

SELECCIÓN DE PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN DE SISMICA 3D

Pilar Aballí Fortén⁽¹⁾, Ariel Pérez López⁽²⁾, Jorge García Benítez⁽³⁾ y Gerardo Arriaza Fernández⁽¹⁾

(1)UCTB de Investigaciones Geofísicas, CEINPET, 23 #105, Plaza de la Revolución, Ciudad de la Habana, Cuba, E-mail pilar@diqi.cupet.cu,

(2)Empresa de Servicios Petroleros, EMSERPET, 19 # 910, Plaza de la Revolución, Ciudad de la Habana, Cuba, E-mail: arielp@geoserv.cupet.cu

(3)Comercial Cupet S.A., D # 511, Plaza de la Revolución, Ciudad de la Habana, Cuba, E-mail: jgarcia@cupetsa.co.cu

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es realizar la selección de parámetros para ejecutar una adquisición de sísmica 3D a partir de trabajos anteriores y de esta forma hacer una valoración de dichos parámetros y obtener un diseño para efectuar la adquisición sísmica 3D, con el fin de optimizar los datos sísmicos y alcanzar una calidad de imagen superior y mejor, permitiendo una interpretación más segura y correcta de la información sísmica. Este estudio se hace a partir de datos sísmicos 2D ejecutados en la región de estudio donde se examinan los parámetros utilizados en las diferentes adquisiciones, calidad de los datos obtenidos, grado de complejidad estructural y geológica y los objetivos geológicos y geofísicos a determinar.

Teniendo en cuenta todas estas cuestiones y los antecedentes se hizo una evaluación, con el fin de corregir durante la migración de los datos adquiridos por la sísmica 2D los distintos ruidos presentes y analizar los diferentes atributos geofísicos con vistas a obtener una imagen sísmica más nítida y real. Así se estudiaron atributos sísmicos como es el azimut que es propio de una adquisición sísmica 3D que adiciona una nueva dimensión estadística muy útil para la obtención de una buena imagen sísmica, offset fuente-receptor.

ABSTRACT

The objective of this work is to carry out the selection of parameters to execute an acquisition of seismic 3D starting from previous works and this way to make a valuation of this parameters and to obtain a design to make the seismic acquisition 3D, with the purpose of to optimize the seismic data and to reach a superior and better display quality, allowing a surer and more correct interpretation of the seismic information. This study is made starting from seismic data 2D executed in the study region where the parameters are examined used in the different acquisitions, quality of the obtained data, grade of structural and geologic complexity and the geologic and geophysical objectives to determine.

Keeping in mind all these questions and the records were made an evaluation, with the purpose of to correct during the migration of the data acquired by the seismic one 2D the different present noises and to analyze the different geophysical attributes with a view to obtaining a clearer and realler seismic image. Seismic attributes were studied this way as it is the azimuth that is characteristic of a seismic acquisition 3D that it adds a new very useful statistical dimension for the obtaining of a good seismic image, offset source-receiver.

INTRODUCCION

En las investigaciones sísmicas de reflexión para la búsqueda de hidrocarburos, lo mas usado es la grabación de líneas sísmicas en una red, cuyas características varían según el grado de conocimiento que se tenga, pero en zonas de geología compleja, como es el caso de las mayoría de las áreas y sectores de nuestro país, que está ubicada en la zona de sobrecorrimiento tectónico, la respuesta sísmica se ve afectada por señales de diferentes planos geológicos, complicado la imagen sísmica que se obtiene y un cuadro ondulatorio sumamente complejo donde muchas veces las señales útiles se encuentran enmascarada por los ruidos que se producen debido a la complejidad

geológica. Por tal motivo se procede a la utilizar la sísmica en tres dimensiones que posibilita un seguimiento más continuo de los eventos geológicos que se encuentran en el subsuelo. Pero para realizar este tipo de investigación se necesita de parámetros que garanticen una buena de recepción de la imagen sísmica y para eso se utilizan datos de sísmica 2D de la región de estudio para con el análisis de esos datos llegar a conclusiones sobre los parámetros 3D más convenientes a emplear.

