

Ottobre 2014

ELABORATO DI PROGETTO

Istanza di Permesso di Ricerca in Mare

“d 89 F.R.-GM”



Proponente:

Global MED, LLC



Sommario

1	INTRODUZIONE.....	5
1.1	Impostazione dell’elaborato di progetto.....	5
1.2	Descrizione del Committente.....	5
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	6
2.1	Inquadramento geografico del progetto.....	6
2.1.1	Generalità dell’intervento.....	6
2.1.2	Ubicazione dell’area di intervento.....	8
2.2	Programma lavori del permesso di ricerca	9
2.2.1	Prima fase di ricerca.....	9
2.2.2	Seconda fase.....	11
2.2.3	Terza fase	11
2.3	Descrizione delle tecnologie di ricerca	12
2.3.1	Indagine geofisica: il metodo sismico	12
2.4	Programma di acquisizione geofisica off-shore	18
2.4.1	Metodi e mezzi impiegati.....	18
2.4.2	Parametri di acquisizione	20
2.4.3	Utilizzo di risorse.....	22
2.4.4	Stima delle emissioni, rifiuti e scarichi.....	22
2.4.5	Prevenzione di rischi e potenziali incidenti.....	27
2.4.6	Eventuali opere di ripristino.....	27
2.4.7	Durata delle attività	27
2.5	Descrizione generale dell’eventuale fase di perforazione.....	28
2.5.1	Tipologia delle piattaforme di perforazione off-shore	28
2.5.2	Progettazione di un pozzo.....	29
2.5.3	Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali	30



Indice delle figure

Figura 2.1 – Localizzazione dell’area in istanza di permesso di ricerca, indicata dal poligono rosso e delle altre aree per cui Global MED ha presentato istanza di permesso di ricerca	6
Figura 2.2 – Distribuzione delle linee sismiche pubbliche eseguite in passato nel Mar Ionio con indicazione dell’area oggetto di studio	7
Figura 2.3 – Vertici dell’area in istanza, indicata in rosso, proiettata sulla carta nautica n. 435 INT 306: “Dal Mare Adriatico al Mare Ionio – Tirreno Meridionale e Stretto di Sicilia”, dell’Istituto Idrografico della Marina	8
Figura 2.4 – Ubicazione delle linee sismiche 2D in progetto di acquisizione, all’interno del perimetro dell’istanza di permesso di ricerca idrocarburi “d 89 F.R.-GM”	10
Figura 2.5 – Principio di funzionamento della geofisica in mare. Le onde prodotte dagli air-gun vengono dirette verso il basso le quali vengono in parte assorbite e riflesse per poi giungere agli idrofoni e registrate (fonte: www.rwe.com/web/cms/en/1773360/rwe-dea/know-how/exploration/seismics/)	13
Figura 2.6 – Schema di funzionamento di un air-gun, diviso nelle fasi di carica “Armed”, scoppio “Fired” e rilascio “Implosion” (fonte: www.geoexpro.com/articles/2010/04/marine-seismic-sources-part-iii)	14
Figura 2.7 – Streamer o cavo sismico per l’acquisizione a sinistra (fonte: www.offshore-technology.com/features/feature43561/feature43561-3.html) e boa di coda a destra (fonte: www.seamap.com)	15
Figura 2.8 – Idrofoni per l’acquisizione del segnale offshore (fonte: www.geoexpro.com/articles/2009/02/measuring-seismic-with-light)	15
Figura 2.9 – Esempio di sezione sismica non interpretata (fonte: www.geoexpro.com)	16
Figura 2.10 – Esempio di modello 3D ottenuto dall’elaborazione di un’acquisizione 3D (fonte: www.spectrumasa.com)	17
Figura 2.11 – Esempio di nave per acquisizione sismica durante l’acquisizione (fonte: www.gas-naturale.ch/gas-naturale/estrazione)	19
Figura 2.12 – Rappresentazione grafica della configurazione dell’array tipo 3 (in pianta) per un array composto da 40 air-gun. In verde sono rappresentati i cluster (elementi sorgente che sono sufficientemente vicini tra loro da agire come sorgente unica) ed in bianco le sorgenti singole	21
Figura 2.13 – Rappresentazione grafica dei centri dell’array di air-gun, in pianta. Il cerchio rosso rappresenta il centro geometrico dell’array, mentre il cerchio viola indica il centro di pressione	25
Figura 2.14 – Modello in pianta raffigurante l’emissione di energia in un raggio di 360° intorno ad un array di air-gun, secondo la configurazione array 3. In nero è indicata la direzione di movimento della nave	25
Figura 2.15 – Spettro di ampiezza normalizzata in dB lungo la direzione parallela al moto della nave sismica, per un array di air-gun in configurazione tipo 3 (in sezione)	26
Figura 2.16 – Spettro di ampiezza normalizzata in dB lungo la direzione perpendicolare a quella della nave di acquisizione, per un array di air-gun in configurazione tipo 3 (in sezione)	26



Elaborato preparato da G.E.Plan Consulting S.r.l.

Redatto da Dott. Geol. Raffaele Di Cuià, Dott. Stefano Borello

Nel mese di ottobre 2014

Dott. Geol. Raffaele Di Cuià

Ferrara, li



1 INTRODUZIONE

Il proposito del presente elaborato è quello di fornire un quadro esaustivo dell'attività proposta, con livello tecnico di approfondimento sufficiente ad indicare i parametri dimensionali e strutturali del progetto, completi di cartografia tematica di descrizione del sito e dell'area circostante.

Il progetto si riferisce all'attività di acquisizione di dati geofisici a mare, all'interno dell'area di istanza di permesso di ricerca per idrocarburi denominato "d 89 F.R.-GM". I rilievi geofisici rappresentano uno strumento fondamentale per esplorare le caratteristiche geologiche del sottosuolo.

L'attività proposta ha carattere temporaneo e non prevede in alcun modo la realizzazione di opere permanenti in mare o a terra. Una volta terminata l'attività di indagine geofisica, tutte le apparecchiature utilizzate saranno issate a bordo e sul posto non verrà lasciato alcun tipo di strumentazione.

1.1 Impostazione dell'elaborato di progetto

Il presente elaborato, relativo all'istanza di permesso di ricerca di idrocarburi "d 89 F.R.-GM", è stato redatto ai sensi del D.Lgs. del 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" e successive modifiche ed integrazioni.

L'elaborato descrive nel dettaglio l'attività proposta, le caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto e le esigenze di utilizzazione dello specchio d'acqua, prendendo in considerazione anche il tipo e la quantità dei residui e delle emissioni previsti.

1.2 Descrizione del Committente

Il Gruppo Global (vedi allegato 6 e allegato 8), attraverso la società Global MED, LLC (di seguito Global MED), ha iniziato a lavorare su una campagna di esplorazione in acque profonde nel Mediterraneo identificando alcune aree nell'offshore Italia come potenzialmente sfruttabili. La Global MED, certa delle sue capacità e forte della qualità del suo operato, confermati dai numerosi successi raggiunti in passato in varie parti del mondo (Filippine, Cina, Belize, Sud Africa, Marocco e Nuova Zelanda), ha acquisito una notevole esperienza nell'ambito delle esplorazioni in acque profonde.

L'attività esplorativa esclusiva degli ambienti di mare profondo differenzia questa compagnia dalle altre operanti nel settore dell'*Oil and Gas*, perché promotrice di interesse in zone ritenute potenzialmente produttive, attraverso una politica diretta al coinvolgimento delle compagnie petrolifere maggiori (e compagnie nazionali) all'interno dei loro progetti, per un mutuo sostegno e beneficio delle parti coinvolte.

La chiave del successo di Global MED è l'attenzione e l'impegno delle risorse, scelte con cura e parsimonia e costruite attraverso collaborazioni con consulenti tecnici e finanziari locali. L'attività esplorativa di Global MED si è sempre focalizzata su di un paese alla volta, impegnando tutte le risorse umane e finanziarie su un solo progetto, promuovendo l'esplorazione in aree potenzialmente sfruttabili. Nel corso degli anni l'approccio adottato nello svolgimento delle attività ha generato un totale di introiti che raggiunge i 750 milioni di dollari.

Attività di esplorazione nel pieno rispetto dell'ambiente circostante e perseguimento degli obiettivi preposti sempre nei tempi stabiliti, hanno fatto della Global MED una compagnia dalla realtà solida ed efficiente nel panorama mondiale dell'esplorazione petrolifera in acque profonde.

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 Inquadramento geografico del progetto

2.1.1 Generalità dell'intervento

L'area oggetto di istanza di permesso di ricerca di idrocarburi, denominata "d 89 F.R.-GM" è localizzata nel Mar Ionio a sud delle coste pugliesi, all'interno della zona marina "F".

Il progetto rientra all'interno di un programma di indagine a più ampia scala, che comprende altre cinque aree per cui Global MED ha presentato istanza di permesso di ricerca. Nel complesso, le sei istanze sono divise in due macro aree: una al largo delle coste calabresi e l'altra a sud delle coste pugliesi.

Queste zone verranno interessate da campagne di prospezione geofisica con lo scopo di investigare le due macro aree in ingresso al Golfo di Taranto (Figura 2.1).

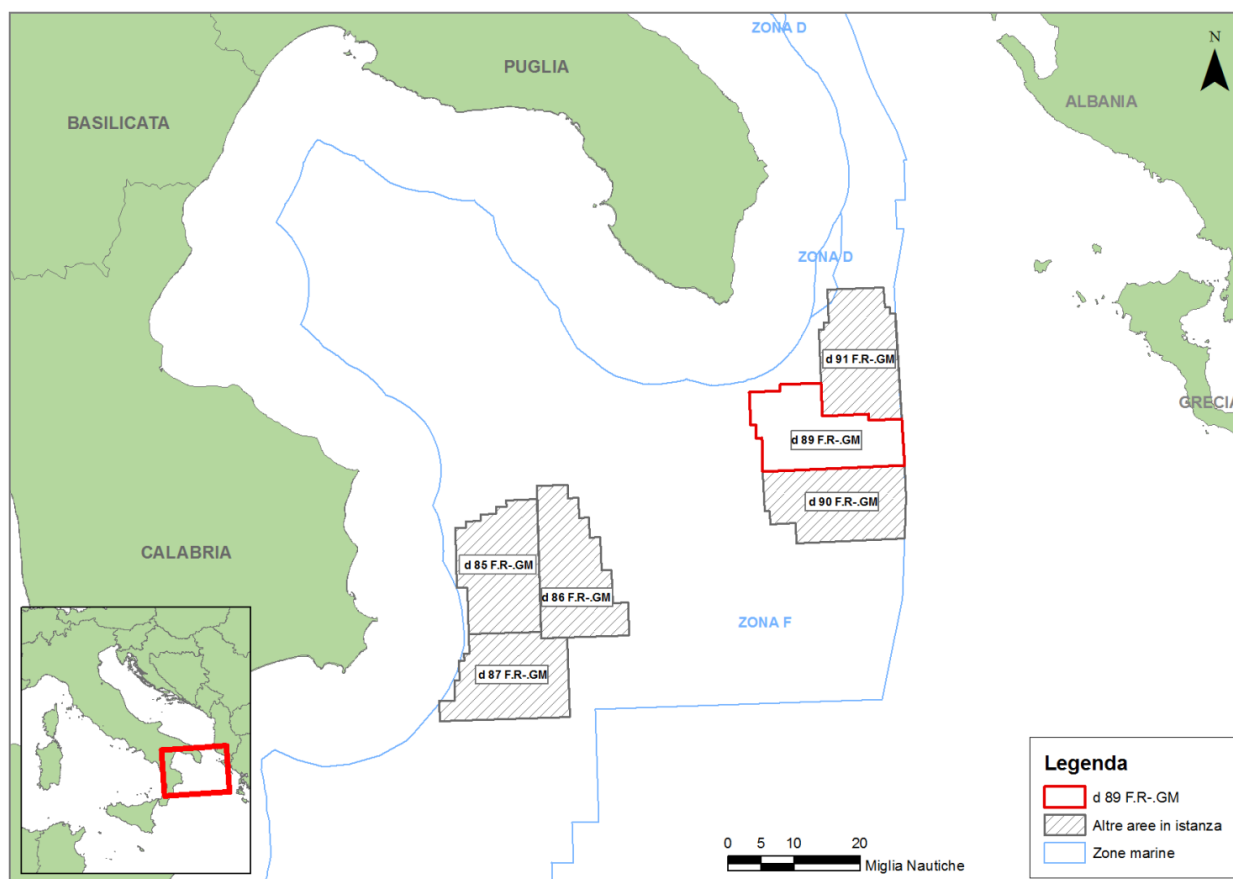


Figura 2.1 – Localizzazione dell'area in istanza di permesso di ricerca, indicata dal poligono rosso e delle altre aree per cui Global MED ha presentato istanza di permesso di ricerca

Il motivo per cui non sono state presentate due sole istanze per le due macro aree deriva dal limite dimensionale dei titoli minerari, imposto per legge. Infatti, la Legge del 9 gennaio 1991, n. 9, prevede che l'area del permesso di ricerca di idrocarburi debba essere tale da consentire il razionale sviluppo del programma di ricerca e non possa comunque superare l'estensione di 750 chilometri quadrati (Titolo II, art. 6, comma 2). Per ottemperare a quanto richiesto dalla normativa, Global MED ha suddiviso le macro aree in 6 diverse istanze, inferiori a 750 chilometri quadrati (Tabella 2.1).

Inoltre, la legge prevede, per ogni operatore, una superficie massima totale dei permessi richiesti di 10000 chilometri quadrati, perfettamente in linea con quella delle istanze proposte da Global MED.



