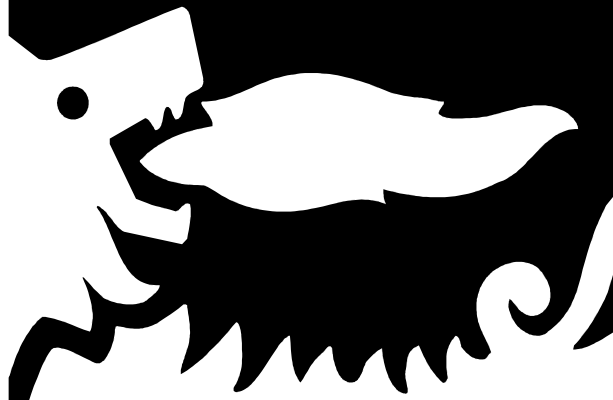


# DIVISIONE EXPLORATION & PRODUCTION



Doc. SIME\_AMB\_01\_06

## STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE


Istanza di permesso di ricerca  
di idrocarburi in mare "d33 G.R-  
.AG" ed attività di acquisizione  
sismica 3D

Canale di Sicilia - Zona "G"

### *Capitolo 3: Quadro di riferimento Progettuale*


**Febbraio 2013**



 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. i
---	--------------------------	---	----------------------

## INDICE

<b>3</b>	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE .....</b>	<b>1</b>
3.1	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO .....	1
3.1.1	<i>Programma lavori .....</i>	2
3.1.2	<i>Individuazione delle aree definite dal programma di acquisizione sismica.....</i>	3
3.1.3	<i>Lavori progressi .....</i>	6
3.1.4	<i>Obiettivi minerari .....</i>	7
3.1.5	<i>Rocce madri.....</i>	7
3.1.6	<i>Rocce di copertura.....</i>	8
3.2	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA DI RICERCA MINERARIA .....	8
3.2.1	<i>Metodo di acquisizione sismica in ambiente marino .....</i>	9
3.2.2	<i>Mezzi navali utilizzati .....</i>	10
3.2.3	<i>Caratteristiche delle attrezzature impiegate.....</i>	12
3.2.3.1	<i>Tipologia della sorgente di onde elastiche - "air gun" .....</i>	12
3.2.3.2	<i>Tipologia delle attrezzature di rilevamento - "idrofoni" .....</i>	14
3.2.3.3	<i>Cavo di registrazione - "streamer".....</i>	14
3.2.3.4	<i>Sistema di registrazione.....</i>	15
3.3	PROGRAMMA DI ACQUISIZIONE SISMICA 3D PREVISTO PER IL PERMESSO DI RICERCA D33 G.R.-AG .....	15
3.3.1	<i>Mezzi navali utilizzati .....</i>	19
3.3.2	<i>Durata delle attività .....</i>	20
3.3.3	<i>Utilizzo di risorse .....</i>	20
3.3.3.1	<i>Gasolio.....</i>	20
3.3.4	<i>Stima delle emissioni in atmosfera, delle emissioni sonore e vibrazioni, della produzione di rifiuti e degli scarichi.....</i>	21
3.3.4.1	<i>Emissioni in atmosfera.....</i>	21
3.3.4.2	<i>Emissioni sonore e vibrazioni.....</i>	21
3.3.4.3	<i>Rifiuti .....</i>	22
3.3.4.4	<i>Scarichi .....</i>	22
3.3.5	<i>Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante le attività .....</i>	22
3.4	TECNICHE DI PREVENZIONE E CONTROLLO DEI RISCHI.....	23
3.5	MISURE DI PREVENZIONE AMBIENTALE .....	23
3.6	SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA.....	25
3.6.1	<i>Piano di Emergenza .....</i>	25
3.6.2	<i>Piano di Emergenza Ambientale Off-shore .....</i>	26
3.6.3	<i>Esercitazioni di Emergenza.....</i>	30
3.7	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE.....	31
3.7.1	<i>Impianto di perforazione.....</i>	31
3.7.1.1	<i>Breve descrizione di un impianto di perforazione offshore.....</i>	32
3.7.2	<i>Cenni sulle tecniche di perforazione .....</i>	34
3.7.2.1	<i>Apparecchiature di sicurezza (Blow-Out Preventers) e monitoraggio dei parametri di perforazione.....</i>	36
3.7.3	<i>Completamento.....</i>	37

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. ii
---	--------------------------	---	-----------------------

3.7.4	<i>Spurgo .....</i>	37
3.7.5	<i>Prove di produzione.....</i>	37
3.7.6	<i>Chiusura mineraria.....</i>	37
3.7.7	<i>Mezzi utilizzati.....</i>	37
3.7.8	<i>Durata delle attività .....</i>	38
3.7.9	<i>Cenni sull'utilizzo di risorse e sulle emissioni di inquinanti in atmosfera, scarichi idrici, produzione di rifiuti, emissioni sonore e vibrazioni.....</i>	38



## 3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

### 3.1 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

Il presente Capitolo ha lo scopo di descrivere le attività che eni s.p.a. divisione e&p intende svolgere nell'ambito del programma lavori che ha presentato in allegato all'Istanza di Permesso di Ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi denominata d33 G.R.-AG, ubicata nell'offshore siciliano, nel Canale di Sicilia al largo di Gela, nella Zona Marina "G" e avente un'estensione di 153,90 kmq.

La denominazione dei vertici del Permesso di Ricerca è riportata in **Figura 3-1**, mentre in **Tabella 3-1** sono riportate le coordinate geografiche dei vertici.

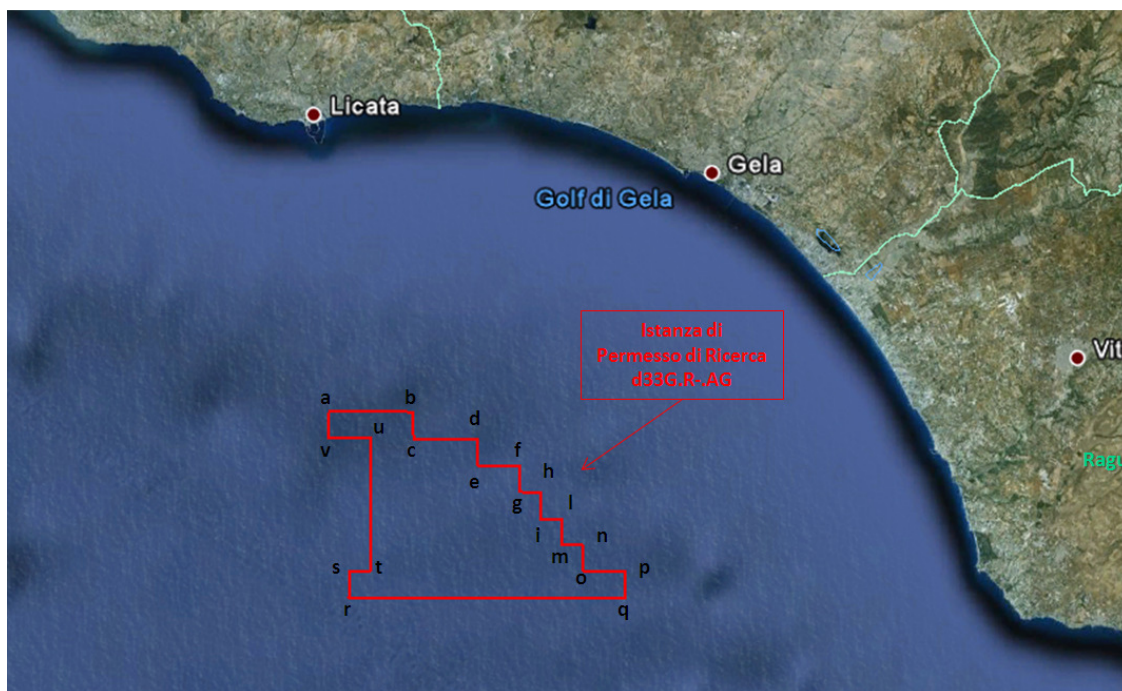



Figura 3-1: denominazione dei vertici dell'istanza di Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG

Tabella 3-1: coordinate geografiche dei vertici dell'area di Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG					
Vertice	Longitudine (E)	Latitudine (N)	Vertice	Longitudine (E)	Latitudine (N)
a	13°57'	36°55'	m	14°08'	36°50'
b	14°01'	36°55'	n	14°09'	36°50'
c	14°01'	36°54'	o	14°09'	36°49'
d	14°04'	36°54'	p	14°11'	36°49'
e	14°04'	36°53'	q	14°11'	36°48'
f	14°06'	36°53'	r	13°53'	36°48'
g	14°06'	36°52'	s	13°58'	36°49'
h	14°07'	36°52'	t	13°59'	36°49'
i	14°07'	36°51'	u	13°59'	36°54'
l	14°08'	36°51'	v	13°57'	36°54'

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 2 di 39
---	--------------------------	---	-------------------------------

### 3.1.1 Programma lavori

Le attività in programma nell'area dell'Istanza di Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG, così come da nota integrativa del 14/01/2011, si articoleranno in tre fasi distinte:

- **Prima fase: studi G&G e rielaborazione di dati sismici esistenti.** Saranno condotti studi geologici-geofisici e la rielaborazione di circa 80 km di dati sismici esistenti per la ricostruzione strutturale dell'area e per l'individuazione di strutture di interesse minerario.
- **Seconda fase: acquisizione sismica.** Sarà condotta una nuova campagna di acquisizione sismica 3D<sup>(\*)</sup> di circa 100 kmq per coprire l'area di interesse.

*(\*) Poiché all'istanza oggetto del presente Studio (d33 G.R.-AG) risulta essere adiacente l'istanza di permesso d28 G.R.-AG (per la quale è avviata analogo procedura di Valutazione di Impatto Ambientale), la proposta originale è stata elaborata in modo da consentire il progetto e la pianificazione di un unico intervento di acquisizione sismica per le due aree.*

*Questa ipotesi, che porta ad un'unica proposta di acquisizione sismica 3D per l'Istanza oggetto del presente Studio (d33 G.R.-AG) e per l'istanza d28 G.R.-AG, è supportata da:*

- *analogia di contesto geologico-minerario delle due aree e di situazione operativa;*
  - *possibilità di ottimizzazione dei parametri tecnici con l'esecuzione di un unico rilievo;*
  - *ottenimento di un dato con caratteristiche interpretative intrinsecamente superiori anche per l'Istanza d33 G.R.-AG;*
  - *ottimizzazione dell'efficienza operativa con un più efficace utilizzo degli investimenti;*
  - *minor impatto complessivo con la progettazione e realizzazione di un rilievo per le due aree.*
- **Terza fase: perforazione di un pozzo esplorativo.** Sulla base dei risultati dell'interpretazione dei dati geologici e geofisici che saranno condotti nelle fasi precedenti, potrà essere perforato un pozzo esplorativo della profondità di circa 1.600 m. Il pozzo esplorativo, una volta programmato e ubicato, sarà sottoposto alle autorizzazioni di legge (autorizzazione da parte dell'ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia competente, previa Valutazione di Impatto Ambientale).

In base al programma lavori presentato, le attività relative all'elaborazione di studi geologici-geofisici e alla reinterpretazione di dati sismici esistenti non prevedono operazioni in campo nell'area dell'Istanza di Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG.

Le uniche attività che saranno eseguite nell'area dell'istanza del Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG saranno quelle relative alla campagna di acquisizione sismica 3D e all'eventuale e successiva perforazione di un pozzo esplorativo.

Come già anticipato, per ottimizzare i parametri tecnici del rilievo, l'efficienza operativa e l'investimento, la fase di acquisizione sismica in progetto coprirà contestualmente sia l'area dell'Istanza di Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG oggetto del presente Studio, sia l'area del Permesso di Ricerca d28 G.R.-AG, confinante a Sud, per il quale eni s.p.a. divisione e&p ha prodotto apposita istanza che, a sua volta, sarà sottoposta a specifica procedura di Valutazione di Impatto Ambientale. Pertanto, i mezzi e le attrezzature impiegate per svolgere la campagna di acquisizione sismica saranno gli stessi per entrambe le istanze di permesso di ricerca d33 G.R.-AG e d28 G.R.-AG. Le aree di prospezione interesseranno anche superfici



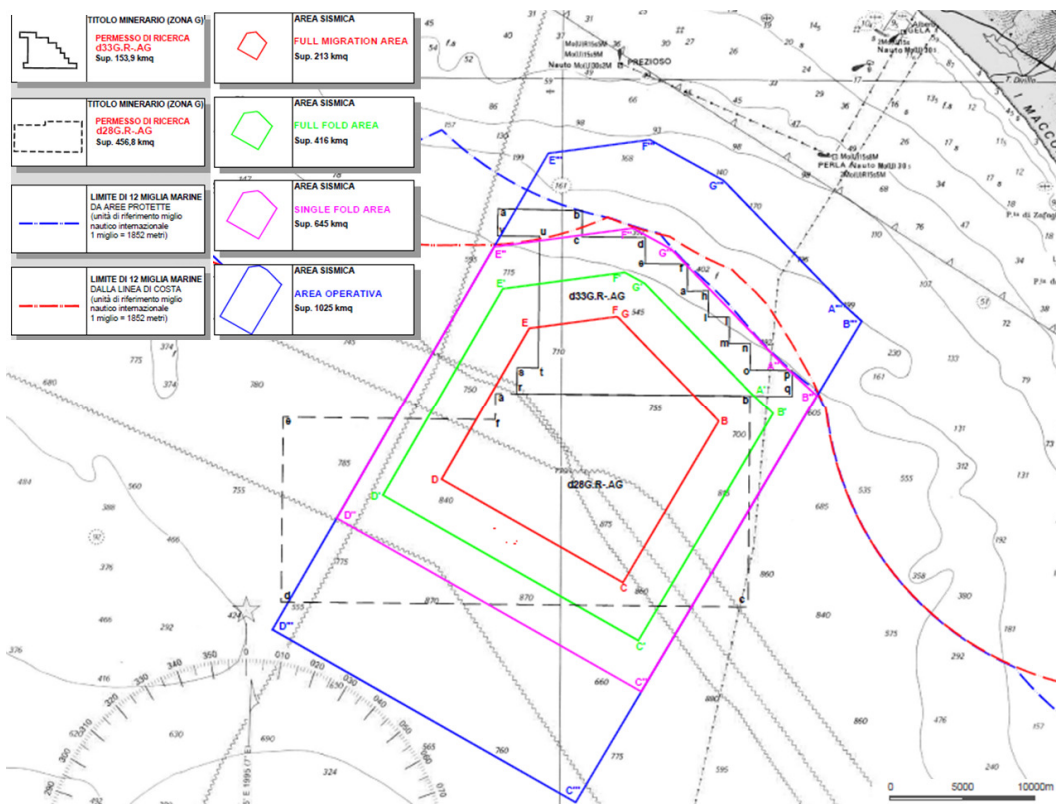
poste all'esterno dei permessi di ricerca, in maniera tale da poter garantire una copertura adeguata del rilievo geofisico così come previsto dal Decreto Direttoriale 22 marzo 2011.

