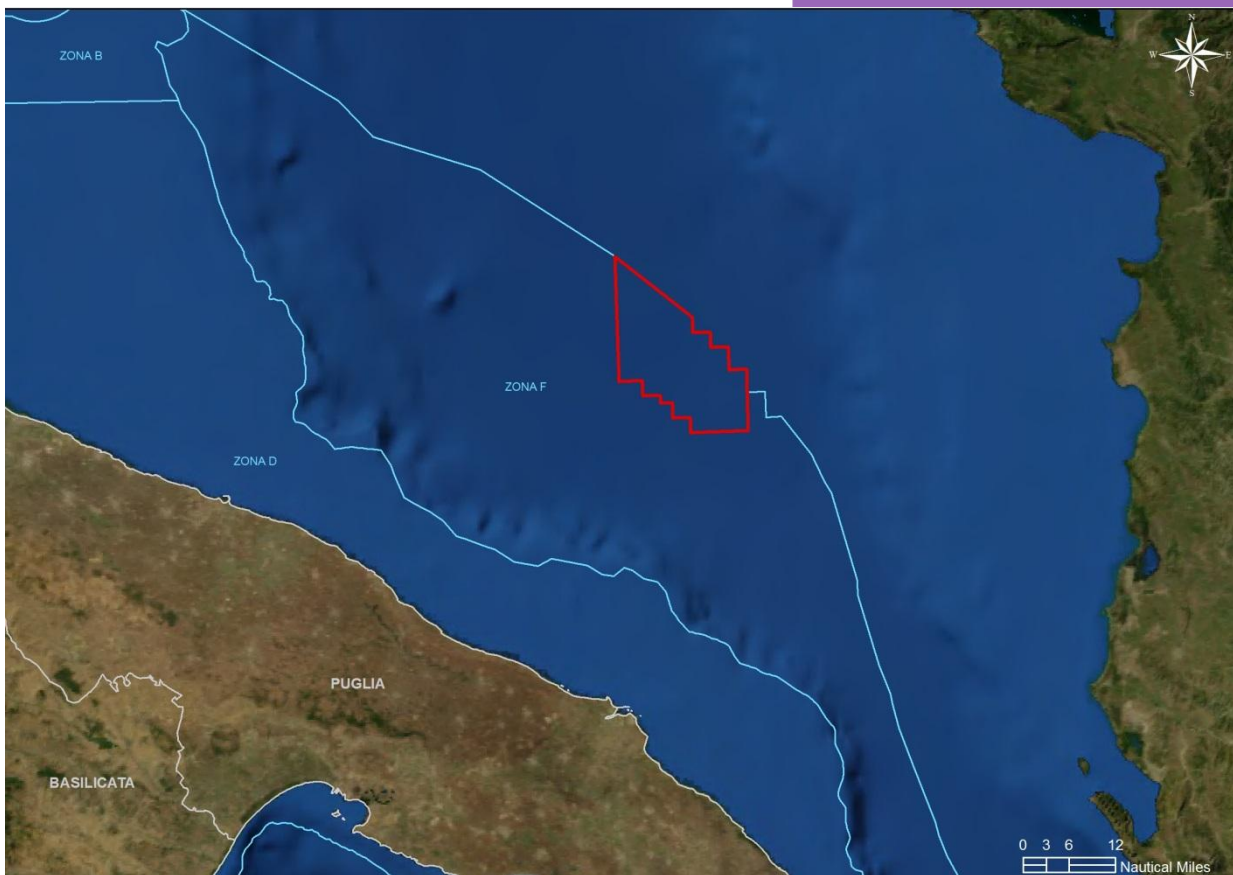


*Maggio 2014*

# Elaborato di progetto

Istanza di Permesso di Ricerca di Idrocarburi a Mare  
"d 83 F.R.-GP"



Proponente:

**GLOBAL PETROLEUM Ltd.**

## Sommario

1	INTRODUZIONE.....	4
1.1	Impostazione dell’elaborato di progetto.....	4
1.2	Descrizione del Committente.....	4
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	5
2.1	Inquadramento geografico del progetto.....	5
2.1.1	Generalità dell’intervento.....	5
2.1.2	Ubicazione dell’area di intervento.....	6
2.2	Programma lavori del permesso di ricerca.....	8
2.2.1	Fase operativa di ricerca.....	8
2.2.2	Fase operativa di perforazione.....	10
2.3	Descrizione delle tecnologie di ricerca.....	10
2.3.1	Indagine geofisica: il metodo sismico.....	10
2.4	Programma di acquisizione geofisica <i>off-shore</i> .....	16
2.4.1	Mezzi navali utilizzati.....	16
2.4.2	Parametri operativi di progetto.....	18
2.4.3	Utilizzo di risorse.....	18
2.4.4	Stima delle emissioni, rifiuti e scarichi.....	19
2.4.5	Prevenzione di rischi e potenziali incidenti.....	21
2.4.6	Durata delle attività.....	22
2.4.7	Eventuali opere di ripristino.....	22
2.5	Descrizione generale dell’eventuale fase di perforazione.....	22
2.5.1	Tipologia delle piattaforme di perforazione <i>off-shore</i> .....	23
2.5.2	Tecniche di perforazione del pozzo.....	25
2.5.3	Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali.....	27

## 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 Petroleum Limited ha presentato istanza di permesso di ricerca.....	5
Figura 2.2	– Distribuzione delle linee sismiche eseguite in passato in Adriatico meridionale con indicazione dell’area oggetto di studio.....	6
Figura 2.3	– Vertici dell’area in istanza, indicata in rosso, proiettata sulla carta nautica n. 921: “da Torre Canne a Vieste e Boka Kotorska (Bocche di Cattaro)”, dell’Istituto Idrografico della Marina.....	7
Figura 2.4	– Ubicazione delle linee sismiche 2D in progetto di acquisizione, all’interno del perimetro dell’istanza di permesso di ricerca idrocarburi “d 83 F.R.-GP”.....	9

Figura 2.5 – Il poligono rosa indica l’ubicazione dell’area di 50 km<sup>2</sup> eventualmente interessata dalla possibile acquisizione sismica 3D, all’interno del perimetro del permesso di ricerca idrocarburi “d 83 F.R.-GP”..... 9

Figura 2.6 – Esempio di stendimento e linea di acquisizione geofisica in mare (fonte: [www.aapg.org](http://www.aapg.org)). .....11

Figura 2.7 – Schema di funzionamento di un air-gun, diviso nelle fasi di carica “Armed”, scoppio “Fired” e rilascio “Implosion” (fonte: [www.usgs.gov](http://www.usgs.gov)). .....12

Figura 2.8 – Streamer o cavo sismico per l’acquisizione a sinistra (fonte: [www.ig.utexas.edu](http://www.ig.utexas.edu)) e Boa di coda a destra (fonte: [www.seamap.com](http://www.seamap.com)).....13

Figura 2.9 – Serie di idrofoni usati per l’acquisizione del segnale off-shore (fonte: [www.oilonline.com](http://www.oilonline.com)). .....13

Figura 2.10 – Esempio di sezione sismica non interpretata (fonte: [www.unmig.sviluppoeconomico.gov.it/vidempi](http://www.unmig.sviluppoeconomico.gov.it/vidempi), modificata). .....14

Figura 2.11 – Esempio di modello 3D ottenuto dall’elaborazione di un’acquisizione 3D (fonte: [www.spectrumasa.com](http://www.spectrumasa.com)). .....15

Figura 2.12 – Esempio di nave per acquisizione sismica (fonte: [www.pgs.com](http://www.pgs.com), PGS-Apollo). .....16

Figura 2.13 – Schema di un impianto di perforazione semisommersibile, a sinistra (fonte: Treccani, 2009) e immagine di una piattaforma semisub in navigazione, a destra (fonte: [www.worldmaritimeneews.com](http://www.worldmaritimeneews.com)). ....24

Figura 2.14 – Profilo di un pozzo. A destra è possibile osservare che il diametro del casing diminuisce con l’aumentare della profondità (fonte: Treccani, 2009). A sinistra particolare di una batteria di casing. ....26

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

Redatto	Approvato
Dott. Stefano Borello	Dott. Geol. Raffaele di Cuia

## **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 83 F.R.-GP". I rilievi geofisici rappresentano uno strumento fondamentale per esplorare le caratteristiche geologiche del nostro 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 "d 83 F.R.-GP", 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**

Global Petroleum Ltd. (di seguito Global) è una holding di un gruppo di società con sede in Australia e Londra. Global si occupa di esplorazione e produzione di idrocarburi e l'attività principale della compagnia è localizzata nell'offshore africano di Namibia e Juan de Nova, un'isola francese nel canale del Mozambico.

La Global è guidata da un team tecnico e di gestione molto esperto, sia in Australia che a Londra, con una comprovata esperienza di partecipazione a scoperte e sviluppi di successo. La compagnia è quotata in borsa sia in Australia, sull'Australian Securities Exchange (ASX), che sul mercato AIM della Borsa di Londra (AIM).

La Global è impegnata attivamente nella crescita e nello sviluppo del suo portfolio ed è alla ricerca di ulteriori attività per diversificare il suo portafoglio esplorativo. La compagnia si sta concentrando attualmente sull'Africa e sulla zona circum-mediterranea, ma è flessibile a nuove prospettive per la futura crescita. Global, infatti, si sta focalizzando su studi di bacino regionale per individuare nuove aree potenzialmente produttive e potenziali sistemi petroliferi.

Global Petroleum intende stabilire una forte presenza in Italia, per questo motivo ha presentato istanze a mare per diversi permessi di ricerca di idrocarburi al fine di essere in grado di avere una visione più ampia della situazione geologica e della distribuzione dei sistemi petroliferi nell'area dell'Adriatico meridionale.

## 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 83 F.R.-GP" è localizzata in Adriatico meridionale e ricade all'interno della zone marina "F", al largo delle coste pugliesi.