Nome istanza	Estensione (km ²)
d 85 F.R.-GM	748,4
d 86 F.R.-GM	748,6
d 87 F.R.-GM	737,5
d 89 F.R.-GM	744,6
d 90 F.R.-GM	749,1
d 91 F.R.-GM	729,2

Tabella 2.1 – Estensione delle aree per cui Global MED ha presentato istanza di permesso di ricerca di idrocarburi in mare

L'iter procedurale (ai sensi del Decreto Direttoriale del 22 marzo del 2011, art. 6, comma 4) prevede per ogni istanza di permesso di ricerca di idrocarburi l'attivazione della procedura di valutazione di impatto ambientale presso l'autorità competente. Pertanto, le diverse istanze, pur essendo aree marine adiacenti, non possono essere oggetto di valutazione ambientale unitaria.

Allo stato attuale la macro area localizzata a sud delle coste pugliesi è suddivisa nelle istanze di permesso di ricerca "d 89 F.R.-GM", "d 90 F.R.-GM" e "d 91 F.R.-GM". Tuttavia l'istanza "d 91 F.R.-GM" è attualmente in concorrenza con l'istanza "d 84 F.R.-EL" presentata da Petroceltic Italia (50 %) e Edison (50 %), pertanto l'intero progetto di Global MED potrebbe coinvolgere la ricerca di solo cinque aree.

L'indagine geofisica prevista mira a ridefinire le principali caratteristiche, tra cui estensione e natura, delle strutture geologiche sommerse presenti nella zona oggetto dell'istanza e nelle aree limitrofe. Gli scopi scientifici principali di questa indagine sono quelli di estendere e completare la copertura sismica già esistente. Questi obiettivi avranno come risultato una rivalutazione del bacino sedimentario dell'area, una mappatura della "roccia madre" degli idrocarburi, nonché la direzione e l'estensione massima di migrazione degli stessi, attraverso l'analisi dei dati che verranno ricavati utilizzando le più moderne tecnologie.

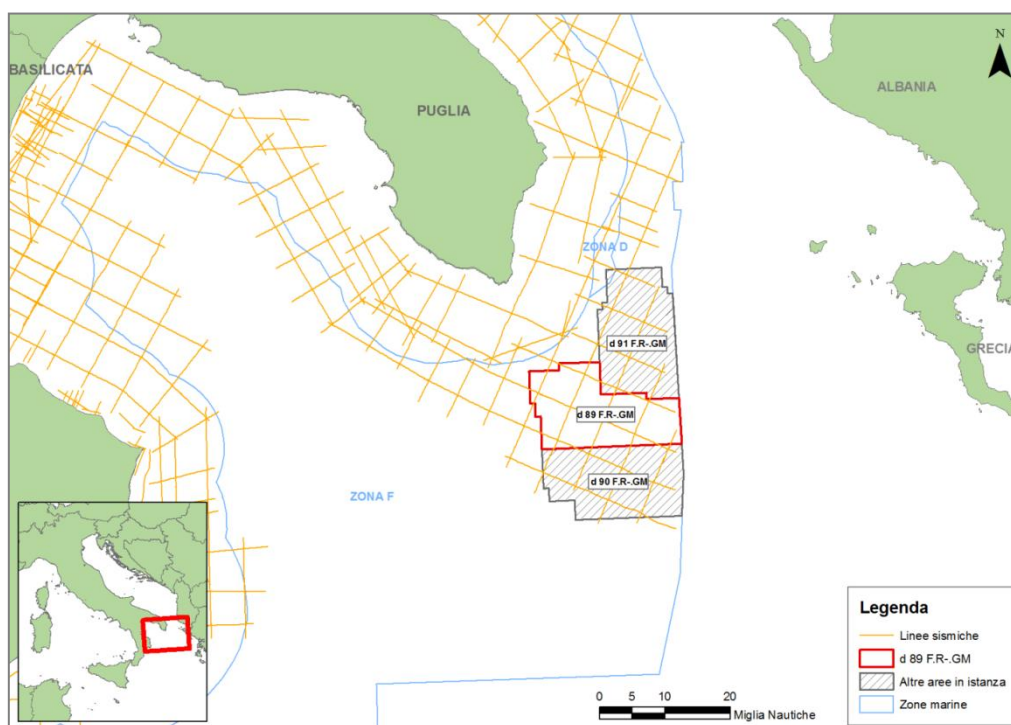


Figura 2.2 – Distribuzione delle linee sismiche pubbliche eseguite in passato nel Mar Ionio con indicazione dell'area oggetto di studio

In Figura 2.2 si possono visualizzare in giallo le linee sismiche di pubblico dominio eseguite nel corso degli anni nell'area oggetto di interesse. Queste linee sismiche danno informazioni utili per quanto riguarda la caratterizzazione geologica dell'area, ma non sono sufficienti per la determinazione del potenziale petrolifero.

2.1.2 Ubicazione dell'area di intervento

L'area dell'istanza di permesso di ricerca di idrocarburi ricopre una superficie di 744,6 chilometri quadrati ed è localizzata nella parte nord occidentale del mar Ionio a sud-est del Golfo di Taranto, al largo di Santa Maria di Leuca.

Il punto più vicino alla costa corrisponde al vertice "o" (vedi Figura 2.3) e dista circa 14 miglia nautiche da Capo Santa Maria di Leuca. Il margine settentrionale dell'area rappresenta il lato più prossimo alle coste pugliesi, restando comunque oltre le 14 miglia nautiche dalle coste.

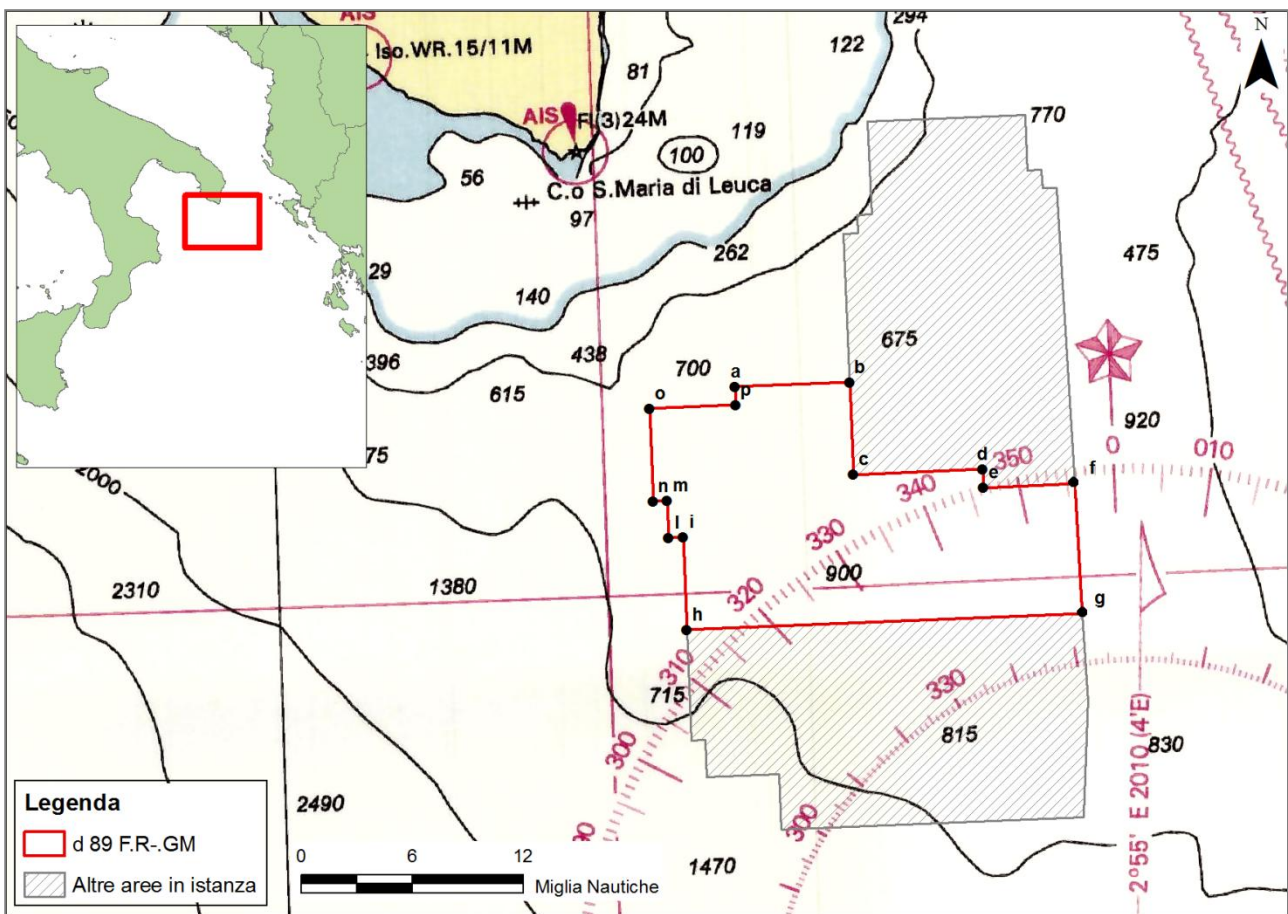


Figura 2.3 – Vertici dell'area in istanza, indicata in rosso, proiettata sulla carta nautica n. 435 INT 306: "Dal Mare Adriatico al Mare Ionio – Tirreno Meridionale e Stretto di Sicilia", dell'Istituto Idrografico della Marina

Le coordinate dei vertici dell'area in istanza, visualizzati in Figura 2.3, sono le seguenti:

Vertice	Longitudine N	Latitudine E
a	18° 32'	39° 35'
b	18° 40'	39° 35'
c	18° 40'	39° 30'
d	18° 49'	39° 30'



e	18° 49'	39° 29'
f	Intersezione parallelo 39°29' e la linea confine zona F	
g	Intersezione tra linea confine zona F e parallelo 39°22'	
h	18° 28'	39° 22'
i	18° 28'	39° 27'
l	18° 27'	39° 27'
m	18° 27'	39° 29'
n	18° 26'	39° 29'
o	18° 26'	39° 34'
p	18° 32'	39° 34'

Tabella 2.2 – Coordinate dei vertici del permesso di ricerca denominato “d 89 F.R.-GM”

2.2 Programma lavori del permesso di ricerca

Di seguito verrà descritto il programma tecnico dei lavori che Global MED si propone di effettuare qualora la titolarità del permesso di ricerca venga assegnata con apposito decreto ministeriale.

L’obiettivo principale dei lavori è quello di valutare al meglio la presenza di accumuli di idrocarburi economicamente sfruttabili.

I lavori che di seguito verranno descritti possono essere suddivisi in tre fasi distinte, due fasi operative di ricerca ed un’eventuale fase di perforazione.

È doveroso precisare che l’eventuale fase di perforazione dovrà essere oggetto di una nuova proposta progettuale da sottoporre a procedura di valutazione di impatto ambientale nonché specifica autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

2.2.1 Prima fase di ricerca

Indicazione della strategia esplorativa, definizione dei *leads* e caratteristiche dei prospetti futuri. Le seguenti attività saranno svolte nella Fase I, inclusi i lavori di indagine geologica e geofisica che verranno iniziati entro 12 mesi dalla comunicazione del conferimento del permesso.

2.2.1.1 Ricerca di base

- Svolgimento di ricerche sulla letteratura, esame della disponibilità, qualità e valore degli esistenti dati di pozzo e sismici, esame e catalogazione di dati, acquisizione di dati geofisici, geologici esistenti e degli altri dati, se necessari e disponibili;
- Studio di potenziali analoghi sistemi petroliferi e valutazione dei rilevanti dati di pozzo esistenti per le informazioni relative alle proprietà delle rocce e dei fluidi, alla correlazione stratigrafica e ai sistemi di idrocarburi;
- Svolgimento di analisi stratigrafica e strutturale dell’area su scala regionale, in modo da definire la tettonica regionale, i sistemi petroliferi e la tipologia di trappola, identificazione di potenziali giacimenti (*reservoir*), di intervalli di rocce di copertura (*seals*) e di rocce madre (*source*);
- Analisi, interpretazione ed estrapolazione di informazioni dai nuovi dati, ottenuti dallo studio regionale della Global MED, LLC di rilevamento satellitare di manifestazioni di petrolio (*Satellite Oil Seep Detection Study*), che copre l’intera superficie dell’area dell’istanza ed integrazione e



spiegazione delle anomalie e dei risultati con le informazioni disponibili, per esempio dei dati sismici, gravimetrici, magnetici e batimetrici, selezione dell'immagine di manifestazione di petrolio, analisi delle faglie ed interpretazione.

Gli studi geofisici e la loro interpretazione includeranno l'identificazione dei dati sismici esistenti per la rielaborazione ed elaborazione avanzata, se necessaria.

2.2.1.2 Ricerca Avanzata

- Acquisizione e elaborazione di un minimo di 147 chilometri di nuovi dati sismici 2D (Figura 2.4), oltre alla relativa acquisizione di dati gravimetrici e magnetici;
- Valutazione della fattibilità del miglioramento dell'immagine sismica e della riduzione del rischio dei prospetti attraverso l'applicazione ai dati sismici disponibili di tecniche di elaborazione di dati geofisici (per esempio, tramite la fisica avanzata delle rocce (*advanced rock physics*), AVO (*Amplitude Versus Offset*) la migrazione in profondità *pre-stack* PSDM (*Pre Stack Depth Migration*) e la inversione;
- Interpretazione dei dati geologici e geofisici disponibili (sismici, gravimetrici, magnetici e dei pozzi di riferimento per sviluppare ipotesi di sistema geologico ed identificazione preliminare e di prospetti e *leads*;
- Redazione di mappe strutturali di tempo e di profondità, identificazione di *leads*, prospetti e calcolo dei volumi del giacimento, classificazione dei *leads* e dei prospetti, completamento di un inventario dei prospetti del permesso;
- Valutazione dei restanti rischi geologici associati con i sistemi petroliferi (*plays*), dei *leads* e dei prospetti.

