

ENI DIVISIONE **EXPLORATION & PRODUCTION**



Doc. SIME_AMB_01_07

STUDIO DI IMPATTO
AMBIENTALE

Pozzo esplorativo "VELA 1"

Permesso di ricerca G.R 14.AG

Canale di Sicilia - Zona "G"

Capitolo 3: Quadro di riferimento Progettuale

Marzo 2013

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 2 di 54
---	-----------------------	---	-------------------------------

INDICE

INDICE	2
3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	4
3.1 INTRODUZIONE	4
3.2 DATI GENERALI DEL POZZO VELA 1.....	5
3.3 PROGRAMMA GEOLOGICO DEL POZZO VELA 1.....	6
3.3.1 Interpretazione sismica.....	6
3.3.2 Obiettivo minerario del pozzo	11
3.3.3 Rocce madri.....	11
3.3.4 Rocce di copertura.....	11
3.3.5 Sequenze deposizionali reservoir a gas biogenico	12
3.3.6 Profilo litostratigrafico previsto.....	14
3.3.7 Pozzi di riferimento	15
3.4 OPERAZIONI DI PERFORAZIONE.....	15
3.4.1 Programma di perforazione del pozzo.....	15
3.4.1.1 Casing profile	16
3.4.1.1 Programma fanghi.....	18
3.4.2 Impianto di perforazione	21
3.4.2.1 Elementi caratteristici dell'impianto semisub.....	21
3.4.2.2 Caratteristiche tecniche principali	21
3.4.2.3 Unità dell'impianto di perforazione.....	24
3.4.2.4 Geometria del sistema di ancoraggio	26
3.4.3 Tecniche di perforazione	28
3.4.3.1 Caratteristiche e funzioni dei fluidi di perforazione	29
3.4.4 Completamento del pozzo.....	30
3.4.1 Mezzi di supporto alla perforazione.....	33
3.4.2 Produzione di reflui, rifiuti solidi, emissioni e scarichi.....	34
3.4.2.1 Movimentazione fanghi.....	34
3.4.2.2 Rifiuti prodotti e relative modalità di gestione, scarichi	36
3.4.2.3 Tecniche di trattamento e conferimento a discarica dei rifiuti.....	38

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo “VELA 1”	Capitolo 3 Pag. 3 di 54
---	------------------------------	---	--------------------------------------

3.4.2.4	Emissione di Inquinanti in Atmosfera	38
3.4.2.5	Generazione di Rumore	40
3.4.3	Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione	41
3.4.3.1	Blow-out di gas	42
3.4.3.2	Sversamenti a mare	42
3.4.3.3	Incendi ed esplosioni.....	42
3.4.3.4	Collisioni di navi con l'impianto di perforazione	43
3.4.4	Tecniche di prevenzione e controllo durante la perforazione.....	43
3.4.4.1	Prevenzione e gestione del blow out.....	43
3.4.4.2	Procedure previste in caso di risalita dei fluidi di strato (kick)	46
3.4.4.3	Monitoraggio dei parametri di perforazione	47
3.4.4.4	Misure di contenimento utilizzate	48
3.4.5	Sicurezza in condizioni di mare estremo.....	49
3.5	EVENTUALE CHIUSURA E RIMOZIONE DELLE STRUTTURE	50
3.5.1	Chiusura mineraria e rimozione delle strutture.....	50
3.6	SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA	51

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 4 di 54
---	------------------------------	--	--------------------------------------

3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

3.1 INTRODUZIONE

Il presente Capitolo costituisce il *Quadro di riferimento Progettuale* dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del Progetto "Vela 1", relativo alla realizzazione di un pozzo esplorativo per la ricerca di idrocarburi gassosi che sarà realizzato da eni divisione e&p nell'offshore del Canale di Sicilia, all'interno del Permesso di Ricerca denominato "G.R14.AG", nella Zona Marina "G", ad una distanza minima di circa 29 km (15,6 miglia nautiche) in direzione Sud-Ovest dalla costa di Palma di Montechiaro (AG), ad una distanza minima di circa 30 km (16,2 miglia nautiche) in direzione Sud-Ovest dalla costa di Licata (AG) e ad una distanza minima di circa 33,5 km (18 miglia nautiche) in direzione Sud dalla costa di Agrigento (AG) (cfr. **Figura 3-1**).

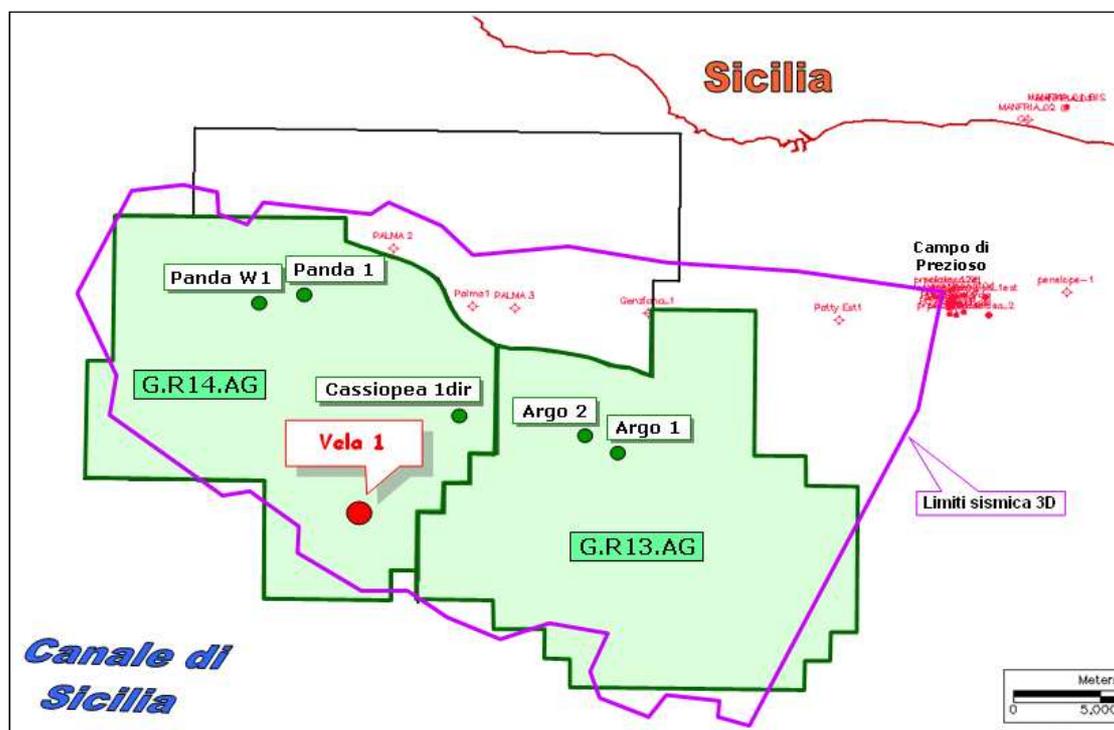


Figura 3-1: Regione Sicilia, Permessi di Ricerca e ubicazione del pozzo Vela 1

L'obiettivo del Pozzo esplorativo Vela 1 è la verifica e quantificazione della presenza di accumuli di gas in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari del prospect, rappresentati dai livelli porosi intercalati nelle serie argilloso-sabbiose del Pleistocene.

L'attività sarà svolta nel terzo periodo di vigenza del permesso G.R14.AG, nell'ambito del programma unitario dei permessi di ricerca GR 13.AG e G.R 14.AG, che prevede le seguenti attività:

- Posizionamento / rimozione dell'impianto di perforazione;
- Perforazione del pozzo esplorativo Vela 1 ed eventuali prove di produzione;
- Chiusura mineraria e disancoraggio.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 5 di 54
---	-----------------------	---	-------------------------------

3.2 DATI GENERALI DEL POZZO VELA 1

Nei paragrafi successivi vengono riassunte e schematizzate le principali informazioni relative al Pozzo esplorativo Vela 1 ed il relativo programma di perforazione. Tali informazioni sono state estratte dal Progetto allegato al presente SIA (Programma Geologico e di Perforazione – Pozzo Vela 1 – Febbraio 2013).

La **Tabella 3-1** riporta le caratteristiche generali del Pozzo esplorativo Vela 1.

Tabella 3-1: dati generali pozzo esplorativo Vela 1	
<i>Distretto geograficamente responsabile</i>	DIME
<i>Nome e sigla del pozzo</i>	VELA 1
<i>Classificazione iniziale</i>	NFW (New Field Wildcat)
<i>Profondità finale prevista verticale</i>	1500 m TVDSS
<i>Permesso</i>	G.R14.AG
<i>Operatore</i>	Eni S.p.A. Div. E&P
<i>Quote di titolarità</i>	Eni 60% - Edison 40%
<i>Capitaneria di porto</i>	LICATA
<i>Distanza base operativa</i>	33 km (Licata)
<i>Zona (pozzi off-shore)</i>	G
<i>Distanza dalla costa</i>	circa 33,5 km (18 miglia nautiche) dalla costa di Agrigento (AG) circa 29 km (15,6 miglia nautiche) dalla costa di Palma di Montechiaro (AG) circa 30 km (16,2 miglia nautiche) dalla costa di Licata (AG)
<i>Fondale*</i>	- 717 m
OBIETTIVI	
<i>Linee sismiche di riferimento</i>	I.L. 2380 - X.L.1400 del 3D "PANDA"
<i>Litologia obiettivo principale</i>	Sabbia - Strati da sottili a metrici
<i>Formazione obiettivo principale</i>	F.ne Argo (già RIBERA M.bro Narbone)
<i>Profondità Top obiettivo principale</i>	1030 m TVDSS
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
<i>Latitudine - Longitudine di partenza (geografica)*</i>	36° 53' 16,228" N - 13° 40' 09,553" E

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 6 di 54
---	-----------------------	---	-------------------------------

Tabella 3-1: dati generali pozzo esplorativo Vela 1	
<i>Latitudine - Longitudine a fondo pozzo (geografica)*</i>	36° 53' 16,228" N - 13° 40' 09,553" E
<i>Latitudine / Longitudine di partenza (metrica)*</i>	4083323.42 N - 2401419,40 E
<i>Latitudine - Longitudine a fondo pozzo (metrica)*</i>	4083323.42 N - 2401419,40 E
<i>Proiezione</i>	Gauss-Boaga
<i>Ellissoide/Geo Datum</i>	Hayford International 1924/Roma MM 1940
<i>Semiasse maggiore</i>	6378388
<i>Eccentricità al quadrato (1/F)</i>	0.00672267002 (297)
<i>Meridiano Centrale</i>	15° Est Greenwich
<i>Falso Est</i>	2520000 m
<i>Falso Nord</i>	0
<i>Fattore di Scala</i>	0.9996
<i>Declinazione Magnetica</i>	2.05° 17 Aprile 2009
<i>Note: * dati provvisori da confermare dopo W.S.S.</i>	

Le tempistiche previste per le principali attività in progetto sono le seguenti:

- posizionamento dell'impianto di perforazione: **3 giorni**;
- perforazione del pozzo esplorativo ed eventuali prove di produzione: **circa 40 giorni**;
- chiusura mineraria e il disancoraggio: **7 giorni**.

3.3 PROGRAMMA GEOLOGICO DEL POZZO VELA 1

Per l'inquadramento geologico dell'area e la descrizione delle Sequenze stratigrafiche si rimanda al Paragrafo 4.5 del Capitolo Ambientale. A seguire si riportano le considerazioni più specificatamente minerarie

3.3.1 Interpretazione sismica

La presenza di mineralizzazione è ipotizzata sulla base dell'interpretazione sismica sul volume sismico 3D acquisito nel 2003/2004 nell'offshore di Licata, a circa 20 km dalla costa, con un'estensione di circa 800 km². In Figura 3-2 è visibile il limite dell'area coperta dal dato 3D.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 7 di 54
---	-----------------------	---	-------------------------------

Il dato sismico presenta un bin di dimensioni 12.5 m in direzione In-line e 18.75 m in direzione Cross-line, con copertura 4000%, e si può considerare di ottima qualità.

L'interpretazione sismica è stata mirata all'individuazione e valutazione delle anomalie di ampiezza sismiche all'interno delle sequenze stratigrafiche plio-pleistoceniche presenti nel bacino di avanfossa, ponendo come obiettivo esplorativo primario la ricerca di accumuli di gas biogenico.

A partire dal modello geologico regionale e dai pozzi disponibili, sono stati interpretati un certo numero di orizzonti, con lo scopo di definire le anomalie di ampiezza sismiche in termini di top e bottom, entità dell'anomalia, struttura interna, presenza di chiusure strutturali.

Inizialmente sono stati interpretati gli orizzonti Fondomare, Top F.ne Gessoso Solifera e Top F.ne Trubi per definire i limiti superiore ed inferiore del bacino di avanfossa. Successivamente sono stati considerati otto orizzonti all'interno della serie pleistocenica, ricadenti negli intervalli stratigrafici S2X, S2A ed S3, in corrispondenza dei quali sono state individuate la maggior parte delle anomalie di ampiezza e ai quali appartengono i livelli a gas rinvenuti nei Pozzi Argo 1, Argo 2 e Cassiopea 1 dir (**Figura 3-2 e Figura 3-3**).

E' stato inoltre interpretato l'orizzonte Near-Top sabbie di Irene, che corrisponde al top della sequenza S2X, alla quale appartengono i reservoir a gas rinvenuti nei pozzi Panda 1, Panda W1 e negli intervalli più profondi del pozzo Cassiopea 1 dir.

Si è passati quindi alla messa in profondità di questi orizzonti utilizzando dati provenienti dai pozzi e dalle analisi di velocità di dettaglio utilizzate per la fase di Pre-stack time migration del volume 3D. Infine, sono state ricavate le mappe isopache dei principali intervalli stratigrafici.

Lo studio ha portato ad individuare un certo numero di anomalie significative. La successiva analisi di dettaglio delle caratteristiche geofisiche e geologiche delle anomalie e la stima dei valori di GOIP hanno condotto ad una positiva valutazione del prospect Vela, ubicato nella porzione meridionale del Permesso G.R14.AG.

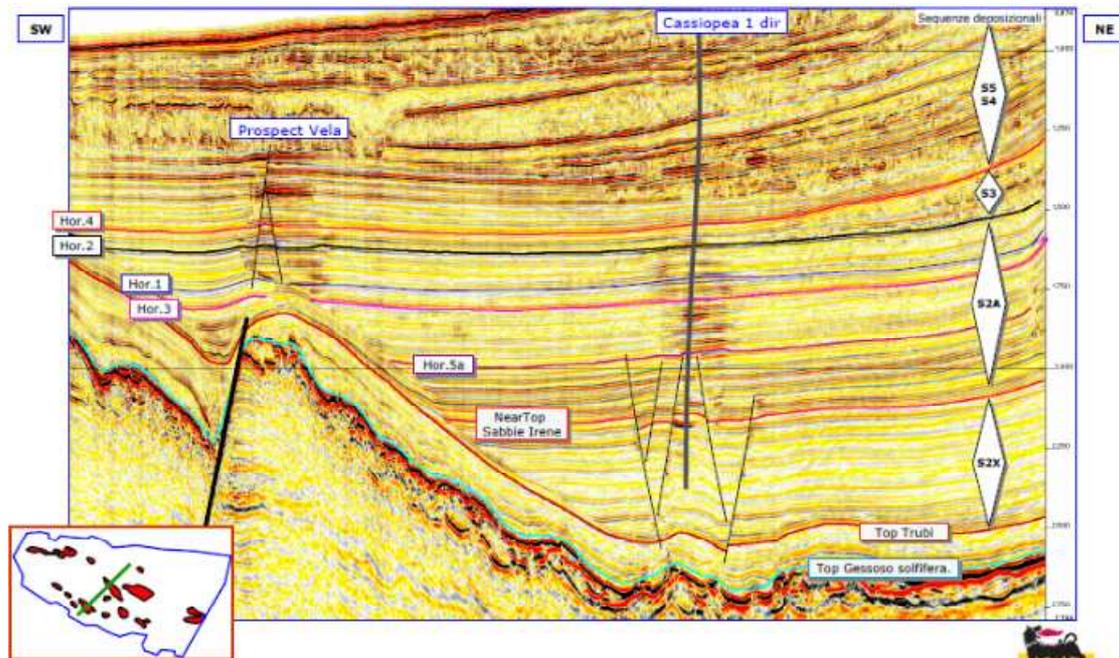


Figura 3-2: traversa sismica tra il prospect Vela e il Pozzo Cassiopea 1 dir

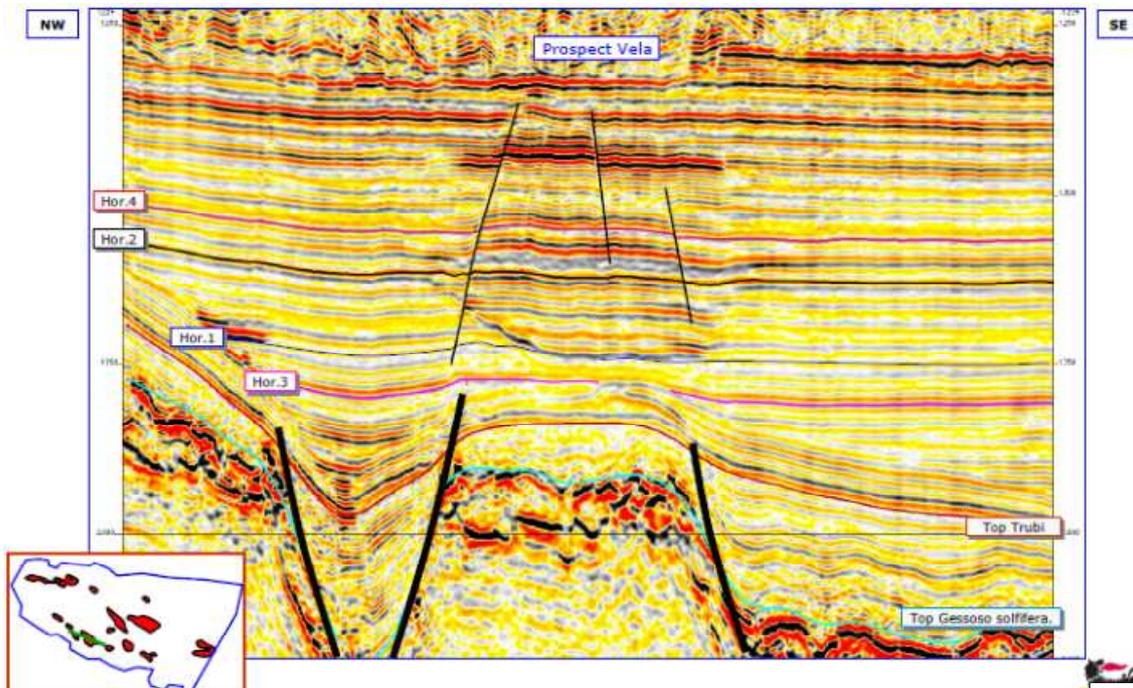


Figura 3-3: Traversa sismica attraverso il prospect Vela

Il prospect si presenta abbastanza semplice dal punto di vista strutturale. La trappola si sviluppa principalmente per chiusura su quattro vie generata dal drappeggio dei depositi torbiditici pleistocenici



sul sottostante alto strutturale ben visibile a livello delle F.ni Gessoso Solifera e Trubi. Il fianco meridionale e occidentale del prospect risulta limitato da una chiara faglia normale, che rappresenta la naturale prosecuzione della faglia principale che ha generato l'horst sottostante.

