profundidad donde se presenta el más alto gradiente de temperatura y se mantiene hasta cerca de los 800 metros, donde la silla de los canales impiden el intercambio de aguas. Por esta razón a partir de los 50 y 100 metros de profundidad en adelante, agua más caliente entra por el norte de la isla de providencia donde se encuentran los canales mencionados.

Estas condiciones hacen que en febrero los 20° C de diferencia de temperatura que requiere el sistema OTEC se presenten a una mayor profundidad, lo cual se ilustra en la figura 4. En ella se observa la temperatura superficial a la izquierda y la temperatura a 700 m al centro. A la derecha la diferencia entre las dos anteriores. En esta última se observa como para febrero el lugar donde se encuentra la isla de San Andrés tiene la menor diferencia de temperatura entre la superficie y los 700 metros de profundidad. En cambio más hacia el Sur y Sureste a esta profundidad se consigue el gradiente de los 20° C distinguidos con el color amarillo.

Discusión

Al evaluar el potencial para la generación de electricidad en Bahía Málaga a partir de las corrientes de marea se encontró que con las características físicas actuales de la bahía, no se obtienen los niveles mínimos de velocidad requeridos para poder aprovecharlas eficientemente en la generación eléctrica. Utilizando un modelo unidimensional para calcular las velocidades de corriente que se obtendrían al alterar los canales de entrada a la bahía, se calculó que al disminuir el área de flujo del canal de Juan de Dios de 22.200 m² a 4.500 m² se lograría en marea de cuadratura con 2 m de rango una velocidad máxima de flujo de 1.948 ms⁻¹, la cual sería apropiada para la generación de electricidad en un rango aproximado entre 70 a 100 MW [24].

Este tipo de modificaciones tendrían repercusiones negativas como la disminución del rango de marea dentro de la bahía con el impacto ambiental consecuente en las zonas de bajamar de su perímetro, la modificación de la

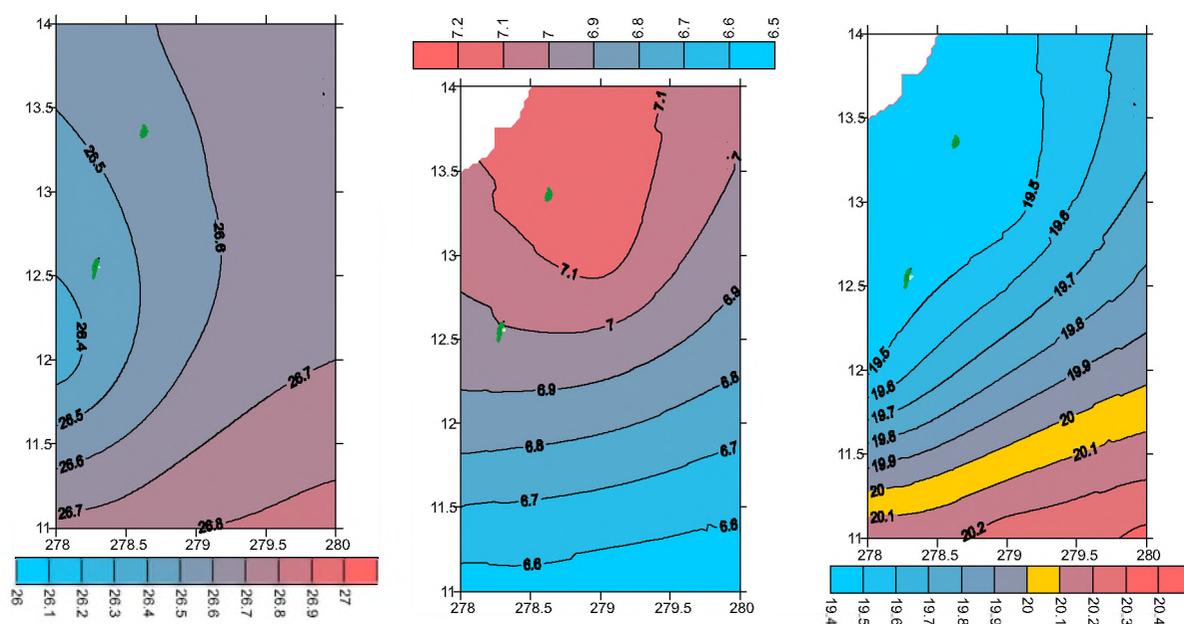


Figura 4. A la izquierda isotermas superficiales. Al centro isotermas a 700 m de profundidad. A la derecha la diferencia de temperatura entre 0 y 700 m. Resultado en amarillo la diferencia de 20° C. En verde la isla de San Andrés y Providencia. La parte blanca corresponde a falta de datos.