Durante la Fase I, la richiedente invierà i richiesti rapporti riassuntivi tecnici di avanzamento lavori. Al termine della Fase I, la richiedente presenterà un rapporto di valutazione del permesso di ricerca con descrizione dei lavori svolti, i potenziali sistemi petroliferi identificati, i prospetti ed i *leads*, con una valutazione dei rischi esplorativi associati. La richiedente potrà decidere di proseguire con la Fase II o si riserva il diritto di rinunciare al permesso di ricerca.

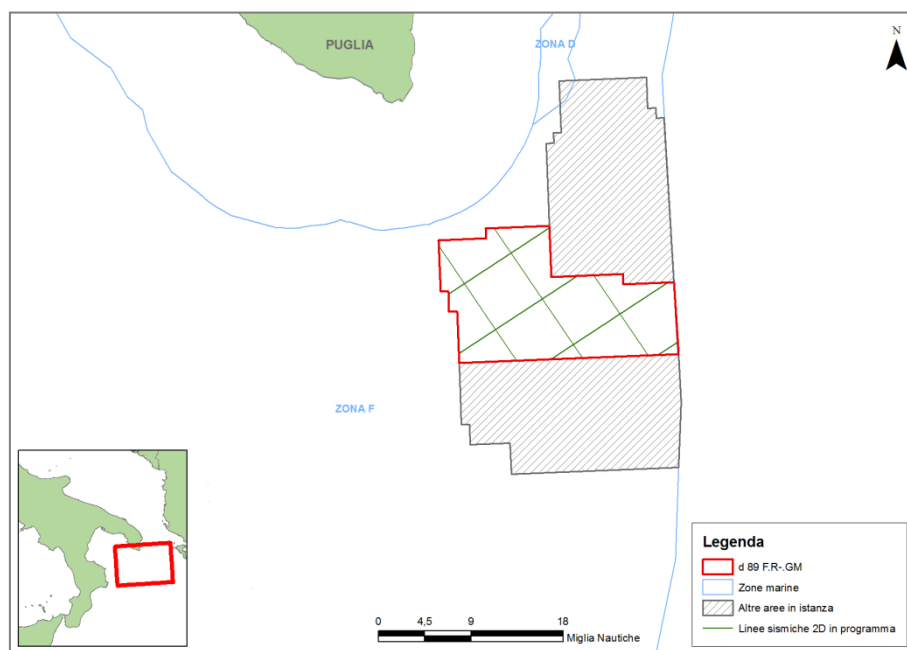


Figura 2.4 – Ubicazione delle linee sismiche 2D in progetto di acquisizione, all'interno del perimetro dell'istanza di permesso di ricerca idrocarburi "d 89 F.R.-GM"



2.2.2 Seconda fase

Ridefinizione del prospetto e riduzione del rischio. Entro 25-48 mesi dal conferimento del permesso di ricerca, la richiedente svolgerà le seguenti attività:

- prosecuzione della mappatura e valutazione del prospetto;
- se necessario, acquisizione di ulteriori dati sismici 2D o 3D, oppure acquisto di dati sismici esistenti non di proprietà, esecuzione di qualsiasi ulteriore elaborazione e continuazione del lavoro dettagliato di interpretazione e di ricerca;
- ridefinizione degli elementi del sistema petrolifero e stima delle variazioni delle proprietà, determinazione della probabilità della capacità del giacimento della roccia madre, della migrazione, della maturazione della trappola, delle rocce di isolamento e di copertura;
- determinazione della configurazione definitiva del prospetto e classificazione delle potenziali ubicazioni di un pozzo;
- determinazione degli aspetti economici della perforazione di un pozzo esplorativo, incluse le decisioni sull'acquisizione di ulteriori dati per localizzare l'ubicazione del pozzo, se necessario.

Al termine della Fase II, la richiedente invierà il rapporto di valutazione del permesso con la descrizione dei lavori svolti e dei potenziali sistemi di idrocarburi identificati, dei prospetti e dei *leads* e con una valutazione dei rischi esplorativi associati. La richiedente potrà voler iniziare la Fase III della ricerca, qualora venisse individuato un adeguato potenziale di idrocarburi ed un adeguato rischio di ricerca tale da giustificare la perforazione di un pozzo esplorativo. La richiedente si riserva comunque il diritto di rinunciare al permesso di ricerca.

2.2.3 Terza fase

Definizione finale del prospetto, riduzione del rischio, pianificazione e perforazione di un pozzo. Le seguenti attività verranno svolte nella Fase III, inclusi i lavori di perforazione di un pozzo esplorativo da iniziarsi entro 60 mesi dalla comunicazione del conferimento del permesso di ricerca, subordinatamente alla disponibilità di una nave da perforazione e/o ad adeguate proroghe:

- continuazione degli studi geologici e geofisici per interpretare i rilievi sismici definitivi in 2D e/o 3D, al fine di ottimizzare l'ubicazione della perforazione e la previsione del profilo del pozzo;
- completamento dell'analisi economica definitiva e della valutazione del rischio;
- predisposizione di appropriate relazioni tecniche approfondite, complete e consolidate;
- predisposizione della previsione del pozzo, del programma di perforazione e degli studi preliminari alla perforazione;
- completamento delle attività correlate alla valutazione di impatto ambientale relative alla perforazione e presentazione dello studio di valutazione di impatto ambientale alle autorità competenti ed ottenimento delle autorizzazioni richieste per consentire la perforazione di un pozzo;
- perforazione di (1) un pozzo esplorativo di prova al fine di valutare sufficientemente gli orizzonti geologici potenziali evidenziati dalle precedenti fasi;
- predisposizione di un rapporto di fine pozzo, elencando i dati acquisiti durante e dopo la perforazione, l'interpretazione petrofisica dei dati delle diagrafie del pozzo, le analisi di laboratorio dei campioni di pozzo e l'interpretazione geologica dei risultati di pozzo.

Al termine della Fase III, la richiedente presenterà un rapporto di valutazione del permesso con la descrizione dei lavori realizzati, i risultati ottenuti, i potenziali sistemi di idrocarburi identificati, i prospetti, i



leads con una valutazione dei rischi esplorativi associati. Nel caso di scoperta di idrocarburi, la richiedente potrà presentare istanza di concessione di coltivazione e/o di proroga temporanea del permesso o di rinuncia al titolo minerario.

2.3 Descrizione delle tecnologie di ricerca

La geofisica è in generale l'applicazione di misure e metodi fisici allo studio delle proprietà fisiche del sottosuolo. Le prospezioni geofisiche (prospezioni sismiche, elettriche, elettromagnetiche, radiometriche, gravimetriche) rappresentano alcuni metodi fisici utilizzati nel campo dell'esplorazione geologica.

Le indagini geofisiche si differenziano in due grandi categorie: indagini passive ed indagini attive.

Le prime si effettuano prevalentemente in magnetometria e in gravimetria, dove tramite delle apposite strumentazioni si rilevano eventuali anomalie (magnetiche o gravimetriche) rispetto all'ambiente circostante.

Le seconde si riferiscono ai rilievi di tipo sismico e geoelettrico che permettono, tramite l'attivazione nel sottosuolo di diverse forme di energia, di studiare la risposta del sottosuolo stesso.

Il programma tecnico dei lavori che Global MED propone di effettuare, unitamente alla campagna di acquisizione sismica (metodo attivo) prevede l'acquisizione passiva dei parametri magnetici e gravimetrici.

Di seguito verrà descritto nel dettaglio il metodo di indagine sismica in quanto rappresenta l'unica indagine che prevede la generazione artificiale di un segnale e quindi una potenziale perturbazione dell'ambiente dell'area in oggetto.

2.3.1 Indagine geofisica: il metodo sismico

Le indagini geofisiche sono comunemente utilizzate per definire le strutture geologiche del sottosuolo durante le attività di esplorazione e produzione *offshore* in tutto il mondo. Questo tipo di indagine è attualmente la migliore tecnologia a disposizione per la ricerca di precisione di idrocarburi in mare aperto perché più affidabile e in grado di determinare con grande dettaglio l'andamento strutturale e stratigrafico di un'intera serie sedimentaria. Le ricerche in mare sono effettuate da navi appositamente costruite che raccolgono dati geologici di sottosuolo lungo un grigliato formato da un insieme di linee e transetti.

Le prospezioni sismiche possono essere di tipo 2D, 3D, o 4D. Le indagini 2D e 3D sono utilizzate principalmente per l'esplorazione e la caratterizzazione delle risorse non sviluppate. Le 2D sono condotte su vaste aree, lungo transetti distanziati da 5 a 100 chilometri e sono in grado di fornire una visione generale della geologia sottomarina. Le indagini 3D sono condotte su aree molto più piccole, lungo transetti di indagine distanziati di non oltre 100 metri e forniscono dati sufficienti per costruire un modello 3D del sottosuolo. Le indagini 4D comprendono anche la componente tempo e sono usati durante la fase di produzione di idrocarburi, per monitorare le variazioni temporali di esaurimento del giacimento.

Le indagini sismiche utilizzano diverse fonti di energia per creare onde sismiche che si propagano nella crosta terrestre sottomarina. L'energia viene emessa lungo il grigliato, di solito sotto forma di impulsi di breve durata e a bassa frequenza. Gli impulsi viaggiano attraverso gli strati geologici e vengono riflessi dalle superfici di discontinuità presenti negli strati del sottosuolo, per poi tornare in superficie dove vengono registrati dai ricevitori, chiamati idrofoni (Figura 2.5).

Le profondità degli strati nel sottosuolo sono calcolate in base al tempo trascorso tra la generazione del suono e la rilevazione del segnale di riflesso nell'idrofono. L'analisi del tempo e delle caratteristiche del segnale di ritorno permettono la definizione delle strutture geologiche presenti.

Nella forma più elementare, le attrezzature per l'acquisizione del dato geofisico in mare consistono in una sorgente acustica, un ricevitore acustico e un dispositivo di memorizzazione dei dati. Gli *air-gun* sono la fonte di energia più comunemente utilizzata e sono composti da un trasduttore subacqueo impulsivo che produce un suono a bassa frequenza emettendo aria ad alta pressione in acqua. Questo produce una bolla d'aria che si espande rapidamente, contrae e ri-espande, creando un'onda sismica ad ogni oscillazione.

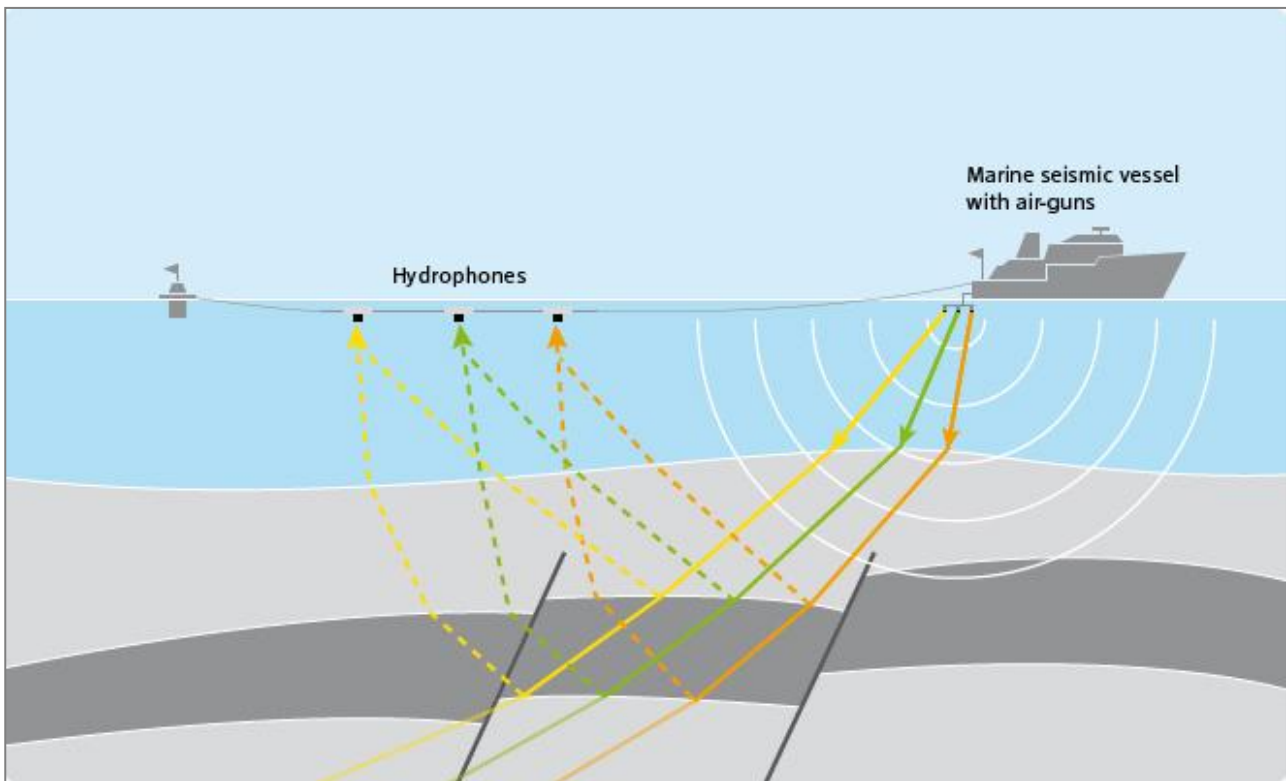


Figura 2.5 – Principio di funzionamento della geofisica in mare. Le onde prodotte dagli *air-gun* vengono dirette verso il basso le quali vengono in parte assorbite e riflesse per poi giungere agli idrofoni e registrate (fonte: www.rwe.com/web/cms/en/1773360/rwe-dea/know-how/exploration/seismics/)

L'*air-gun* è un dispositivo costituito da due camere, una superiore che viene caricata di aria compressa e una inferiore di scarico, sigillate tra loro da un doppio pistone ad albero. L'aria compressa che viene immessa nell'*air-gun*, deriva dai compressori presenti nella nave sismica e passa dalla camera superiore a quella inferiore attraverso la sezione cava del pistone. Quando l'*air-gun* risulta carico e si raggiunge la pressione desiderata, scelta in base all'obiettivo del sondaggio ma anche per minimizzare il più possibile gli eventuali impatti sull'ambiente marino, viene attivato elettronicamente un solenoide che genera un campo magnetico sufficiente a far sollevare il pistone. Con la risalita del pistone si aprono le valvole d'uscita poste ai lati dell'*air-gun* e l'aria compressa viene espulsa all'esterno (Figura 2.6).

