

Ottobre 2012

**ELABORATO DI PROGETTO**  
**Istanza di Permesso di Ricerca**  
**di idrocarburi in Mare**  
**d 73 F.R-.SH**

**Studio redatto da:**

**G.E.Plan Consulting S.r.l.**

**Proponente:**

**SHELL Italia E&P S.p.A.**

## SOMMARIO

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO E NORMATIVO .....</b>	<b>4</b>
2.1	UBICAZIONE DELL'AREA DI ISTANZA DI PERMESSO DI RICERCA.....	4
2.2	IMPOSTAZIONE DELLA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE.....	6
2.3	DESCRIZIONE DEL COMMITTENTE .....	6
<b>3</b>	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE .....</b>	<b>8</b>
3.1	GENERALITÀ DELL'INTERVENTO.....	8
3.2	PROGRAMMA LAVORI.....	8
3.3	CAMPAGNA DI ACQUISIZIONE SISMICA OFFSHORE .....	8
3.3.1	<i>Indagine geofisica: generalità .....</i>	<i>8</i>
3.3.2	<i>Sorgenti di propagazione energia .....</i>	<i>10</i>
3.3.3	<i>Generazione dei segnali sismici.....</i>	<i>10</i>
3.4	DESCRIZIONE DELLE TECNOLOGIE ADOTTATE NELLA PROSPEZIONE SISMICA OFFSHORE...14	
3.4.1	<i>Sorgente di energizzazione: l'air-gun.....</i>	<i>14</i>
3.4.2	<i>Parametri operativi di progetto per acquisizione sismica con air-gun.....</i>	<i>15</i>
3.4.3	<i>Tipologia delle attrezzature di registrazione .....</i>	<i>17</i>
3.4.4	<i>Navi per la prospezione sismica a mare .....</i>	<i>20</i>
3.4.5	<i>Modalità operative .....</i>	<i>22</i>
3.4.6	<i>Specifiche tecniche delle metodologie adottate per l'istanza di permesso di ricerca e tempi di esecuzione</i> <i>22</i>	
3.5	EVENTUALI OPERE DI RIPRISTINO.....	22
3.6	DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DI PERFORAZIONE.....	23
3.6.1	<i>Tipologia delle piattaforme di perforazione offshore.....</i>	<i>23</i>
3.6.2	<i>I meccanismi di compensazione del moto.....</i>	<i>28</i>
3.6.3	<i>Attività di perforazione del pozzo.....</i>	<i>28</i>
3.6.4	<i>Attività conclusive .....</i>	<i>33</i>
3.6.5	<i>Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali .....</i>	<i>34</i>

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

Dott. Geol. Raffaele di Cuia, Dott.ssa Valentina Negri, Dott. Geol. Alessandro Criscenti

## 1 INTRODUZIONE

Il presente studio, individua e valuta i potenziali impatti ambientali legati alle attività che verranno svolte nell'ambito dell'acquisizione di dati sismici all'interno dell'area di istanza di permesso di ricerca per idrocarburi a mare denominato d 73 F.R.-SH.

L'elaborato descrive puntualmente le fasi dell'attività proposta, le caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto e le esigenze di utilizzazione dello specchio d'acqua, prendendo in considerazione anche la tipologia e la quantità dei residui previsti.

La struttura dello studio si articola secondo i seguenti quadri di riferimento:

- quadro di riferimento programmatico, in cui viene definita l'ubicazione dell'area in istanza e la normativa di riferimento;
- quadro di riferimento progettuale, in cui viene fornito l'inquadramento del territorio e degli obiettivi previsti, insieme ad una descrizione del progetto, con particolare riferimento alle caratteristiche tecnico-fisiche dell'opera prevista, alla descrizione degli interventi e delle attività necessarie alla realizzazione dell'opera, all'eventuale utilizzazione di risorse naturali e alle misure di prevenzione adottate.

## 2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO E NORMATIVO

### 2.1 UBICAZIONE DELL'AREA DI ISTANZA DI PERMESSO DI RICERCA

L'istanza di permesso di ricerca denominata d 73 F.R.-SH è stata presentata il 23 Novembre 2009 al Ministero dello Sviluppo economico e successivamente pubblicata sul Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia (BUIG) Anno LIII, n. 12, da Shell Italia E&P S.p.A.

L'area in istanza ha un'estensione di 730,4 km<sup>2</sup> ed è ubicata nel Mar Ionio. Il punto più a Nord del blocco in oggetto si trova a circa 27 miglia nautiche da Taranto, la parte più orientale dista circa 13 miglia da Capo Spulico, mentre infine il punto più a Sud dista circa 17 miglia da Punta Alice.

La profondità delle acque (Figura 2.1), va da un minimo di circa 600 metri fino ad un massimo, nella parte più orientale dell'area in istanza, di circa 1600 metri.

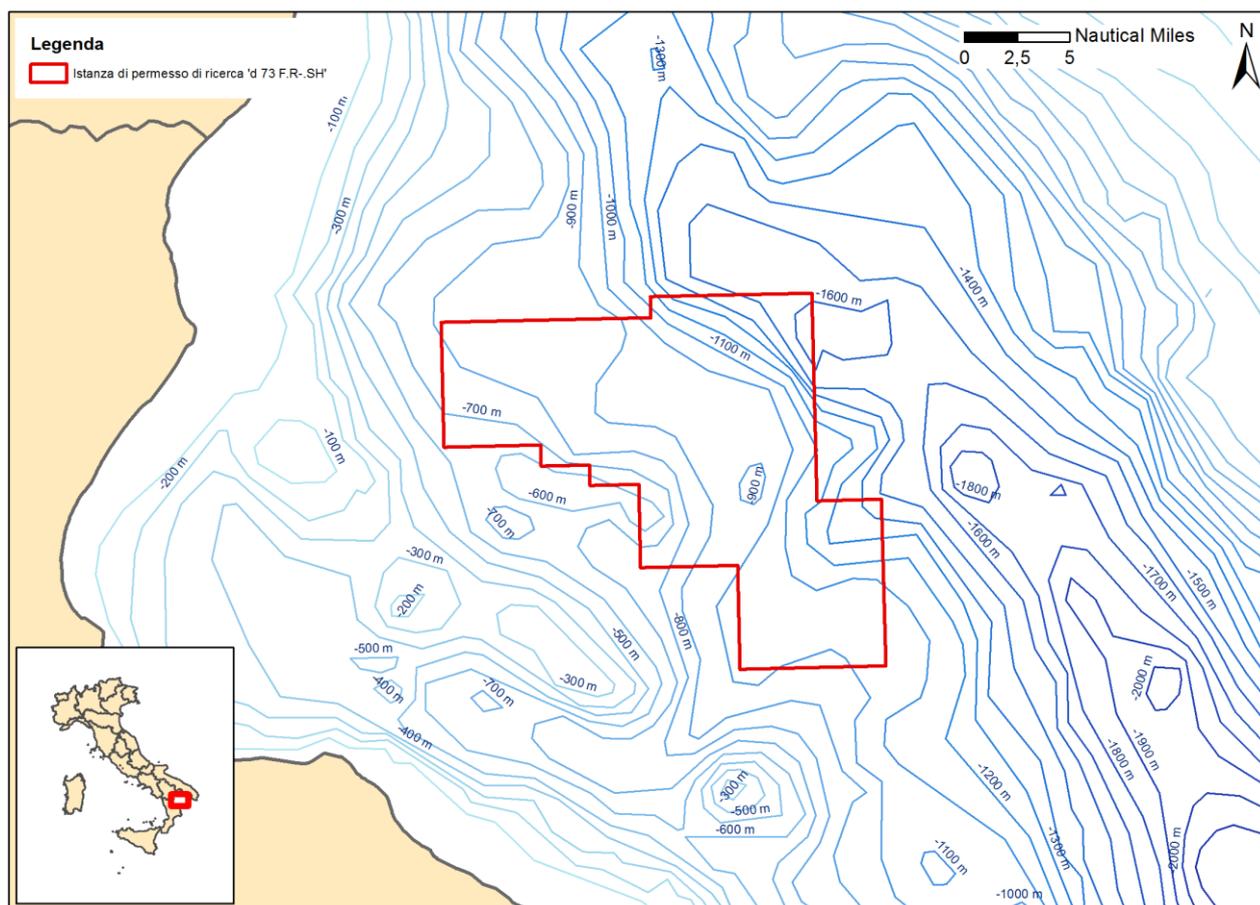


Figura 2.1 – Ubicazione con relativo perimetro dell'area in istanza di permesso di ricerca con indicazione della batimetria

In Figura 2.2 viene riportata l'area in istanza di permesso di ricerca proiettata sulle carte Nautiche dell'Istituto Idrografico della Marina. L'attività proposta ha carattere temporaneo e non prevede in alcun modo la realizzazioni di opere permanenti sia in mare che a terra.

Una volta terminata l'attività di indagine sismica, tutte le apparecchiature utilizzate saranno issate a bordo e sul posto non verrà lasciato alcun tipo di strumentazione.

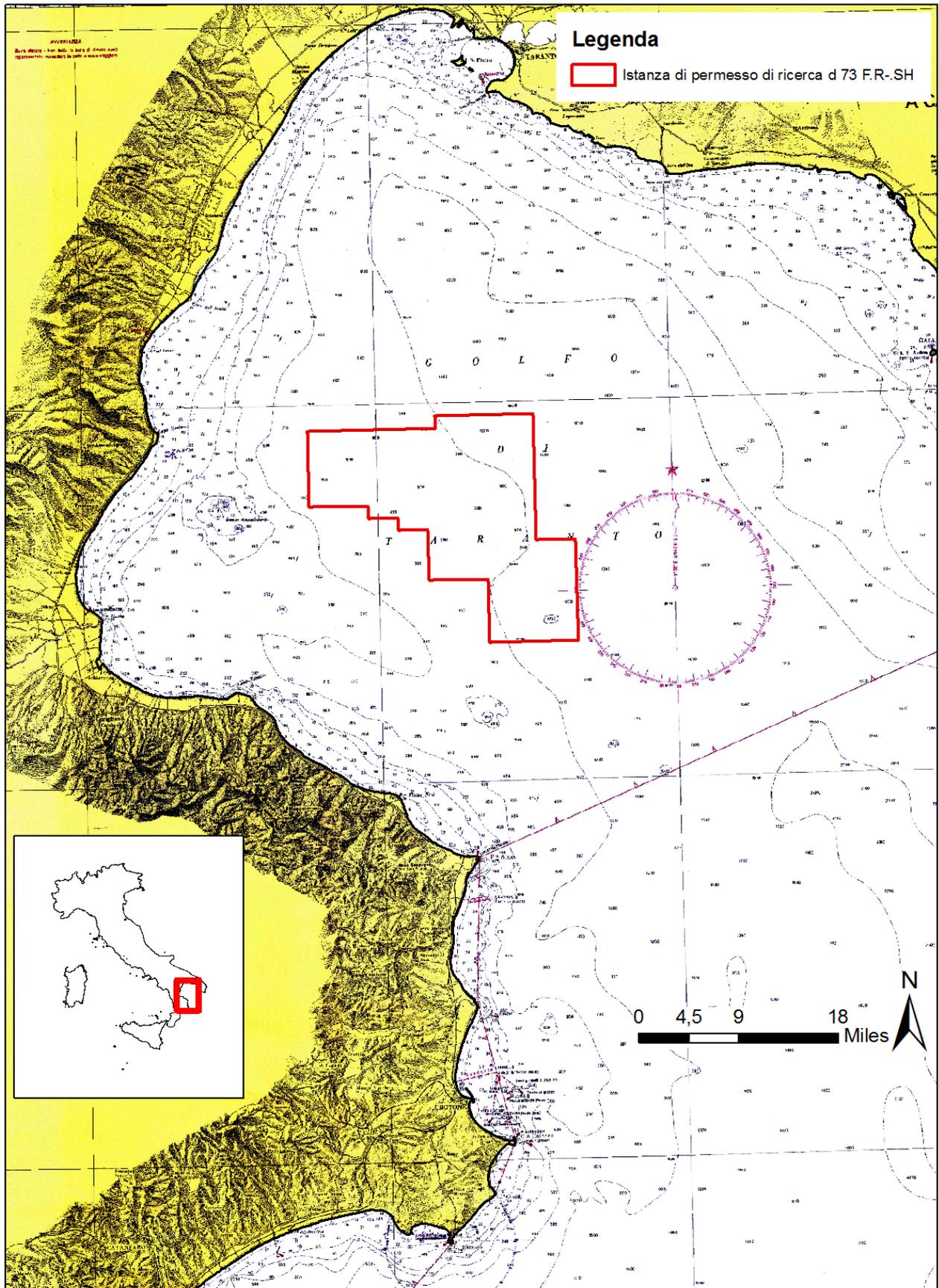


Figura 2.2 - Ubicazione dell'area in istanza di permesso di ricerca e del perimetro (in rosso) sulla carta Nautica "Da punta Stilo a Capo S. Maria di Leuca"

## **2.2 IMPOSTAZIONE DELL'ELABORATO**

Il presente documento è stato redatto ai sensi delle principali norme nazionali, il D.Lgs. 3 Aprile 2006 n. 152 recante "Norme in materia ambientale" ("D.Lgs. 152/06") e D.Lgs. 16 Gennaio 2008 n. 4 recante "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D.Lgs. 3 Aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale" ("D.Lgs. 4/08") e il D.Lgs. 10 Dicembre 2010, n. 219, recante "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 Aprile 2006, n. 152, recante norma in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 Giugno 2009, n. 69 ("D.Lgs. 128/10").