Il progetto rientra all'interno di un programma di indagine a più ampia scala, che comprende altre tre aree limitrofe per cui Global Petroleum ha presentato istanza di permesso di ricerca e che verranno interessate dalla campagna di prospezione geofisica (Figura 2.1).

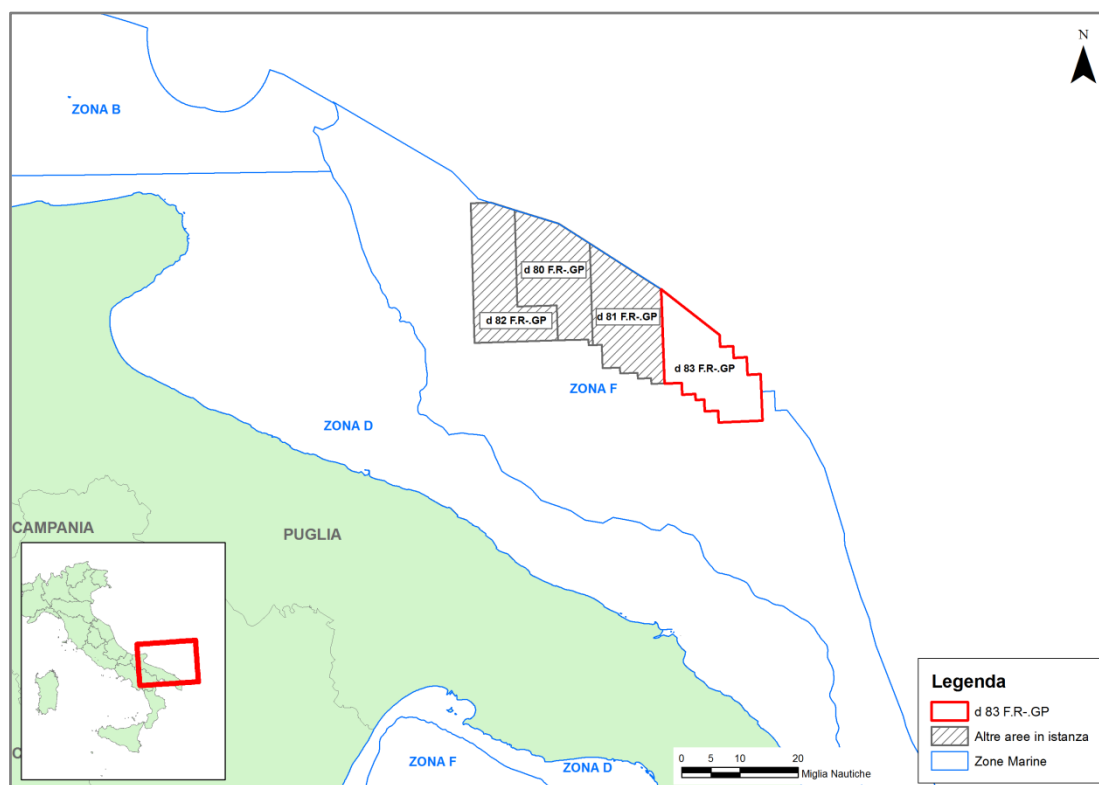


Figura 2.1 – Localizzazione dell'area in istanza di permesso di ricerca, indicata dal poligono rosso e delle altre aree per cui Global Petroleum Limited ha presentato istanza di permesso di ricerca.

Il motivo per cui non è stata presentata una sola istanza per l'intera area oggetto di interesse 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 ha suddiviso l'area in 4 diverse istanze, inferiori a 750 chilometri quadrati (Tabella 2.1).

Nome istanza	Estensione (Km <sup>2</sup> )
<b>d 82 F.R.-GP</b>	745,7
<b>d 80 F.R.-GP</b>	744,8
<b>d 81 F.R.-GP</b>	749,9
<b>d 83 F.R.-GP</b>	745,3

Tabella 2.1 – Estensione delle aree per cui Global Petroleum 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.

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

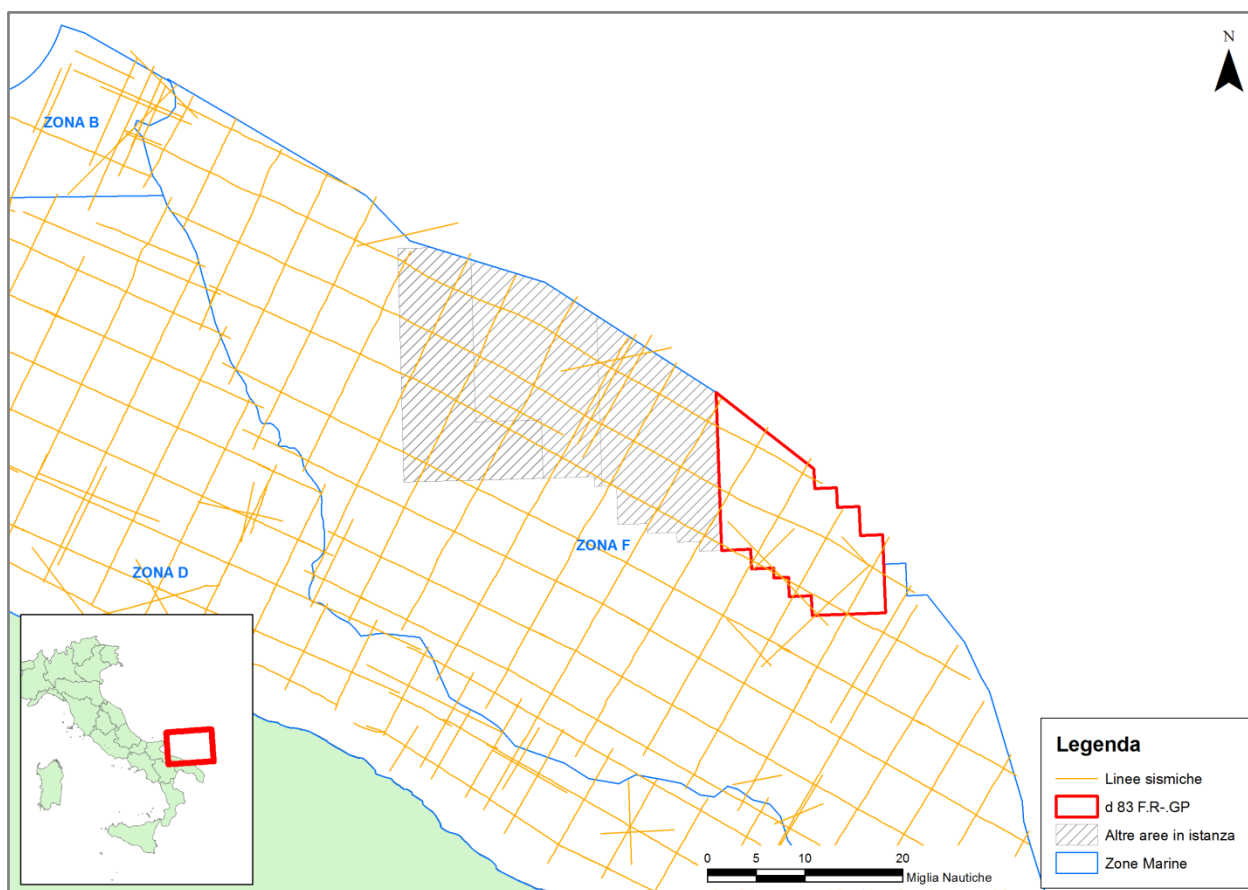


Figura 2.2 – Distribuzione delle linee sismiche eseguite in passato in Adriatico meridionale con indicazione dell'area oggetto di studio.

### 2.1.2 Ubicazione dell'area di intervento

L'area oggetto di istanza di permesso di ricerca di idrocarburi risulta localizzata a mare, nel bacino dell'Adriatico meridionale, all'interno dell'area marina "F" e ricopre una superficie di 745.3 km<sup>2</sup>. Il punto più a nord del perimetro dista 49.6 miglia nautiche da Vieste, il punto più a sud circa 36 miglia marine da Brindisi, mentre il punto più vicino alla costa è il vertice sud-occidentale dell'area, che dista 35.9 miglia nautiche dalle coste pugliesi (Brindisi).



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

Vertice	Longitudine N	Latitudine E
a	18° 00'	limite della zona marina F
b	18° 13'	41° 30'
c	18° 13'	41° 28'
d	18° 16'	41° 28'
e	18° 16'	41° 26'
f	18° 19'	41° 26'
g	18° 19'	41° 23'
h	18° 22'	41° 23'
i	18° 22'	41° 15'
l	18° 12'	41° 15'
m	18° 12'	41° 17'
n	18° 09'	41° 17'
o	18° 09'	41° 19'
P	18° 07'	41° 19'
q	18° 07'	41° 20'
r	18° 04'	41° 20'
s	18° 04'	41° 22'
t	18° 00'	41° 22'

Tabella 2.2 – Coordinate dei vertici del permesso di ricerca denominato “d 83 F.R.-GP”.