E' possibile utilizzare singoli *air-gun* oppure sistemi di più *air-gun* denominati *array*. Fonti singole sono utilizzate solo per indagini in acque superficiali, mentre le acque profonde, come quelle che saranno intraprese nell'area del progetto, richiedono *array* composti da diversi *sub-array* di *air-gun*. Le emissioni di aria compressa avvengono generalmente ogni 5-15 secondi.

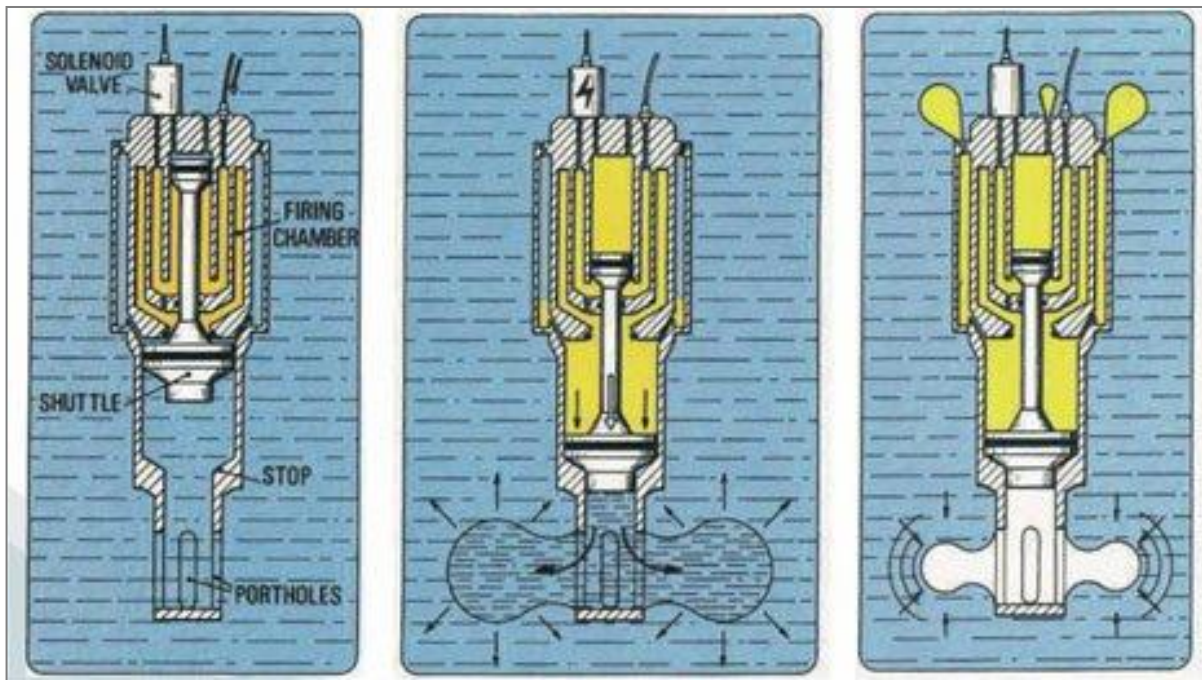


Figura 2.6 – Schema di funzionamento di un air-gun, diviso nelle fasi di carica “Armed”, scoppio “Fired” e rilascio “Implosion” (fonte: www.geoexpro.com/articles/2010/04/marine-seismic-sources-part-iii)

Gli *array* di *air-gun* sono progettati per dirigere la maggior parte dell'energia verticalmente verso il basso, tuttavia una componente dell'energia viene proiettata anche orizzontalmente in acqua e può essere rilevata ad una distanza variabile dalla sorgente, a seconda delle condizioni idrografiche e del livello di rumore di fondo. Ciò nonostante, le onde che vengono generate hanno un rapido decadimento spaziale, l'energia infatti tende a diminuire con il quadrato della distanza. Gli impulsi prodotti dagli *air-gun* sono a banda larga, con la maggior parte dell'energia concentrata nella gamma di frequenze tra 10-200 Hertz, e livelli inferiori nell'intervallo 200-1000 Hz. A seconda della configurazione dell'*array* di *air-gun*, i livelli sonori alla sorgente presentano valori da 237-262 dB re 1uPa/m.

I segnali sismici riflessi dalle discontinuità geologiche del sottosuolo vengono ricevuti dagli idrofoni (sensori di pressione) presenti all'interno dei cavi detti *streamer*. Gli *streamer* sono costituiti da sezioni tubolari contenenti gli idrofoni e da conduttori elettrici che trasportano i segnali (Figura 2.7). Le sezioni dei cavi sono collegate insieme tramite moduli elettronici, in cui i segnali provenienti dagli idrofoni vengono digitalizzati e messi su un cavo ottico, che restituisce i segnali al sistema di registrazione a bordo della nave. I cavi *streamer* sono studiati per un galleggiamento neutro, e possono essere solidi o pieni di liquido isolante elettrico.

Durante l'acquisizione geofisica, il cavo deve essere mantenuto alla stessa profondità e deve essere allineato secondo la direzione di rilevamento stabilita; per favorire la stabilità di posizione del cavo viene utilizzato un galleggiante (boa) e un dispositivo di abbassamento che permette di mantenere la posizione iniziale dello *streamer* ad una determinata profondità di operazione. Una boa di coda (Figura 2.7) viene fissata all'estremità di coda dello *streamer* e al di sopra è fissato un riflettore radar per il controllo dell'allineamento del cavo stesso rispetto alla direzione di movimento della nave.



Figura 2.7 – Streamer o cavo sismico per l'acquisizione a sinistra (fonte: www.offshore-technology.com/features/feature43561/feature43561-3.html) e boa di coda a destra (fonte: www.seamap.com)

La registrazione del segnale geofisico viene eseguita dall'idrofono (trasduttore elettroacustico) che genera una tensione all'arrivo di un impulso di pressione, prodotto nell'acqua dall'onda sismica. Grazie allo sviluppo delle moderne tecniche di trasformazione dell'onda sonora in segnale elettronico, lo strumento consente di captare suoni emessi a grandi distanze (Figura 2.8).

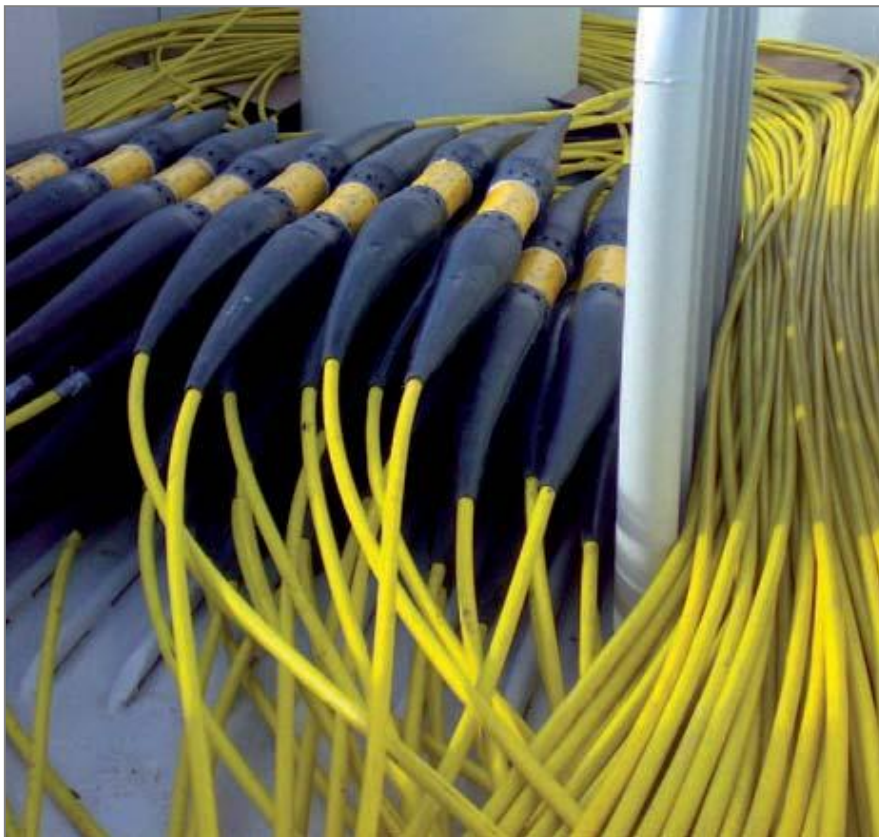


Figura 2.8 – Idrofoni per l'acquisizione del segnale offshore (fonte: www.geoexpro.com/articles/2009/02/measuring-seismic-with-light).

I segnali registrati, inoltre, richiedono una fase di *processing*, attraverso la quale i singoli arrivi vengono elaborati, amplificati, sommati, filtrati, migrati (procedure condotte in maniera computerizzata) in modo da eliminare ogni eventuale disturbo sia esso organizzato (come gli arrivi delle onde dirette in superficie) che aleatorio quale, ad esempio, i disturbi ambientali: passaggi di navi o di mezzi pesanti, rumori di motori, etc.



Il risultato finale sarà un elaborato grafico denominato "sezione sismica" (Figura 2.9), nella quale viene evidenziato l'andamento delle superfici di riflessione provenienti dal sottosuolo (che costituiranno un insieme di riflettori sismici) che segnaleranno la presenza delle varie discontinuità incontrate (strati, contatti litologici, contatti tettonici).

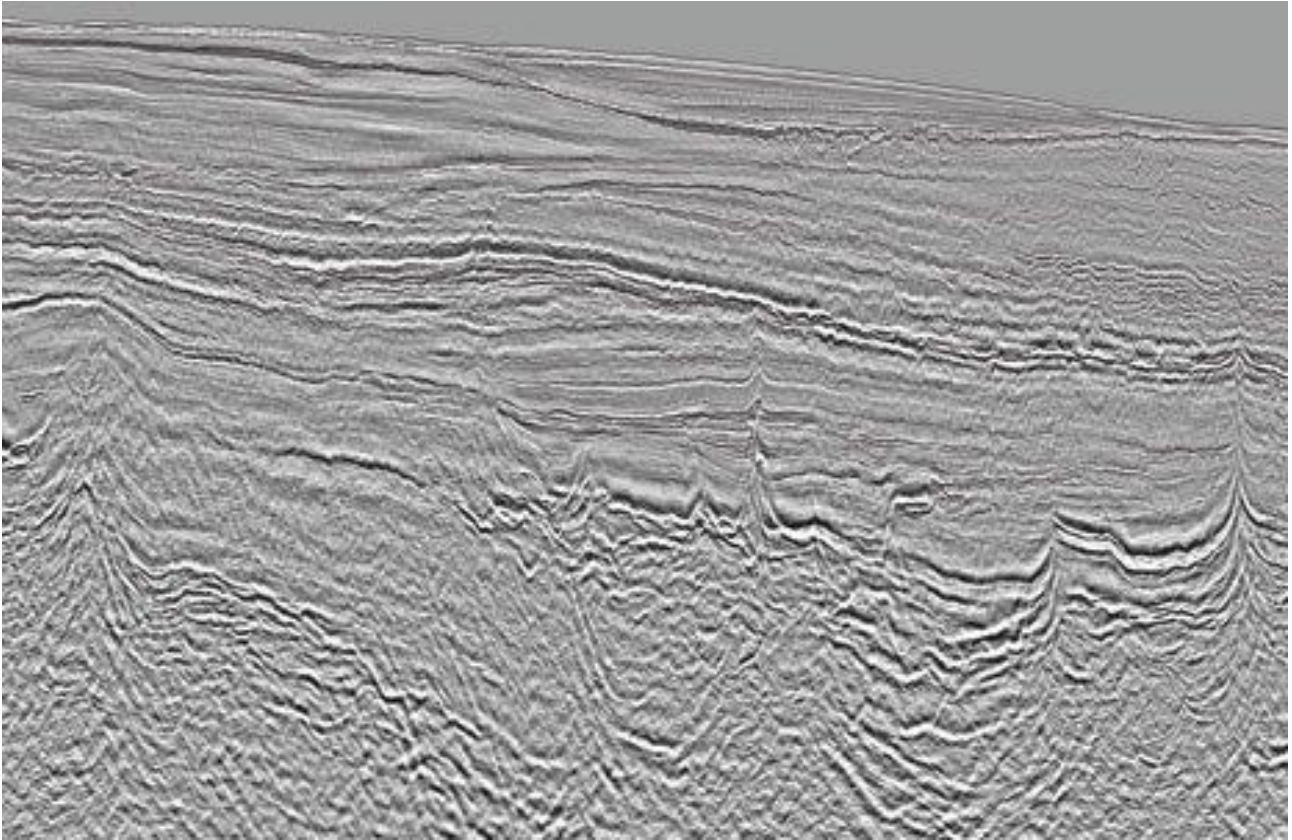


Figura 2.9 – Esempio di sezione sismica non interpretata (fonte: www.geoexpro.com)

La scala verticale è data dai tempi di percorso delle onde (dalla superficie al riflettore e dal riflettore al geofono) e non dalla profondità in metri. Di conseguenza, per risalire alla profondità o agli spessori dei diversi corpi litologici individuati, occorre conoscere le relative velocità di propagazione delle onde sismiche. Sebbene esistano dei *range* di valori indicativi per ogni litologia, ogni interpretazione geologica basata sui profili sismici deve essere convalidata dai dati di pozzo.

