

ENI DIVISIONE **EXPLORATION & PRODUCTION**



Doc. SIME_AMB_01_13

*STUDIO DI IMPATTO
AMBIENTALE*


Pozzo esplorativo "Lince 1"

*Permesso di ricerca
G.R13.AG*

Canale di Sicilia – Zona "G"


*Capitolo 3: Quadro di riferimento
Progettuale*

Giugno 2014


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. i
---	------------------------	--	----------------------

INDICE

3	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	1
3.1	INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NELL'OFFSHORE SICILIANO	1
3.2	DATI GENERALI DEL POZZO LINCE 1	5
3.3	PROGRAMMA GEOLOGICO DEL POZZO LINCE 1	7
3.3.1	Interpretazione sismica	7
3.3.2	Obiettivo minerario del pozzo	11
3.3.3	Rocce madri	12
3.3.4	Rocce di copertura	12
3.3.5	Profilo litostratigrafico previsto	13
3.3.6	Pozzi di riferimento	15
3.4	DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	15
3.4.1	Caratteristiche dell'impianto di perforazione e suo posizionamento sul sito di perforazione	16
3.4.1.1	Elementi caratteristici dell'impianto semisub	16
3.4.1.2	Caratteristiche tecniche principali	17
3.4.1.3	Unità dell'impianto di perforazione	21
3.4.2	Cenni sulle tecniche di perforazione	24
3.4.3	Programma di perforazione del pozzo del Pozzo esplorativo Lince 1	28
3.4.3.1	Shallow Hazard e perforazione del Foro Pilota	30
3.4.3.2	Sequenza operativa per la perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1	30
3.4.3.3	Fluido di perforazione	34
3.4.4	Programma fluidi di perforazione per il Pozzo esplorativo Lince 1	35
3.4.5	Completamento del pozzo	38
3.4.6	Fase di perforazione: stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, degli scarichi idrici, della produzione di rifiuti, della produzione di rumore e vibrazioni	42
3.4.6.1	Emissione di inquinanti in Atmosfera	42
3.4.6.2	Scarichi in mare di fluidi e detriti di perforazione	43
3.4.6.3	Scarichi idrici	44
3.4.6.4	Produzione di rifiuti	44
3.4.6.5	Produzione di Rumore	47
3.4.7	Mezzi impiegati durante le operazioni di perforazione e completamento del pozzo ...	48
3.4.8	Attività a rischio rilevante (D.Lgs. 334/99 e s.m.i.)	49

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. ii
---	-------------------------------	---	-------------------------------------

3.4.9	Analisi dei rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione	49
3.4.9.1	Risalita in superficie di fluidi di perforazione (gas termogenico) e fluidi di strato (Blowout di gas)	54
3.4.9.2	Rilasci accidentali di sostanze inquinanti (sversamenti a mare)	75
3.4.9.3	Eventi incidentali connessi a rilascio gas infiammabili/incendi ed esplosioni	79
3.4.9.4	Collisioni di navi con l'impianto di perforazione	84
3.4.10	Sicurezza in condizioni di mare estremo	84
3.4.11	Rischio sismico e progettazione di pozzi petroliferi	85
3.4.12	Chiusura mineraria e rimozione delle strutture	85
3.5	GESTIONE DELLE EMERGENZE	87
3.5.1	Piano di Emergenza Ambientale Off-shore	95
3.5.2	Esercitazioni di Emergenza	95
3.6	FORMAZIONE DEL PERSONALE	96
3.7	SQUADRE DI EMERGENZA	96
3.8	ORGANIZZAZIONE INTERNA PER LA RISPOSTA ALLE EMERGENZE	96

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 1 di 98</p>
--	---------------------------------	---	--

3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il presente Capitolo costituisce il *Quadro di riferimento Progettuale* dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del progetto "Lince 1", relativo alla realizzazione di un pozzo di esplorazione per la ricerca di idrocarburi gassosi (con eventuale presenza di olio residuale) che sarà realizzato da eni divisione e&p nell'offshore del Canale di Sicilia, all'interno del Permesso di Ricerca denominato "G.R13.AG", dove è presente la *joint venture* eni E&P 60 % (Operatore) - EDISON 40 %. Il permesso "G.R13.AG" ricade principalmente in Zona Marina "G" (393,9 Km²) e parzialmente in Zona Marina "C" (29,19 Km²).

In particolare, il **Pozzo esplorativo Lince 1** sarà realizzato all'interno della Zona Marina "G" ad una distanza minima di circa 24 km (pari a circa 13 miglia nautiche) a Sud del litorale di Licata (AG) (cfr. **Allegato 1.1**).

L'obiettivo del Pozzo esplorativo Lince 1 è la verifica e quantificazione della presenza di accumuli di gas in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari del prospect, rappresentati dai Calcari/Dolomie della formazione Inici del Giurassico Inferiore e dalle Dolomie della Formazione Sciacca del Triassico Superiore.

L'attività sarà svolta nel terzo periodo di vigenza del permesso G.R13.AG, nell'ambito del programma unitario dei permessi di ricerca GR 13.AG e G.R 14.AG, che prevede la perforazione di due pozzi esplorativi entro il 25.05.2014, da perforare nel permesso G.R13.AG oppure nel permesso G.R14.AG, sui prospect migliori definiti dall'interpretazione dei rilievi sismici.

Gli obblighi di perforazione del primo periodo di vigenza dei due permessi sono stati assolti con la perforazione dei pozzi Panda 1, Panda W1 e Argo 1; quelli del secondo periodo di vigenza sono stati assolti con la perforazione dei pozzi Cassiopea 1 dir e Argo2 in accordo al D.M. del 19.09.2003 che prevede programma unitario di lavoro nell'ambito dei permessi di ricerca G.R 13 AG e G.R 14 AG.


In particolare, le attività previste per la perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1, che contribuiranno ad assolvere gli obblighi di perforazione del terzo periodo, sono le seguenti:

- Posizionamento dell'impianto di perforazione;
- Perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1 ed eventuali prove di produzione;
- Chiusura mineraria;
- Rimozione dell'impianto di perforazione.

3.1 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NELL'OFFSHORE SICILIANO

Le attività previste per la perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1 saranno realizzate nell'ambito del Canale di Sicilia (area marina denominata "Stretto di Sicilia" – fonte sito internet MATTM), un ambito marino caratterizzato dalla presenza di altre attività, in atto o previste, di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, per le quali eni S.p.A. è uno degli operatori/richiedenti.

Come evidente dalla documentazione cartografica predisposta in **Allegato 3.1** (redatta sulla base delle informazioni reperite dal portale del Ministero dello Sviluppo Economico e su quelle rese disponibili dai database aziendali di eni S.p.A.), nel Canale di Sicilia sono presenti diversi titoli minerari, tra i quali quelli in capo ad eni sono:

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 3 di 98
---	------------------------	--	-------------------------------

Si vuole precisare comunque che, relativamente alle attività in capo ad eni, ad oggi non è possibile stabilire un cronoprogramma definitivo delle attività previste per le seguenti motivazioni:

- incertezze nell'ottenimento delle autorizzazioni;
- necessità di rispettare le tempistiche previste dalla legge e/o dal decreto di autorizzazione per l'inizio delle attività (cfr. art. 26, punto 6 della Parte II del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., "Norme in materia ambientale" e art. 14 "Attività di ricerca –inizio attività e obblighi" e art. 25 "Modalità di esercizio della concessione" del Capo 4 del *Decreto Direttoriale 22 marzo 2011 "Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011"*)
- difficoltà nelle tempistiche di reperimento degli impianti di perforazione, navi sismiche, attrezzature, ecc.

Le eventuali variazioni apportate al presente cronoprogramma saranno comunicate agli Enti Competenti, prima dell'inizio delle singole attività da realizzare.

Tutte le attività di perforazione dei pozzi, compreso il Pozzo esplorativo Lince 1 in progetto, verranno, infatti, condotte in un'unica campagna di perforazione, utilizzando un unico impianto di perforazione galleggiante, di tipo "Semisommergibile" anche detto "Semisub", che procederà perforando un pozzo alla volta e, nello specifico il Pozzo Lince 1 sarà perforato successivamente alla perforazione del Pozzo Panda W2. Durante la realizzazione del Pozzo esplorativo Lince 1, quindi, non è prevista alcuna sovrapposizione con altre attività di perforazione. L'impianto di perforazione, infatti, stazionerà in corrispondenza del singolo pozzo in progetto per un tempo limitato all'attività di perforazione; pertanto la porzione di mare occupata dai mezzi navali di supporto a tali attività sarà circoscritta all'intorno del singolo pozzo perforato (l'area di interdizione alle attività di pesca e navigazione sarà circoscritta ad una fascia di 500 m attorno al perimetro dell'impianto stesso).

Sebbene **compatibilmente con le circostanze sopra indicate, eni si prefigga, per quanto possibile, di limitare la contemporaneità delle attività più significative che comportano maggiori impatti ambientali**, analizzando più in dettaglio il crono programma si segnala la sovrapposizione delle attività di perforazione del pozzo esplorativo Lince 1 con la messa in posa di un tratto di sealine/subsea/ombelicale. Per la realizzazione di tali attività saranno impiegati diversi mezzi navali e sarà necessario definire, in accordo con la Capitaneria di Porto, opportune zone di interdizione alla pesca e al traffico marittimo.

A tal proposito si evidenzia come, normalmente, le ordinanze della Capitaneria di Porto prevedano una zona d'interdizione estesa per un raggio di 1500 m dall'area di lavoro in corrispondenza del campo boe d'ormeggio dei mezzi principali di posa e installazione.

Per completezza, si specifica, inoltre, che nell'area sono presenti anche i titoli minerari di pertinenza di altri operatori, quali:

- **Istanza di Permesso di Ricerca d30 G.R.-NP** (100% Northern Petroleum);
- **Istanza di Permesso di Ricerca d347 C.R.-NP** (100% Northern Petroleum);
- **Istanza di Permesso di Ricerca d358 C.R.-EL** (50% Northern Petroleum - 50% Petroceltic Italia);
- **Istanza di Permesso di Ricerca d361 C.R.-TU** (Nautical Petroleum Transunion e Petroleum Italia).

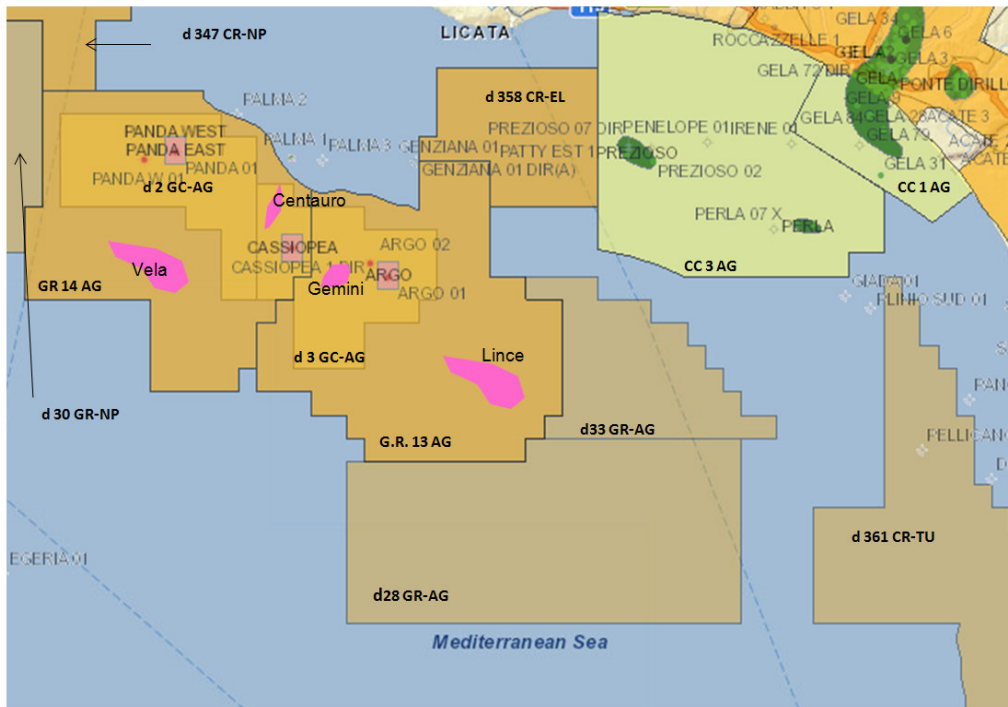


Tabella 3-1: carta dei titoli minerari già operativi e in progetto nel Canale di Sicilia (Fonte: Eni gis coordinate cartografiche UNMIG) con individuazione dei giacimenti (in magenta)

La successiva **Figura 3-2**, estratta dal portale del Ministero dello Sviluppo Economico, riporta invece la Carta dei soli titoli minerari (permessi di ricerca e concessioni di coltivazione) vigenti al 31 agosto 2013, Quelli prossimi all'area vasta di progetto sono stati descritti in precedenza.

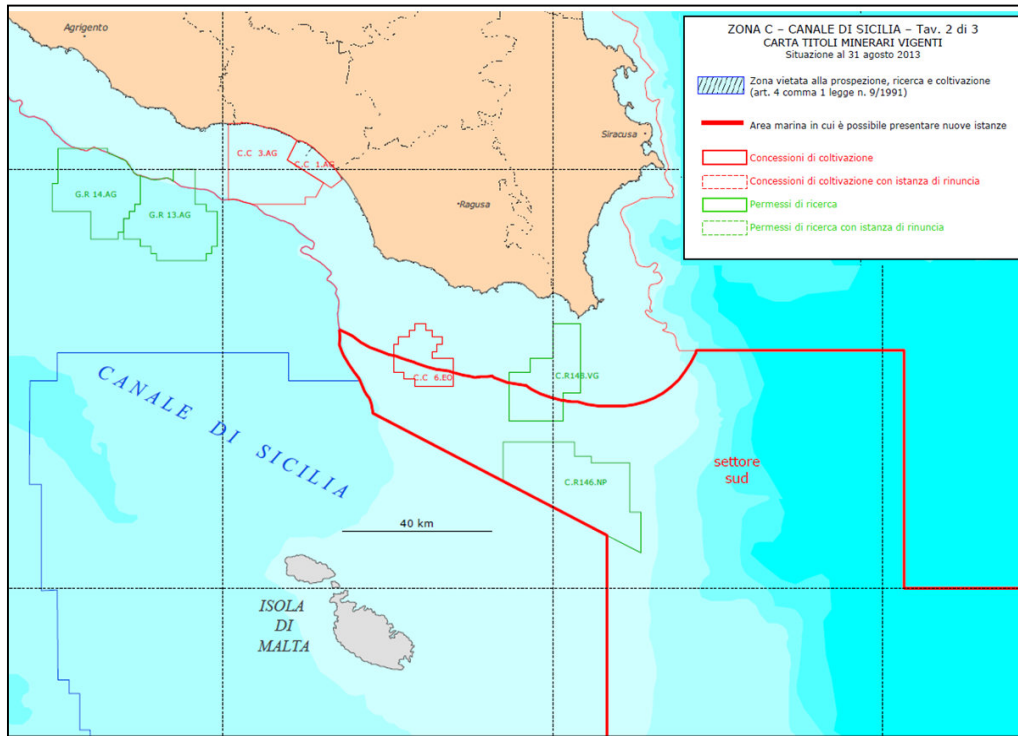


Figura 3-2: carta dei titoli minerari vigenti nella zona C – Canale di Sicilia (Fonte: Portale UNMIG)

3.2 DATI GENERALI DEL POZZO LINCE 1

Nei paragrafi successivi vengono riassunte e schematizzate le principali informazioni relative al Pozzo esplorativo Lince 1 ed il relativo programma di perforazione. Tali informazioni sono state estratte dal Progetto allegato al presente Studio di Impatto Ambientale (*Programma Pozzo esplorativo Lince 1 – Offshore Ibleo*, eni S.p.A. E&P Division) a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

La **Tabella 3-2** riporta le caratteristiche generali del Pozzo esplorativo Lince 1 (*Programma Pozzo esplorativo Lince 1 – Offshore Ibleo*, eni S.p.A. E&P Division – **Sezione 1**, INFORMAZIONI GENERALI, Marzo 2014).