Gli obiettivi sono costituiti dalle alternanze sabbie-argille della F.ne Argo. Queste alternanze sono state attraversate in posizione depocentrale dai pozzi Cassiopea 1 dir, Argo 1 e Argo 2, che hanno verificato la presenza di livelli sabbiosi da centimetrici a metrici, composti da sabbie quarzose da fini a finissime.

Esiste una buona corrispondenza tra chiusura strutturale ed anomalia sismica (cfr. **Figura 3-4**). La chiusura per pendenza su quattro vie è valutata in circa 8 m, con una superficie di 4.5 km².

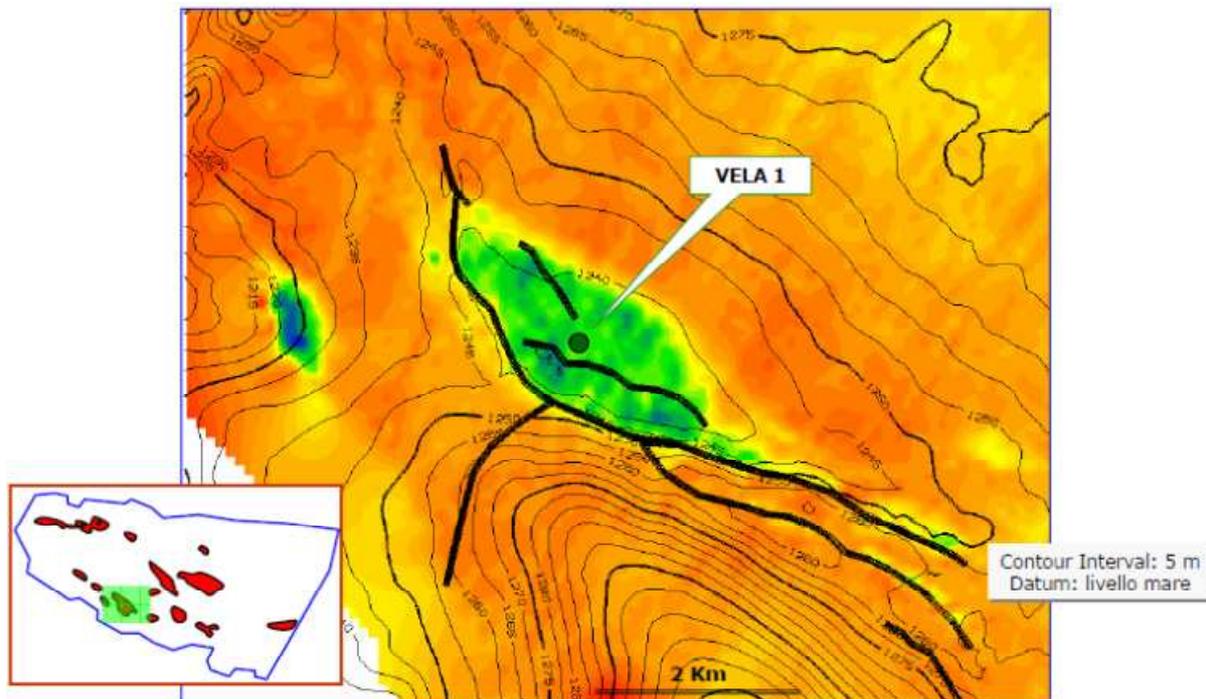


Figura 3-4: mappa di profondità del prospect Vela, assestata all'orizzonte Hor4 (in colore mappa ampiezze RMS tra Hor1 e Hor4)

La probabile presenza di gas è supportata anche dal positivo risultato dell'analisi di pseudogradiante AVO eseguita sul volume sismico 3D e dagli effetti di pull-down, presenti in particolare nella porzione inferiore della struttura.

Il gas è generato da processi di tipo biogenico. La presenza di gas biogenico è stata confermata dai Pozzi Panda 1, Panda W1, Argo 1, Argo 2 e Cassiopea 1 dir.

Come riscontrato durante le perforazioni dei Pozzi Cassiopea 1 dir, Argo 1, Argo 2, Panda 1 e Panda W1, nelle serie stratigrafiche che il pozzo Vela 1 attraverserà sono presenti sovrappressioni.

L'ubicazione del pozzo è definita all'incrocio tra la Inline 2380 e la Cross Line 1400 del volume sismico "Panda 3D", in un punto con profondità d'acqua di circa - 717 m s.l.m.. In **Figura 3-5** e in **Figura 3-6** è riportato il tracciato del pozzo lungo la inline 2380 e la crossline 1400, che attraversano il prospect in corrispondenza del suo culmine strutturale.

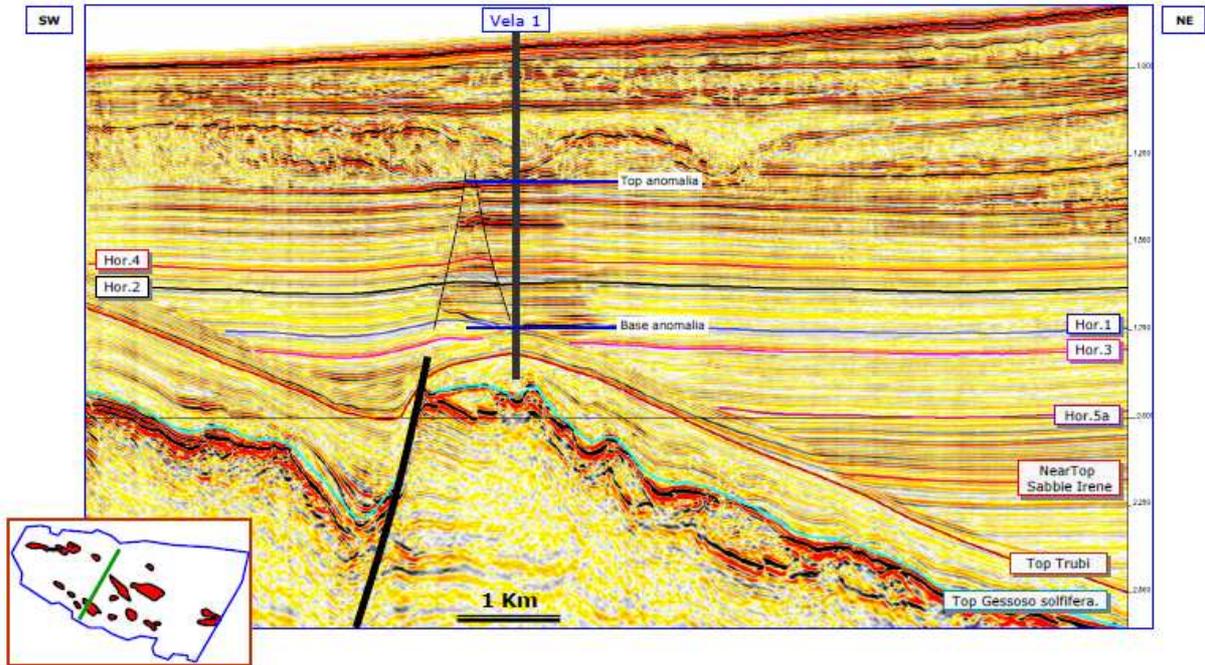


Figura 3-5: interpretazione rilievo sismico: Inline 2380

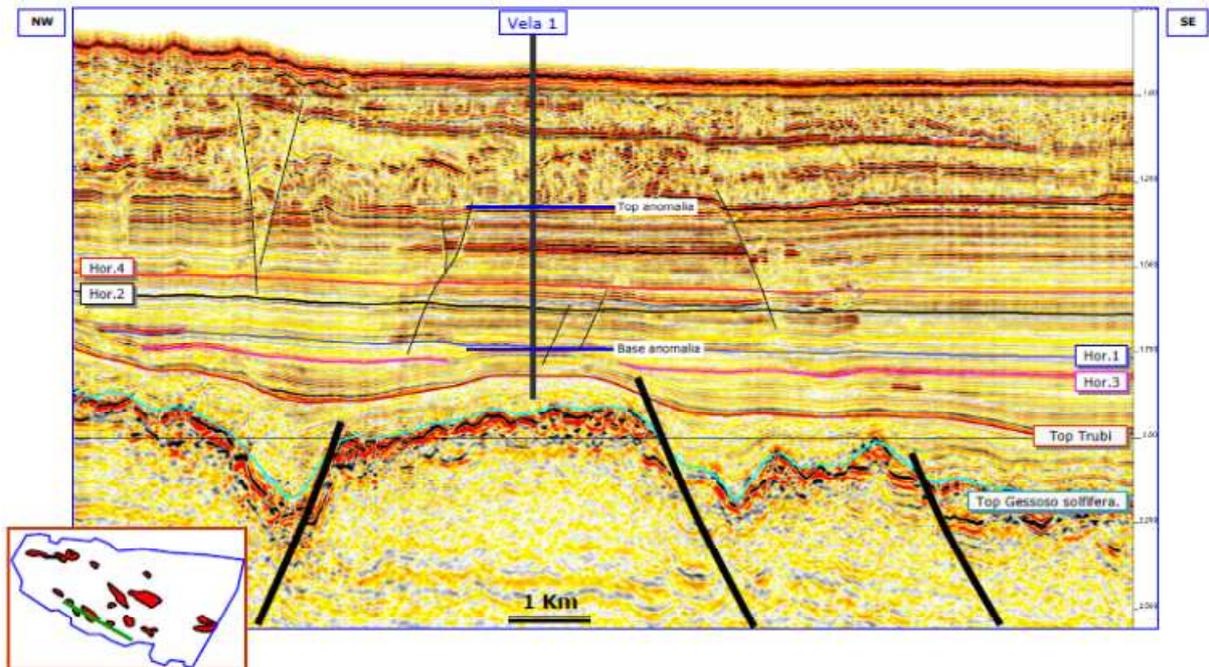


Figura 3-6: interpretazione rilievo sismico: Crossline 1400

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 11 di 54</p>
--	--------------------------------	--	---

3.3.2 Obiettivo minerario del pozzo

Lo scopo del sondaggio VELA 1 è quello di verificare e quantificare la presenza di gas in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari del prospect, rappresentati dai livelli porosi intercalati nelle serie argilloso-sabbiose del Pleistocene. Questi livelli dovrebbero presentarsi con spessori relativamente sottili, da centimetrici a metrici, con valori medi di porosità del 35%. Il gas è generato da processi di tipo biogenico.

Per la mitigazione del rischio minerario è stato eseguito uno studio di variazione dell'ampiezza con l'offset sul volume sismico 3D, che mostra una risposta AVO positiva per il prospect in oggetto.

L'ubicazione del pozzo è definita all'incrocio tra la Inline 2380 e la Cross Line 1400 del volume sismico "Panda 3D", in un punto con profondità d'acqua di circa 717 m. Nelle figure 9 e 10 è riportato il tracciato del pozzo lungo la inline 2380 e la crossline 1400, che attraversano il prospect in corrispondenza del suo culmine strutturale.

Durante la perforazione del pozzo VELA 1 si prevede di incontrare livelli porosi con una significativa presenza di gas a partire dalla profondità di 1030 mTVDSS (indicata come "Top anomalia" nelle figure 9 e 10) e si prevede di attraversare l'obiettivo fino a 1420 mTVDSS, per uno spessore complessivo di 390 m circa.

La perforazione si dovrà concludere all'interno della F.ne Trubi alla profondità di 1500 m TVDSS, corrispondente sulla sismica a circa 1830 ms TWT.

Come dimostrato dai pozzi Cassiopea 1 dir, Argo 1, Argo 2, Panda 1 e Panda W1, nelle serie stratigrafiche che il pozzo attraverserà sono presenti sovrappressioni.

3.3.3 Rocce madri

Sono stati svolti negli ultimi anni alcuni studi geochimici nell'area di questo bacino, con lo scopo di determinare la possibilità di generazione di idrocarburi gassosi e la loro modalità di accumulo nelle strutture della serie plio-pleistocenica.

Gli studi geochimici effettuati hanno permesso di segnalare una consistente generazione di gas biogenico con possibilità di un intrappolamento nei livelli sabbiosi torbiditici. Il gas biogenico proviene dall'azione di batteri anaerobi sulla materia organica presente nei livelli più argillosi dei depositi sedimentari torbiditici. Il gas campionato nel campo di Panda e nei pozzi Argo 1, Argo 2 e Cassiopea 1 dir è composto prevalentemente da metano (99,6 %) e si ritiene che lo stesso tipo di gas possa essersi accumulato nella struttura di VELA.

3.3.4 Rocce di copertura

Le rocce di copertura nell'area sono date dai livelli d'argilla interposti tra gli eventi sabbiosi e siltosi. Essi costituiscono contemporaneamente sia la roccia madre che la copertura.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 12 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

3.3.5 Sequenze deposizionali reservoir a gas biogenico

I possibili reservoir a gas biogenico ed i relativi play esplorativi del bacino di avanfossa plio-pleistocenico sono inquadrati nell'ambito di una serie di sequenze deposizionali che dal basso stratigrafico verso l'alto sono:

- La **sequenza S1** comprende la F.ne Trubi, costituita da marne e marne argillose, che rappresentano una serie trasgressiva condensata. Va segnalato che i Trubi si trovano localmente in discordanza anche sopra la Falda alloctona, indicando che questa era già formata ed attiva a partire dal Messiniano post-evaporitico. Questa sequenza è divisa in due parti. La parte inferiore corrisponde ad una fase d'emersione dell'avampaese e si prolunga dal Messiniano post evaporitico fino alla parte bassa del Pliocene inferiore. La parte più recente (Pliocene medio) corrisponde ad una fase di sedimentazione generalizzata di argille e marne marine in un bacino poco profondo.
- La **sequenza S2** comprende le argille condensate di avampaese. Il limite basale è legato probabilmente ad una fase tettonica di sovrascorrimento della Falda. La **sequenza S2X** corrisponde alla fase deformativa di maggior entità, del Plio-Pleistocene, che porta all'individuazione del bacino di avanfossa ibleo. L'evento deformativo è concomitante ad una importante fase di traslazione della Falda alloctona verso l'avampaese. La successione è estesamente interessata da un'intensa attività tettonica sindeposizionale. L'attività deformativa compressiva e transpressiva è testimoniata dalla presenza di diverse discordanze angolari e da fault-bend fold e faglie transtensive ad alto angolo. La distribuzione delle facies torbiditiche, desunta dai dati di pozzo disponibili, è compatibile con un entry-point torbiditico principale collocato lungo il margine interno del bacino, nell'area dei pozzi Penelope1-Irene1 oppure nella parte onshore, con paleocorrenti longitudinali da NE (cfr. **Figura 3-5** e **Figura 3-6**). In questa sequenza sono presenti le principali mineralizzazioni a gas riscontrate nei pozzi Panda 1 e Panda W1. Le geometrie deposizionali sono quelle tipiche dei cunei torbiditici di avanfossa con geometrie di progressivo riempimento per aggradazione con orizzonti sismici piano paralleli. Al margine interno dell'avanfossa gli orizzonti s'interrompono prevalentemente contro la base delle Falde neogeniche, mentre al margine esterno l'interruzione è per onlap contro la rampa d'avampaese (figura 6). La parte inferiore della sequenza è prevalentemente argillosa, l'avampaese e la rampa sono interessati da una fase di non deposizione che si prolunga dal Pliocene medio fino a buona parte del Pliocene superiore. La sedimentazione riprende alla fine del Pliocene superiore con la deposizione di una successione condensata a cui segue un'importante fase di sedimentazione torbiditica sabbiosa corrispondente alla F.ne Sabbie di Irene, ultima fase di deposizione della sequenza S2X. La durata di deposizione è di circa 800.000 anni. Le Sabbie di Irene hanno facies di lobo nell'area perforata dai pozzi Irene 1 e Penelope 1 e di piana bacinale confinata in quella dei pozzi Palma 1 e Panda; ad Ovest di Panda una sella morfologica ne limita la deposizione. Il limite della sequenza S2A corrisponde ad una fase di intensa deformazione compressiva che interessa la successione torbiditica della F.ne Sabbie di Irene (Sequenza S2X) con importanti implicazioni di tipo minerario in tutta l'area di studio. Nell'area di studio è riconoscibile anche una deformazione probabilmente di tipo transtensivo legata alla riattivazione di faglie ad alto angolo dei sottostanti carbonati. Il trend ha direzione NW-SE. La deposizione della successione di avanfossa è seguita dalla migrazione progressiva della Falda neogenica e da una strutturazione della successione di

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 13 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

avanfossa. La subsidenza tettonica crea un nuovo depocentro del bacino di avanfossa in posizione più esterna. Le mappe isopache prodotte per le sequenze bacinali confermano il progressivo spostamento dei depocentri verso SSE. Si può ipotizzare, per la sequenza S2A e per la successiva S3, che il contenuto di sabbia sia maggiore nelle aree di deposizione più depocentrali. Questo modello è stato di recente verificato dalla perforazione del pozzo Argo1, che ha effettivamente riscontrato, in questa sequenza stratigrafica in posizione prossima al depocentro, la presenza di fitte alternanze sabbia-argilla di origine torbiditica, con intervalli a sabbia fine centimetrico-decimetrici e raramente metrici, mentre la stessa sequenza è risultata più argillosa in posizione marginale, in corrispondenza dei pozzi Panda 1 e Panda W1. In questa sequenza sono presenti le principali mineralizzazioni a gas riscontrate nei pozzi Argo 1 e Cassiopea 1 dir. Nella sequenza S2A sono presenti anche corpi più o meno caotici argilloso-sabbiosi, probabilmente depositi in massa, ad opera di processi gravitativi provenienti dalla Falda di Gela.