MATERIALES Y MÉTODOS.

Fue utilizado para realizar el estudio los datos y cortes sísmicos adquiridos en campañas sísmicas 2D anteriores (Fig. 1 y 2), efectuados en la región donde se pretende ejecutar la adquisición 3D. Con estos materiales fueron analizados los datos sísmicos obtenidos, parámetros usados durante adquisición (Tabla I), el grado de información y características de la imagen sísmica.

Se hizo un estudio del terreno (tipo de terreno, características del suelo, población existencia de agricultura entre otros), área de trabajo e inconvenientes existentes para la realización de este tipo de trabajo, presencia de hidrocarburos en la región, pozos perforados con tipo de registros.

RESULTADOS Y DISCUSION

De toda la valoración se estableció el siguiente análisis.

Las líneas sísmicas muestran una tectónica compleja con grandes fallas y buzamientos escalonados desde la superficie hasta tiempo de 2s.

Uno de los primeros criterios de diseño requerido es la resolución vertical, la cual determina la frecuencia más alta a ser grabada.

En la Fig. 3 se muestra la convolución de dos picos positivos de ondas de un incremento del ancho de banda y de la frecuencia dominante. Cuando dos reflectores están cercanos las ondas se interfieren, pero en cierto límite es imposible la diferenciación entre ellos: La distancia mínima necesaria de separación se le llama límite de la resolución vertical ("threshold").

La resolución lateral (R_h) se define como dos puntos de reflexión separados horizontalmente que aparentan casi un solo punto. En esta situación fallas muy cercanas pueden ser omitidas.

Antes de una migración, dos difracciones serán bien delimitadas si ellas están cercanas a la zona de Fresnel. Después de la migración, la resolución lateral depende de la frecuencia máxima reflejada del objetivo. Se asume que la resolución lateral (R_h) estará entre $1/4$ y $1/2$ ($N = 4$ o 2) de la longitud de onda dominante. La zona de Fresnel es la porción de un reflector a partir de la cual la energía puede conseguir la detección dentro de la mitad de la longitud de onda de la primera energía reflejada. El diámetro de la zona de Fresnel determina la resolución lateral antes de la migración. La migración de los datos 3D tiende a colapsar la zona de Fresnel aproximadamente a la mitad de la longitud de onda dominante.

La migración es necesaria para ubicar los horizontes inclinados y las fallas en su verdadera posición espacial. El área de cobertura total debe incrementarse con una superficie adicional contigua denominada apertura de migración que permite la migración correcta.

CONCLUSIONES

Una moderna adquisición de sísmica 3D con gran rango de offset y buen muestreo espacial, deberá mejorar grandemente la calidad de la imagen de estas estructuras. Es por eso que se aconseja que

los offset largos estén orientados en la dirección de buzamiento (“dip”) para resaltar mejor los planos de fallas.

Con el resultado y el evaluación de los diferentes parámetros estudiados como se observan en las Fig. 4; distribución de offset y azimut, mapa de offset máximo y mínimo Fig. 5 y 6, se llegó a la obtención de los siguientes parámetros para la adquisición de la sísmica 3D.

Los parámetros que se obtienen están en dependencia de los objetivos geológicos a obtener fundamentalmente y las características geólogo- estructurales de la región de estudio.

En nuestro caso de estudio como es un estudio que abarca una zona costera se plantean los siguientes parámetros:

Parámetros:

Tierra

Número de Líneas a grabar	6
Distancia entre LRP y LPT	Δ LRP = 240 m. / Δ LPT = 250 m
Distancia entre RP y PT	Δ RP = 25 m. / Δ PT = 25 m
Total de líneas de receptores	366
Total de líneas de Punto de energía	366
No. de recept. por línea	240
Receptores/Km ²	160
Cobertura	35
Densidad de PT/Km ²	160

