



Capricorn Spain Limited

**Permisos de Investigación de hidrocarburos
Benifayó, Gandía,
Alta Mar 1 y Alta Mar 2**

DOCUMENTO TÉCNICO

PROGRAMA DE ADQUISICIÓN SÍSMICA 3D



INDICE

1. ANTECEDENTES	1
2. OBJETO	1
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROGRAMA SÍSMICO 3D	2
3.1.- Trabajos previos	
3.2.- Objetivos del programa	
4. DATOS DEL PROGRAMA SÍSMICO 3D	7
4.1.- Datos generales	
4.2.- Área cubierta por el programa	
5. METODOLOGÍA UTILIZADA	11
5.1.- Introducción	
5.2.- Fuente de energía (<i>airguns</i>)	
5.3.- Cable sísmico (<i>streamers</i>)	
6. CRONOGRAMA DE LOS TRABAJOS	15
7. PRESUPUESTO ESTIMADO	16

1. ANTECEDENTES

Capricorn Spain Limited (en adelante CSL) es la compañía titular de los permisos de investigación de hidrocarburos denominados Alta Mar 1 y Alta Mar 2 (en adelante AM-1 y AM-2), que fueron otorgados de acuerdo a lo establecido por el Real Decreto (en adelante, RD) 1774/2010 de 23 de Diciembre publicado en el BOE A-2011-1197 del 22 de Enero de 2011.

La titularidad de los permisos de investigación de hidrocarburos Albufera, Benifayó y Gandía (en adelante A, B y G) fue otorgada a MedOil Plc (en adelante MedOil), según lo establecido por el RD 1775/2010 de 23 de Diciembre publicado en el BOE A-2011-1198 del 22 de Enero de 2011.

Posteriormente, por lo establecido en la Orden ITC/3599/2011 publicada en el BOE A-2012-37 del 2 de enero de 2012, quedó autorizada la cesión de titularidad de los permisos A, B y G de MedOil a CSL., quedando por tanto CSL como compañía titular y operadora de los cinco permisos.

Con fecha 3 de enero de 2013, CSL presentó ante el MINETUR la solicitud de renuncia al permiso de investigación de hidrocarburos Albufera, el más cercano a la costa de los cinco permisos otorgados originalmente en el golfo de Valencia quedando por tanto vigentes Benifayó, Gandía, Alta Mar-1 y Alta Mar-2, mostrados en la figura-1.

2. OBJETO

A continuación se presenta el Documento Técnico (en adelante DT) de las actividades correspondientes a la campaña de adquisición sísmica marina 3D (tres dimensiones) propuesta por CSL para realizarse en los permisos de investigación de hidrocarburos B, G, AM-1 y AM-2 de los que es titular y operador.

Teniendo en cuenta que la campaña de adquisición sísmica 3D se llevará a cabo de manera simultánea y dentro de un área que engloba cuatro permisos contiguos de investigación en los que CSL es único titular y operador, se considera apropiado entregar un único DT a consideración del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante MINETUR).