## **2.3 DESCRIZIONE DEL COMMITTENTE**

Il Gruppo Royal Dutch Shell plc è uno dei maggiori gruppi mondiali nel settore dell'energia, presente in oltre 90 Paesi con circa 100.000 dipendenti. L'obiettivo di Shell è quello di rispondere alla crescente domanda di energia attraverso l'esplorazione e la produzione di idrocarburi, la commercializzazione di prodotti petroliferi e chimici, gas e carburanti alternativi.

Questo obiettivo viene perseguito da Shell secondo criteri rigorosi di efficienza e responsabilità sociale, ambientale ed economica, coerentemente con i propri Principi Generali di Comportamento, fondati sui valori dell'onestà, dell'integrità e del rispetto.

La strategia del Gruppo prevede di:

1. sviluppare il portafoglio delle riserve di idrocarburi aumentando al contempo efficienza e redditività delle attività di commercializzazione al fine di offrire al mercato prodotti avanzati e competitivi;
2. produrre tecnologia ed innovazione ottimizzando l'efficienza delle attività tradizionali ed aprendo le frontiere allo sviluppo e alla lavorazione di nuove risorse energetiche quali i biocarburanti di seconda generazione e l'idrogeno;
3. rispondere alla crescente domanda mondiale di energia e alla sfida del cambiamento climatico in modo sostenibile sviluppando soluzioni in grado di limitare gli impatti ambientali (cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>);
4. collaborare con istituzioni nazionali ed internazionali, partner e clienti per favorire un uso sempre più efficiente e sostenibile dell'energia e delle risorse naturali al fine di creare equilibrio tra fabbisogno energetico, aspettative sociali, ambientali ed obiettivi aziendali.

Shell in Italia, presente dal 1912, è oggi tra i principali gruppi energetici operanti nel Paese, con attività che si sviluppano in modo integrato attraverso l'arco upstream (ricerca e produzione) – downstream (commercializzazione e distribuzione).

In Italia il Gruppo opera in tre aree:

Upstream, Esplorazione e Produzione (Shell Italia E&P S.p.A.), con attività in Basilicata e interessi esplorativi in altre aree del Paese che, oltre a rappresentare un elemento di assoluta rilevanza nel panorama europeo e globale del Gruppo, fanno di Shell Italia E&P S.p.A. la prima società straniera in Italia per investimenti nel settore dell'esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi. Nel 2009 Shell Italia E&P S.p.A. ha acquisito importanti quote di partecipazione in permessi di ricerca nel Canale di Sicilia e dal 2010 è titolare di due istanze di permesso di ricerca offshore nel Mar Ionio.

Gas Naturale (Business Unit Gas & Power di Shell Italia S.p.A.) con attività di commercializzazione business-to-business e (Shell Energy Italia S.r.l.), con il progetto di sviluppo di un terminale di gassificazione in

provincia di Siracusa, attraverso la joint-venture Ionio Gas S.r.l. pariteticamente detenuta insieme ad Erg S.p.A.

Downstream Prodotti Petroliferi (Shell Italia S.p.A.) che, grazie a una rete di circa 1.200 stazioni di servizio, porta il marchio Shell sulle strade italiane e vanta il primato di aver introdotto carburanti differenziati, tecnologicamente avanzati e innovativi come Shell V-Power 100 ottani e Shell V-Power Diesel.

Gli investimenti di Shell in Italia non si limitano alle attività industriali e commerciali, ma comprendono partnership tecniche importanti quali quelle con Ferrari, Ducati Corse e Maserati.

Shell Italia E&P S.p.A. è la prima società straniera operante in Italia nel settore dell'esplorazione, dello sviluppo e produzione di idrocarburi liquidi e gassosi. Shell ricopre un ruolo centrale nelle strategie di sviluppo in Europa del Business Upstream del Gruppo Royal Dutch Shell. Lo staff di Shell Italia E&P è pienamente integrato col network del Gruppo. Ciò consente di poter accedere a un'ampia gamma di conoscenze ed esperienze, e di integrare talenti locali e approccio globale.

Le attività di Shell Italia E&P sono al momento concentrate in Basilicata, regione dove sono stati rinvenuti i più importanti giacimenti petroliferi on-shore dell'Europa continentale.

La presenza di Shell nel settore dell'upstream petrolifero italiano contribuisce alla creazione di valore per il Paese in termini di royalty, investimenti e sicurezza degli approvvigionamenti. Shell crede nel potenziale di idrocarburi esistente in Italia ed è interessata a continuare a investire nel Paese. In Basilicata, Shell Italia E&P riveste attualmente un ruolo rilevante, in quanto è l'unica compagnia petrolifera presente sia nel giacimento della Val D'Agri (Monte Alpi, Monte Enoc, Cerro Falcone) che in quello di Tempa Rossa (Valle del Sauro).

### **3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

#### **3.1 GENERALITÀ DELL'INTERVENTO**

Come già descritto nei capitoli precedenti, l'area in istanza denominata "d 73 F.R.-SH" ha un'estensione di 730,4 km<sup>2</sup> ed è ubicata nel Mar Ionio, ricadendo interamente nella zona marina convenzionalmente definita "F".

Il rilievo sismico 3D in progetto, è un'indagine geofisica che mira a comprendere le principali caratteristiche, tra cui estensione e natura, delle strutture geologiche sommerse presenti nella zona del Mar Ionio oggetto dell'istanza. Gli scopi scientifici principali di questa indagine sono quelli di estendere e completare la copertura sismica già esistente, di definire l'estensione del bacino sedimentario, l'ubicazione 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. L'analisi dei dati di pozzi presenti nell'area di interesse permetterà, inoltre, di fornire un ulteriore controllo geologico-strutturale dei dati che verranno acquisiti.

#### **3.2 PROGRAMMA LAVORI**

Il fine dell'attività oggetto di istanza è quello di valutare la presenza di accumuli di idrocarburi il cui sfruttamento sia economicamente vantaggioso. Questa fase dei lavori, pertanto, prevede l'esecuzione di una campagna esplorativa, attraverso l'acquisizione di dati sismici, e la loro successiva interpretazione ed integrazione con dati già in possesso.

L'acquisizione sismica prevede di eseguire, nell'area oggetto di istanza di permesso di ricerca, un rilievo di tipo 3D, per un totale di circa 700 km<sup>2</sup> di linee sismiche.

L'esatta ubicazione delle linee e la lunghezza complessiva del rilievo sismico sono subordinate alla qualità dei dati disponibili ed alla fase di interpretazione dei dati 2D già in possesso di Shell Italia E&P S.p.A.

La nave che effettuerà i rilievi sismici sarà supportata da una nave di appoggio che avrà il compito di controllare le attrezzature trainate, verificare le condizioni ambientali, risolvere qualsiasi problema logistico e far fronte alle richieste da parte della nave che effettua il sondaggio.

Per quanto riguarda i tempi di esecuzione, si prevede per l'acquisizione sismica in progetto una durata totale di 6 settimane.

Durante l'acquisizione, Shell Italia E&P fornirà settimanalmente agli organi competenti un calendario aggiornato delle operazioni che verranno svolte e delle zone interessate dall'attività. Sarà inoltre presente un rappresentante locale che si occuperà di mantenere i contatti con le autorità coinvolte.

#### **3.3 CAMPAGNA DI ACQUISIZIONE SISMICA OFFSHORE**

##### **3.3.1 Indagine geofisica: generalità**

I metodi di indagine basati sulla acquisizione sismica, cioè indotti dall'uomo, sono i più impiegati nel campo della prospezione geofisica finalizzata alla ricerca d'idrocarburi. Il motivo risiede, oltre nel loro limitato impatto sull'ambiente, nella loro estrema affidabilità e nel grado di determinazione con un elevato dettaglio, dell'andamento strutturale e stratigrafico di un'intera serie sedimentaria, senza per questo venire mai a contatto diretto con il terreno. Essi si basano sui fenomeni di riflessione e rifrazione delle onde elastiche generate da una sorgente artificiale di onde, la cui velocità di propagazione dipende dal tipo di roccia attraversata. I metodi sismici sono governati dalle leggi della fisica della propagazione delle onde elastiche (assimilabili alla propagazione delle onde ottiche pur entro certi limiti).

Una sorgente artificiale di onde sismiche di pressione (onde P) o di taglio (onde S) dà origine ad un'onda che, incontrando con un angolo di incidenza una superficie di discontinuità data ad esempio dalla separazione tra due strati elasticamente diversi (cioè a diversa impedenza acustica), può:

- riflettersi totalmente verso l'alto;
- in parte penetrare nel mezzo sottostante, rifrangendosi;
- in parte riflettersi verso l'alto.

In base al tipo di onde da analizzare si adopereranno metodi di sismica a riflessione o a rifrazione, che differiscono nella disposizione dei ricevitori in superficie sulla sorgente di emissione dell'energia sismica. Esistono molte tipologie di sorgenti artificiali, legate all'ubicazione dell'indagine, alla situazione ambientale circostante, agli obiettivi della ricerca ed alla logistica.

Per le attività di prospezioni geofisiche in mare, la scelta della sorgente di energia sismica deve tener conto che le onde elastiche, prima di penetrare nel fondale marino, devono attraversare una colonna d'acqua di altezza variabile. I dispositivi utilizzati danno luogo ad impulsi di pressione che devono fornire una quantità di energia sufficiente. Tali mezzi producono l'energia richiesta mediante una camera di compressione o combustione o di altro tipo; la quantità di energia fornita è limitata dalle dimensioni meccaniche delle apparecchiature utilizzate.

Si hanno differenti sorgenti di energia che si possono così riassumere: a vapore, ad acqua, ad esplosivo, elettrica e ad aria compressa. Tutte queste tecniche sono accomunate dall'invio di un impulso di pressione che può essere di natura differente a seconda della sorgente ma che genera in acqua un'onda acustica sferica che si propaga dalla superficie del mare al fondale marino. Tra queste diverse sorgenti di energia, la più impiegata è l'air-gun. Tale sorgente è utilizzata in quasi tutti i rilievi sismici marini, perché la quasi totalità della sua energia è compresa nella banda delle frequenze sismiche, per la sua affidabilità e versatilità nella scelta del segnale generato e per l'assoluta sicurezza, non essendo utilizzate miscele esplosive.

Tra i diversi metodi geofisici, l'indagine sismica a riflessione è quella capace di fornire un'immagine del sottosuolo maggiormente dettagliata ed attendibile. Per questo motivo, fin dalla sua prima applicazione dei primi decenni del '900, è stata ed è comunemente utilizzata per la ricerca di idrocarburi.

Gli altri metodi geofisici vengono, infatti, utilizzati a complemento ed integrazione della sismica a riflessione, generalmente per tararla laddove esistano pochi o nessun sondaggio, poiché forniscono ulteriori indicazioni su determinate rocce o corpi rocciosi caratterizzati da marcate proprietà fisiche. Le metodologie complementari utilizzate più frequentemente sono: la gravimetria, la magnetometria e, data la crescente attendibilità legata a programmi di elaborazione sempre più sofisticati e precisi, la magnetotellurica. Questi metodi, tutti appartenenti alla geofisica passiva, registrano rispettivamente le variazioni del campo gravitazionale della Terra e i campi magnetici naturali che si propagano all'interno della stessa.

Le prospezioni geofisiche sono metodologie di indagine essenziali per le ricerche geologiche, eco-compatibili e, per questo, molto diffuse in tutto il mondo ed in ogni tipo di ambiente naturale. Le perturbazioni ambientali caratteristiche di questi tipi di rilievo sono molto limitate nello spazio e nel tempo, principalmente legate alla sorgente di energizzazione, mentre le operazioni di ripristino sono molto semplici. È possibile stimare il potenziale grado di perturbazioni ambientali prodotto dai vari metodi geofisici (Figura 3.1).