Tabella 3-2: dati generali pozzo esplorativo Lince 1

<i>Distretto geograficamente responsabile</i>	DIME
<i>Nome e sigla del pozzo</i>	LINCE 1
<i>Classificazione iniziale</i>	NFW (New Field Wildcat)
<i>Profondità verticale finale prevista</i>	6200 m TVDSS
<i>Permesso</i>	G.R13.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>	24 km (Licata)
<i>Zona (pozzi off-shore)</i>	"G"
<i>Distanza dalla costa</i>	circa 24 km (13 miglia nautiche) dalla costa di Licata (AG)
<i>Fondale*</i>	- 605 m
OBIETTIVI	
<i>Linee sismiche di riferimento</i>	I.L.1418 - X.L.2087 del 3D "PANDA"
<i>Litologia obiettivo principale</i>	Carbonati
<i>Formazione obiettivo principale</i>	INICI/SCIACCA
<i>Profondità Top obiettivo superiore</i>	3400 m TVDSS
<i>Profondità Top obiettivo inferiore</i>	5800 m TVDSS
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
<i>Latitudine - Longitudine di partenza (geografica)*</i>	36° 52' 33,436" N - 13° 53' 35,301" E GR
<i>Latitudine - Longitudine a fondo pozzo (geografica)*</i>	36° 52' 33,436" N - 13° 53' 35,301" E GR
<i>Latitudine / Longitudine di partenza (metrica)*</i>	4081750 N - 2421350 E
<i>Latitudine - Longitudine a fondo pozzo (metrica)*</i>	4081750 N - 2421350 E
<i>Proiezione</i>	Gauss-Boaga
<i>Ellissoide/Geo Datum</i>	Hayford 1909 - International
<i>Semiassse maggiore</i>	6378388
<i>Eccentricità al quadrato (1/F)</i>	0.00672267002 (297)


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 7 di 98
---	------------------------	--	-------------------------------

Tabella 3-2: dati generali pozzo esplorativo Lince 1	
<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>Latitudine origine</i>	0
<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: circa **5 giorni**;
- Perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1 ed eventuali prove di produzione: circa **93 giorni**;
- Chiusura mineraria: **circa 7 giorni**;
- Rimozione dell'impianto di perforazione **circa 5 giorni**.

3.3 PROGRAMMA GEOLOGICO DEL POZZO LINCE 1

Per l'inquadramento geologico dell'area e la descrizione delle sequenze stratigrafiche si rimanda al **Paragrafo 4.7** del Capitolo Ambientale. A seguire si riportano le considerazioni più specificatamente minerarie tratte dalla documentazione di progetto (*Programma Pozzo esplorativo Lince 1 – Offshore Ibleo*, eni S.p.A. E&P Division – **Sezione 2**, PROGRAMMA GEOLOGICO POZZO LINCE 1, PERMESSO G.R13.AG SICILIA OFFSHORE, Aprile 2014) allegata al presente Studio di Impatto Ambientale ed a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

3.3.1 Interpretazione sismica

La presenza di mineralizzazione è ipotizzata sulla base dell'interpretazione sismica del volume sismico 3D acquisito nel 2003/2004 nell'offshore di Licata (AG), a circa 20 km dalla costa, con un'estensione di circa 800 km² (**Figura 3-3**).

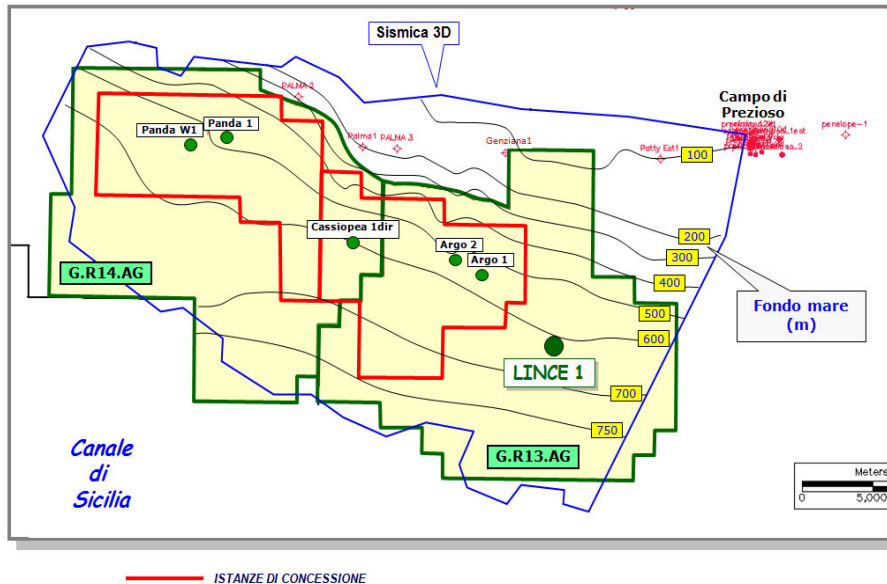


Figura 3-3: Limite dell'area coperta dal dato 3D ed ubicazione del Pozzo esplorativo Lince

E' stata interpretata la versione PSDM (*Pre-Stack Depth Migration*) ottenuta dalla rielaborazione dei dati condotta nel periodo Settembre 2011-Marzo 2012 presso il centro di elaborazioni sismiche Eni di San Donato Milanese.

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 a livello della serie pleistocenica; la qualità si degrada velocemente con la profondità e in corrispondenza della serie mesozoica vi è una forte interferenza tra il segnale e il rumore legato agli smiles di migrazione.

L'analisi dei dati è stata rivolta soprattutto alle sequenze stratigrafiche mesozoiche descritte nel **Paragrafo 4.7**, ed in particolare è stata mirata alla individuazione e valutazione di strutture di interesse a livello del Lias e del Triassico superiore, ponendo come obiettivo esplorativo primario la ricerca di accumuli di idrocarburi all'interno della serie carbonatica mesozoica.

Lo studio sismico-geologico è stato condotto interpretando alcuni orizzonti di età dal *Triassico* al *Pleistocene*, di riferimento per la ricostruzione dell'evoluzione paleogeografica dell'area. In particolare sono stati interpretati i top della Formazione Sciacca (reservoir triassico), della Formazione Noto, della Formazione Streppenosa, della Formazione Inici (reservoir liassico), della Formazione Scaglia, della Formazione Gessoso Solfifera, della Formazione Trubi e il fondo mare.

La mappatura del Top delle Formazioni Inici e Sciacca ha consentito di evidenziare una struttura di interesse con culminazione ubicata circa 8 km a sud-est del pozzo Argo 1, con la conseguente ubicazione del Pozzo esplorativo Lince 1. Le mappe in profondità del prospect a livello dei Top delle Formazioni Inici e Sciacca sono visibili nelle **Figura 3-4** e **Figura 3-5**.

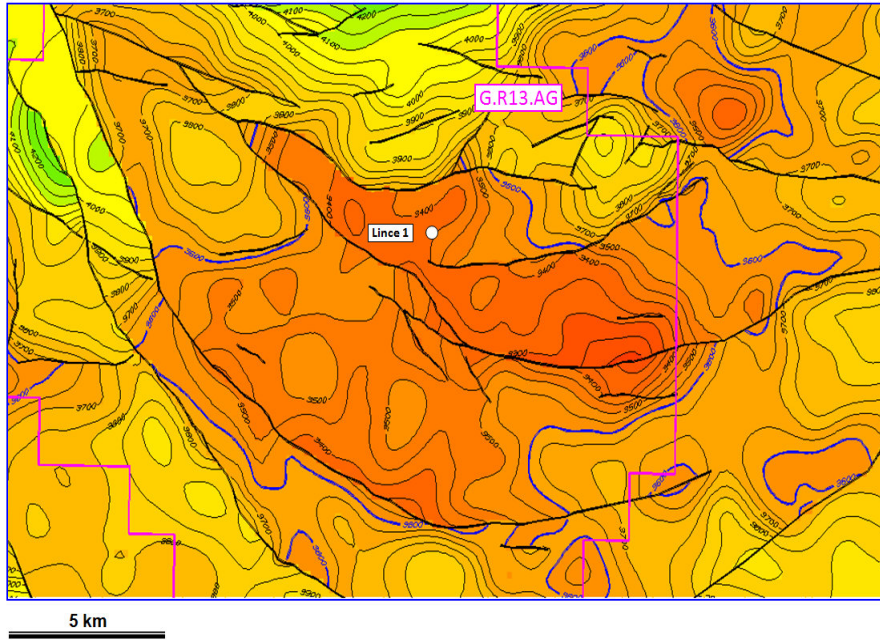


Figura 3-4: Mappa profondità Top Formazione Inici (datum: livello mare, CI:50m)

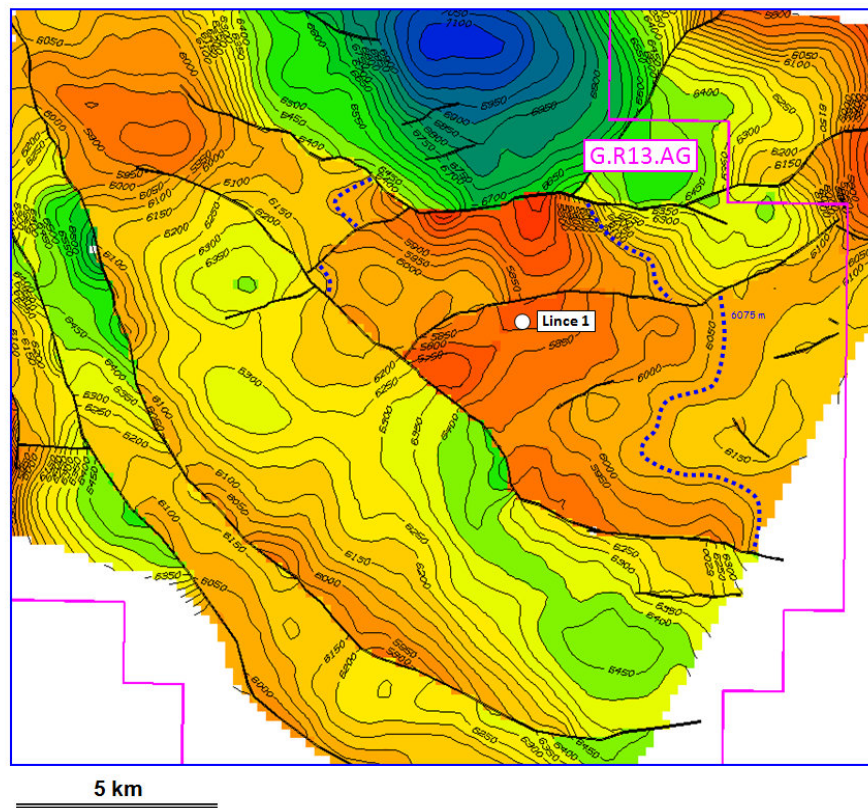


Figura 3-5: Mappa profondità Top Formazione Sciacca (datum: livello mare, CI:50m)



Come si evince dalle mappe la culminazione del top della Formazione Sciacca risulta spostata verso NW di circa 7 km rispetto alla culminazione del top della Formazione Inici. L'ubicazione del Pozzo esplorativo Lince1 risulta un compromesso fra le due culminazioni assolute ed è in una posizione centrale nel blocco, **al di fuori del limite delle 12 miglia dalla costa.**

Si tratta di una struttura anticlinale di grandi dimensioni con asse principale E-W, delimitata da faglie dirette con orientazione E-W, NW-SE e SW-NE. La chiusura strutturale complessiva copre un'area di circa 130 km² a livello del top della Formazione Inici e di circa 50 km² a livello del top della Formazione Sciacca.

In accordo con i risultati di uno studio geochimico di bacino eseguito presso GEBA nel corso del 2008 ed aggiornato nel 2012 con i più recenti dati disponibili, si ritiene che la struttura sia posizionata su un probabile percorso di migrazione degli idrocarburi da SW a NE, ovvero dalle rocce madri delle Formazioni Noto e Streppenosa verso la struttura di Lince. L'inizio della strutturazione principale che ha condotto alla formazione della trappola può essere datato al Cretaceo inferiore; si tratterebbe quindi di un alto che già dal Mesozoico poteva trovarsi in posizione favorevole per ricevere gli idrocarburi generati nel bacino naftogenico triassico/liassico.

Per illustrare l'assetto strutturale della trappola, è riportata in **Figura 3-6** l'interpretazione eseguita sulla inline 1418 del rilievo sismico 3D, ad andamento SW-NE. In particolare, sono evidenti le faglie normali che limitano il fianco SW della struttura, che si ritiene siano state attive fino al Pliocene.