Aguas someras

Número de Líneas a grabar	4
Distancia entre LRP y LPT	Δ LRP = 240 m. / Δ LPT = 240 m
Distancia entre RP y PT	Δ RP = 25 m. / Δ PT = 25 m
No. de recept. por línea	240
Receptores/Km ²	160
Cobertura	36
Densidad de PT/Km ²	320
Tamaño del bin	12.5 X 12.5
Fuente explosiva y no explosiva	

RECOMENDACIONES

Durante el proceso de adquisición utilizar los parámetros que fueron determinados durante la evaluación de éstos y precisar el resto como son en el caso de fuente explosiva la carga, profundidad y cantidad de pozos a utilizar y para la fuente no explosiva (en nuestro caso vibradores), el número de barrido, longitud del mismo, rango de frecuencia y otros mediante realización de pruebas.

BIBLIOGRAFÍA

Arriaza Gerardo, Pilar Aballí, Reporte sobre los resultados de los trabajos de adquisición sísmica en el cinturón plegado cubano en el periodo 2003-2004. DIGICUPET, 2004.
CGG. Diseño 3D Bloque 6. Evaluación de diseño 3D para un proyecto sísmico de reflexión. Cuba-CUPET, 2004.

CGG Estudio de Factibilidad. Evaluación y diseño de Proyecto sísmico 3D, 2006.

<ul style="list-style-type: none"> • Distancia entre RP: 25 m. • Distancia entre SP: 25 m. • Numero de canales activos: 240 • Cobertura: 120 • Longitud de registro: 5 s. • Intervalo de muestreo: 2 ms. 	
<p>Para líneas 2D, año 1997</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Número de geófonos por traza: 24 (en 25m) ❖ Tipo de fuente: Vibrador ❖ Barrido: <ul style="list-style-type: none"> ➤ 4 vibradores ➤ 8 barridos de 18 s. ➤ Rango de frecuencia: 12-70 Hz 	<p>Para líneas 2D: año 1995</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Número de geófonos por traza: 12 (25m) ❖ Tipo de fuente: Vibrador ❖ Barrido: <ul style="list-style-type: none"> ➤ 4 vibradores ➤ 8 barridos de 24 s. ➤ Rango de frecuencia: 8-72 Hz