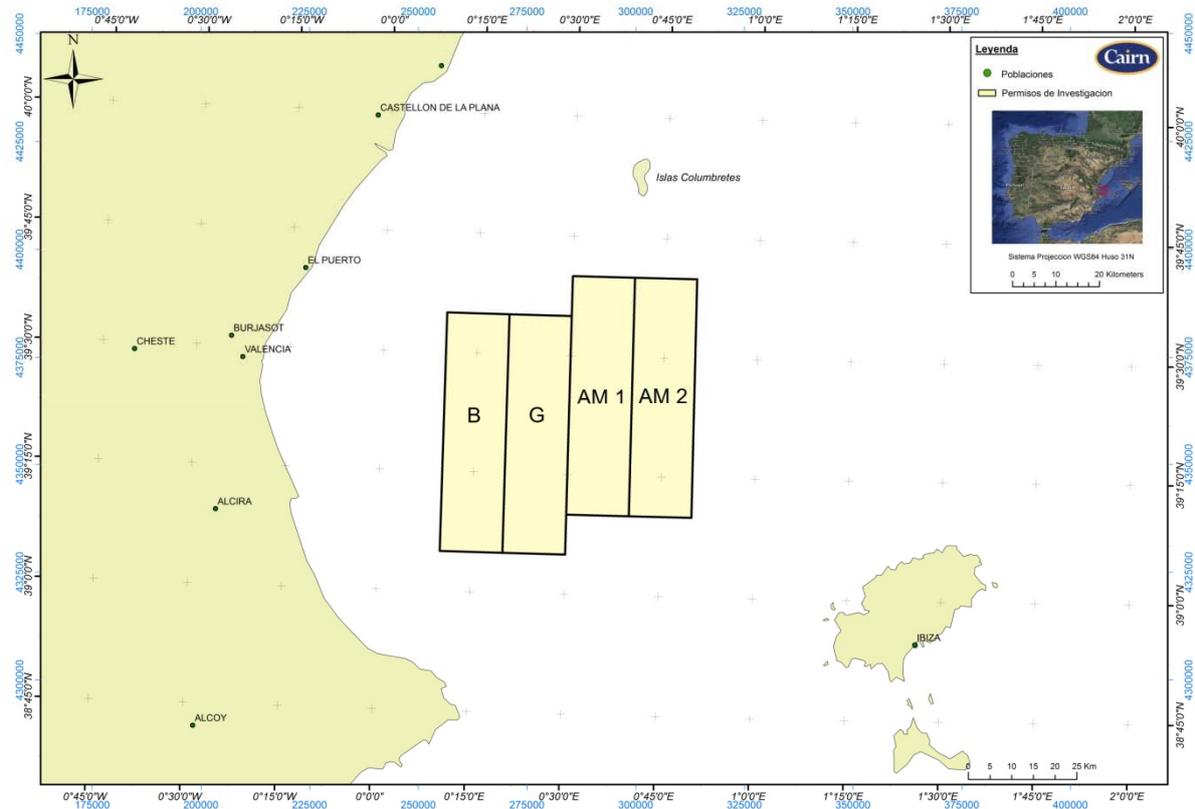


Fig-1.- Mapa de localización de los permisos de investigación B, G, AM-1 y AM-2.

3.- JUSTIFICACION DEL PROGRAMA SÍSMICO 3D

3.1. Trabajos previos

La figura 2 muestra el total de los perfiles sísmicos 2D (dos dimensiones), unos 15.000 km, previamente registrados en el área de estudio entre los años 1966 y 2001.

Con objeto de definir el área a cubrir por el programa sísmico propuesto en el presente informe, se ha realizado la interpretación de las siguientes campañas sísmicas 2D que estaban disponibles en el Archivo Técnico de Hidrocarburos: GV, MAP-77, CR, IC-79, AV-77, WV-73, C, SSP, 74 y SGV01.

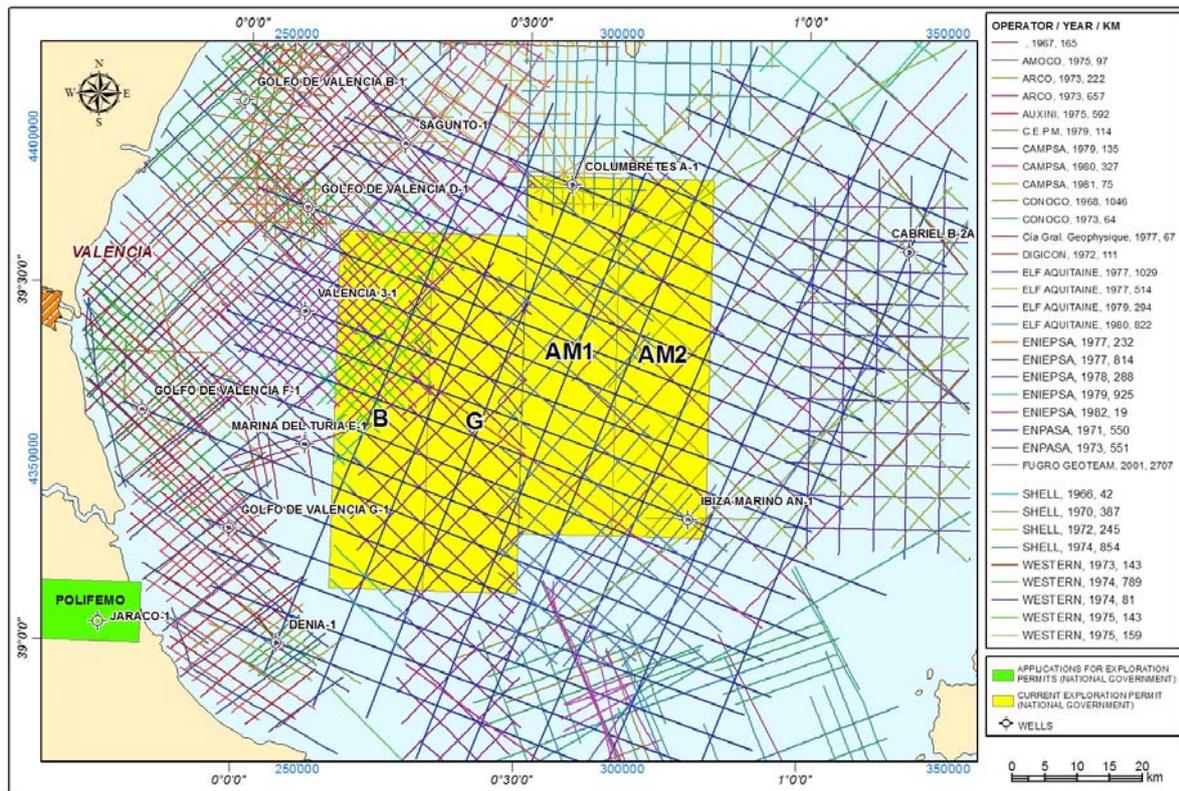


Fig-2.- Mapa de posición de los perfiles sísmicos y sondeos de hidrocarburos existentes en el área de estudio.