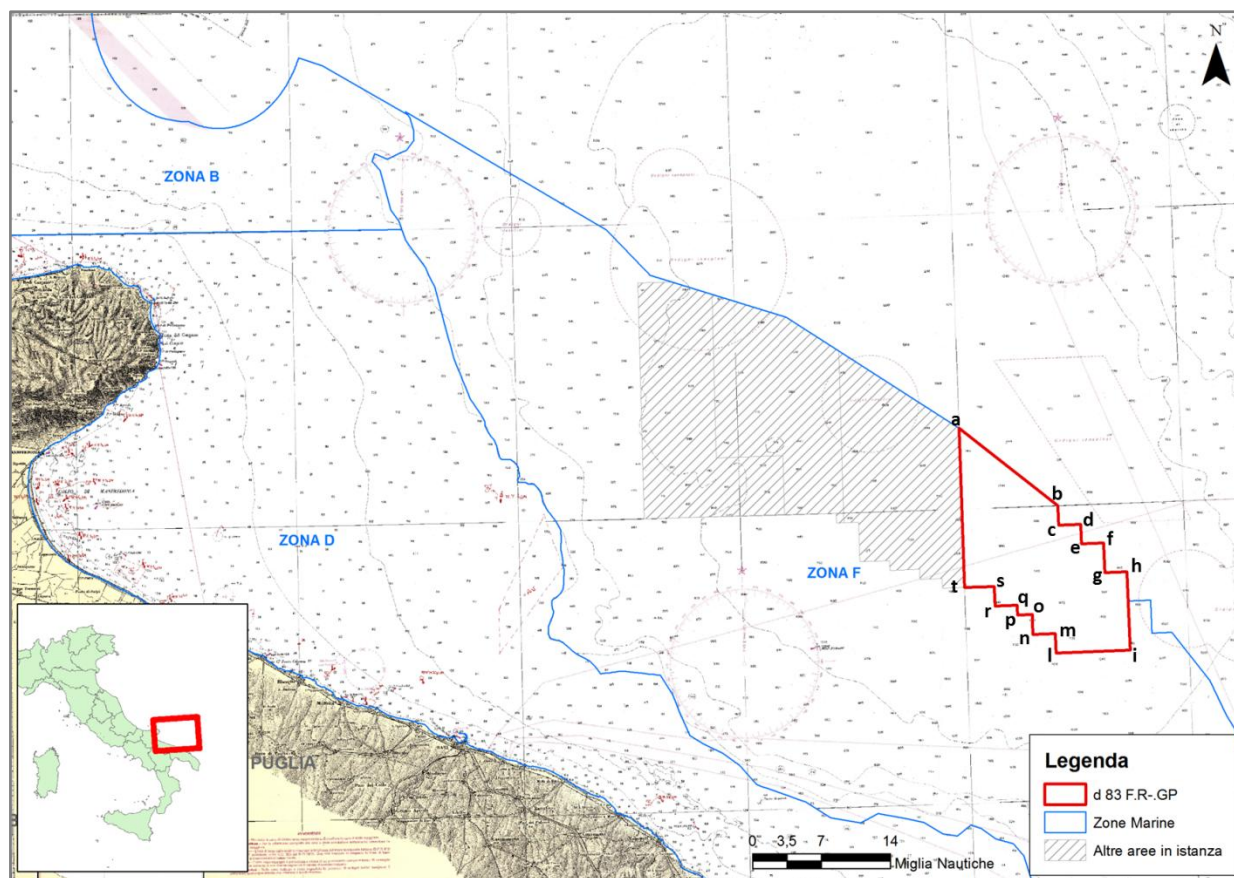


Figura 2.3 – Vertici dell'area in istanza, indicata in rosso, proiettata sulla carta nautica n. 921: “da Torre Canne a Vieste e Boka Kotorska (Bocche di Cattaro)”, dell'Istituto Idrografico della Marina.

## 2.2 Programma lavori del permesso di ricerca

Di seguito verrà descritto il programma tecnico dei lavori che Global Petroleum 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 due fasi distinte, una fase operativa di ricerca ed un'eventuale fase di perforazione. La prima fase include gli studi di terreno, l'interpretazione dei dati ricavati dalle precedenti campagne esplorative e l'acquisizione di nuove linee sismiche, mentre, nel caso in cui gli esiti della prima fase confermassero la presenza di rilevanti accumuli di idrocarburi, la seconda fase prevede la perforazione di un pozzo esplorativo.

Tuttavia, 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 Fase operativa di ricerca

Questa fase è di tipo esplorativo e prevede una serie di lavori atti al miglioramento delle conoscenze della situazione geologica del sottosuolo, sia alla scala regionale che alla scala del blocco e all'identificazione e la caratterizzazione, sia geometrica/volumetrica che di proprietà di possibili accumuli di idrocarburi economicamente sfruttabili. La fase di ricerca, a sua volta, si articola su diversi passi essenziali di seguito elencati:

- 1) Studi geologici/geofisici che comprenderanno:
  - a. Interpretazione di tutti i dati di sottosuolo disponibili (dati geofisici) e l'integrazione con i dati bibliografici e di affioramento su analoghi di superficie e di sottosuolo che presentano le stesse caratteristiche geologiche dell'area in esame;
  - b. Rilevamento geologico di terreno su sezioni simili a quelle che fanno parte del sistema petrolifero (nelle aree circumadriatiche) e relativo campionamento;
  - c. Analisi di tutti i dati provenienti dai pozzi perforati a mare nelle aree limitrofe e preparazione di correlazione di *facies*/unità tra pozzi, calcolo della porosità da diagrafie, mappe di distribuzione di *facies* deposizionali;
  - d. Integrazione dei dati geologici e geofisici provenienti da aree dello stesso bacino sedimentario (Albania, Montenegro, Bosnia e Herzegovina, Croazia).
- 2) Studi geochimici sui campioni prelevati sul terreno per identificare e classificare le caratteristiche delle possibili rocce madre.
- 3) Studi di modellizzazione di bacino ("*basin modelling* 1D e 2D) per comprendere il grado di maturità delle rocce madre e i "*critical timing*" per ognuna.
- 4) Studi strutturali al fine di meglio comprendere l'evoluzione strutturale dell'area, l'evoluzione del campo di stress e il suo orientamento attuale utilizzando dati geologici, di meccanismi focali dei terremoti, i movimenti relativi delle placche.
- 5) Acquisto e "*processing*" di sismica non ancora in possesso del proponente per migliorare la definizione delle mappe di sottosuolo prodotte in precedenza e la caratterizzazione geometrica delle strutture (circa 200 km).
- 6) Acquisto di nuova sismica non esclusiva acquisita da compagnie specializzate (PGS o Spectrum) qualora fosse a disposizione.
- 7) Acquisizione, elaborazione (utilizzando l'analisi di tutti gli attributi sismici) ed interpretazione di nuovi dati sismici di tipo 2D. Per meglio delineare accumuli di idrocarburi di tipo liquido o gassoso nei livelli potenziali descritti nella relazione tecnica Global Petroleum si impegna ad acquisire ed elaborare un totale di circa 265 Km di linee sismiche 2D, utilizzando la tecnologia *air-gun* (Figura 2.4).



- 8) Eventuale acquisizione di un rilievo sismico 3D di circa 100 km<sup>2</sup> per meglio definire la migliore ubicazione del pozzo esplorativo (Figura 2.5).

I punti 7 e 8 rappresentano l'oggetto del presente studio di impatto ambientale.

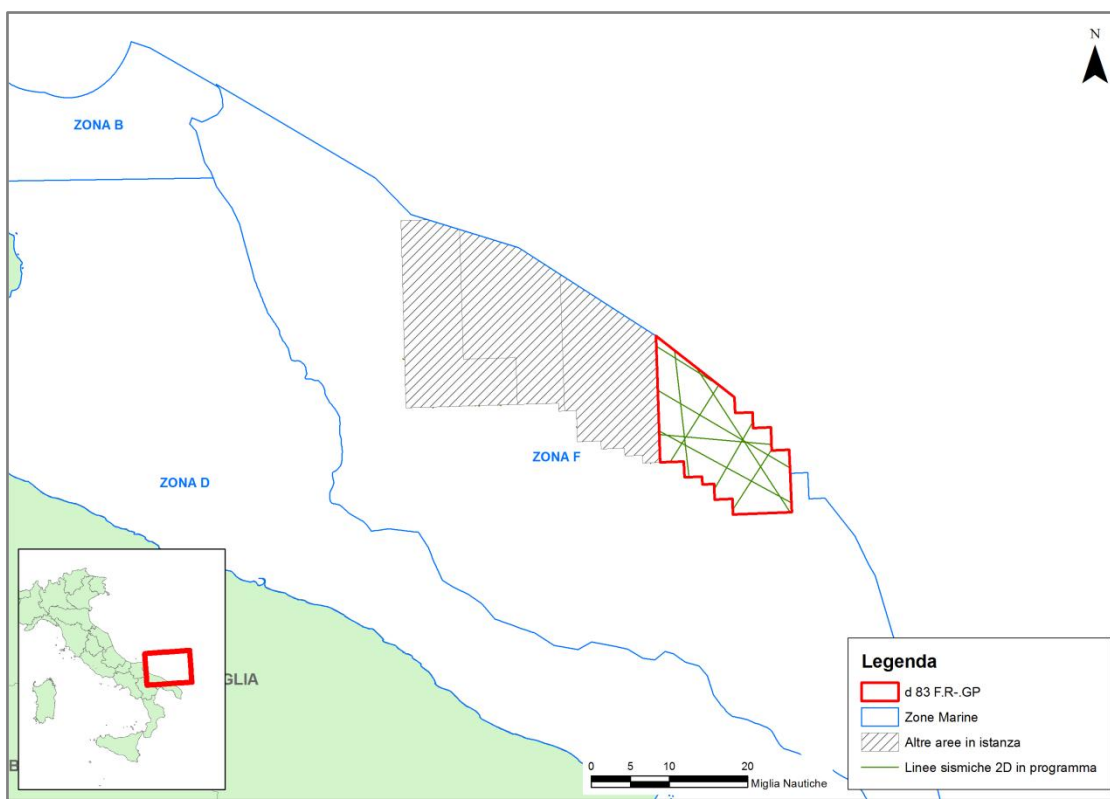


Figura 2.4 – Ubicazione delle linee sismiche 2D in progetto di acquisizione, all'interno del perimetro dell'istanza di permesso di ricerca idrocarburi "d 83 F.R.-GP".