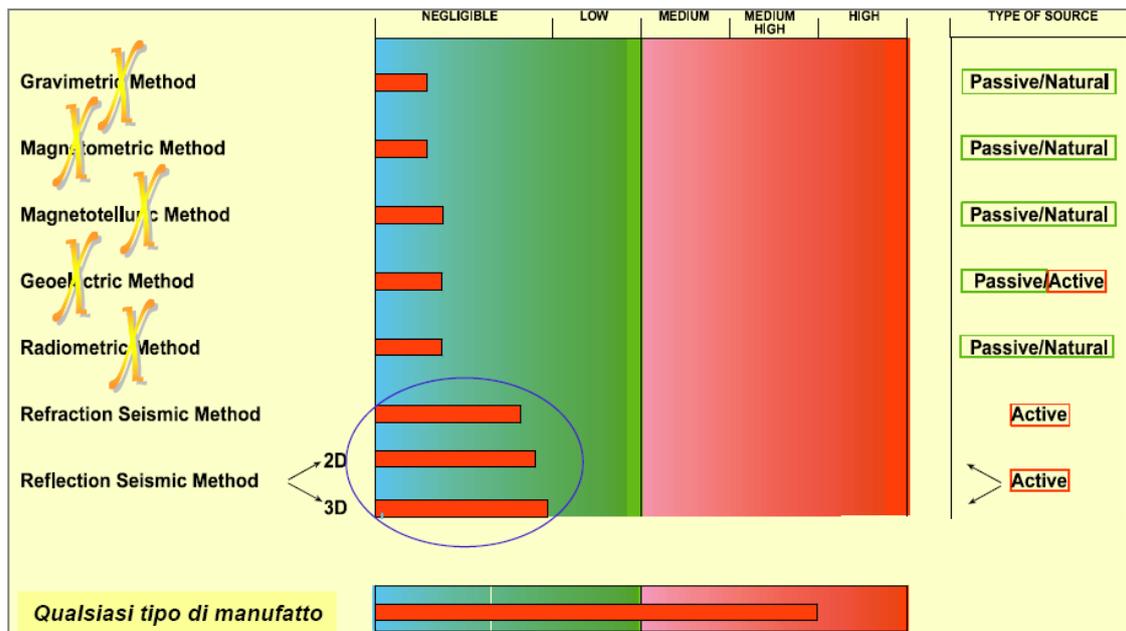


Figura 3.1 - Impatto ambientale delle diverse tipologie di indagine sismica, da sinistra a destra: irrilevante, basso, medio-alto e alto (fonte: convegno nazionale Assomineraria, 2003)

### 3.3.2 Sorgenti di propagazione energia

Il segnale sismico prodotto da una sorgente di energia è un'onda elastica che penetra in un mezzo non omogeneo attraverso discontinuità litologiche che ne modificano notevolmente la struttura e la velocità di propagazione. La registrazione e il successivo esame dell'onda di ritorno in superficie permettono di compiere un'indagine indiretta sulla natura, sulla geometria e sulla profondità degli orizzonti attraversati, anche a grande distanza dalla superficie, in funzione della strumentazione e della conformazione del sottosuolo.

Con le opportune limitazioni, i fenomeni sismici sono paragonabili ai fenomeni ottici e, pertanto, ad essi sono applicabili le leggi dell'ottica geometrica riguardanti la riflessione e la rifrazione: due differenti modi secondo i quali l'onda modifica la sua traiettoria.

Il metodo sismico è basato sui principi della propagazione, rifrazione e riflessione di onde elastiche e perciò si ritiene utile fare un breve richiamo della teoria di propagazione delle onde.

### 3.3.3 Generazione dei segnali sismici

#### Sismica a riflessione

La crosta terrestre è costituita da strati rocciosi caratterizzati da proprietà fisiche differenti (elasticità, rigidità, densità, porosità), in relazione alla struttura interna ed alla composizione mineralogica e dei fluidi che li permeano. Le proprietà che dipendono maggiormente da queste variazioni sono quelle elastiche (compressibilità e rigidità) le quali sono legate alla velocità di propagazione delle onde sismiche. Quando un gruppo di onde elastiche viene prodotto in prossimità della superficie terrestre, esso si propaga nel sottosuolo fino ad incontrare una superficie di discontinuità, quale un piano di stratificazione oppure una frattura degli strati rocciosi. A questo punto le onde, seguendo le leggi fisiche, subiscono una ripartizione dell'energia; parte dell'onda incidente viene riflessa da questa discontinuità, parte continua il suo percorso in profondità, fino ad incontrare discontinuità sempre più profonde e subire lo stesso processo.

Il metodo sismico a riflessione consiste nel captare, tramite appositi sensori noti con il nome di geofoni, i gruppi di onde riflessi dalle varie superfici di discontinuità, registrando il tempo necessario all'onda elastica indotta artificialmente per tornare alla superficie del suolo (Figura 3.2).

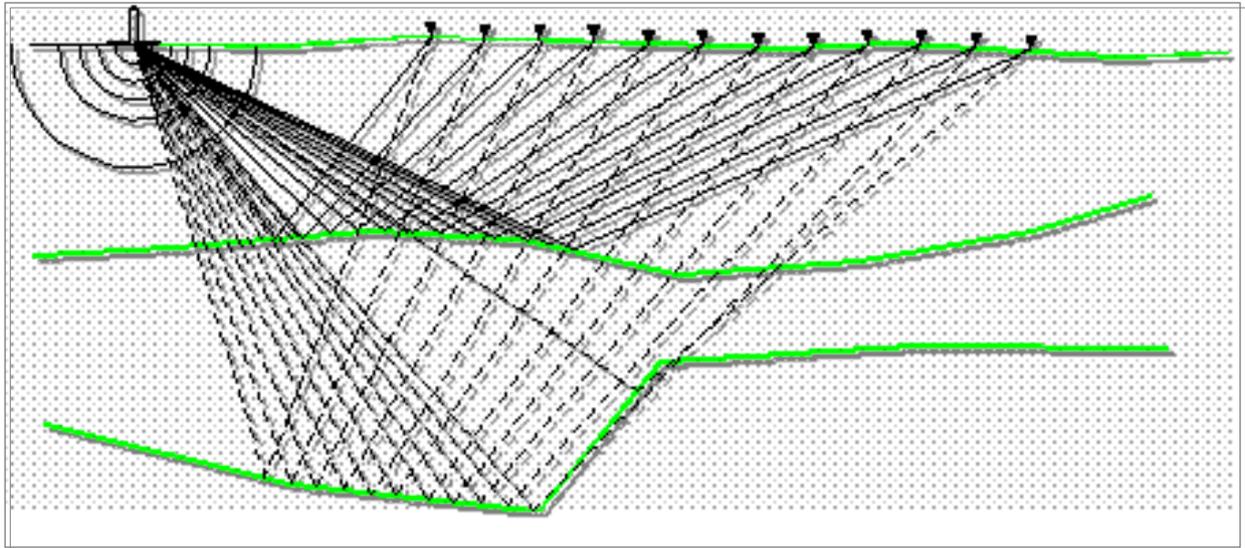


Figura 3.2 - Concetti di sismica a riflessione e percorso delle onde sismiche captate dai ricevitori (fonte: [www.retegeofisica.it](http://www.retegeofisica.it))

L'elaborazione di questi tempi di percorso consente, in funzione del tempo di registrazione, di ricostruire un'immagine delle principali strutture del sottosuolo fino a profondità di alcuni chilometri.

Per esplicitare brevemente il concetto, si consideri ipoteticamente un profilo di lunghezza  $L$  tra la sorgente di energia e l'ultimo idrofono dello stendimento. Se energizzato, l'impulso coprirà soltanto una lunghezza pari a  $L/2$  su ciascun orizzonte riflettente parallelo alla superficie del suolo. Ciò significa che per ogni profilo sarà necessario disporre di almeno due sorgenti di energia per avere una copertura completa (100%) degli orizzonti riflettenti. Ogni elemento delle superfici sarà perciò "illuminato" una volta, ma sarà energizzato l'intero profilo di lunghezza  $L$  (Figura 3.3).

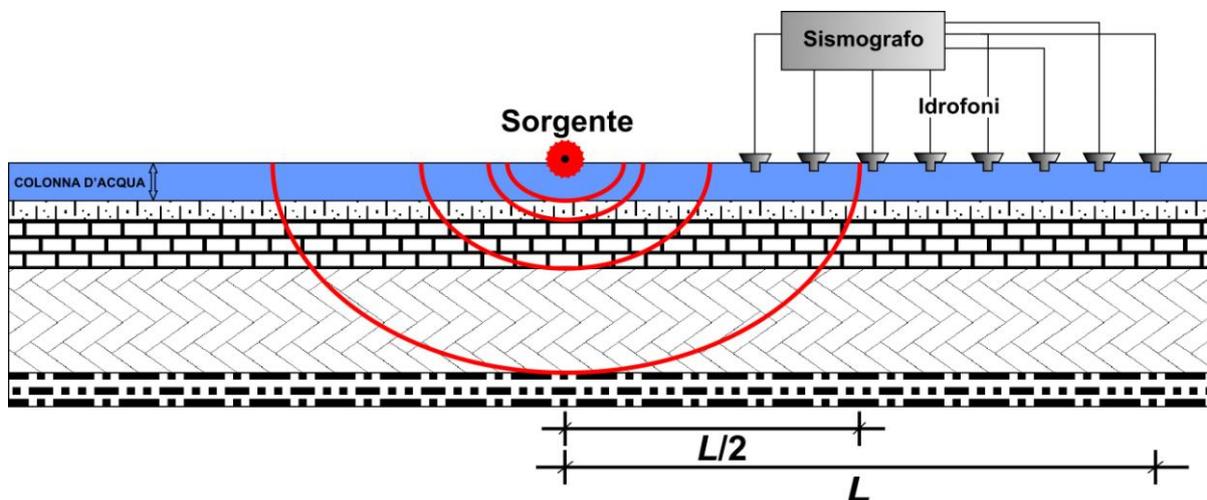


Figura 3.3 – Schema esemplificativo di uno stendimento sismico in mare energizzato da una fonte distante  $L$  dall'ultimo idrofono

Questo è uno dei vantaggi della "copertura multipla". Le tracce appartenenti al singolo sismogramma acquisito in campagna avranno la sorgente in comune e quindi il rispettivo "file" che le raccoglierà tutte è definito *common shot gather*. Invece, il *common receiver gather* sarà l'insieme di tutte le tracce che hanno in comune la posizione del geofono, cioè tracce acquisite sullo stesso geofono al variare della sorgente di energia. Per conoscenza, il *common offset gather* è l'insieme delle tracce di uguale distanza sorgente-geofono e infine il *common midpoint gather* (CMP) è l'insieme di tutte le tracce che hanno sorgente e geofono simmetrici rispetto ad un punto posto tra essi. Quest'ultimo è il più significativo di tutti poiché per i riflettori piano-paralleli alla superficie topografica, l'insieme di tutte queste tracce porta con sé la stessa

informazione, in quanto provengono dall'elemento riflettente sito sulla verticale del punto di mezzo: tale fatto è definito come *common depth-point gather* (CDP). La qualità dei dati ottenuti, dipende non solo dall'elaborazione successiva, ma anche da una serie di parametri di acquisizione scelti ad hoc. A tal proposito, non si dimentichi il *walkaway*, una procedura assai importante nella fase di acquisizione: essa viene affidata a tecnici esperti che hanno il compito di saggiare le caratteristiche dei terreni e scegliere le migliori geometrie e parametri di acquisizione, effettuando una preliminare acquisizione sismica.

I parametri di acquisizione da definire si possono riassumere come segue:

- lunghezza della registrazione, ossia il tempo di ascolto del sismografo, sufficiente ad esaurire la ricezione di ogni informazione di interesse;
- passo di campionamento, cioè il 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;
- distanza fra sorgente e geofono più lontano, che determina la profondità esplorata per la quale è ancora possibile una buona analisi delle velocità;
- distanza fra sorgente e geofono più vicino, la quale non deve essere troppo grande in modo da consentire una buona valutazione degli spessori e delle velocità del primo strato aerato;
- 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;
- 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.

La fase successiva di elaborazione dei dati acquisiti coinvolge aspetti come procedure matematiche, analisi delle velocità e varie correzioni, sviluppati con l'ausilio di software dedicati di alto livello (Figura 3.4 e Figura 3.5). Non verranno specificate le singole operazioni di trattamento dei dati in tale sede. Al termine delle varie fasi, si otterrà un dato "pulito" da ogni rumore di fondo o eventuali caratteristiche del terreno che disturbano il segnale in fase di acquisizione.