El conjunto de los perfiles utilizados en los trabajos de interpretación sísmica totalizan 7.400 km (figura 3). Las campañas sísmicas que no han sido incluidas en los trabajos de interpretación o bien no disponían de toda la información necesaria para su uso o bien eran de baja calidad.

La calidad de los perfiles sísmicos utilizados para la realización de la interpretación sísmica es mala ya que, en su mayoría, fueron adquiridos alrededor de los años 70 y 80, con tecnología menos avanzada que la disponible en la actualidad. Además, a esto, hay que añadirle que únicamente se han obtenido datos en digital de la última campaña adquirida por Fugro en el 2001, por lo que ha sido necesario vectorizar el resto de perfiles a partir de su copia en papel, reduciendo aún más la calidad de los datos.

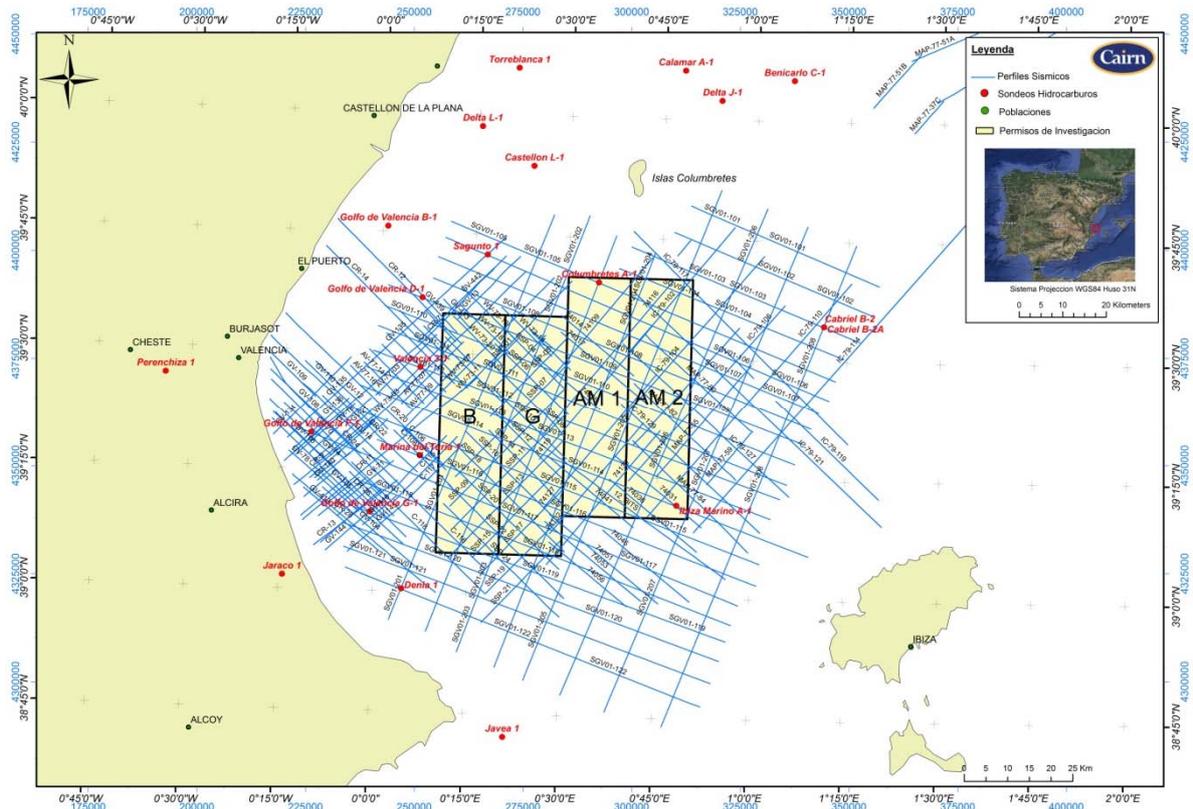


Fig-3.- Mapa de posición de los perfiles sísmicos interpretados por Capricorn Spain Ltd

A modo de ejemplo, la figura 4 muestra la diferencia, en cuanto a calidad, existente entre los antiguos perfiles sísmicos vectorizados a partir de su copia en papel y los correspondientes a la más reciente campaña de adquisición SGV01. Esta diferencia es debida, principalmente, a que las campañas se adquirieron y procesaron con parámetros diferentes.