hidrodinámica del lugar con consecuencias en la navegación y los altos costos asociados con la construcción de una obra civil de esta envergadura. Esos resultados deben confirmarse con modelos hidrodinámicos más completos. Igualmente no fue posible estimar si en el resto del litoral Pacífico colombiano existen de manera natural las condiciones requeridas en las corrientes de marea por la falta de información y mediciones in situ, lo cual plantea desarrollos futuros en investigación oceanográfica en lugares como Punta Soldado en Buenaventura, el extremo de Cabo Corrientes o el sector del Morro en Tumaco.

En cuanto a la generación eléctrica a partir de la energía contenida en las olas de viento, se estimó que el sector al norte de la Península de la Guajira cuenta con el mayor potencial para la generación eléctrica, con un flujo de energía calculado de 11.67 KWm^{-1} , el cual no es suficiente para generar electricidad de manera eficiente con la tecnología actual [24].

En el cálculo del clima de olas para la Guajira se aceptó un considerable nivel de incertidumbre debido a las diferencias notables entre la altura de olas calculadas utilizando diferentes fuentes indirectas. Sin embargo, este escenario cambió puesto que la Dirección General Marítima en el 2004 inició el proyecto denominado Sistema de Medición de Parámetros de Oceanografía y Meteorología Marina SMPOM, dentro del cual se instalaron durante el 2006 dos boyas de oleaje direccional, una en Barranquilla y otra en Tumaco, con las cuales se puede caracterizar el clima de olas. Desafortunadamente problemas de vandalismo no han permitido coleccionar series de tiempo suficientemente largas.

En el caso de la boya del Caribe, esta colectó datos en aguas profundas del 23 de marzo al 19 de abril del 2006. Analizada la información de altura de la ola y periodo significantes, medidos cada hora durante una ventana de 20 minutos, se estimó que durante estos 28 días el flujo de energía promedio fue de 16.11 KWm^{-1} , mayor al

calculado con la metodología planteada usando fuentes indirectas. Este resultado es muy importante, pues muestra que por lo menos para estos días, podría ser económicamente viable la explotación de la energía contenida en las olas. En la medida que estas series de tiempo puedan completarse, se contará con excelente información para evaluar el potencial real para este tipo de energía.

La diferencia entre el flujo calculado al medido se debe principalmente a que el porcentaje de ocurrencia medido en olas entre 0.5 y 1.5 m fue del 42%, en tanto que para las olas de 1.5 a 2.5 m fue del 54.5%, a diferencia del 60% y 35% estimado para estas alturas usando el Atlas de Young [15].

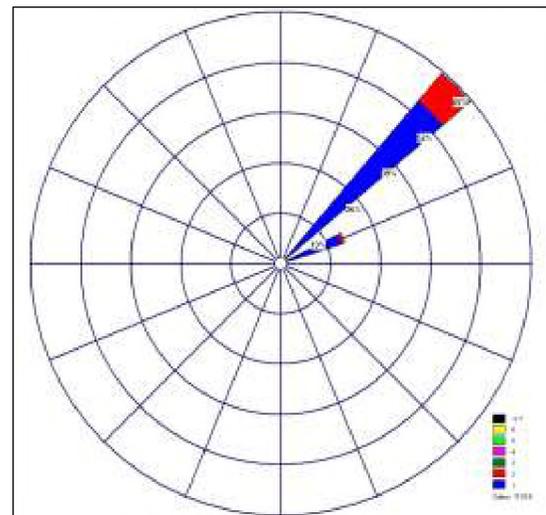


Figura 5. Diagrama del clima de oleaje medido en Bocas de Ceniza Barranquilla durante 28 días entre marzo y abril del 2006. Se observa el porcentaje de la dirección del oleaje y en la escala de colores la altura significativa de la ola.