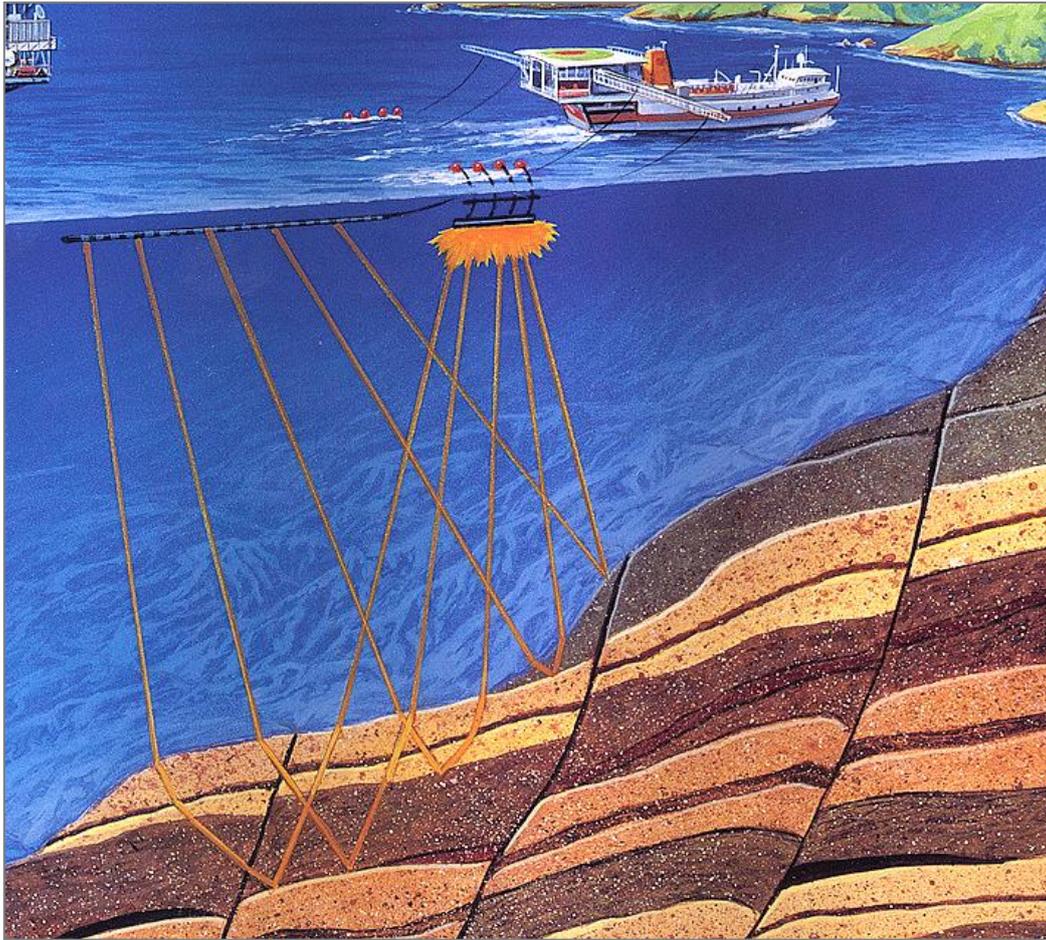


Figura 3.4 - Esempio di stendimento e linea di acquisizione sismica in mare (fonte: AAPG)

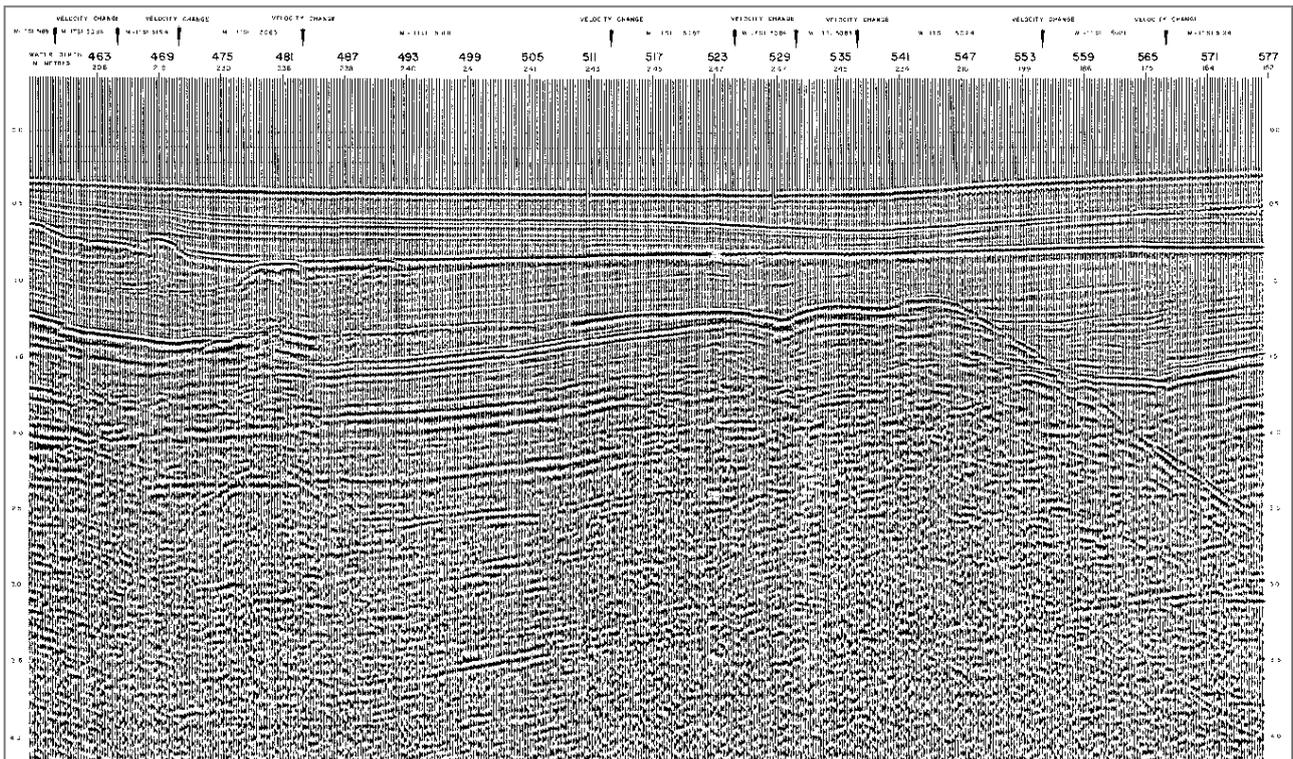


Figura 3.5 - Esempio di sezione sismica non interpretata risultante da coperture multiple

### 3.4 DESCRIZIONE DELLE TECNOLOGIE ADOTTATE NELLA PROSPEZIONE SISMICA OFFSHORE

In questo capitolo sono esposte le tecniche d'indagine offshore che saranno utilizzate per lo svolgimento della campagna di prospezione nell'area in istanza, con particolare riguardo alla progettazione del rilievo sismico 3D.

#### 3.4.1 Sorgente di energizzazione: l'air-gun

La sorgente d'energia oggi più utilizzata per la realizzazione di rilievi sismici in mare è l'air-gun (Figura 3.6). Si tratta di una sorgente pneumatica di onde acustiche che genera onde a bassa frequenza grazie alla creazione di bolle d'aria compressa nell'acqua. È un dispositivo costituito da due camere, una superiore che viene caricata di aria compressa ed una inferiore di scarico, sigillate tra loro da un doppio pistone ad albero. L'aria compressa che viene immessa nell'airgun, deriva dai compressori presenti sulla nave. L'aria passa dalla camera superiore a quella inferiore attraverso la sezione cava del pistone. Quando l'airgun risulta carico e si raggiunge la pressione desiderata, scelta sia in base all'obiettivo del sondaggio sia 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'airgun e l'aria compressa viene espulsa all'esterno.

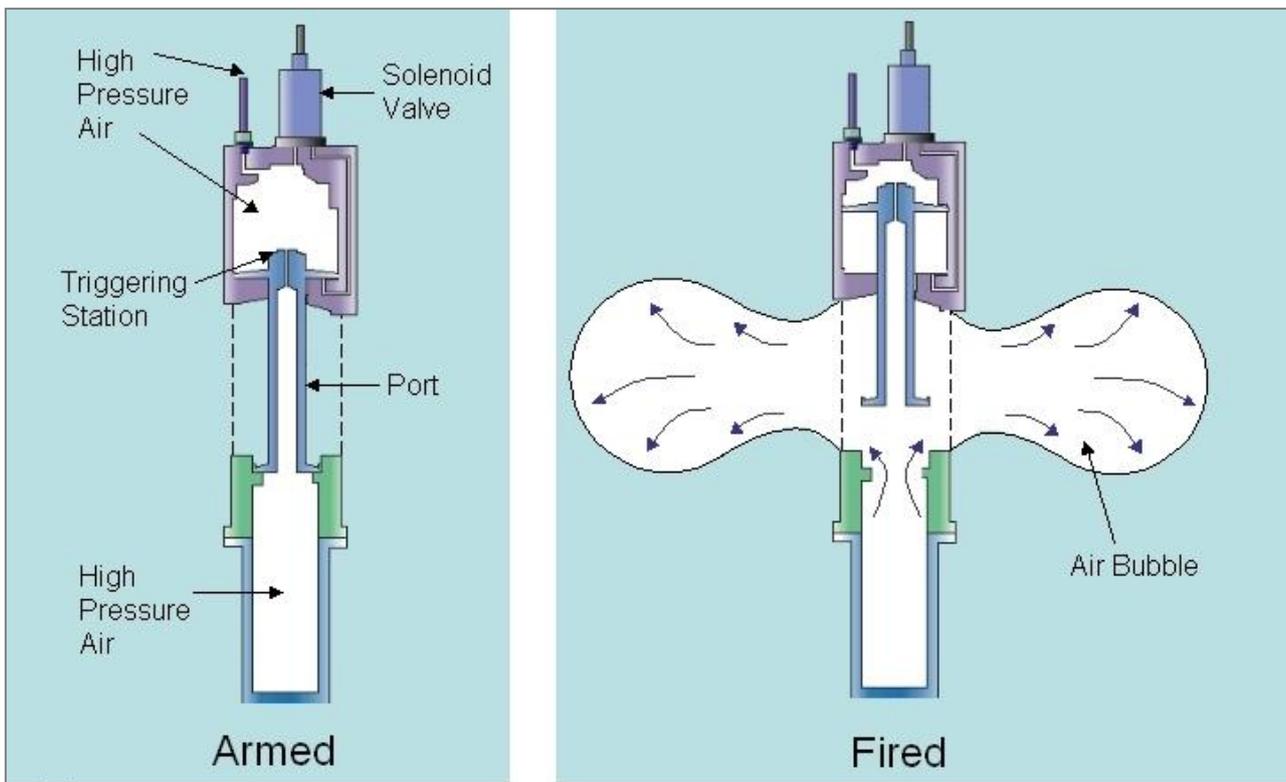


Figura 3.6 - Esempio di caricamento di un airgun e rilascio dell'aria compressa verso l'esterno  
(fonte: [www.petroleumgeophysics.com](http://www.petroleumgeophysics.com))

Il rapido rilascio di aria compressa (con pressioni intorno ai 2000 psi) dalla camera dell'air gun produce una bolla d'aria che si propaga nell'acqua. L'espansione e l'oscillazione di questa bolla d'aria generano un impulso con un picco, di grande ampiezza, che è utile per l'indagine sismica. La principale caratteristica del segnale di pressione di un airgun è il picco iniziale seguito dagli impulsi provocati dalle bolle. L'ampiezza del picco iniziale dipende principalmente dalla pressione prodotta e dal volume dell'airgun, mentre il periodo e l'ampiezza dell'impulso della bolla dipendono dal volume e dalla profondità dell'energizzazione.

Gli air-gun sono progettati per generare la maggior parte della loro energia sonora a frequenze minori di 180 Hz, l'airgun singolo genera una frequenza di 5-200 Hz mentre un gruppo di airgun (array) arriva a

generare una frequenza di 5-150 Hz. In prossimità di un singolo airgun si possono misurare picchi di pressione dell'ordine di 230 dB mentre un array costruito da 30 airgun può presentare un livello di picco di sorgente di 255 dB. Le onde che vengono generate hanno un rapido decadimento spaziale, l'energia infatti tende a diminuire con il quadrato della distanza. L'energia generata da una batteria di airgun è concentrata verso il basso, esattamente lungo la verticale della sorgente di energia, pertanto l'onda acustica che si misura esternamente all'asse dell'array risulta sostanzialmente inferiore a quella rilevata lungo la verticale.

Come espresso in precedenza, il livello della sorgente sonora dell'array varia considerevolmente sia nella direzione verticale sia orizzontale a causa della complessa configurazione degli airgun che compongono l'array. Questa variabilità deve essere tenuta presente per predire in modo corretto il campo sonoro di un array di airgun. Se la traccia dei singoli airgun è nota, è possibile calcolare accuratamente il livello della sorgente di un array in qualsiasi direzione sommando il contributo dei singoli elementi con gli appropriati ritardi temporali, a seconda della loro posizione relativa.

#### **3.4.2 Parametri operativi di progetto per acquisizione sismica con air-gun**

In questa fase di redazione del report non è possibile riportare in via del tutto definitiva le caratteristiche degli airgun che verranno utilizzati, a causa del fatto che esse sono tuttora da definirsi da parte del contrattista che si occuperà del rilievo sismico. Si è deciso, pertanto, di procedere riportando i valori caratteristici di alcuni array, ricavati da dati bibliografici precisando che seppur indicativi, non si discosteranno molto da quelli usati durante la campagna di acquisizione sismica. 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 airgun attivi;
- numero di airgun di riserva;
- volume attivo totale (dato dalla somma dei volumi dei singoli airgun);
- pressione di esercizio dell'airgun;
- numero di sub-array;
- distanza tra sub-array;
- profondità dell'array;
- lunghezza sub-array;
- larghezza array.

Come è possibile osservare nella Tabella 1, il numero di airgun attivi può variare da un minimo di 11 ad un massimo di 31, come anche il numero degli airgun di riserva (da 0 a 10). La pressione di esercizio è sempre di 2000 psi.

La distanza tra subarray è variabile ed è compresa tra 3 e 6 metri. La profondità a cui si trova immerso in acqua l'array può variare dai 4 ai 10 metri. Infine la lunghezza e la larghezza del subarray variano rispettivamente tra 14 e 18,5 metri e tra 12 e 20 metri. Tale configurazione seppur indicativa non si discosterà molto da quella che verrà usata durante la campagna di acquisizione sismica. Si mostrano anche alcuni esempi grafici di possibile configurazione (Figura 3.7 e Figura 3.8).