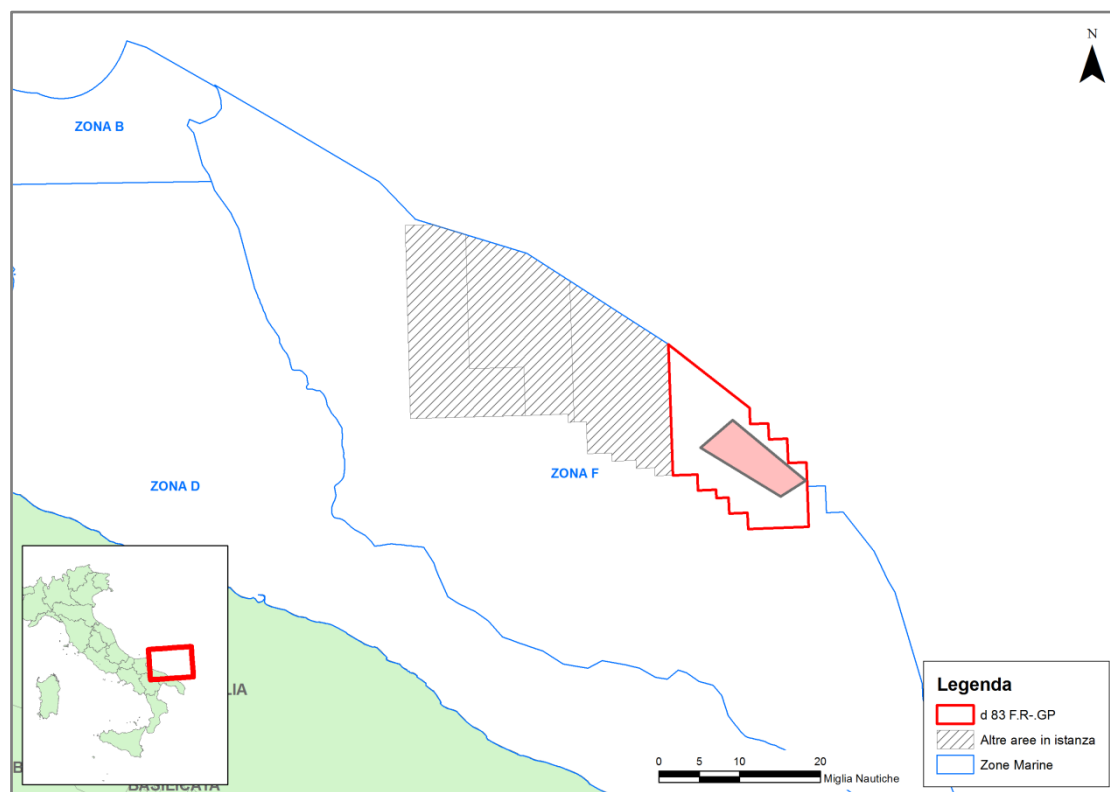


Figura 2.5 – Il poligono rosa indica l'ubicazione dell'area di 50 km<sup>2</sup> eventualmente interessata dalla possibile acquisizione sismica 3D, all'interno del perimetro del permesso di ricerca idrocarburi "d 83 F.R.-GP".

### 2.2.2 Fase operativa di perforazione

Qualora gli studi svolti nella precedente fase di ricerca dovessero confermare le potenzialità e l'interesse minerario per l'area di studio, evidenziando la presenza di trappole con la capacità di contenere quantità economicamente sfruttabili di idrocarburi e la contemporanea presenza di rocce madre, rocce serbatoio e rocce di copertura, si renderà opportuno procedere alla fase operativa di perforazione. Tale fase prevedrà la perforazione di almeno un pozzo esplorativo all'interno dell'area in questione la cui profondità finale sarà funzione delle caratteristiche geologiche precedentemente emerse dagli studi, quelle effettivamente riscontrate in fase operativa e dalla ubicazione del target minerario che si intende raggiungere, stimato ad una profondità di 5500 metri circa dal livello del mare (profondità media del mare di 1050-1100 metri). Le caratteristiche, infine, dell'impianto di perforazione saranno verosimilmente da ricondursi al tipo semisommersibile.

Si ricorda che l'eventuale fase di perforazione sarà oggetto di una nuova procedura di VIA ad essa dedicata.

## 2.3 Descrizione delle tecnologie di ricerca

### 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 *off-shore* 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 2.6).

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.

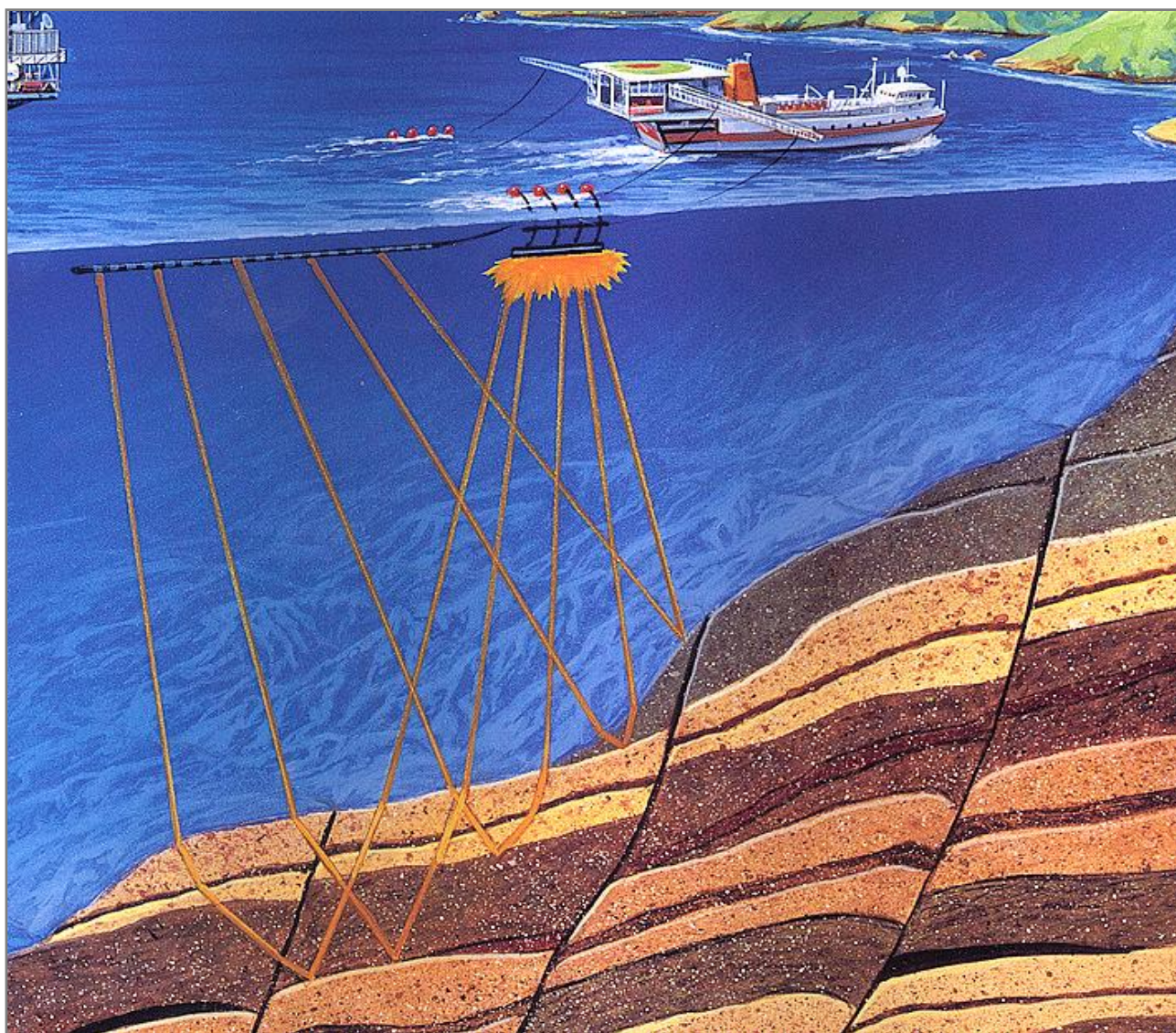


Figura 2.6 – Esempio di stendimento e linea di acquisizione geofisica in mare (fonte: [www.aapg.org](http://www.aapg.org)).

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 sulla 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 2.7).

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.



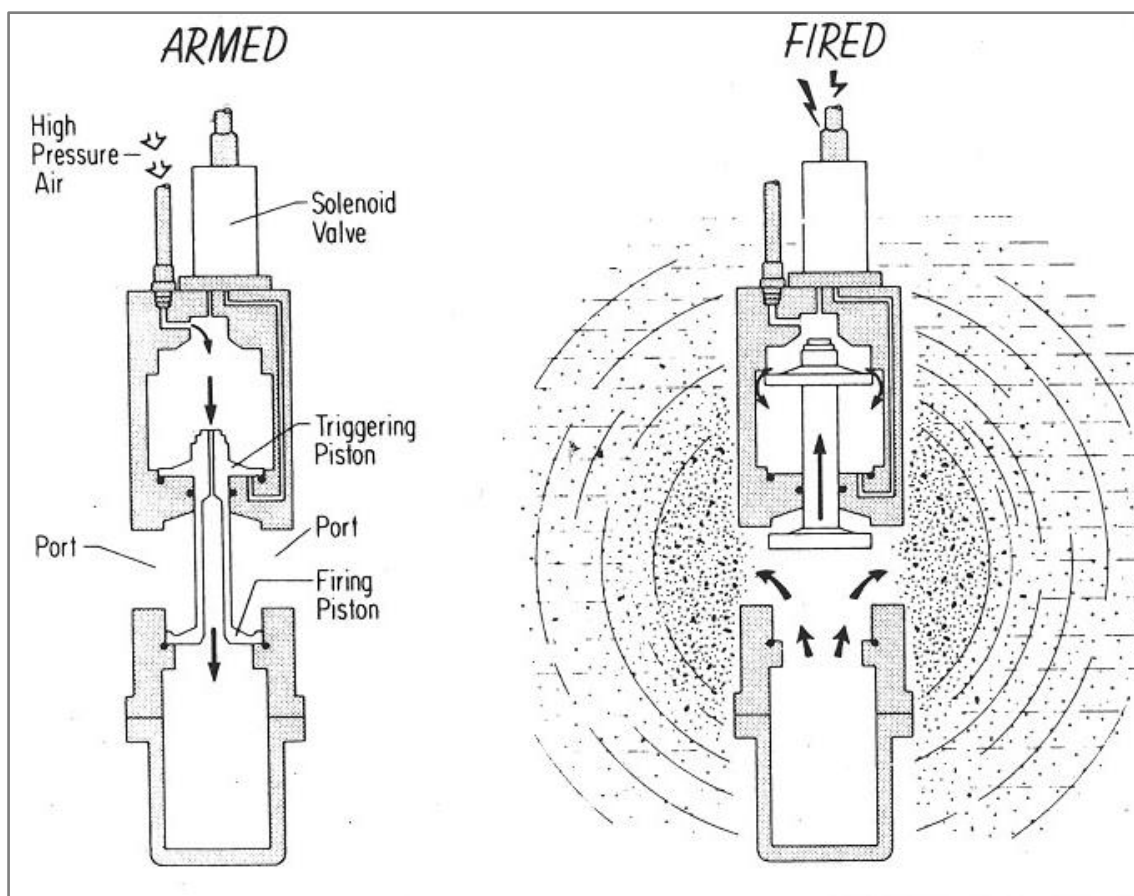


Figura 2.7 – Schema di funzionamento di un air-gun, diviso nelle fasi di carica “Armed”, scoppio “Fired” e rilascio “Implosion” (fonte: [www.usgs.gov](http://www.usgs.gov)).