- La **sequenza S3** comprende il primo cuneo sedimentario in on-lap sulla Falda che chiude l'ultima significativa fase deformativa. Questa sequenza presenta intervalli tabulari a strati sottili sviluppati nelle aree distali – depocentrali e intervalli prevalentemente argillosi e caotici posti in prossimità della Falda.
- In prossimità o in on-lap sull'alloctono è anche possibile ipotizzare la presenza di corpi sabbiosi relativamente più spessi e probabilmente canalizzati.
- La **sequenza S4** si sviluppa nella parte finale del Pleistocene, Le facies sono prevalentemente rappresentate da sedimenti argilloso-siltosi spesso caoticizzati (cfr. **Figura 3-5**). I livelli caotici sono molto frequenti in tutta l'area. Si tratta di depositi della sequenza S4 e della precedente sequenza S3 depositati sul fronte della Falda e nelle adiacenti aree bacinali che sono stati interessati in ambiente sottomarino da imponenti fenomeni di scivolamento gravitativo verso le aree bacinali. Particolarmente imponente risulta la frana sottomarina attraversata dai pozzi Panda la cui lunghezza è di oltre 13 km.

La **sequenza S5** registra l'ultimo evento deposizionale della successione, costituito dalla progressiva progradazione dei sistemi marginali interni. L'obiettivo minerario principale nell'area è il tema a gas biogenico nelle sequenze stratigrafiche clastiche del Pleistocene. L'interesse minerario è dato dai livelli porosi presenti nelle sequenze sedimentarie plio-pleistoceniche descritte.

Al momento attuale le sequenze S2X, S2A e S3 sono sede dei migliori reservoir attraversati dai pozzi presenti nel bacino di avanfossa, si ritiene peraltro che nell'area del prospect VELA anche le sequenze più alte possano contenere reservoir di buona qualità ricchi in sabbie, legate all'avanzamento verso sud delle aree depocentrali del bacino. Per la tipologia di reservoir presente nell'area si possono citare come pozzi di riferimento Panda 1, Panda W1, Argo 1, Argo 2, Cassiopea 1 dir, Irene 1, Penelope 1, Gela 110 Dir e in parte Palma 1. Anche i pozzi Patty Est 1, Genziana 1 hanno attraversato nel "sotto falda" le sequenze bacinali più profonde del bacino. La presenza di gas biogenico è stata confermata dai pozzi Panda 1, Panda W1, Argo 1, Argo 2 e Cassiopea 1 dir.

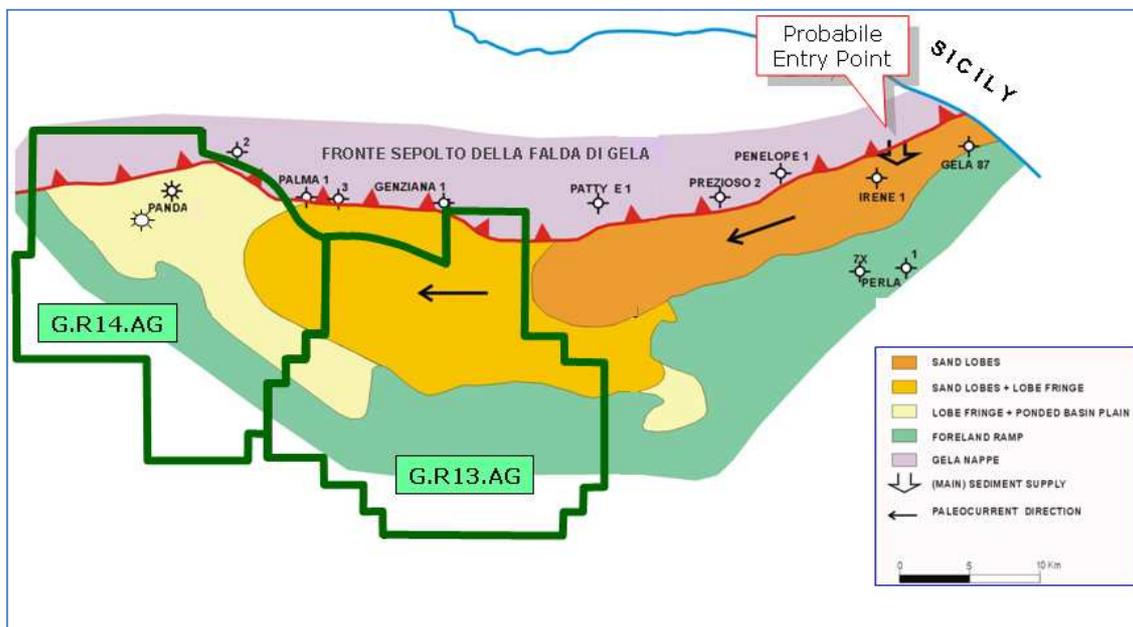


Figura 3-7: Distribuzione delle facies sedimentarie pleistoceniche nel bacino di avanfossa

3.3.6 Profilo litostratigrafico previsto

Sulla base dei dati geologici disponibili, delle analisi di velocità sismiche e delle informazioni estrapolabili dai pozzi dell'area, si prevede di attraversare la successione stratigrafica indicata nella seguente **Tabella 3-2**.

Tabella 3-2: Pozzo Vela 1 - Profilo litostratigrafico previsto		
da 717 m (f.m.)	a 870 m	F.ne Argo (Pleistocene)
Argilla grigia siltosa con sottili intercalazioni di sabbia fine.		
da 870 m	a 1.030 m	F.ne Argo (Pleistocene)
Argilla grigia siltosa con livelli di sabbia quarzosa fine. Questo intervallo è probabilmente caotico e costituisce una paleofrana		
da 1.030 m	a 1.420 m	F.ne Argo (Pleistocene)
Argilla grigia siltosa con frequenti intercalazioni di livelli di sabbia fine quarzosa da centimetrici a decimetrici. Questo intervallo costituisce l'obiettivo del pozzo in quanto le diffuse anomalie di ampiezza sismica lasciano presumere la presenza di gas nei livelli sabbiosi.		
da 1.420 m	a 1.480 m	F.ne Argo (Pleistocene)
Intercalazioni di sabbie quarzose da medio fini a fini in livelli da sottili a metrici, e argilla grigia.		
da 1.480 m	a 1.500 m (F.P.)	F.ne Trubi (Pliocene inferiore-medio)
Marne grigio-biancastre, tenere, fossilifere.		

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 15 di 54
---	------------------------------	--	---------------------------------------

Il profilo litostratigrafico previsto per il pozzo esplorativo Vela 1 è riportato in **Figura 3-8.**

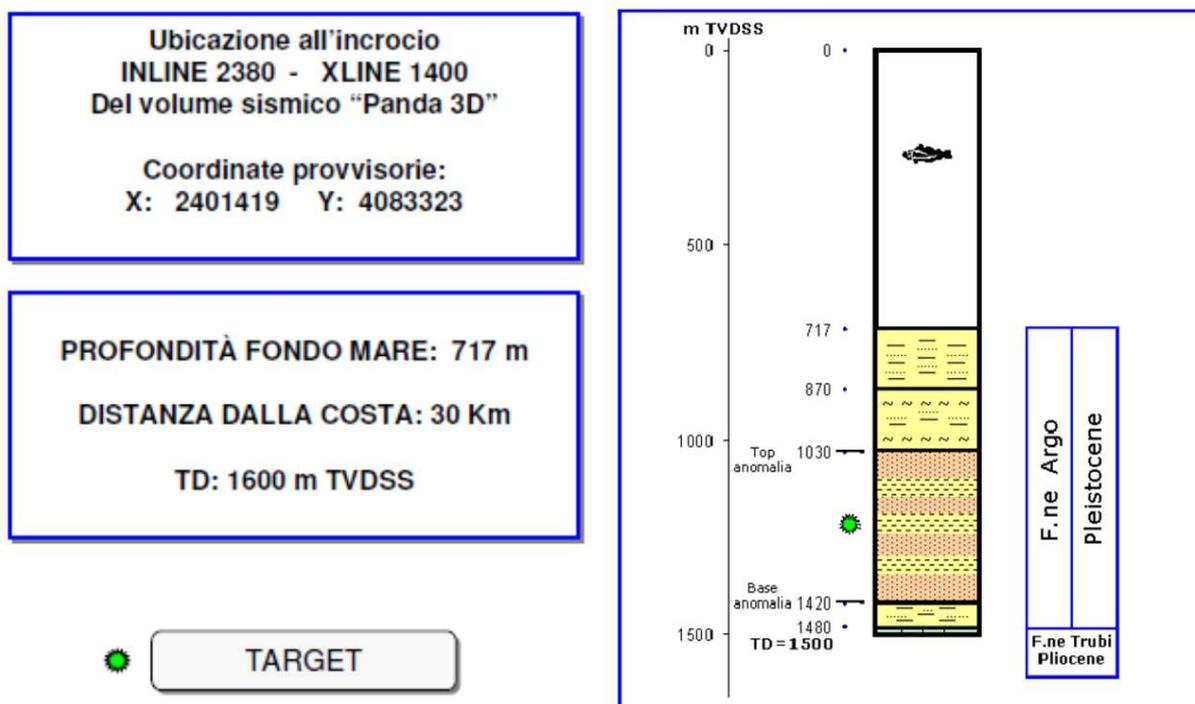


Figura 3-8: profilo litostratigrafico previsto per il Pozzo Vela 1

3.3.7 Pozzi di riferimento

I principali pozzi di riferimento per la serie plio-pleistocenica che sarà attraversata dal pozzo VELA 1 sono il pozzo Cassiopea 1 dir, ubicato circa 8 km a Nord-Est, e mineralizzato a gas principalmente all'interno della sequenza S2A, i pozzi Argo 1 e Argo 2, ubicati rispettivamente 14 e 13 km a Nord-Est, ed i pozzi Panda 1 e Panda W1, ubicati circa 14 km a Nord-Ovest.

3.4 OPERAZIONI DI PERFORAZIONE

3.4.1 Programma di perforazione del pozzo

L'obiettivo del sondaggio VELA 1 è quello di verificare e quantificare la presenza di gas in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari del prospect, rappresentati dai livelli porosi intercalati nelle serie argilloso-sabbiose del Pleistocene. Questi livelli dovrebbero presentarsi con spessori relativamente sottili, da centimetrici a metrici, con valori medi di porosità del 35%.

Il sondaggio verrà realizzato perforando un pozzo con profilo verticale fino alla T.D.

Tutte le profondità indicate nel programma di perforazione, se non diversamente specificato, sono riferite ad una misura di 30 m del Piano Tavola Rotary (PTR) dal livello mare.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 16 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

La profondità d'acqua prevista in loco è 717 m (ssl).

La sequenza operativa prevista per la perforazione del pozzo Vela 1 è la seguente:

- Jetting del **Conductor Pipe** 36" da 747 m (fondo mare) a 800 m TVD (con *drill ahead tool*):
- Perforazione drill ahead fase 24" per Casing Superficiale 20" @ 1000 m TVD;
- Discesa e cementazione Casing Superficiale 20"; infissione effettiva della colonna 253 m;
- Discesa BOP stack & latch BOP su Wellhead Housing;
- Pressure test Choke, Kill line, H4 connector e test funzionalità BOP;
- Con batteria di perforazione da 16" fresaggio cemento e scarpa Casing 20" ed esecuzione LOT;
- Perforazione fase 16" per Casing di Produzione 13 3/8" @ 1180 m TVD;
- Registrazione Log;
- Discesa e cementazione Casing di Produzione 13 3/8"; settaggio well head seal assembly e test;
- Pressure test BOP;
- Con batteria di perforazione da 12 1/4" fresaggio cemento e scarpa Casing 13 3/8" ed esecuzione LOT;
- Perforazione fase 12 1/4" per eventuale Liner di Produzione 9 5/8" @ 1530 m TVD;
- Registrazione Log come da programma di geologia operativa.

Successivamente alla registrazione ed interpretazione dei log, in caso di esito positivo, sarà disceso e cementato un Liner di Produzione da 9 5/8" per consentire l'esecuzione di un test di produzione. In caso contrario si procederà alla chiusura mineraria del pozzo: un programma dettagliato di chiusura mineraria verrà definito al termine della registrazione dei log sulla base delle condizioni del pozzo.

L'attività di perforazione in programma prevede, vista la profondità fondo mare (717 m), l'impiego un impianto di perforazione galleggiante di tipo "Semisommersibile" anche detto "Semisub".

3.4.1.1 Casing profile

Le operazioni di perforazione inizieranno con l'infissione, del *conductor pipe*, da fondo mare (747 m dal Piano Tavola Rotary) alla profondità di 800 m (sempre da PTR), con la tecnica del Jetting, ovvero utilizzando un forte getto d'acqua per rimuovere il terreno e posizionare contemporaneamente il CP preassemblato sull'impianto.

Generalmente, il conductor pipe è un tubo metallico le cui funzioni principali sono:

- separare il foro perforato dall'ambiente marino circostante;
- contenere i fluidi di perforazione;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 17 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

- fare da guida alle attrezzature che scendono in pozzo.

Si procederà quindi con la perforazione del Pilot Hole 8 ½" fino alla quota di circa 950 m. Se la perforazione del Pilot Hole potrà essere eseguita utilizzando la tecnica del Jetting, anche le operazioni di discesa del C.P. 36" verranno eseguite con la stessa tecnica sino a circa 800 m (con un'infissione di circa 53 m). Qualora invece la perforazione del Pilot Hole sarà eseguita con metodi convenzionali, si procederà prima alla perforazione con foro da 42" e successivamente alla discesa del C.P. 36", che sarà cementato a fondo mare. Con il C.P. 36" sarà disceso il relativo Conductor Housing.

Si proseguirà quindi con la perforazione del foro da 26" fino a circa 950 m, dove verrà discesa la colonna di ancoraggio 20" (con un'infissione di circa 150 m) e cementata fino a fondo mare.

Con questo casing verrà discesa la Well Head Housing 18 ¾" 15000 psi per poi proseguire con le operazioni di discesa del BOP stack e del Riser.

Le prime due fasi descritte verranno perforate con ritorno a fondo mare, utilizzando acqua di mare e cuscini di fango ad alta viscosità.

Successivamente si perforerà la fase 17 ½" fino alla profondità di circa 1050 m dove sarà discesa e cementata la colonna intermedia da 16".

Si procederà quindi alla perforazione di un foro pilota da 8 ½" fino alla profondità di 1230 m seguita dalla registrazione dei logs elettrici. Con l'allargamento successivo da 14 ¾", sarà discesa e cementata la colonna di produzione 13 ⅜" a 1230 m.

La perforazione proseguirà con il foro 12 ¼" fino a T.D. 1630 m nella serie della F.ne Argo, comprendente gli obiettivi minerari del sondaggio.

Successivamente alla registrazione ed al responso dei logs, potrà essere eseguito, dopo la discesa di un liner 9 ⅝", un accertamento minerario in foro tubato. In caso contrario si procederà alla chiusura mineraria del sondaggio ed al recupero della Well Head.

Le caratteristiche del casing di Vela 1 sono riportate in **Tabella 3-3** mentre in **Figura 3-9** : si riporta qui di seguito lo schema del pozzo Vela 1 a fine perforazione, con il profilo di tubaggio previsto in caso di esito positivo dell'accertamento minerario dopo la registrazione dei log.

Tabella 3-3: caratteristiche del casing previsto per il Pozzo Vela 1				
Casing size (in)	TVD (m)	Weight (ppf)	Grade	Connection
36"	747 – 800	282,40	X-52	Conductor Casing Connection: RL-4
20"	800 – 1000	133,00	X-56	Surface Casing Connection: RL-3-M
13' ⅜"	1000 – 1180	68,00	L-80	Production Liner Connection: Tenaris Blue
9 ⅝"	1180 - 1530	53,500	L-80	Production Liner Connection: Tenaris Blue

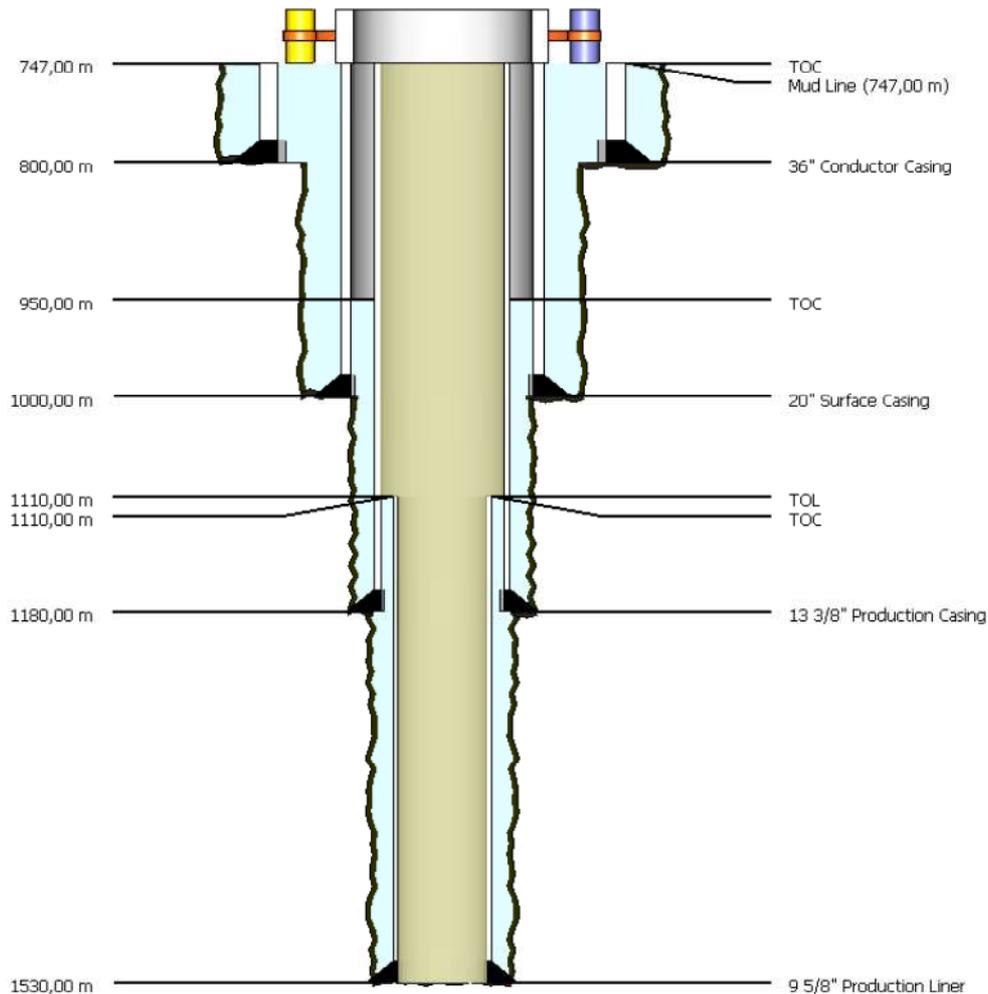


Figura 3-9 : schema dei casing previsti per il Pozzo Vela 1

3.4.1.1 Programma fanghi

Il programma fanghi di Vela 1 prevede l'utilizzo di fanghi a base acquosa denominati SW-PILL/PAD MUD, FW-EP e di un Brine a base salina per l'eventuale fase di completamento.