PARAMETRI OPERATIVI	CONFIGURAZIONE ARRAY 1	CONFIGURAZIONE ARRAY 2	CONFIGURAZIONE ARRAY 3
Numero di airgun attivi	11	18	31
Numero di airgun di riserva	6	0	10
Volume attivo totale (in <sup>3</sup> )	-	-	3090
Pressione di esercizio dell'airgun (psi)	2000	2000	2000
Numero di sub-array	2	3	3
Distanza tra sub-array (m)	-	5-6	3
Profondità dell'array (m)	4	6-10	5
Lunghezza sub-array (m)	14	18,5	18
Larghezza array (m)	-	15-20	12

Tabella 1 – Esempi di configurazioni possibili di array di airgun con i parametri operativi di base

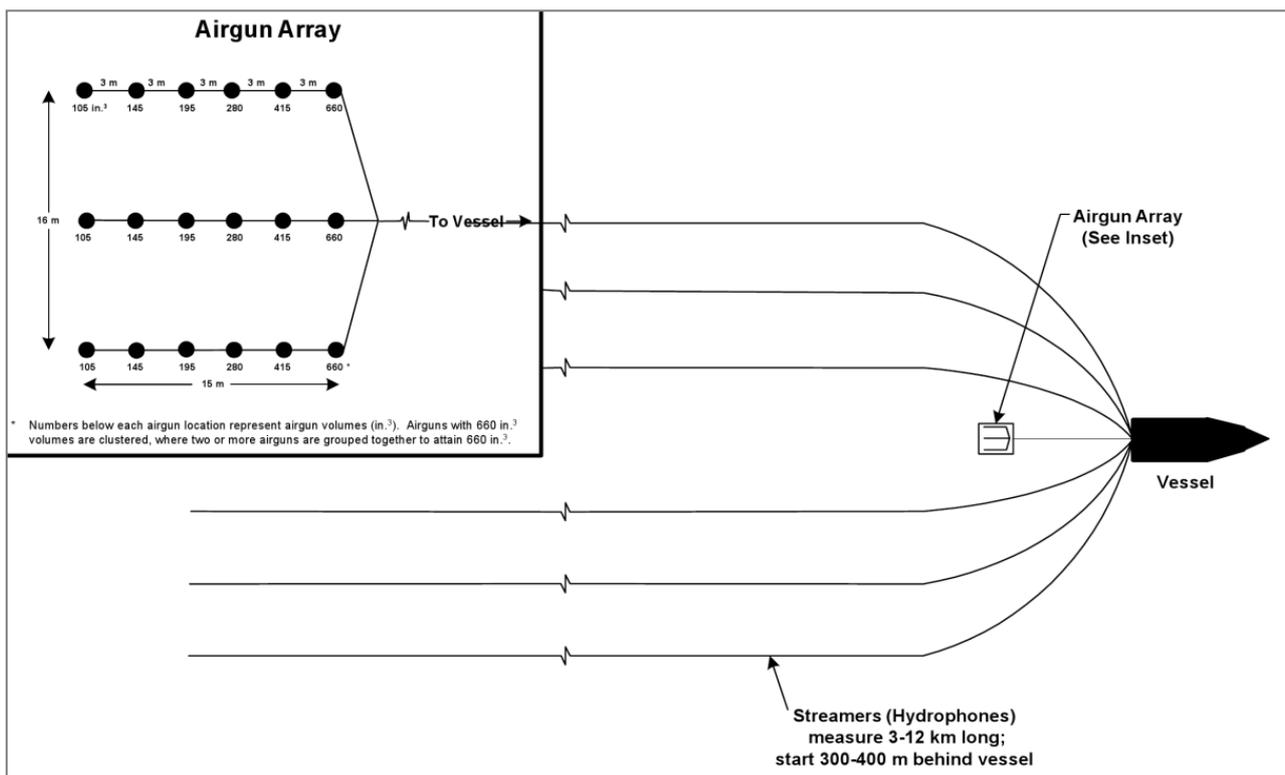


Figura 3.7 – Esempio di possibile configurazione di un array (fonte: OCS EIS/EA MMS 2004-054)



**Figura 3.8 - Configurazione di un possibile array con un volume totale degli airgun di 3090 pollici cubici (circa 50,7 litri); (fonte: [www.acsonline.org](http://www.acsonline.org))**

### 3.4.3 Tipologia delle attrezzature di registrazione

L'attrezzatura per la registrazione delle onde sismiche è costituita da due elementi principali:

- l'idrofono;
- il cavo sismico, detto anche "*streamer*".

#### Idrofono

L'idrofono è un trasduttore elettroacustico (Figura 3.9) utilizzato per rilevare onde sismiche (in particolare onde di pressione assimilabili alle onde acustiche) e determinare la direzione della loro sorgente. L'idrofono converte le onde acustiche in segnali elettrici. Poiché sott'acqua il suono si trasmette ad una velocità di circa quattro volte e mezza superiore a quella di trasmissione nell'aria e subisce una minore perdita per assorbimento, gli idrofoni, anche grazie allo sviluppo delle moderne tecniche di trasformazione dell'onda sonora in segnale elettronico, consentono quindi di captare anche suoni emessi a grandi distanze.

La direzione della sorgente è determinata dallo sfasamento dell'onda sonora tra idrofoni posti a vari metri di distanza. In genere i sensori hanno forma cilindrica di dimensioni pari a circa 2 cm di lunghezza e 4 mm di diametro. La risposta è lineare, non produce distorsioni armoniche apprezzabili ed ha una frequenza propria molto alta (30.000 Hz). Ogni idrofono è formato da due sensori montati in senso opposto, allo scopo di sommare gli effetti degli impulsi di pressione prodotti nell'acqua dalla sorgente energizzante e nel frattempo di annullare le accelerazioni di traslazione dovute al traino del cavo sismico. Il secondo sensore presente consente l'eliminazione delle accelerazioni dovute alla traslazione del cavo sismico (*streamer*) nel quale è incorporato.



Figura 3.9 - Esempio di una serie di idrofoni usati nella prospezione sismica in mare (fonte: [www.oilonline.com](http://www.oilonline.com))

### Cavo sismico

Il cavo sismico è un cavo galleggiante (Figura 3.10) che ha la funzione di permettere il traino degli idrofoni opportunamente distanziati e di trasmettere i segnali rilevati alle apparecchiature di registrazione posizionate a bordo della nave sismica. A causa del vento, delle correnti marine e dell'azione della marea il cavo sismico si trova generalmente su un tracciato non rettilineo rispetto alla direzione di navigazione. I cavi sismici possono rilevare valori molto bassi di energia riflessa che viaggia dalla sorgente sismica attraverso lo strato d'acqua fino al fondo del mare e negli strati sottostanti, tornando quindi in superficie grazie ai sensori di pressione (idrofoni) ad esso collegati. Gli idrofoni convertendo i segnali di pressione riflessi in segnali elettrici, consentono che vengano digitalizzati e trasmessi attraverso il cavo sismico fino al sistema di registrazione che si trova sulla nave sismica dove i dati acquisiti vengono registrati su un nastro magnetico.

Alcune peculiarità dello *streamer* sono l'elevata sensibilità e robustezza; esso, inoltre, risulta costituito da cinque elementi principali:

- gli idrofoni, di solito distanziati tra di loro di un metro ed elettricamente accoppiati;
- gli apparecchi elettronici che digitalizzano e trasmettono il segnale sismico;
- i mezzi antistress per il cavo, fatti di kevlar o acciaio, che badano a mantenere il giusto sforzo sul cavo permettendo allo stesso di essere trainato anche in condizioni di maltempo. Ogni cavo può essere sottoposto a parecchie tonnellate di peso durante il traino in mare;
- un sistema di trasmissione elettrico, per l'alimentazione delle apparecchiature elettroniche del cavo, le periferiche e i dati della telemetria;
- il ricoprimento del cavo sismico ingloba tutti i componenti descritti sopra.

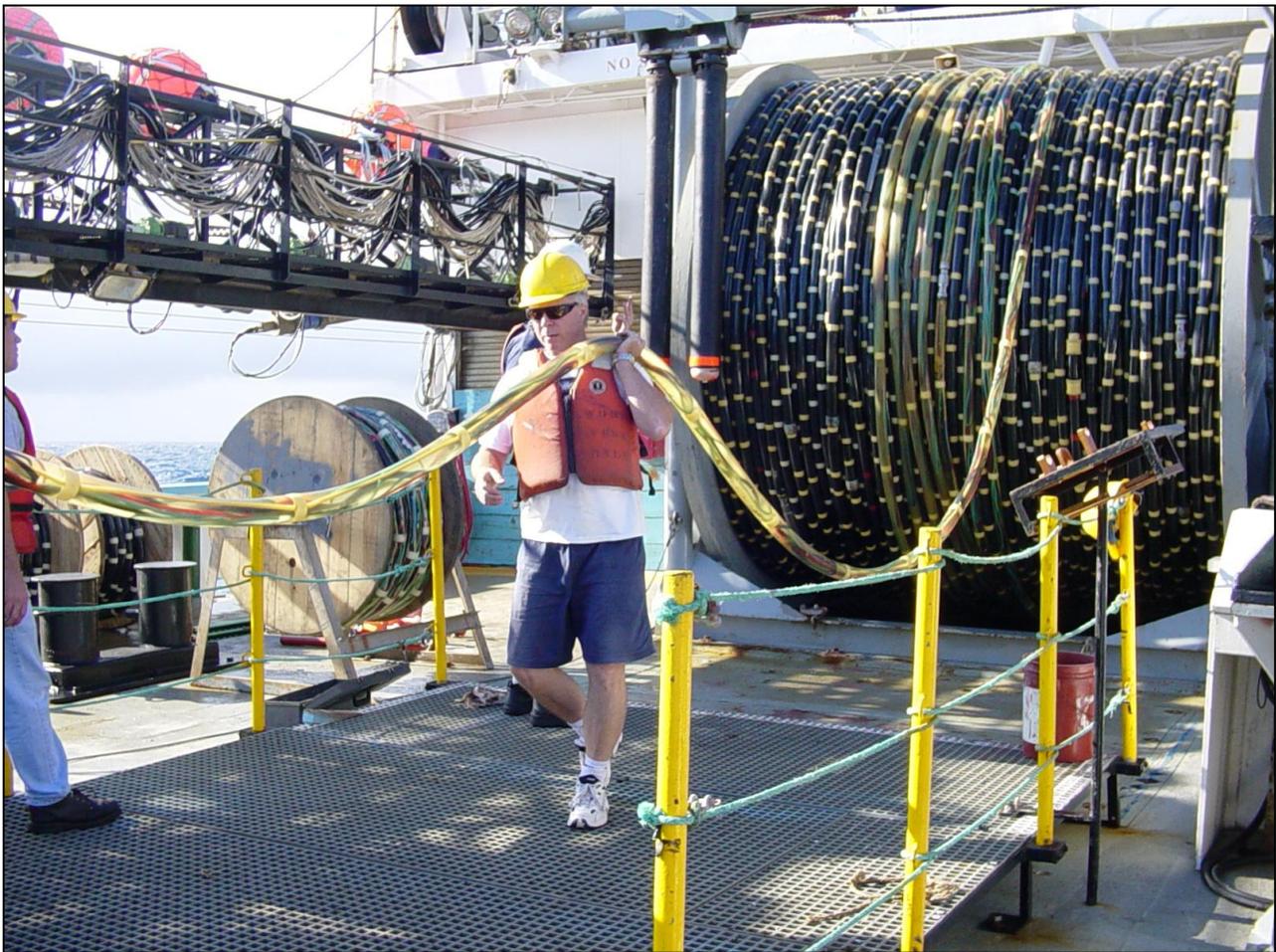


Figura 3.10 – Esempio di cavo per l’acquisizione sismica in mare (fonte: [www.ig.utexas.edu](http://www.ig.utexas.edu))

Il cavo sismico ha un diametro di circa 6-8 cm ed è diviso in sezioni, infatti ogni 50-100 metri di lunghezza è possibile sostituire gli elementi eventualmente danneggiati. Ogni sezione termina con un connettore di unità che ingloba gli elementi elettronici ed è riempita con un fluido isolante che possiede un determinato peso specifico (inferiore a quello dell’acqua) per permettere il naturale galleggiamento del cavo in mare. La lunghezza del cavo utilizzato dipende dalla profondità e dall’obiettivo d’indagine geofisica. I cavi più utilizzati sono composti da 48 sezioni attive dette anche canali della lunghezza singola di 70 metri, che contengono ognuna da 20 a 32 idrofoni.

La profondità di traino del cavo è un compromesso tra il requisito di operare lontano dalla superficie marina e dagli effetti delle condizioni meteorologiche e di quelli del rumore delle onde del mare che limitano l’uso dei dati registrati. Più la profondità di traino è elevata, più il cavo è tranquillo e immune dai rumori prodotti dagli eventi atmosferici e marini, ma sfortunatamente la larghezza della banda dei dati acquisiti si fa più ristretta. Quindi in ultima analisi è importante in fase di progettazione della prospezione trovare un giusto compromesso tra queste due esigenze. In generale le profondità di traino più comuni si trovano tra 4 e 5 metri per indagini sismiche poco profonde, tra 8 e 10 metri per indagini sismiche profonde. Durante l’acquisizione sismica, 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 3.11) 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.