Il presente Studio di Impatto Ambientale è incentrato principalmente sulle attività di acquisizione sismica 3D in quanto l'eventuale perforazione di un pozzo esplorativo sarà sottoposta a successiva procedura di Valutazione di Impatto Ambientale e, pertanto, le attività di perforazione saranno esaminate nel dettaglio in un apposito Studio di Impatto Ambientale. Tuttavia, per completezza di trattazione, al fine di fornire informazioni complessive sulle attività riportate nel programma lavori dell'Istanza, nel presente Studio saranno fornite le informazioni di base relative alle attività di perforazione di un pozzo esplorativo offshore.


A seguito della fase esplorativa, in caso di esito positivo dell'accertamento minerario e di economicità del giacimento, si provvederà al sollecito sfruttamento del giacimento nei tempi e nei modi più opportuni. Le eventuali attività di messa in produzione del pozzo saranno oggetto di specifica procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi della normativa vigente.

### 3.1.2 Individuazione delle aree definite dal programma di acquisizione sismica

Nella **Figura 3-2** e in **Allegato 3.1** sono mostrate le aree definite dal programma di acquisizione sismica e nella **Tabella 3-2** sono riportate le coordinate dei vertici delle stesse espresse nel Sistema di Riferimento Gauss Boaga.



**Figura 3-2: area complessiva del rilievo sismico (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p – elaborazione AECOM Italy)**


 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 4 di 39
---	--------------------------	---	-------------------------------

<b>Tabella 3-2: coordinate geografiche dei vertici delle aree definite dal programma di acquisizione sismico</b>		
<b>Vertici Area Sismica</b>	<b>Est</b>	<b>Nord</b>
<b>Area di piena migrazione (sup. 213 km<sup>2</sup>)</b>		
B	2441988.22	4071256.39
C	2435265.00	4059952.00
D	2422538.00	4067176.00
E	2428695.06	4077809.82
F	2434812.91	4078628.02
G	2434952.70	4078550.69
<b>Area di piena copertura (sup. 416 km<sup>2</sup>)</b>		
A1	2444201.65	4073282.92
B1	2445801.53	4071799.17
C1	2436340.72	4055891.82
D1	2418425.62	4066060.65
E1	2426837.08	4080588.04
F1	2435397.70	4081732.94
G1	2436799.15	4080957.70
<b>Area di copertura singola (sup. 645 km<sup>2</sup>)</b>		
A2	2446302.91	4075425.74
B2	2448869.65	4073045.31
C2	2436546.59	4052325.38
D2	2415182.93	4064451.65
E2	2426231.62	4083533.77
F2	2435982.48	4084837.86
G2	2438645.60	4083364.71
<b>Area operativa (sup. 1025 km<sup>2</sup>)</b>		
A3	2450505.43	4079711.38
B3	2452014.24	4078303.68
C3	2431945.10	4044588.48
D3	2410673.09	4056662.73
E3	2430030.79	4090095.31
F3	2437152.04	4091047.70
G3	2442338.49	4088178.73

L'area del rilievo sismico nel complesso sarà costituita dalle seguenti aree che, in ordine crescente di dimensioni, si possono distinguere, rispettivamente in (cfr. **Figura 3-2**):

- **Area di piena migrazione (full migration area):** superficie all'interno della quale, in base alla modellizzazione geologico-geofisica del sottosuolo eseguita e alle caratteristiche di progettazione del rilievo, il segnale sismico registrato potrà essere correttamente elaborato attraverso

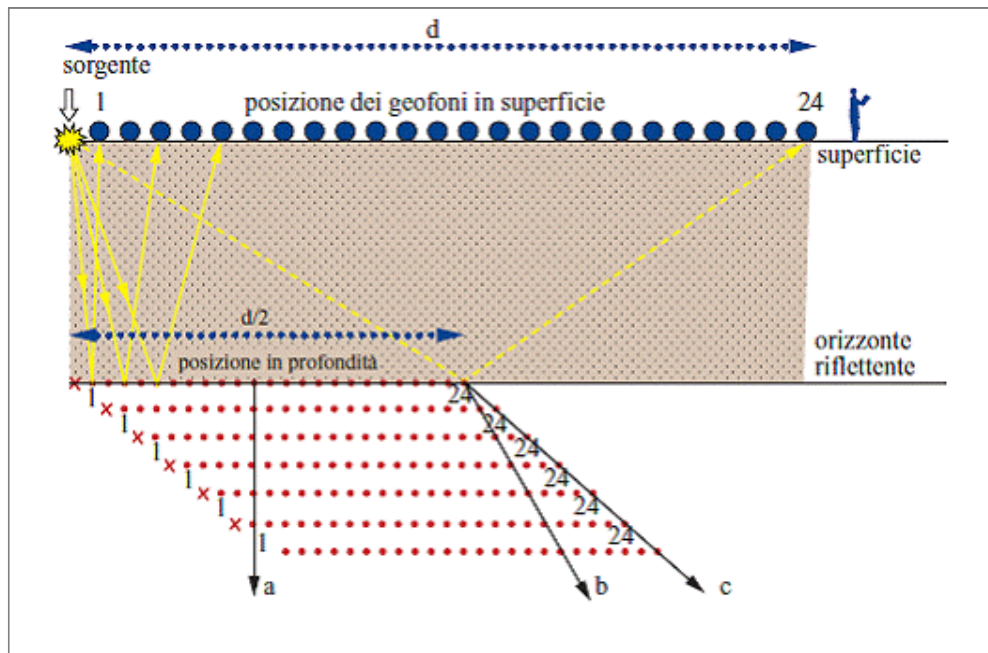


 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 5 di 39
---	--------------------------	---	-------------------------------

l'algoritmo della migrazione, con l'obiettivo della corretta ricostruzione spaziale degli orizzonti pendenti.

- **Area di piena copertura** (*full fold area*): superficie all'interno della quale, in base alle caratteristiche di progettazione geometrica di energizzazione/registrazione del rilievo, l'illuminazione multipla (copertura) di ciascun punto in profondità (CDP) soddisfa il limite nominale del progetto (cfr. **Figura 3-3**).
- **Area di copertura singola** (*single fold area*): superficie all'interno della quale per ciascun punto in profondità si registra almeno una traccia sismica.
- **Area operativa**: superficie all'interno della quale la nave effettua delle manovre di posizionamento e preparazione all'esecuzione delle linee sismiche

A livello operativo le aree di piena migrazione e di piena copertura sono del tutto equivalenti all'area di copertura singola, la classificazione è di carattere geofisico ed è relativa alla molteplicità dell'illuminazione multipla (copertura) di ciascun punto in profondità (Common Depth Point, CDP) (cfr. **Figura 3-3**).



**Figura 3-3: principio dell'illuminazione multipla (piena copertura) della sottosuperficie (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)**

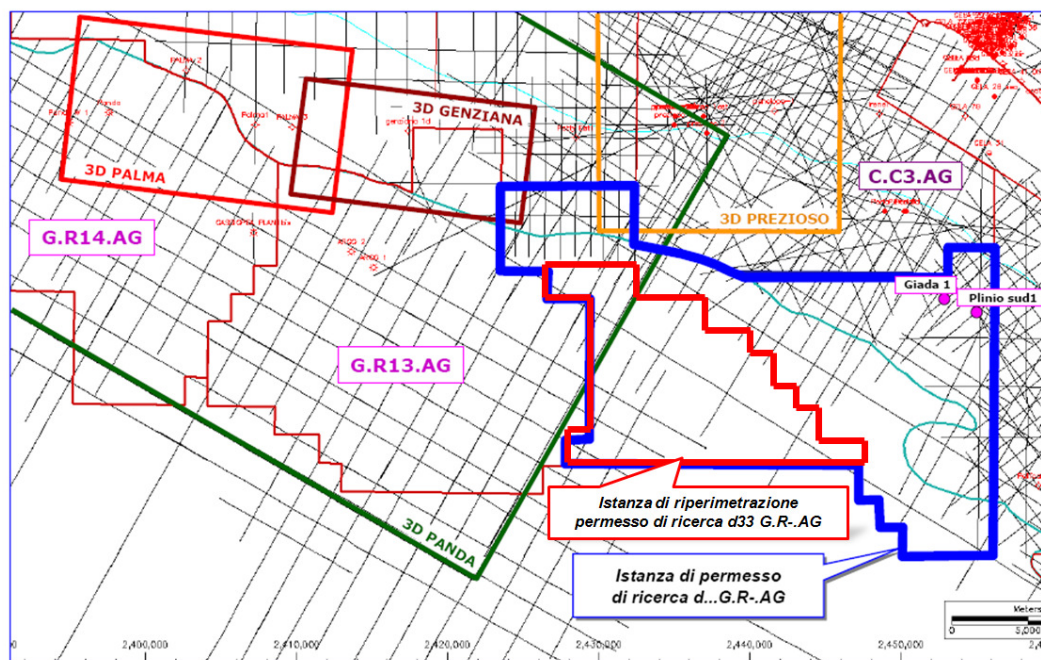
Nella **Figura 3-2** sono anche mostrate le linee delle 12 miglia marine di distanza dalla costa e dalle aree protette. Le aree in cui si effettua l'energizzazione/registrazione del rilievo sono le aree di piena migrazione, di piena copertura e di copertura singola che si collocano esternamente alle linee di delimitazione delle 12 miglia dalla costa e dalle aree protette. L'unica area che si estende all'interno del confine di rispetto delle 12 miglia marine è solamente l'area operativa, in cui non vengono effettuate né energizzazioni né registrazioni.



### 3.1.3 Lavori progressi

L'area interessata dall'Istanza di permesso di ricerca d33 G.R.-AG ricade in una parte dell'offshore siciliano che, a fronte di un tema di ricerca provato e di precedenti attività esplorative, si ritiene solo parzialmente investigata e quindi caratterizzata ancora oggi da un significativo potenziale minerario.

Nell'area dell'Istanza sono stati acquisiti per conto di eni, nel corso degli ultimi decenni, diversi rilievi sismici, gravimetrici e magnetometrici. Il grid sismico in possesso di eni nell'area in oggetto è costituito da circa 400 km di linee sismiche 2D (cfr. **Figura 3-4**).



**Figura 3-4: attività pregresse nell'area dell'istanza del permesso di ricerca d33 G.R.-AG (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p - elaborazione AECOM Italy per ripermetrore dell'area dell'Istanza)**

Come si evince dalla **Figura 3-4**, nell'area dell'Istanza di Permesso di Ricerca d33.G.R.-AG (nuova ripermetrore) ricade una porzione marginale del rilievo sismico 3D "Panda", mentre esternamente ad essa sono stati effettuati i rilievi sismici 3D "Prezioso" e 3D "Genziana".

I dati sismici esistenti costituiscono l'elemento più importante per la definizione delle zone più prospettive e dovranno essere integrati in futuro con nuovi dati tecnologicamente all'avanguardia.

Inoltre, sempre all'esterno dell'area dell'Istanza d33 G.R.-AG (nuova ripermetrore), in direzione Nord-Est, sono stati perforati in passato i pozzi Giada 1 e Plinio Sud 1.

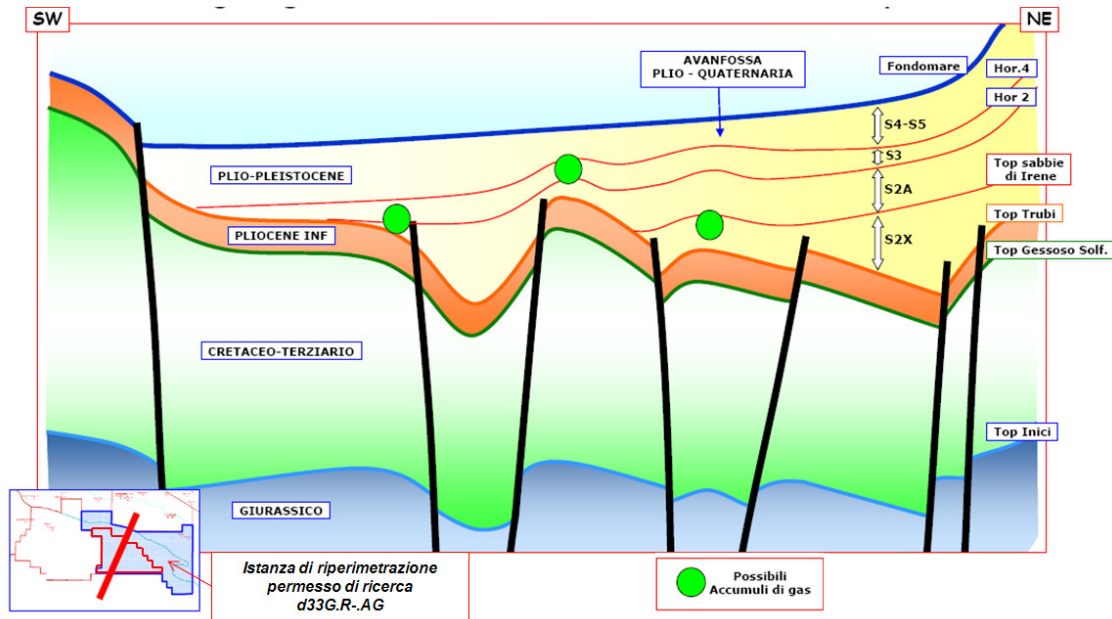
Il sondaggio esplorativo Giada 1 è stato perforato da Agip nel 1981 e ha raggiunto la profondità finale di 2569 m. Il pozzo, terminato nella F.ne Liassica Inici (già F.ne Siracusa), è risultato sterile.

Il sondaggio esplorativo Plinio Sud 1 è stato perforato da Agip e Deutsche Shell nel 1981 e ha raggiunto la profondità finale di 4332 m. il pozzo, terminato nella F.ne Triassica Sciacca (già F.ne Gela), è risultato sterile.



### 3.1.4 Obiettivi minerari

Nell'area dell'istanza di permesso di ricerca d33 G.R.-AG il principale tema esplorativo è la ricerca di gas biogenico nei livelli porosi delle sequenze stratigrafiche clastiche del Plio-Pleistocene (cfr. **Figura 3-5**).



**Figura 3-5: sezione geologica schematica attraverso l'area dell'istanza di permesso (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p - elaborazione AECOM Italy per riperimetrazione dell'area dell'Istanza)**

La presenza di gas biogenico in accumuli significativi è stata verificata dalle attività di perforazione e dalle prove di produzione eseguite per i pozzi Panda 1, Panda W 1, Argo 1, Argo 2, Cassiopea 1 dir, ubicati nei permessi G.R13.AG e G.R14.AG che si trovano ad Ovest dell'Istanza per il Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG oggetto del presente Studio.


Il tema di ricerca secondario è a olio, da ricercarsi principalmente nei reservoir del Triassico superiore (F.ne Sciacca) e del Lias (F.ne Inici).

Visti gli studi eseguiti negli ultimi anni da eni e l'esperienza acquisita dalla JV eni/Edison negli adiacenti permessi G.R13.AG e G.R14.AG, si ritiene che l'area per la quale si presenta l'Istanza d33.G.R.-AG posseda un concreto interesse per l'esplorazione mineraria con temi a gas biogenico e a olio.

Sono inoltre in fase di esecuzione avanzata gli studi di fattibilità per lo sviluppo dei giacimenti a gas di Panda-Argo-Cassiopea, scoperti nell'area degli adiacenti permessi G.R13.AG e G.R14.AG dalla stessa J.V. eni e Edison che, attraverso le future facilities che verranno installate per la produzione del gas di questi giacimenti, permetteranno di valorizzare le potenzialità minerarie del tema a gas anche nell'area oggetto della presente Istanza.