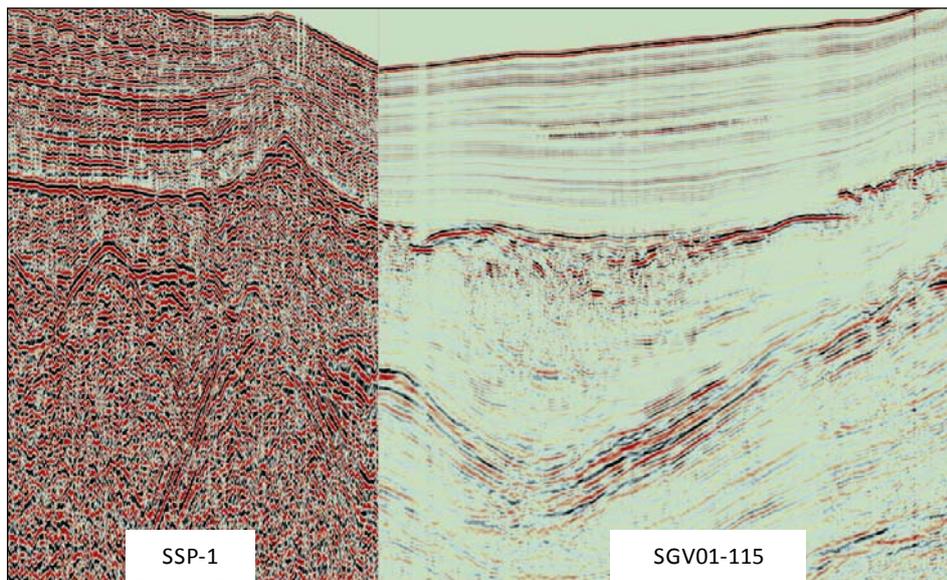


Fig-4.- Intersección entre los perfiles SSP-1 y SGV01-115.

A pesar de las limitaciones de los datos sísmicos 2D, la interpretación de los perfiles sísmicos ha permitido la definición estructural y estratigráfica del área de estudio. Dicha interpretación sugiere la existencia de elementos geológicos análogos a otras zonas prospectivas del Mediterráneo, como es el caso de los yacimientos encontrados en el pasado frente al delta del Ebro (Casablanca, Amposta, etc.). Igualmente se postula la presencia de formaciones de interés en zonas profundas de la cuenca que no han sido exploradas aún.

Como soporte a la interpretación se han utilizado los sondeos exploratorios de hidrocarburos existentes en el área de estudio, siendo estos: Denia-1, Golfo de Valencia G-1, Marina Turia E-1, Golfo de Valencia F-1, Golfo de Valencia D-1, Valencia 3-1, Columbretes A1, Ibiza Marino-1 y Cabriel B-2, perforados entre los años 1972 y 1985 (figura 2 y 3). La perforación de estos sondeos de exploración puso de manifiesto la presencia de indicios de hidrocarburos (líquidos y gaseosos) asociados a las unidades clásticas someras del Plioceno y Mioceno superior y a los carbonatos del Mioceno medio-inferior y Mesozoico (Cretácico y Jurásico).

Tras la interpretación sísmica de los perfiles 2D, el estudio en detalle de los sondeos de exploración y la generación de los diferentes mapas de contornos, se definieron a lo largo de todo el área de estudio posibles zonas susceptibles de contener hidrocarburos, bien por su geometría o por la identificación de litologías almacén.

3.2.- Objetivos del programa

La mala calidad de las campañas sísmicas, a excepción de la campaña SGV01 adquirida por Fugro en el 2001, así como la imposibilidad de recopilar los datos originales de adquisición correspondientes al resto de campañas sísmicas, ha hecho que se desestime la posibilidad de realizar un reprocesado de los datos.

Por tanto, atendiendo a los motivos citados con anterioridad, CSL ha decidido solicitar los permisos necesarios para la realización de una nueva campaña de adquisición sísmica marina 3D.

El principal objetivo de la adquisición de la nueva campaña sísmica 3D consiste en la obtención de una imagen sísmica de mayor calidad a la existente, que permita visualizar correctamente el subsuelo de los permisos B, G, AM-1 y AM-2. Con ello se conseguirá:

- Mejorar la resolución sísmica del subsuelo con el fin de identificar con mayor claridad los horizontes sísmicos correspondientes a las principales formaciones de interés.
- Mejorar la señal sísmica a través de la adquisición y procesado con el fin de realizar análisis de atributos, AVO (*amplitude versus offset*), etc. Esto ayudará a definir las diferentes propiedades y características de las rocas que potencialmente albergan hidrocarburos (*almacenes o reservorios*).
- Definir un modelo de velocidades adecuado que permita la correcta conversión de los datos en tiempo a sus equivalentes en profundidad.
- Obtener un mejor conocimiento del modelo geológico y estructural del área.
- Definir, con mayor certeza, la geometría de las posibles zonas prospectivas.

4.- DATOS DEL PROGRAMA SÍSMICO 3D

4.1. Datos Generales

Localización:	Golfo de Valencia
Permisos de Investigación:	Benifayó, Gandía, Alta Mar-1 y Alta Mar-2
Titularidad:	Capricorn Spain Limited
Operador:	Capricorn Spain Limited
Equipo:	Por determinar
Fecha prevista de inicio:	Octubre 2014
Tipo de registro:	Sísmica de reflexión 3 dimensiones (3D)
Objetivo del registro:	Obtener una malla de control estructural del subsuelo

Parámetros generales del registro:

- Numero de streamers: 8
- Longitud streamer: 8.000 m
- Espaciado entre los streamers: 100 m
- Grupos de hidrófonos por streamer: 640
- Intervalo entre los grupos de hidrófonos: 12,5 m
- Espaciado entre las fuentes: 400 m
- Intervalo entre trazas: 12,5 m
- Intervalo entre puntos de tiro: 25 m
- Cobertura: 80

4.2. Área cubierta por el programa

El proyecto al cual se refiere el presente informe se localiza en el golfo de Valencia, aproximadamente a 50 km de Valencia, 21.5 km de Denia, 50 km de la Isla de Ibiza y a 25 km de las Islas Columbretes.