Nelle seguenti tabelle si riportano le principali caratteristiche con descrizioni dei suddetti fanghi (cfr **Tabella 3-4**), volumi stimati (cfr. **Tabella 3-5**) per le singole fasi perforate ed additivi che si prevede di utilizzare sulla base di precedenti esperienze.

Occorre precisare che il programma di dettaglio sarà compilato successivamente ed il sistema fango potrebbe essere variato in fase operativa a fronte di particolari esigenze geologiche.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 19 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

Tabella 3-4: caratteristiche dei fanghi previsti per la perforazione del Pozzo Vela 1			
Fase	Profondità (MD) (m)	Densità fango (kg/l)	Codice fango
Fase 36" (Riserless)	747 - 800	1,05	SW-PILL
Fase 24" (Riserless)	800 - 1000	1,06 – 1,20	SW-PILL/PAD MUD
Fase intermedia 16"	1000 - 1180	1,12	FW-EP
Fase finale 12"1/4	1180 – 1530 (TD)	1,23	FW-EP
Completamento	1180 – 1530	1,25	Brine

Tabella 3-5: stima dei volumi dei fanghi previsti per la perforazione del Pozzo Vela 1			
Fase	Codice fango	Fango confezionato (m³)	Fango scartato (m³)
Fasi Riserless	SW-PILL/PAD MUD	890	840
Fase intermedia 16"	FW-EP	460	105
Fase finale 12"1/4	FW-EP	120	120
Completamento	Brine	330	10
TOTALE		1800	1075

I fanghi SW-PILL/PAD MUD utilizzati per le fasi Riserless sono fluidi a base acqua di mare viscosizzati con materiali naturali come Guar Gum e bentonite e vanno dispersi a fondo mare.

Il fango FW-EP è un fluido a base acqua dolce ad alte prestazioni che si differenzia dai normali fanghi acquosi per l'elevata lubricità, l'alta capacità di inibizione e per la migliore resistenza alle alte temperature.

Il Brine utilizzato nell'eventuale fase di completamento è una soluzione acquosa di sali Ca⁺⁺ o Na⁺, con la quale viene riempito il foro finale e lasciata in pozzo.

Il dettaglio delle composizioni dei fanghi utilizzati ed i quantitativi dei principali prodotti impiegati per il confezionamento saranno riportati in un apposito programma di dettaglio che verrà redatto in fasi successive e sottoposto ad autorizzazione dell'UNMIG. In **Tabella 3-6** si riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento fanghi e le loro caratteristiche.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 20 di 54
---	------------------------------	---	--------------------------------

Tabella 3-6: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione SW-PILL/PAD MUD - FW-EP e loro caratteristiche	
Prodotto	Azione
Per SW-PILL e PAD MUD:	
GUAR GUM	Regolatore di viscosità
BENTONITE	Regolatore di viscosità
SODA CAUSTICA (NaOH)	Correttore di pH
SODA ASH (Na ₂ CO ₃)	Correttore di pH
Per FW-EP	
BARITE (BaSO ₄)	Regolatore di peso
SODIO BICARBONATO (NaHCO ₃)	Riduttore di pH, Reagente per ioni Ca ⁺⁺
SOLUZIONI DI SALI DI ZIRCONIO	Disperdenti/Deflocculanti
PAC UL (Polimero cellulosico anionico) - XANTAM GUM (biopolimero prodotto con polisaccaridi modificati da batteri del genere "xantomonas")	Regolatori di viscosità e riduttori di filtrato
POLIAMMINE / POLISORBITOLO	Polimeri inibitori per argille
POLIACRILAMMIDE	Incapsulante
LUBRIFICANTE	Riduttore di torsione
SODA CAUSTICA (NAOH)	Correttore di pH

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 21 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

3.4.2 Impianto di perforazione

Le operazioni di perforazione saranno effettuate con un impianto di perforazione galleggiante di tipo "Semisommergibile" anche detto "Semisub" (cfr. **Figura 3-10**, **Figura 3-11** e **Figura 3-12**).

Il nome "Semisub" richiama la struttura dell'impianto, costituita da due cassoni sommersi collegati tramite colonne ai piani di lavoro superiori, che garantisce una relativa insensibilità ai moti ondosi.

A seguito di una preliminare indagine di mercato, sono stati identificati più impianti tra i quali, il più rappresentativo ai fini del presente Studio risulta essere lo **Scarabeo 9**, di proprietà Saipem S.p.A.

L'ingombro della struttura e' di circa 110 m x 80 m, e l'altezza della torre raggiunge gli 86.5 m dal livello mare. Grazie alle dimensioni e alla particolare forma, l'impianto può operare in piena sicurezza anche in condizioni meteo-marine avverse. Per maggiori informazioni relativamente alla stabilità dell'impianto in condizioni marine estreme si rimanda al **Paragrafo 3.4.5** del presente Capitolo.

A seconda delle condizioni meteo-marine, la permanenza in postazione dello Scarabeo 9 può essere garantita sia tramite ancoraggio sia da sistemi di posizionamento dinamico. L'impianto, inoltre sarà utilizzato per le attività di perforazione e completamento in progetto, pertanto, la sua permanenza nel tratto di mare interessato dalle attività sarà limitata nel tempo.

Questo tipo di impianto viene trainato per mezzo di rimorchiatori sulla ubicazione del pozzo.

3.4.2.1 Elementi caratteristici dell'impianto semisub

I cassoni e le colonne sono cavi all'interno e contengono le cisterne per acqua, gasolio e fluidi di perforazione ed i silos per i prodotti chimici sfusi. In alcuni casi dispongono di apparati propulsivi e di posizionamento dinamico (motori elettrici ed eliche).

Il piano di lavoro principale (*main deck*) sostiene l'impianto di perforazione con il sistema di pulizia fanghi, gli spazi per lo stoccaggio delle aste di perforazione, gli alloggi del personale, gli uffici, la sala di controllo, l'eliporto, le gru, gli argani delle ancore e le varie cabine di servizio.

Il piano inferiore (*secondary deck*) contiene i motori, le vasche fango, le pompe fango, la pompa cementatrice, i magazzini per i prodotti di consumo ed i ricambi.

3.4.2.2 Caratteristiche tecniche principali

Gli elementi essenziali dell'impianto di perforazione Semisub sono gli stessi che caratterizzano gli impianti a terra: torre ed impianto di sollevamento, organi di rotazione, circuito del fango e controlli delle apparecchiature di sicurezza. Caratteristiche degli impianti galleggianti sono invece le apparecchiature di compensazione dei movimenti indotti dal moto ondoso. A causa delle ridotte dimensioni di base dello scafo le attrezzature sono disposte in modo da adattarsi agli spazi disponibili sulla piattaforma.

La **Figura 3-10**., la **Figura 3-11**: e la **Figura 3-12**: che seguono mostrano rispettivamente alcune viste dell'impianto (diurne e notturne) e lo schema dell'impianto di perforazione semisommergibile o Semisub sopraccitato, mentre la **Tabella 3-7** ne descrive le caratteristiche tecniche.



Figura 3-10: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista diurna)



Figura 3-11: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista notturna)

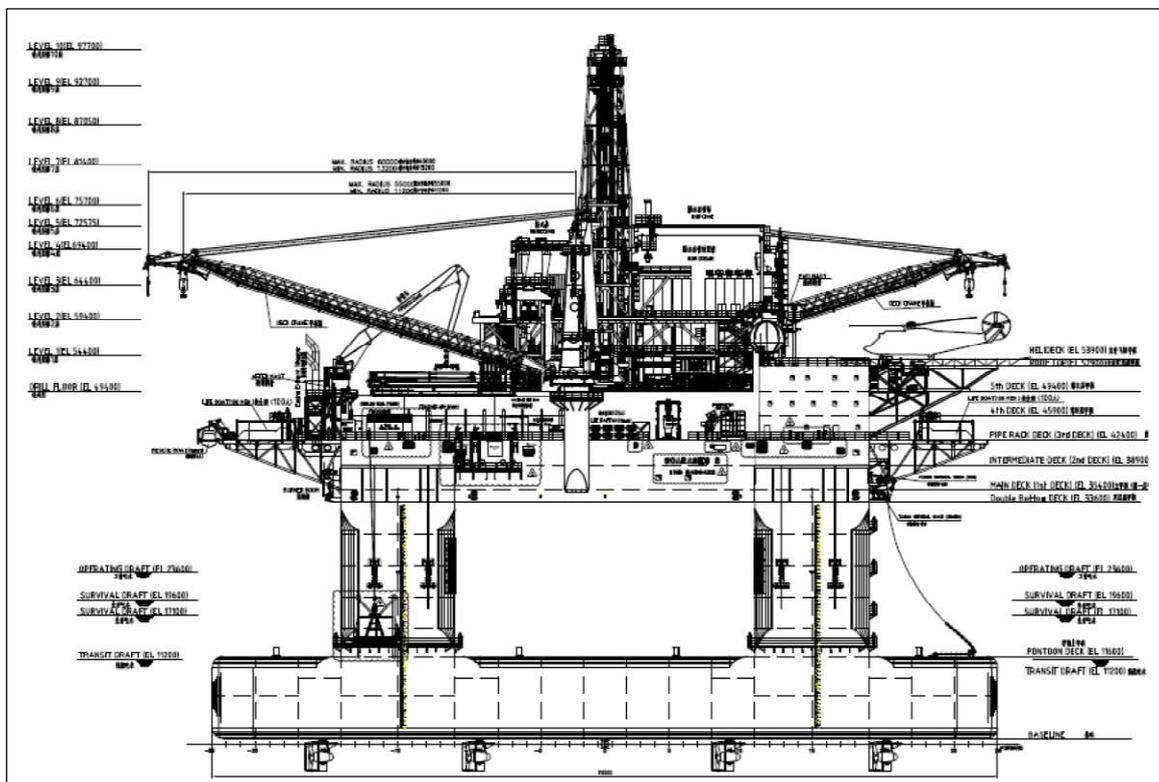


Figura 3-12: schema dell'impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9

Tabella 3-7: caratteristiche tecniche dell'impianto tipo di perforazione semisommersibile SCARABEO 9

VOCE	Specifiche
Società	Saipem S.p.a.
Nome impianto	SCARABEO 9
Tipo impianto	Semisubmersible moored type 6 th generation
Tavola rotary livello mare	22 m
Numero posti disponibili	200
Potenza installata	46080 kW (8 gruppi diesel da 5760 kW ciascuno)
Numero vibrovagli	2 Brandt + 3 Derrick
Tipo vibrovagli	Brandt D. Tandem e Derrick Flo Line Cleaner
Capacità stoccaggio acqua potabile	1067 m ³
Capacità stoccaggio acqua industriale	2766 m ³
Capacità stoccaggio gasolio	4049 m ³
Capacità stoccaggio Barite + Bentonite	Totale Stoccaggio Barite + Bentonite = 141 m ³
Capacità stoccaggio cemento	424 m ³

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 24 di 54</p>
---	--------------------------------	--	---

3.4.2.3 Unità dell'impianto di perforazione

Le unità principali che costituiscono l'impianto di perforazione sono:

- sistema di sollevamento: sostiene il carico delle aste di perforazione e ne permette le manovre di sollevamento e di discesa nel foro;
- sistema rotativo: trasmette il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello;
- circuito del fango: comprende un sistema di separazione dei detriti perforati e di trattamento del fango stesso, al fine di consentirne l'impiego per tempi prolungati;
- apparecchiature di sicurezza: comprendono le apparecchiature di controllo eruzioni (BOP) ed i relativi organi di comando e controllo.

Il sistema di sollevamento

Il sistema di sollevamento sostiene il carico della batteria di aste di perforazione (per perforazioni profonde il peso della batteria di perforazione può superare le 200 t) e permette le manovre di sollevamento e discesa nel foro. È costituito dalla torre di perforazione, dall'argano, dal freno, dalla taglia fissa, dalla taglia mobile e dalla fune.

Il sistema rotativo

È il sistema che ha il compito di imprimere il moto di rotazione allo scalpello. È costituito dal Top Drive System (che negli ultimi anni ha sostituito la tavola rotary + asta motrice) e dalla batteria di aste di perforazione.

- Il Top Drive System (cfr. **Figura 3-13**), attualmente il sistema più utilizzato su questo tipo di impianti, consiste essenzialmente in un motore di elevata potenza al cui rotore viene resa solidale la batteria di perforazione; esso viene sospeso alla taglia mobile per mezzo di un apposito gancio dotato di guide di scorrimento. Inclusi nel top drive vi sono la testa di iniezione (l'elemento che permette il pompaggio del fango all'interno della batteria di perforazione mentre questa è in rotazione), un sistema per l'avvitamento e lo svitamento della batteria di perforazione, un sistema di valvole per il controllo del fango pompato in pozzo;
- Le aste che compongono la batteria di perforazione si distinguono in aste di perforazione (cfr. **Figura 3-14**) e aste pesanti (di diametro e spessore maggiore). Queste ultime vengono montate, in numero opportuno, subito al di sopra dello scalpello, in modo da creare un adeguato peso sullo scalpello. Tutte le aste sono avvitate tra loro in modo da garantire la trasmissione della torsione allo scalpello e la tenuta idraulica. Il collegamento rigido viene ottenuto mediante giunti a filettatura conica.

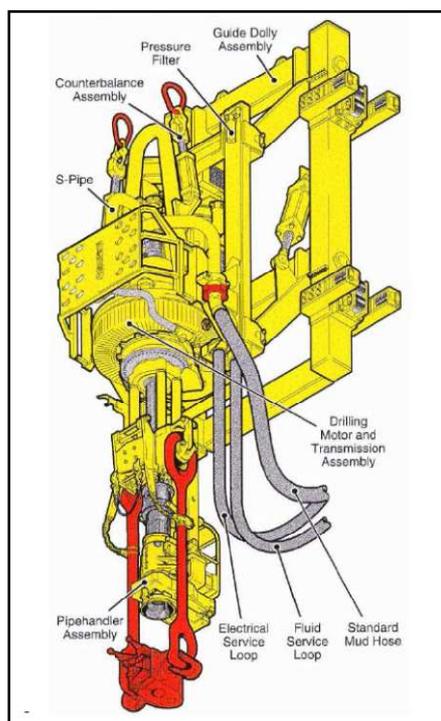


Figura 3-13: Top Drive System



Figura 3-14: asta di perforazione

Il circuito del fango

Questo sistema serve a realizzare la circolazione del fango che viene pompato attraverso la batteria di perforazione, fuoriesce attraverso lo scalpello (dotato di appositi orifizi), ingloba i detriti di perforazione e quindi risale nel foro fino alla superficie.

All'uscita dal pozzo, il fango passa attraverso il sistema di rimozione solidi che lo separa dai detriti di perforazione e viene quindi raccolto nelle vasche per essere nuovamente condizionato e pompato in pozzo.

Gli elementi principali del circuito del fango sono:

- pompe fango (cfr. **Figura 3-15**): pompe volumetriche a pistoni che forniscono al fango la pressione e la portata necessarie a superare le perdite di carico nel circuito e garantirne la circolazione;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo “VELA 1”	Capitolo 3 Pag. 26 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

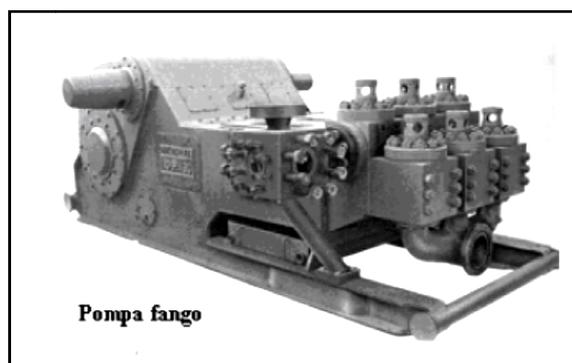


Figura 3-15: pompa fango

- condotte di superficie - manifold – vasche: le condotte di superficie, assieme ad un complesso di valvole posto a valle delle pompe (manifold di sonda), consentono di convogliare il fango per l'esecuzione delle funzioni richieste. Nel circuito sono inoltre inserite diverse vasche di stoccaggio che contengono una riserva di fango da utilizzare in caso di perdite di circolazione o assorbimento del pozzo;
- sistema di rimozione solidi: comprende apparecchiature quali vibrovagli (cfr. **Figura 3-16**), cicloni, centrifughe per separare il fango dai detriti di perforazione di varia pezzatura. Questi ultimi vengono raccolti in appositi cassonetti e trasportati a terra mediante supply vessels.