### 3.1.5 Rocce madri

Per quanto riguarda il tema principale a gas negli orizzonti plio-quadernari, gli studi geochimici effettuati hanno verificato positivamente la possibilità di una consistente generazione di gas biogenico dai livelli argillosi torbiditici che si trovano alternati ai livelli sabbiosi e siltosi che fungono da potenziali reservoir. I

 <p><b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b></p>	<p>Data Febbraio 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b></p>	<p>Capitolo 3 Pag. 8 di 39</p>
--	-----------------------------------	--	--

risultati degli studi sono stati confermati dagli importanti ritrovamenti a gas biogenico effettuati dai pozzi Panda 1, Panda W 1, Argo 1, Argo 2, Cassiopea 1 dir a partire dal 2002 e fino al 2008.

Per il tema secondario a olio nei carbonati mesozoici la roccia madre principale è ritenuta essere la F.ne Noto, con contributo variabile dalle sequenze argillose retiche della F.ne Streppenosa.

Gli studi geochimici eseguiti nell'area del Plateau Ibleo forniscono per la F.ne Noto indicazioni di roccia madre di buona qualità, attualmente matura ed in grado di produrre principalmente idrocarburi liquidi. La materia organica, concentrata principalmente nei livelli argillosi, è caratterizzata da Kerogene di tipo II, derivato da un mixing di materia organica marina e continentale. Il valore di TOC medio è pari a 1-2%, mentre il Potenziale Petrolifero medio è 2-5 kg Hc/Ton di roccia.

Gli studi geochimici forniscono inoltre per la F.ne Streppenosa, soprattutto per la sua porzione inferiore di età retica, indicazioni di discreta roccia madre, attualmente matura ed in grado di generare idrocarburi liquidi e gassosi. La materia organica è caratterizzata da un Kerogene di tipo III, di derivazione prevalentemente continentale, con TOC medio 0,3-1% e Potenziale Petrolifero 0,3-1,5 kg Hc/ton di roccia. Le scarse caratteristiche naftogeniche di questa formazione sarebbero compensate dai notevoli spessori della formazione stessa.

Si sottolinea che l'area interessata dall'Istanza d33.G.R.-AG ricade nella zona ove è presente la roccia madre costituita dalle argille della F.ne Noto. In questa zona gli idrocarburi generati possono essere intrappolati dopo una breve migrazione verticale. Bisogna considerare inoltre che è stata verificata dagli studi geochimici nelle aree adiacenti anche la presenza di oli migrati dal bacino della F.ne Streppenosa, per i quali vanno compresi ed individuati i percorsi di migrazione verso le possibili trappole.

### **3.1.6 Rocce di copertura**

Per quanto riguarda il tema principale a gas biogenico negli orizzonti plio-quadernari, le rocce di copertura per gli intervalli mineralizzati sono date dai livelli d'argilla interposti tra gli eventi sabbiosi e siltosi. Essi costituiscono contemporaneamente sia la roccia madre che la copertura.

Per il tema secondario a olio la copertura è costituita dalle facies argillose della F.ne Streppenosa, che nel Giurassico inferiore si depose con una vasta trasgressione sulla piattaforma carbonatica della F.ne Sciacca. Anche le sequenze argillose della F.ne Noto possono fungere da copertura per i livelli mineralizzati nella stessa F.ne Noto e per la F.ne Sciacca.


## **3.2 DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA DI RICERCA MINERARIA**

Fra i metodi utilizzati nella ricerca idrocarburi il più importante è quello sismico (riflessione e rifrazione) che si basa sui diversi tempi di propagazione (velocità, frequenze, assorbimenti, ecc.) delle onde elastiche nei vari tipi di rocce.

Il metodo sismico a riflessione è, tra tutti i metodi geofisici, il rilevamento più diffuso; i principi si basano sulla generazione artificiale di un impulso che provoca nel terreno la propagazione di onde elastiche che si trasmettono in ogni direzione. In corrispondenza di superfici di discontinuità e di separazione tra ammassi rocciosi con differenti caratteristiche meccaniche, le onde subiscono deviazioni con conseguenti rifrazioni e riflessioni.

Quando le onde tornano in superficie, vengono captate mediante sensori (geofoni o idrofoni) e registrate mediante apposite apparecchiature.

Si procede poi all'elaborazione dei dati così acquisiti ed alla loro interpretazione.

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 9 di 39
---	--------------------------	---	-------------------------------

In tutte le varianti di questo metodo è necessaria una sorgente di energia che emette onde elastiche ed una serie di sismografi che ricevono le onde riflesse. Nell'acqua l'onda elastica si propaga decrescendo molto rapidamente in ampiezza con l'aumentare della distanza dal punto di emissione.

### 3.2.1 Metodo di acquisizione sismica in ambiente marino

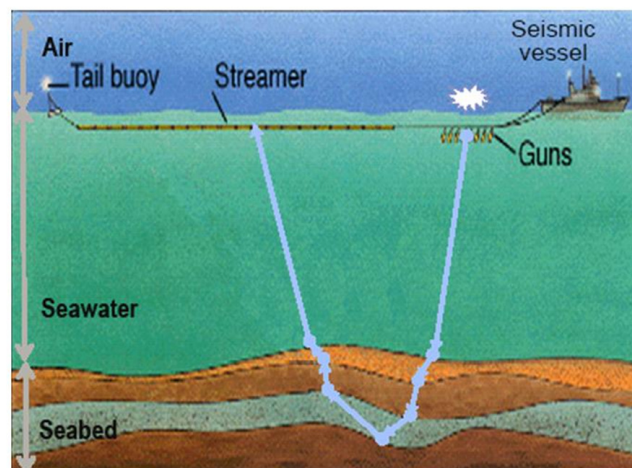
I dati riportati nel presente Capitolo sono quelli caratteristici di rilievi sismici 3D eseguiti in mare con tecnologia *streamer*.

Le operazioni di acquisizione dei dati sismici a mare prevedono almeno le seguenti componenti principali:


- Una **nave**, a bordo della quale sono installate tutte le apparecchiature per la registrazione ed una prima elaborazione dei segnali sismici;
- Un **sistema di energizzazione**, costituito dalle sorgenti di energia elastica ("*air gun*")
- Un **sistema di rilevamento**, costituito dai cavi (*streamers*) all'interno dei quali sono contenuti gli idrofoni.

La prima fase delle operazioni prevede lo stendimento a mare (e non sul fondale) dei cavi di registrazione (*streamers*) e delle sorgenti (*air gun*) posizionati a poppa della nave sismica; successivamente, quando i cavi sono totalmente stesi, si procede alla registrazione. La nave avanza lungo delle linee rette all'interno dell'area del rilievo ad una velocità di crociera costante di 4-6 nodi e viaggia lungo direzioni rettilinee prestabilite, finché non saranno acquisiti tutti i dati lungo le linee pianificate.

Nel caso di rilievi 3D e seguiti con la tecnologia *streamer* (così come previsto nel programma lavori del Permesso d33 G.R.-AG) mentre la nave procede, l'emissione di energia avviene alternativamente tra più sorgenti a disposizione, ad intervalli di tempo costante e secondo una sequenza di energizzazione predefinita; ad ogni energizzazione si effettua contemporaneamente la registrazione su più cavi a disposizione. Le onde sonore generate viaggiano attraverso l'acqua fino al fondale marino e poi attraversano gli strati sottostanti dove possono essere riflesse e tornare in superficie. Le onde riflesse sono poi captate dagli strumenti di registrazione (idrofoni) racchiusi negli *streamers* che li convertono in segnali elettrici che saranno poi trasmessi alla nave dove saranno registrati. La struttura del fondale marino e dei suoi strati sottostanti viene poi ricavata analizzando i segnali ricevuti e registrati (cfr. **Figura 3-6**).



**Figura 3-7: schema generale del metodo di acquisizione sismica con "air gun" e "streamer"**  
 (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 10 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

Una configurazione di acquisizione sismica 3D molto semplice può essere quella che utilizza 2 sorgenti (*air gun*) per 8 cavi (*streamer*) e che consente l'acquisizione di linee singole in sottosuperficie che coprono una striscia di circa 1.000 metri di larghezza.

In alternativa, sono possibili acquisizioni sismiche che prevedono l'impiego di 10 o 12 cavi (*streamer*), che coprono aree più ampie, riducendo quindi il percorso complessivo che la nave deve effettuare. Le decisioni in questo senso sono operate appena prima di procedere al rilievo, in funzione di elementi esterni che influenzano la libertà di operazione della nave.

Nella successiva **Figura 3-8** è riportata, a titolo esemplificativo, un'immagine relativa allo svolgimento dell'acquisizione sismica a mare 3D con l'utilizzo di una nave sismica che traina più *streamers* distanziati di 50-100 m.




**Figura 3-8: esempio di campagna sismica a mare 3D (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)**

Il programma di acquisizione sismica previsto per il Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG è descritto nel successivo **paragrafo 3.3**.

### **3.2.2 Mezzi navali utilizzati**

Come già anticipato, le navi per ricerca geofisica (cfr. **Figura 3-9**) trasportano a bordo tutte le apparecchiature necessarie per l'acquisizione sismica e, nello specifico:

- i cavi di registrazione ("*streamer*"), contenenti gli idrofoni, avvolti su bobine;
- le sorgenti di energia elastica ad aria compressa ("*air-gun*");
- gli impianti necessari per la generazione dell'impulso elastico in mare (compressori e linee di distribuzione);

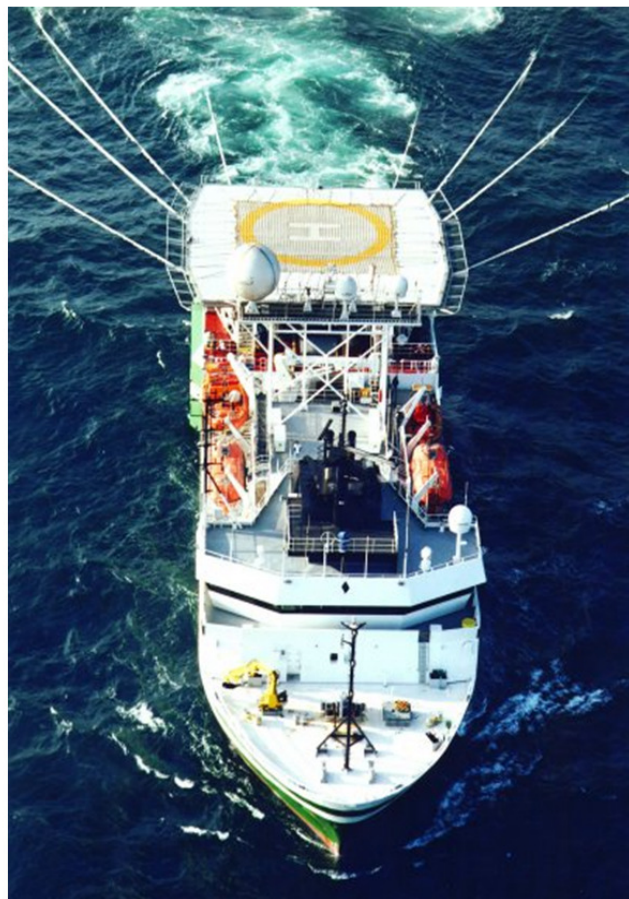
 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 11 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

- i sistemi di prima elaborazione dei segnali sismici;
- la sala di controllo per la gestione dell'apparecchiatura utilizzata per l'acquisizione;
- la strumentazione di posizionamento globale in continuo della nave.


A bordo sono presenti anche le strutture per gli alloggi dell'equipaggio, gli strumenti di bordo, un mini eliporto e la scorta di carburante per garantire l'autonomia del natante. Alcune navi sismiche sono dotate di inceneritore, per l'incenerimento dei rifiuti prodotti a bordo della nave.

Le navi hanno mediamente lunghezza da 70 a 100 m e pescaggio variabile, in funzione delle aree di operazione, da un minimo di 1,5 m fino ad un massimo di 6-7 m e sono dotate di autonomia operativa elevata fino a 30-40 gg. Sono appositamente progettate con propulsori ed eliche atte ad assicurare una bassa rumorosità, condizione necessaria a mantenere un adeguato rapporto segnale/disturbo durante la registrazione dei dati.

Tali navi sono equipaggiate con strumentazione tecnologicamente all'avanguardia comprendente il radar, la girobussola, l'ecoscandaglio, il radio posizionamento e il posizionamento satellitare diretto (GPS).



**Figura 3-9: esempio di nave per ricerca geofisica impegnata in un rilievo sismico 3D con una configurazione a otto cavi (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)**

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 12 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

La nave, durante le operazioni di registrazione dei dati, mantiene una velocità di crociera costante di 4-6 nodi e generalmente viaggia lungo direzioni rettilinee prestabilite. Il mezzo navale è sempre assistito da mezzi appoggio (cfr. **Figura 3-10**) con la funzione di monitorare l'area delle operazioni, garantire la sicurezza di navigazione e segnalare la presenza di un cavo a traino ad eventuali natanti incrocianti nella zona delle attività e, conseguentemente, a dare l'immediato "via libera" a fine lavori.



**Figura 3-10: esempio di nave di supporto per sismica (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)**

La nave sismica, data la sua bassa manovrabilità ha, grazie alle leggi internazionali sulla navigazione, priorità di manovra rispetto alle altre navi che non sono nella medesima condizione.

Il personale a bordo è tenuto a rispettare strettamente i piani e le norme di sicurezza predisposte ed è obbligato, inoltre, a prendere parte a periodiche esercitazioni che verificano l'efficienza e la risposta in caso di emergenza.

All'inizio della campagna sismica è richiesta l'emissione degli avvisi ai naviganti dopo aver concordato, con le Autorità Militari e le Capitanerie di Porto interessate, il periodo e la zona di lavoro delle navi impegnate nei rilievi in funzione dei vincoli legati ad attività militari e/o di pesca.

### **3.2.3 Caratteristiche delle attrezzature impiegate**

#### **3.2.3.1 Tipologia della sorgente di onde elastiche - "air gun"**

L'"air gun" è la sorgente di energia maggiormente utilizzata per i rilievi sismici marini e consente di generare energia a bassa intensità così da garantire le condizioni di maggior rispetto del contesto marino interessato.

Per generare un fronte di onde elastiche, l'"air gun" utilizza l'espansione nell'acqua di un volume di aria compressa generata da compressori a bordo della nave.

L'aria viene immessa in una camera ricavata in speciali cilindri metallici da cui, con un sistema ad impulso elettrico, viene liberata nell'acqua. L'espansione provoca l'oscillazione delle particelle d'acqua circostante generando un fronte di onde elastiche che si trasmettono secondo superfici sferiche concentriche.

Il principio di funzionamento dell'"air gun" è schematicamente illustrato in **Figura 3-11**.