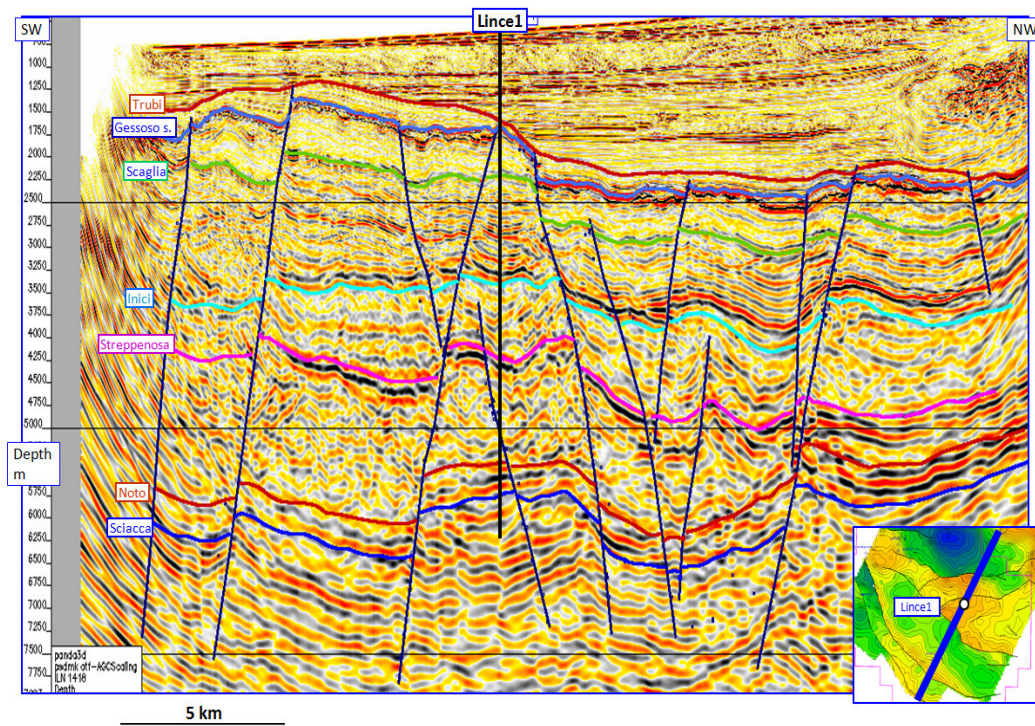


Figura 3-6: Interpretazione sulla inline 1418 del rilievo sismico 3D, ad andamento SW-NE



Nella **Figura 3-7** è riportata l'interpretazione eseguita sulla crossline 2087, ad andamento NW-SE.

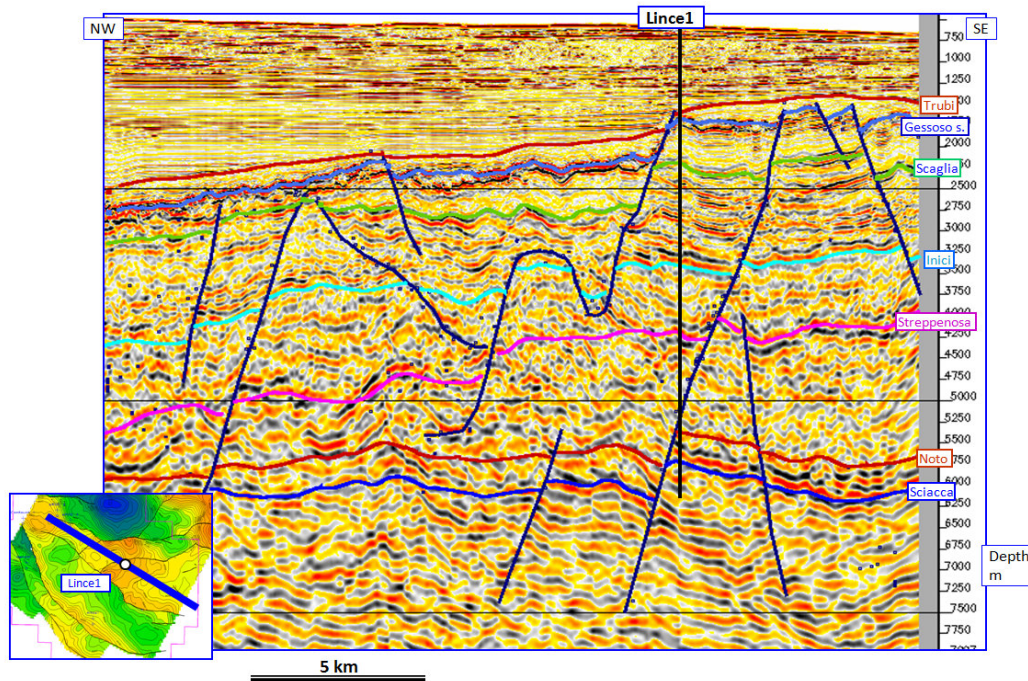


Figura 3-7: interpretazione eseguita sulla crossline 2087, ad andamento NW-SE

3.3.2 Obiettivo minerario del pozzo

Lo scopo del Pozzo esplorativo Lince 1 è quello di verificare e quantificare la presenza di gas in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari del prospect, costituiti dai calcari/dolomie della Formazione Inici e dalle dolomie della Formazione Sciacca, i cui top sono previsti rispettivamente a profondità verticali (rispetto al livello del mare) pari a 3400 e 5800 m (*TVDSS - true vertical depth sub sea*).

Le potenzialità della struttura sono state valutate nell'ordine di circa 260 m di *pay*¹ all'interno della Formazione Inici e di circa 350 m di *pay* all'interno della Formazione Sciacca. L'idrocarburo atteso è gas con eventuale olio residuo con subordinato gas termogenico associato: i risultati degli studi geochimici eseguiti nell'area supportano la possibilità di rinvenire prevalentemente gas.

Di seguito si elencano i valori medi di alcuni parametri petrofisici attesi per i reservoir (**Tabella 3-3**).

¹ Spessore totale del giacimento compreso tra la copertura dello stesso e la base impermeabile


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 12 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-3: parametri petrofisici attesi per i reservoiri di Lince 1				
	Porosità %	SW %	N/G	FVF (Bo)
Formazione Inici	2-10	0.15 – 0.35	0.40 – 0.70	1.19
Formazione Sciacca	2-8	0.15 – 0.35	0.75 – 0.90	1.21

Si ritiene che la permeabilità sia essenzialmente legata alla fratturazione.

Per quanto riguarda le difficoltà di perforazione, vanno segnalati fundamentalmente due aspetti:

- Come dimostrato dai pozzi Argo 1, Argo 2 e Cassiopea 1 dir, che distano circa 8-15 km dal prospect in oggetto, nella serie stratigrafica plio-pleistocenica sono presenti sovrappressioni.
- Si possono prevedere perdite di circolazione significative nel corso dell'attraversamento delle Formazioni Inici e Sciacca.

3.3.3 Rocce madri

La roccia madre principale è ritenuta essere la Formazione Noto, con contributo variabile dalle sequenze argillose retiche della Formazione Streppenosa.

Gli studi geochimici condotti per l'area in esame e per la vicina area iblea forniscono per la Formazione Noto indicazioni di roccia madre di buona qualità, attualmente matura ed in grado di produrre principalmente idrocarburi liquidi. La materia organica, concentrata principalmente nei livelli argillosi, è caratterizzata da un **Kerogene di tipo II (gas-prone)** derivato da un mixing di materia organica marina e continentale. Il valore di TOC medio è pari a 1-3 %, mentre il Potenziale Petrolifero medio è 2-5 Kg Hc/Ton di roccia.


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

3.3.4 Rocce di copertura

Per quanto riguarda il reservoir liassico Formazione Inici, la copertura è data dalla Formazione Rosso Ammonitico, costituita da fitte intercalazioni di marna fossilifera rossastra e calcare WKST e PKST, secondo un modello già verificato nel campo di Vega.

La copertura per il reservoir triassico Formazione Sciacca è identificata nelle facies argillose della Formazione Streppenosa, insieme alle sequenze argillose della Formazione Noto, le cui capacità di *sealing* sono ampiamente conosciute nell'area del Plateau Ibleo, ad esempio nei campi di Ragusa e Tresauro.

Uno schema generale del sistema petrolifero noto per l'area in esame è riportato in **Figura 3-8**. Risulta evidente che nel caso del prospect Lince, tutti gli elementi del sistema petrolifero concorrono a formulare l'ipotesi di una positiva combinazione dei diversi fattori che costituiscono il sistema petrolifero, in particolare

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data	Doc. SIME_AMB_01_13	Capitolo 3
	Giugno 2014	Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Pag. 13 di 98

si evidenzia la precoce (Cretaceo inferiore) strutturazione dell'alto che costituisce la trappola, dimostrata dalla rastremazione della serie cretacea al di sopra della struttura, con la combinata persistenza di generazione ed espulsione.

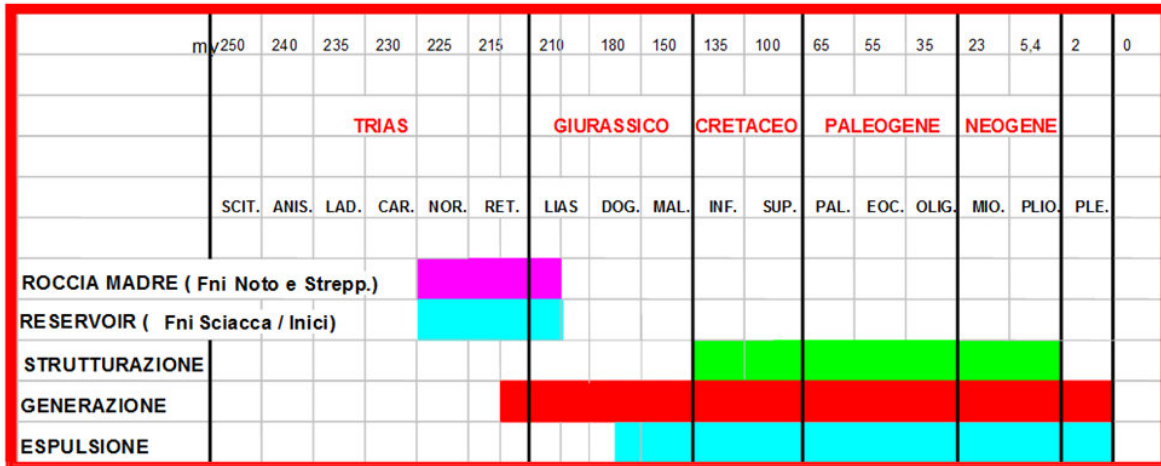


Figura 3-8: Sicilia sud-orientale, Avampese Ibleo – Sistema petrolifero

3.3.5 Profilo litostratigrafico previsto

Sulla base dei dati geologici disponibili, delle analisi di velocità e delle informazioni estrapolabili dai pozzi dell'area, si prevede il seguente profilo litostratigrafico per il Pozzo esplorativo Lince 1 (cfr. **Tabella 3-4** e **Figura 3-9**). Il datum di riferimento è il livello mare (m TVDSS).

Tabella 3-4: Pozzo esplorativo Lince 1 - Profilo litostratigrafico previsto		
da 605 m (f.m.)	a 1.600 m	Formazione Argo Età <i>Pleistocene</i>
Argilla grigia siltosa con frequenti intercalazioni di livelli di sabbia fine quarzosa da centimetrici a metrici		
da 1.600 m	a 1.680 m	Formazione Trubi Età <i>Pliocene inferiore - Pliocene medio</i>
Marna grigio-biancastra, tenera, fossilifera		
da 1.680 m	a 1.750 m	Formazione Gessoso solfifera Età <i>Miocene superiore (Messiniano)</i>
Gesso biancastro amorfo e cristallino con livelli di marne e mudstone		
da 1.750 m	a 1.850 m	Formazione Tellaro Età <i>Miocene medio - superiore</i>
Argilla e marna grigio-verdastra, fossilifera, tenera, con qualche livello di calcare argilloso		
da 1.850 m	a 2.200 m	Formazione Ragusa Età <i>Oligocene - Miocene inferiore</i>
Calcare WKST/PKST biancastro e marrone, fossilifero. Presenza di intercalazioni di marna marrone fossilifera e di noduli di selce varicolore		



eni S.p.A.
Exploration &
Production Division

Data
Giugno
2014

Doc. SIME_AMB_01_13
Studio di Impatto Ambientale
Pozzo esplorativo "Lince 1"

Capitolo 3
Pag. 14 di
98

Tabella 3-4: Pozzo esplorativo Lince 1 - Profilo litostratigrafico previsto		
da 2.200 m	a 2.900 m	Formazione Scaglia (Amerillo) Età <i>Cretaceo Superiore – Eocene</i>
Calcere MDST/WKST grigio-biancastro, fossilifero, con intercalazioni di PKST e qualche sottile livello di marna e di tufo. Presenza di noduli di selce		
da 2.900 m	a 3.200 m	Formazione Hybla Età <i>Cretaceo inferiore</i>
Marna grigio-verdastra fossilifera con intercalazioni di MDST biancastro, argilloso		
da 3.200 m	a 3.300 m	Formazione Lattimusa (Chiaromonte) Età <i>Giurassico superiore (Turonico) – Cretaceo inferiore (Valanginiano)</i>
Calcere MDST grigio - biancastro e rossastro, fossilifero, a tratti argilloso, localmente passante a WKST. intercalazioni di marna e noduli di selce		
da 3.300 m	a 3.400 m	Formazione Rosso Ammonitico (Buccheri) Età <i>Giurassico inferiore (Toarciano) – Giurassico superiore</i>
Fitta intercalazione di marna fossilifera verde-rossastra e calcare WKST/PKST biancastro, fossilifero, talora argilloso. Possibile presenza di brecce e di livelli di basalto nerastro e di tufo grigio scuro		
da 3.400 m	a 4.200 m	Formazione Inici Età <i>Giurassico inferiore (Hettangiano-Pliensbachiano)</i>
Calcere PKST/GRST biancastro, intraclastico, fossilifero, localmente oolitico, a volte dolomitizzato. Possibile presenza di Boundstone stromatolitico intertidale		
da 4.200 m	a 5.400 m	Formazione Streppenosa Età <i>Triassico superiore (Retico) – Giurassico inferiore (Hettangiano)</i>
Argille scure, grigio-verdi e nerastre, siltose con intercalazioni di calcare MDST grigio-biancastro, localmente ricristallizzato o dolomitico. Presenza di livelli di basalti e tufi nerastri.		
da 5.400 m	a 5.800 m	Formazione Noto Età <i>Triassico superiore (Retico)</i>
Calcere MDST ricristallizzato laminato dolomitico marroncino-grigiastro con intercalazioni di argille nere laminate e qualche livello di basalto. Presenza nella parte basale di dolomia laminata marrone a grana da fine a media, con intercalazioni di dolomia a grana grossa. Possibile presenza di breccia dolomitica		
da 5.800 m	a 6.200 m	Formazione Sciacca Età <i>Triassico superiore</i>
Dolomia calcarea bianco-grigiastra a grana da fine a grossa, localmente brecciata, fratturata e vacuolare. Possibili intercalazioni di lave basaltiche		

NB: in considerazione del carattere esplorativo del pozzo, della distanza dei principali pozzi di calibrazione nell'area e dei margini di affidabilità dell'interpretazione sismica e della conversione in profondità, occorre considerare un'incertezza di +/- 200 m nell'identificazione delle profondità dei passaggi formazionali delle unità profonde.