Le onde provenienti dallo stesso punto in profondità (*Common Depth Point* - CDP) ma registrate da più geofoni disposti simmetricamente rispetto alla sorgente e al punto, hanno, infatti, lo stesso corredo di informazioni pur avendo seguito percorsi caratterizzati da diversi angoli di incidenza. In questo modo i segnali sismici che tornano in superficie verranno sommati tra loro (*stacking*), mentre i segnali provenienti da elementi di disturbo, fuori fase e immediatamente riconoscibili, verranno eliminati. I segnali sismici reali, opportunamente corretti ed elaborati in fase di *processing*, saranno così in grado di riprodurre con un elevato grado di dettaglio le geometrie dell'orizzonte che ha generato la riflessione.

L'acquisizione 3D di tipo convenzionale, è usata successivamente alla 2D e viene eseguita in corrispondenza dell'obiettivo di cui s'intende conoscere la geometria. Ai fini pratici di acquisizione, l'indagine geofisica 3D corrisponde ad un'acquisizione di numerose linee 2D poco spaziate l'una con l'altra che, successivamente, attraverso sofisticati *software*, sono in grado di fornire un modello teorico 3D della struttura interessata (Figura 2.10).

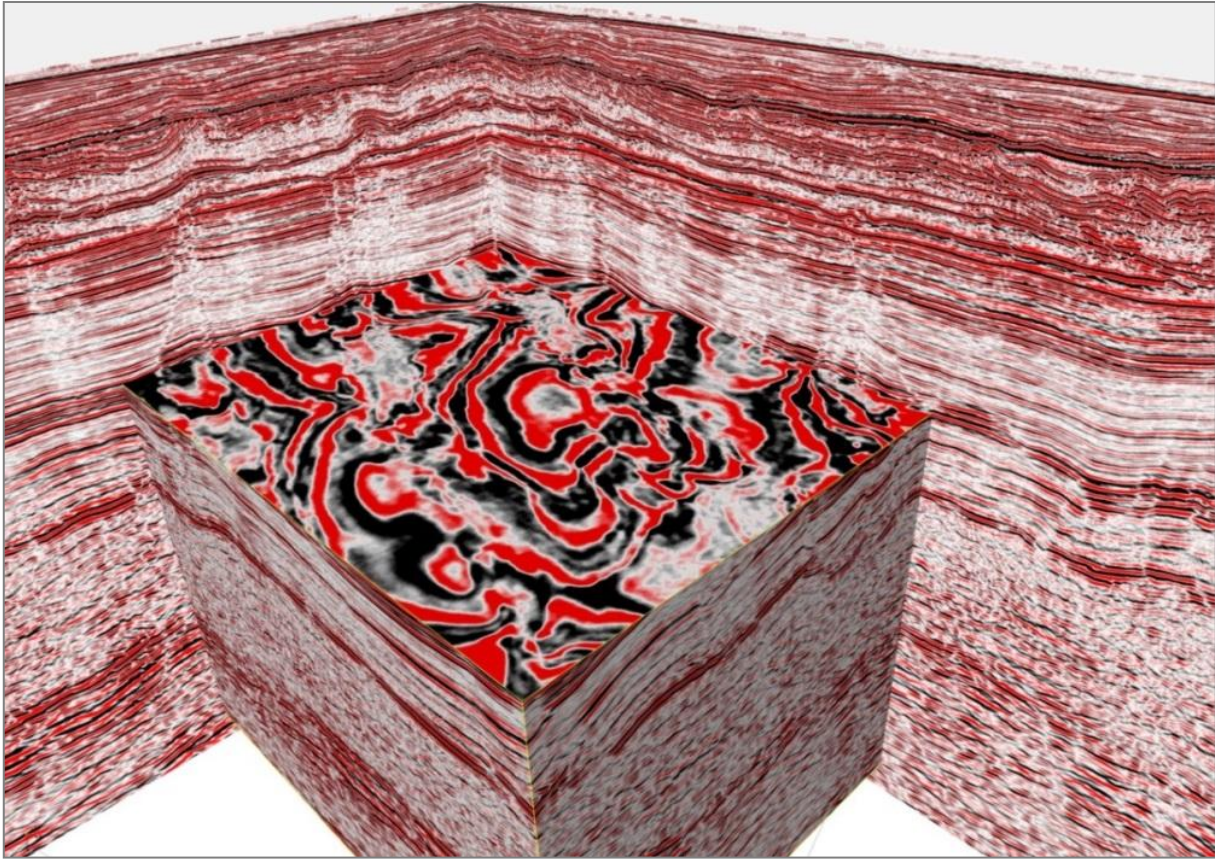


Figura 2.10 – Esempio di modello 3D ottenuto dall’elaborazione di un’acquisizione 3D (fonte: www.spectrumasa.com)

La lista dei parametri di acquisizione da definire comprende:

1. lunghezza della registrazione = tempo di ascolto del sismografo, sufficiente ad esaurire la ricezione di ogni informazione di interesse;
2. passo di campionamento = tempo di acquisizione di un singolo valore la cui sequenza costituisce la forma d’onda; non deve essere superiore alla metà del periodo della più alta frequenza contenuta nel segnale;
3. distanza fra sorgente e geofono più lontano = determina la profondità esplorata per la quale è ancora possibile una buona analisi delle velocità;
4. distanza fra sorgente e geofono più vicino = non deve essere troppo grande in modo da consentire una buona valutazione degli spessori e delle velocità del primo strato aerato;
5. distanza tra i geofoni = dipende dai parametri precedenti e dal numero di canali disponibili sul sismografo. Quanto più breve è, tanto maggiore è la risoluzione superficiale. La simultaneità di una buona risoluzione superficiale e di una buona penetrazione in profondità, è proporzionale al numero di canali disponibile;
6. filtri analogici = la miglior scelta dei filtri consente l’eliminazione dei rumori e il miglior sfruttamento della dinamica del sismografo. In particolare questo vale per la scelta del filtro passa alto.

Nelle fasi successive all’acquisizione rientrano tutte le procedure atte a migliorare il rapporto segnale/rumore e a perfezionare l’immagine sismica proveniente dalla porzione di sottosuolo indagato. Senza entrare nello specifico, tutte le operazioni (*edit*, *stacking*, filtraggi, migrazioni, deconvoluzioni, correzioni statiche e dinamiche, etc.) vengono comunemente raggruppate sotto il nome di *processing*. Non sempre il profilo sismico finale risulta completamente “ripulito” dalla presenza di segnali anomali,



provenienti da corpi o superfici riflettenti che non rispecchiano le strutture realmente presenti, oppure creati da fenomeni di interferenza con onde provenienti da diverse direzioni (onde dirette, riflessioni sulla superficie del mare, etc.), oltre che da un generale rumore di fondo, la cui presenza talvolta dà luogo ad immagini non perfettamente nitide. Esistono, inoltre, dei veri e propri generatori di segnali “falsi”, frequentemente presenti in numerosi profili sismici anche di buona qualità e, fortunatamente, facilmente identificabili, la cui presenza se riconosciuta, non inficia la validità dell’interpretazione. Tra questi segnali, i principali sono le riflessioni multiple e le iperboli di diffrazione.

2.4 Programma di acquisizione geofisica off-shore

Allo stato attuale non si dispone di tutte le specifiche tecniche dei mezzi che verranno impiegati, in quanto sono da definirsi da parte del trattatista che si occuperà del rilievo geofisico.

In seguito all’ottenimento del permesso di ricerca, infatti, verrà predisposta una gara d’appalto imparziale per determinare la società contraente che effettuerà l’acquisizione geofisica. Il processo è controllato da normative comunitarie, nonché disposizioni aziendali del gruppo Global MED.

Tuttavia, è possibile fornire una descrizione basata su esperienze simili che, seppur indicativa, non si discosterà molto da quella relativa alla campagna in progetto.

A prescindere dal contraente che effettuerà l’acquisizione, la campagna geofisica verrà effettuata attraverso l’utilizzo dell’*air-gun* come sorgente di energia, tipicamente impiegata per i rilievi geofisici a mare. Questa tecnologia è testata e diffusa in tutto il mondo, consente una maggior definizione dei dati ed è la migliore soluzione sia dal punto di vista dell’impatto ambientale, sia dal punto di vista tecnico ed economico, con un rapporto costi-benefici migliore rispetto ad altre tecnologie. Questo tipo di sorgente, non prevede l’utilizzo di esplosivo e nemmeno la posa di strumentazione sul fondale, evitando di fatto impatti sulle specie bentoniche e sulle caratteristiche fisico-chimiche del sottofondo marino.

2.4.1 Metodi e mezzi impiegati

In una tipica campagna di acquisizione geofisica in mare, il numero complessivo di imbarcazioni necessarie varia da 2 a 3, ognuna avente un compito ben prestabilito:

1. nave sismica di acquisizione (*seismic survey vessel*);
2. barca da supporto (*support vessel*);
3. barca da inseguimento (*chase vessel*).

Se la nave di acquisizione è fondamentale per lo svolgimento delle attività e acquisizione dei dati sismici, le altre imbarcazioni sono dedite al controllo ed a supporto delle operazioni logistiche. Talvolta, l’utilizzo della barca da inseguimento non si rende necessario poiché le condizioni logistiche sono tali da non richiederne la presenza sul campo di acquisizione.

All’interno della nave sismica (Figura 2.11) ha sede la sala di controllo e registrazione, in cui sono immagazzinati tutti i dati rilevati dagli idrofoni, dalle bussole magnetiche, dai sistemi di posizionamento. In questa sala vengono anche gestiti gli *air-gun* e tutte le apparecchiature di servizio. A bordo della nave è possibile già fare un’analisi preliminare dei dati acquisiti.



Figura 2.11 – Esempio di nave per acquisizione sismica durante l’acquisizione (fonte: www.gas-naturale.ch/gas-naturale/estrazione).

Le moderne navi per l’acquisizione dei dati sismici sono costruite con lo scopo di avere differenti caratteristiche tra cui gli alloggi per l’equipaggio, gli strumenti, un mini eliporto e scorta di carburanti per garantire autonomia per un lungo periodo al natante. Il capitano è il responsabile della sicurezza a bordo della nave sismica e ha l’ultima parola sulle operazioni e le manovre della medesima.

La nave ospita al suo interno tutte le apparecchiature necessarie per l’esecuzione del rilievo, quali:

- grandi bobine in cui è raccolto il cavo sismico (*streamer*) con gli idrofoni;
- impianti necessari per la generazione dell’impulso elastico in mare (compressori e linee di distribuzione);
- strumentazione per la registrazione degli idrofoni;
- apparecchiature per una prima elaborazione;
- strumenti di posizionamento per la registrazione in continuo della posizione della nave stessa e degli idrofoni dispiegati.

L’ubicazione dell’area adibita al deposito della strumentazione varia da nave a nave, ma normalmente è posta nel centro del natante, qualche volta sotto il ponte principale e a poppa. Essa contiene i principali strumenti per l’acquisizione, registrazione dei dati sismici a mare, il controllo dei cavi sismici e dell’energizzazione della sorgente. Il sistema principale di navigazione è anche collegato a un sistema di posizionamento satellitare, a un sistema radio, a bussole e altre apparecchiature. Vi è inoltre un’area di lavoro per testare o riparare gli strumenti.

La poppa è un’area che ha come scopo la conservazione, il dispiegamento e il recupero della strumentazione posta in mare. I cavi sismici sono conservati in grandi bobine, e quando l’acquisizione sismica comincia, sono dispiegati lungo i lati della nave e poi direttamente trainati dietro la nave. Durante le operazioni di prospezione sismica i cavi sismici sono dispiegati in mare tramite uno scivolo che si trova nella parte posteriore del ponte. Il flusso dell’aria che va dai compressori agli *array* è monitorato dal pannello di controllo che è ospitato in un piccolo spazio di lavoro dove possono essere riparati anche gli *air-gun*. In associazione con i cavi sismici e gli *array* della sorgente c’è l’equipaggiamento per il traino. Questo equipaggiamento è complesso ed è progettato con cura in modo che cavi sismici multipli e gli *array* possano essere posti accuratamente dietro alla nave sismica. La manutenzione dell’*air-gun* e



dell'equipaggiamento per il traino sono le principali responsabilità dei meccanici che fanno parte dell'equipaggio della nave.