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 larga 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 1 $\mu$ Pa / 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 2.8). 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 2.8) 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.

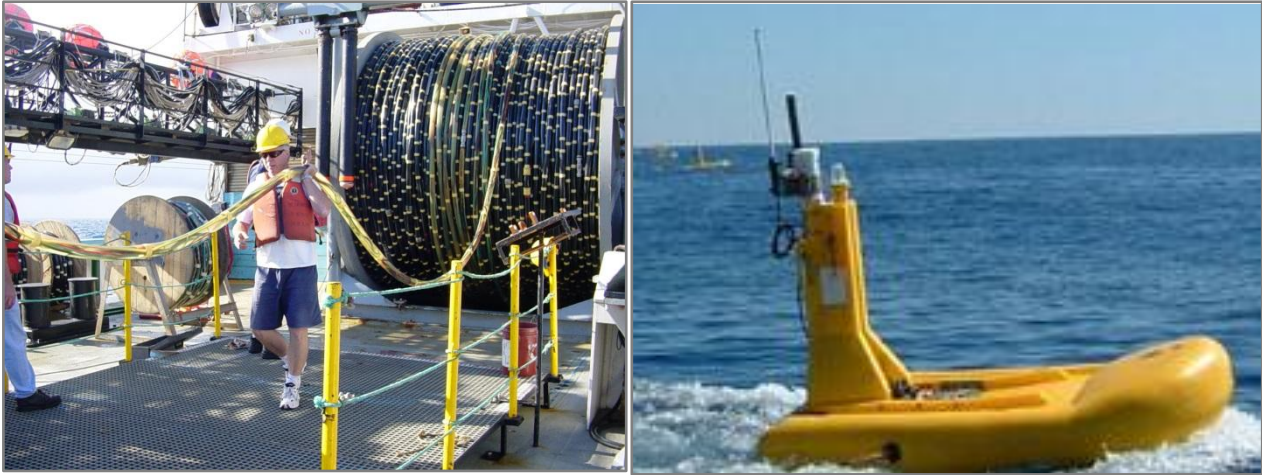


Figura 2.8 – Streamer o cavo sismico per l'acquisizione a sinistra (fonte: [www.ig.utexas.edu](http://www.ig.utexas.edu)) e Boa di coda a destra (fonte: [www.seamap.com](http://www.seamap.com)).

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 2.9).



Figura 2.9 – Serie di idrofoni usati per l'acquisizione del segnale off-shore (fonte: [www.oilonline.com](http://www.oilonline.com)).

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 2.10), 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).



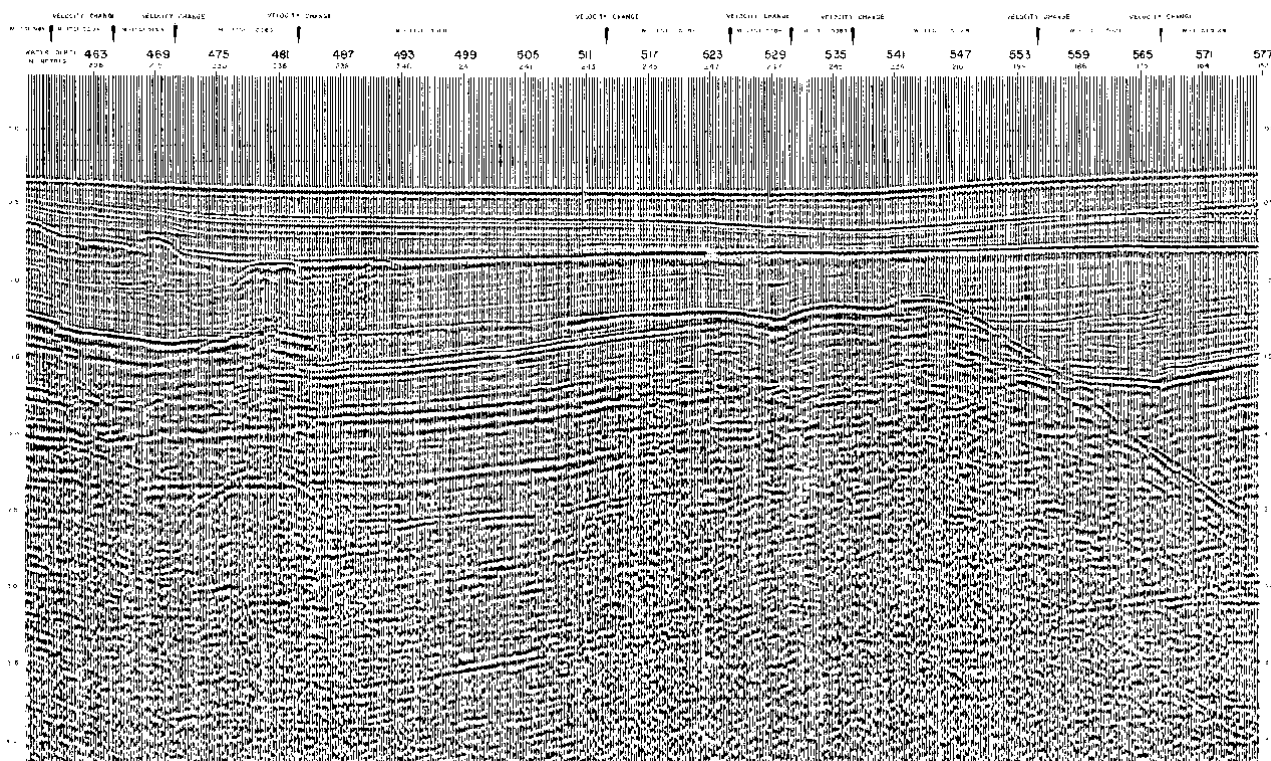


Figura 2.10 – Esempio di sezione sismica non interpretata (fonte: [www.unmig.sviluppoeconomico.gov.it/vidipi](http://www.unmig.sviluppoeconomico.gov.it/vidipi), modificata).

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 2.11).



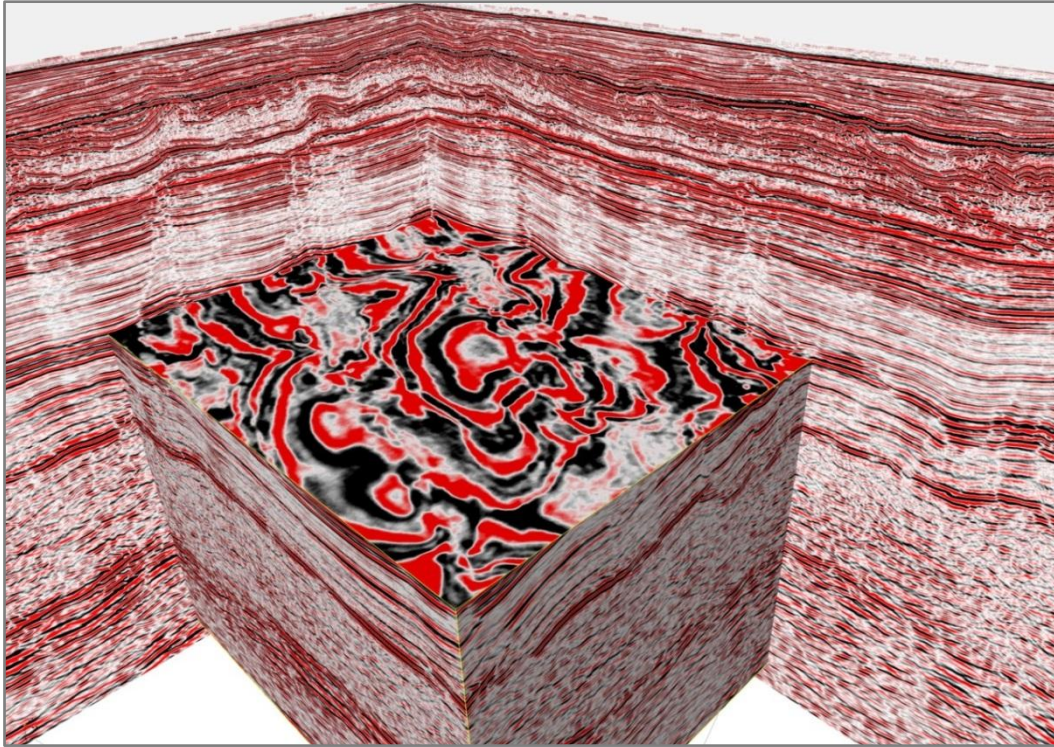


Figura 2.11 – Esempio di modello 3D ottenuto dall’elaborazione di un’acquisizione 3D (fonte: [www.spectrumasa.com](http://www.spectrumasa.com)).