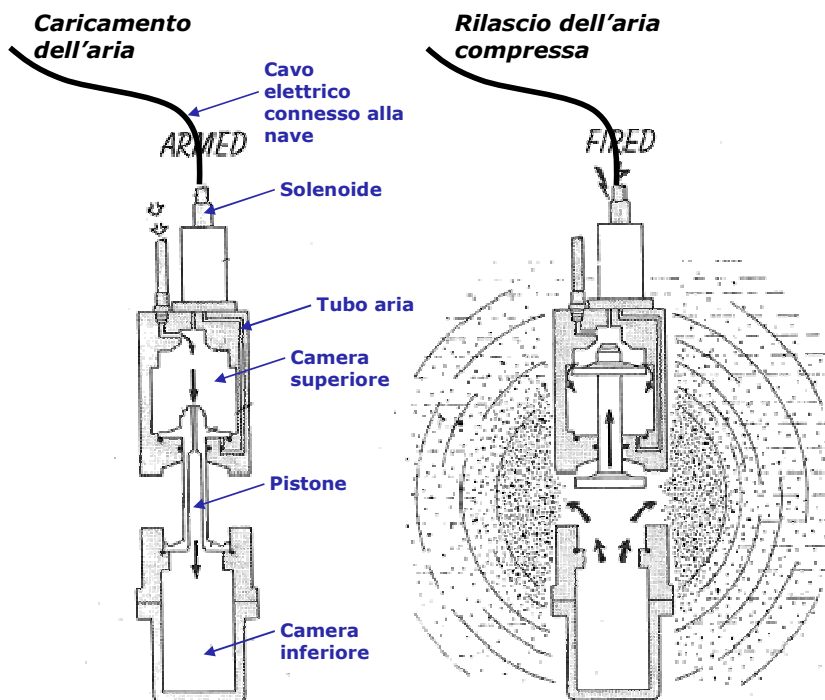


Figura 3-11: caratteristiche costruttive e funzionali di un "air gun" (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)

Generalmente vengono impiegate configurazioni composte da un certo numero di elementi denominate "Gun Array" (cfr. Figura 3-12).

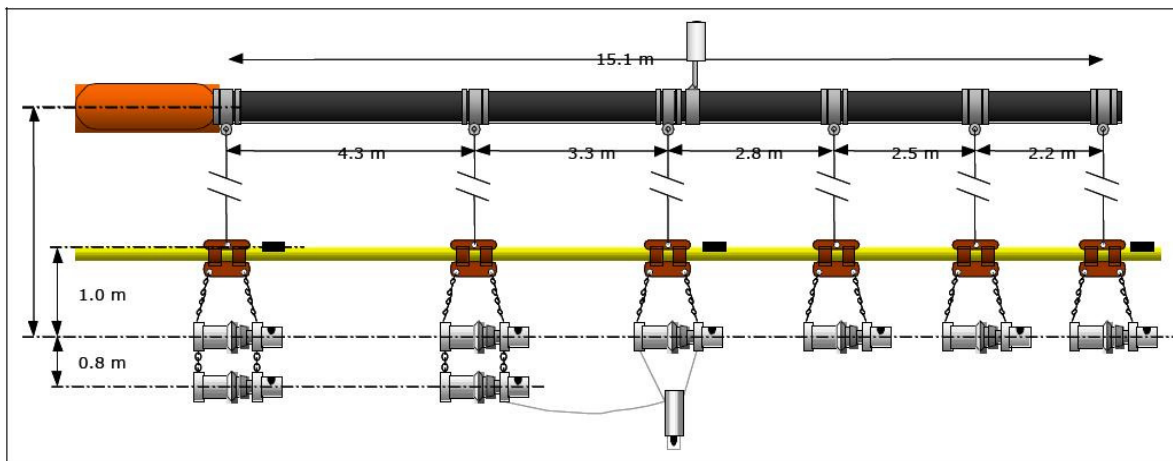



Figura 3-12: esempio di configurazione di una sorgente multipla di "air gun" (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)

In generale la volumetria totale degli "Array" può variare da un minimo di 10 dm<sup>3</sup> ad un massimo di 40 dm<sup>3</sup> ad una pressione di entrata del sistema di circa 140 kg/cm<sup>2</sup> (circa 2000 PSI). L'ingombro degli Array può variare da circa 60 m<sup>2</sup> a 250 m<sup>2</sup>.

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 14 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

### 3.2.3.2 Tipologia delle attrezzature di rilevamento - "idrofoni"

Gli idrofoni sono i ricevitori delle onde elastiche di ritorno (riflessioni) utilizzati nei rilievi marini.

Tecnicamente si tratta di trasduttori piezoelettrici assemblati in gruppi e racchiusi nel cavo di registrazione (*streamer*) trainato dalla nave. Ciascun gruppo è composto mediamente da 10-20 idrofoni i quali trasformano il segnale delle onde elastiche di ritorno in analogo segnale elettrico. Tale segnale, amplificato, filtrato e digitalizzato, viene registrato su nastro magnetico per mezzo dell'apparecchiatura di registrazione posta a bordo della nave.

### 3.2.3.3 Cavo di registrazione - "streamer"

Lo *streamer* è il cavo più comunemente usato nella ricerca geofisica marina ed è in sostanza un cavo galleggiante in acqua in equilibrio indifferente. Esso è costituito fisicamente da un tubo trasparente di neoprene con diametro medio da 5 a 8 cm, all'interno del quale sono contenuti i sensori (idrofoni), opportunamente distanziati, e i circuiti elettrici di collegamento. L'alimentazione elettrica nello *streamer* è a bassa tensione (12-24 Volt) e la struttura è costituita da funi di acciaio di 4-5 mm di diametro.

I più comuni *streamer* hanno una lunghezza di 3.000-6.000 metri (ma esistono anche cavi lunghi 12.000 metri per applicazioni speciali) e in generale sono costituiti da:

- *cavo di traino*: è costituito da un unico tronco di acciaio circondato dai conduttori che collegano gli idrofoni al registratore di bordo ed è rivestito di neoprene; la parte di esso che si viene a trovare sotto la superficie del mare è carenata per eliminare gli effetti di turbolenza e le vibrazioni causate dal suo trascinarsi nell'acqua;
- *galleggiante e dispositivo di abbassamento*: mantengono la parte iniziale dello *streamer* ad una determinata profondità di operazione; le loro dimensioni sono determinate dalla lunghezza dello *streamer*;
- *sezione di disaccoppiamento*: ha lo scopo di limitare il rumore dovuto al trascinarsi del cavo di traino e del dispositivo di abbassamento e di ridurre gli effetti di accelerazione e decelerazione dovuti al moto ondoso;
- *sistemi di controllo della profondità*: sono costituiti da alcuni dispositivi sensibili alla pressione idrostatica che, intervallati lungo il cavo, monitorano la profondità richiesta;
- *bussole magnetiche*: sono poste ad intervalli regolari lungo il cavo di registrazione e servono per controllare l'allineamento dello stesso alla direzione di acquisizione;
- *boa luminosa di segnalazione*, collegata alla parte finale del cavo di registrazione, sulla quale è montato un riflettore radar che viene utilizzato per mantenere visibile in superficie la posizione terminale del cavo e se essa sia allineata alla direzione di acquisizione in modo attivo + passivo (ricevitore GPS sulla boa + radar) o passivo (solo tramite radar).



**Figura 3-13: poppa di una nave per ricerca geofisica con gli stabilizzatori di profondità e le boe**  
(Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)

Nel corso dell'acquisizione dei dati, lo *streamer* deve mantenersi costantemente alla stessa profondità (da 5 a 15 m) e deve essere allineato secondo la direzione di rilevamento stabilita.


#### *3.2.3.4 Sistema di registrazione*

I segnali ricevuti dai sensori posti lungo il cavo vengono opportunamente amplificati, filtrati e digitalizzati e, quindi, trasmessi telemetricamente al sistema di registrazione che è sempre localizzato a bordo della nave. I sistemi attualmente in uso per la ricerca marina sono digitali e hanno la capacità di campionare il dato acquisito ogni 1, 2 o 4 millisecondi in funzione delle necessità del rilievo.

I dati a bordo vengono registrati su nastro magnetico, integrati con il posizionamento e sono soggetti a una verifica di qualità per poi essere spediti per l'elaborazione finale nei centri di elaborazione dedicati a terra.

### **3.3 PROGRAMMA DI ACQUISIZIONE SISMICA 3D PREVISTO PER IL PERMESSO DI RICERCA D33 G.R.-AG**

Come già anticipato, per ottimizzare i parametri tecnici del rilievo, l'efficienza operativa e l'investimento, il programma di acquisizione sismica si svilupperà su un'area che comprenderà due Istanze di Permesso di

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 16 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

Ricerca: l'area dell'Istanza in esame (Istanza di Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG) e la limitrofa area relativa all'Istanza di Permesso di Ricerca d28 G.R.-AG, ubicata a Sud dell'Istanza in esame (cfr. **Figura 3-2 e Allegato 3.1**).

I dati disponibili si riferiscono al programma di acquisizione sismica complessivo. I dati specifici relativi all'area dell'Istanza di Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG sono stati stimati sulla base della superficie dell'area dell'Istanza ricadente nell'area del rilievo sismico.

Per la definizione delle caratteristiche del giacimento, è stata individuata una direzione preferenziale per la realizzazione dell'energizzazione con azimuth pari a 30°/210° rispetto alla linea di costa.

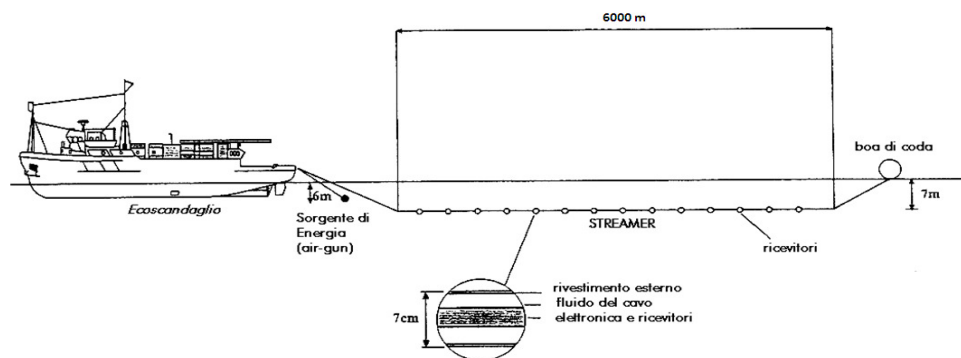
Le attività in programma nell'area del rilievo (che copre entrambi i permessi) saranno svolte da una sola nave sismica. La campagna di acquisizione sismica non sarà eseguita in concomitanza con altre acquisizioni sismiche.

La fonte di energia impiegata sarà rappresentata da 2 sorgenti (*air-gun*) costituite ciascuna da un gruppo (*array*) di cannoni con un ingombro che può variare da circa 60 m<sup>2</sup> fino a 250 m<sup>2</sup>.

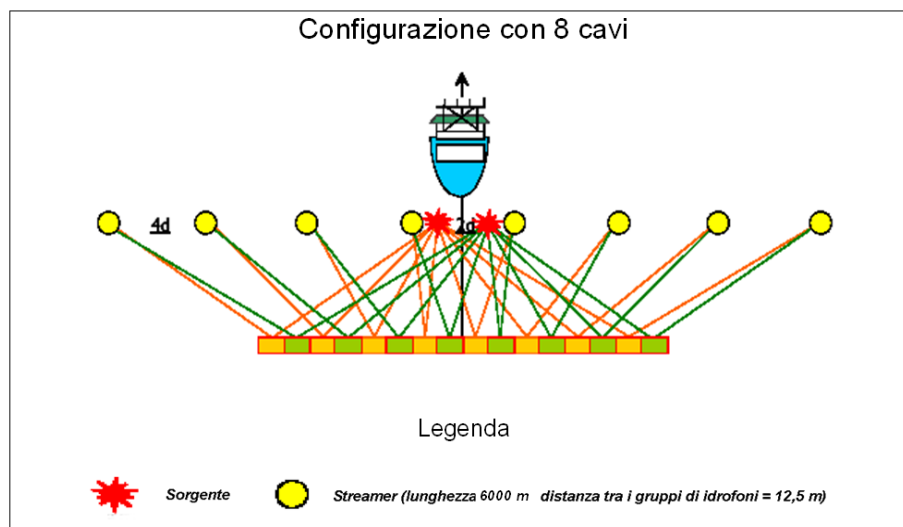
Inoltre, sono previsti minimo 8 *streamers* per la ricezione del segnale acustico di ritorno, ciascuno lungo circa 6000 m e così strutturato:

- i primi 200 metri circa consistono di sezioni elastiche aventi la funzione di ridurre gli effetti dell'accelerazione/decelerazione dovuti prevalentemente al moto ondoso;
- gli ulteriori 200-6.000 m costituiscono la parte principale del cavo con inseriti 480 gruppi di idrofoni per la ricezione del segnale di ritorno;
- all'estremità del cavo di registrazione è agganciata una boa luminosa di segnalazione munita di riflettore radar per l'avvistamento in mare del sistema a traino.

Ciascun cavo sarà trainato ad una profondità tra 7 e 9 m e conterrà 480 gruppi di ricevitori, suddivisi in gruppi distanti tra loro 12,5 m. La distanza prevista tra ciascuno dei cavi sarà 75 m. Il tipo di cavo che si prevede di utilizzare è quello digitale a trasmissione solida, cioè privo di liquidi al suo interno (cfr. **Figura 3-14 e Figura 3-15**).



**Figura 3-14: allestimento della nave sismica (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)**




**Figura 3-15: configurazione con 8 cavi prevista per l'esecuzione dei rilievi (Fonte: eni s.p.a. divisione e&p)**

Nella successiva **Tabella 3-3** si riportano le specifiche tecniche del rilievo sismico 3D che si prevede di condurre nell'area complessiva oggetto di Studio. In particolare, nella tabella sono indicate le caratteristiche delle sorgenti di energizzazione, considerando sia la singola sorgente, che il funzionamento delle 2 sorgenti durante la fase di rilievo.

Gli intervalli di emissione della sorgente sonora saranno ogni 25 m che, considerando n. 2 sorgenti funzionanti alternativamente, si traduce in emissioni ogni 7 secondi.

<b>Tabella 3-3: specifiche tecniche previste delle sorgenti di energizzazione</b>	
<b>Descrizione sorgente singola</b>	
Tipo	Air-gun
Volume	Circa 70 litri (4.000 inch <sup>3</sup> )
Pressione operativa	2000 P.S.I (da 135 a 145 bar)
Pressione in uscita	circa 130 bar x m
Lunghezza <i>sub-array</i>	circa 15-20 m
Larghezza sorgente	circa 15-20 m
N° <i>sub arrays</i>	2-3
N° cannoni per stringa	8-12
Profondità operativa	5-7 m
Intervallo di energizzazione	50 m
<b>Descrizione multi - sorgente</b>	
N. di sorgenti	2
Distanza tra le sorgenti	37.5 m
Intervallo di energizzazione	25 m

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 18 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------


Nella **Tabella 3-4** vengono riepilogate le specifiche tecniche dei cavi di registrazione (*streamer*) utilizzate nella campagna di acquisizione sismica.

<b>Tabella 3-4: specifiche tecniche previste degli streamer</b>	
Numero streamer	Minimo 8
Lunghezza streamer	6.000 m
Interasse streamer	75 m
Tipologia streamer	digitale a trasmissione solida
Profondità di traino	7-9 m
Diametro esterno streamer	Circa 60 mm
Gruppi	480 gruppi
Idrofoni per gruppo	8-10
Interasse gruppo	12,5 m

La direzione che verrà seguita durante il *survey* (con azimuth di 30°/ 210° rispetto alla linea di costa), determina una lunghezza media delle 80 linee da navigare di circa 24 km.