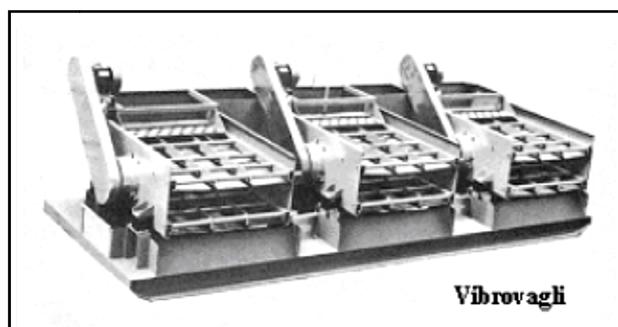


Figura 3-16: vibrovagli

Apparecchiature di Sicurezza

Tra le apparecchiature di sicurezza si possono citare i *Blow Out Preventers* (BOP), ovvero il sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) per impedire l'eruzione incontrollata in atmosfera di fluidi di strato eventualmente entrati in pozzo.

Queste apparecchiature svolgono un ruolo fondamentale per prevenire potenziali rischi alle persone, alle attrezzature ed all'ambiente. Una descrizione dettagliata dei BOP è fornita al Paragrafo **3.4.4**.

3.4.2.4 Geometria del sistema di ancoraggio

L'impianto Scarabeo 9 è progettato per operare sia in posizionamento dinamico sia ancorato, in funzione della profondità d'acqua. Di seguito sarà analizzata la modalità impianto ormeggiato poiché risulta la più impattante per le interferenze con attività antropiche, quali pesca e traffico marittimo, e con il fondale marino.



L'impianto è progettato per essere ancorato tramite otto linee di ormeggio disposte in senso radiale come raffigurato in **Figura 3-17**.

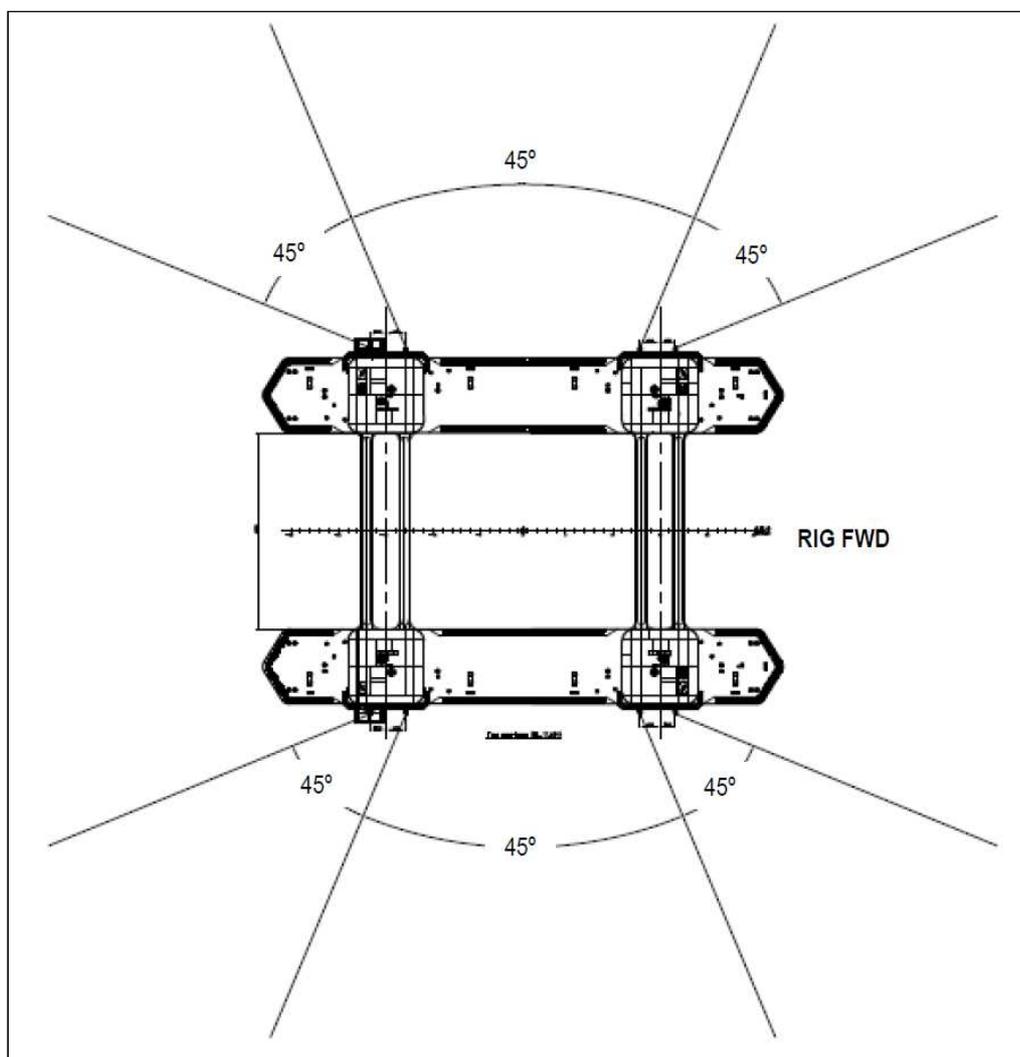


Figura 3-17: Schema di ormeggio dell'impianto Scarabeo 9

Ciascuna linea di ormeggio è formata dai seguenti elementi principali:

- Cavo di collegamento all'impianto;
- Catene posate e ancorate sul fondale, di lunghezza variabile in funzione della profondità del fondale e delle condizioni meteo-marine.

In **Figura 3-18** è rappresentato tridimensionalmente il sistema di ancoraggio dell'Impianto Scarabeo 9; nella figura, a partire dall'impianto semisommersibile, in rosso sono raffigurati i cavi e in giallo le catene di ancoraggio posate sul fondale.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 28 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

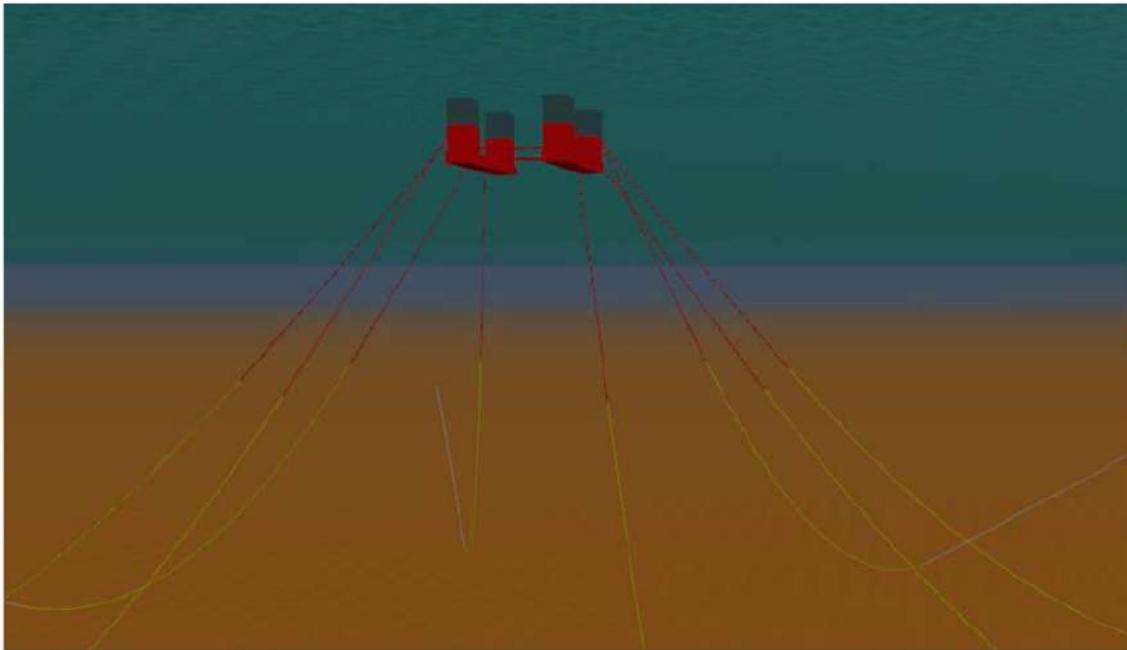


Figura 3-18: rappresentazione 3D del sistema di ancoraggio dell’Impianto Scarabeo 9

In condizioni di mare estremo, considerando profondità pari a 600 m, l’ingombro totale del sistema di ancoraggio (diametro) è pari a circa 4000 m (Frigstad, 2011).

3.4.3 Tecniche di perforazione

La tecnica di perforazione impiegata è detta a rotazione o “*rotary*”, in cui l’azione di scavo è esercitata da uno scalpello (cfr. **Figura 3-19**) posto all’estremità di una serie di aste circolari cave.

Le aste vengono avvitate fra di loro, permettendo così di calare e recuperare lo scalpello nel pozzo; queste imprimono peso all’utensile di scavo, gli trasmettono il moto di rotazione e permettono al loro interno la circolazione del fango di perforazione.

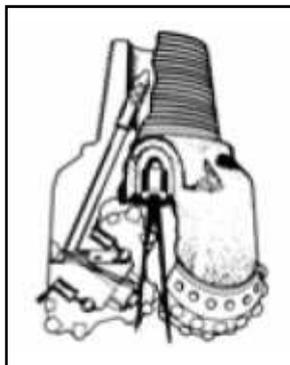


Figura 3-19: scalpello di perforazione

I fluidi di perforazione sono normalmente costituiti da un liquido reso colloidale ed appesantito con specifici prodotti. Le proprietà colloidali fornite da speciali argille (bentonite) ed esaltate da particolari

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 29 di 54</p>
--	--------------------------------	--	---

composti (quali la Carbossil Metil Cellulosa o C.M.C.) permettono al fango di mantenere in sospensione i materiali d'appesantimento ed i detriti, anche a circolazione ferma, grazie alla formazione di gel. Il fango, che viene pompato attraverso la batteria, fuoriesce da apposite aperture dello scalpello e risale in superficie, ha lo scopo di assicurare la rimozione dal foro dei detriti scavati dall'azione dello scalpello.

Inoltre, il fango deve avere delle caratteristiche chimico-fisiche controllate con l'intento di controbilanciare la pressione dei fluidi contenuti nelle rocce attraversate e di sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione.

La pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fango deve infatti essere maggiore della pressione di formazione (anche nel caso di pressioni al di sopra del normale gradiente idrostatico) per impedire l'ingresso in pozzo di fluidi di strato e viene regolata facendone variare opportunamente la sua densità attraverso l'aggiunta di opportune sostanze.

Con la perforazione rotary è possibile perforare in modo abbastanza semplice e veloce tratti di foro profondi anche diverse migliaia di metri. Una volta eseguito il foro, al fine di isolare le formazioni attraversate e di garantire il sostegno delle pareti di roccia, il pozzo viene rivestito con tubi d'acciaio giuntati tra loro (colonne di rivestimento dette casing) e cementati nel foro stesso.

Successivamente, all'interno del casing, si cala uno scalpello di diametro inferiore per perforare un successivo tratto, destinato a sua volta ad essere protetto da un ulteriore casing. Il raggiungimento dell'obiettivo minerario avviene pertanto attraverso la perforazione di fori di diametro progressivamente decrescente e via via protetti da colonne di rivestimento.

Il tipo e la pressione dei fluidi contenuti negli stati rocciosi attraversati durante la perforazione variano con la profondità in modo talora imprevedibile. 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 stessa del foro mediante 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 contenute.

Con l'esecuzione di apposite "prove di produzione", effettuate al termine delle operazioni di perforazione, è possibile avere indicazioni precise relative alla natura ed alla pressione dei fluidi di strato. Il pozzo deve essere perforato in modo tale da non permettere la fuoriuscita incontrollata di questi fluidi dal pozzo. Ciò avviene utilizzando un fango 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 (testa pozzo e BOP) atte a chiudere il pozzo.

Durante la perforazione del foro, ovvero prima della discesa della colonna di rivestimento (*casing*), che isola il foro dalle formazioni rocciose attraversate, la batteria di perforazione e il fango sono a diretto contatto con le formazioni rocciose scoperte.

La fase di perforazione ha termine con il rivestimento completo 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.

3.4.3.1 Caratteristiche e funzioni dei fluidi di perforazione

I fluidi di perforazione che si utilizzeranno per questo progetto sono costituiti da un liquido a base acquosa reso colloidale ed appesantito con specifici prodotti. Le proprietà colloidali fornite da speciali argille (bentonite) addizionate a particolari composti quali, ad esempio, la Carbossil Metil Cellulosa

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 30 di 54</p>
--	--------------------------------	--	---

(C.M.C.), conferiscono al fango caratteristiche reologiche tali da garantire la sospensione dei materiali d'appesantimento e dei detriti, anche a circolazione ferma, tramite la formazione di gel.

In sintesi, le funzioni principali dei fluidi di perforazione sono:

- rimuovere i detriti dal fondo pozzo trasportandoli in superficie, sfruttando le proprie caratteristiche reologiche;
- raffreddare e lubrificare lo scalpello durante la perforazione;
- contenere i fluidi presenti nelle formazioni perforate, ad opera della pressione idrostatica;
- consolidare la parete del pozzo e ridurre l'infiltrazione nelle formazioni perforate;
- acquisire informazioni sugli idrocarburi presenti, utili sia per la ricerca mineraria, sia per prevenire risalite di fluido incontrollate (blow-out).

Per assolvere a tutte le funzioni sopra indicate, la composizione dei fluidi di perforazione viene continuamente modificata variandone le loro caratteristiche reologiche mediante aggiunta di appositi prodotti chimici. La tipologia di fango e di additivi chimici da utilizzare è funzione sia delle formazioni da attraversare che della temperatura che, se troppo elevata, potrebbe alterarne le proprietà reologiche.

3.4.4 Completamento del pozzo

Al termine delle operazioni di perforazione è prevista l'esecuzione di prove di produzione, finalizzate a verificare nel dettaglio la natura e la pressione dei fluidi di strato e quindi le potenzialità produttive del pozzo.

In caso di esito positivo delle prove di produzione, si procede con la fase di completamento del pozzo, ossia l'installazione di tutte le attrezzature necessarie a consentire al pozzo di produrre idrocarburi in maniera controllata ed in condizioni di sicurezza.

I principali fattori che determinano lo schema di completamento sono:

- il tipo e le caratteristiche dei fluidi di strato (es. gas, olio leggero, olio pesante, eventuale presenza di idrogeno solforato o anidride carbonica, possibilità di formazione di idrati);
- l'erogazione spontanea od artificiale dei fluidi di strato;
- la capacità produttiva del pozzo (la permeabilità dello strato, la pressione di strato, ecc.);
- il numero e l'estensione verticale dei livelli produttivi;
- l'estensione areale e le caratteristiche dei livelli produttivi (la quantità di idrocarburi in posto e la quantità estraibile);
- la necessità di effettuare operazioni di stimolazione per accrescere la produttività degli strati;
- la durata prevista della vita produttiva del pozzo;
- la possibilità di effettuare lavori di work-over.

In generale, nel caso di pozzi a gas, il tipo di completamento utilizzato è quello denominato "in foro tubato" in cui la zona produttiva viene ricoperta con una colonna ("*casing* o *liner* di produzione") con elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Successivamente, vengono aperti dei fori nella colonna per mezzo di apposite cariche esplosive ad effetto perforante ("perforazioni"). In questo modo gli strati produttivi vengono messi in comunicazione con l'interno della colonna (cfr. **Figura 3-20**).

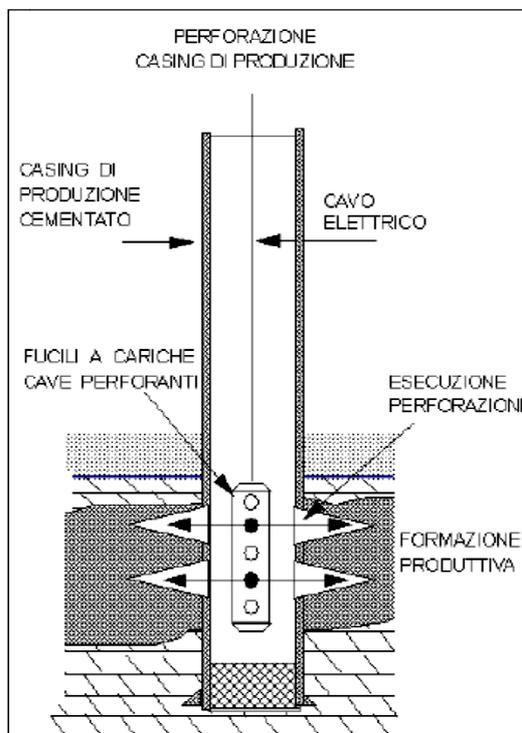


Figura 3-20: schema di perforazione del casing

Il trasferimento degli idrocarburi dal giacimento in superficie viene effettuato per mezzo della *string* di completamento, ovvero una serie di tubi ("*tubings*") di diametro opportuno a seconda delle esigenze di produzione e di altre attrezzature che servono a rendere funzionale e sicura la messa in produzione e la gestione futura del pozzo.

Nel caso in cui siano presenti più livelli produttivi, si utilizza solitamente una *string* di completamento "doppia", composta cioè da due batterie di *tubings* in grado di produrre, in modo indipendente l'una dall'altra, da livelli diversi (cfr. **Figura 3-21**).

Contestualmente alle operazioni di completamento dei pozzi, vengono anche eseguite le operazioni per la discesa del completamento in "*Sand Control*" utilizzando una delle numerose tecniche disponibili, sia in foro scoperto che tubato. Tale tipologia di completamento ha lo scopo di prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo e ridurre o limitare fenomeni di erosione sulle apparecchiature (*equipment*) di fondo foro e sulle attrezzature (*facilities*) di superficie. Le tipologie di Sand Control da adottare vengono scelte di volta in volta sulla base delle caratteristiche della formazione, distanza dalla tavola d'acqua, numero di livelli produttivi presenti, distanza tra gli stessi, presenza di livelli di argille o strati impermeabili.