Un'area della nave accoglie i motori e i compressori che forniscono le pressioni richieste (intorno a 2000 psi) agli *array* di *air-gun*. I compressori sono capaci di ricaricare gli *air-gun* rapidamente e in modo continuo, permettendo agli *array* di essere caricati ogni 10-15 secondi circa, mentre l'impulso dura un tempo brevissimo (2 millisecondi). Quest'area è sotto il controllo dei meccanici. Il numero di persone che compongono l'equipaggio di questo tipo di navi può raggiungere le cinquanta unità.

Essendo il contrattista ancora da definirsi, non è possibile fornire una descrizione dettagliata della nave sismica che verrà utilizzata per i rilievi. È possibile comunque fornire una descrizione di massima, le cui caratteristiche principali possono essere limitate entro alcuni intervalli, così come descritto in Tabella 2.3.

Caratteristiche della nave sismica		
Contraente		Da definire
Operatore marittimo		Da definire
Armatore		Da definire
Dimensioni nave	Lunghezza (m)	60-100
	Larghezza (m)	15-30
	Stazza (t)	2600-14000 (lorda) 800-4200 (netta)

Tabella 2.3 – Dimensioni medie di una nave sismica

Unitamente alla nave di acquisizione verrà utilizzata una nave da inseguimento, con lo scopo di comunicare con le imbarcazioni che operano nella zona, onde evitare l'interferenza con la nave sismica.

La nave di supporto fornisce un'assistenza aggiuntiva alla nave sismica, tuttavia questa verrà utilizzata in caso di una campagna di acquisizione 3D, in quanto il suo utilizzo non è previsto per la sola indagine di acquisizione 2D.

2.4.2 Parametri di acquisizione

Al momento attuale non è possibile riportare in via del tutto definitiva le caratteristiche degli *air-gun* che verranno utilizzati, a causa del fatto che esse sono tuttora da definirsi da parte del contrattista che si occuperà del rilievo geofisico. Tuttavia è possibile fornire i valori tipici di alcuni *array* ricavati da dati bibliografici precisando che, seppur indicativi, rappresentano le configurazioni più comunemente usate durante campagne di acquisizione geofisiche in condizioni analoghe a quelle di progetto. È opportuno precisare che, prima dell'inizio dei lavori esecutivi, le autorità competenti verranno informate della configurazione finale. Lo schema di un *array* è diretta funzione della profondità del mare, del tipo di strumentazione e della finalità di indagine, pertanto i valori che verranno indicati di seguito hanno un valore puramente indicativo. I parametri operativi di base sono elencati di seguito:

- numero di *air-gun* attivi;
- volume attivo totale (dato dalla somma dei volumi dei singoli *air-gun*);
- pressione di esercizio dell'*air-gun*;
- numero di *sub-array*;
- profondità dell'*array*;
- lunghezza *sub-array*;
- larghezza *array*;



- Lunghezza streamer;
- Larghezza streamer.

La pressione di esercizio per gli *air-gun* è di 2000 psi. La profondità a cui si trova immerso in acqua l'*array* può variare dai 6 ai 9 metri. La lunghezza e la larghezza del *sub-array* variano rispettivamente tra 14 e 17 metri e tra 13 e 15 metri. In Tabella 2.4 è possibile osservare alcuni esempi di configurazione.

PARAMETRI OPERATIVI	CONFIGURAZIONE ARRAY 1	CONFIGURAZIONE ARRAY 2	CONFIGURAZIONE ARRAY 3
Numero di airgun attivi	24	24	40
Volume attivo totale (in3)	5085	3147	5000
Pressione di esercizio dell' <i>air-gun</i> (psi)	2000	2000	2000
Numero di sub-array	3	3	4
Profondità dell' <i>array</i> (m)	6-9-6	6-9-6	6
Lunghezza sub-array (m)	14	15	17
Larghezza array (m)	13	13	15
Lunghezza streamer (m)	10300	7500	10050
Profondità streamer (m)	8-35	8-30	5-35

Tabella 2.4 – Esempi di configurazioni possibili di array di *air-gun* con i parametri operativi di base

La scelta della sorgente sismica è studiata per garantire il raggiungimento degli obiettivi attenuando potenziali disturbi alla fauna marina nelle immediate vicinanze della zona di indagine.

La Figura 2.12 mostra un esempio di configurazione per un *array* di 40 *air-gun* divisi in 4 *sub-array*, in una rappresentazione grafica in pianta. In verde sono rappresentati i *cluster* (elementi sorgente che sono sufficientemente vicini tra loro da agire come sorgente unica) ed in bianco le sorgenti singole. Le interazioni del campo di pressione si estendono normalmente per una distanza 10 volte maggiore del raggio della bolla.

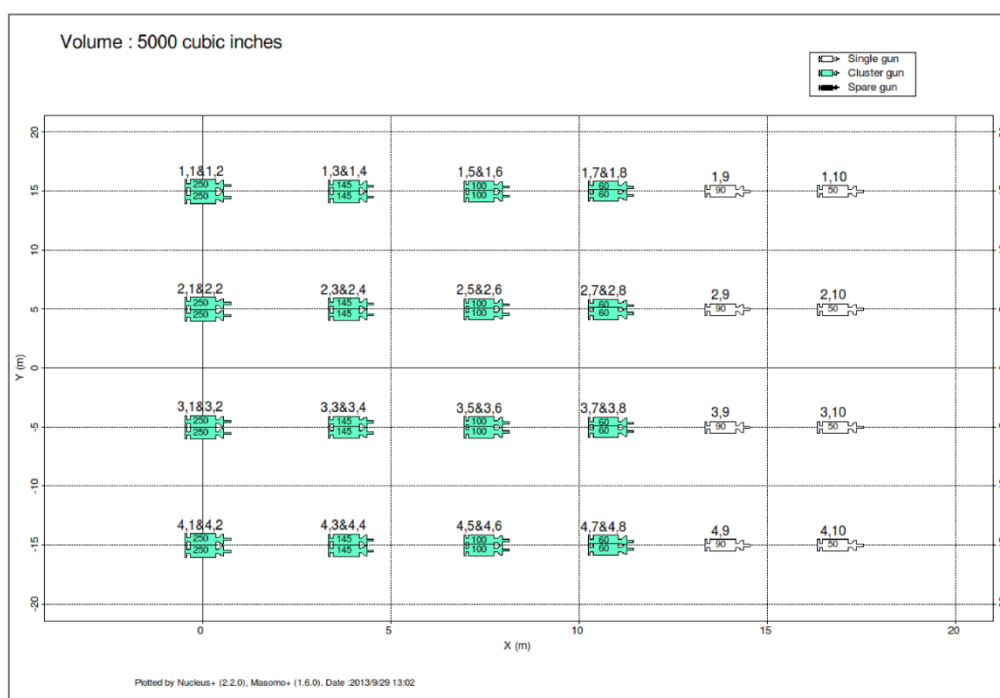


Figura 2.12 – Rappresentazione grafica della configurazione dell'*array* tipo 3 (in pianta) per un *array* composto da 40 *air-gun*. In verde sono rappresentati i *cluster* (elementi sorgente che sono sufficientemente vicini tra loro da agire come sorgente unica) ed in bianco le sorgenti singole



2.4.3 Utilizzo di risorse

Le attività di acquisizione verranno supportate dall'utilizzo di Gasolio marino (MGO) per il funzionamento della nave sismica e delle navi di supporto. Oltre al funzionamento dei motori, il carburante servirà anche per il motogeneratore del compressore previsto per la produzione di aria compressa per gli *air-gun*.

Sulla base di esperienze analoghe e senza disporre dell'effettivo numero di imbarcazioni utilizzate per la campagna di acquisizione geofisica si possono ipotizzare i seguenti consumi specifici di carburante.

Le navi per l'acquisizione sismica 2D consumano durante l'acquisizione una media di 11-18 m³/giorno mentre per l'acquisizione 3D i consumi in fase di acquisizione hanno una media di 25-44 m³/giorno.

Le navi da inseguimento e da supporto sono più piccole ed hanno consumi che si aggirano attorno a 3 e 6 m³/giorno.

Nelle seguenti tabelle, si riportano i consumi previsti per le campagne di acquisizione 2D (Tabella 2.5) ed per l'eventuale acquisizione 3D (Tabella 2.6) in progetto.

Tipo di nave	Numero	Durata acquisizione	Consumo medio di carburante al giorno	Totale consumi (m ³)
Nave sismica 2D	1	1,5 giorni	11-18 (m ³ /giorno)	27
Nave da inseguimento	1	1,5 giorni	3,0 (m ³ /giorno)	4,5

Tabella 2.5 – Stima sul consumo di carburante dei vari mezzi impiegati durante l'acquisizione 2D

Tipo di nave	Numero	Durata acquisizione	Consumo medio di carburante al giorno	Totale consumi (m ³)
Nave sismica 3D	1	31,5 giorni	25-44 (m ³ /giorno)	1386
Nave da supporto	1	31,5 giorni	6,0 (m ³ /giorno)	189
Nave da inseguimento	1	31,5 giorni	3,0 (m ³ /giorno)	94,5

Tabella 2.6 – Stima sul consumo di carburante dei vari mezzi impiegati durante l'acquisizione 3D

2.4.4 Stima delle emissioni, rifiuti e scarichi

Tutti i mezzi impiegati saranno conformi a quanto previsto dalla MARPOL (Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi) e dalle relative regole di protezione marina.

La regolamentazione per quanto riguarda il trattamento delle acque nere e di sentina vieta lo scarico diretto in mare. Lo scarico sarà effettuato solo tramite un adeguato trattamento conforme alla normativa vigente, attraverso processi di disinfezione eseguiti a bordo della nave. L'acqua di sentina sarà scaricata solo se la concentrazione dell'olio risulterà inferiore a 15 ppm dopo il trattamento.

Per quanto riguarda i rifiuti alimentari, questi saranno macerati (con dimensioni <25 millimetri) e scaricati in mare a una distanza superiore le 12 miglia marine dalla costa. Generalmente, rifiuti di questo tipo sono da considerarsi di basso impatto ambientale.

I rifiuti solidi non adatti allo scarico in mare saranno ordinati e conservati a bordo della nave a seconda della tipologia, prima di essere smaltiti a terra in appropriati impianti certificati.

Tra le tipologie di rifiuti solidi rientrano:



- rifiuti di carta, imballaggio, plastica e metallo ecc.;
- rifiuti alimentari non adatti per lo scarico;
- rifiuti pericolosi e di rifiuti speciali (oli, batterie, vernici, ecc.).

In caso le navi fossero provviste di inceneritore, alcuni rifiuti potrebbero essere smaltiti direttamente a bordo della nave. Tuttavia, l'uso dell'inceneritore sarà limitato e regolato dal piano di trattamento dei rifiuti della nave conforme alle normative vigenti in materia ambientale.

In base a precedenti campagne di acquisizione è possibile stimare una produzione di rifiuti giornaliera nell'ordine di 0,3 m³.

2.4.4.1 Emissioni in atmosfera/generico

Le emissioni in atmosfera che potrebbero avere effetti sulla qualità dell'aria, generate nel corso delle attività di acquisizione, sono legate essenzialmente allo scarico di gas dei motori e dei generatori utilizzati dalla nave sismica e dalle navi di supporto e da inseguimento. I principali gas inquinanti sono: biossido di carbonio, monossido di carbonio, ossidi di azoto, ossido di diazoto, metano e altri composti organici volatili.

La quantità di emissioni in atmosfera dipende dal carburante consumato durante l'indagine geofisica.

Un'altra fonte di emissioni in atmosfera potrebbe essere rappresentata dalle emissioni dell'inceneritore di rifiuti presente a bordo della nave di acquisizione. L'uso dell'inceneritore sarà limitato e discontinuo ed unicamente destinato allo smaltimento di rifiuti oleosi (oli e lubrificanti) e rifiuti solidi e non inciderà in modo significativo sulla qualità dell'aria dell'area oggetto di indagine.

Il combustibile utilizzato dalle navi (Gasolio Marino MGO/MDO) avrà un tenore di zolfo inferiore allo 0.2% in peso e gli inquinanti più significativi che in genere sono emessi sono rappresentati da NO_x, SO₂, CO₂ e PM.

Le variabili che vengono considerate per la valutazione delle emissioni sono:

- consumo di carburante;
- tipo di motore (caldaie a vapore, motori diesel ad alta, media o bassa velocità, turbine e così via...);
- tipo di combustibile (MDO / MGO, e così via...);
- fase di navigazione (crociera, manovra, stazionamento, carico e scarico, rimorchiaggio).

Di seguito si riporta la stima delle emissioni relative per la campagna di acquisizione 2D (Tabella 2.7) ed, eventualmente, acquisizione 3D (Tabella 2.8). Allo stato attuale non si conoscono le specifiche progettuali di un'eventuale acquisizione 3D, pertanto la stima delle emissioni è stata calcolata considerando l'estensione massima per l'area di ricerca.