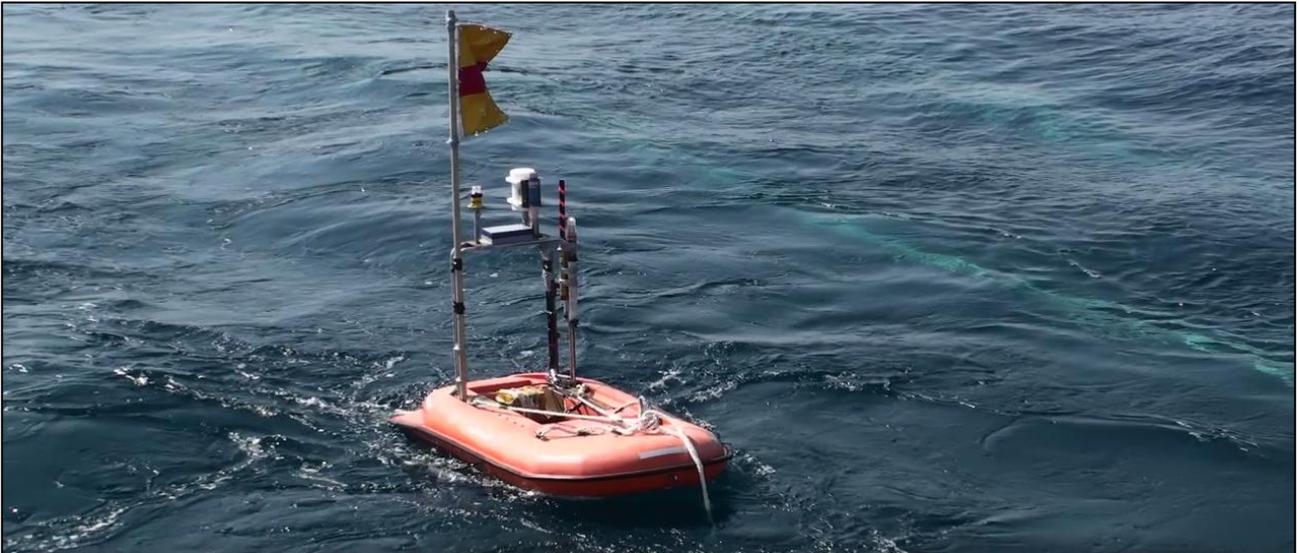


Figura 3.11 – Esempio di boa di coda in cui è visibile una parte del cavo sismico (fonte: [www.jamstec.go.jp](http://www.jamstec.go.jp))

#### 3.4.4 Navi per la prospezione sismica a mare

##### Barca d'appoggio

La nave sismica verrà supportata da una o due navi d'appoggio che avranno il compito di controllare le attrezzature trainate, verificare le condizioni ambientali e risolvere qualsiasi problema logistico o far fronte alle eventuali richieste da parte della nave sismica.

##### Sala di controllo e registrazione

All'interno della nave sismica 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 airgun e tutte le apparecchiature di servizio. A bordo della nave è possibile già fare un'analisi preliminare dei dati acquisiti.

##### Navi per la prospezione sismica a mare

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 (Figura 3.12). 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.



**Figura 3.12 – Esempio di nave per acquisizione sismica (fonte: [www.nauticexpo.it](http://www.nauticexpo.it))**

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 e monitor per il controllo della posizione della nave. 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. Tutti gli elementi contenuti all'interno del cavo sismico sono collegati tramite speciali connettori alla stanza della strumentazione. 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 airgun. 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'airgun e dell'equipaggiamento per il traino sono le principali responsabilità dei meccanici che fanno parte dell'equipaggio della nave. Infine nella cabina di comando si trovano le apparecchiature per la navigazione e il posizionamento della nave. Questo generalmente coinvolge il sistema di boe che contengono gli strumenti per la navigazione. Le boe di coda sono attaccate alle estremità di ogni cavo sismico nel punto più lontano dalla nave. Boe aggiuntive possono essere attaccate alla sorgente di energizzazione o ai mezzi di traino del cavo.

Un'area della nave accoglie i motori e i compressori che forniscono le pressioni richieste (intorno a 2000 psi) agli array di airgun. I compressori sono capaci di ricaricare gli airgun 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.

Non è possibile, allo stato attuale, fornire una descrizione dettagliata della nave sismica che verrà utilizzata per i rilievi, poiché il contrattista è ancora da definire. 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.

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 (ton)	2600-14000 (lorda)
		800-4200 (netta)

Tabella 2 – Intervalli dimensionali di una nave sismica

#### 3.4.5 Modalità operative

La motonave percorrerà la griglia di rilevamento ad una velocità costante compresa tra i 4 e i 6 nodi (8-12 km/h circa) trainando sia la sorgente di energia (airgun) sia il cavo di ricezione delle onde elastiche di ritorno (streamer). Il terminale del cavo sismico sarà segnalato da una boa provvista di riflettore radar e di luce intermittente bianca. Ad intervalli prestabiliti, sarà liberato un volume di aria la cui pressione sarà scelta in funzione dell'obiettivo ma soprattutto al fine di arrecare il minor disturbo possibile agli organismi marini eventualmente presenti in prossimità del singolo rilievo.

#### 3.4.6 Specifiche tecniche delle metodologie adottate per l'istanza di permesso di ricerca e tempi di esecuzione

Per la campagna di prospezione sismica proposta, Shell Italia E&P S.p.A. si riserva di fornire le specifiche tecniche definitive una volta individuati e definiti i rapporti con i contraenti, nonché effettuata la scelta delle navi sismica e di appoggio da utilizzare. Tuttavia è possibile fornire un range dimensionale dei parametri che interesseranno la campagna.

Shell Italia E&P S.p.A., infatti, prevede di utilizzare un numero di cavi da traino denominati "streamer" compreso tra 1 e 12, di lunghezza tra i 6 e gli 8 km, posizionati ad una profondità tra i 12 e i 50 metri, a cui sono collegati gli idrofoni. L'iniezione di aria compressa avverrà attraverso degli elementi meccanici divisi in gruppi "array" (ca. 5080 cu), ciascuno dei quali opererà in una gamma di frequenze compresa tra 5-300 Hz, posti alla profondità di 8-12 m.

### 3.5 EVENTUALI OPERE DI RIPRISTINO

Le attività di prospezione oggetto di questa istanza, determinano la produzione di impulsi (onde elastiche) la cui propagazione nell'acqua risulta estremamente limitata nel tempo. L'occupazione dello specchio d'acqua è quindi un fattore di impatto e durata limitata nel tempo, dal momento che al termine delle operazioni la perturbazione della superficie marina cesserà completamente. Pertanto non si riscontra, al momento, nessuna opera di ripristino necessaria per la tipologia di attività proposta e per l'ambiente in cui verrà eseguita.

### 3.6 DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DI PERFORAZIONE

Solo qualora gli studi svolti nella fase operativa di ricerca confermassero l'esistenza di accumuli di idrocarburi economicamente sfruttabili e questo fosse coniugato alla contemporanea presenza del sistema roccia-madre, roccia-serbatoio, roccia di copertura e trappola, Shell Italia E&P procederà alla perforazione di un pozzo esplorativo all'interno dell'area in oggetto la cui profondità finale sarà, comunque, in funzione delle caratteristiche geologiche riscontrate. Si specifica comunque che l'eventuale fase di perforazione dovrà, in ogni caso, essere sottoposta ad una nuova procedura di VIA.

Di seguito si riportano in modo schematico le attività legate alla realizzazione di una postazione per la perforazione di un pozzo esplorativo, le tecniche di perforazione e le tecniche di prevenzione dei eventuali rischi ambientali.

Va tuttavia ribadito che queste attività sono strettamente legate ai risultati ottenuti delle indagini sismiche che proverranno sia dalla rielaborazione dei dati disponibili, sia dall'analisi dei dati che verranno acquisiti nella nuova campagna di rilievo sismico. Sono, inoltre, funzione anche del tipo di impianto che verrà scelto per la perforazione del pozzo esplorativo. Pertanto i dati che si riportano sono da considerarsi delle descrizioni di massima che però permettono di avere un quadro chiaro e completo delle operazioni che vengono effettuate durante la perforazione del pozzo esplorativo.

#### 3.6.1 Tipologia delle piattaforme di perforazione offshore

L'esecuzione di un pozzo con scopi esplorativi ha la finalità di indagare gli obiettivi stratigrafici e/o strutturali messi in evidenza dai rilievi geofisici eseguiti in precedenza per verificare la presenza d'idrocarburi (gas o petrolio), stimarne la qualità e la quantità.

Di seguito si descrivono i principali impianti per la perforazione di un pozzo esplorativo in mare. Tali installazioni hanno come obiettivo, quello di ricreare le stesse condizioni operativo-ambientali presenti sulla terraferma. In essi, infatti, devono essere presenti, oltre agli alloggi per il personale, gli spazi dove alloggiare anche le attrezzature necessarie alla perforazione.

Piattaforme fisse: sono costruite con tralicci o gambe in cemento o acciaio ancorati direttamente al fondale marino con un ponte che accoglie la torre di perforazione, le eventuali attrezzature di perforazione atte a mettere in produzione il pozzo e gli alloggi per l'equipaggio. Queste piattaforme, grazie alla loro posizione fissa, sono progettate per tempi di utilizzo molto lunghi (ad esempio quando si decide di mettere in produzione un pozzo). Tali tipi di piattaforme sono usate per una profondità dell'acqua massima di 500 metri.

Piattaforme mobili o *jack-up* (Figura 3.13): sono impiegate in fondali di profondità inferiore a 200 metri. Esse devono essere rimorchiate e sono dotate di gambe retrattili che poggiano direttamente sul fondo marino. Si tratta di piattaforme di perforazione composte principalmente da un piano, sorretto da tre tralicci. Quando occorre spostare le piattaforme da un punto all'altro, i tralicci vengono retratti e posti in superficie al di fuori del piano. Essi possono scorrere verso l'alto o il basso, e durante i trasferimenti si trovano in superficie, dunque poggiati sul ponte. La struttura è trainata da rimorchiatori (tre di solito, detti navi di appoggio), che lo portano sopra al punto scelto per perforare il pozzo. Una volta raggiunta la destinazione, i tralicci scorrono all'interno del deck e sono affondati nel fondale marino. A questo punto la piattaforma rimane fissa sulla sua postazione di lavoro fino al termine del pozzo, sollevata ad un'altezza tale da garantire che eventuali onde non vadano ad allagare il piano di lavoro.



Figura 3.13 - Esempio di piattaforma mobile o jack-up (fonte: [www.isleofbarra.com](http://www.isleofbarra.com))

Piattaforma semisommersibile (semisub): le piattaforme semisommersibili (Figura 3.14) possono lavorare in fondali molto profondi (anche maggiori di 1000 metri) e devono essere rimorchiate anch'esse da navi. 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. Dalla metà degli anni ottanta in poi, i semisommersibili sono stati costruiti come dei catamarani. Queste piattaforme, sono anch'esse realizzate con un piano, che ospita tutte le attrezzature di perforazione, ed è installato tramite colonne, le quali a loro volta, poggiano su scafi, che permettono il galleggiamento. Sono più grandi dei jack-up e possono lavorare in fondali molto più profondi. 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 (nel caso non ci si sposti con i rimorchiatori). Ad ogni modo, il mezzo lavora sempre ancorato. Le ancore possono essere nove oppure otto. Questo dipende dalla forma dell'impianto, che visto dall'alto, può avere una conformazione triangolare (3 ancore per spigolo), oppure quadrata o rettangolare (2 ancore per spigolo). Il mezzo è progettato in modo che, se una delle ancore dovesse cedere, le altre riescano comunque a mantenerlo in postazione. In funzione della massima profondità d'acqua in cui può operare, e in base al tipo di eliche, i semisub sono classificati in generazioni. Ora si è arrivati alla sesta generazione, ossia piattaforme autopropulse.

Qualora per il permesso di istanza di ricerca in oggetto le operazioni di ricerca dovessero avere esiti positivi, per le eventuali operazioni di perforazione la scelta da parte di Shell Italia E&P S.p.A ricadrebbe probabilmente proprio su questo tipo di piattaforma.



Figura 3.14 – Esempio di piattaforma semisommersibile (fonte: [www.digital.iien-italia.eu](http://www.digital.iien-italia.eu))

Piattaforme sommergibili: le piattaforme sommergibili sono degli impianti di perforazione offshore adatti a fondali da pochissimi metri fino a qualche decina di metri. Sono in grado di galleggiare come natanti, anch'essi devono essere rimorchiati, non essendo dotati di organi motori marini, ma, a differenza dei jack-up, quando arrivano nel punto prescelto, riempiono di acqua i cassoni di galleggiamento e si autoaffondano, andandosi ad appoggiare sul fondo del mare. E' importante quindi che il fondale sia piatto e regolare. La dotazione è la stessa di un jack-up. A fine pozzo, le pompe svuotano i cassoni dall'acqua e l'impianto va in galleggiamento, pronto a essere rimorchiato altrove.

Nave da perforazione o *drilling ship* (Figura 3.15): le navi da perforazione possono navigare autonomamente e, come le piattaforme semisommersibili, per mantenere la posizione dello scafo sulla verticale del pozzo utilizzano ancore, cavi e catene oppure il posizionamento satellitare dinamico con propulsori. Nella carena delle navi è ricavata un'apertura attraverso la quale passano le aste e le tubazioni di rivestimento dei pozzi. Essa è ancor oggi il mezzo migliore per perforare pozzi esplorativi in aree remote, lontane dai punti di rifornimento, perché su di essa si può caricare tutto il materiale necessario alla perforazione di un pozzo anche particolarmente impegnativo. Le navi di perforazione ancorate si possono utilizzare fino a profondità dell'ordine di circa 1000 m, mentre per profondità superiori si utilizzano navi a posizionamento dinamico (posizionamento tramite il sistema satellitare GPS); queste ultime sono oggi capaci di operare in acque profonde anche 3000 m. In questo caso, il limite alla profondità è imposto solo dal peso e dalla resistenza meccanica del sistema di connessione con la testa pozzo sottomarina.