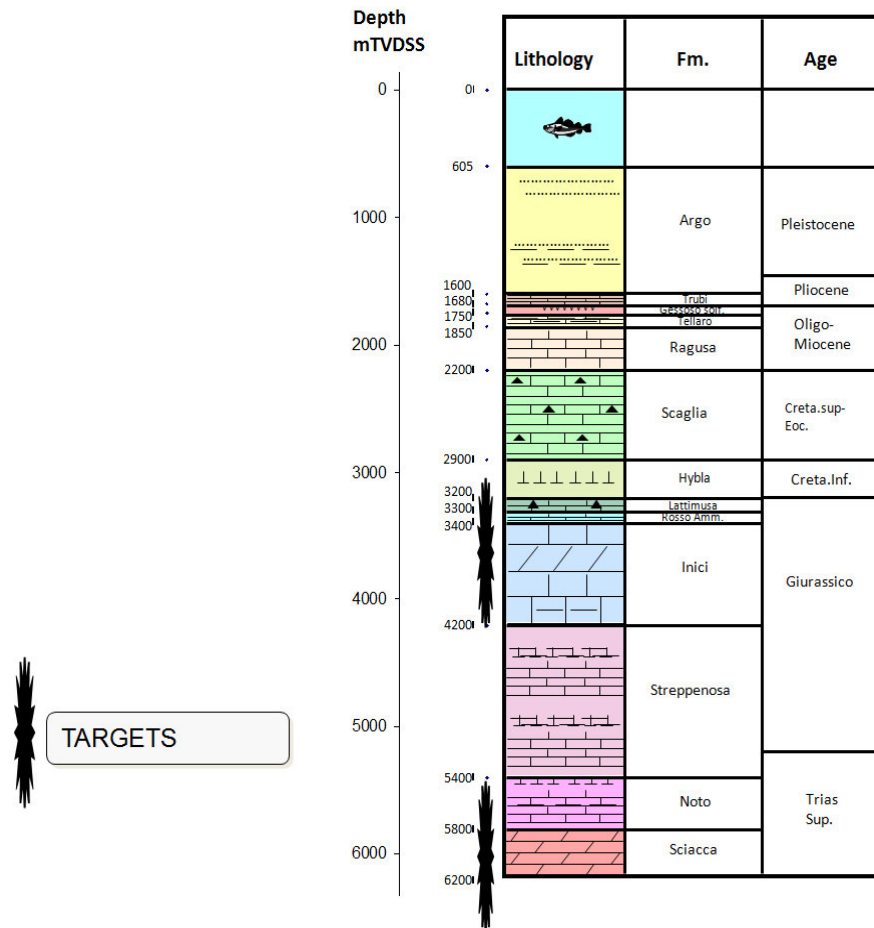


Figura 3-9: profilo litostratigrafico previsto per il Pozzo Lince 1 ed individuazione dei targets


3.3.6 Pozzi di riferimento

Per quanto riguarda l'attraversamento della serie di avanfossa plio-pleistocenica si fa riferimento ai pozzi Argo1, Argo2 e Cassiopea 1 dir, ubicati circa 10 km a NW del prospect Lince.

Informazioni utili per l'attraversamento della serie mesozoica e terziaria possono derivare dai pozzi Palma1 e Palma 3, Prezioso 1, e dai pozzi del campi di Perla e Gela. Per l'obiettivo liassico possono essere utili come riferimento anche i pozzi del campo di Vega.

3.4 DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO

A seguire si riporta una descrizione delle operazioni di perforazione e completamento del Pozzo esplorativo Lince 1. Le informazioni di dettaglio relative nello specifico al Pozzo Lince 1 sono tratte dalla documentazione di progetto (*Programma Pozzo esplorativo Lince 1 – Offshore Ibleo*, eni S.p.A. E&P Division – **Sezione 1** INFORMAZIONI GENERALI, Marzo 2014 e **Sezione 4**, PROGRAMMA DI PERFORAZIONE,

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 16 di 98</p>
---	---------------------------------	---	---

Marzo 2014) allegata al presente Studio di Impatto Ambientale ed a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

3.4.1 Caratteristiche dell'impianto di perforazione e suo posizionamento sul sito di perforazione

Le operazioni di perforazione per la realizzazione del Pozzo esplorativo Lince 1 saranno effettuate con un impianto di perforazione galleggiante di tipo "Semisommersibile" 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 alcuni impianti utilizzabili per la realizzazione delle attività in progetto; in particolare, il più idoneo ai fini delle attività descritte nel presente Studio risulta essere lo **Scarabeo 9**, di proprietà Saipem S.p.A.

Questo tipo di impianto sarà trainato per mezzo di n. 2 rimorchiatori sulla ubicazione del pozzo: si tratterà di mezzi navali del tipo *Anchor Handling Supply Vessel* (AHSV).


L'ingombro della struttura e' di circa 115 m (riferita all'estremità del pontone) x 110 m e l'altezza massima dell'impianto raggiunge gli 80 m dal livello del 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 3.4.10** del presente Capitolo.

A seconda delle condizioni meteo-marine, la permanenza in postazione dell'impianto Scarabeo 9 può essere garantita sia tramite ancoraggio sia da sistemi di posizionamento dinamico. Nel caso specifico, per la perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1, sarà adottato un sistema di posizionamento dinamico (*DP*) Il sistema di posizionamento dinamico (*DP*) è un sistema controllato elettronicamente che mantiene automaticamente la posizione e l'angolo di rotta dell'unità a mezzo delle proprie eliche di propulsione e di manovra. I sensori di posizione, combinati con quelli di rilevazione dei dati del vento, con quelli di movimento e con la girobussola, forniscono le informazioni al computer circa la posizione dell'unità e della ampiezza e direzione delle forze relative ai fenomeni ambientali che agiscono sulla posizione dell'unità stessa. Il software del computer si basa su di un modello matematico dell'unità che include le informazioni relative al vento, alla forza e direzione della corrente che agiscono sulla nave e la posizione delle eliche di manovra. Queste informazioni combinate con le informazioni provenienti dai sensori, consentono al computer di calcolare l'angolo di barra e la spinta di ogni elica di manovra necessari alla nave per mantenere la corretta posizione.

L'impianto, 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. Nelle aree prossime all'impianto è prevista un'area di interdizione alla pesca e la navigazione pari a 500 m.

3.4.1.1 Elementi caratteristici dell'impianto semisub

I principali elementi caratteristici dell'impianto semisub sono i seguenti:

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 17 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

- I **cassoni** e le **colonne** : si tratta di strutture cave all'interno che 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 fluidi, 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 fluido, le pompe fluido, la pompa cementatrice, i magazzini per i prodotti di consumo ed i ricambi.

3.4.1.2 Caratteristiche tecniche principali

Gli elementi essenziali dell'impianto di perforazione Semisommersibile sono gli stessi che caratterizzano gli impianti a terra:

- torre e sistema di sollevamento,
- sistema rotativo;
- circuito fluidi;
- controlli ed 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.

Le **Figura 3-10** ., **Figura 3-11** : e **Figura 3-12** : che seguono mostrano rispettivamente alcune viste dell'impianto (diurne e notturne) e lo schema dell'impianto di perforazione semisommersibile o *Semisub Scarabeo 9*, mentre la **Tabella 3-5** ne descrive le caratteristiche tecniche.



eni S.p.A.
Exploration &
Production Division

Data
Giugno
2014

Doc. SIME_AMB_01_13
Studio di Impatto Ambientale
Pozzo esplorativo "Lince 1"

Capitolo 3
Pag. 18 di
98



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

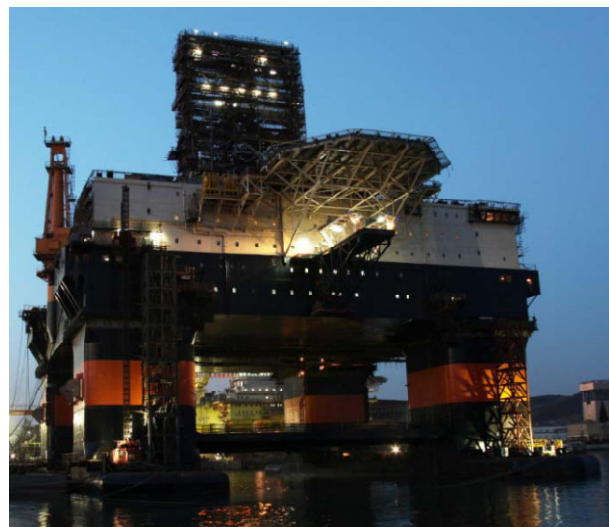


Figura 3-11: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista notturna)

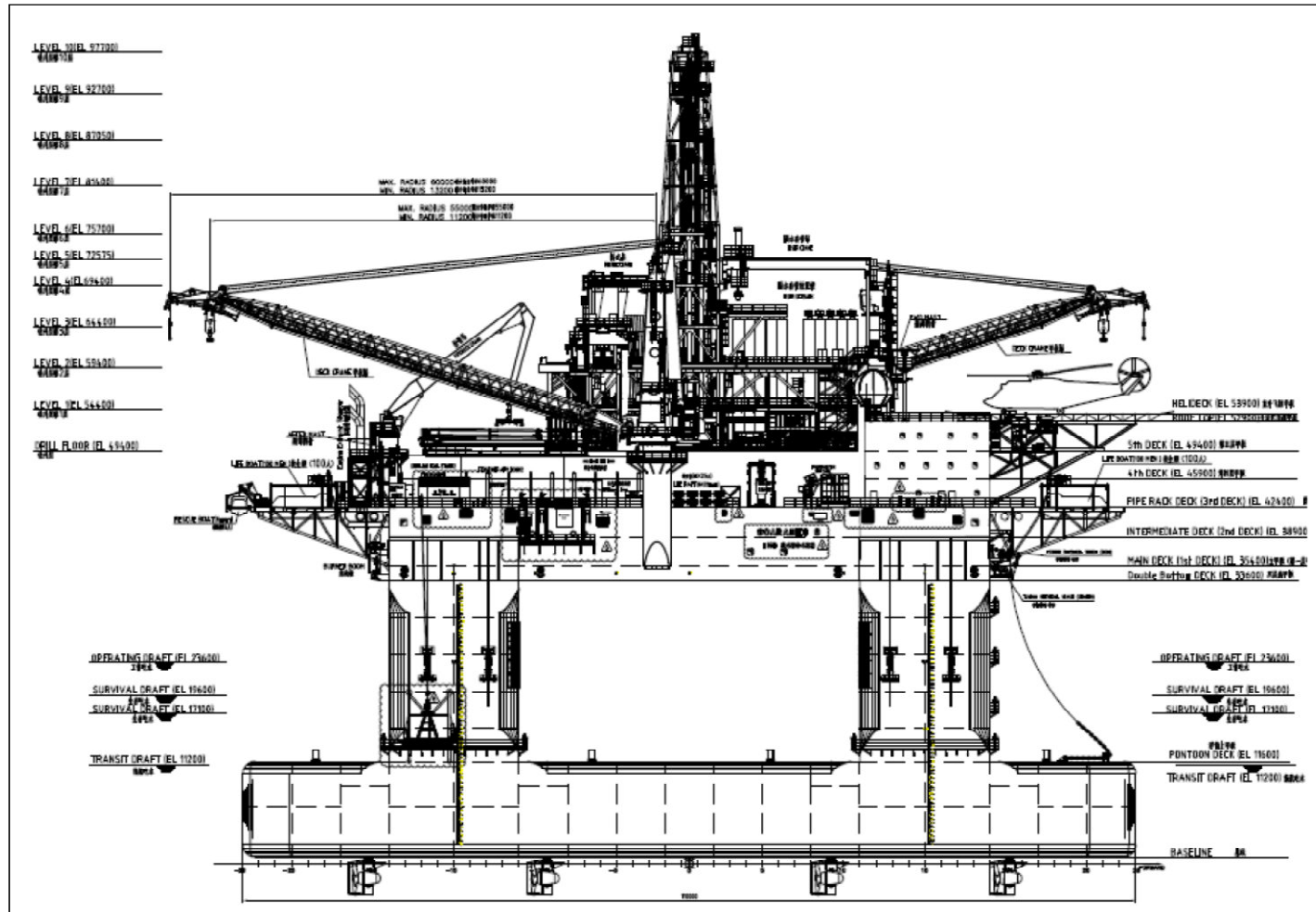


Figura 3-12: schema dell'impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9



 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 20 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-5: caratteristiche tecniche dell'impianto tipo di perforazione semisommersibile SCARABEO 9	
VOCE	Specifiche
Società contraffista	SAIPEM.
Nome impianto	SCARABEO 9
Tipo impianto	Semisubmersibile – Dual drilling rig
Anno costruzione	2011
Sistema di propulsione	Azimuth Thruster
Numero Thruster /Potenza totale	8 Wartsila FS3500-571NU 4300 kW / 34400 kW
Profondità Max	3600 m
Tavola rotary livello mare	27 m (prevista)
Numero posti disponibili	200
Generatori N. - Tipo	8 Wartsila 12V32LNE
Tipi di argano	N° 2 Aker DDM
Capacità di sollevamento Argano	907 m
Max profondità d'acqua operativa	3.000 m
Capacità top drive system principale	908 m
Pressione di esercizio top drive system	520 bar
Motion Compensator Principale	Maritime Hydraulics crown mounted
Diametro Tavola Rotary	Apertura max 60 1/2"
Pompe Fluido	N° 4 Baoji oilfield machinery modello F2200HL Potenza 2,200 HP 520 bar WP Linee disponibili 6 ½
Capacità totale Vasche Fluido	2360 mc
Vibrovagli	N° 4 Axion AX-1 high efficiency shale shakers N° 2 MI-Swaco desilter 10 cones x 4", N° 1 Mi Swaco CD-1400 degasser N° 1 Water Jet type mud gas separator N° 2 MiSwaco Decanting Centrifuges
Capacità stoccaggio acqua industriale	3070 mc
Capacità stoccaggio acqua potabile	1139 mc
Capacità stoccaggio gasolio	4352 mc
Capacità stoccaggio Barite	216 mc
Capacità stoccaggio Bentonite	216 mc
Capacità stoccaggio cemento	432 mc
Capacità di stoccaggio di elementi conservati in sacchi (tipo materiali inerti come il CaCo ₃)	162 mc
Dimensioni	Larghezza: 115 m (riferita alle estremità del pontone) Lunghezza: 110 m Altezza massima: 80 m Moon pool dimensioni: 42 m x 8 m

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 21 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

3.4.1.3 Unità dell'impianto di perforazione

Come accennato nel paragrafo precedente, gli elementi essenziali di un impianto di perforazione off-shore sono gli stessi che caratterizzano gli impianti a terra e possono essere raggruppati nei seguenti sistemi principali:

- sistema di sollevamento;
- sistema rotativo;
- circuito fluidi;
- apparecchiature di sicurezza.