In caso di possibili emergenze operative (ad es. rottura della testa pozzo), è possibile chiudere la *string* di produzione mediante una valvola di sicurezza automatica del tipo SCSSV ("*Surface Controlled Subsurface Safety Valve*").

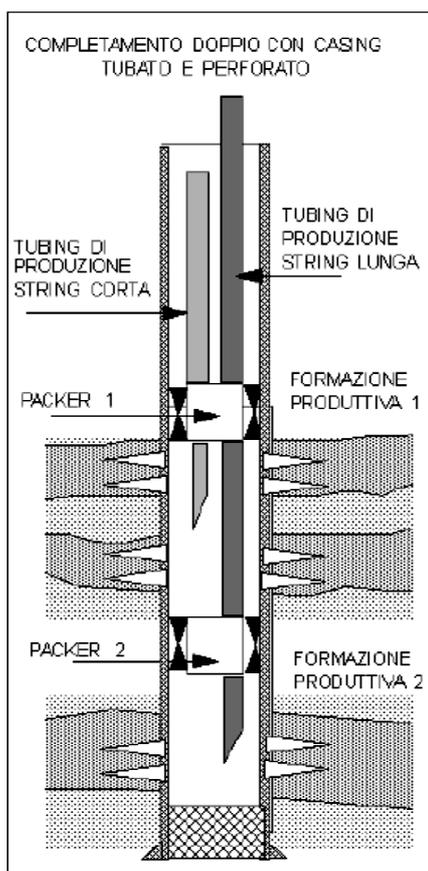


Figura 3-21: schema esemplificativo di *string* di completamento (doppio completamento)

Nel seguito vengono brevemente descritte le principali attrezzature di completamento.

- **Tubing**: tubi dedicati al trasferimento degli idrocarburi dal giacimento e a rendere funzionale e sicura la messa in produzione e la gestione futura del pozzo. Caratterizzati da elevata resistenza alla pressione, vengono avvitati uno sull'altro in successione in modo tale da garantire la tenuta idraulica per tutta la lunghezza della string.
- **Packer**: attrezzo metallico dotato di guarnizioni di gomma per la tenuta ermetica e di cunei di acciaio per il bloccaggio meccanico contro le pareti della colonna di produzione. Lo scopo dei packer è quello di isolare idraulicamente dal resto della colonna la sezione in comunicazione con le zone produttive, che per ragioni di sicurezza viene mantenuta piena di fluido di completamento. Il numero dei packer nella batteria dipende dal numero dei livelli produttivi del pozzo.
- **Safety Valves**: valvole di sicurezza automatiche del tipo SCSSV ("*Surface Controlled Subsurface Safety Valve*"). installate nella batteria di tubing per chiudere automaticamente l'interno del tubing in caso di rottura della testa pozzo, bloccando il flusso di idrocarburi verso la superficie. Per pozzi ad erogazione spontanea eni e&p utilizza valvole di sicurezza del tipo SCSSV installate nella batteria di tubing al di sotto del fondo marino. La chiusura della SCSSV può essere sia automatica, nel caso di rottura sulla testa pozzo o di perdita di pressione nella control line, sia manuale, tramite un pannello di controllo azionato dalla superficie.



- Sistema "Testa Pozzo- Croce di Produzione": al di sopra dei primi elementi della testa pozzo, installati per l'aggancio e l'inflangiatura delle varie colonne di rivestimento durante le fasi di perforazione, vengono inseriti altri elementi che costituiscono la testa pozzo di completamento. Scopo di questi elementi è l'interruzione della *tubing string* ed il controllo della produzione del pozzo. Le componenti fondamentali del sistema testa pozzo - croce di produzione sono:
 - *Tubing Spool*, ovvero un rocchetto che nella parte inferiore alloggia gli elementi di tenuta della colonna di produzione e nella parte superiore porta la sede per l'alloggio del blocco di ferro con guarnizioni, chiamato "*tubing hanger*", che sorregge la batteria di completamento,
 - *Croce di Produzione (Christmas Tree)*, ovvero l'insieme delle valvole per intercettare e controllare il flusso di erogazione in superficie e garantire la sicurezza delle operazioni (ad es. apertura e chiusura della colonna di produzione per l'introduzione di nuove sezioni nella batteria di completamento) (cfr. **Figura 3-22**).

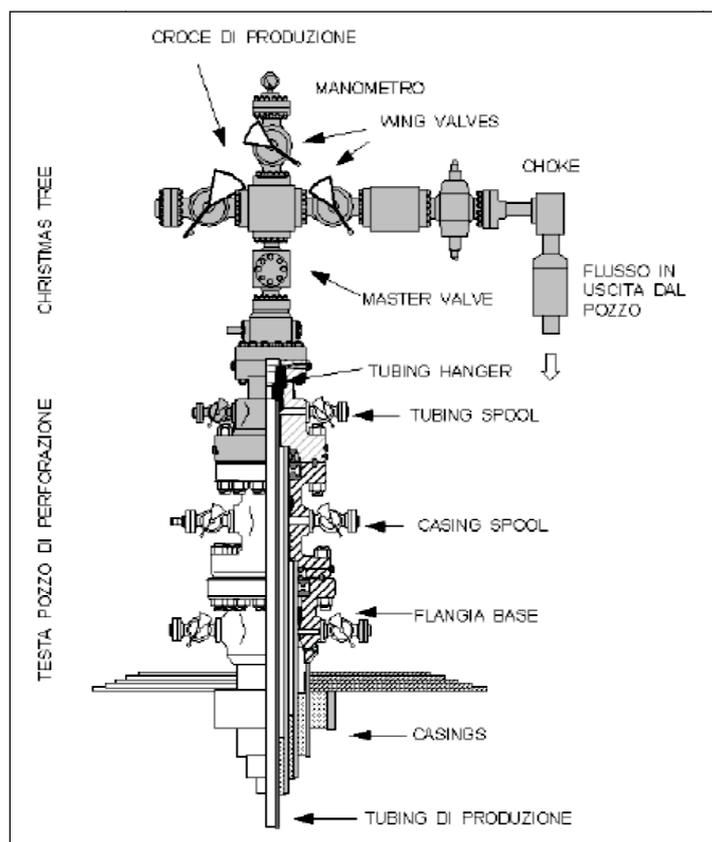


Figura 3-22: schema esemplificativo di Christmas Tree

3.4.1 Mezzi di supporto alla perforazione

Per il trasporto dell'impianto di perforazione saranno necessari due mezzi del tipo *Anchor Handling Supply Vessel* (AHSV).

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 34 di 54</p>
--	--------------------------------	--	---

Una delle due navi di appoggio sarà sempre a disposizione dell'impianto di perforazione per ragioni di sicurezza.

Per il trasporto degli approvvigionamenti all'impianto Semisub e dei rifiuti a terra, si prevede un viaggio di un mezzo al giorno dal porto di riferimento.

Per il trasporto del personale si prevede l'utilizzo di una nave dedicata (speed boat), adatta anchor al trasporto di materiale leggero.

Saltuariamente, per il trasferimento di personale in alternativa ai mezzi navali, verrà utilizzato l'elicottero, ad esempio in caso di cattive condizioni del mare.

3.4.2 Produzione di reflui, rifiuti solidi, emissioni e scarichi

Il progetto in esame produrrà alcune tipologie di reflui e rifiuti solidi, emissioni in atmosfera, rumore e vibrazioni. Nel presente paragrafo viene trattato ciascuno di questi aspetti.

I rifiuti prodotti durante le attività progettuali verranno accumulati in adeguate strutture di contenimento per poi essere smaltiti in idoneo recapito finale. A bordo dell'impianto saranno effettuati solo i trattamenti relativi agli scarichi di acque nere e grigie ed alle acque di sentina, in accordo alla normativa di settore.

I fanghi di perforazione, in base alla tipologia, verranno smaltiti o accumulati in appositi vasche per il loro eventuale riutilizzo. Solo i fanghi utilizzati durante la prima fase, fino a 1000 m (a partire dai 747 m di profondità del Piano tavola Rotary da fondo mare), durante la quale si perforerà in perdita totale, saranno scaricati a fondo mare ai sensi del D.M. del 28/07/1994, successivamente modificato dal D.M. 03/03/1998. Si precisa che il fango utilizzato in tale fase è acqua marina viscosizzata ed il detrito generato non è contaminato da nessun additivo chimico.

Per quanto concerne le emissioni in atmosfera e la produzione di rumore, queste sono principalmente riconducibili al funzionamento dei generatori e degli organi meccanici in movimento.

3.4.2.1 Movimentazione fanghi

Tutti gli additivi solidi e liquidi vengono movimentati sia verso il porto di imbarco/sbarco di Licata che verso l'impianto di perforazione, utilizzando idonee procedure e mezzi autorizzati al trasporto.

Lo svolgimento dell'attività di perforazione prevede una prima fase riserless nella quale il fango impiegato e i cuttings prodotti saranno dispersi a fondo mare. In questo caso tuttavia, si ribadisce che tale fluido è costituito da acqua marina viscosizzata con materiali naturali (Guar Gum e bentonite) e il detrito generato non è contaminato da nessun additivo chimico.

La successiva fase di perforazione con riser non prevede alcuno scarico a mare di prodotti liquidi e solidi, in quanto l'impianto soddisferà la clausola essenziale di "zero discharge" richiesta contrattualmente dall'operatore alla società proprietaria dell'impianto. Per cui verranno attuate tutte le misure necessarie al fine di eliminare la possibilità di sversamenti a mare.

I cuttings risultanti dal processo di perforazione sono separati dal fango di circolazione sull'impianto di perforazione stesso, tramite appositi sistemi di vagliatura e centrifugazione, che permettono il recupero quasi totale del fango circolante, tranne una piccola frazione che rimane adesa ai cuttings. Questi vengono raccolti in appositi contenitori (cassonetti, cfr. **Figura 3-23** e **Figura 3-24**) e inviati a terra a mezzo supply-vessel (cfr. **Figura 3-25** e **Figura 3-26**) successivamente trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento, come previsto dalla normativa.



Il fango, successivamente al suo impiego, viene riportato al porto di sbarco e trasferito in idonei centri di trattamento e smaltimento, come previsto dalla normativa.

Eventuali frazioni liquide da smaltire saranno raccolte in apposite tank a bordo dell'impianto di perforazione e trasferite in banchina a mezzo supply-vessel, per il successivo trasporto in idonei centri di trattamento e smaltimento.



Figura 3-23: cassonetto per detriti sotto lo scivolo dei vibrovagli



Figura 3-24: particolare del coperchio a tenuta su cassonetto per detriti



Figura 3-25: trasporto a terra dei cassonetti tramite Supply Vessel



Figura 3-26: trasbordo dei cassonetti dal Supply Vessel alla banchina

3.4.2.2 Rifiuti prodotti e relative modalità di gestione, scarichi

Tutti i rifiuti solidi e liquidi prodotti durante la perforazione, compresi i rifiuti solidi assimilabili agli urbani, verranno depositati temporaneamente, e separatamente, in base alle loro caratteristiche peculiari, come stabilito dalla normativa vigente.

I rifiuti liquidi fangosi e acquosi includono principalmente i fanghi di perforazione, che verranno temporaneamente accumulati in strutture di contenimento dedicate e successivamente trasportati sulla

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 37 di 54</p>
--	----------------------------------	--	---

terraferma tramite un AHSV (Anchor Handling Supply Vessel) per il recupero/smaltimento in idonei impianti autorizzati.

I rifiuti solidi saranno costituiti per la maggior parte da cuttings di perforazione e in misura limitata da residui alimentari. Entrambe le tipologie di rifiuto, così come fanghi di perforazione, olii, imballaggi e qualsiasi altra tipologia di rifiuto saranno inviati a terra tramite un AHSV per il recupero/smaltimento in idonei impianti autorizzati.

Per il trasporto dei rifiuti al porto di riferimento, si prevede un viaggio/g di un AHSV (una delle due navi appoggio dovrà sempre stare vicino all'impianto per ragioni di sicurezza).

Il trasporto dei rifiuti sulla terraferma ed il successivo trattamento/smaltimento avverranno in accordo con quanto previsto dal D. Lgs. 152/06 e s.m.i..

Durante la prima fase, per i primi 250 mt circa, si perfora in perdita totale, quindi con scarico a fondo mare; il fango utilizzato è acqua marina viscosizzata ed il detrito generato non è contaminato da nessun additivo chimico.

In **Tabella 3-8** si riportano le tipologie e la stima delle quantità di rifiuti che si prevede di produrre nell'ambito delle operazioni di perforazione del Pozzo Vela 1 sulla base di progetti simili precedenti.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 38 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

Tabella 3-8: quantità di rifiuti prodotti			
Rifiuti	Smaltitore	Quantità	
		Tonnellate	Metri cubi
Rifiuti assimilabili agli urbani (lattine, cartoni, legno, stracci etc.)	Service Company Specializzata	4	
Rifiuti liquidi fangosi ed acquosi			167
Detriti perforati (fase di riser mode)		274	152
Liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce)	Impianto di trattamento a bordo		70/80 (mc/giorno)
FASE RISERLESS			
Fango a fondo mare			888
Detriti a fondo mare		540	300

3.4.2.3 *Tecniche di trattamento e conferimento a discarica dei rifiuti*

Ad eccezione degli scarichi di acque nere e grigie, tutti gli altri tipi di rifiuti vengono raccolti e trasportati a terra, in modo da essere opportunamente recuperati/smaltiti presso gli appositi impianti di recupero/trattamento. A bordo dell'impianto vengono effettuati solo i trattamenti relativi agli scarichi di acque nere e grigie ed alle acque di sentina, in accordo alla normativa di settore.

Lo scarico delle acque reflue fognarie costituite dagli scarichi civili provenienti da WC, lavandini, docce, cambusa, ecc., avviene, previo trattamento, mediante un impianto di triturazione e disinfezione delle acque reflue di tipo approvato e certificato in accordo a quanto disposto dall'Annex IV della Convenzione Marpol. Considerando circa 150 persone a bordo in media, è possibile stimare un volume di 70/80 mc di scarichi civili.

Le acque oleose non saranno scaricate mediante separatore ma saranno raccolte in pozzetti e separate dall'olio, che verrà successivamente trasportato a terra per lo smaltimento ad un concessionario del C.O.O.U. (Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati). Le acque separate, invece, confluiranno alla vasca di raccolta delle acque di lavaggio.

Un'altra tipologia di scarico a mare sarà costituita dalle acque di raffreddamento dei motori diesel, che verranno prelevate dal mare, convogliate nel circuito di raffreddamento ed infine scaricate. Si precisa che il circuito di raffreddamento non è in comunicazione con i fluidi dei motori, ma circola in intercapedini dedicate, non alterando quindi le caratteristiche chimiche delle acque.

3.4.2.4 *Emissione di Inquinanti in Atmosfera*

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

L'impianto di generazione di energia elettrica è composto da 10 gruppi diesel di cui due di emergenza ognuno di potenza pari a 5760 kW, per una potenza complessiva installata pari a 57.600 kW.

Durante il normale funzionamento, tutti i generatori presenti, ad esclusione di 2 adibiti alle emergenze, vengono utilizzati per la generazione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento dell'impianto di

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 39 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

perforazione. Il combustibile utilizzato è MDO (Marine Diesel Oil) con tenore di zolfo inferiore allo 0.2% in peso.

La **Tabella 3-9** riporta le caratteristiche emissive previste per i motori Wärtsilä W12V32 installati sull'impianto Scarabeo 9.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 40 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

Tabella 3-9: Caratteristiche emissive dei motori Wärtsilä W12V32								
Combustibile	Carico di potenza (%) ⁽¹⁾	NOx (g/kWh)	CO (g/kWh)	Particolato (g/kWh)	SO2 (g/kWh)	Gas T (°C)	Flusso di massa fumi (Kg/s)	Diametro camino (mm)
MDO ⁽²⁾	100	10,5	0,4	0,25	0,8	385	10,17	800
	75	12	0,4	0,25	0,8	350	9,65	
	50	11,5	1	0,25	0,8	330	8,7	

⁽¹⁾ Potenza nominale pari a 5760 kWh
⁽²⁾ Marine Diesel Oil: PCI_{inf} = 42,7 MJ/kg; S ≤ 0,2 % in peso

Per la modellizzazione della dispersione degli inquinanti in atmosfera si rimanda al **Cap. 5 - Stima Impatti** del presente S.I.A..

Inoltre, saranno presenti 2 mezzi navali del tipo AHSV (Anchor Handling Supply Vessel) di supporto alle attività di perforazione, di cui n. 1 a servizio 24 h su 24 sempre a servizio dell'impianto per sicurezza, e n. 1 mezzi preposto al trasporto materiali da e verso terra. Per il trasporto del personale (oltre all'elicottero che verrà utilizzato solo saltuariamente nel periodo invernale e in condizioni di mare estremo) si prevede l'utilizzo di una nave dedicata (*speed boat*) adatta anche al trasporto di materiale leggero.

In considerazione del limitato numero di mezzi e viaggi previsto, dell'ampio areale in cui si svolgono le operazioni e delle caratteristiche dell'area già interessata da significativo traffico navale, possono essere ritenute trascurabili le emissioni in atmosfera generate dai mezzi di supporto alle operazioni.

3.4.2.5 Generazione di Rumore

Le emissioni sonore principali sono quelle connesse al funzionamento dell'impianto di perforazione.

Durante la perforazione le principali sorgenti di rumore sono riconducibili al funzionamento dei motori diesel, dell'impianto di sollevamento (argano e freno) e rotativo (tavola rotary o top drive), delle pompe fango e della cementatrice.

Tali sorgenti possono essere distinte in funzione della loro ubicazione e del mezzo di propagazione:

- **Emissioni Sonore in Aria:** generate principalmente dalle sorgenti dell'impianto semisub e trasmesse in aria, i cui unici recettori sono gli operatori che lavorano sull'impianto;
- **Emissioni Sonore in Acqua:** generate dal funzionamento dell'impianto sia in aria che sott'acqua e trasmesse in acqua. Recettore di queste emissioni è la fauna marina presente nelle vicinanze dell'impianto.