Anche questa tipologia di dispositivo di perforazione, rientra tra le possibili scelte da parte di Shell Italia E&P S.p.A. nel caso di realizzazione di tali operazioni all'interno dell'area in istanza di permesso di ricerca.

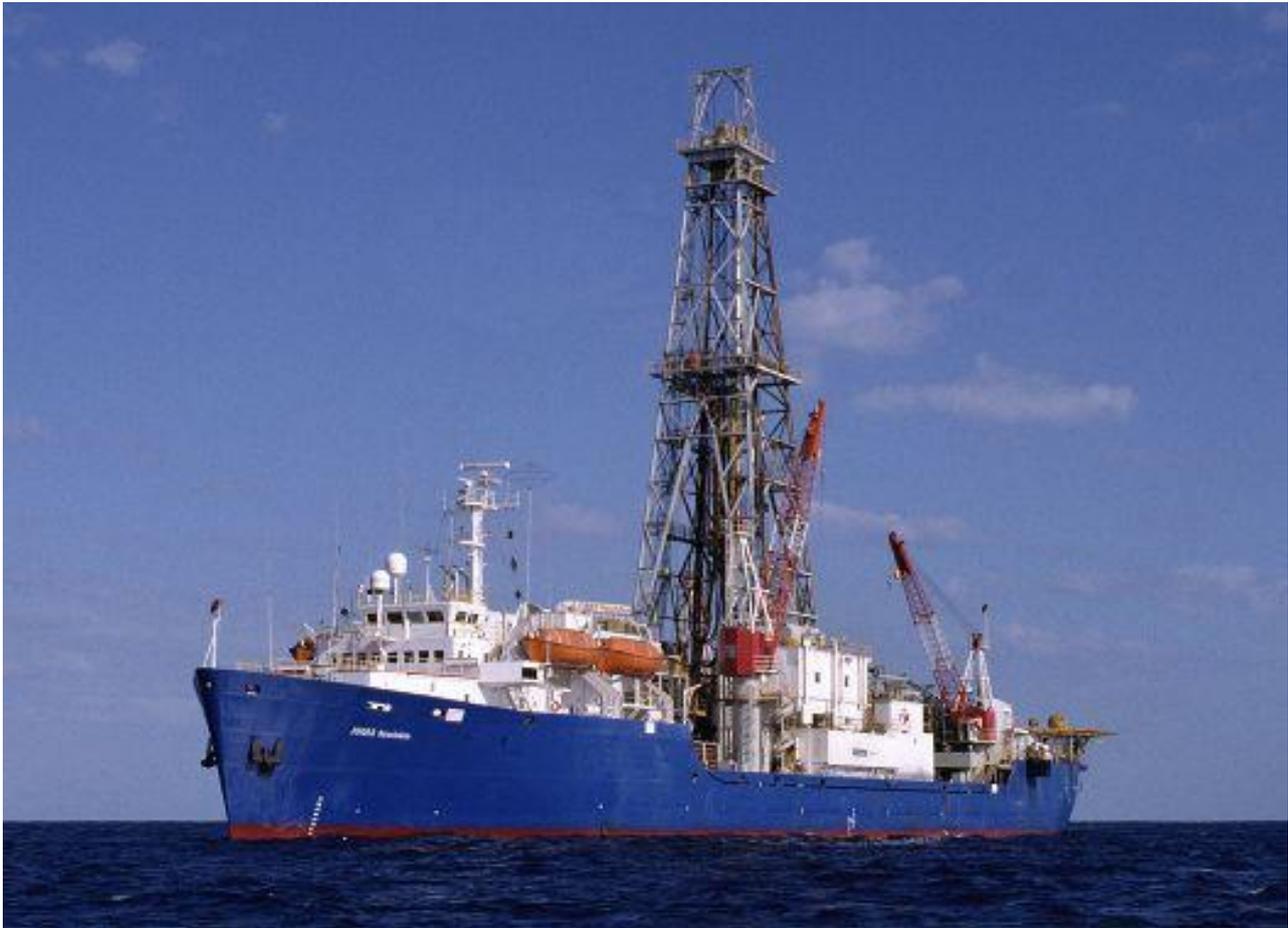


Figura 3.15 - Esempio di drilling ship (fonte: [www-odp.tamu.edu](http://www-odp.tamu.edu))

Compliant towers: questo tipo di piattaforma consiste in torri strette e flessibili con un pilone di fondazione che sostiene un piano dove si trovano la torre di perforazione e tutte le attrezzature necessarie per la perforazione o l'eventuale messa in produzione del pozzo oltre che gli alloggi dell'equipaggio. Tali piattaforme sono progettate per sostenere notevoli sforzi e sollecitazioni laterali e sono usate in genere in acque la cui profondità varia tra 450 e 900 metri.

Piattaforme con gambe in tensione (Tension leg platforms o TLP): queste piattaforme consistono in un impianto di perforazione galleggiante collegato al fondo marino in maniera da eliminare la maggior parte del movimento verticale della struttura. Tali impianti sono usati fino a profondità massime di 2000 metri. Esiste anche una versione più piccola usata in acque meno profonde (tra 200 e 1100 metri) dello stesso tipo di piattaforma denominato "sea star".

Piattaforme SPAR (SPAR Platforms): sono ormeggiate al fondo marino come le TLP ma con un sistema di linee di ancoraggio più convenzionale. Tali piattaforme sono progettate in tre configurazioni principali e di solito operano in acque tra i 600 e 1700 metri.

Bisogna osservare che tali strutture, in caso di messa in produzione del pozzo alla conclusione della fase esplorativa, potranno diventare permanenti o semipermanenti. Di notte o in caso di scarsa visibilità

qualsiasi tipo di piattaforma descritta in precedenza dovrà avere un adeguato sistema d'illuminazione per segnalare a eventuali natanti o aeromobili la loro presenza rispettivamente in acqua o aria.

Tutti i tipi di piattaforma descritti in precedenza sono autosufficienti per la generazione dell'elettricità, i desalinizzatori d'acqua e tutto l'equipaggiamento necessario alla perforazione o eventuale messa in produzione del pozzo.

Ogni piattaforma è assistita costantemente 24 ore su 24 da piccole navi di supporto dette ESV (Emergency Support Vessel-Nave appoggio d'emergenza) che in caso di emergenza ha il compito di guidare le operazioni di ricerca e salvataggio. Oltre a questo tipo di nave possono essere presenti a supporto delle operazioni anche altre navi di appoggio della piattaforma: le PSV (Platform Supply Vessels, Figura 3.16). Tali navi sono utilizzate per il rifornimento delle scorte alimentari, dell'equipaggiamento necessario all'avanzamento del pozzo durante la perforazione e/o produzione (materiale tubolare come aste di perforazione o *casing*, altro materiale come il cemento o il fango) o per i cambi del personale.



**Figura 3.16 - Nave appoggio per piattaforma, detta supply vessel (fonte: [www.nordcapital.com](http://www.nordcapital.com))**

Inoltre qualsiasi tipo di piattaforma è dotata di un efficiente sistema antincendio (controllato periodicamente) oltre a due o più scialuppe di salvataggio (Figura 3.17) che vengono utilizzate in caso di abbandono della piattaforma stessa.

Tutto il personale operante in piattaforma, infine, oltre che essere altamente specializzato ed avere seguito appositi corsi (antincendio, primo soccorso, sopravvivenza) è periodicamente sottoposto a esercitazioni per simulare casi di emergenza o di abbandono della piattaforma.



**Figura 3.17 - Esempio di scialuppa di salvataggio da piattaforma, tali scialuppe possono contenere da 50 a 100 persone (fonte: [www.nauticexpo.it](http://www.nauticexpo.it))**

### **3.6.2 I meccanismi di compensazione del moto**

Un impianto di perforazione in mare aperto deve essere in grado di operare con la piattaforma in movimento, poiché i sistemi di ancoraggio o di posizionamento satellitare (posizionamento dinamico) non sono fissi e permettono quindi spostamenti piuttosto rilevanti, sia sul piano orizzontale sia su quello verticale. Il movimento verticale è particolarmente dannoso per le operazioni di perforazione, poiché modifica le tensioni agenti sulla batteria delle aste. Occorrono quindi dei compensatori del moto, al fine di garantire una tensione costante sia sulla batteria di perforazione, sia sul marine riser (asta che collega la testa pozzo sottomarina con la piattaforma). Se non si prevedessero meccanismi di compensazione del moto, il movimento verticale di un impianto di perforazione galleggiante, generato da onde e maree, trasmetterebbe pericolose sollecitazioni alla batteria di perforazione ed allo scalpello con conseguenze dannose per la perforazione. Esistono due varianti dei compensatori del moto, basate su principi differenti: il giunto telescopico, oggi non più usato e il sistema di compensazione dell'alzata. Il sistema di compensazione dell'alzata è composto da un sistema di tensionatori oleodinamici o pneumatici che bilanciano gli spostamenti verticali dell'impianto attraverso la corsa di opportuni pistoni, funzionanti sia in trazione sia in compressione, che mantengono costante la tensione sulla parte superiore della batteria di perforazione.

### **3.6.3 Attività di perforazione del pozzo**

Con l'attività di perforazione ci si prefigge di raggiungere, in relazione alle condizioni stratigrafiche e all'assetto geologico-strutturale che caratterizzano le formazioni rocciose del fondale oggetto di ricerca, una profondità di esercizio non superiore ai 6000 metri.

Si ricorda che questa attività è strettamente legata ai risultati ottenuti delle indagini sismiche e dalla rielaborazione dei dati disponibili e pertanto i dati riportati di seguito sono da considerarsi delle descrizioni generali che, tuttavia, permettono di avere un quadro chiaro e completo delle operazioni che vengono effettuate durante la perforazione del pozzo esplorativo.

## **Tecniche di perforazione**

Per quanto concerne le tecniche di perforazione comunemente utilizzate, si elencano di seguito i principali elementi che costituiscono l'impianto per il funzionamento di un pozzo:

- Torre di perforazione (struttura composta da travi in acciaio la cui funzione è di sostenere le pulegge e che contiene la batteria di perforazione);
- Sottostruttura (su cui poggiano argano, tavola rotary e torre);
- Vasche fanghi (per la miscelazione e lo stoccaggio) e pompe fanghi;
- Attrezzatura di perforazione (aste e scalpello);
- Generatori.

La perforazione del pozzo avverrà tramite un sistema rotativo che trasmette il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello, fissato all'estremità di una batteria di aste tubolari. Gli elementi che producono il moto di rotazione sono:

- Tavola Rotary: piattaforma girevole recante inferiormente una corona dentata, trasmette il moto rotatorio alla batteria e allo scalpello e ha la funzione di tenere sospesi i tubi e le aste durante le manovre;
- Asta motrice: asta tubolare di sezione quadrata o esagonale, appesa alla testa di iniezione, che passa attraverso la tavola rotary trasmettendole la rotazione;
- Batteria d'aste: composta da aste 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);
- Testa di iniezione: permette il pompaggio dei fanghi all'interno della batteria di perforazione mentre è in rotazione. Funziona da connessione tra il gancio della taglia mobile e la batteria di aste.

Negli impianti più moderni è presente una testa motrice detta *top drive* che raggruppa in un unico sistema gli ultimi tre elementi sopra descritti. Esso è sospeso alla taglia mobile per mezzo di un apposito gancio dotato di guide di scorrimento, nella testa motrice sono quindi incluse la testa di iniezione (che permette il pompaggio dei fanghi all'interno della batteria di perforazione mentre è in rotazione), un sistema per l'avvitamento e lo svitamento della batteria di perforazione e un sistema di valvole per il controllo del fango pompato in pozzo.

Lo scalpello è un elemento che viene ruotato (attraverso una batteria di aste cave azionate dalla tavola rotary) e contemporaneamente spinto nel fondo del foro. Con il proseguire delle attività di scavo del pozzo, lo scalpello va incontro ad usura e dovrà essere ciclicamente sostituito. Lo scalpello viene azionato dalla batteria di perforazione. La prima delle aste appartenenti alla batteria è detta asta motrice e passa attraverso la tavola rotary. Essa è connessa al gancio manovrato attraverso la torre di perforazione. Il fango di perforazione è immesso all'interno del foro attraverso la tubazione di mandata del fango.

I fanghi di perforazione sono fluidi 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 o salata o idrocarburi) 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 (particolare tipo di argille) e da altri particolari additivi (carbonato di potassio, polimeri polivinilici e silicati).