A seguire vengono descritti tali componenti fondamentali dell'impianto di perforazione.

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.

Sistema rotativo

È il sistema che ha il compito di imprimere il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello. È costituito dal *Top Drive System* e dalla batteria di aste di perforazione. In particolare:

- 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 dei fluidi 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 fluido 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 (Bottom Hole Assembly – BHA). 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 rigidamente tra loro (mediante giunti a filettatura conica) in modo da garantire la trasmissione della torsione allo scalpello e la tenuta idraulica.

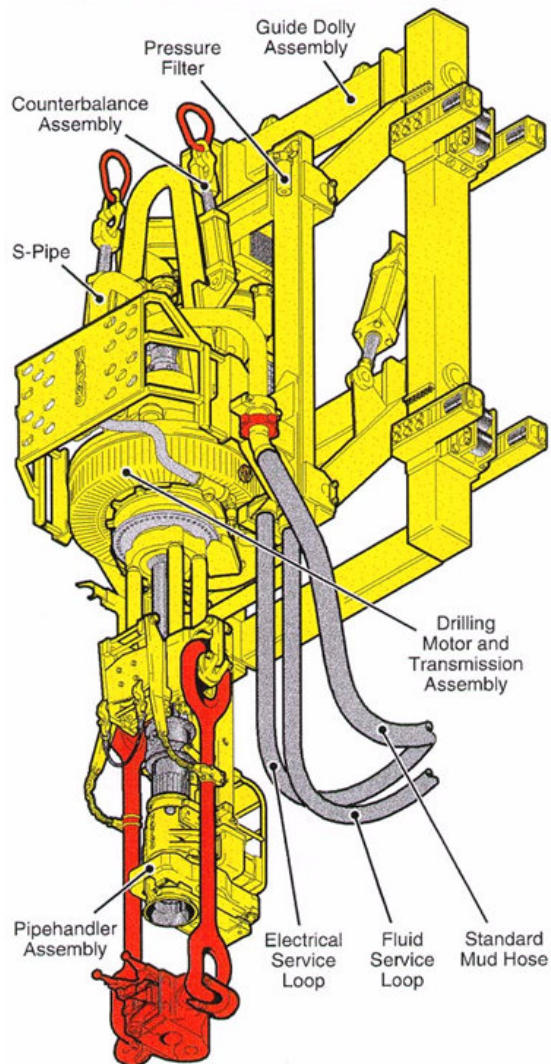


Figura 3-13: Top Drive System




Figura 3-14: asta di perforazione

Circuito fluidi

I fluidi di perforazione assolvono alle seguenti funzioni:

- 1) asportazione dei detriti dal fondo pozzo e loro trasporto in superficie, sfruttando le proprie caratteristiche reologiche;
- 2) raffreddamento e lubrificazione dello scalpello;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 23 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

- 3) contenimento dei fluidi presenti nelle formazioni perforate, ad opera della pressione idrostatica;
- 4) consolidamento della parete del pozzo e riduzione dell'infiltrazione in formazione, tramite la generazione di un pannello che riveste il foro.

Per svolgere contemporaneamente e in maniera soddisfacente tutte le suddette funzioni, i fluidi di perforazione richiedono continui interventi e controlli delle loro caratteristiche reologiche, anche mediante l'utilizzo di additivi appositi.

Il tipo di fluido (e i suoi componenti chimici) viene scelto sia in funzione delle rocce che si devono attraversare, sia della temperatura. Esiste, infatti, un'interazione tra i fluidi di perforazione e le formazioni rocciose per cui, utilizzando il corretto tipo di fluido, viene garantita la stabilità del foro e l'integrità della formazione produttiva.

Il circuito del fluido in un impianto di perforazione è particolarmente complesso in quanto deve comprendere anche un sistema per la separazione dei detriti perforati e per il trattamento del fluido stesso.

Il fluido viene pompato tramite pompe ad alta pressione nelle aste di perforazione, esce, tramite appositi orifizi, dallo scalpello al fondo pozzo, ingloba i detriti perforati e risale nel foro fino all'uscita dal pozzo, subito sotto il piano sonda, dove passa attraverso un sistema di trattamento solidi che lo separano dai detriti di perforazione prima di essere ricondizionato in apposite vasche e ripompato in pozzo.

Gli elementi principali del circuito del fluido sono:

- **pompe fluido** (cfr. **Figura 3-15**): pompe volumetriche a pistoncini che forniscono al fluido pompato in pozzo l'energia necessaria a vincere le perdite di carico nel circuito e garantire la circolazione;

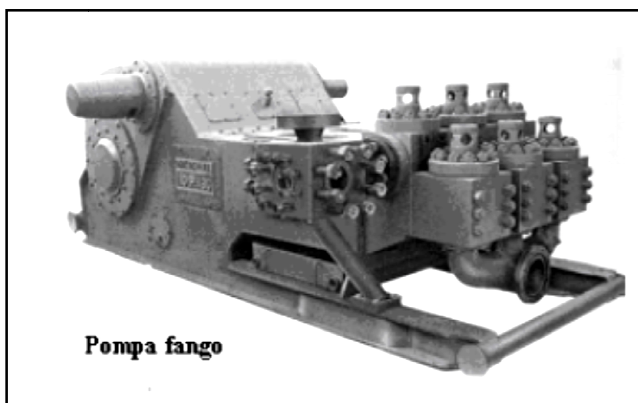



Figura 3-15: pompa fluido

- **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 fluido per l'esecuzione delle funzioni richieste. Nel circuito sono inoltre inserite diverse vasche di stoccaggio contenenti una riserva di fluido adeguata alla perforazione del pozzo;
- **sistema di trattamento solidi**: apparecchiature, (vibrotaglio, cicloni, centrifughe ecc.) (cfr. **Figura 3-16**) disposte all'uscita del fluido dal pozzo, che separano il fluido stesso dai detriti di perforazione: questi ultimi vengono raccolti in appositi cassonetti e trasportati a terra mediante supply vessels.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 24 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

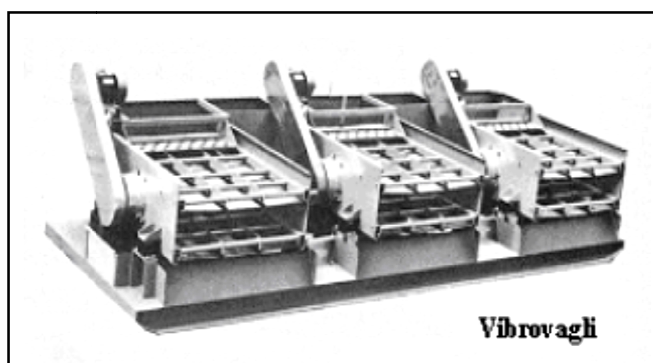


Figura 3-16: vibrovagli

Apparecchiature di Sicurezza

Le apparecchiature di sicurezza fanno riferimento ai *Blow Out Preventers* (B.O.P.), ossia il sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) in qualunque situazione. Queste apparecchiature svolgono un ruolo fondamentale per prevenire potenziali rischi alle persone, alle attrezzature e all'ambiente. La descrizione dettagliata e la loro filosofia di impiego è riportata nel **Paragrafo 3.4.9.1.**

3.4.2 Cenni sulle tecniche di perforazione

Nella perforazione di un pozzo, come in ogni altra operazione di scavo, si presenta la necessità di realizzare due azioni principali:

- vincere la resistenza del materiale roccioso in cui si opera in modo da staccare parti di esso dalla formazione (mediante l'utilizzo di opportune attrezzature);
- rimuovere queste parti per continuare ad agire su nuovo materiale ottenendo così un avanzamento della perforazione stessa.

La tecnica di perforazione attualmente impiegata nell'industria petrolifera è a rotazione ("*rotary*") o con motore di fondo/turbina e si basa sull'impiego di uno scalpello (cfr. **Figura 3-17**) che, posto in rotazione, esercita un'azione perforante e di scavo.

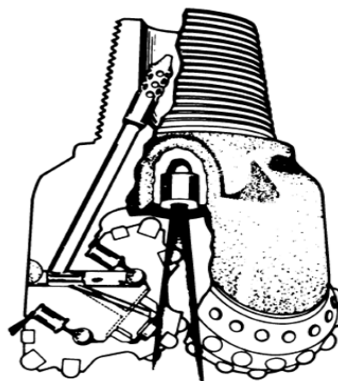



Figura 3-17: scalpello di perforazione

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 25 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

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

La batteria ricopre un ruolo fondamentale anche nella geometria e nella traiettoria del foro. Infatti, variando la sua rigidità e/o la sua composizione, può essere deviata dalla verticale o fatta rientrare sulla verticale dopo aver perforato un tratto di foro deviato.

Il fluido di perforazione viene pompato attraverso la batteria, fuoriesce da apposite aperture dello scalpello e risale in superficie, assicurando la rimozione dal foro dei detriti scavati dall'azione dello scalpello. Il fluido di perforazione, la cui composizione è controllata in modo da rispondere a precise caratteristiche di densità e viscosità, ha inoltre la funzione di controbilanciare la pressione dei fluidi contenute nelle rocce attraversate e sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione. La pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fluido è, infatti, maggiore di quella del normale gradiente idrostatico in modo da impedire l'ingresso di fluidi di strato nel pozzo. Anche pressioni anomale possono essere contenute aggiungendo al fluido sostanze che ne aumentano la densità.

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

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

Il raggiungimento dell'obiettivo minerario avviene pertanto attraverso la perforazione di fori di diametro via via inferiore (fasi di perforazione) protetti dai *casing* (cfr. **Figura 3-18**).

I principali parametri che condizionano la scelta delle fasi sono:

- profondità del pozzo;
- caratteristiche degli strati rocciosi da attraversare;
- andamento del gradiente dei pori;
- numero degli obiettivi minerari.

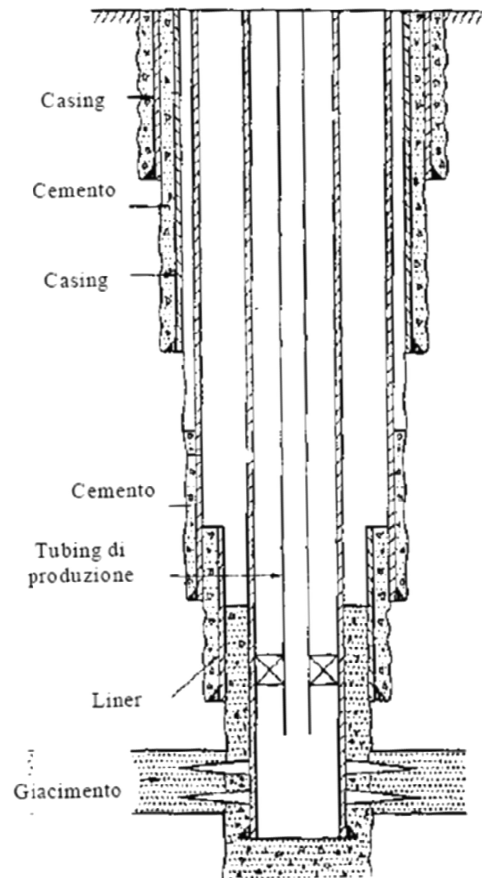


Figura 3-18: casing e cementazioni

Note caratteristiche di un pozzo perforato con tecnica rotary


La perforazione del pozzo viene effettuata utilizzando appositi impianti di perforazione che vengono portati in loco e poi rimossi al termine delle operazioni, che vengono condotte in modo continuativo nell'arco delle 24 ore.

Il diametro iniziale del foro è, generalmente, di 40-75 centimetri (16-30 pollici), ma decresce con il numero delle colonne di rivestimento utilizzate; al fondo si riduce a 10-20 centimetri (4-8 pollici). La profondità del pozzo può essere di alcune migliaia di metri.

Il foro può essere verticale (ovvero con un'inclinazione contenuta entro alcuni gradi dalla verticalità) oppure può essere deliberatamente deviato dalla verticale, fino a raggiungere inclinazioni di 50°-60°, in modo da poter raggiungere obiettivi nel sottosuolo distanti anche molte centinaia di metri.

E' così possibile perforare più pozzi che raggiungono il giacimento in punti distanti fra loro partendo da un'unica struttura di superficie. I fori deviati vengono realizzati con apposite apparecchiature di perforazione direzionata che rendono possibile non solo la realizzazione del foro ma anche l'esatto controllo della sua direzione ed inclinazione.

Negli ultimi anni con l'utilizzo di attrezzature e tecniche particolari è stato possibile perforare anche tratti di foro ad andamento orizzontale (cfr. **Figura 3-19**).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 27 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

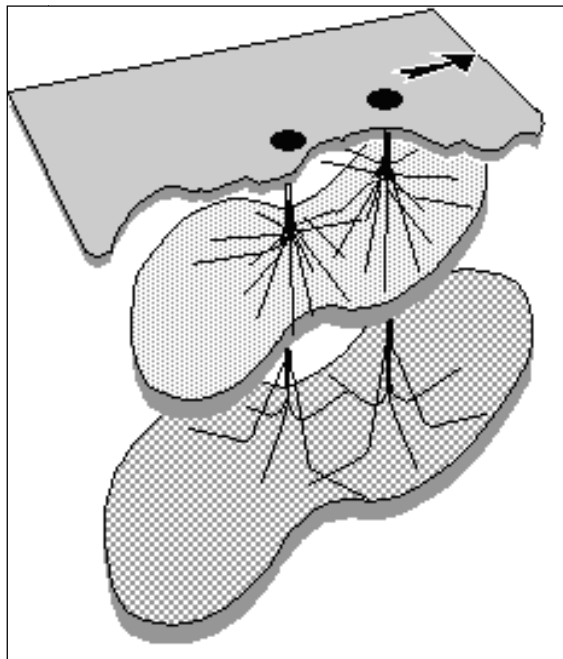


Figura 3-19: pozzi direzionati ed orizzontali

In questo modo, non solo viene migliorato il recupero dei fluidi durante la vita produttiva del pozzo, ma viene anche minimizzato l'impatto ambientale potendo raggiungere più rocce serbatoio tramite un unico pozzo.