Tabla I. Parámetros de adquisición de la sísmica 2D

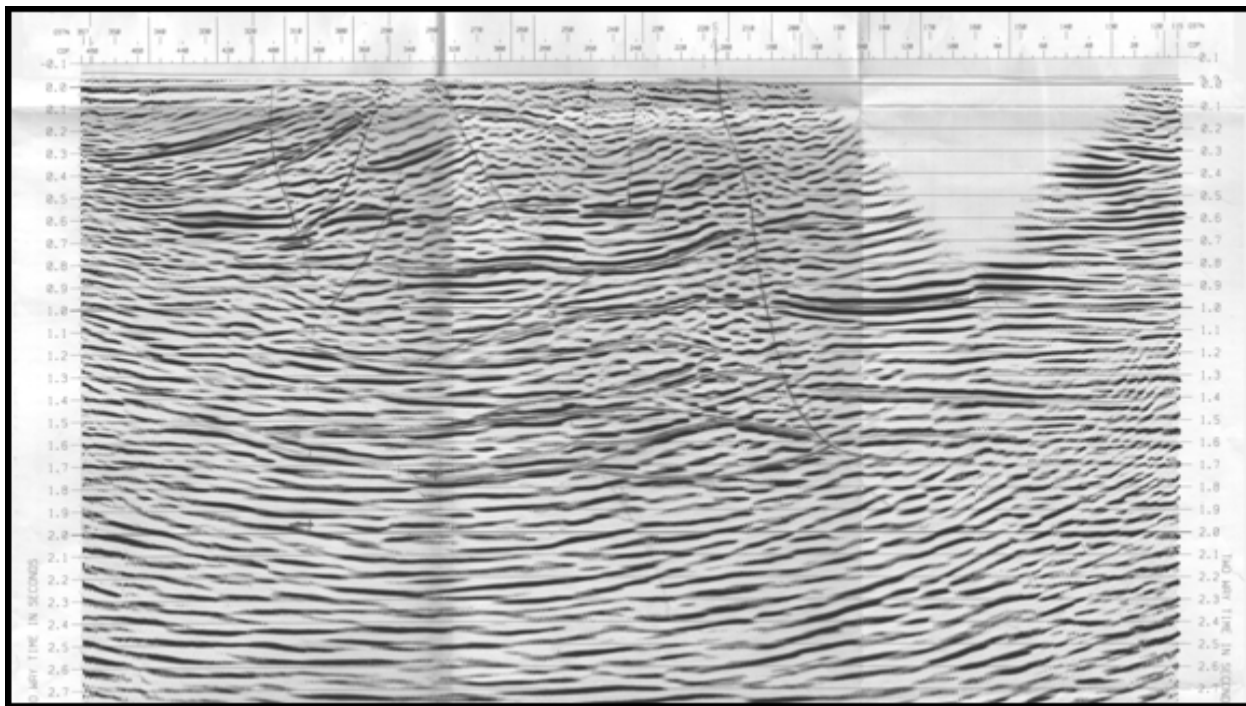


Fig. 1. Línea sísmica 2D año 1997.