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 di 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 contrattista che si occuperà del rilievo geofisico. Tuttavia è possibile fornire una descrizione basata su esperienze similari che, seppur indicativa, non si discosterà molto da quella relativa alla campagna in progetto.

### 2.4.1 Mezzi navali utilizzati

In una tipica campagna di acquisizione geofisica in mare, il numero complessivo di imbarcazioni necessarie sono variabili 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 e 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 2.12) 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 2.12 – Esempio di nave per acquisizione sismica (fonte: [www.pgs.com](http://www.pgs.com), PGS-Apollo).

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 fare il rilievo:

- le grandi bobine in cui è raccolto il cavo sismico (*streamer*) con gli idrofoni;
- tutti gli impianti necessari per la generazione dell'impulso elastico in mare (compressori e linee di distribuzione);
- la strumentazione per la registrazione degli idrofoni;
- le apparecchiature per una prima elaborazione;
- gli 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 definire non è possibile fornire una descrizione dettagliata della nave sismica che verrà utilizzata per i rilievi. È possibile comunque fornire una descrizione di massima della nave che verrà utilizzata, le cui caratteristiche principali possono essere limitate entro alcuni intervalli; così come descritto nella Tabella 2.3.

Caratteristiche della nave sismica		
<b>Contraente</b>		Da definire
<b>Operatore marittimo</b>		Da definire
<b>Armatore</b>		Da definire
<b>Dimensioni nave</b>	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.



## 2.4.2 Parametri operativi di progetto

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, non si discosteranno molto da quelli usati durante la campagna di acquisizione geofisica. 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;
- numero di *air-gun* di riserva;
- volume attivo totale (dato dalla somma dei volumi dei singoli *air-gun*);
- pressione di esercizio dell'*air-gun*;
- numero di *sub-array*;
- distanza tra *sub-array*;
- profondità dell'*array*;
- lunghezza *sub-array*;
- larghezza *array*.

Il numero di *air-gun* attivi può variare da un minimo di 11 ad un massimo di 31, come anche il numero degli *air-gun* di riserva (da 0 a 10). La pressione di esercizio è sempre di 2000 psi. La distanza tra *sub-array* è variabile ed è compresa tra 3 e 8 metri. La profondità a cui si trova immerso in acqua l'*array* può variare dai 4 ai 9 metri. La lunghezza e la larghezza del *sub-array* variano rispettivamente tra 14 e 18 metri e tra 12 e 16 metri. In Tabella 2.4 è possibile osservare alcuni esempi di configurazione.

PARAMETRI OPERATIVI	CONFIGURAZIONE ARRAY 1	CONFIGURAZIONE ARRAY 2	CONFIGURAZIONE ARRAY 3
<b>Numero di <i>air-gun</i> attivi</b>	11	21	31
<b>Numero di <i>air-gun</i> di riserva</b>	6	3	10
<b>Volume attivo totale (in<sup>3</sup>)</b>	-	-	3090
<b>Pressione di esercizio dell'<i>air-gun</i> (psi)</b>	2000	2000	2000
<b>Numero di <i>sub-array</i></b>	2	3	3
<b>Distanza tra <i>sub-array</i> (m)</b>	-	8	3
<b>Profondità dell'<i>array</i> (m)</b>	4	9	5
<b>Lunghezza <i>sub-array</i> (m)</b>	14	14	18
<b>Larghezza <i>array</i> (m)</b>	-	16	12

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

## 2.4.3 Utilizzo di risorse

Le attività di acquisizione verranno supportate dall'utilizzo di Gasolio marino (MDO o HFO) 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 in media 18 m<sup>3</sup>/giorno mentre per l'acquisizione 3D una media di 44 m<sup>3</sup>/giorno.

Le navi da inseguimento e da supporto sono più piccole ed hanno consumi che si aggirano attorno a 6 e 14 m<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup> )
<b>Nave sismica 2D</b>	1	15 giorni	18 (m <sup>3</sup> /giorno)	270
<b>Nave da supporto</b>	1	15 giorni	14 (m <sup>3</sup> /giorno)	210
<b>Nave da inseguimento</b>	1	15 giorni	6 (m <sup>3</sup> /giorno)	90

*Tabella 2.5 – Stima sul consumo di carburante dei vari mezzi impiegati durante l'acquisizione 2D (fonte: Global Petroleum).*

Tipo di nave	Numero	Durata acquisizione	Consumo medio di carburante al giorno	Totale consumi (m <sup>3</sup> )
<b>Nave sismica 3D</b>	1	8 giorni	44 (m <sup>3</sup> /giorno)	352
<b>Nave da supporto</b>	1	8 giorni	14 (m <sup>3</sup> /giorno)	112
<b>Nave da inseguimento</b>	1	8 giorni	6 (m <sup>3</sup> /giorno)	48

*Tabella 2.6 – Stima sul consumo di carburante dei vari mezzi impiegati durante l'acquisizione 3D (fonte: Global Petroleum).*

#### 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 le 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.

I rifiuti alimentari saranno macerati prima di qualsiasi scarico. Generalmente, rifiuti di questo tipo sono da considerarsi di basso impatto ambientale.

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).

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.

Il piano di gestione dei rifiuti prevede l'uso di un registro sul quale verranno registrati i tipi e i volumi di rifiuti generati e le corrette tipologie di trattamento da eseguire ed eseguite per lo smaltimento.

#### 2.4.4.1 Emissioni in atmosfera

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 di un eventuale inceneritore di rifiuti presente a bordo. Allo stato attuale non è possibile definire se la nave sarà dotata o meno e nel caso in cui venisse confermata la possibilità di utilizzo di un inceneritore, prima dell'inizio delle attività, il proponente si impegna ad informarne le Autorità Competenti e a fornire le caratteristiche tecniche ed emissive dello stesso.

Il combustibile utilizzato dalle navi (Gasolio Marino MDO o HFO) 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<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> 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, HFO, e così via ..);
- fase di navigazione (crociera, manovra, stazionamento, carico e scarico, rimorchiaggio).

Di seguito si riporta la stima delle emissioni relative alle campagne 2D (Tabella 2.7) ed eventualmente 3D (Tabella 2.8) in progetto.

	Nave sismica 2D	Nave da supporto	Nave da inseguimento	Totale giornaliero
<b>Carburante (m<sup>3</sup>/g)</b>	18	14	6	<b>38 (m<sup>3</sup>/g)</b>
<b>Anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) (t/g)</b>	57,27	44,55	19,09	<b>120,91 (t/g)</b>
<b>Monossido di carbonio (CO) (t/g)</b>	0,28	0,22	0,09	<b>0,60 (t/g)</b>
<b>Ossidi di azoto (t/g)</b>	1,07	0,83	0,36	<b>2,25 (t/g)</b>
<b>Ossido di diazoto (N<sub>2</sub>O) (t/g)</b>	0,0004	0,0003	0,0001	<b>0,0009 (t/g)</b>
<b>Metano (CH<sub>4</sub>) (t/g)</b>	0,0025	0,0019	0,0008	<b>0,0052 (t/g)</b>
<b>Composti organici volatili (VOC) (t/g)</b>	0,04	0,029	0,012	<b>0,078 (t/g)</b>

Tabella 2.7 – Stima sul consumo di carburante dei vari mezzi impiegati e emissioni in durante l'acquisizione 2D (fonte: Global Petroleum).



	Nave sismica 3D	Nave da supporto	Nave da inseguimento	Totale giornaliero
<b>Carburante (m<sup>3</sup>/g)</b>	44	14	6	<b>64 (m<sup>3</sup>/g)</b>
<b>Anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) (t/g)</b>	140,00	44,55	19,09	<b>203,64 (t/g)</b>
<b>Monossido di carbonio (CO) (t/g)</b>	0,69	0,22	0,09	<b>1,00 (t/g)</b>
<b>Ossidi di azoto (t/g)</b>	2,61	0,83	0,36	<b>3,80 (t/g)</b>
<b>Diossido di azoto (N<sub>2</sub>O) (t/g)</b>	0,0010	0,0003	0,0001	<b>0,0015 (t/g)</b>
<b>Metano (CH<sub>4</sub>) (t/g)</b>	0,0060	0,0019	0,0008	<b>0,0087 (t/g)</b>
<b>Composti organici volatili (VOC) (t/g)</b>	0,090	0,029	0,012	<b>0,131 (t/g)</b>

Tabella 2.8 – Stima sul consumo di carburante dei vari mezzi impiegati de emissioni in durante l’acquisizione 3D (fonte: Global Petroleum).

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. La campagna di acquisizione 2D avrà una durata di circa 15 giorni mentre l’acquisizione di 100 km<sup>2</sup> impiegherà un intervallo di tempo di circa 8 giorni, pertanto le emissioni in atmosfera sono di carattere temporaneo, strettamente legato alla durata delle operazioni.

Gli impatti in atmosfera sulla qualità dell’aria legati dalle attività preposte 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 del tutto assimilabili alle emissioni attribuibili a imbarcazioni come i pescherecci che abitualmente transitano nella zona.

#### 2.4.5 Prevenzione di rischi e potenziali incidenti

Il successo e la buona riuscita di una campagna geofisica sono sostenute da un rigido piano di sicurezza “HSE Project Plan” che regola i ruoli e le responsabilità di ogni singolo membro dell’equipaggio. Questo piano di sicurezza detta le procedure e le linee da seguire in caso di emergenza.

La gestione dei rischi ed i potenziali incidenti verrà eseguita dai responsabili della sicurezza, uno interno a Global Petroleum ed un altro della società contraente dei lavori. Prima dell’inizio di qualsiasi attività, ci saranno riunioni tra la Società e il Contraente per verificare che le rispettive procedure di sicurezza siano conformi con il piano “HSE Project Plan”.

La sicurezza della nave sarà sempre sotto la responsabilità del capitano.