El área de registro sísmico 3D se ha definido atendiendo a la geometría de los permisos de investigación B, G, AM-1 y AM-2 así como a las principales áreas prospectivas definidas.

Algunas de las posibles áreas prospectivas están ubicadas muy cerca de los límites

meridionales de los permisos B y G, hecho que se ha tenido en consideración a la hora de diseñar el área de registro sísmico 3D. Para que una vez migrados los datos y que la cobertura sobre dichas áreas sea del 100%, es necesario extender ligeramente el área de adquisición y por tanto sobrepasar los límites de los permisos.

Dentro de la definición de área sísmica 3D, existen tres conceptos a tener en consideración:

- Área de Migración Total: área resultante una vez procesados y migrados los datos.
- Área de Full-Fold o cobertura total: área sísmica donde los datos adquiridos poseen una cobertura total del 100% (número de veces que se registra un mismo punto en profundidad a nivel del objetivo). Dicho área posee menor dimensión que el área de adquisición.
- Área de Adquisición: área donde se realizan los registros sísmicos y por tanto hasta donde la embarcación emite ondas sísmicas.

El programa de registro sísmico 3D consta de un área de adquisición de 2.420 km², un área de full-fold de 2.050 km² y un área de migración total de 1.744 km². Las coordenadas de los vértices correspondientes a dichas aéreas se muestran en la tabla 1, mientras que su representación gráfica queda recogida en la figura 5.

El sistema de coordenadas que se usará para la adquisición de la campaña sísmica será Proyección UTM Huso 31, Datum WGS84.