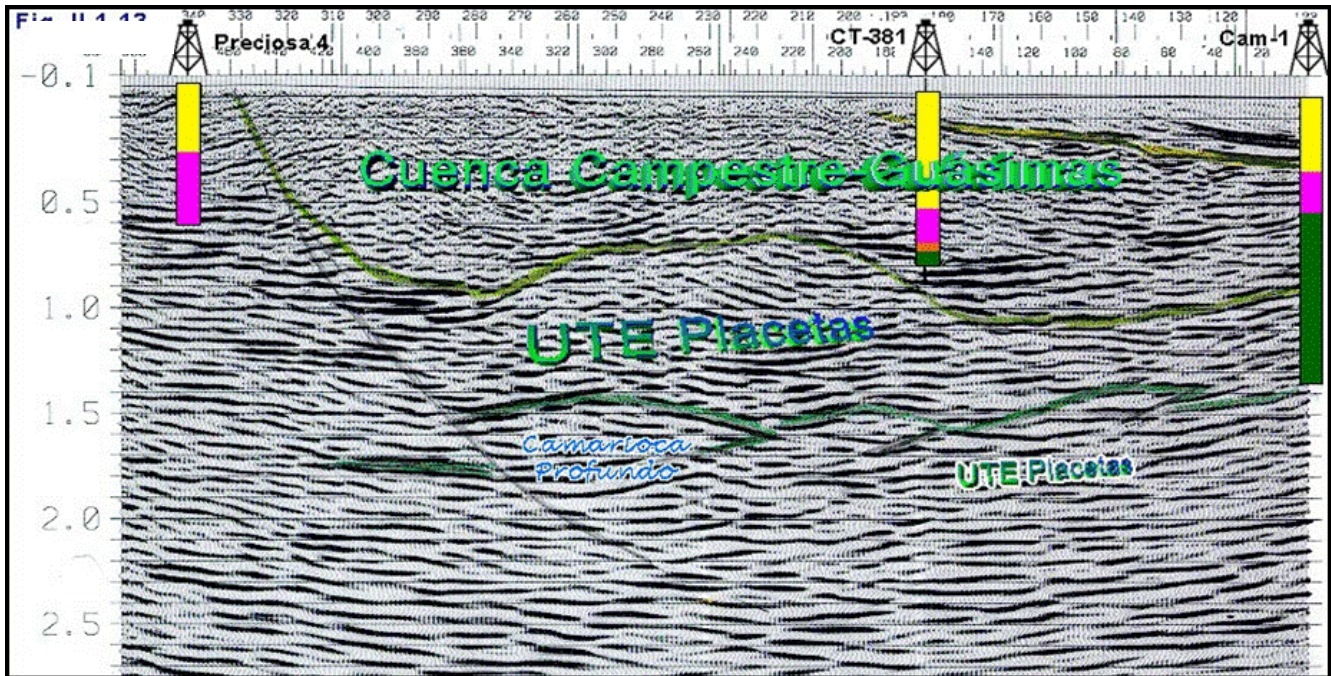


Fig. 2 Línea sísmica 2D año 1995

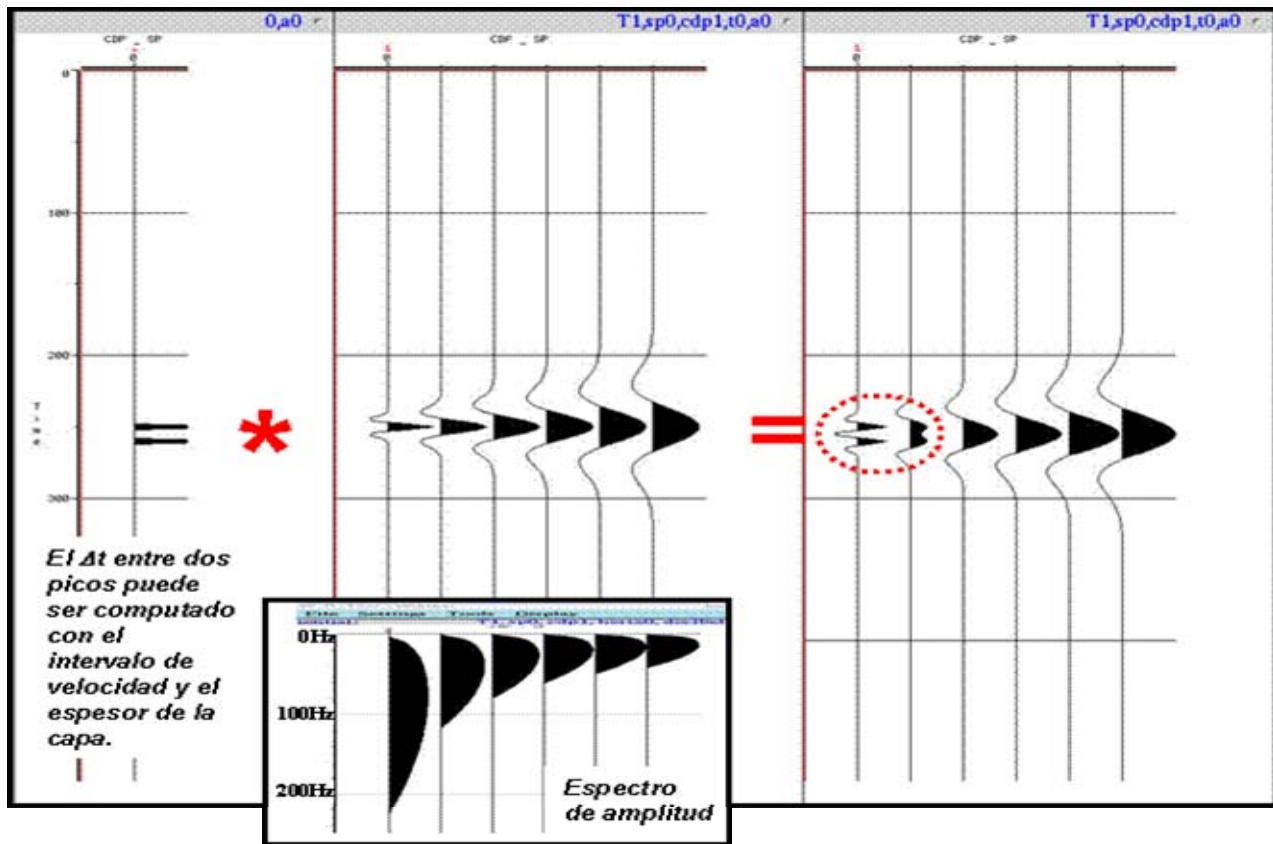