Igualmente se presentó una diferencia en los periodos, en el caso de la boya para alturas de 0.5 a 1.5 m se midió un periodo promedio de 5.25 Sg, entre 1.5 y 2.5 m un periodo promedio de 5.95 Sg y para más de 2.5 m un periodo de 6.68 Sg, a diferencia del presentado por Gulev et al, [13], en el cual estos periodos utilizados fueron respectivamente de 4.66, 5.38 y 6.10 Sg,

por debajo de lo encontrado in situ. En la figura 5 se presenta una gráfica del clima de olas durante la serie de tiempo de 28 días en Barranquilla.

En cuanto a la generación de electricidad a partir del gradiente térmico, el sitio con mayor potencial en Colombia se encuentra en el sector sur occidental de la Isla de San Andrés, donde se estableció que los 20° C de gradiente térmico necesarios durante todo el año se obtienen a una profundidad máxima de 750 metros. Para la producción de 1 Megavatio de electricidad en la Isla (el doble de la demanda actual de energía) se requiere un caudal de 4 m³/s⁻¹ de agua superficial y de 2 m³/s⁻¹ de agua profunda. Estas condiciones morfológicas y oceanográficas las colocan en condiciones similares a los sitios donde han funcionado prototipos de plantas utilizando esta tecnología [24].

Existen en Colombia otros lugares con posibilidades para la explotación del gradiente térmico, los cuales deberán ser evaluados en el futuro, como es el caso de Punta Cinto al norte de Santa Marta, donde al igual que en San Andrés sería necesario la toma de sistemática de datos oceanográficos que permitan evaluar más ampliamente su potencial.

La Dirección General Marítima a finales del 2003 adquirió dos ecosondas multihaz para el Servicio Hidrográfico. Estos instrumentos al mejorar la cantidad de datos permiten representar adecuadamente el 100% del fondo marino, lo cual es una gran herramienta para cualquier proyecto de ingeniería costera, incluyendo el tendido de cables y tuberías. En el 2004 se realizó un levantamiento multihaz en el área del cañón Agujas al norte de Santa Marta, y en el 2005 de San Andrés. Con el empleo de esta nueva tecnología se logró determinar que en San Andrés, los 750 metros de profundidad se encuentran a 780 m por el 250° del punto ubicado en latitud 12°29'17.6" N y longitud 81°44'06.9" W, y no los 1300 m que se estimaron usando datos de ecosonda monohaz en el 2003. En la figura 6 se presenta una imagen que resalta los datos obtenidos

mediante ecosondas multihaz. Igualmente evaluando la información en Punta Cinto, se encontró con base a datos multihaz, los cuales permitieron detallar la forma del cañón Agujas, que la isóbata de los 700 metros se encuentra a una distancia horizontal de 2100 m al oeste del punto ubicado en latitud 11°20'32"N y longitud 74°00'26"W, 2.6 km. al oeste de Punta Aguahonda, más cerca de lo estimado preliminarmente con base a datos monohaz.

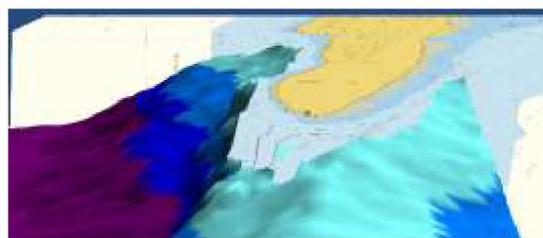


Figura 6. Imagen del levantamiento multihaz en San Andrés durante el 2005 sobrepuesto a la carta náutica 201. La isóbata de los 750 metros se encuentra en el límite de los colores azules.

Agradecimientos

Al personal de los Centros de Investigación de la Dirección General Marítima por el continuo apoyo al desarrollo de este trabajo.