Il direttore dei lavori “Contractor Party Manager” sarà responsabile per l’attuazione del piano di sicurezza “HSE Project Plan”. È buona pratica del HSE di svolgere e promuovere regolari incontri con tutto l’equipaggio definendo:

- la tipologia di incontri;
- i partecipanti;
- la frequenza con cui si svolgeranno tali incontri;
- gli obiettivi della riunione;
- la stesura di un registro delle riunioni.

Il piano di sicurezza farà riferimento alle norme internazionali, nazionali, regionali e locali nel totale rispetto della legge. Pericoli e rischi verranno valutati utilizzando un sistema di valutazione “Risk Assessment System” che può essere aggiornato durante tutte le fasi di indagine.

Il sistema di valutazione dei rischi è una parte fondamentale per il piano di sicurezza “HSE Project Plan”. Esso valuta tutte le singole operazioni considerando:

- Il tipo di operazione;
- I rischi ad essa connessi;
- Le misure di mitigazione e istruzioni che possono essere attuate per prevenire l’incombere di qualsiasi incidente.

Per quanto riguarda le politiche ambientali, il contraente condurrà tutte le fasi del progetto seguendo le linee guida stabilite da IAGC “*International Association of Geophysical Contractors*” in particolare “*Environmental Guidelines for Worldwide Geophysical Operations – Linee guida per il rispetto ambientale durante le operazioni geofisiche*” e le indicazioni del JNCC “*Joint Nature Conservation Committee*”.

#### **2.4.6 Durata delle attività**

Il rilievo geofisico 2D, che comprende un totale di circa 265 chilometri di linee sismiche, si svolgerà in un arco temporale pari a circa 15 giorni. Tali tempistiche comprendono i tempi di fermo tecnico e una previsione di 2-3 giorni di fermata per condizioni meteo-marine avverse.

In caso di successiva acquisizione 3D il tempo stimato per l’acquisizione di un’area pari a 100 km<sup>2</sup> è di circa 8 giorni, comprensivi della stima di 1-2 giorni di fermo tecnico.

Al momento risulta difficile stimare con esattezza la durata totale del rilievo, la quale dipende strettamente dalla stagione in cui verrà effettuato e dalle condizioni meteo riscontrate. Pertanto, nel caso di impossibilità ad effettuare l’indagine geofisica per ragioni non dipendenti dalla volontà del proponente, tale tempistica potrebbe subire variazioni.

#### **2.4.7 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.

## **2.5 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 una 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 Petroleum, 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.

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.

Allo stato attuale, con i dati attualmente disponibili, è possibile ipotizzare che l'ubicazione del potenziale "Prospeccy" da perforare sia ad una profondità d'acqua tale da poter utilizzare un impianto di perforazione "Semi-sub" con specifiche tecniche non da "ultra-deep water".

Di seguito sono riportate in modo schematico le attività legate alla realizzazione di un sito di perforazione di un pozzo, le tecniche usate e le misure di prevenzione degli eventuali rischi ambientali.

### **2.5.1 Tipologia delle piattaforme di perforazione *off-shore***

L'esecuzione di un pozzo a scopo esplorativo ha la finalità di indagare su quelli che sono gli obiettivi (stratigrafici e/o strutturali) evidenziati dal rilievo geofisico.

Le tecniche e le attrezzature per la perforazione di pozzi a mare (o perforazione *off-shore*) sono molto simili a quelle usate nei pozzi a terra. Le principali differenze tra i due tipi di perforazione sono da riscontrare nella disposizione dell'impianto, delle apparecchiature e in alcuni particolari metodi di conduzione delle operazioni.

Tuttavia le piattaforme sono degli impianti per la perforazione polivalenti, in quanto hanno un ampio spettro di utilizzo dove l'impianto può essere convertito da struttura per la perforazione a struttura per la produzione una volta comprovata l'esistenza del giacimento ed il pozzo esplorativo completato.

Dal punto di vista delle operazioni, la perforazione a mare può essere suddivisa in due grandi classi, dipendenti dalla profondità del fondale (Treccani, 2009):

1. Perforazione con impianti appoggiati sul fondo marino;
2. Perforazione con impianti galleggianti.

La prima categoria, le attrezzature di sicurezza, ovvero i sistemi di prevenzione di eruzioni (BOP: *Blow Out Preventers*) ordinari, sono collocate stabilmente sopra il livello del mare, e sono accessibili dalla struttura di supporto; in questo caso le operazioni di perforazione sono praticamente identiche a quelle utilizzate nella perforazione a terra.

Nella seconda categoria la testa pozzo e le attrezzature di sicurezza (sono degli speciali BOP sottomarini) sono collocate in fondo al mare, e quindi non sono accessibili direttamente dalla struttura di supporto. In questo caso, alcune sequenze delle operazioni di perforazione differiscono da quelle a terra, poiché l'impianto non è fermo rispetto alla testa pozzo ma, galleggiando, è soggetto all'azione di vento, correnti e onde marine, che gli imprimono movimenti orizzontali e verticali. La piattaforma in questo caso è considerata come un vero e proprio natante in quanto munito di motori necessari per far sì che essa mantenga il più possibile la posizione. Naturalmente, anche in questo caso il fluido di perforazione deve risalire sull'impianto galleggiante, tramite un'apposita tubazione che collega la testa pozzo sottomarina al natante.

L'utilizzo di impianti galleggianti è necessario per perforazioni esplorative con profondità d'acqua superiore ai 100 metri, mentre il limite di profondità in cui è possibile operare in condizioni di sicurezza con tali

impianti supera i 3000 metri. Ciò chiaramente è riferito soltanto alle operazioni di perforazione esplorativa, e non a quelle successive di sviluppo.

Di seguito verrà descritto l'impianto per la perforazione del pozzo esplorativo a mare che potrebbe essere utilizzato nel caso in cui gli studi svolti durante la fase operativa di ricerca confermino la presenza di accumuli di idrocarburi economicamente sfruttabili.

Considerando il fatto che dal punto di vista batimetrico il blocco ricade in acque moderatamente profonde (da 1070 a 1190 metri), pertanto, si prevede di utilizzare una piattaforma semisommersibile.

### Piattaforma semisommersibile

Le piattaforme semisommersibili o *semisub* (Figura 2.13) possono essere utilizzate per lavorare su 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. Questi mezzi sono muniti di eliche, alimentate da motori elettrici. Tali apparecchi sono definiti "*thrusters*", ossia generatori di spinta, che servono a contrastare le correnti marine e i venti di superficie, i quali porterebbero il mezzo alla deriva. Infatti con i *thrusters*, il mezzo può operare in posizionamento satellitare dinamico e riuscire a rimanere perfettamente sulla verticale del pozzo, senza l'ausilio di ancore. Le eliche hanno il compito principale di tenere fermo il mezzo, ed essere adoperati come propulsori ausiliari oppure autonomi in caso non ci siano i rimorchiatori. Ad ogni modo, il mezzo lavora sempre ancorato. Questi tipi di impianti sono classificati in generazioni ed ora si è arrivati alla sesta generazione, ossia piattaforme autopropulse.

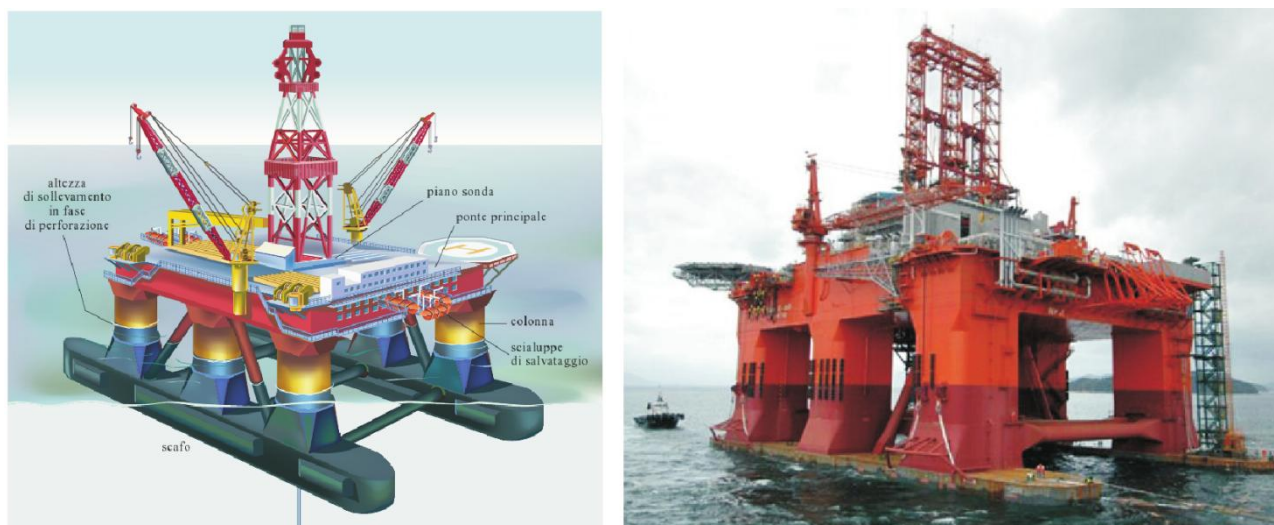


Figura 2.13 – Schema di un impianto di perforazione semisommersibile, a sinistra (fonte: Treccani, 2009) e immagine di una piattaforma semisub in navigazione, a destra (fonte: [www.worldmaritimeneews.com](http://www.worldmaritimeneews.com)).