Nella successiva **Tabella 3-5** si riporta una sintesi delle informazioni relative al rilievo sismico previsto sia nell'area complessiva, sia all'interno dell'area dell'Istanza di Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG.

<b>Tabella 3-5: sintesi delle informazioni del rilievo sismico 3D previsto - Istanza di Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG</b>		
<b>Informazioni</b>	<b>Area complessiva rilievo sismico</b>	<b>Area Istanza Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG</b>
Area di piena migrazione ( <i>Full Migration area</i> )	213 km <sup>2</sup>	45.8 km <sup>2</sup>
Area di piena copertura ( <i>Full Fold area</i> )	416 km <sup>2</sup>	93.8 km <sup>2</sup>
Area di copertura singola ( <i>Single fold area</i> )	645 km <sup>2</sup>	142.2 km <sup>2</sup>
Area operativa	1025 km <sup>2</sup>	152.4 km <sup>2</sup>
Streamer	Min. 8 cavi a distanza di 75 m	Min. 8 cavi a distanza di 75 m
Direzione del rilievo (azimuth)	30°/210°	30°/210°
N. di totale di linee (incluso 20% di <i>infilling</i> )	40-50	40-50
Media lunghezza linea	20 Km	6 km
Durata del survey (incluso stand-by)	40 gg	14 gg

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 19 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------


Si evidenzia che allo stato attuale non è possibile definire con precisione i tracciati operativi lungo i quali si muoverà la nave sismica: un'esatta ubicazione degli stessi dovrà necessariamente tener conto delle condizioni meteorologiche, del regime correntometrico e delle caratteristiche delle navi effettivamente utilizzate. Le navi sismiche, infatti, sono caratterizzate da percorsi di manovra che risultano molto ampi (fino a 2-3 km) in virtù anche delle condizioni marine. L'area marina interessata dalle attività di acquisizione sismica verrà interdetta interamente perché l'area operativa dovrà essere sempre mantenuta libera per consentire la movimentazione delle navi.

Per quanto riguarda le rotte previste dalle navi, pertanto, all'interno dell'area interessata dalle operazioni sismiche è ragionevole prevedere movimenti in tutte le direzioni, oltre che le rotte da e per il porto di riferimento per le operazioni di supporto alle attività sismiche (Licata o Gela).

### **3.3.1 Mezzi navali utilizzati**

Le unità navali che si prevede di impiegare e che saranno continuamente presenti durante le attività sismiche sono:

- una nave sismica (*tipo research-vessel*), che ospiterà un equipaggio costituito da circa 60-80 persone e avrà le seguenti caratteristiche:
  - lunghezza: 70-100 m
  - larghezza: 20-30 m
  - pescaggio: 6-8 m
  - stazza lorda: 7000-12000 GT
  - velocità di crociera: 4-5 nodi
  - autosufficienza durante lo svolgimento delle operazioni: circa 40 giorni
  - potenza motori principali: n. 2 x 4300 kW (720 rpm) e n. 4 x 1600 kW (900 rpm).
- una o due navi di supporto (*tipo offshore supply-vessel*) che provvederanno al trasporto delle attrezzature, del personale, degli approvvigionamenti, al rifornimento carburante e allo smaltimento dei rifiuti generati durante lo svolgimento delle attività. Tale navi avranno indicativamente le seguenti caratteristiche tipiche dei *supply-vessel*:
  - lunghezza: 50-70 m
  - larghezza: 10-15 m
  - pescaggio: 3-5 m
  - stazza lorda: 1000-1500 GT
  - velocità di crociera: 4-5 nodi come supporto, 12-13 nodi in trasferimento
  - autosufficienza durante lo svolgimento delle operazioni: 30-40 giorni
  - potenza motori principali: n. 1 o 2 x 2250 kW (1800 rpm).
- uno o due navi guardia (*tipo chase-guard support vessel*), per le segnalazioni agli altri natanti, in maniera da evitare interferenze con la strumentazione utilizzata per l'acquisizione sismica,

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 20 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

monitorare l'area delle operazioni, garantire la sicurezza di navigazione e dare l'immediato "via libera" a fine lavori. La potenza dei motori principali di tali mezzi navali sarà pari a 1000 kW.

Saranno inoltre presenti anche due o più imbarcazioni da pesca scelte nell'ambito della marineria locale, per presiedere allo svolgimento delle attività.

Si prevedono un viaggio al giorno da e per la costa da parte di una nave di supporto e di una nave di guardia (la nave sismica, una delle due navi di supporto ed una delle due navi di guardia restano in area operativa per tutta la campagna di acquisizione sismica) e per l'intera durata delle attività le navi si muoveranno 24h/24h in modalità "crociera".

### 3.3.2 Durata delle attività

Come già anticipato, l'esecuzione della campagna di sismica 3D complessiva si svolgerà in un arco temporale pari a **circa 6 settimane (circa 40 giorni)**, considerando un tempo minimo di stand-by dovuto a condizioni meteo marine avverse. e ad eventuali interferenze con le attività dell'area (pesca, etc.).

Relativamente alla durata delle operazioni nell'area dell'Istanza Permesso di Ricerca d33 G.R.-AG, considerando la superficie acquisita nel permesso rispetto a quella complessiva del rilievo, si può stimare una durata complessiva di **circa 14 giorni**.

Le attività saranno svolte h 24, compatibilmente con la disponibilità dei mezzi impiegati e con i tempi di acquisizione delle necessarie autorizzazioni, durante la stagione autunnale/invernale in maniera tale da non interferire con i principali periodi riproduttivi della fauna ittica e con le fasi di migrazione dei Cetacei che potrebbero interessare l'area. Studi pregressi condotti nelle aree limitrofe a quelle interessate dal programma di prospezione previsto nell'ambito del Permesso d33 G.R.-AG (IRMA-CNR - 2001a, b) hanno infatti evidenziato che nell'area oggetto di indagine si osserva una stagionalità dei target ed una riduzione consistente delle attività di pesca nel periodo invernale.

### 3.3.3 Utilizzo di risorse


#### 3.3.3.1 Gasolio

Durante le attività di sismica sarà utilizzato gasolio per il funzionamento della nave sismica, delle navi di supporto e di guardia e per il motogeneratore del compressore previsto per la produzione di aria compressa per gli *air gun*. Il combustibile utilizzato per i mezzi navali sarà del tipo MDO (*Marine Diesel Oil*) o HFO (*Heavy Fuel Oil*), e avrà un tenore di zolfo inferiore allo 0.2% in peso.

Sulla base di esperienze analoghe, si possono ipotizzare i seguenti consumi specifici di carburante (cfr. **Tabella 3-6**):

Tabella 3-6: stima dei consumi di carburante dei mezzi navali impiegati		
Tipo di nave	Numero	Consumo medio di carburante (m <sup>3</sup> /giorno/nave)
Nave sismica	1	35
Navi di supporto	2	4 (da 3 a 5)
Navi di guardia	2	4 (da 3 a 5)
<b>Totale</b>	<b>5</b>	<b>51</b>



 <p><b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b></p>	<p>Data Febbraio 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b></p>	<p>Capitolo 3 Pag. 21 di 39</p>
--	-----------------------------------	--	---

Le stime assumono l'utilizzo di motori a media velocità (tra 200 e 2000 rpm) che, in via cautelativa, si considerano realizzati prima dell'anno 2000. Inoltre, le stime considerano cautelativamente l'utilizzo di HFO (densità pari a 0,99 t/m<sup>3</sup>) per l'intera durata delle attività.

L'approvvigionamento avverrà a mezzo navi appoggio (*supply-vassels*).

### **3.3.4 Stima delle emissioni in atmosfera, delle emissioni sonore e vibrazioni, della produzione di rifiuti e degli scarichi**

#### *3.3.4.1 Emissioni in atmosfera*

Le emissioni in atmosfera, generate nel corso delle attività di acquisizione sismica, sono legate essenzialmente allo scarico di gas dei motori e dei generatori di emergenza utilizzati dalla nave sismica e dalle navi di supporto e di guardia.

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 particolato (PM).

Nel **Capitolo 5** del presente Studio, per ogni tipologia di nave utilizzata, è stata eseguita una stima delle emissioni complessive dei suddetti inquinanti mediante l'utilizzo di fattori di emissione.

I motori e i generatori delle navi rappresentano piccole fonti temporanee di emissioni e così produrranno un effetto minimo e reversibile sull'atmosfera, a maggior ragione considerando che le aree di acquisizione verranno chiuse al comune traffico navale.

Un'altra fonte di emissioni in atmosfera potrebbe essere rappresentata dalle emissioni di un eventuale inceneritore di rifiuti presente a bordo della nave sismica. Allo stato attuale di progettazione, non è possibile definire con certezza la specifica nave sismica utilizzata e, quindi, se sarà dotata o meno di un impianto per l'incenerimento rifiuti. Qualora 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 costruttive ed emissive dello stesso. In ogni caso, qualora presente, l'eventuale uso dell'inceneritore sarà discontinuo ed unicamente destinato allo smaltimento di rifiuti oleosi (oli e lubrificanti) e rifiuti solidi.


#### *3.3.4.2 Emissioni sonore e vibrazioni*

Le emissioni sonore e le vibrazioni generate nel corso delle attività sono attribuibili sia al funzionamento dei mezzi navali sia agli spari della sorgente di onde elastiche (*air gun*).

Il rilascio improvviso di aria ad alta pressione da parte dell'*air gun* genera delle onde di pressione sonora, di livello generalmente proporzionale al volume di aria, che determinano una potenziale alterazione del clima acustico preesistente e del fondo ambientale presente.

I dati di letteratura indicano che le sorgenti utilizzate per le prospezioni sismiche con *air gun* producono dei suoni impulsivi compresi tra 220 e 252 dB (Accobams, 2002). Mc Cauley (1994) riporta che tale intensità, misurata alla sorgente, diminuisce a 180 dB ad 1 km da quest'ultima e a 150 dB entro 10 km.

Per quanto riguarda il rumore generato dal funzionamento della nave sismica e dalla nave di supporto, a titolo esemplificativo si riportano di seguito i livelli sonori di alcune imbarcazioni: nave mercantile 160-190 dB, petroliera 187-232 dB, imbarcazione da pesca 110-135 dB. Pertanto, il rumore emesso dalle imbarcazioni utilizzate per la ricerca geofisica sarà compreso nei range dei suddetti valori.

 <p><b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b></p>	<p>Data Febbraio 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b></p>	<p>Capitolo 3 Pag. 22 di 39</p>
--	-----------------------------------	--	---

#### 3.3.4.3 Rifiuti

I rifiuti che verranno prodotti nel corso delle operazioni saranno i tipici rifiuti prodotti dal funzionamento delle navi, classificati dalla MARPOL 73/78 in:

- Oil (Annex I): rifiuti oleosi, fanghi, *slops* (acque di lavaggio cisterne, residui dei carichi), residui oleosi di macchina (acque di sentina, morchie etc.);
- Garbage (Annex V): rifiuti del tipo normalmente prodotti dall'esigenza di vita dell'equipaggio di bordo. Il garbage si divide in 6 categorie:
  - plastica;
  - materiali di imballaggio, tessuti;
  - triturati di carta, di stracci, di vetro, di metallo, di bottiglie, di terracotta;
  - prodotti cartacei, stracci, metalli, bottiglie, terracotta;
  - rifiuti alimentari.

Tutti i rifiuti saranno raccolti a bordo nave e trasferiti a terra per il successivo smaltimento in conformità alle disposizioni di legge vigenti.

Nel caso in cui la nave fosse dotata di inceneritore, quest'ultimo possiederà un certificato di approvazione di IMO (MARPOL - annesso VI).

#### 3.3.4.4 Scarichi

Le acque nere (liquami civili costituiti da scarichi w.c., lavandini, docce) saranno gestite come scarichi idrici; a bordo, infatti, saranno dapprima trattate in impianto dedicato e omologato dal R.I.N.A. e successivamente scaricate a mare.

Una ulteriore tipologia di scarico derivante dalle attività potrebbe essere quella delle acque di raffreddamento dei motori diesel delle navi, prelevate dal mare, fatte circolare nel circuito di raffreddamento motori (senza entrare in comunicazione con i fluidi dei motori) ed infine reimmesse in mare senza subire alterazioni delle proprie caratteristiche chimico-fisiche.


Eventuali acque oleose, derivanti ad esempio dalla ricaduta di acque meteoriche su superfici contaminate da olio, vengono generalmente gestite secondo quanto prescritto dal DPR 886/79, art. 62, che consente lo scarico a mare esclusivamente della parte acquosa non inquinata purché la concentrazione di idrocarburi sia inferiore a 50 ppm.

### 3.3.5 Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante le attività

Gli eventi accidentali che si possono verificare nel corso delle operazioni di rilievo sismico sono:

- scarico in mare di prodotti derivanti dal lavaggio del ponte della nave;
- collisioni tra i natanti e possibile perdita in mare di carburante e/o olio e/o rifiuti;
- sversamento di idrocarburi durante le operazioni di rifornimenti;
- perdita di oggetti rimorchiati in mare.

Si tratta di eventi incidentali di natura modesta, cui è collegata una bassissima frequenza di accadimento.

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 23 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

In ogni caso, per prevenire tali rischi e per far fronte ad eventuali eventi accidentali, eni adotta una serie di tecniche di prevenzione e controllo dei rischi, nonché delle misure di prevenzione ambientale ed implementa dei sistemi di emergenza, descritti all'interno di specifici Piani di Emergenza Generale HSE e Piani di Emergenza Ambientale off-shore, come meglio dettagliato nei paragrafi seguenti.

### 3.4 TECNICHE DI PREVENZIONE E CONTROLLO DEI RISCHI

Nell'ambito del proprio Sistema di Gestione Integrato (SGI), HSE eni gestisce le proprie attività applicando sistematicamente specifiche procedure atte ad identificare i pericoli, gli impatti e gli effetti associati ai processi, alle attività e ai materiali utilizzati, a valutare qualitativamente e quantitativamente i rischi HSE derivanti dai pericoli identificati e a determinare adeguate misure e controlli allo scopo di eliminare o almeno ridurre i rischi, gli effetti e gli impatti ad un livello accettabile conformemente a quanto stabilito dalle *best practice* internazionali e dagli standard societari.

Oltre all'applicazione di detto SGI HSE, altra fondamentale ed efficace tecnica di prevenzione da parte di eni è quella di affidarsi a contrattisti certificati ISO 9001 per la qualità, ISO14001 per la gestione ambientale e OHSAS 18001 per salute e sicurezza. In aggiunta, essendo eni membro dell'OGP (Associazione Internazionale dei Produttori di gas e carburanti), le normative e le procedure di tale organizzazione devono essere implementate ed attuate da ogni singolo contrattista.