Referencias bibliográficas

- [1] Vershinski N. Energía del Océano. Rusia: Ed. MIR, p. 245; 1989.
- [2] Pulido A. Repsol y el motor del capitalismo global. No. 22 de la revista Pueblos. Especial Multinacionales, p. 29-31; 2006.
- [3] George R, Norrish W and Keightley E. The conditions of reaction of hydrogen with sulphur. Part V. Photochemical union, J. Chem. Soc., Trans. 125, 2070 2081; 1924.
- [4] Medina A, Lugo E, y Novelo A. Contenido mineral del tejido foliar de especies de manglar de la Laguna de Sontecomapan. (Veracruz, México) y su relación con la salinidad. E. Biotrópica, Vol. 27, No. 3, p. 317-323; 1995.

- [5] Reali M. Submarine hydro-electro-osmotic power plants for an efficient exploitation of salinity gradients Energy (UK), vol. 6, Mar. 1981, p. 227-231; 1981.
- [6] Strellec K. Diversifying energy industry risk in the Gulf of Mexico, Coastal Marine Institute, Louisiana State University, on-going research; 2007.
- [7] Maser M. Tidal Energy a primer. Vancouver(BC): Blue Energy Canada Inc.; 2004. [citada 2006 jun 20]. p12. Disponible en: <http://www.blueenergy.com/TidalEnergyPrimer.pdf>.
- [8] Torres R. Informe procedimiento técnico para establecer la línea de más alta marea en la Boquilla Municipio de Cartagena. Documento interno CIOH; 2006.
- [9] Otero L. Determinación del régimen medio y extremal del nivel del mar para la Bahía de Buenaventura. Boletín Científico CCCP No. 11: 30-41; 2004.
- [10] SWECO, Simulaciones de las Corrientes Bahía Málaga; 1985.
- [11] Army Corps of Engineers. The Coastal Engineering Manual; 2001.
- [12] Programa de energía por olas de Dinamarca. Disponible en Internet: www.waveenergy.dk/wave_forside/4english/papers/paper_aau00.pdf.
- [13] Airy, G.B. Tides and Waves, Encyc. Metrop., Article 192; 1845. pp 241-396.
- [14] Comisión Europea. Red temática Europea para la energía por olas. Programa de energía, medio ambiente y desarrollo sostenido. Disponible en Internet: www.wave-energy.net.
- [15] Young I. Wind and Wave Climate. Reino Unido. Software; 2000.
- [16] Gulev S, y Hasse L. Centro Nacional de Investigación Atmosférica de los Estados Unidos. North Atlantic Wind Waves and Wind Stress. Disponible en Internet: www.dss.ucar.edu/datasets/ds540.1/1998.
- [17] Lonin S, Lonina I, y Tuchkovenko Y. Utilización del modelo Nedwam para el cálculo y pronóstico del oleaje en el Mar Caribe. Boletín Científico CIOH No. 17: p. 37-45; 1996.
- [18] Natural Energy Laboratory of Hawaii. Disponible en Internet: www.nelha.org/otec.html#otec.
- [19] Vega L. Ocean thermal energy conversion. Enciclopedia de energía, tecnología y el medio ambiente. Nueva York: Wiley e Hijos; 2002. p 2104-2119.
- [20] Archipiélago's Power & Light. 2002. Disponible en Internet: www.apl.com.co/.
- [21] Physical Oceanography Distributed Active Archive Center. NASA. Información general. Disponible en Internet: <http://podaac.jpl.nasa.gov/info/>.
- [22] University Corporation for Atmospheric Research. Data Support Section. World Ocean Atlas; 1998. Disponible en Internet: www.dss.ucar.edu/datasets/ds285.0/data/woa98/.
- [23] Andrade C. Circulation and Variability of the Colombian Basin in the Caribbean Sea, Ph.D. thesis, p. 223 Univ. of Wales at Menai Bridge, U.K.; 2000.
- [24] Torres R. Estudio del potencial en Colombia para el aprovechamiento de la energía No Convencional de los Océanos. Trabajo de Investigación. Disponible biblioteca Escuela Naval Almirante Padilla; 2003.