Il tipo e la pressione dei fluidi contenuti negli strati rocciosi attraversati durante la perforazione variano con la profondità in modo talora anomalo.


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

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

Il pozzo deve essere perforato utilizzando un fluido di perforazione a densità tale da controbilanciare la pressione dei fluidi di strato e con l'adozione di un sistema di valvole poste sopra l'imboccatura del pozzo (testa pozzo e B.O.P.) atte a chiudere il pozzo in qualsiasi caso.

Si sottolinea che il circuito dei fluidi è un sistema chiuso, nel quale il fluido di perforazione 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, senza contatti con l'ambiente marino.

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

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 28 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

3.4.3 Programma di perforazione del pozzo del Pozzo esplorativo Lince 1

Le informazioni riportate nel presente paragrafo sintetizzano quanto riportato, con maggior dettaglio, nella documentazione di progetto (*Programma Pozzo esplorativo Lince 1 – Offshore Ibleo, eni S.p.A. E&P Division – Sezione 4, PROGRAMMA DI PERFORAZIONE, Marzo 2014*) allegata al presente Studio di Impatto Ambientale ed a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Il sondaggio verrà realizzato perforando un pozzo con profilo verticale fino al raggiungimento della profondità finale (*Total Depth - TD*) in fase 6" a circa 6200 m dal livello del mare (*Sub Sea Level – SSL*).

Lo scopo del sondaggio esplorativo Lince 1 è quello di verificare e quantificare la presenza gas valutando la potenzialità della struttura in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari del prospect. Questi obiettivi sono rappresentati dai livelli porosi all'interno della formazione Inici (profondità Top obiettivo a 3400 m TDSS) e della formazione Sciacca (profondità Top obiettivo a 5800 m TDSS).

Tutte le profondità indicate di seguito saranno riferite ad una quota di 27 m del Piano Tavola Rotary (PTR) dal livello mare se non diversamente specificato. La profondità d'acqua prevista in loco è 605 m (fondo mare).

La sequenza operativa prevista per la perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1 è la seguente (per approfondimenti cfr. **Par. 4.3** della SEZIONE 4, "*Programma di perforazione Pozzo: Lince 1*" del progetto allegato al presente Studio):


- ***Trasporto dell'impianto in corrispondenza dell'ubicazione prevista per il Pozzo esplorativo Lince 1***
- ***Discesa del ROV (Remotely Operated Vehicle) a fondo mare per ispezione del fondale e registrazione delle coordinate di partenza*** (il ROV servirà anche nelle fasi successive di perforazione del *Conductor Pipe* per verificarne l'inclinazione)
- ***Perforazione del Foro Pilota di diametro 8 ½ " da 632 m (fondo mare) fino alla quota prevista della colonna da 20' (1427 m):*** questa attività permetterà di valutare la presenza di sacche superficiali di gas e proseguire il sondaggio in sicurezza minimizzando gli effetti di una eventuale fuoriuscita di gas a fondo mare e valutando la perforabilità della formazione. La perforazione sarà realizzata per mezzo di acqua di mare e cuscini di fluido ad alta viscosità (*Hi-Vis*) nel primo tratto ed a seguire con fluido a base acqua

In caso di successo del foro pilota (confermata la perforabilità della formazione)

- ***Spostamento sull'ubicazione definitiva, almeno 50 m dal Foro Pilota e discesa del Conductor Pipe da 36" con eventuale cementazione fino a profondità di 690 m***


In caso di bassa perforabilità della formazione

- ***Perforazione del foro da 42" e tubaggio e cementazione del Conductor Pipe da 36" fino a profondità di 690 m:*** il foro sarà perforato con acqua di mare e cuscini di fluido ad alta viscosità (*Hi-Vis*) per ottenere una più efficace pulizia
- ***Perforazione del foro da 24" per colonna (casing) da 20" fino a profondità di 1.427 m:*** il foro sarà perforato con fluido a base acqua fino alla quota prevista per la discesa del casing 20" (1.427

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 29 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

m), con la tecnica di "pump and dump" (tecnica che consiste nel miscelare l'acqua di mare ed il fluido pesante in modo da pomparlo direttamente in pozzo, riducendo così i tempi operativi). Seguirà l'assemblaggio, discesa e cementazione della colonna (casing) da 20"

- **Discesa delle apparecchiature di sicurezza (Blow Out Preventers – BOP) con l'impianto di perforazione**
- **Realizzazione del Pressure test e verifica della funzionalità delle apparecchiature di sicurezza**
- **Perforazione del foro da 17 ½" fino alla quota scarpa del Liner intermedio da 16" (fino a profondità di 2.127 m):** sarà disceso lo scalpello da 17 ½", fresato il cemento della scarpa con fluido a base acqua ad alte prestazioni. La perforazione proseguirà con fango. A seguire sarà assemblato, disceso e cementato il liner da 16"
- **Perforazione del foro da 14 ¾" fino alla quota scarpa della colonna (casing) da 13 ⅜" (2.127 m di profondità):** sarà disceso lo scalpello 14 ¾" con la batteria delle aste pesanti (Bottom Hole Assembly – BHA) stabilizzata, sarà fresato il cemento della scarpa con fluido a base acqua ad alte prestazioni. La perforazione proseguirà facendo circolare fluido in pozzo. A seguire sarà assemblata, discesa e cementata la colonna (casing) da 13 ⅜"
- **Esecuzione del BOP test (Blow Out Preventer Test)***
- **Perforazione foro da 12 ¼" fino alla quota scarpa del liner da 9 ⅝":** sarà disceso lo scalpello 12 ¼" con la batteria delle aste pesanti (BHA) stabilizzata, sarà fresato il cemento e sarà fatto circolare fluido in pozzo con fluido a base acqua ad alte prestazioni. Perforazione fino alla quota prevista di tubaggio del liner da 9 ⅝"
- **Registrazione dei Logs elettrici come da programma.** In caso di accertata mineralizzazione, potranno essere registrati degli MDT (*Modular Formation Dynamics Tester*) al fine di valutare i fluidi presenti, le caratteristiche e le relative pressioni
- **Esecuzione BOP test***
- **Perforazione foro da 8 ½" fino alla quota scarpa del liner da 7" (fino alla profondità di 4.127 m)**
- **Assemblaggio, discesa e cementazione del liner da 7":** sarà fatto circolare e sarà condizionato il fluido di perforazione alle caratteristiche ottimali. Sarà inoltre cementato il liner con risalita della malta (fino alla testa liner 7" a circa 4127 m)
- **Esecuzione del BOP test***
- **Perforazione foro da 6" fino a quota TD (profondità 6.227 m):** sarà disceso lo scalpello da 6" con nuova BHA, fresato il cemento e sarà fatto circolare condizionando il fluido a base acqua in pozzo. Al fondo sarà pompato e fatto circolare un cuscinetto fino a completa pulizia del foro
- **Registrazione dei Log elettrici come da programma di geologia operativa:** in caso di accertata mineralizzazione, potranno essere registrati degli MDT (*Modular Formation Dynamics Tester*)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 30 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

- **Plug e abbandono del pozzo (dry hole scenario):** essendoci due possibili targets il pozzo potrà essere abbandonato temporaneamente solo nel caso ci sia la necessità di mettere in produzione il livello nella Formazione Inici. Nel caso questa formazione non fosse minerariamente interessante, il pozzo sarà abbandonato definitivamente. Un programma dettagliato di chiusura mineraria verrà definito al termine della registrazione dei logs sulla base della definizione dei livelli da isolare.

*In linea generale si fa presente che i BPO test vengono eseguiti nel rispetto delle procedure aziendali che si riferiscono alle eni E&P Well Control Policy Manual STAP P-1-M6150. Per approfondimenti è possibile far riferimento a quanto riportato nella documentazione di progetto (*Programma Pozzo esplorativo Lince 1 – Offshore Ibleo*, eni S.p.A. E&P Division – **Sezione 4**, PROGRAMMA DI PERFORAZIONE, Marzo 2014) allegata al presente Studio di Impatto Ambientale.

3.4.3.1 *Shallow Hazard e perforazione del Foro Pilota*

Al fine di massimizzare la sicurezza durante le attività di perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1, riducendo al minimo i problemi che possono insorgere durante le attività previste (cfr. **Tabella 3-13**), è stato condotto un ulteriore studio per la valutazione dello *shallow hazard*, ovvero per valutare la possibilità di incontrare sacche superficiali di gas: tali sacche sono sempre in sovrappressione, con un valore di pressione al di sopra dell'accumulo che dipende dallo spessore della colonna di gas.

La valutazione dello *shallow hazard* si è basata su interpretazione dei dati sismici 3D ad alta risoluzione e l'area interpretata è quella posta nell'offshore di fronte alla zona di Gela, relativa ad una superficie pari a circa 7 kmx7 km (49 km²).

La posizione finale di Lince 1 è stata scelta considerando il risultato della "valutazione dei pericoli dello Shallow gas". Si evidenzia un rischio moderato per la presenza di *shallow gas* basato sulle analisi delle anomalie determinate dalle caratteristiche sismiche dello studio fatto. Tale anomalia potrebbe anche essere dovuto ad anomalia di tipo litologico.

Per questo motivo si opterà per la perforazione di un *Pilot Hole* per le fasi superficiali: quanto detto al fine di individuare tutte le varie possibilità tecniche da adottare per proseguire il sondaggio in sicurezza.


La traiettoria del pozzo LINCE 1 attraversa le facies sismiche SF2. La probabilità di avere gas è stata valutata come bassa e con un rischio correlato con la perforazione da basso a moderato.

Per le facies sismiche SF3 ed è stata valutata con probabilità da bassa a moderata con un rischio di perforazione da basso a moderato. Per le profondità oltre queste facies, oltre i 1400 m MSL, essendo già installato il BOP, mitigherà gli effetti di una possibile presenza di gas.

3.4.3.2 *Sequenza operativa per la perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1*

Le operazioni di perforazione inizieranno con la realizzazione del **Foro Pilota (Pilot Hole)** da 8½" da 632 m (fondo mare) fino alla quota prevista della colonna da 20" a circa 1.427 m. In questa fase non è prevista alcuna operazione di carotaggio. La verifica della fattibilità della tecnica del *Jetting* (ovvero utilizzando un forte getto d'acqua per rimuovere il terreno) durante la perforazione del foro pilota permetterà di valutare se sarà possibile utilizzare questa tecnica nella fase successiva per scendere il *Conductor Pipe* da 36", ovvero il tubo metallico le cui funzioni principali sono:

- separare il foro perforato dall'ambiente marino circostante;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 31 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

- contenere i fluidi di perforazione;
- fare da guida alle attrezzature che scendono in pozzo.

Se la perforazione del foro pilota potrà essere eseguita utilizzando la tecnica del *Jetting* (cioè la perforazione del foro pilota avrà avuto successo confermando una adeguata perforabilità delle formazioni attraversate), anche le operazioni di discesa del *Conductor Pipe* da 36" verranno eseguite con la stessa tecnica sino a 690 m. Qualora, invece, la perforazione del foro pilota avrà mostrato difficoltà nell'esecuzione del *Jetting* (evidenziando una bassa perforabilità delle formazioni attraversate), si procederà prima alla perforazione con foro da 42" e successivamente alla discesa del *Conductor Pipe* da 36", che sarà eventualmente cementato a fondo mare.

Si proseguirà quindi con la perforazione del foro da 24" fino a circa 1427 m, dove verrà discesa la colonna di ancoraggio 20" e cementata con risalita fino a fondo mare.

Dalla colonna resteranno escluse le zone più superficiali della Formazione Argo (con un alto gradiente dei pori e posizionato al top di eventuali sacche di gas superficiale). Avrà lo scopo di permettere il raggiungimento di un gradiente di fratturazione accettabile per la perforazione in sicurezza della fase successiva e l'installazione 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 fluido ad alta viscosità.

Successivamente si perforerà la fase 17½" fino alla profondità di circa 1.327 m dove sarà discesa e cementata il liner intermedio da 16". Quest'ultimo sarà disceso fino a circa 2.127 m all'interno delle serie denominate Formazione Trubi, Formazione Gessoso Solfifera, Formazione Tellaro, Formazione Ragusa, sarà posizionato per escludere il culmine delle eventuali sovrappressioni superficiali. Avrà inoltre lo scopo di permettere il raggiungimento di un gradiente di fratturazione accettabile per la perforazione in sicurezza della fase successiva. La colonna verrà cementata con risalita a quota della testa liner.

Si procederà quindi alla perforazione di un foro da 14 ¾" per la colonna intermedia da 13 ⅜" che sarà discesa e cementata fino alla profondità di circa 3.377 m (circa 2745 da Fondo Mare). La colonna attraverserà le serie denominate Formazione Scaglia, Formazione Hybla, Formazione Lattinusa e la Formazione Rosso Ammonitico; la stessa permetterà il raggiungimento di un gradiente di fratturazione accettabile per la perforazione in sicurezza della fase successiva. La colonna verrà cementata con risalita fino a quota di circa 2000 m.


La perforazione proseguirà con il foro 12 ¼" fino a profondità di 4.277 m (circa 3595 da Fondo Mare) attraversando la serie della Formazione Inici, uno degli obiettivi minerari del sondaggio.

Successivamente alla registrazione ed al responso dei logs, potrà essere eseguito, dopo la discesa di un liner di produzione 9 ⅝", un accertamento minerario in foro tubato. Il liner verrà cementato con risalita fino a quota di circa 3577 m. Successivamente sarà disceso il Tie Back e verrà cementato con risalita fino a quota di circa 2000 m.

La perforazione proseguirà con il foro 8½" fino alla quota prevista per il tubaggio del liner da 7". Quest'ultimo sarà disceso a circa m 4127 all'interno delle serie denominate Formazione Streppenosa e Formazione Noto; sarà posizionato per escludere la formazione fortemente instabile, riducendo così rischio di frane. Il liner avrà inoltre lo scopo di isolare la fase successiva relativa al obiettivo mineralizzato. La colonna verrà cementata con risalita a quota testa liner (m 4127).

La perforazione si concluderà con il foro a 6" fino alla profondità di 6227 m.