Da un punto di vista operativo:

- durante le operazioni di rifornimento, le perdite di ogni tipo di olio o prodotto chimico verranno prevenute attraverso l'implementazione di apposite procedure di sicurezza e prevenzione ambientale specifiche per tali attività;
- oli, lubrificanti e rifiuti saranno stoccati in aree dedicate a bordo nave;
- sulla nave saranno adottate opportune procedure operative e di emergenza relative alle perdite e sversamenti di olio, carburante e/o rifiuti così come saranno presenti gli equipaggiamenti di pronto intervento in modo da intervenire in caso di eventuali perdite e sversamenti, così come disciplinato dal MARPOL 73/78;
- i membri dell'equipaggio saranno resi consapevoli della possibilità di contaminazione derivante da eventuali perdite e sversamenti accidentali; saranno informati e addestrati circa le modalità operative da seguire in caso di emergenza e le relative responsabilità.


### 3.5 MISURE DI PREVENZIONE AMBIENTALE

Nel caso dell'attività di prospezione sismica nell'area dell'Istanza del Permesso di Ricerca d 28G.R.-AG, in considerazione del tipo di attività e della sua localizzazione in mare aperto, l'aspetto ambientale principale cui è stata posta particolare attenzione nell'area oggetto di indagine, è la necessità di ridurre al minimo le interferenze con le attività di pesca e con le abitudini di vita di specie marine potenzialmente impattabili da attività che utilizzano sorgenti di energizzazione nell'ambiente marino, rappresentate in particolare da cetacei e rettili.

Pertanto, le misure di mitigazione che eni s.p.a. Divisione e&p intende adottare sono quelle definite nello standard eni "*Environmental Requirements in Geophysical Operations*" (gennaio 2010), di seguito riepilogate:

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 24 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

- le attività di prospezione sismica saranno programmate durante i periodi meno sensibili per i pesci, tartarughe marine e mammiferi marini (allevamento, parto, stagioni migratorie) e saranno evitate le zone di alimentazione (periodo autunnale / invernale);
- sarà creata una "zona di sicurezza" (almeno 500 m di raggio orizzontale dal centro delle sorgenti acustiche) per monitorare visivamente (almeno 30 minuti prima di attivare le sorgenti sismiche o 60 minuti nel caso di una profondità d'acqua > 200 m) la presenza di mammiferi marini durante le operazioni sismiche;
- sarà garantita la presenza a bordo della nave sismica, per tutta la durata delle operazioni sismiche, di personale esperto e qualificato, addestrato secondo standard accettabili per agire come osservatori di mammiferi marini (MMO);
- nel caso di accertata presenza di mammiferi marini, l'inizio delle attività sarà posticipato fino all'allontanamento degli animali, attendendo dunque almeno 20 minuti dall'ultimo avvistamento. A seguito di ogni avvistamento gli addetti saranno tenuti a compilare un rapporto (Report post-survey) che rimarrà a disposizione degli organismi competenti. Nel rapporto verranno riportati i seguenti dati: data e localizzazione dell'avvistamento, tipologia e metodi di utilizzo degli air-gun impiegati, numero e tipo di imbarcazioni impiegate, registrazione di utilizzo dell'air-gun (inclusi il numero di soft start e le osservazioni prima dell'inizio delle operazioni di rilievo), numero di mammiferi avvistati (dettagliando l'osservazione con l'utilizzo di schede standard) e note di ogni osservatore presente a bordo;
- tutte le osservazioni visive e le operazioni saranno documentate su supporto elettronico e rese disponibili per valutazioni e studi;
- sarà adottata una procedura "soft start", che consiste nel graduale raggiungimento dell'intensità di lavoro da parte degli air gun. La procedura verrà applicata attivando per prima una singola sorgente (uno solo sparo a bassa intensità) ed incrementando gradualmente il numero e l'intensità delle sorgenti sonore, come avvertimento per la fauna marina all'interno della zona di sicurezza delle operazioni sismiche imminenti. La durata della procedura, da un minimo di 20 minuti ad un massimo di 40 minuti, è ritenuta sufficiente per permettere agli animali di allontanarsi dall'area delle operazioni. Durante i 30 minuti antecedenti l'inizio degli spari, è previsto che operatori specializzati nell'avvistamento di cetacei, si accertino dell'assenza anche di singoli individui nel raggio di 500 m dalla sorgente;
- nel caso in cui non vengano attivate sorgenti sismiche per 20 minuti o per tempi maggiori, sarà applicata nuovamente la procedura "soft start";
- non saranno eseguiti spari ad eccezione di quelli necessari per le normali operazioni di acquisizione sismica o per la procedura "soft start";
- dove ci sono specie di particolare importanza ai fini della conservazione o dove sono presenti specie o gruppi difficili da localizzare attraverso la sola osservazione visiva oppure nel caso di scarsa visibilità (avverse condizioni atmosferiche nel periodo diurno o prospezioni sismiche nel periodo notturno) come strumento di mitigazione sarà utilizzato un monitoraggio acustico passivo (PAM);
- al fine di evitare l'intrappolamento accidentale di tartarughe marine nelle apparecchiature di rilievo sismico (boa coda, un galleggiante fissato all'estremità di ogni cavo sismico, che viene

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 25 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

utilizzato per monitorare l'ubicazione dei cavi, grazie a riflettori radar e GPS), verranno utilizzate delle barre metalliche da applicare alla struttura che sostiene la boa di coda della nave sismica;

- al fine di ridurre le interferenze con le attività di pesca, la campagna di acquisizione sismica sarà condotta al di fuori del periodo di riproduzione delle specie ittiche, durante il quale si verifica una generalizzata scarsità delle attività di pesca.

### 3.6 SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA

Per emergenza si intende qualsiasi evento imprevisto e/o accidentale, che alteri il normale andamento lavorativo, che rappresenti un pericolo per le persone, per l'ambiente o per i beni aziendali e a cui si debba far fronte con risorse, mezzi ed attrezzature dell'installazione e, se necessario, con il supporto di terzi.

Pur adottando precauzioni impiantistiche e gestionali mirate ad assicurare lo svolgimento delle attività sicuro e scevro di rischi non è possibile escludere a priori l'evenienza di situazioni di emergenza.

Eventuali emergenze devono essere correttamente gestite in maniera da evitare una serie di conseguenze per le persone, per gli impianti e per l'ambiente.

Le passate esperienze hanno dimostrato che per la pronta soluzione dell'emergenza i seguenti fattori sono spesso determinanti:

- disponibilità di piani organizzativi;
- rapidità dell'intervento;
- specializzazione del personale coinvolto;
- reperibilità delle informazioni su disponibilità di materiali e persone;
- disponibilità di guide e raccomandazioni sulle azioni da intraprendere;
- comunicazioni rapide tra le persone coinvolte.
- esercitazioni di emergenza periodiche

Per far fronte a queste necessità e con l'obiettivo di assicurare la corretta informazione su situazioni critiche e la conseguente attivazione di persone e mezzi necessari per organizzare, efficacemente e il più velocemente possibile, l'intervento appropriato, eni s.p.a. divisione e&p ha redatto i seguenti documenti:


- Piano di Emergenza Generale HSE;
- Piano di Emergenza Ambientale off-shore.

L'attivazione del Piano di emergenza per eni comporta il coinvolgimento di risorse interne ed esterna all'azienda che concorrono, con diversi ruoli alla risoluzione dell'emergenza.

In considerazione delle diverse tipologie di attività e dei potenziali scenari (terra e mare) esaminati nel piano di emergenza, sono stati definiti i ruoli, i canali informativi e le varie figure aziendali coinvolte nella risoluzione dell'emergenza.

#### 3.6.1 Piano di Emergenza

Il Piano di Emergenza adottato da eni s.p.a. divisione e&p si propone:

 <p><b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b></p>	<p>Data Febbraio 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b></p>	<p>Capitolo 3 Pag. 26 di 39</p>
--	-----------------------------------	--	---

- la tutela dell'incolumità pubblica, della salute e della sicurezza dei lavoratori e delle comunità locali;
- la salvaguardia e la protezione dell'ambiente;
- i principi e i valori della sostenibilità ambientale;
- il miglioramento continuo della qualità nei processi, servizi e prodotti delle proprie attività e operazioni;
- di assicurare la corretta e rapida informazione su situazioni critiche;
- di attivare risorse e mezzi al fine di organizzare efficacemente, in tempi brevi, l'intervento.

Tale Piano è articolato su tre livelli differenziati in base alla criticità delle situazioni, che a seconda dei casi prevedono un diverso coinvolgimento della Company (eni s.p.a. divisione e&p). L'attivazione del Piano di Emergenza scatta immediatamente dopo la constatazione dell'incidente.

Nello specifico, Enimed (competente territorialmente per le aree oggetto di prospezione sismica) ha redatto un proprio Piano di Emergenza Generale HSE ENIMED applicabile, in caso di emergenza, a tutte le attività on-shore e off-shore svolte nell'area di propria competenza.


Il Piano di Emergenza Generale HSE ENIMED, al fine di assicurare una corretta informazione su situazioni critiche in modo da attivare persone e mezzi necessari per organizzare l'intervento appropriato, riducendo al massimo il pericolo per le vite umane, per l'ambiente e per i beni della proprietà, codifica tre diversi livelli di gestione dell'emergenza, definiti in funzione del coinvolgimento del personale esterno all'installazione. In particolare, i tre livelli codificati sono così identificabili:

- **Livello 1:** È un'emergenza che può essere gestita dal personale del Sito con i mezzi in dotazione e con l'eventuale assistenza di Contrattisti locali e non ha impatto sull'esterno;
- **Livello 2:** È un'emergenza che il personale del Sito, con i mezzi in dotazione non è in grado di fronteggiare e pertanto necessita del supporto della struttura organizzativa EniMed e se necessario della collaborazione di altre risorse della Divisione (Distretto Centro Settentrionale e Distretto Meridionale). Ha potenziale impatto sull'esterno e può evolvere in un 3° Livello;
- **Livello 3:** Emergenza, che per essere gestita, necessita del supporto tecnico della Sede di San Donato (Emergency Response Coordinator) e/o di risorse esterne specializzate (o altre Compagnie). L'Emergency Response Manager richiede l'attivazione della Prefettura o di Autorità Nazionali. Ha impatto sull'esterno.

In allegato al Piano di Emergenza sono riportati i diagrammi di flusso in cui sono rappresentati i criteri generali di gestione dell'emergenza in termini di figure coinvolte e ruolo di emergenza, relativamente agli scenari individuati.

### **3.6.2 Piano di Emergenza Ambientale Off-shore**

Eni s.p.a. divisione e&p, per affrontare eventuali perdite accidentali in mare, si è dotata di un'apposita procedura che fa parte del Sistema di Gestione Integrato (SGI), denominata "Piano di Emergenza Ambientale Off-shore". La parte ambientale del SGI è stata sviluppata in conformità ai requisiti previsti dalle norme ISO 14001:2004, mentre la parte sicurezza in conformità ai requisiti previsti dalla norma OHSAS 18001:2007.

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 27 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

Per le aree oggetto di prospezione sismica nell'ambito del Permesso d33 G.R.-AG, il distretto competente per la gestione delle emergenze è quello di EniMed, che provvederà a dotarsi di uno specifico Piano Antinquinamento Off-shore sviluppato nell'ambito del Sistema di Gestione Integrato HSE.

Il Piano Antinquinamento Off-shore costituisce quindi un documento operativo per prepararsi e affrontare le emergenze:

- le potenziali situazioni di emergenza ed i possibili scenari incidentali che possono provocare impatti sull'ambiente;
- le possibili strategie da adottare in risposta agli scenari incidentali, distinte fra interventi immediati di contenimento e recupero delle sostanze accidentalmente sversate ed interventi a medio lungo termine;
- le azioni per la gestione dell'evento fino al raggiungimento della condizione di fine emergenza (ovvero quando non sono più in atto rilasci).


Il Piano Antinquinamento Off-shore è un documento operativo che si compone di due parti:

1. una prima parte di preparazione che fornisce tutte le informazioni sulle installazioni e sull'ambiente circostante:
  - a. le possibili strategie di intervento;
2. una seconda parte che fornisce:
  - a. le possibili strategie di intervento;
  - b. indicazioni operative a tutto il personale per la gestione delle situazioni di emergenza nel caso di sversamenti (spill).

Tale piano ha lo scopo quindi di definire i ruoli, le responsabilità, le competenze e le azioni operative da intraprendere (in funzione dei diversi livelli di emergenza).

Così come stabilito dal Piano Generale di Emergenza EniMed sono definiti tre diversi livelli di emergenza che differiscono per la gravità e per il grado di coinvolgimento dell'organizzazione aziendale di EniMed (cfr. **Figura 3-21**) .


- **Emergenza di 1° livello:** è un'emergenza che può essere gestita dal personale del sito con i mezzi in dotazione. La gestione dell'emergenza è a cura del Referente del Sito e non ha impatto sull'esterno.
- **Emergenza di 2° livello:** È un'emergenza che per il personale del Sito con i mezzi in dotazione non è in grado di fronteggiare ed pertanto necessita del supporto della struttura organizzativa di EniMed. Se ritenuto necessario l'Emergency Response Manager può richiedere eventualmente anche la collaborazione di altre risorse della Divisione e&p. La gestione dell'emergenza è dell'Emergency Response Manager. Ha potenziale impatto sull'esterno e può evolvere in un 3° Livello.
- **Emergenza di 3° livello:** È un'emergenza che per essere gestita necessita del supporto tecnico della Sede di San Donato e/o di risorse esterne specializzate (es. Oil Spill Response Ltd.). La gestione dell'emergenza è dell'Emergency Response Manager. Questa emergenza ha impatto sull'esterno e comporta il coinvolgimento di mass-media, aree demaniali, enti nazionali, aree protette.

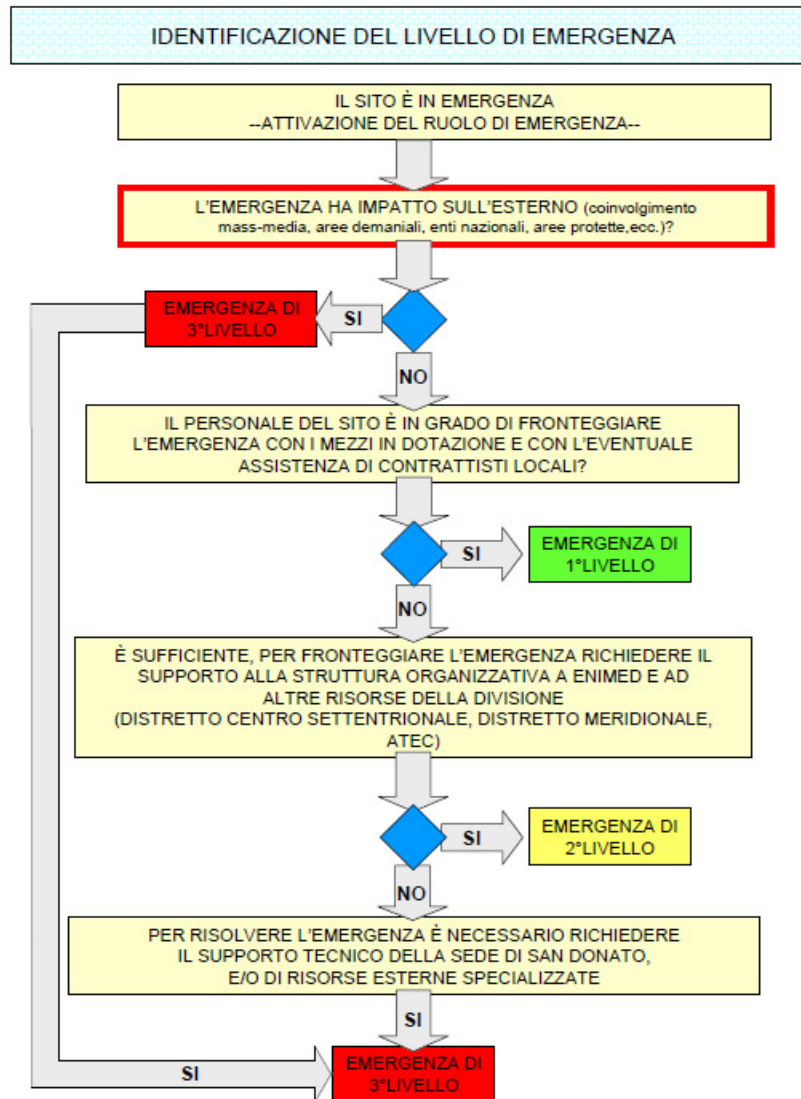
 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 28 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

L'identificazione del livello di emergenza viene effettuata anche sulla base di criteri definiti da IPIECA di cui a seguire a si riportano alcuni esempi indicativi ma non esaustivi.