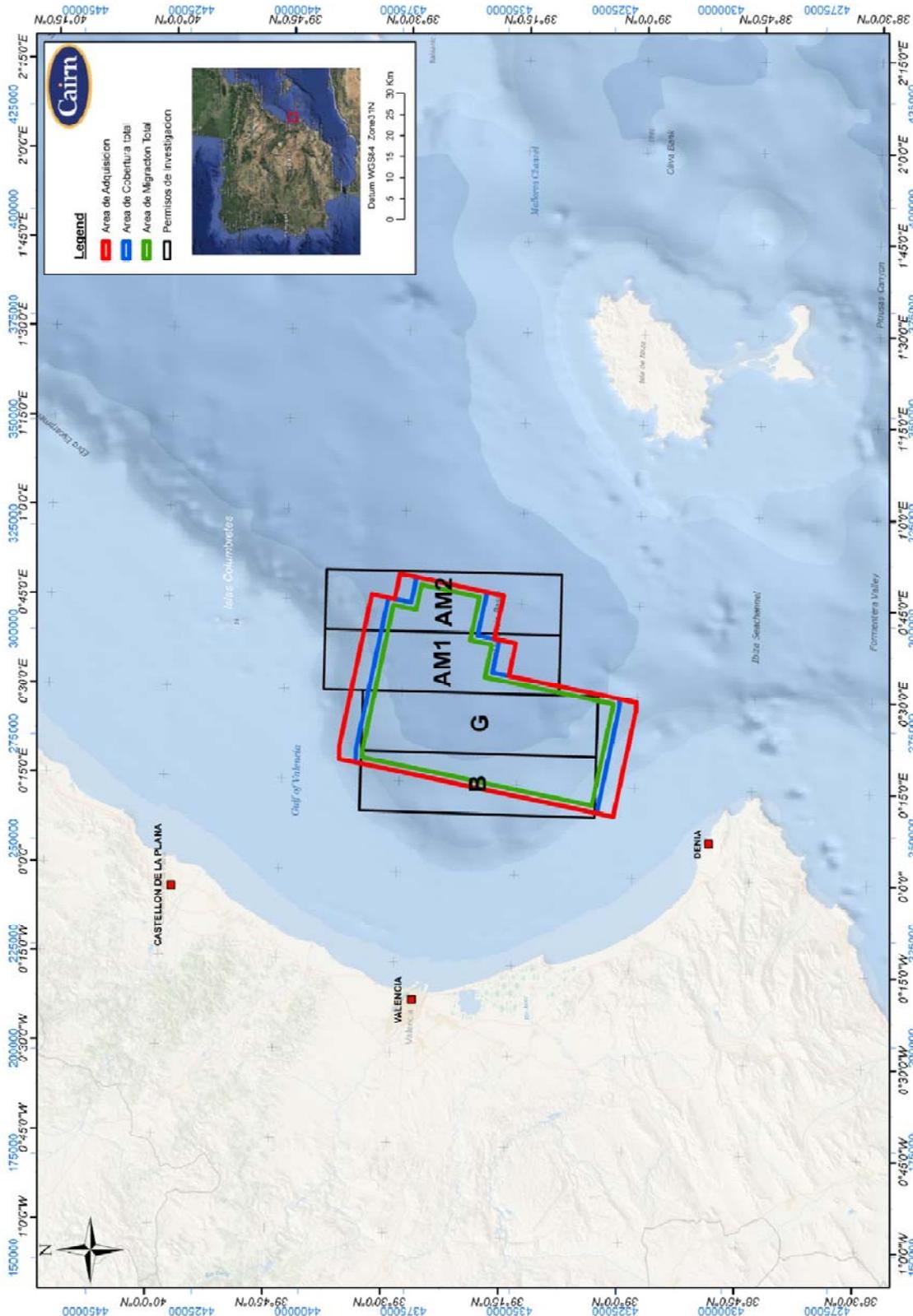


Fig.5.- Localización del área de Migración Total, área de Full-Fold y área de Adquisición

Vértices	Coordenadas UTM	
	X UTM	Y UTM
ÁREA DE ADQUISICIÓN 2.420,20 km²		
1	268786	4390013
2	271973	4389920
3	308129	4382234
4	306986	4376854
5	312952	4375586
6	307755	4351132
7	297386	4353336
8	296305	4348250
9	288578	4349893
10	282197	4319875
11	280294	4319931
12	255031	4325301
ÁREA DE FULL-FOLD 2.050 km²		
1	267955	4386101
2	271141	4386008
3	307298	4378321
4	306154	4372942
5	312121	4371673
6	308586	4355045
7	298218	4357249
8	297137	4352162
9	289409	4353805
10	283029	4323787
11	281125	4323843
12	255863	4329214
ÁREA DE MIGRACIÓN TOTAL 1.744 km²		
1	269162	4384565
2	270962	4384512
3	305518	4377166
4	304375	4371786
5	310343	4370518
6	307431	4356824
7	297063	4359028
8	295981	4353942
9	288254	4355584
10	281822	4325323
11	281305	4325338
12	257642	4330369

Tabla 1.- Coordenadas UTM de las áreas de adquisición, full-fold y migración total, correspondientes a la propuesta de adquisición sísmica 3D (WGS84-Huso 31).

5.- METODOLOGÍA UTILIZADA

5.1. Introducción

La adquisición sísmica marina 3D es utilizada para la investigación geológica y estratigráfica del subsuelo marino, permitiendo localizar y definir estructuras susceptibles de contener hidrocarburos, ya sean líquidos y/o gaseosos.

La técnica de adquisición sísmica 3D permite obtener un cubo sísmico tridimensional. Esto puede conseguirse, en el caso de sísmica offshore, remolcando en un barco varios cables con hidrófonos (streamers) y utilizando dos fuentes de energía funcionando alternativamente.

En las campañas 3D las líneas de adquisición son paralelas.

5.2. Fuente de energía (airguns)

La fuente de energía o airgun (figura 6) estará compuesta por una cámara de aire comprimido. Esta cámara de aire consiste en un cilindro de metal con aire comprimido que genera una emisión de energía sonora. Dichas cámaras serán remolcadas a una profundidad aproximada de 6-7 m. El volumen de aire contenido en cada cámara será de 4.135 cu.in. (pulgadas cúbicas). La alta presión del aire es generada por un compresor en el barco, y la activación de la señal proviene del sistema de navegación a través de un dispositivo de control de la fuente.

La cámara de aire está formada por dos subcámaras de aire, un pistón y una válvula solenoide o electromagnética. El pistón mantiene la cámara de aire cerrada, sellando las subcámaras que contienen aire comprimido. La presión a utilizar será de 2.000 psi (libras por pulgada cuadrada). Cuando la válvula solenoide es abierta por medio de un impulso eléctrico el aire comprimido es inyectado por debajo del pistón, forzando la apertura repentina de las puertas del cilindro. Esta apertura súbita de la cámara de aire de apenas algunos milisegundos generará el pulso sísmico. Inmediatamente después de la liberación del aire comprimido se forma una burbuja de aire alrededor de la cámara de aire. En la medida en que esta burbuja se expande, su presión interna disminuye, ya que la misma cantidad de aire ahora ocupa un volumen mayor.

La burbuja alcanza su tamaño máximo cuando la presión externa iguala a la presión interna haciendo que la presión externa sea mayor que la interna por algunos instantes, provocando la

reducción del volumen de la burbuja. Nuevamente, la presión interna vuelve a sobresalir a la externa y la burbuja se tiende a expandir.

El pulso acústico se transmite preferentemente en dirección vertical por la columna de agua hasta alcanzar el subsuelo marino. La onda se propaga en el subsuelo y es reflejada por las diferentes capas geológicas en función de sus propiedades físicas.