Le caratteristiche del casing di Lince 1 sono riportate in **Tabella 3-6** mentre in **Figura 3-20** : si riporta lo schema del pozzo Lince 1 a fine perforazione, con il profilo di tubaggio previsto in caso di esito positivo

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 32 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

dell'accertamento minerario dopo la registrazione dei log (per approfondimenti cfr. **Par. 4.4.2 - SCELTA QUOTA TUBAGGIO** del "Programma di perforazione Pozzo: Lince 1" allegato al Presente Studio).

Per quanto riguarda il programma di cementazione è possibile far riferimento a quanto riportato nella documentazione di progetto (*Programma Pozzo esplorativo Lince 1 – Offshore Ibleo*, eni S.p.A. E&P Division – **Sezione 4**, PROGRAMMA DI PERFORAZIONE, Marzo 2014) allegata al presente Studio di Impatto Ambientale ed a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Tabella 3-6: caratteristiche del casing previsto per il Pozzo Lince1

String (OD)	TVD (m)	Weight (ppf)	Grade	Connection
Surface Casing (20")	632 – 1.427	169,000	K-55	ER
Intermediate Liner (16")	1.327 – 2.127	95,000	N-80	T WEDGE 523
Intermediate Casing (13 3/8")	632 – 3.377	72,000	P-110	TSH Blue NF
Production Liner (9 5/8")	3.277 – 4.227	53,500	HCP-110	TSH Blue
Production Casing (9 5/8")	632-1.500	53,500	TN-140 DW	TSH Blue
	1.500-3.277	53,500	P-110	TSH Blue
Production Liner (7")	4.127-5.627	32,000	HCP-110	TSH Blue

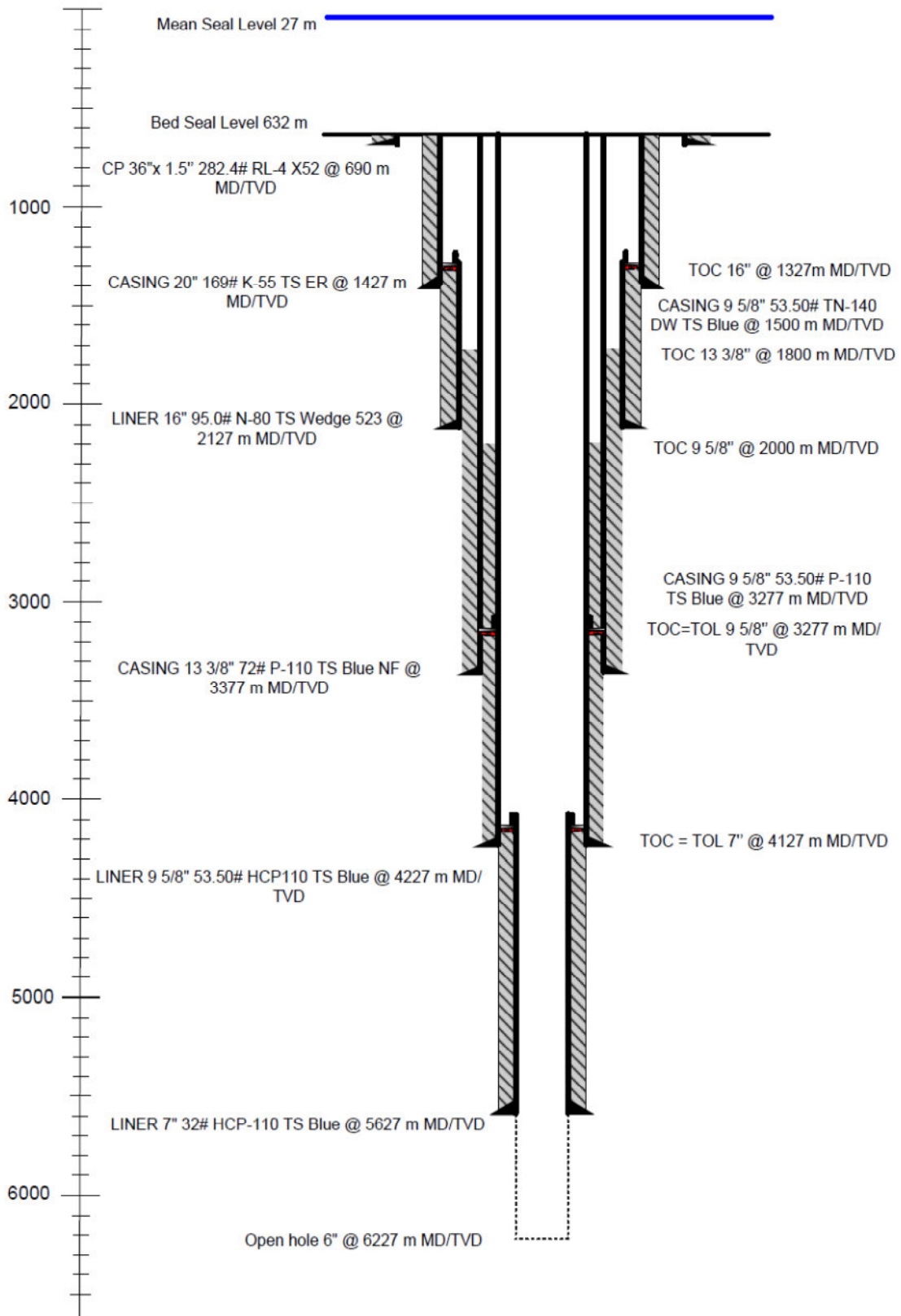



Figura 3-20 : schema dei casing previsti per il Pozzo Lince 1

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 34 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

3.4.3.3 Fluido di perforazione

I fluidi di perforazione assolvono alle seguenti funzioni:

1. asportazione dei detriti dal fondo pozzo e loro trasporto in superficie, sfruttando le proprie caratteristiche reologiche;
2. raffreddamento e lubrificazione dello scalpello;
3. contenimento dei fluidi presenti nelle formazioni perforate, ad opera della pressione idrostatica;
4. consolidamento della parete del pozzo e riduzione dell'infiltrazione in formazione, tramite la formazione di un pannello che riveste il foro.

E' compito del fluido contrastare, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro. Perché ciò avvenga la pressione idrostatica esercitata dal fluido deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi (acqua, olio, gas) contenuti negli strati rocciosi permeabili attraversati, quindi il fluido di perforazione deve essere appesantito a una densità adeguata (cfr. **Figura 3-21**).

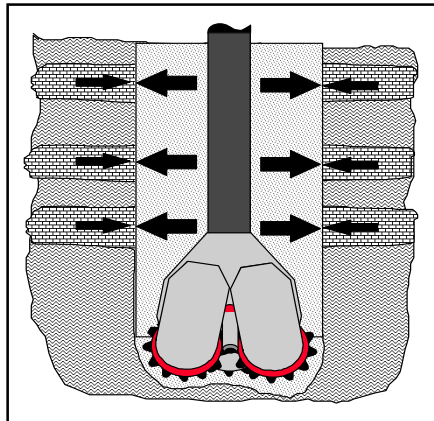


Figura 3-21: fluido di perforazione in equilibrio idrostatico con i fluidi presenti negli strati rocciosi

Per particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere anche pressione superiore a quella dovuta al solo normale 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 fluido di perforazione, risalgono verso la superficie. La condizione sopra descritta detta *kick* si riconosce inequivocabilmente dall'aumento di volume del fluido di perforazione nelle vasche (cfr. **Figura 3-22**).

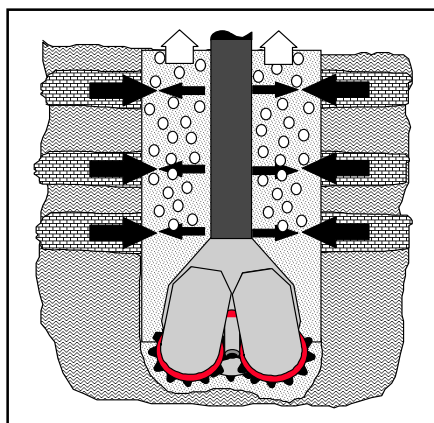



Figura 3-22: schematizzazione del fenomeno di "kick"

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 35 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

In questa fase di controllo pozzo, per prevenire fuoriuscite incontrollate, sono utilizzate alcune apparecchiature di sicurezza. Esse prendono il nome di *blow-out preventers* (B.O.P.) e la loro azione è sempre quella di chiudere il pozzo, sia esso libero sia attraversato da attrezzature (aste, casing, ecc.). I due tipi fondamentali di B.O.P. sono l'annulare e quello a gasce.

Affinché una volta chiuso l'annulus 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 B.O.P.* e *kelly cock*). Per una descrizione dettagliata dei sistemi di sicurezza previsti per la perforazione del pozzo Lince 1, si rimanda al **paragrafo 3.4.9**.

3.4.4 Programma fluidi di perforazione per il Pozzo esplorativo Lince 1

Il programma fluidi previsto per la perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1 prevede l'utilizzo di fluidi a base acquosa di cui si riportano le principali caratteristiche ed i volumi stimati per le singole fasi perforate e gli additivi che si prevede di utilizzare sulla base di precedenti esperienze.

Occorre, comunque, precisare che il programma di dettaglio sarà compilato successivamente e le caratteristiche dei fluidi potrebbero subire modifiche in fase operativa a fronte di particolari esigenze geologiche.


Le informazioni riportate nel presente paragrafo sintetizzano quanto riportato, con maggior dettaglio, nella documentazione di progetto (*Programma Pozzo esplorativo Lince 1 – Offshore Ibleo, eni S.p.A. E&P Division – Sezione 4, PROGRAMMA DI PERFORAZIONE, Marzo 2014*) allegata al presente Studio di Impatto Ambientale ed a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Prima della perforazione del Foro Pilota saranno preparati almeno 70 m³ di *fluido ad alta densità, pari a 1.70 kg/l*.

Il foro pilota sarà perforato fino alla profondità di 1427 m (profondità stimata di tubaggio colonna da 20") dapprima con acqua di mare e cuscini viscosi (*SW-PILL*) fino a 690 m (profondità stimata di tubaggio colonna da 36"), a seguire con la tecnica di *"pump and dump"* (tecnica che permette di utilizzare acqua di mare ed il fluido ad alta densità in modo da pomparlo direttamente in pozzo, riducendo così i tempi operativi) usando fluido a base acqua a 1.42 kg/l; questo per garantire una densità equivalente al fondo di 1.25 kg/l, sufficiente a prevenire qualsiasi possibile flusso di gas dalla zone superficiali. Questa fase sarà perforata in modalità *riserless* (in perdita totale con rilascio dei fluidi di perforazione a fondo mare). I fluidi contenuti nei cuscini viscosi (*SW-PILL*) utilizzati per le fasi *Riserless* sono a base acqua di mare viscosizzati con materiali naturali come Guar Gum.

Il **Conductor Pipe da 36"**, in base al risultato del foro pilota, sarà jettato oppure, in caso di difficoltà alla perforazione in jetting, sarà perforato un foro da 42" fino alla quota di 690 m utilizzando acqua di mare e cuscini viscosi. Al termine della perforazione, sarà spazzato in pozzo il fluido a base acqua di riempimento a densità 1.31 Kg/l per sostenere le pareti del foro. Per motivi di sicurezza, almeno 70 m³ di fluido ad alta densità (con densità pari a 1.70 kg/l), devono essere preparati prima di iniziare la perforazione. Al fine di facilitare la logistica e ottimizzare lo spazio disponibile sull'impianto, sarà possibile preparare un volume maggiore di fluido ad alta densità e diluirlo opportunamente con acqua di mare.

Nel caso in cui il foro pilota non mostrasse difficoltà nella perforazione in jetting, si procederà a jettare la colonna da 36" e conseguentemente perforare la fase da 24". Nella prima parte si useranno acqua di mare e cuscini viscosi (*SW-PILL*) fino alla quota di 690 m. Anche questa fase sarà in modalità *riserless*.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 36 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Per la **fase da 24"**, si utilizzerà fluido a base acqua (*WBM*) alla densità di 1.42 Kg/l. La perforazione sarà realizzata con la tecnica di "*pump and dump*" usando fluido a base acqua alla stessa densità finale raggiunta dal foro pilota. Anche questa fase sarà in modalità *riserless*.

La **fase da 17 ½"** sarà perforata con fluido a base acqua ad alte prestazioni (*HPWBM*), alla densità di 1.36 Kg/l. Si specifica che il fluido a base acqua ad alte prestazioni si differenzia dai normali fluidi acquosi per l'elevata lubricità, l'alta capacità di inibizione e per la migliore resistenza alle alte temperature. Nel caso specifico, l'attraversamento di formazioni gessose richiede l'utilizzo di prodotti che siano tolleranti al calcio.

La **fase da 14 ¾"** sarà perforata con lo stesso fluido della fase precedente (fluido a base acqua ad alte prestazioni - *HPWBM*), alleggerito alla densità di 1.28 Kg/l.

La **fase da 12 ¼"** sarà perforata con lo stesso fluido della fase precedente (fluido a base acqua ad alte prestazioni - *HPWBM*), alla densità di 1.32 Kg/l. Sarà utilizzando il fluido della fase precedente opportunamente appesantito. In questa fase è previsto il primo obiettivo mineralizzato.

La **fase da 8 ½"** sarà perforata con lo stesso fluido della fase precedente (fluido a base acqua ad alte prestazioni - *HPWBM*), appesantito alla densità di 1.40 Kg/l. Questa fase è caratterizzata da argille molto reattive e instabili, per questo motivo la densità è stata aumentata.

La **fase da 6"** sarà perforata con lo stesso fluido della fase precedente (fluido a base acqua ad alte prestazioni - *HPWBM*), diluito per ottenere una densità di 1.25 Kg/l. In questa fase è previsto il secondo obiettivo mineralizzato.