<b>Tabella 3-7: criteri per l'identificazione dei livelli di emergenza</b>		
1	Lo spill è inferiore a 16 m <sup>3</sup> (100 bbls)	<b>1° LIVELLO</b>
2	Lo spill non coinvolge aree sensibili	
3	Non c'è minaccia per l'ecosistema costiero	
4	Utilizzo di risorse locali	
5	Nessuna modifica alle attività	
6	Lo spill è compreso tra 16 m <sup>3</sup> (100 bbls) e 160 m <sup>3</sup> (1000 bbls)	<b>2° LIVELLO</b>
7	Possibilità di inquinamento significativo	
8	Le risorse utilizzate per il livello 1 sono insufficienti	
9	Previste modifiche alla normale attività operativa	
10	Effetti nocivi su fauna (pesci e uccelli)	
11	Necessarie attive strategie di risposta	<b>3° LIVELLO</b>
12	Lo spill è superiore a 160 m <sup>3</sup> (1000 bbls)	
13	Presenti o imminenti impatti sulla costa	
14	Le risorse utilizzate per il livello 2 sono insufficienti	
15	Aree sensibili sono state interessate o stanno per esserlo	
16	Sospensione delle normali attività operative	
17	E' necessario un intervento di terze parti	



 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 29 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------




**Figura 3-16: valutazione del livello di emergenza**

La società si è dotata di strumenti di valutazione dello stato di conservazione delle proprie installazioni off-shore, certificato da un ente esterno al fine di prevenire ogni rottura accidentale. A queste precauzioni si aggiungono tutti i sistemi di controllo delle installazioni in grado di bloccare automaticamente la produzione in caso di rottura.

È in essere un contratto di Sharing tra Edison e EniMed per l'utilizzo di mezzi navale e aerei. Nell'ambito di tale contratto le chiamate di emergenza hanno un effetto immediato che interrompe il servizio ordinario intrapreso da Edison e/o EniMed e l'invio dei mezzi necessari nelle aree interessate dall'emergenza.

Le principali azioni di risposta che possono essere intraprese in caso di spill a mare sono le seguenti:

1. Monitorare e valutare;

 <p><b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b></p>	<p>Data Febbraio 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b></p>	<p>Capitolo 3 Pag. 30 di 39</p>
--	-----------------------------------	--	---

2. Favorire la naturale evaporazione delle sostanze sversate;
3. Contenimento e recupero in acqua;
4. Utilizzo di disperdente;
5. Protezione della costa e delle aree sensibili;
6. Pulizia della costa.

Si riporta a seguire l'elenco tipo delle dotazioni presenti presso gli Uffici Direzionali di EniMed di Gela e gestita da Saipem:

- Panne galleggianti di tipo pneumatico stoccate su apposito rullo
- Skimmer a stramazzo completo di galleggianti e strutture accessorie
- Manichette per il travaso del prodotto recuperato, completa di attacchi di tipo rapido
- Centraline diesel-idrauliche per l'azionamento del rullo e dello skimmer
- Soffianti motorizzate per il gonfiaggio delle panne
- Set di galleggianti per le manichette
- Estintori
- Cassette attrezzi
- Fusti di prodotto disperdente (Bioversal HC), autorizzato da MATTM.

Tali dotazioni sono movimentate e gestite, in caso di intervento, mediante l'uso di mezzi navali Supply Vessel dedicati quotidianamente allo svolgimento dell'attività operativa off-shore; inoltre, i mezzi navali in appoggio durante le attività minerarie e di ricerca sono dotati di fusti di disperdente con attrezzature per lo spandimento.


### **3.6.3 Esercitazioni di Emergenza**

Al fine di migliorare l'efficacia e l'efficienza nelle risposte alle emergenze, vengono effettuate periodicamente delle esercitazioni di emergenza sugli impianti, in conformità ai dettami di legge, aventi tematiche HSE.

Tali esercitazioni, a scadenza programmata, vengono pianificate all'inizio di ogni anno. Le esercitazioni vengono condotte in accordo con la procedura Esercitazioni di emergenza HSE e consistono in esercitazioni di tipo operativo (prove di comunicazione e descrizione dell'intervento richiesto – es. sversamento a mare di sostanze inquinanti, uscita in mare dei mezzi navali che hanno caricato le attrezzature, spiegamento completo di queste e simulazione di intervento).

Le esercitazioni consentono di verificare i tempi di risposta e le modalità di intervento del personale tecnico stesso anche mediante l'utilizzo dei mezzi navali a disposizione.

Ciò al fine di un miglioramento e perfezionamento continuo delle azioni di risposta del personale coinvolto nelle emergenze. A tale scopo vengono anche pianificati ed effettuati, con cadenza annuale, opportuni corsi di formazione al personale operativo e non coinvolto nelle emergenze.

 <p><b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b></p>	<p>Data Febbraio 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b></p>	<p>Capitolo 3 Pag. 31 di 39</p>
--	-----------------------------------	--	---

### 3.7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

Qualora i risultati dell'elaborazione e dell'interpretazione dei dati geologici e geofisici restituissero esito positivo, sarà valutata la possibilità di realizzare un pozzo esplorativo finalizzato alla verifica della ricostruzione geologica effettuata a valle dell'elaborazione dei dati geofisici e all'accertamento dell'eventuale presenza di idrocarburi.

Durante la perforazione verranno registrati i parametri operativi e i parametri di carattere geologico e minerario, nonché saranno prelevati campioni dal fondo o dalle pareti e potranno essere eseguiti test dei livelli incontrati, per registrare pressioni, tipologia di mineralizzazione (acqua salata/dolce, olio, gas) e portate. A pozzo terminato verranno eseguite delle prove di produzione, per studiare la capacità dell'eventuale giacimento individuato, la facilità d'estrazione, la qualità del prodotto rinvenuto e stimare le eventuali riserve recuperabili nei vari livelli incontrati.

In caso di scoperta idrocarburi, qualora il progetto di sviluppo risultasse economico, si procederà allo sfruttamento del giacimento oppure, in caso contrario, si procederà alla chiusura mineraria del pozzo esplorativo.

In ogni caso, la perforazione del pozzo esplorativo e le attività che seguiranno (eventuale sfruttamento e chiusura mineraria) saranno preliminarmente sottoposti a specifica procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

A titolo puramente indicativo, nei paragrafi successivi, sono descritte le attività che in genere vengono eseguite durante le operazioni di perforazione, completamento, spurgo, prove di produzione e l'eventuale chiusura mineraria di un pozzo esplorativo offshore.

#### 3.7.1 Impianto di perforazione


La perforazione di un pozzo in genere viene effettuata utilizzando appositi impianti che permangono in loco per il tempo necessario allo svolgimento delle attività e poi vengono rimossi al termine delle operazioni (strutture mobili).

Nel caso di perforazioni offshore in genere vengono impiegati impianti rientranti in una delle seguenti tipologie:

- a struttura mobile ancorata: *jack-up drilling unit* (piattaforma auto sollevante);
- a struttura mobile ancorata: *tension leg platform* (piattaforma galleggiante ancorata);
- a struttura galleggiante mobile: *semi-submersible drilling platform* (piattaforma semi-sommersibile);
- a struttura galleggiante mobile: *drilling ship* (nave di perforazione).

Le piattaforme mobili si differenziano fra loro principalmente per la profondità del mare alla quale possono lavorare, per la predisposizione alla navigazione e per il sistema di stazionamento sulla postazione.

- Il *jack-up drilling unit* (piattaforma auto sollevante) è un'unità marina mobile di tipo autosollevante, per la perforazione dei pozzi offshore, dotata di uno scafo e di gambe a traliccio. La struttura è in grado di galleggiare e di essere rimorchiata fino alla postazione, ove le gambe vengono abbassate fino ad appoggiare sul fondo marino. Continuando la manovra, lo scafo viene sollevato al di sopra del livello del mare fino a raggiungere un livello superiore a quello massimo delle maree e delle onde (per es. 20 metri). La massima lunghezza delle gambe di un jack up è condizionata da ragioni costruttive e la massima profondità d'acqua alla quale un impianto di

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 32 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

questo tipo può lavorare non supera i 100 metri. L'impianto di perforazione è posizionato su un lato della piattaforma, o montato su travi a sbalzo all'esterno del ponte principale.

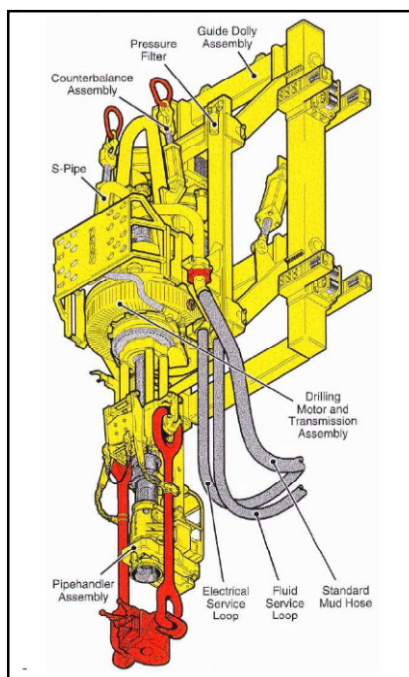
- La *tension leg platform* (piattaforma galleggiante ancorata) è una piattaforma galleggiante di tipo fisso, mantenuta in posizione tramite un sistema di ancoraggio a cassoni di zavorra collocati a fondo mare. Tale sistema di ancoraggio viene tensionato per permettere alla piattaforma la necessaria stabilità per la sua operatività. Il campo di applicazione di queste piattaforme è quello degli alti fondali, dove l'installazione di piattaforme fisse a traliccio risulta irrealizzabile sia tecnicamente che economicamente (profondità marine anche superiori ai 1.000 metri).
- La *semi-submersible drilling platform* (piattaforma di perforazione semisommersibile e, talvolta, anche di produzione) è utilizzata per operazioni in acque profonde (anche maggiori di 1.000 m). È costituita da una struttura metallica di forma rettangolare, sostenuta da 4, 6 o 8 colonne cave di grande diametro, solidali a scafi sommersi. Per il mantenimento della posizione si possono usare sia sistemi di posizionamento statico con un sistema di ancore che vengono calate mediante catene, cavi d'acciaio o sistemi misti catena-cavo, che sistemi di posizionamento dinamico con sistemi di propulsione gestiti da sistemi computerizzati di posizionamento.
- La *drilling ship* (nave di perforazione) può navigare autonomamente ed è in grado di effettuare operazioni di perforazione in acque profonde (fino a 3.000 m). La nave consente una maggiore mobilità rispetto ad altri sistemi di perforazione come il jack-up o la semi-submersible drilling unit, ma comporta una minore stabilità in fase di perforazione. La nave può mantenere la posizione dello scafo sulla verticale del pozzo mediante ancore e cavi/catene oppure, le più moderne, dispongono di un sistema di posizionamento dinamico, che consente di mantenere la posizione anche in caso di mare molto mosso.

La tipologia dell'impianto di perforazione utilizzato sarà definita nell'ambito del futuro Studio di Impatto Ambientale a cui sarà sottoposto il progetto di perforazione del pozzo esplorativo.

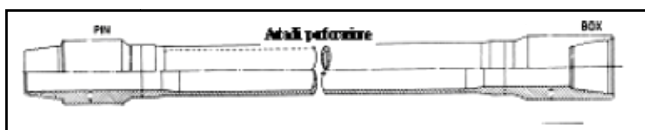
### 3.7.1.1 Breve descrizione di un impianto di perforazione offshore

Gli elementi essenziali di un impianto di perforazione offshore sono gli stessi che caratterizzano gli impianti a terra e possono essere raggruppati nei seguenti sistemi principali:

- **sistema di sollevamento**: sostiene il carico della batteria di aste di perforazione e permette le manovre di sollevamento e discesa nel foro. L'elemento più caratteristico è la torre di perforazione e le strutture in essa presenti.
- **sistema rotativo**: ha il compito di imprimere il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello. È costituito dal Top Drive (essenzialmente in un motore di elevata potenza al cui rotore viene resa solidale la batteria di perforazione, cfr. **Figura 3-17**) e dalla batteria di aste di perforazione (cfr. **Figura 3-18**).




**Figura 3-17: Top Drive System**

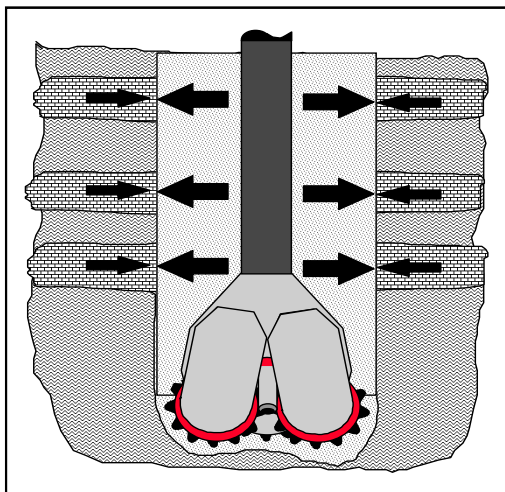


**Figura 3-18: asta di perforazione**

- **circuito fluidi:** è compito del fluido contrastare, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro (cfr. **Figura 3-19**). Perché ciò avvenga la pressione idrostatica esercitata dal fluido deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi (acqua, olio, gas) contenuti negli strati rocciosi permeabili attraversati, quindi il fluido di perforazione deve essere appesantito a una densità adeguata. Il tipo di fluido (e i suoi componenti chimici) viene scelto sia in funzione delle rocce che si devono attraversare sia della temperatura. Il fluido assolve, inoltre, alle seguenti funzioni:
  - asportazione dei detriti dal fondo pozzo e loro trasporto in superficie;
  - raffreddamento e lubrificazione dello scalpello;
  - consolidamento della parete del pozzo e riduzione dell'infiltrazione in formazione, tramite la formazione di un pannello che riveste il foro.
- **apparecchiature di sicurezza:** ossia il sistema che svolge un ruolo fondamentale per prevenire potenziali rischi alle persone, alle attrezzature e all'ambiente. Per maggiori approfondimenti si rimanda al **paragrafo 3.7.2.1)**

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 34 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

Caratteristiche degli impianti offshore sono, inoltre, le apparecchiature di compensazione dei movimenti indotti dal moto ondoso.