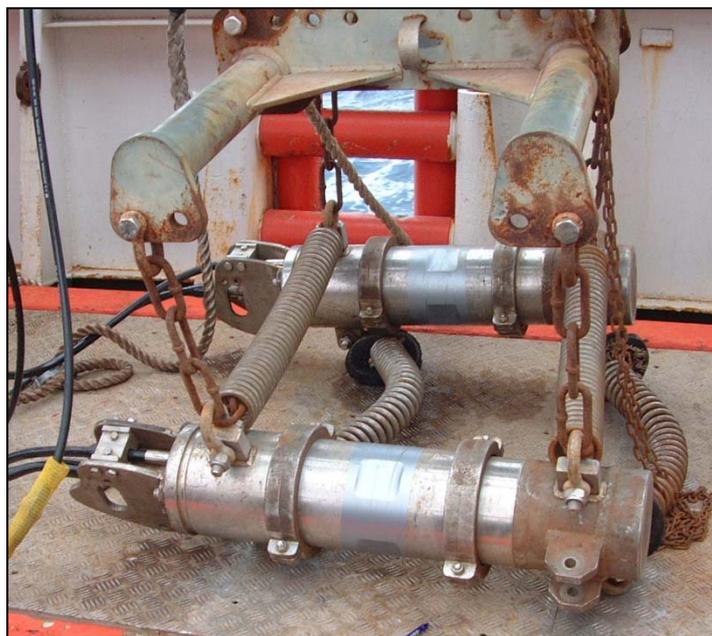


Fig 6.- Fuente de energía o Airguns

Descripción de la fuente

Elemento	Parámetro
Número de fuentes	2 (operando una solamente cada vez)
Volumen de la fuente	2 x 4.135 cu.in (0,69 m ³)
Presión de operación de la fuente	2.000 psi
Salida de sonido en bar-m	90 bar-m (Pico) ~ 259 dB re 1 uPa @ 1m (pico)

5.3. Cable sísmico (streamers)

Los datos sísmicos de reflexión serán adquiridos usando un sistema de cable digital multicanal (streamer), configurado por hidrófonos, módulos de digitación, módulos de telemetría, transductores de profundidad, reguladores de profundidad, compases y conexiones (figura 7).

El cable sísmico tendrá una longitud de 8.000 metros y una boya en la cola, la cual tendrá un reflector de radar adherido para determinar su posición. El cable está dividido en secciones de cierto número de metros activos que contiene grupos de hidrófonos linealmente espaciados entre dispositivos que contienen los digitalizadores de datos y módulos de telemetría. Para el correcto registro de los datos, éste es arrastrado a una profundidad aproximada de 7-8 m debajo de la superficie del mar.

Se utilizarán streamers sólidos (reellenos de espuma) ya que son menos sensibles a la captación de ruido externo (oleaje, refracciones) que aquellos reellenos de fluido (queroseno) y, además, reducen a cero el riesgo de derrame de fluido en caso de ruptura de una sección.

La captura o registro de las ondas sísmicas reflejadas por los estratos y formaciones geológicas en el subsuelo es detectado por los hidrófonos conectados al cable sísmico. El cable transporta las señales sísmicas a los equipos de grabación que se encuentran en la embarcación sísmica donde son recibidas y grabadas en cintas magnéticas.

Los módulos de digitación filtran y convierten la señal analógica del hidrófono a datos digitales in situ, permitiendo el análisis y la interpretación preliminar de los reflectores del mismo barco.

Las secciones de alargamiento protegen al cable de sacudidas fuertes. Los módulos de telemetría transmiten los datos digitales por el cable hacia la unidad de grabación en superficie a bordo del barco.

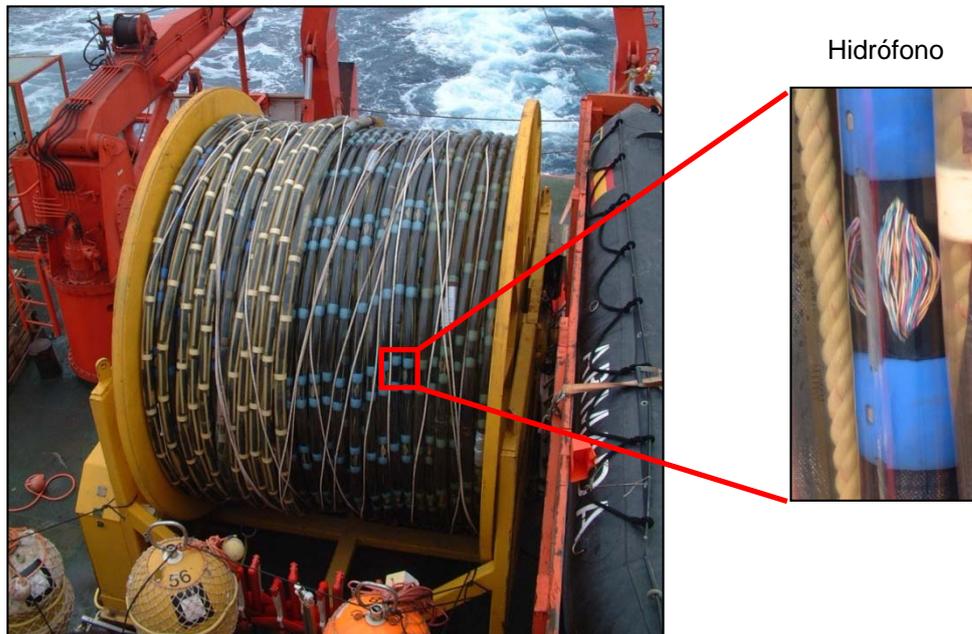


Fig 7.- Cable sísmico (streamer)