Le principali funzioni dei fanghi di perforazione sono:

- Sollevamento e rimozione dei detriti (*cuttings*) dal fondo pozzo verso la superficie, in modo da tener pulito il fondo pozzo e non rimacinare gli stessi detriti. Per questa funzione le caratteristiche primarie del fango utilizzato devono essere la viscosità e la densità, in modo da riuscire a trasportare in superficie i cuttings anche di apprezzabili dimensioni;
- Raffreddamento e 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;
- Contenimento dei fluidi di strato presenti nelle formazioni attraversate per 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 numerosi problemi (*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 quindi ad alterare le caratteristiche del fango;
- Stabilizzazione delle pareti del pozzo. Nel caso di formazioni porose, si verifica la filtrazione del fango: 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 e conferisce stabilità al foro stesso;
- Grazie alla “tissotropia” dei fanghi, quando si sospende il pompaggio, tutti i detriti perforati che non sono ancora usciti dal pozzo invece di ricadere al fondo rimangono in sospensione alla profondità a cui erano arrivati risalendo. Riprendendo il pompaggio, il fango, dopo un piccolo sforzo iniziale, ridiventa liquido e la circolazione può riprendere regolarmente;
- Fonte di informazioni riguardanti le formazioni attraversate. L’analisi dei cutting portati in superficie dai fanghi e dei gas disciolti nei fanghi, sono importanti nel fornire informazioni sulla geologia della zona perforata e sull’andamento della perforazione.

Il tipo di fango utilizzato dipende principalmente dalle rocce attraversate durante la perforazione e dalla temperatura. 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). Ai fanghi vengono comunemente addizionati altri materiali con funzione di viscosizzanti per migliorare la capacità di trasporto (normalmente vengono utilizzate argille bentonitiche) e di appesantimento (per aumentare la densità). Vengono inoltre utilizzati altri additivi chimici per controllare la capacità di fluidificazione dei fanghi, variare la loro viscosità, oppure antischiumogeni, lubrificanti o anticorrosivi. È importante comunque assicurare un continuo controllo sulle proprietà fisico-chimiche dei fanghi durante le varie fasi di perforazione.

Il circuito del fango è un circuito idraulico chiuso che permette al fango di passare nella testa di iniezione, nelle aste, nello scalpello, di arrivare a pulire il fondo del foro e quindi di risalire nell’intercapedine tra le aste e il foro. Una volta uscito, il fango viene ripulito dai cutting e viene quindi iniettato nuovamente nel foro.

Di seguito vengono elencati gli elementi che fanno parte del circuito del fango:

- Pompe di mandata (permettono la circolazione del fango);
- Condotte di distribuzione di superficie (o manifold di sonda, per inviare il fango alla testa di iniezione);
- Testa di iniezione;
- Kill line (linea che porta il fango alla testa pozzo);
- Batteria di perforazione;
- Sistema di trattamento solidi o vibrovagli (apparecchiature che separano il fango riportato in superficie dai cutting inglobati durante la risalita. Si tratta di una macchina dotata di maglie con diversa apertura poste in vibrazione);
- Vasche di fango;
- Vascone rifiuti (in cui vengono stoccati i cuttings separati dai fanghi).

### **Registrazione diagrafie (wireline logging)**

Lo scopo delle registrazioni dei carotaggi elettrici è raccogliere informazioni riguardanti le proprietà delle formazioni attraversate, quali litologia, resistività, porosità, saturazione dei fluidi, permeabilità. In questo modo è possibile accertare l'eventuale presenza di gas biogenici. Per la registrazione dei log elettrici verranno calati all'interno del foro appositi strumenti (*logging tools*) che misurino i parametri sopra elencati, in modo da poter valutare le caratteristiche produttive dell'obiettivo minerario. In caso di esito positivo si procederà alla fase di completamento del pozzo. In caso di esito negativo si procederà invece alla chiusura mineraria.

### **Programma di geologia operativa e wireline testing**

Durante la perforazione verrà effettuata un'attività di analisi continua dei detriti di perforazione (*mud logging*), di controllo dei fluidi di perforazione e di 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.

**Mudlogging:** Il servizio di mudlogging sarà quindi presente sul sito per tutta la durata delle operazioni di perforazione e carotaggio del pozzo e comprenderà la raccolta di dati e la trasmissione quotidiana all'operatore, come descritto di seguito:

- **Campionamento geologico:** analisi e descrizione dei detriti di perforazione, compreso l'esame per luminescenza effettuato utilizzando solventi adatti al rilevamento di idrocarburi, confezionamento ed etichettatura dei campioni. Deve essere tenuto un registro accurato della trasmissione di tutti i campioni spediti dal sito del pozzo;
- **Intervalli di prelievo dei campioni:** verranno raccolti una serie di campioni umidi e secchi a diverse profondità. Il numero e l'esatta posizione saranno in funzione della perforazione;
- **Rilevamento e monitoraggi di gas nel getto di fango:** analisi cromatografica dei gas dal metano al pentano;
- **Monitoraggio dei gas nel getto di fango utilizzando dati forniti dalle apparecchiature di perforazione:** monitoraggio degli idrocarburi gassosi totali;

- **Raccolta dati di perforazione computerizzati utilizzando i dati digitali forniti dal sistema di sensori delle apparecchiature di trivellazione:**
  - monitoraggio continuo dei dati del pozzo e di perforazione;
  - registrazione e memorizzazione dei dati;
  - monitor di visualizzazione nell'unità diagrafia fanghi, nell'ufficio del Supervisore della Trivellazione, nell'ufficio del Responsabile dell'Impianto di Perforazione HDI; un monitor a prova di esplosione nella console del Perforatore;
  - stampa delle registrazioni in ordine di tempo;
  - recupero delle registrazioni in ordine di profondità;
  - recupero e utilizzo dati;
  - idraulica online (Bingham & Power Law);
  - calcolo del ritardo online.
- **Carote di parete:** si potranno prelevare dei campioni dalle pareti laterali durante l'esecuzione del pozzo.
- **Campionamento fluidi:** si potranno campionare, sia durante la perforazione che durante i test, i fluidi provenienti dalle formazioni attraversate dal sondaggio.
- **Wireline testing:** è prevista inoltre l'acquisizione di misure di pressione mediante RFT (Repeat Formation Tester) o MDT (Modular Formation Dynamics Tester), al fine di acquisire dati di pressione e i gradienti di formazione in corrispondenza dell'obiettivo minerario. Le modalità e le profondità alle quali saranno effettuati i test saranno decise sulla base dell'interpretazione preliminare dei log elettrici.

A valle della identificazione positiva di formazioni contenenti idrocarburi, derivanti dall'analisi dei log e dalle misure di pressione, si potranno prevedere prove di produzione.

### **Prove di produzione**

Nel caso in cui la registrazione dei log elettrici indichi la potenziale presenza di idrocarburi, sarà prevista l'esecuzione di una serie di prove di produzione del pozzo. Il programma di prova di produzione, non prevedibile durante la fase attuale, sarà predisposto quando la geologia del sito e la natura dei fluidi presenti saranno definiti nel dettaglio. Tuttavia, di seguito si riporta una descrizione tipica di una prova di produzione. Lo scopo del test è finalizzato alla verifica della possibilità di portare gli idrocarburi in superficie.

Durante la prova, sia gli idrocarburi (gas, condensati e grezzo), sia il materiale vario prodotto durante la fase di pulizia (*clean up*) del foro, come fango, acqua e detriti, saranno potenzialmente portati in superficie. Tale flusso sarà alimentato in apposite apparecchiature dove avverrà la separazione dei gas dai liquidi.

Qualora in superficie giungesse olio, il test verrà subito interrotto poiché la messa in produzione del pozzo non è prevista durante questa fase. L'olio sarà, quindi, raccolto in un serbatoio dedicato per essere in seguito rinviato nella formazione di provenienza, mentre il gas verrà bruciato in torcia.

La durata di *clean-up* del pozzo è stimata al massimo in circa 48 ore, mentre quella del flusso di collaudo di circa 72 ore.

### 3.6.4 Attività conclusive

#### **Completamento del pozzo**

Nel caso in cui l'esito del sondaggio risulti positivo e vengano intercettate zone di accumulo di idrocarburi economicamente sfruttabili, si passerà al completamento del pozzo. Questa attività comprende l'insieme delle operazioni necessarie a consentire la messa in produzione del pozzo in condizioni di sicurezza. I completamenti dei pozzi si dividono in due grandi categorie: i completamenti in foro scoperto e quelli in foro tubato. Quest'ultimi sono i più impiegati, in quanto la tecnica garantisce una maggiore stabilità del foro, e in questo caso il completamento avviene in un pozzo che è stato rivestito e cementato su tutto il suo sviluppo. Per poter garantire la produzione è necessario ristabilire la comunicazione idraulica tra i livelli mineralizzati e il foro. Per il completamento del pozzo si utilizza la stringa di completamento, che può essere singola o multipla.

#### **Accertamento minerario (well testing)**

Per verificare il reale rendimento 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. Il gas prodotto verrà analizzato dall'impianto di prova e smaltito attraverso la fiaccola.

#### **Chiusura mineraria in caso di pozzo sterile o scarsamente produttivo**

Nel caso le prove di produzione diano esito negativo (e quindi il pozzo risulti sterile o scarsamente produttivo) si procederà alla chiusura mineraria del pozzo. Verranno ripristinate le condizioni idrauliche iniziali al fine di isolare i fluidi di strato in modo da evitare l'inquinamento delle acque superficiali. Per la chiusura del pozzo verranno utilizzati 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.

Nella Figura 3.18 è riportato un esempio di schema di abbandono del pozzo, posto in essere una volta completate le attività di perforazione e la realizzazione dei test. Il pozzo verrà definitivamente chiuso minerariamente in conformità ai requisiti di legge ed alle procedure standard di Shell Italia E&P S.p.A.

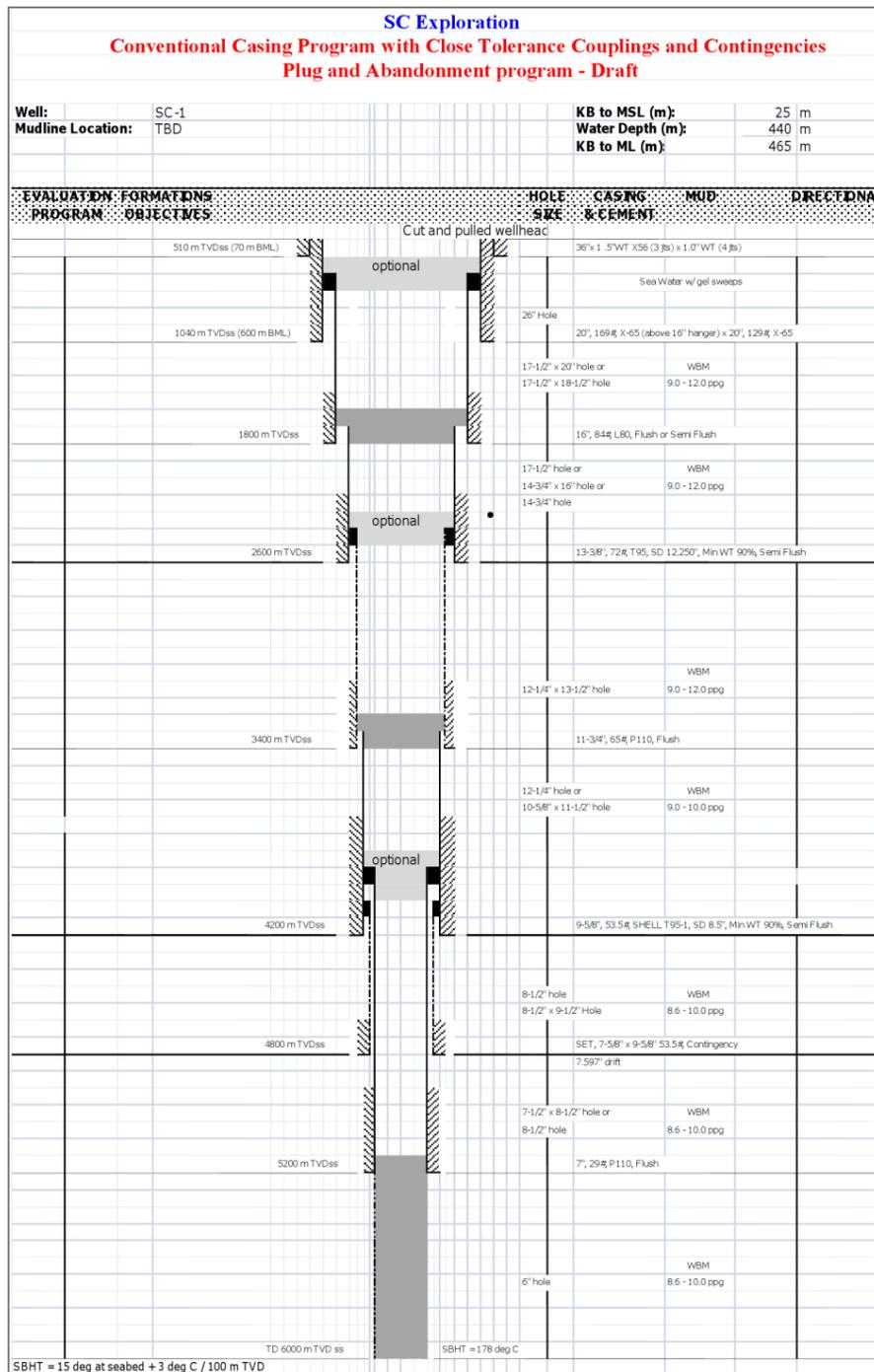


Figura 3.18 - Schema di eventuale abbandono del pozzo secondo le procedure standard di Shell Italia E&P S.p.A.

### 3.6.5 Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali

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 elementi che possano ridurre i rischi connessi alle attività di cantiere.

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.