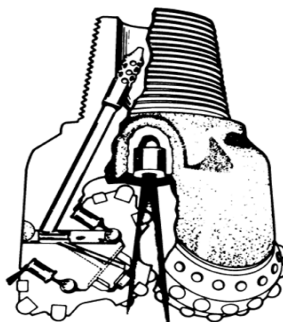
**Figura 3-19: fango di perforazione in equilibrio idrostatico con i fluidi presenti negli strati rocciosi**

### **3.7.2 Cenni sulle tecniche di perforazione**


Nella perforazione di un pozzo si presenta la necessità di realizzare due azioni principali:

- vincere la resistenza del materiale roccioso perforato;
- rimuovere le parti staccate durante la perforazione per avanzare in profondità.

La tecnica di perforazione attualmente impiegata nell'industria petrolifera è a rotazione (*“rotary”*) e si basa sull'impiego di uno scalpello (cfr. **Figura 3-20**) che, posto in rotazione, esercita un'azione perforante e di scavo. Con la perforazione *rotary* è possibile perforare in modo abbastanza semplice e veloce tratti di fori profondi anche diverse migliaia di metri.



**Figura 3-20: scalpello di perforazione**

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 35 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

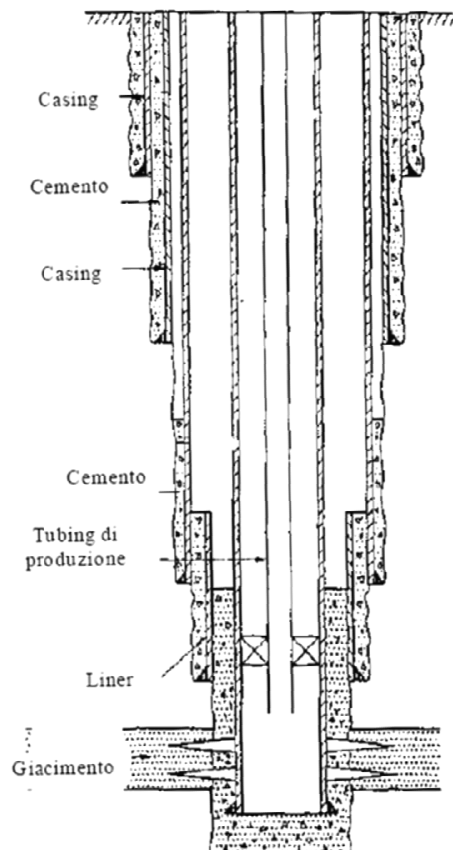
Lo scalpello si trova all'estremità di una batteria di aste, unite tra loro, per mezzo della quale è possibile discendere in pozzo lo scalpello, recuperarlo e trasmettergli il moto di rotazione; la batteria permette la circolazione, all'interno delle aste e nel pozzo, del fluido di perforazione e nello stesso tempo scarica sullo scalpello il peso, necessario ad ottenere l'azione di perforazione e quindi l'avanzamento.

Il fluido di perforazione viene pompato attraverso la batteria, fuoriesce da apposite aperture dello scalpello e risale in superficie, assicurando la rimozione dal foro dei detriti scavati dall'azione dello scalpello.


Il foro, una volta eseguito, viene rivestito con tubi metallici (colonne di rivestimento dette *casing*), uniti tra loro da apposite giunzioni, e cementati all'esterno per una perfetta adesione alle pareti del foro. In tal modo si garantisce il sostegno delle pareti di roccia e si isolano gli strati rocciosi attraversati, evitando connessioni fra le formazioni attraversate, i fluidi in esse contenuti, il foro e i fluidi che in esso circolano.

All'interno dei *casing* vengono poi introdotti in pozzo scalpelli (ovviamente di diametro inferiore ai precedenti) per la perforazione di un successivo tratto di foro, che a sua volta viene protetto da ulteriori *casing*.

Il raggiungimento dell'obiettivo minerario avviene pertanto attraverso la perforazione di fori di diametro via via inferiore (fasi di perforazione) protetti dai *casing* (cfr. **Figura 3-21**).



**Figura 3-21: casing e cementazioni**

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 36 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

Il foro può essere verticale (ovvero con un'inclinazione contenuta entro alcuni gradi dalla verticalità) oppure può essere deliberatamente deviato dalla verticale (fino a tratti di foro ad andamento orizzontale), in modo da poter raggiungere obiettivi nel sottosuolo distanti anche molte centinaia di metri. E' così possibile perforare più pozzi che raggiungono il giacimento in punti distanti fra loro partendo da un'unica struttura di superficie: in questo modo, non solo viene migliorato il recupero dei fluidi durante la vita produttiva del pozzo, ma viene anche minimizzato l'impatto ambientale potendo raggiungere più rocce serbatoio tramite un unico pozzo.

E' necessario conoscere metro per metro la successione delle rocce attraversate, la loro litologia, l'età geologica, la natura e la pressione dei fluidi presenti. Questa ricerca viene condotta sia precedentemente alla perforazione del foro, tramite l'indagine sismica, sia durante la perforazione del foro con l'analisi petrografica dei campioni perforati e tramite appositi strumenti (*logs*) che, calati all'interno del foro, permettono di effettuare misurazioni elettroniche direttamente legate alle caratteristiche delle rocce e dei fluidi in esse contenuti.

Con l'esecuzione di appositi "test di produzione", effettuati al termine delle operazioni di perforazione, è, inoltre, possibile avere indicazioni precise sulla natura e la pressione dei fluidi di strato.

La fase di perforazione ha termine con il rivestimento completo del foro per mezzo di tubi d'acciaio (colonna di produzione) per i pozzi produttivi, oppure con la chiusura mineraria per mezzo di tappi di cemento in caso di pozzo sterile.

### *3.7.2.1 Apparecchiature di sicurezza (Blow-Out Preventers) e monitoraggio dei parametri di perforazione*

Un pozzo petrolifero deve essere perforato in modo tale da non permettere la fuoriuscita incontrollata di fluidi di strato. Ciò avviene utilizzando un fluido di perforazione a densità tale da controbilanciare la pressione dei fluidi di strato e con l'adozione di un sistema di valvole poste sopra l'imboccatura del pozzo atte a chiudere il pozzo in qualsiasi caso.


Le valvole prendono il nome di blow-out preventers (B.O.P.) e la loro azione è sempre quella di chiudere il pozzo, sia esso libero sia attraversato da attrezzature (aste, casing, ecc.).

Le funzioni dei B.O.P., così come quelle di tutte le apparecchiature di sicurezza, sono operate dalla superficie tramite comandi elettroidraulici; tutte le funzioni ed i comandi sono ridondanti.

Anche il monitoraggio dei parametri di perforazione si ritiene una procedura essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative ed è realizzato 24 ore/giorno da personale specializzato.

In particolare, mediante continue analisi del fluido di perforazione, vengono rilevati i parametri geologici inerenti le formazioni attraversate, nonché la tipologia dei fluidi presenti nelle stesse e le relative quantità, con metodi di misurazione estremamente sensibili, sia automatizzati, sia mediante operatore in modo da identificare in maniera sicura ed istantanea la presenza di gas in quantità superiori a quelle attese rilevando eventuali sovrappressioni derivanti da tali fluidi. In base a tali analisi, la densità del fluido di perforazione può essere regolata in maniera opportuna. Tutti i parametri controllati durante la perforazione, vengono anche registrati dal personale specializzato e trasmessi successivamente al distretto operativo.



 <p><b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b></p>	<p>Data Febbraio 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b></p>	<p>Capitolo 3 Pag. 37 di 39</p>
--	-----------------------------------	--	---

### **3.7.3 Completamento**

Il completamento consiste nell'installare all'interno del pozzo le attrezzature per l'estrazione dei fluidi del sottosuolo e nel montare sulla testa pozzo la croce di produzione, un sistema di valvole che permette di regolare il flusso dei fluidi prodotti a testa pozzo.

I principali fattori che determinano il progetto di completamento sono:

- il tipo e le caratteristiche degli idrocarburi estratti;
- la capacità produttiva del pozzo;
- le caratteristiche dei livelli produttivi (estensione e numero);
- le caratteristiche erogative (erogazione spontanea od artificiale).

Anche per il completamento vengono predisposte attrezzature di sicurezza (automatiche o manuali) per chiudere automaticamente l'interno del tubing in caso di rottura della testa pozzo, bloccando il flusso di idrocarburi verso la superficie.

### **3.7.4 Spurgo**

In caso di esito positivo del sondaggio, dopo il completamento, il pozzo verrà spurgato e testato, con lo scopo di valutare il tipo di idrocarburo e la capacità produttiva del giacimento. Durante lo spurgo vengono registrati i parametri erogativi, misurati i volumi e verificata la natura dei fluidi recuperati.

### **3.7.5 Prove di produzione**

La prova di produzione consiste nel far erogare spontaneamente in modo controllato il pozzo misurando la portata di fluido e la pressione dello stesso per un intervallo di tempo al termine del quale il pozzo viene nuovamente richiuso per circa 24 ore. Questa procedura viene ripetuta per un numero di volte sufficiente a caratterizzare la produttività del pozzo.

Al termine delle prove di produzione, in caso di economicità del giacimento (esito positivo), la messa in produzione del pozzo sarà oggetto di specifica Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi della normativa vigente.

In caso di non economicità del giacimento (esito negativo), si effettuerà la chiusura mineraria del pozzo.


### **3.7.6 Chiusura mineraria**

Al termine delle operazioni di perforazione, qualora il pozzo esplorativo non porti alla scoperta di idrocarburi, si procederà alla completa chiusura mineraria.

In genere questa operazione viene realizzata mediante l'utilizzo di un impianto di perforazione tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento dei livelli produttivi, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione dei pozzi. La chiusura mineraria è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza. Tale attività sarà comunque sottoposta alla autorizzazione dell'Ente Minerario Competente (UNMIG).

### **3.7.7 Mezzi utilizzati**

Durante le attività minerarie, oltre l'impianto di perforazione, in genere vengono impiegati anche una serie di mezzi ausiliari che svolgono attività di supporto per il trasporto di componenti impiantistiche,

 <p><b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b></p>	<p>Data Febbraio 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b></p>	<p>Capitolo 3 Pag. 38 di 39</p>
--	-----------------------------------	--	---

l'approvvigionamento di materie prime, lo smaltimento di rifiuti, il trasporto di personale, oltre ad attività di controllo. A tale scopo possono essere utilizzati:

- Mezzi Navali di Supporto: *Supply-Vessels* (mezzi di appoggio) per il trasporto di attrezzature e personale e *Cargo barge* per il trasporto di materiali;
- Navi Passeggeri (*Crew Boat*);
- Mezzi aerei (Elicotteri).

### **3.7.8 Durata delle attività**

Le attività di perforazione di un pozzo esplorativo hanno modesta durata temporale dell'ordine di pochi mesi variabile in funzione del progetto geologico e di perforazione (profondità del pozzo da perforare, caratteristiche geologiche e litologiche del sottosuolo, etc...).

### **3.7.9 Cenni sull'utilizzo di risorse e sulle emissioni di inquinanti in atmosfera, scarichi idrici, produzione di rifiuti, emissioni sonore e vibrazioni**

Di seguito vengono illustrate sinteticamente le risorse tipicamente utilizzate durante le attività di perforazione di un pozzo esplorativo offshore e le emissioni, gli scarichi, i rifiuti, le emissioni sonore e le vibrazioni tipicamente prodotti durante tali attività. L'analisi più dettagliata delle risorse e delle emissioni sarà fornita nello Studio di Impatto Ambientale che sarà elaborato per le attività di perforazione del pozzo esplorativo.

#### **Acqua**

L'approvvigionamento idrico durante la fase di perforazione di un pozzo esplorativo offshore in genere avviene a mezzo navi appoggio (*supply-vessel*) ed è necessario per:

- usi civili;
- operazioni di lavaggio delle aree di lavoro;
- condizionamento fluidi di perforazione.

#### **Energia**

L'impianto di perforazione, in genere, è dotato di gruppi motore che azionano i gruppi elettrogeni che garantiscono la fornitura di energia elettrica. Inoltre, di solito, è presente un gruppo elettrogeno di emergenza.


#### **Gasolio**

Durante le attività di perforazione si utilizza gasolio per i motogeneratori per la produzione di energia elettrica. L'approvvigionamento avviene a mezzo navi appoggio (*supply-vessels*).

#### **Emissioni in atmosfera**

La principale fonte di emissione in atmosfera di un impianto di perforazione è rappresentata dallo scarico di gas da parte dei gruppi motore che azionano i gruppi elettrogeni.

Ulteriore contributo alle emissioni in atmosfera è rappresentato, inoltre, dallo scarico di gas dei motori dei mezzi navali che opereranno a supporto dell'impianto di perforazione (mezzi di appoggio per il trasporto di attrezzature, materiale e personale).

 <b>eni S.p.A.</b> <b>Exploration &amp; Production</b> <b>Division</b>	Data Febbraio 2013	Doc. SIME_AMB_01_06 <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>Istanza di permesso di ricerca di</b> <b>idrocarburi in mare "d33 G.R.-AG" ed</b> <b>attività di acquisizione sismica 3D</b>	Capitolo 3 Pag. 39 di 39
---	--------------------------	---	--------------------------------

### **Scarichi idrici**

Gli scarichi idrici generati durante la fase di perforazione solitamente sono rappresentati solo da reflui di origine civile (lo svolgimento dell'attività di perforazione non prevede alcuno scarico a mare).

Le acque grigie (acque provenienti da lavandini, docce, cambusa) e le acque nere (scarichi w.c.) vengono trattate per mezzo di un impianto di depurazione omologato prima dello scarico in mare aperto. Lo scarico avviene in conformità a quanto stabilito dalle norme internazionali "MARPOL".

Inoltre, agli scarichi derivanti dall'impianto di perforazione si aggiungono anche gli scarichi dei reflui civili provenienti dai mezzi navali di trasporto e supporto alle operazioni che registrano presenza di personale a bordo.

### **Produzione di rifiuti**

I rifiuti originati durante la fase di perforazione generalmente sono costituiti da:

- Rifiuti solidi assimilabili agli urbani (lattine, cartoni, legno, stracci etc.);
- Rifiuti derivanti da attività di perforazione (fluidi di perforazione esausti o in eccesso, detriti di perforazione).

Tali rifiuti vengono raccolti separatamente in base alle loro caratteristiche e depositati in idonei contenitori prima di essere trasferiti a terra a mezzo navi appoggio (*supply-vessel*) per il successivo conferimento in impianti regolarmente autorizzati.

In genere, gli impianti di perforazione sono dotati di una serie di sistemi per raccogliere le acque oleose, le acque di lavaggio impianto, le acque meteoriche potenzialmente contaminate ed eventuali fuoriuscite di fluidi/oli/combustibili. Questi reflui, raccolti in idonee vasche, vengono trasferiti a terra per mezzo delle navi appoggio (*supply-vessels*) per il successivo smaltimento in impianti regolarmente autorizzati.

### **Emissioni sonore e vibrazioni**

Durante la perforazione le principali sorgenti di rumore sono riconducibili al funzionamento dei motori diesel, dell'impianto di sollevamento e rotativo, delle pompe fango e della cementatrice.