Emissioni Sonore in Aria

Il genere di rumore prodotto è del tipo a bassa frequenza ed il lato più rumoroso risulta quello dove sono ubicati i motori. Facendo riferimento ai rilievi effettuati secondo le modalità prescritte dal D.P.C.M. 1 Marzo 1991 (*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*) per

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 41 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

progetti analoghi, la pressione sonora in corrispondenza delle sorgenti di rumore ha evidenziato i seguenti valori di rumorosità (cfr. **Tabella 3-10**).

Tabella 3-10: pressione sonora rilevata in progetti analoghi			
Zona Motori Leq (A)T	Piano Sonda (Tavola Rotary e Argano) Leq (A)	Zona Pompe Leq (A)	Cementatrice Leq (A)
98	85	82	88

Si precisa tuttavia che tutti i lavoratori addetti saranno dotati di opportuni sistemi di protezione individuale (DPI). La sala motori dell'impianto è inoltre già dotata di sistemi di insonorizzazione.

Considerando la distanza dell'area delle operazioni dalla costa (distanza minima di 29 km dalla costa di Palma di Montechiaro), non si prevede alcun disturbo sulla popolazione dai primi ricettori costieri.

Emissioni Sonore in Acqua

Sulla base dell'esperienza acquisita da eni negli anni precedenti, principalmente su piattaforme di tipo fisso, in fase di perforazione la perturbazione prodotta in acqua è riconducibile a:

- un rumore medio a bassa frequenza (livello medio di rumore alla frequenza di 240 Hz) di 96 dB in fase di perforazione superiore di circa 20 dB rispetto al fondo naturale in mare (assunto pari a 76 dB alla stessa frequenza in base a dati bibliografici (Evans et Nice, 1996) riferiti a misurazioni con idrofoni in assenza di sorgenti sonore esterne), ma comunque molto inferiore alla soglia di disturbo della fauna marina, stimata fra i 140 e i 150 dB;
- una zona di influenza, ovvero l'area sottomarina entro la quale il rumore emesso dalla sorgente sonora supera il fondo naturale assunto pari a 76 dB, di raggio pari a circa 2,5 km nell'intorno della piattaforma.

Studi scientifici riguardanti l'impatto acustico connesso alla presenza ed al funzionamento di impianti offshore mostrano che il rumore trasmesso è funzione delle dimensioni della superficie di struttura a contatto con l'acqua. In quest'ottica, pertanto, un impianto Semisub potrebbero trasmettere maggior rumore in acqua di una piattaforma fissa (Simmonds M., Dolman S., 2004). Lo stesso studio dimostra che strutture simili a quelle a progetto (impianti di perforazione semisommersibili) generano rumore a frequenze minori di 200-250 Hz, pertanto dotate di notevole efficienza di trasmissione.

Maggiori approfondimenti in merito alle emissioni sonore trasmesse in acqua, e ai potenziali impatti sulla fauna marina, sono riportate nel **Cap. 5 Stima degli Impatti**.

3.4.3 Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione

Obiettivo generale della sicurezza è la prevenzione degli incidenti (minimizzando la frequenza di accadimento) e la mitigazione degli effetti (controllando e riducendo le conseguenze).

Tale obiettivo si raggiunge mediante l'applicazione di misure di prevenzione e di protezione, insieme con adeguati sistemi di rilevazione che integrano e completano il sistema generale di sicurezza di una installazione.

Nonostante tutte le precauzioni impiantistiche e gestionali mirate a scongiurare il verificarsi di eventi calamitosi durante l'attività, non è possibile escludere totalmente le situazioni di emergenza.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 42 di 54</p>
--	--------------------------------	--	---

Per ridurre al minimo il livello di rischio durante le attività operative, eni divisione e&p si è dotata di procedure volte a garantire la salvaguardia e la salute dei lavoratori, la protezione dell'ambiente, dei beni della popolazione e delle proprietà aziendali.

Di seguito si elencano i rischi identificati in relazione alle attività in progetto e le azioni previste per la loro minimizzazione.

3.4.3.1 Blow-out di gas

La fuoriuscita accidentale di gas durante la perforazione di un pozzo è un evento a probabilità estremamente bassa di accadimento, come testimoniano le statistiche in merito.

Qualora si verifici una fuoriuscita incontrollata di fango entrano in azione apparecchiature di sicurezza (*Blow Out Preventers* o B.O.P) in grado di interrompere il flusso tranciando, se necessario, le aste di perforazione.

3.4.3.2 Sversamenti a mare

Sulle piattaforme di perforazione sono presenti alcuni serbatoi di stoccaggio di gasolio per alimentare i generatori elettrici.

Al fine di evitare sversamenti accidentali in mare dovuti ad eventuali perdite dai serbatoi, tali serbatoi sono posizionati in area sicura e dotati di un bacino di contenimento, attraverso il quale eventuali perdite o tracimazioni vengono convogliate in un apposito serbatoio raccolta drenaggi.

3.4.3.3 Incendi ed esplosioni

Per evitare questo tipo di incidenti, fin dalle prime fasi della progettazione, è stata prevista l'applicazione dei Principi di Sicurezza Intrinseca che indicano ad esempio di:

- separare aree pericolose da aree non pericolose tramite distanze adeguate e/o pareti tagliafuoco;
- minimizzare la possibilità di accumuli di gas infiammabili o nocivi garantendo un'opportuna ventilazione;
- limitare le zone che potrebbero essere coinvolte in caso d'incendio tramite pareti tagliafuoco, sistemi di rilevazione e spegnimento;
- minimizzare il rischio che eventuali rilasci di gas possano raggiungere possibili fonti d'innesco, disponendo le apparecchiature in modo da sfruttare la direzione prevalente dei venti;
- utilizzare materiali sicuri;
- ridurre le sorgenti di innesco limitando ad es. il numero di macchine a combustione interna a quelle strettamente necessarie, portandole fuori dalle aree pericolose e convogliando i fumi di combustione in zone dove essi non possono costituire fonte di innesco;
- evitare il contatto tra eventuali gas rilasciati e apparecchiature elettriche/elettroniche collocando queste ultime in locali messi sotto pressione;
- evitare contatti accidentali tra gas ed apparecchiature elettriche/elettroniche anche a basso voltaggio vietando di utilizzare piccoli apparati elettronici e apparecchi fotografici al di fuori delle aree ritenute sicure.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 43 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

3.4.3.4 Collisioni di navi con l'impianto di perforazione

La collisione di una nave con l'impianto di perforazione, evento estremamente raro, può accadere in situazioni generalmente riconducibili a cattive condizioni meteo – marine o a non governo di un'imbarcazione per danni ai sistemi di manovra o per avaria ai motori.

Al fine di prevenire qualsiasi tipo di incidente nell'intorno dell'impianto di perforazione, la Capitaneria di Porto competente, sentita la Sezione Idrocarburi del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), fisserà delle zone di sicurezza nelle quali sarà proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati.

Nello specifico, durante le attività di perforazione del pozzo Vela 1, attorno all'impianto di perforazione, si ritiene opportuno prevedere le seguenti aree di interdizione pari a:

- 500 m di raggio dal centro dell'impianto, per le attività di navigazione;
- 2 km di raggio dal centro dell'impianto, per le attività di pesca, nel solo caso di impianto ancorato.

Ulteriori misure che verranno adottate consistono in sistemi per la segnalazione di ostacoli alla navigazione, comprendenti luci d'ingombro, naufoni e racon, con portata minima di 2 miglia nautiche (circa 3,7 km).

3.4.4 Tecniche di prevenzione e controllo durante la perforazione

3.4.4.1 Prevenzione e gestione del blow out

E' compito del fango di perforazione contrastare, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro.

Perché ciò avvenga la pressione idrostatica esercitata dal fango deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi (acqua, olio, gas) contenuti negli strati rocciosi permeabili attraversati (cfr. **Figura 3-27**); quindi il fango di perforazione deve essere appesantito a una densità adeguata.

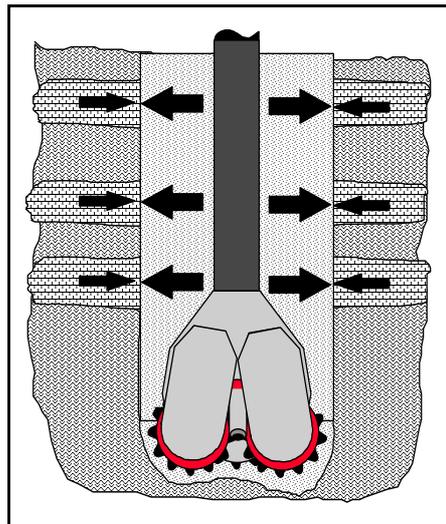


Figura 3-27: fango di perforazione in equilibrio idrostatico con i fluidi presenti negli strati rocciosi

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 44 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

Per particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere anche pressione superiore a quella dovuta al solo gradiente idrostatico dell'acqua. In questi casi si può avere un imprevisto ingresso dei fluidi di strato nel pozzo, i quali, avendo densità inferiori al fango, risalgono verso la superficie (*kick*). (cfr. **Figura 3-28**). La condizione descritta si riconosce inequivocabilmente dall'aumento del volume di fango nelle vasche.

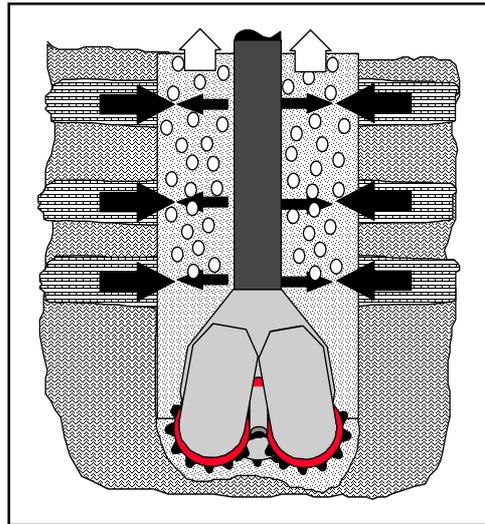


Figura 3-28: schematizzazione del fenomeno di "kick"

Per prevenire i *blow out* si utilizzano apparecchiature di sicurezza che vengono montate sulla testa pozzo. Esse prendono il nome di *blow-out preventers* (B.O.P.) e la loro azione è quella di chiudere il pozzo, sia esso libero che attraversato da attrezzature (aste, *casing*, ecc.). I B.O.P. possono essere di tipo anulare o a ganasce.

Affinché una volta chiuso l'*annulus* (corona circolare compresa tra la parete del foro e le aste) per mezzo dei B.O.P. non si abbia risalita del fluido di strato all'interno delle aste di perforazione, sulla batteria di perforazione e nel top drive sono disposte apposite valvole di arresto (*inside BOP* e *kelly cock*).

Il B.O.P. anulare, o a sacco per la forma dell'organo di chiusura, è montato superiormente a tutti gli altri. Esso dispone di un elemento in gomma, opportunamente sagomato, che sollecitato da un pistone idraulico con spinta in senso assiale, si deforma aderendo al profilo dell'elemento interno garantendo una chiusura ermetica.

La chiusura viene in tal modo garantita quali che siano il diametro e la sagomatura della batteria di perforazione o di *casing*. Anche nel caso di pozzo libero dalla batteria di perforazione, il B.O.P. anulare assicura sempre una notevole tenuta (cfr. **Figura 3-29**).

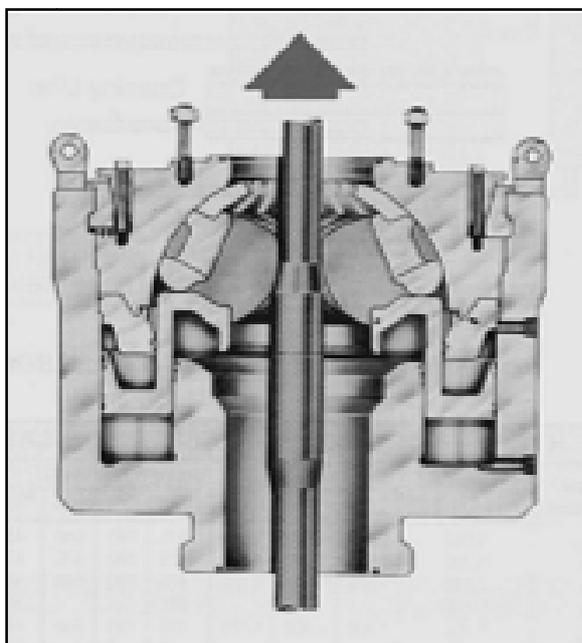


Figura 3-29: esempio di B.O.P. anulare

Il B.O.P. a ganasce dispone di due saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo, che possono essere serrate tra loro da un meccanismo idraulico; il numero e la dimensione delle ganasce è in funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione.

E' presente anche un set di ganasce trancianti, dette "*shear rams*", che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. Queste ganasce sono in grado, in caso di emergenza, di tranciare le aste di perforazione qualora queste si trovassero tra di esse all'atto della chiusura (cfr. **Figura 3-30**).

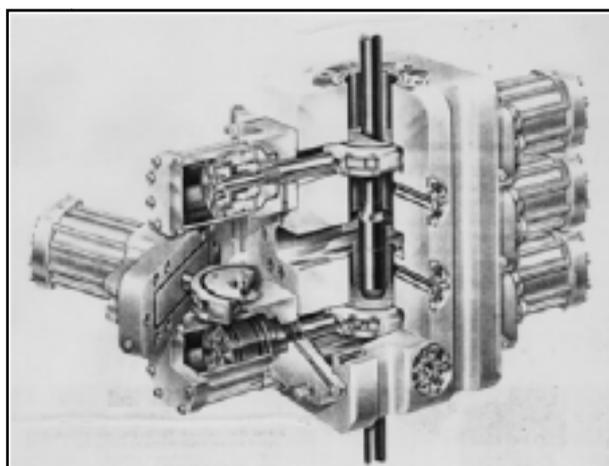


Figura 3-30: esempio di B.O.P. a ganasce

Questi elementi sono normalmente assemblati a formare lo "*stack BOP*", generalmente composto da 1 o 2 elementi a sacco e 3 o 4 elementi a ganasce: le funzioni dei BOP sono operate idraulicamente da 2 pannelli remoti.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 46 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

Per la circolazione e l'espulsione dei fluidi di strato vengono utilizzate delle linee ad alta pressione dette *choke* e *kill lines* e delle apposite valvole a sezione variabile dette *choke valves*, che permettono di controllare pressione e portata dei fluidi in uscita.

Le funzioni dei BOP, così come quelle di tutte le valvole e delle linee di circolazione *kill* e *choke*, sono operate dalla superficie tramite comandi elettroidraulici; tutte le funzioni ed i comandi sono ridondanti e "fail safe".

Si riporta di seguito lo schema di uno stack BOP che, verosimilmente, potrebbe essere simile a quello impiegato nella perforazione del pozzo Vela 1 (cfr. **Tabella 3-11**).

Tabella 3-11: esempio di caratteristiche tecniche dello stack BOP	
Voce	Descrizione
RISER CONNECTOR	VETCO MR 6C 18 3/4" 10000 psi
FLEX JOINT	n. 1 O.S.I. Flex J. + n.1 REGAN Ball Joint
SLIP JOINT	n. 2 REGAN KFDG 45' STROKE SLIP JOINT
ANNULAR BOP's	N°2 HYDRIL MOD. GL 18 3/4" 5000 psi
RAM PREVENTERS	N°2 SHAFFER Double 18 3/4" 10000 psi
WELLHEAD CONNECTOR	CAMERON Collect- Connector 18 3/4" 10000 psi

Lo stack BOP presenti a bordo dell'impianto Scarabeo 9 ha le seguenti caratteristiche:

- BOP anulari: n.2 shaffer sphericall 18 3/4" 10000 psi
- BOP a ganasce: n.1 shaffer double preventer 18 3/4" – 15,000 psi with shear capacity
n.1 shaffer triple preventer 18 3/4" – 15,000 psi.

3.4.4.2 Procedure previste in caso di risalita dei fluidi di strato (*kick*)

eni divisione e&p ha messo a punto una procedura per la chiusura del pozzo nel caso di un'eventuale *kick* (procedure di "Hard shut-in" come da specifica STAP-P-1-M-6150 revisione C del 19/01/2007). La procedura prevede operazioni differenziate a seconda della fase di lavoro in cui si verifica il *kick*, ovvero:

- in fase di perforazione;
- in fase di manovra;
- in fase di discesa del *casing*.

La decisione sulla procedura da utilizzare per l'espulsione di un *kick* è strettamente riservata all'Assistente di Perforazione e/o al Responsabile del reparto "Area Pozzo" ATEC.

In **Figura 3-31** si riporta un esempio della procedura di "Hard shut-in" in fase di perforazione.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 47 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

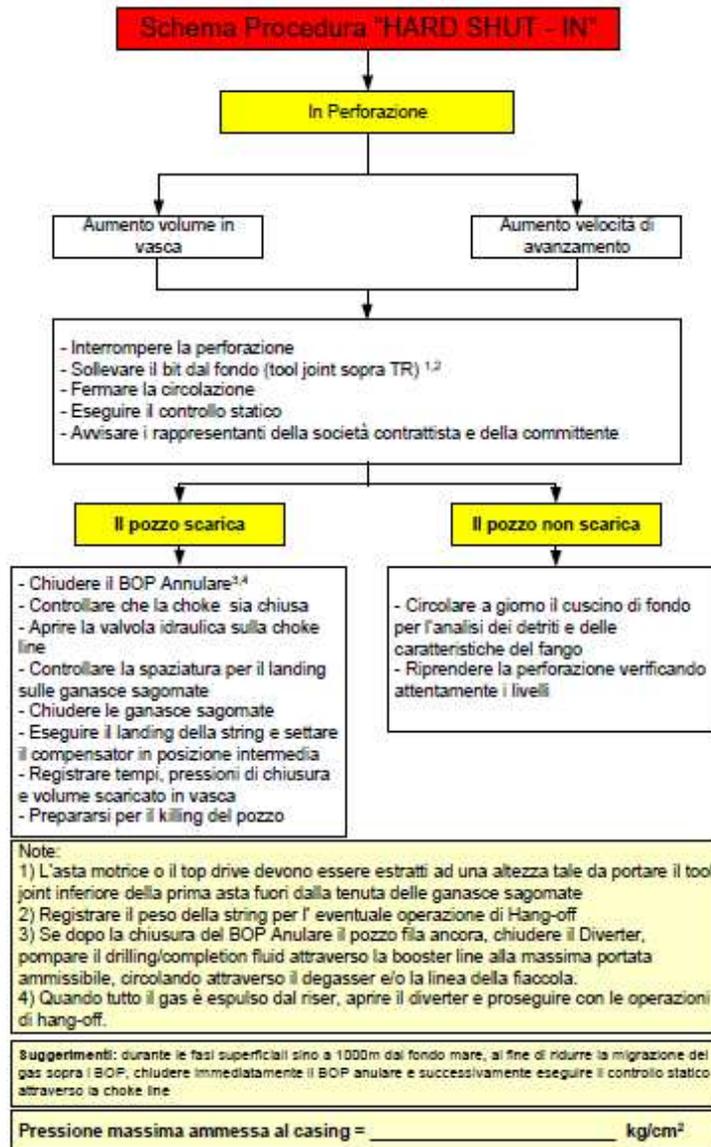


Figura 3-31: procedura di "Hard shut-in" in fase di perforazione

3.4.4.3 Monitoraggio dei parametri di perforazione

Il monitoraggio dei parametri di perforazione, essenziale per il riconoscimento immediato delle anomalie operative, viene operato da due sistemi indipendenti di sensori, funzionanti in modo continuativo durante l'attività di perforazione.