Descripción de los streamers y parámetros de adquisición

Elemento	Parámetro
Número de <i>streamers</i>	8
Longitud del <i>streamer</i>	8 km
Amplitud del conjunto de <i>streamers</i>	800 m
Profundidad de la fuente	6 - 7 m
Profundidad del <i>streamer</i>	7-8 m
Intervalo del grupo	12,5 m
Periodo de operación de la fuente	10 segundos
Intervalo del operación de la fuente	25 m
Nombre de la embarcación de adquisición	Por determinar

6.- CRONOGRAMA DE LOS TRABAJOS

La época del año de menor sensibilidad ambiental identificada en el Documento Ambiental se sitúa entre octubre - febrero, por lo que CSL prevé la campaña de adquisición en ese periodo.

El programa de registro sísmico 3D comprenderá tres fases claramente diferenciables:

- Fase 1: Diseño y planificación de la campaña de adquisición 3D.
- Fase 2: Adquisición sísmica.
- Fase 3: Procesado e interpretación de los datos.

El diseño y planificación de la campaña se ha venido desarrollando para la generación de esta MT, cuyo objetivo, junto al Estudio de Impacto Ambiental (EslA), es la solicitud de la autorización para la campaña sísmica 3D aquí descrita.

La duración total del programa se estima entorno a 75 días. Éste número de días ha sido estimado teniendo en consideración un tiempo de parada (*standby*) del 20 %, en el que se incluyen posibles paradas por condiciones ambientales y climáticas adversas. Durante toda la adquisición se realizará un control de calidad.

A la vez que son registrados los datos sísmicos, en el propio barco de adquisición se llevarán a cabo un procesado y una interpretación sísmica preliminar, teniendo como principales objetivos la verificación de la calidad de la información sísmica que está siendo registrada así como la preparación del procesado final. El procesado y la interpretación final de los datos sísmicos se realizará posteriormente en gabinete.

7.- PRESUPUESTO ESTIMADO

Dado que aún no se han iniciado las licitaciones correspondientes para la adquisición de la campaña sísmica 3D, no se dispone de los costes definitivos para dicho trabajo, aunque se tiene una estimación aproximada atendiendo a las condiciones actuales del mercado.

Adquisición:	19,15 M€
Control de calidad (adquisición):	0,18 M€
Procesado:	1,51 M€
Dirección del proyecto	0,11 M€
Gestión Medioambiental	1,26 M€
Total	22,21 M€

Dentro del coste designado como gestión ambiental quedan recogidos los siguientes conceptos

- Coste de dos barcos guardianes.
- Coste de sistemas de detección pasiva y observadores de mamíferos marinos.

Además se ha considerado una contingencia de un 10%, por lo que el coste final estimado ascendería a **24,43 M€**

El presupuesto estimado para la adquisición sísmica propuesta es muy superior al compromiso de trabajos e inversiones asumido por CSL en su plan de labores para el segundo periodo exploratorio, que es cuando se compromete una adquisición sísmica.

Las condiciones de otorgamiento de los permisos, así como los compromisos de trabajos y el programa de investigación a realizar por CSL a lo largo de los seis años de vigencia (cuatro periodos) se establecen en los RD 1774/2010 y RD 1775/2010 y se resumen en la siguiente tabla:



Permisos	B & G	AM 1 & 2
Área (km²)	2,381 (3 x 793.8)	1,588 (2 x 793.8)
Periodo 1: Años 1-2 (23 Enero 2011 – 22 Enero 2013)	Recopilación base datos y digitalización.	Recopilación base datos y digitalización.
	Estudios Geología & Geofísica.	Estudios Geología & Geofísica.
	Estudio Ambiental para Sísmica.	Estudio Ambiental para Sísmica.
	Inversión Mínima= 250,000 €	Inversión Mínima= 160,000 €
Periodo 2: Años 3-4 (23 Enero 2013 – 22 Enero 2015)	Adquisición Sísmica.	Adquisición Sísmica.
	Estudio Ambiental para Perforación.	Estudio Ambiental para Perforación.
	Inversión Mínima= 5,000,000 €	Inversión Mínima= 5,000,000 €
Periodo 3: Año 5 (23 Enero 2015 – 22 Enero 2016)	1 sondeo exploratorio.	1 sondeo exploratorio.
	Estudio Ambiental para Perforación.	Estudio Ambiental para Perforación.
	Inversión Mínima= 12,000,000 €	Inversión Mínima= 12,000,000 €
Periodo 4: Año 6 (23 Enero 2016 – 22 Enero 2017)	2 sondeos exploratorios.	2 sondeos exploratorios.
	Inversión Mínima= 24,000,000 €	Inversión Mínima= 24,000,000 €
Total periodo exploratorio	6 años (41,250,000 €)	6 años (41,160,000 €)