Fig. 3 Muestra del comportamiento Resolución Vertical

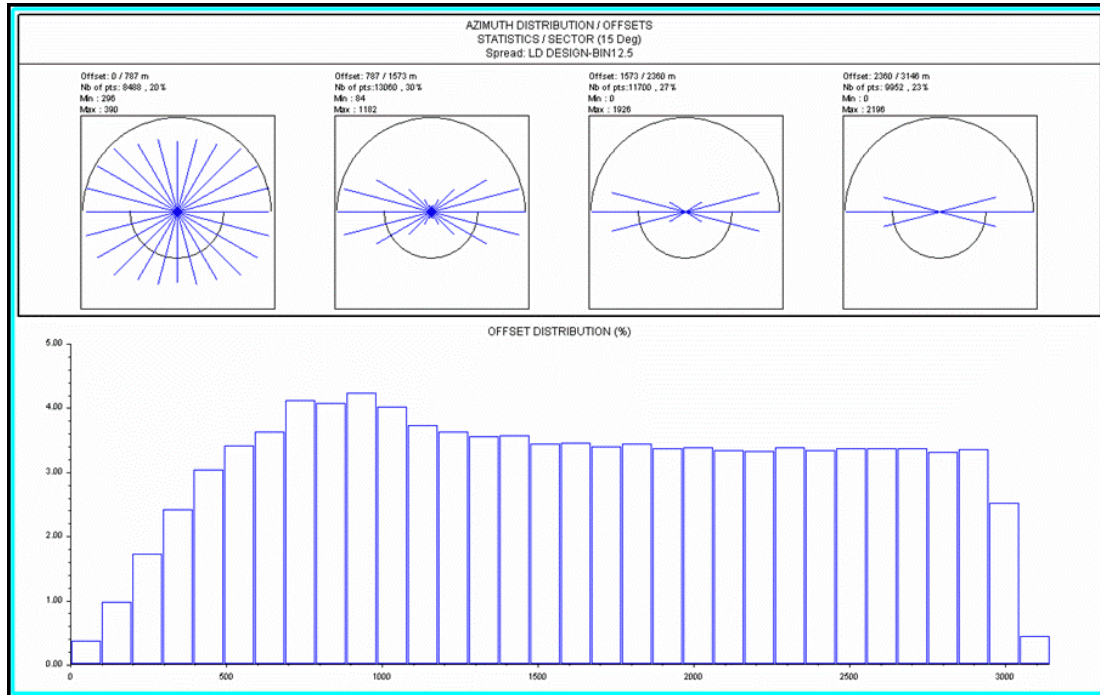


Fig. 4. Distribución de offset y azimut.