Tipo di nave	Durata acquisizione	Tipo di carburante	Fattore di emissione (kton/Mton)	Consumi di carburante (ton)		Emissioni di CO ₂ (kton)	
				Giornaliere	Totali	Giornaliere	Totali
Nave sismica 2D	1,5 giorni	Gasolio marino	880	11-18	27	0,01-0,015	0,02
Nave da inseguimento	1,5 giorni	Gasolio marino	880	3,0	4,5	0,003	0,005

Tabella 2.7 – Stima sul consumo di carburante dei vari mezzi impiegati e le emissioni di CO₂



Tipo di nave	Durata acquisizione	Tipo di carburante	Fattore di emissione (kton/Mton)	Consumi di carburante (ton)		Emissioni di CO ₂ (kton)	
				Giornaliere	Totali	Giornaliere	Totali
Nave sismica 3D	31,5 giorni	Gasolio marino	870	25-44	1386	0,022-0,038	1,20
Nave da supporto	31,5 giorni	Gasolio marino	880	6,0	189	0,005	0,158
Nave da inseguimento	31,5 giorni	Gasolio marino	880	3,0	94,5	0,003	0,095

Tabella 2.8 – Stima sul consumo di carburante dei vari mezzi impiegati e le emissioni di CO₂

A bordo della nave sismica e di quelle di appoggio saranno regolarmente controllati i fumi di scarico per l'efficienza dei sistemi di combustione ed acquisite le necessarie certificazioni di conformità alle emissioni di inquinanti atmosferici. Le emissioni in atmosfera sono di carattere temporaneo, strettamente legate alla durata delle operazioni, che nel caso dei acquisizione 2D sarà di 1,5 giorni. Le emissioni per quanto riguarda la possibile campagna di acquisizione 3D sono state calcolate in base all'area massima di investigazione pertanto occuperanno un arco di tempo non superiore ai 31,5 giorni. Si riserva il fatto che la campagna di acquisizione 3D potrebbe concentrarsi solo in un settore dell'area riducendo di fatto il numero di giorni di acquisizione e, con esso, il consumo e le emissioni.

Gli impatti in atmosfera sulla qualità dell'aria legati dalle attività proposte per questa acquisizione sono da ritenersi trascurabili, considerato che non vi sono punti emissivi fissi e che l'unico impatto in atmosfera può derivare dalle emissioni prodotte dalla nave sismica e dalla nave di appoggio. Il numero esiguo di mezzi e le politiche di riduzione di impatto ambientale, fanno sì che le emissioni in atmosfera siano ridotte al minimo.

2.4.4.2 Emissioni acustiche

I suoni emessi durante le indagini geofisiche, generalmente caratterizzati da alta intensità e basse frequenze, vengono diretti verso il fondo del mare e da questa, a loro volta, riflessi per poter così fornire una conoscenza dei vari assetti geologici che caratterizzano l'area indagata. Il suono riflesso viene processato per ottenere informazioni riguardo alla struttura e alla composizione delle formazioni geologiche, e per individuare potenziali riserve di idrocarburi.

Allo stato attuale non è possibile riportare in via del tutto definitiva le caratteristiche degli *air-gun* che verranno utilizzati, a causa del fatto che esse sono tuttora da definirsi da parte del contrattista che si occuperà del rilievo geofisico. Si è deciso, pertanto, di procedere con una modellazione del segnale acustico atteso utilizzando i parametri operativi secondo la "configurazione *array 3*" (precedentemente illustrata) ricavata da dati bibliografici, precisando che, seppur indicativa, non si discosterà molto da quella usata durante la campagna di acquisizione sismica.

È opportuno precisare che, prima dell'inizio dei lavori esecutivi, le autorità competenti verranno informate della configurazione finale e verrà elaborato un modello analogo al fine di valutare la propagazione delle onde acustiche specifica per i parametri operativi previsti.

Solitamente il picco massimo di energia da ogni elemento sorgente non si allinea nella sua posizione vicino alla sorgente di energia (*near field*) poiché essa non è più rappresentata da un punto ma è distribuita lungo

il gruppo di sorgenti (*array*) e nello spazio/tempo. Pertanto il livello di pressione emesso vicino alla sorgente è inferiore rispetto a quello calcolato nel campo lontano.

La Figura 2.13 mostra i due centri dell'*array* di *air-gun*, definiti come il centro geometrico e il centro di pressione. Nello specifico, il centro geometrico rappresenta il punto dove si concentrano i valori più grandi e più piccoli di *x* e *y* degli *air-gun* attivi. Il centro di pressione è calcolato in base a ciascuna posizione degli *air-gun* attivi, ponderata secondo il loro contributo al picco di pressione complessivo.

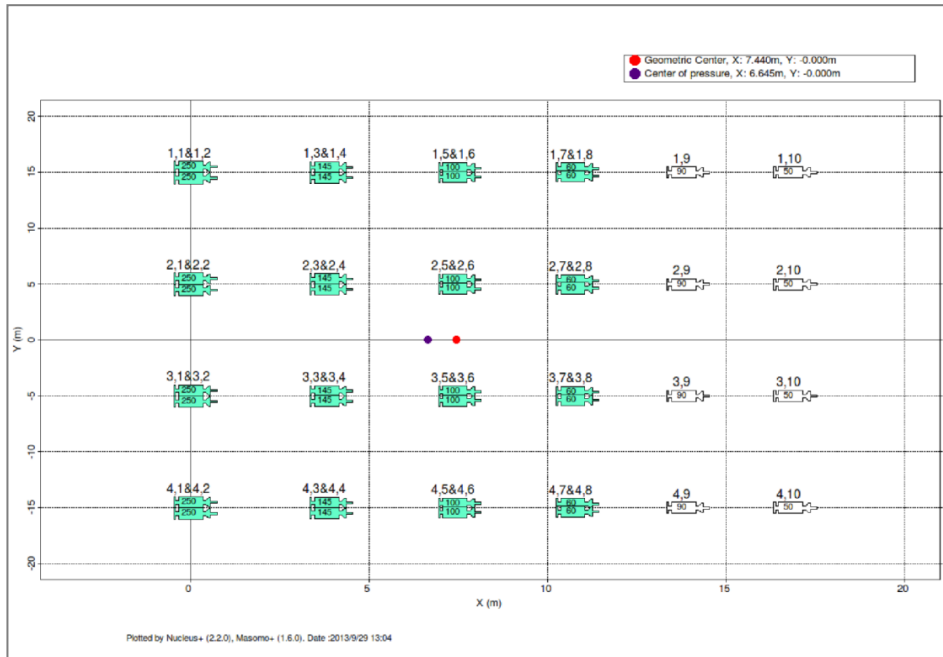


Figura 2.13 – Rappresentazione grafica dei centri dell'*array* di *air-gun*, in pianta. Il cerchio rosso rappresenta il centro geometrico dell'*array*, mentre il cerchio viola indica il centro di pressione

La direzione preferenziale verso la quale viene emessa la maggiore quantità di energia dell'*array* di *air-gun*, risulta parallela al movimento della nave (Figura 2.14). È possibile osservare come i valori più alti si concentrino in un'area di forma ellissoidale, allungata secondo la direzione del movimento della nave.

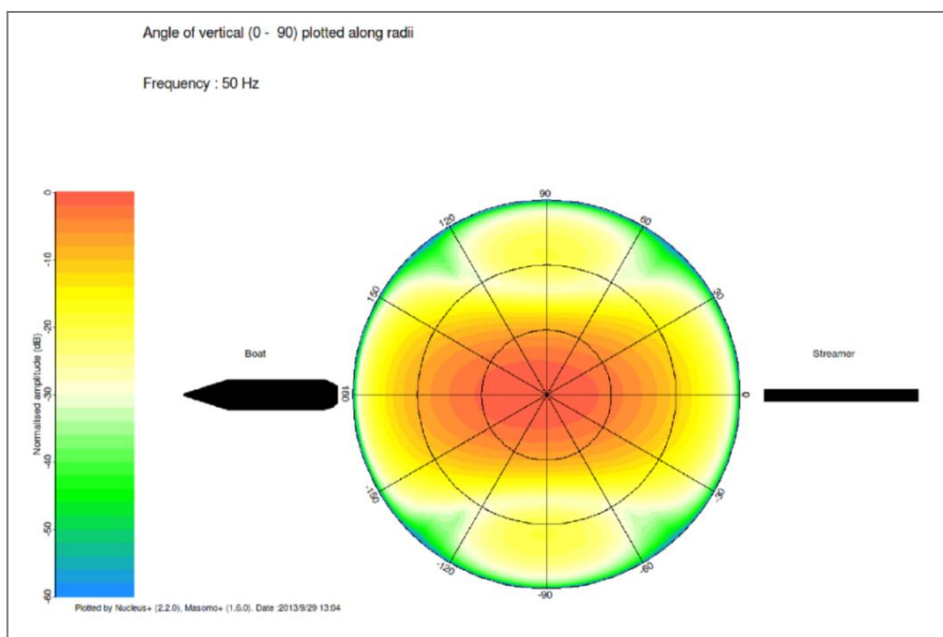


Figura 2.14 – Modello in pianta raffigurante l'emissione di energia in un raggio di 360° intorno ad un *array* di *air-gun*, secondo la configurazione *array* 3. In nero è indicata la direzione di movimento della nave

Il modello matematico è in grado di rappresentare l'emissione di energia nelle due componenti ortogonali, la componente lungo la direzione parallela a quella del movimento della nave (Figura 2.15), e quella lungo la direzione perpendicolare all'asse della nave (Figura 2.16).

Osservando la sezione parallela al movimento della nave, si può notare come il cono di energia emesso per un *array* di *air-gun* concentri i valori più alti di energia in un angolo compreso tra i $+30^\circ$ e -30° rispetto la verticale. Se si osserva la sezione perpendicolare al movimento della nave, il cono di energia emesso concentra i valori più alti in una fascia decisamente più ristretta, compresa tra $+20^\circ$ e -20° rispetto alla verticale. Questo tipo di configurazione suggerisce una direzione preferenziale del cono energetico orientato lungo la direzione di movimento della nave, che si disperde lateralmente per angoli maggiori di quelli sopra menzionati.

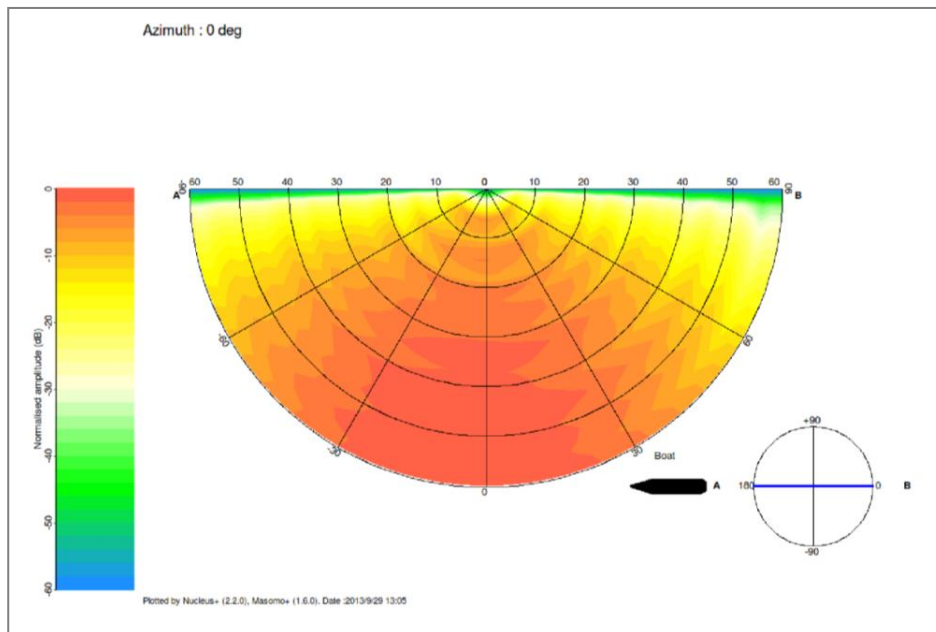


Figura 2.15 – Spettro di ampiezza normalizzata in dB lungo la direzione parallela al moto della nave sismica, per un array di air-gun in configurazione tipo 3 (in sezione)

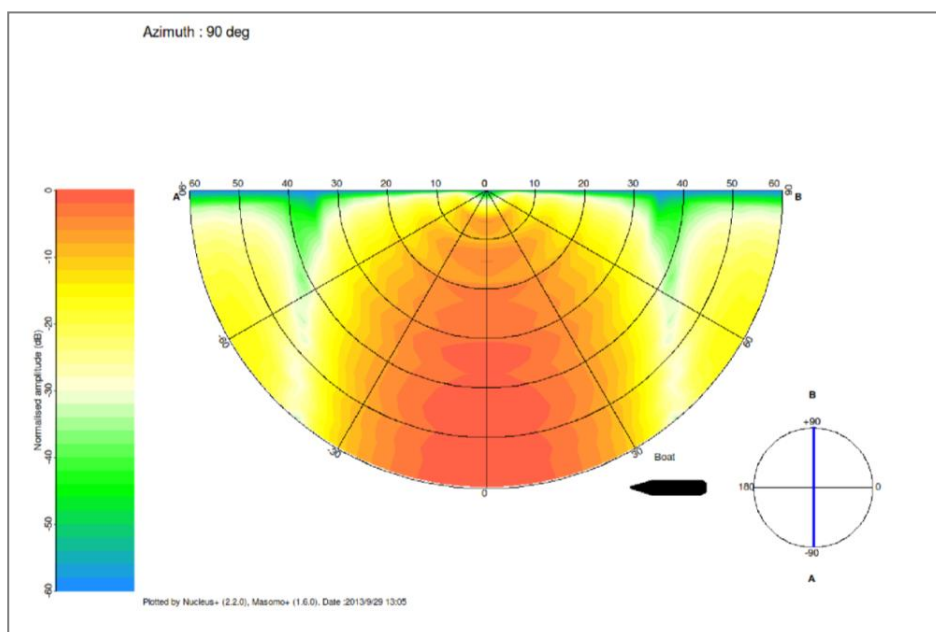


Figura 2.16 – Spettro di ampiezza normalizzata in dB lungo la direzione perpendicolare a quella della nave di acquisizione, per un array di air-gun in configurazione tipo 3 (in sezione)



2.4.5 Prevenzione di rischi e potenziali incidenti

Global MED offre un impegno costante in materia di sicurezza, a partire dalla prevenzione per la salute, sia ambientale che per i lavoratori. L'impegno per il mantenimento e la promozione delle politiche per la sicurezza vengono portate avanti e integrate di continuo, coordinando tutti i livelli gestionali durante le operazioni.