Il primo sistema di monitoraggio è inserito nello stesso impianto di perforazione; il secondo sistema è composto da un'unità computerizzata presidiata da personale specializzato che viene installata sull'impianto di perforazione su richiesta di eni divisione e&p, con il compito di fornire l'assistenza geologica ed il controllo dell'attività di perforazione.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 48 di 54</p>
--	--------------------------------	--	---

3.4.4.4 Misure di contenimento utilizzate

Durante la fase di perforazione, al fine di minimizzare possibili impatti derivati dalle attività in progetto, saranno adottati alcuni accorgimenti progettuali per prevenire e/o limitare possibili rischi di contaminazione sia delle acque marine, sia del sottosuolo e delle eventuali falde incontrate durante la perforazione.

In particolare sull'impianto di perforazione verranno utilizzate adeguate strutture e piani di lavoro (*main deck, secondary deck*) "impermeabilizzati", capaci di impedire qualsiasi tipo di sversamento accidentale in mare di acque piovane, fango di perforazione, fluidi di sentina etc.

Verranno installati cassoni e colonne, cavi all'interno, per poter contenere le cisterne dell'acqua, del gasolio e dei fluidi di perforazione, oltre ai silos utilizzati per i prodotti chimici impiegati (cfr. **paragrafo 3.4.2.1**). Inoltre i fanghi di perforazione utilizzati e i rifiuti prodotti durante le attività di perforazione saranno raccolti in adeguate strutture e vasche di contenimento.

Durante le attività di perforazione, non è previsto alcun tipo di scarico a mare di rifiuti liquidi e solidi prodotti, nel rispetto della clausola essenziale di "zero discharge". Pertanto tutti i rifiuti prodotti saranno stoccati separatamente in base alle loro caratteristiche peculiari, come stabilito dalla normativa vigente, per essere poi adeguatamente smaltiti. Inoltre saranno attuate tutte le misure necessarie al fine di eliminare possibili sversamenti a mare.

Come riportato nel presente Capitolo, per le attività di perforazione si adotteranno i seguenti accorgimenti progettuali:

- i fanghi di perforazione utilizzati avranno proprietà chimico-fisiche tali da poter controbilanciare la pressione dei fluidi contenuti nelle rocce attraversate e sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione. In tal modo sarà possibile evitare infiltrazioni o perdite di fluido nelle formazioni minerarie attraversate durante la perforazione e quindi possibili contaminazioni del sottosuolo o di eventuali falde presenti;
- il fango utilizzato durante la fase di Riserless, durante la quale si opererà in perdita totale, è un fluido a base acqua di mare viscosizzata con materiali naturali non contaminato da nessun additivo chimico. Data la naturale composizione, tali fanghi saranno dispersi a fondo mare poiché i componenti, compresi nella lista OSPAR/PLONOR¹, vengono classificati come "preparati utilizzati e scaricati in mare aperto che si ritiene presentino poco o nessun rischio per l'ambiente";
- si opererà isolando il foro con le colonne di rivestimento, cementate alle pareti del foro, a garanzia dell'isolamento completo delle eventuali falde incontrate nel prosieguo della perforazione;
- il completamento del pozzo verrà effettuato utilizzando un "foro tubato" in cui la zona produttiva viene ricoperta con una colonna ("casing o liner di produzione") con elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Inoltre tutte le principali attrezzature di completamento (*Tubing, Packer, etc...*) garantiscono la tenuta idraulica della colonna di perforazione e la sicurezza delle operazioni per evitare possibili contaminazioni del sottosuolo e delle eventuali falde presenti;

¹ OSPAR - Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic OSPAR List of Substances / Preparations Used and Discharged Offshore which Are Considered to Pose Little or No Risk to the Environment (PLONOR) - Reference number: 2004-10 (2008 Update).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 49 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

- come ulteriore sistema di sicurezza si utilizzerà il *Blow Out Preventers* (BOP), sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) per impedire l'eruzione incontrollata in atmosfera di fluidi di strato.

3.4.5 Sicurezza in condizioni di mare estremo

Lo Scarabeo 9 è un impianto Semisub progettato e costruito secondo gli standard "Veritas - Offshore Standard Rules" e "IMO-MODU Code 2009".

La struttura dello Scarabeo 9 (main scantlings, MSA) è progettata e approvata per operare nella maggior parte dei mari e degli oceani del mondo (Golfo del Messico, West Africa, Atlantico meridionale, sud-est Asia, Australia e, nella stagione estiva, nord Atlantico).

Il rig è attrezzato per operare in acque di profondità variabile tra 150 e 3000 m circa. Per quanto riguarda le condizioni di mare estreme, i limiti operativi dell'impianto di perforazione sono i seguenti (considerando forze simultanee agenti nella medesima direzione):

- Altezza onda massima (Hmax): 25,8 m;
- Altezza onda significativa (Hs): 14,6 m;
- Massima velocità del vento (Operation): 70 nodi (36 m/s);
- Massima velocità del vento (Survival): 100 nodi (51,4 m/s).

Per la verifica delle condizioni di sicurezza durante le operazioni di perforazione del pozzo Vela 1, tali limiti operativi sono di seguito confrontati con le condizioni meteo-marine estreme previste nell'area dove saranno svolte le attività sintetizzate nel **paragrafo 4.3.2.3** del Quadro Ambientale (ovviamente esistono dei limiti oltre i quali è necessario sospendere le operazioni di perforazione ed attendere il miglioramento delle condizioni meteo).

Il confronto (cfr. **Tabella 3-12:**) dimostra che l'impianto è in grado di operare in massima sicurezza anche nelle condizioni meteo-oceaniche estreme previste per l'area di progetto.

Tabella 3-12: verifica condizioni di sicurezza dell'impianto Scarabeo 9 nell'area di progetto

	Valore estremo (10 anni)	Limite Impianto
Velocità vento (nodi)	53	70 ÷ 100
Altezza onda significativa Hs (m)	8.99	14.6
Altezza onda massima Hmax (m)	14.22	25.8

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 50 di 54</p>
--	--------------------------------	--	---

3.5 EVENTUALE CHIUSURA E RIMOZIONE DELLE STRUTTURE

3.5.1 Chiusura mineraria e rimozione delle strutture

Al termine della perforazione, attraverso l'analisi delle informazioni acquisite nel corso delle operazioni, il pozzo verrà definito "con indizi di mineralizzazione" oppure "sterile".

Nel primo caso ne verranno valutati il potenziale minerario e la capacità produttiva attraverso un programma di prove di produzione; in base al risultato delle prove il pozzo, se valutato mineralizzato ed economicamente sfruttabile, verrà chiuso temporaneamente utilizzando strutture di fondo che garantiscono il completo isolamento e la massima sicurezza del pozzo dando la possibilità di riutilizzare lo stesso per una successiva fase di sviluppo.

In caso di esito negativo il pozzo verrà invece sottoposto a chiusura mineraria, rimuovendo completamente qualunque struttura. La chiusura mineraria, a seguito di autorizzazione da parte del competente Ufficio di Polizia Mineraria - UNMIG, è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza. Gli obiettivi che la chiusura mineraria si propone si raggiungono con l'uso combinato dei seguenti sistemi:

- tappi di cemento;
- *squeeze* di cemento;
- *bridge-plug / cement retainer*;
- fango di opportuna densità.

I tappi di cemento ed i *bridge-plug* isolano le pressioni al di sotto di essi, annullando l'effetto del carico idrostatico dei fluidi sovrastanti. La densità del fango controlla le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei *bridge-plug*.

Inoltre, nel caso in cui per ragioni tecniche non sia stato possibile cementare le colonne fino a fondo mare, la chiusura mineraria deve prevedere il taglio ed il recupero di almeno una parte delle colonne non cementate.

Di seguito si fornisce una breve descrizione dei sistemi di chiusura sopra elencati.

- Tappi di cemento: l'esecuzione di un tappo di cemento avviene pompando e spiazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione (o aste con aggiunto un peduncolo di tubing), una malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. La batteria di aste viene calata fino alla quota inferiore prevista del tappo; si pompa la malta cementizia e la si porta al fondo spiazzandola con fango di perforazione; ultimato lo spiazzamento la batteria di aste viene estratta dal pozzo.
- Squeeze di cemento: con il termine *squeezing* si indica l'operazione di iniezione di fluido, pompato sotto pressione, verso una zona specifica del pozzo. Nelle chiusure minerarie gli *squeeze* di malta cementizia vengono eseguiti per mezzo di opportuni "*cement retainer*" con lo scopo di chiudere gli strati precedentemente perforati per l'esecuzione di prove di produzione.
- Bridge plug/cement retainer: i *bridge plug* (tappi ponte) sono dei tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del *bridge plug* sono i cunei, che permettono l'ancoraggio dell'attrezzo contro la parete della colonna e la gomma

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 51 di 54</p>
--	--------------------------------	--	---

("packer"), che espandendosi contro la colonna isola la zona sottostante da quella superiore. Alcuni tipi di *bridge plug*, detti "*cement retainer*", sono provvisti di un foro di comunicazione fra la parte superiore e quella inferiore con valvola di non ritorno, in modo da permettere di pompare la malta cementizia al di sotto di essi.

- Fango di perforazione: le sezioni di foro libere (fra un tappo e l'altro) vengono mantenute piene di fango di perforazione a densità opportuna in modo da controllare le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei bridge plug.

Il numero e la posizione dei tappi di cemento e dei bridge plug nelle chiusure minerarie dipendono da profondità raggiunta, tipo e profondità delle colonne di rivestimento, risultati minerari e geologici del sondaggio.

Dopo l'esecuzione del tappo di cemento si provvede al taglio delle colonne al di sotto della superficie di fondo mare (come prescritto dal D.P.R. 886/1979, art. 63), al fine di non lasciare parti sporgenti dal fondo mare che potrebbero provocare danno alle reti utilizzate dai pescherecci.

Il programma dettagliato di chiusura mineraria viene formalizzato al termine delle operazioni di perforazione.

3.6 SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA

Eventuali incendi, rilasci di idrocarburi liquidi o gassosi, gas infiammabili o tossici, possono generare una serie di conseguenze per le persone, per gli impianti e per l'ambiente, a meno che non siano tempestivamente adottate le misure necessarie.

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, riducendo al massimo il pericolo per le vite umane, per l'ambiente e per i beni della proprietà, eni s.p.a. divisione e&p ha redatto i seguenti documenti:

- Piano di Emergenza per eni s.p.a. divisione e&p;
- Procedura di Emergenza per costruzioni e installazioni off-shore;
- Piano Antinquinamento Marino.

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo “VELA 1”	Capitolo 3 Pag. 52 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

- 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 impongono un diverso coinvolgimento della Company (eni s.p.a. divisione eni e&p). L'attivazione del Piano di Emergenza scatta immediatamente dopo la constatazione dell'incidente. I tempi di reazione per il contenimento dell'inquinamento sono estremamente rapidi; nel caso peggiore, emergenze di Livello 3, i contrattisti chiamati ad intervenire devono essere sul posto entro 24 ore.

Nello specifico, il Distretto Meridionale (DIME) di eni e&p ha redatto un proprio Piano Generale di Emergenza, applicabile, in caso di emergenza, a tutte le attività on-shore e off-shore svolte nell'area di competenza del DIME. Tale documento, che tiene conto della sola organizzazione DIME, è in linea con quanto indicato:

- nel “Piano di Emergenza HSE eni” Circolare n. 313 del 24 aprile 2008,
- nella Procedura di eni div.e&p/SICI documento n. 1.3.0.06 Compani Emergency Response PLAN

ed è collegato ai seguenti documenti:

- “Piano Generale di Emergenza Distretto Meridionale”;
- “Piano Generale di Emergenza eni Mediterranea Idrocarburi”.

Il presente documento definisce:

- la classificazione delle emergenze;
- l'organizzazione preposta alla gestione delle emergenze;
- i canali di informazione;
- le azioni principali delle figure individuate.

Per il Pozzo Vela 1 si farà riferimento in particolare al “Piano Generale di Emergenza Distretto Meridionale (PEM-INT-07-01 rev.02 del 15/1/11)”, che si articola su tre livelli differenziati in base alle situazioni di criticità:

- 1° Livello – Emergenza senza impatto sull'esterno: impone l'intervento del personale del sito con i mezzi in dotazione, con l'eventuale assistenza di contrattisti locali;
- 2° Livello – Emergenza con potenziale impatto sull'esterno: necessita del supporto della struttura organizzativa del Distretto Meridionale e di eventuali altre risorse della Divisione;
- 3° Livello – Qualsiasi emergenza con impatto sull'esterno: necessita del supporto tecnico della Sede di San Donato e/o di risorse esterne specializzate.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 3 Pag. 53 di 54
---	-----------------------	---	--------------------------------

In **Figura 3-32** e **Figura 3-33** si riporta uno schema di flusso per la classificazione e l'identificazione del livello di emergenza.



Figura 3-32: schema di classificazione del livello di emergenza

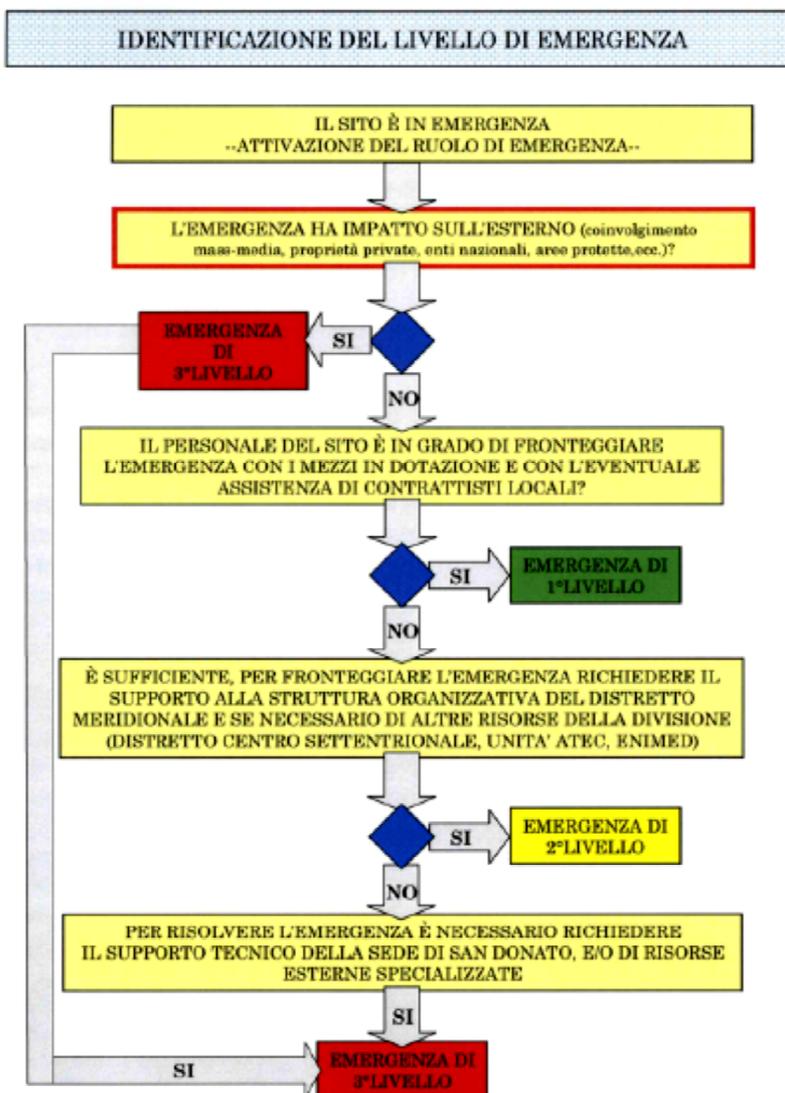


Figura 3-33: schema di flusso per l'identificazione del livello di emergenza

La Procedura di Emergenza per costruzioni e installazioni off-shore adottata da eni s.p.a. divisione eni e&p si basa sul Documento di Salute e Sicurezza Coordinato (DSSC) e interno ad eni.

Il Piano di Antinquinamento Marino adottato da eni s.p.a. divisione eni e&p è il "Piano di Pronto Intervento Nazionale Italiano per la Difesa da Inquinamenti di idrocarburi o di altre sostanze nocive causati da incidenti marini", che:

- predispone le norme esecutive per esercitare direttamente la direzione di tutte le operazioni di riduzione del danno finalizzate alla bonifica;
- regola forme e modalità pratiche/esecutive di intervento che le Autorità dello Stato, centrali e periferiche, con la collaborazione delle regioni e degli enti locali, debbono porre in atto nel rispetto della normativa vigente, al fine di conseguire il massimo risultato possibile nell'azione di bonifica e di contenimento dei danni che possono essere causati a persone ed all'ambiente da un inquinamento marino da idrocarburi o da altre sostanze nocive.