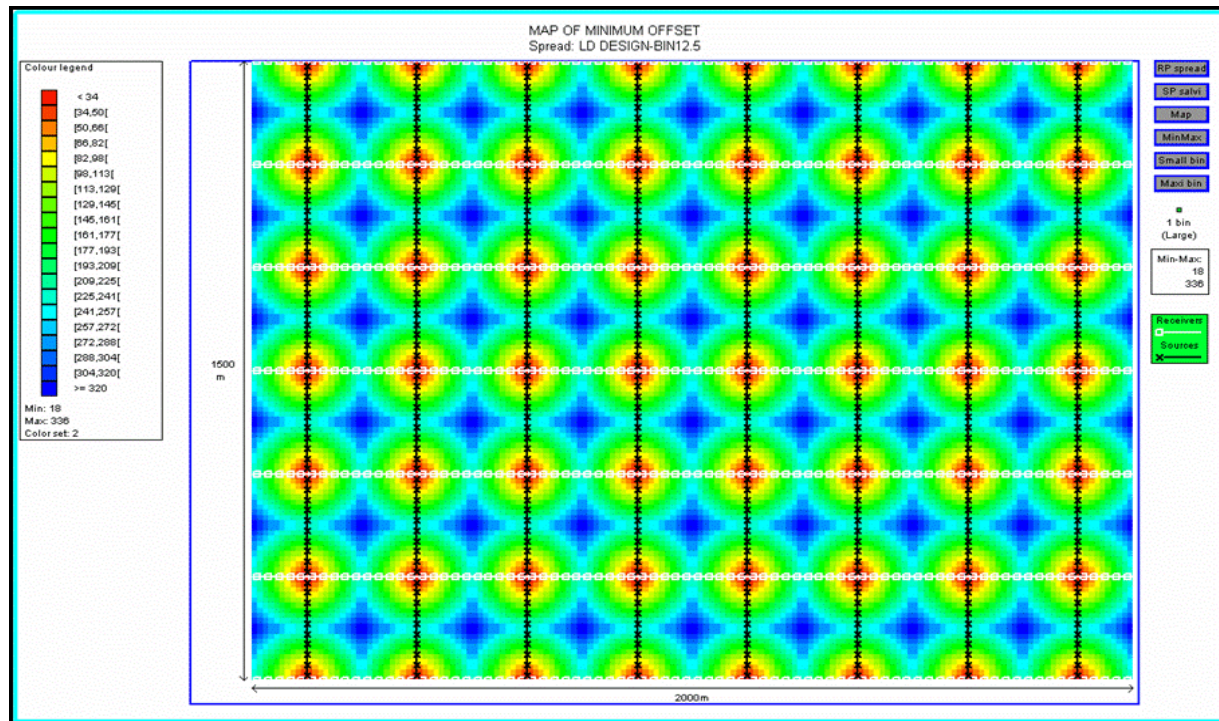


Fig. 5. Mapa de offset mínimo.

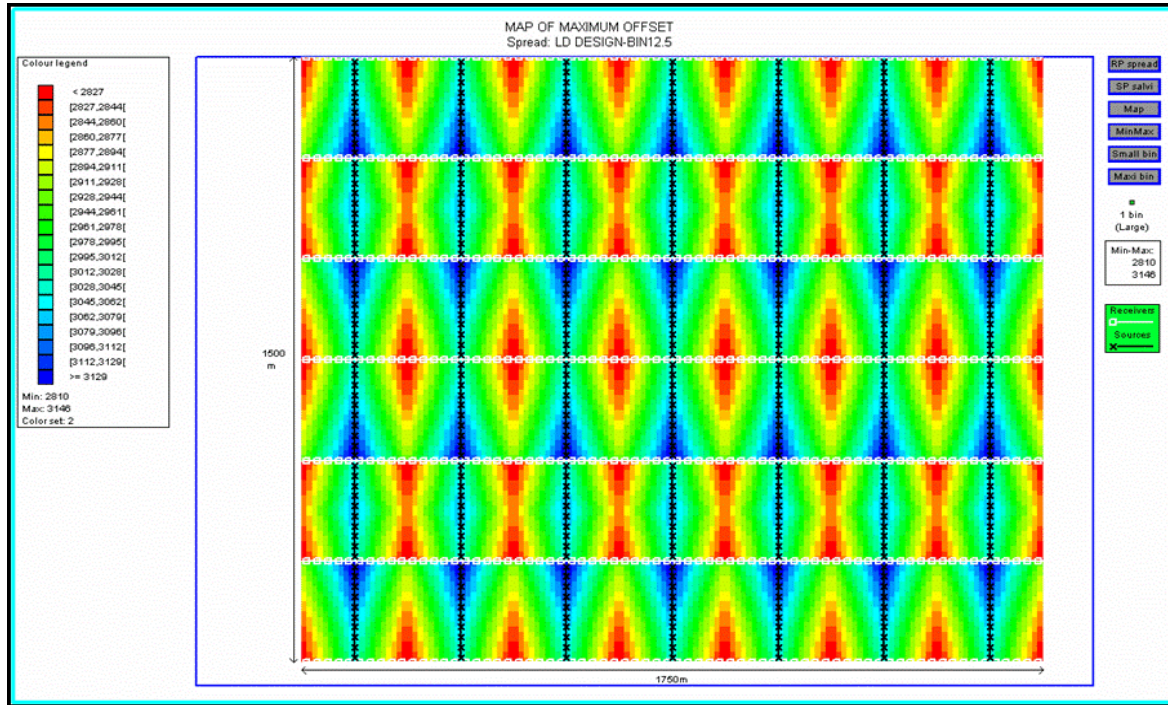


Fig. 6. Mapa de offset máximo