La promozione di questo impegno, è fatta a partire da alcune azioni specifiche, quali:

- la riduzione dell'impatto sull'ambiente e rispetto di tutti i regolamenti in materia ambientale;
- l'obiettivo di evitare qualsiasi danno a persone, fauna selvatica, pesci o creature marine;
- le disposizioni di adeguate risorse finanziarie e di personale altamente specificato atto all'aumento degli standard di sicurezza sul lavoro e sicurezza in termini ambientali;
- la riduzione al minimo di produzione di rifiuti ed emissioni attraverso l'uso delle più recenti tecnologie;
- la conduzione di ogni operazione attraverso un assoluto rispetto di tutte le leggi in materia;
- il continuo dialogo con le comunità locali e la costante comunicazione trasparente con i funzionari del caso, con i dipendenti e con il pubblico per quanto riguarda la sicurezza e la salute in termini ambientali;
- la formazione dello staff ed il continuo aggiornamento in termini in materia ambientale.

Al fine di dettare le linee guida per gestire le operazioni di emergenza in caso di potenziali incidenti, Global MED ha sviluppato un Piano di Gestione delle Emergenze (vedi Allegato 7) che va a definire nel complesso e nel modo più dettagliato possibile, le misure di sicurezza che si dovranno adottare prima, durante e dopo il loro verificarsi.

2.4.6 Eventuali opere di ripristino

L'attività in progetto prevede la movimentazione di una nave di acquisizione geofisica che percorre un grigliato specifico emettendo una serie di impulsi, o onde elastiche, la cui propagazione nell'acqua risulta estremamente limitata nel tempo. Tutta la strumentazione tecnica viene trainata dalla nave sismica, la cui occupazione dello specchio d'acqua rappresenta un fattore di impatto e durata limitati, dal momento che al termine delle operazioni la perturbazione della superficie marina cessa completamente. Non è prevista, infatti, la costruzione di opere permanenti o lo stazionamento in mare di qualsiasi attrezzatura o mezzo che potrebbero causare una perturbazione dello stato originale dei luoghi.

Pertanto, per la tipologia di attività proposta e per l'ambiente in cui verrà eseguita, non si riscontra nessuna opera necessaria per il ripristino dell'area interessata dal rilievo.

2.4.7 Durata delle attività

Il rilievo geofisico 2D, che comprende un totale di circa 147 chilometri di linee sismiche, si svolgerà in un arco temporale pari a circa 1,5 giorni. Tali tempistiche comprendono i tempi di fermo tecnico e una previsione di 0,4 giorni di fermata per condizioni meteo-marine avverse.

Come da programma lavori, in base agli esiti del rilievo geofisico 2D si valuterà l'eventualità di effettuare un'ulteriore acquisizione di tipo 3D. Al momento risulta difficile stimare con esattezza la durata totale del rilievo 3D, la quale dipende strettamente dalla stagione in cui verrà effettuata, dalle condizioni meteo riscontrate e dall'estensione areale oggetto del rilievo.

In via cautelativa, per il caso di una successiva acquisizione 3D, è stata fatta una stima temporale pari all'acquisizione di un'area di 744,6 chilometri quadrati, ossia l'intera superficie del permesso di ricerca. La



durata dell'attività in questo caso risulterebbe di circa 31,5 giorni, comprensivi di una stima di 10 giorni di fermo tecnico. Tale tempistica è stata stimata considerando l'intera area a disposizione, pertanto il tempo indicato è da considerarsi il massimo possibile. L'eventuale acquisizione 3D potrebbe, invece, concentrarsi solo in aree specifiche del permesso di ricerca d 89 F.R.-GM, andando a ridurre di fatto la durata delle attività.

2.5 Descrizione generale dell'eventuale fase di perforazione

I seguenti paragrafi hanno lo scopo di illustrare e descrivere le dinamiche e le tipologie di operazione da attuare in un'eventuale fase di perforazione, una volta ottenuta la titolarità del permesso di ricerca e solo nel caso in cui gli studi svolti nella fase operativa di ricerca confermassero la presenza di accumuli di idrocarburi economicamente sfruttabili. Questo implica che venga riconosciuta la contemporanea presenza del sistema roccia madre, roccia serbatoio e roccia di copertura e trappola. In questo caso, Global MED, una volta accertata la presenza di tali condizioni procederà alla perforazione di un pozzo esplorativo all'interno dell'area in oggetto la cui profondità finale sarà funzione delle caratteristiche geologiche riscontrate.

Si specifica che l'eventuale fase di perforazione dovrà, in ogni caso, essere sottoposta ad una nuova procedura di valutazione di impatto ambientale (VIA), nonché a specifica autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

L'esigenza di una nuova procedura di VIA per un eventuale pozzo esplorativo è dettata anche dal fatto che non è possibile valutare a priori gli impatti derivanti dalla perforazione, in quanto, allo stato attuale, non è possibile localizzare puntualmente l'ubicazione del pozzo, né di conseguenza pianificare l'impianto da utilizzare. Infatti, la progettazione dello stesso dipende dall'individuazione nel sottosuolo di un eventuale accumulo di idrocarburi economicamente sfruttabile e dalle condizioni specifiche del sito; ciò è possibile solo in seguito all'interpretazione dei dati acquisiti tramite l'attività di prospezione geofisica.

Pertanto, le attività di perforazione sono strettamente legate ai risultati delle indagini sismiche che verranno ottenuti sia dalla rielaborazione dei dati disponibili che dall'analisi dei dati che verranno acquisiti durante la campagna di rilievo sismico.

Nei prossimi paragrafi verrà descritto in modo del tutto informativo un quadro generale delle operazioni previste durante la perforazione di un pozzo esplorativo.

2.5.1 Tipologia delle piattaforme di perforazione off-shore

L'esplorazione in acque profonde presenta una serie di sfide. Di seguito Global MED vuole fornire una carrellata di quello che le moderne tecnologie nel settore della perforazione *offshore* possono fare. Come è noto, la produzione di petrolio e gas in ambiente *offshore* è più impegnativo se comparato ad installazioni terrestri *onshore*. Negli ultimi anni abbiamo assistito ad una grande innovazione del settore della ricerca petrolifera in mare, con lo sviluppo di nuove tecnologie di perforazione e diversi tipi di piattaforme.

Diversi tipi di piattaforme sono stati sviluppati nella storia della ricerca petrolifera in mare e possono essere per lo più distinti in due grandi categorie, dipendenti dalla profondità del fondale:

- perforazione con impianti appoggiati sul fondo marino;
- perforazione con impianti galleggianti.

Un tipo di piattaforma *offshore* può galleggiare e mediante un sistema di ormeggio viene mantenuta in posizione. Un sistema di piattaforma flottante può avere costi inferiori e operare in acque profonde rappresentando un sistema più versatile di una piattaforma fissa.



La tendenza odierna è quella di condurre perlopiù operazioni di perforazione sottomarina, con attrezzature poste direttamente sul fondale. Installazioni sottomarine permettono la ricerca in fondali sempre più profondi, in zone che erano ritenute inaccessibili.

Tra le piattaforme più in uso si elencano le seguenti tipologie:

- piattaforme fisse, costituite da una struttura in acciaio che sostiene una piattaforma galleggiante. Poiché la piattaforma fissa è ancorata al fondo del mare, risultano molto costose da costruire. Sono di solito impiegate per fondali di profondità inferiore a 150 metri.
- *compliant-tower rig* è un impianto molto simile alla piattaforma fissa. Entrambi sono ancorati al fondo marino. Tuttavia, la *Compliant-Tower* ha una struttura che le permette di operare in fondali con profondità massima di un chilometro.
- *floating Production System* è la piattaforma più comune utilizzata nel Golfo del Messico. Questo impianto è molto versatile. La testa pozzo, a differenza delle altre, si trova sul fondo del mare. Questi impianti possono operare ovunque da 200 a 3.000 metri di profondità.
- piattaforme con gambe in tensione (*Tension leg platforms o TLP*) consistono in un impianto di perforazione galleggiante collegato al fondo marino in maniera da eliminare la maggior parte del movimento verticale. Questi impianti possono praticare ovunque da 200 a 1.200 metri di profondità.
- le piattaforme semisommersibili o *semisub*, possono lavorare in fondali molto profondi (anche maggiori di 1000 metri). Sono dotate di grossi scafi sommersi (il cui zavorramento definisce il livello della piattaforma sul mare). Le piattaforme semisommersibili sono considerate a tutti gli effetti dei natanti, proprio per la loro capacità di galleggiare e navigare abbastanza agevolmente. Questo rende il sistema *Subsea* molto versatile e rappresenta la piattaforma più in uso.
- piattaforme *SPAR* – Il termine *spar* deriva dall'inglese che significa "boa" e indica una tipologia di piattaforma posta in posizione verticale ed ancorata al fondale marino. Le piattaforme tipo *SPAR* sono ormeggiate al fondo marino con un sistema di linee di ancoraggio convenzionale. In media, circa il 90% della struttura della piattaforma *SPAR* è sott'acqua. La maggior parte delle piattaforme *SPAR* vengono utilizzate fino ad una profondità di 1 chilometro, ma le nuove tecnologie possono estendere il loro funzionamento fino a fondali profondi oltre 3.500 metri.

Una piattaforma petrolifera *offshore* rappresenta una piccola comunità. Forniture e rifiuti sono trasportati via nave, mentre il trasporto del personale operante viene solitamente effettuato tramite elicottero.

2.5.2 Progettazione di un pozzo

Utilizzando una serie di tecniche complementari di esplorazione, analisi dei flussi, interpretazione, è possibile individuare i potenziali intervalli produttivi e valutare il rischio per la pianificazione di un programma lavori.

In fase di progettazione vengono considerati tutti i possibili pericoli che potrebbero incombere durante le fasi di perforazione.

Tra i parametri più importanti, la pressione dei pori è determinante per la valutazione del potenziale petrolifero del campo e della qualità della roccia serbatoio. Il volume della roccia serbatoio rappresenta uno strumento di valutazione indispensabile per la progettazione del pozzo. Le fasi di perforazione sono spesso accompagnate da fasi di acquisizione di *log* per condurre al meglio e in tempo reale la perforazione attraverso la tecnica *logging-while-drilling* (LWD). Questo offre la possibilità di aggiornare in continuo le fasi di perforazioni dando modo di regolare i vari parametri di perforazione.



Il poter ricorrere a questo tipo di tecnologie in grado di registrare ad alta risoluzione dati di pozzo permette la correzione della traiettoria dello scalpello andando così a ridurre drasticamente il rischio di crolli o perdita del pozzo.

La chiave per la buona riuscita di un pozzo è la costruzione di un modello 3D in fase di progettazione. Questo modello in fase di perforazione viene continuamente aggiornato fornendo informazioni stratigrafiche, litologiche, geomeccaniche e strutturali.

Grazie all'interpretazione dei dati ed alle continue misurazioni, è possibile prevedere i potenziali rischi associati alla perforazione, come le fuoriuscite di gas in superficie.

La prima diagnosi su possibili problemi in fase di perforazione viene fatta con il tempestivo controllo dei volumi dei fanghi di perforazione in modo da poter agire in tempo su possibili problemi. Questo viene eseguito confrontando i flussi di ritorno misurati e i flussi teorici.

Esistono appropriati strumenti di fondo pozzo progettati per resistere alle condizioni estreme di temperatura/pressione che si incontrano durante le operazioni di perforazione. L'utilizzo di queste misurazioni durante la fase di perforazione *measurements-while-drilling* (MWD) permette di prevedere il rischio di potenziali incidenti.

Una delle fasi cruciali è rappresentata dalla fase dei "test di produzione" i quali forniscono risposte cruciali riguardanti la produttività, le proprietà del fluido, composizione, portata, pressione e temperatura.

Acquisizione di campioni di fluidi rappresentativi e misure di pressione accurate forniscono informazioni necessarie per la progettazione delle infrastrutture.

La preparazione del pozzo a una possibile fase di sviluppo, prevede la progettazione di fluidi/fanghi in grado di resistere a determinate temperature e pressioni.

La comprensione della circolazione del fluido all'interno del serbatoio rappresenta la chiave per progettare al meglio il piano di sviluppo di un giacimento. Questo può essere fatto attraverso uno studio integrato multidisciplinare. Un piano di monitoraggio intelligente permette di intervenire tempestivamente aiutando a prolungare l'attività di estrazione.

2.5.3 Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali

Si ricorda che l'eventuale attività di perforazione di un pozzo esplorativo all'interno dell'area in esame è strettamente legata ai risultati ottenuti dalle indagini sismiche, oggetto del presente studio ambientale, e dovrà, in ogni caso, essere sottoposta ad una nuova procedura di Valutazione di Impatto Ambientale. Pertanto, in tale sede, verranno analizzati in dettaglio i rischi ambientali inerenti le attività di perforazione e le opportune mitigazioni da attuare.

Al fine di salvaguardare l'ambiente circostante da tutti quegli eventi incidentali che potrebbero perturbare il suo naturale stato, verranno messe in atto, durante la fase di allestimento della postazione, una serie di misure preventive attraverso l'utilizzo di dispositivi, in modo da ridurre al minimo i rischi connessi alle attività di perforazione ed operare in piena sicurezza.