Un qualsiasi impianto galleggiante può essere mantenuto in posizione relativamente fissa sopra la verticale del pozzo anche tramite sistemi di posizionamento dinamico. Questa tecnologia è necessaria quando la profondità dell'acqua è tale da non poter più utilizzare i sistemi di ancoraggio tradizionali, a causa del peso dei cavi e dell'eccessiva elasticità del sistema. A questo scopo, il natante è munito di coppie di propulsori a elica, poste a poppa, a prua e sulle due fiancate, mantenute sempre in funzione. La testa pozzo, posta sul fondo del mare, è dotata di un'attrezzatura che invia un segnale acustico verso il natante, sotto la cui chiglia è installata una serie di idrofoni che rilevano il segnale che arriva dal fondo mare. Questo segnale è poi inviato a un dispositivo di controllo elettronico, che procede all'individuazione in tempo reale della posizione del natante rispetto alla testa pozzo e, in funzione del suo spostamento, provvede a ripristinarne

la posizione verticale. I metodi più utilizzati e molto precisi prevedono l'utilizzo di sistemi di posizionamento satellitari GPS.

### 2.5.2 Tecniche di perforazione del pozzo

Le tecniche di perforazione dei pozzi a mare da impianti galleggianti sono sostanzialmente analoghe a quelle utilizzate nei pozzi a terra. Le poche differenze risiedono nel fatto che occorrono alcuni elementi aggiuntivi che permettono di collegare, in sicurezza, il pozzo con l'impianto.

I principali componenti che costituiscono un impianto di perforazione sono:

1. torre di perforazione;
2. basamento (su cui poggiano argano, *tavola rotaria* e torre);
3. vasche e pompe per i fanghi;
4. attrezzatura di perforazione.

La torre di perforazione è composta da una struttura di travi in acciaio la cui funzione è di sostenere le pulegge per sorreggere la batteria di aste per la perforazione.

La prima operazione consiste nel collocare a fondo mare, tramite una batteria di aste, la cosiddetta base di appoggio temporanea, una robusta intelaiatura in acciaio con un foro centrale dotato superiormente d'invito conico, munita di quattro cavi guida e di alcune punte d'acciaio che si infiggono nel fondale e ne impediscono quindi lo spostamento.

La perforazione avviene tramite un sistema rotativo che trasmette il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello, fissato all'estremità di una batteria di aste tubolari. Le aste sono di forma circolare che si distinguono in normali e pesanti (queste ultime vengono montate subito al di sopra dello scalpello in modo da generare un'adeguata spinta sullo stesso). Il moto rotazionale negli impianti più moderni è fornito da una testa motrice detta *top drive*.

Il vero e proprio strumento atto alla perforazione è rappresentato dallo scalpello che viene fatto ruotare attraverso una batteria di aste cave e contemporaneamente spinto nel fondo del foro. Con il proseguire dell'approfondimento del pozzo lo scalpello va incontro ad usura, quindi deve essere ciclicamente sostituito. Il fango di perforazione è immesso all'interno del foro attraverso la tubazione di mandata del fango. Tali fanghi sono fluidi di perforazione che vengono fatti circolare all'interno delle aste e nell'intercapedine tra queste e le pareti del foro. I fanghi sono normalmente costituiti da una fase liquida (acqua dolce) che viene resa colloidale ed appesantita attraverso l'uso di appositi prodotti. Le proprietà colloidali necessarie per mantenere in sospensione i detriti e per costruire un pannello di rivestimento sulle pareti finali del pozzo al fine di evitare infiltrazioni e/o perdite, vengono favorite dalla presenza della bentonite e da altri particolari polimeri polivinilici e silicati.

Il fango di perforazione ha numerose funzioni, tra le quali garantisce il sollevamento e la rimozione dei detriti (*cuttings*) dal fondo pozzo verso la superficie. Il fango per compiere queste azioni deve avere determinate caratteristiche di viscosità e densità. Un'altra funzione importante è quella di garantire il raffreddamento e la lubrificazione dello scalpello e della batteria di perforazione al fine di ridurre la frizione che si crea tra le aste di perforazione e le pareti del foro. Contribuisce al contenimento dei fluidi di strato presenti nelle formazioni attraversate grazie all'effetto della pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fango in foro. Perché ciò avvenga la pressione idrostatica del fango deve essere superiore alla pressione di formazione, altrimenti i fluidi di strato entrerebbero in pozzo risalendo in superficie, creando problemi come il *kick* o *blow out*. La pressione idrostatica del fango è data dal suo peso specifico moltiplicato per la profondità per cui per aumentarla basta appesantire il fango aggiungendo dei materiali inerti che non vanno in soluzione, ma rimangono in sospensione non andando ad alterare le caratteristiche del fango. Nel



caso di formazioni porose, avviene una certa filtrazione del fango e mentre la parte liquida dei fanghi tende a penetrare nella formazione, la parte solida si separa e forma una sorta di pellicola (detta *mud cake*) che impedisce ulteriori infiltrazioni aggiungendo stabilità al foro stesso.

Lo studio dei fanghi fornisce numerose informazioni riguardanti le formazioni attraversate. L'analisi dei *cutting* portati in superficie dai fanghi sono importanti per la ricostruzione stratigrafica del sottosuolo.

Il fango utilizzato dipende principalmente dalle rocce attraversate durante la perforazione e dalla temperatura nel sottosuolo. Durante la stessa perforazione possono essere impiegati fanghi con caratteristiche diverse a seconda delle differenti situazioni che si possono incontrare durante l'avanzamento del pozzo. Il confezionamento del fango avviene in apposite vasche, aggiungendo all'acqua la bentonite ed il resto degli additivi che servono a conferirgli le caratteristiche chimico fisiche desiderate. I fanghi possono essere a base d'acqua (dolce o salata) oppure fanghi a base d'olio (cioè prodotti a base d'idrocarburi). A questi, vengono comunemente addizionati altri materiali per migliorare la capacità di trasporto o di appesantimento. È importante comunque assicurare un continuo controllo sulle proprietà fisico-chimiche dei fanghi durante le varie fasi di perforazione.

Mano a mano che la perforazione prosegue in profondità, si prosegue a rinforzare le pareti del foro con particolari rivestimenti chiamati *casing* con lo scopo di sostenere le pareti e evitare possibili crolli che andrebbero a rallentare le operazioni di perforazione (Figura 2.14).



Figura 2.14 – Profilo di un pozzo. A destra è possibile osservare che il diametro del casing diminuisce con l'aumentare della profondità (fonte: Treccani, 2009). A sinistra particolare di una batteria di casing.

La fase di perforazione è garantita da una continua analisi dei detriti di perforazione, con il controllo dei fluidi di perforazione e attraverso acquisizione e elaborazione dei vari parametri di perforazione. Tale attività è finalizzata al riconoscimento, in tempo reale, dell'eventuale presenza di idrocarburi nelle formazioni attraversate e al monitoraggio in maniera continuativa delle condizioni operative nel pozzo. Tale attività è conosciuta come *mud logging* e operata dal *mud logger*.

Assieme all'analisi dei fanghi viene effettuata la registrazione dei carotaggi elettrici che includerà informazioni riguardanti le proprietà delle formazioni attraversate, quali litologia, resistività, porosità, saturazione dei fluidi, permeabilità. La registrazione dei *log* elettrici è affidata ad appositi strumenti che verranno calati nel foro (*logging tools*) a misurare i parametri sopra elencati.



In caso di identificazione positiva di formazioni contenenti idrocarburi, si potranno prevedere prove di produzione. Il programma di prove di produzione, non prevedibile allo stato attuale, sarà predisposto quando la geologia del sito e la natura dei fluidi presenti saranno definiti nel dettaglio. Lo scopo del test è finalizzato alla verifica della possibilità di portare gli idrocarburi in superficie.

Nel caso in cui l'esito del sondaggio risulti positivo e vengano intercettate zone di accumulo di idrocarburi economicamente sfruttabili, la fase successiva prevede il completamento del pozzo. Le procedure di completamento di un pozzo si dividono in due grandi categorie:

- a foro scoperto;
- a foro tubato.

Nel foro tubato il completamento avviene in un pozzo che è stato rivestito e cementato per tutto il suo sviluppo. Per poter garantire la produzione è necessario ristabilire la comunicazione idraulica tra i livelli mineralizzati e il foro.

Attraverso il *well testing* si procede all'accertamento minerario per la verifica del rendimento reale dei livelli produttivi individuati. Successivamente alla perforazione e al completamento del pozzo, verranno effettuate delle prove di erogazione di breve durata. Questi test vengono eseguiti per valutare la portata di erogazione dal pozzo in funzione delle diverse aperture delle valvole di flusso e il tempo di risalita della pressione statica di testa pozzo, al fine di ricavare informazioni sulla capacità del *reservoir*.

Nel caso in cui si voglia procedere alla chiusura mineraria del pozzo a seguito di risultati negativi provenienti dalle prove di produzione (e quindi il pozzo risulti sterile o scarsamente produttivo) si procederà al ripristino delle condizioni idrauliche iniziali al fine di isolare i fluidi di strato in modo da evitare l'inquinamento delle acque superficiali.

La chiusura del pozzo prevede i seguenti elementi:

- Tappi di cemento: tappi di malta cementizia che vengono inseriti nel pozzo per chiudere i diversi tratti del foro;
- Squeeze: iniezione di malta cementizia in pressione verso le formazioni tramite di appositi "*cement retainer*" con lo scopo di chiudere gli strati attraversati durante le prove di produzione;
- Bridge plug: dei tappi meccanici fatti scendere nel pozzo con le aste di perforazione e fissati con dei cunei alla parete della colonna di rivestimento. Un *packer* si espande contro le pareti della colonna isolando la zona sottostante da quella superiore;
- Fanghi: fanghi di opportuna densità vengono immessi nelle sezioni libere del foro, tra un tappo e l'altro, in modo tale da controllare le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei *bridge plug*.

Il numero dei tappi e la loro posizione dipendono dalla profondità raggiunta, dal tipo e profondità delle colonne di rivestimento e dai risultati geologici e minerari (eventuali livelli produttivi individuati) del sondaggio, pertanto nel caso dell'eventuale chiusura mineraria il programma dettagliato sarà formalizzato al termine dell'attività di perforazione e/o delle prove di produzione e sottoposto all'approvazione della competente autorità.

### **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 oggetto è strettamente legata ai risultati ottenuti delle 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.