Sebbene il dettaglio delle composizioni dei fluidi utilizzati ed i quantitativi dei principali prodotti impiegati per il confezionamento saranno riportati in un apposito programma che verrà redatto in fasi successive e sottoposto ad autorizzazione dell'UNMIG, nella **Tabella 3-8** si riportano le principali caratteristiche dei fluidi di perforazione previsti ed i volumi stimati per le singole fasi perforate.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 37 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-7: Programma dei fluidi di perforazione				
Fase		Profondità (m)	Tipologia fluido (densità)	Quantità (m³)
Riserva (per motivi di sicurezza)		--	Fluido ad alta densità (d=1.70 kg/l)	70
Foro pilota da 8 ½"		Da 632 a 690	Acqua di mare e cuscini viscosi (d=1.06 kg/l)	120
		Da 690 a 1427	Fluido a base acqua (d=1.42 kg/l)	220
Perforabilità non adeguata	Foro allargato a 42" (contingency)	Da 632 a 690	Acqua di mare e cuscini viscosi (d=1.06 kg/l)	150
			Al termine della perforazione, fluido a base acqua di riempimento (d=1.31 kg/l)	270
Adeguate perforabilità	Jetting colonna da 36"	Da 632 a 690	Cuscini viscosi (d=1.06 kg/l)	150
Foro da 24"		Da 690 a 1427	Fluido a base acqua (d=1.42 kg/l)	810
Fase da 17 ½"		Da 1427 a 2127	Fluido a base acqua ad alte prestazioni (d=1.36 kg/l)	1000
Fase da 14 ¾"		da 2127 a 3377	Fluido a base acqua ad alte prestazioni (d=1.28 kg/l)	688
Fase da 12 ¼"		Da 3377 a 4227	Fluido a base acqua ad alte prestazioni (d=1.32 kg/l)	313
Fase da 8 ½"		Da 4227 a 5627	Fluido a base acqua ad alte prestazioni (d=1.40 kg/l)	256
Fase da 6"		Da 5627 a 6227	Fluido a base acqua ad alte prestazioni (d=1.25 kg/l)	54

In **Tabella 3-8** si riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento fluidi e le loro caratteristiche.

In **Appendice 4** sono riportate le schede di sicurezza prodotti principali utilizzati per i fluidi di perforazione.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 38 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------


Tabella 3-8: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione	
Prodotto	Azione
Per cuscini viscosi e fluidi a base acquosa	
Guar Gum	Regolatore di viscosità
Acido citrico	Correttore di pH
Bentonite	Regolatore di viscosità
Soda Caustica (NaOH)	Correttore di pH
Pac Reg	Riduttore di filtrato
Soda ASH (Na ₂ CO ₃)	Inibitore del calcio libero in soluzione
Barite (BaSO ₄)	Regolatore di peso
Biocida	Protezione polimeri dal degrado per azione batterica
Per fluido a base acqua ad alte prestazioni (HPWBM)	
Xantan gum	Viscosizzante
Pac xlv (cellulosa)	Riduttore di filtrato
Poliammine/Polisorbitolo	Polimeri inibitori per argille
Barite (BaSO ₄)	Regolatore di peso
Soda caustica (NaOH)	Correttore di pH
Soda ASH (Na ₂ CO ₃)	Inibitore del calcio libero in soluzione
Poliacrilammide	Incapsulante

3.4.5 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.

Per completamento s'intende l'insieme delle operazioni che vengono effettuate sul pozzo a fine perforazione e prima della messa in produzione. Il completamento ha lo scopo di predisporre alla produzione e in condizioni di sicurezza il pozzo perforato. In generale, principali fattori che determinano il progetto 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 o 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;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 39 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

- la durata prevista della vita produttiva del pozzo;
- la possibilità di effettuare lavori di workover.

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, generalmente 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 3-23**).

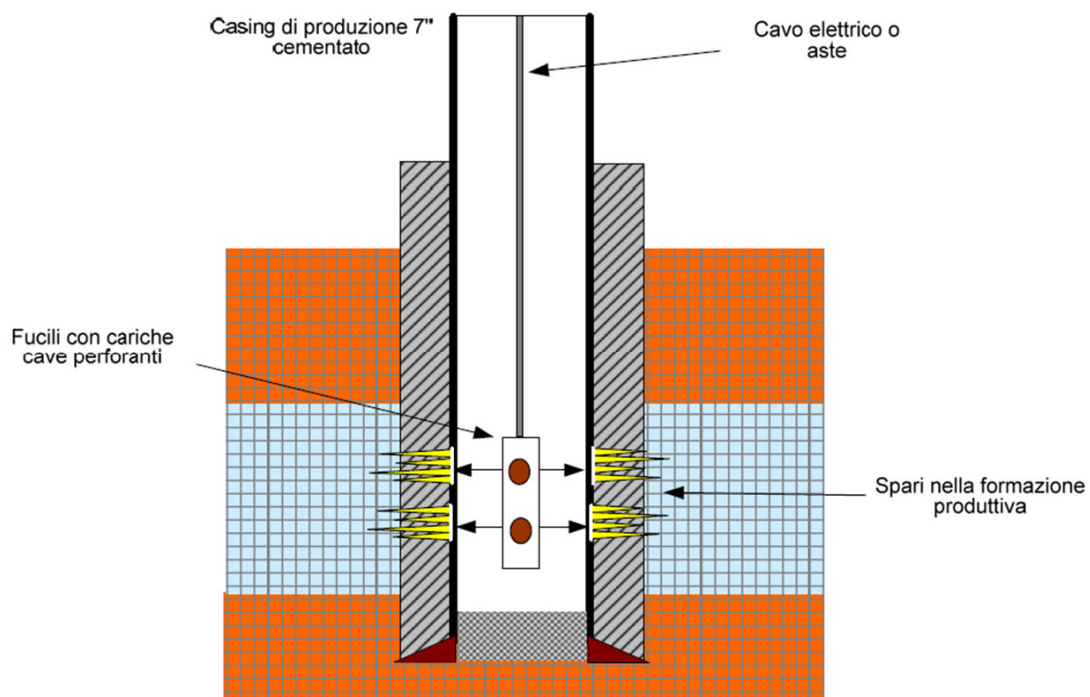



Figura 3-23: schema esemplificativo di perforazione del casing

Il trasferimento degli idrocarburi dal giacimento in superficie viene effettuato per mezzo di una batteria di tubi di produzione detta "batteria o string di completamento". Questa è composta da 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, come previsto per il Pozzo esplorativo Lince 1, 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 3-24**).

Lungo la string di completamento viene installata una valvola di sicurezza del tipo SCSSV ("Surface Controlled Subsurface Safety Valve") che opera automaticamente la chiusura della string di produzione in caso di possibili emergenze operative (ad es. la rottura della testa pozzo).

Contestualmente alle operazioni di completamento del pozzo, 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.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 40 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

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.

Principali attrezzature di completamento

Di seguito vengono brevemente descritte le principali attrezzature di completamento:

String di Completamento (cfr. **Figura 3-24**)

- **Tubing**: tubi generalmente di piccolo diametro ma di elevata resistenza alla pressione, vengono avvitati uno sull'altro in successione a seconda della profondità del pozzo, in modo tale da garantire la tenuta metallica 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 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 gas o ad erogazione spontanea eni e&p utilizza valvole di sicurezza del tipo SCSSV ("*Surface Controlled Subsurface Safety Valve*"), 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 tubing string, sia manuale, tramite un comando inviato attraverso una linea idraulica detta "*control line*".

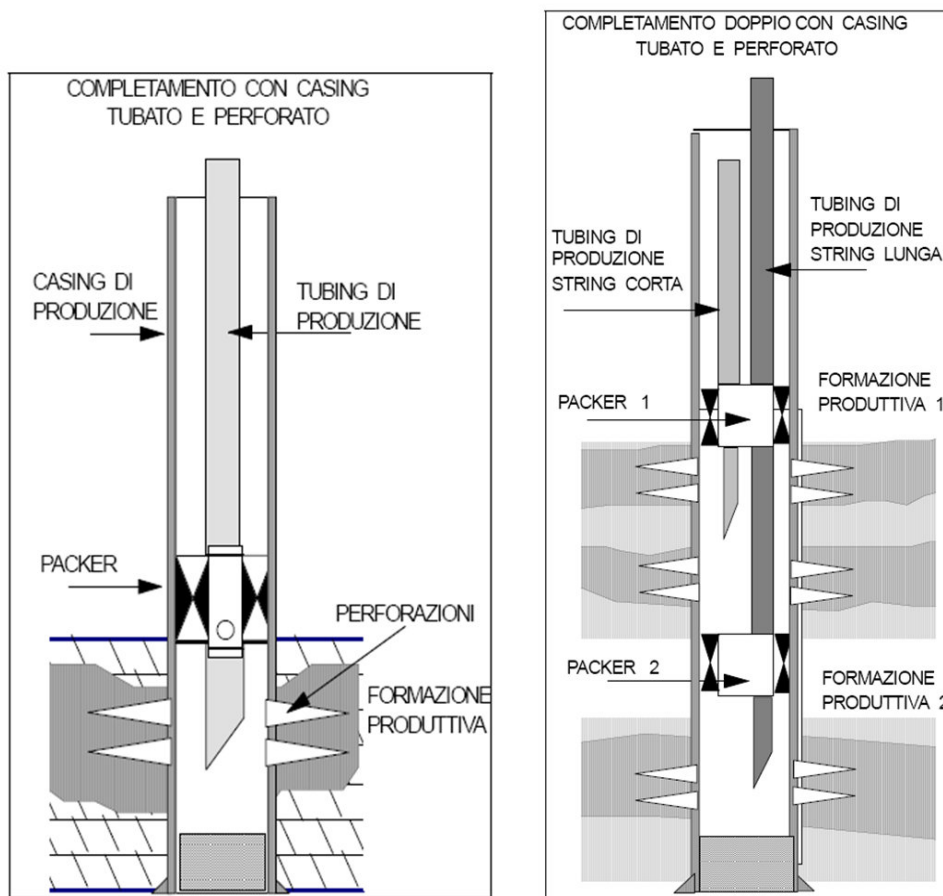


Figura 3-24: schema esemplificativo di *string* di completamento (singolo e doppio)

Sistema Testa Pozzo di Completamento - Croce di Produzione

Sopra i 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. Essi servono a sospendere la batteria di tubings e dotare la testa pozzo di un adeguato numero di valvole di superficie per il controllo della produzione.

Le parti fondamentali della testa pozzo di completamento sono:

- Tubing Spool: è 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 Erogazione (Christmas Tree): è così definita l'insieme delle valvole (sia manuali che idrauliche comandate a distanza) per intercettare e controllare il flusso di erogazione in superficie e garantire che gli interventi di pozzo si svolgano in sicurezza (ad es. apertura e chiusura della colonna di produzione per l'introduzione di nuove sezioni nella batteria di completamento o altre operazioni che sono indispensabili durante la vita produttiva del giacimento) (cfr. **Figura 3-25**).

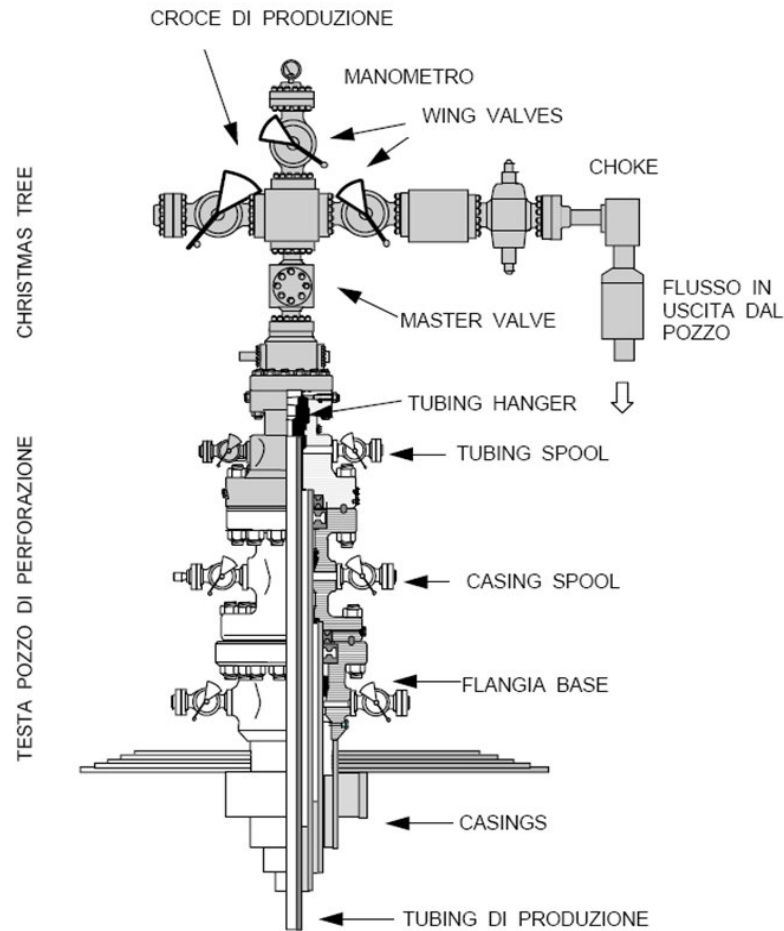


Figura 3-25: schema esemplificativo di Christmas Tree.


3.4.6 Fase di perforazione: stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, degli scarichi idrici, della produzione di rifiuti, della produzione di rumore e vibrazioni

Nel seguito sono individuate le principali interferenze sull'ambiente generate durante la fase di perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1.

3.4.6.1 Emissione di inquinanti in Atmosfera

In fase di perforazione, una fonte di emissione in atmosfera è rappresentata dallo scarico di gas da parte dei gruppi motore che azionano i gruppi elettrogeni dell'impianto di perforazione (che nel caso specifico sarà Scarabeo 9).

L'impianto di generazione di energia elettrica sarà, nel caso specifico, composto da 8 gruppi diesel ognuno di potenza nominale pari a 5760 kW, per una potenza complessiva installata pari a 46.080 kW. I motori e i relativi camini dell'impianto sono dislocati in due gruppi distinti sul lato poppa della piattaforma, ("gruppo motore sx" e "gruppo motore dx"). I camini di ogni gruppo motore, ciascuno di diametro pari a 0,8 m, sono distanziati fra loro di circa 1,5 m e presentano un elemento curvo di 45° che permette ai fumi di fuoriuscire seguendo una direzione inclinata al piano dell'impianto di perforazione, in direzione del lato

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 43 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

poppa della nave. I due gruppi motore, destro e sinistro, ognuno composto da 4 motori diesel, risultano separati da circa 30 m e presentano altezze rispettivamente pari a circa 46 m e 43 m s.l.m..

Durante il normale funzionamento, tutti i generatori presenti vengono utilizzati per la generazione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento dell'impianto di perforazione.

I combustibile utilizzato sarà 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.

Tabella 3-9: Caratteristiche emissive dei motori Wärtsilä W12V32LNE								
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

La stima delle emissioni totali emesse, calcolata sulla base dell'effettivo funzionamento dei generatori, ed il conseguente effetto delle ricadute degli inquinanti, è riportata nel **Capitolo 5** (Stima degli Impatti) del presente SIA.

Saranno, inoltre, presenti n.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 dell'impianto per sicurezza e n.1 preposto al trasporto materiali da e verso terra (con frequenza di n.1 viaggi al giorno). 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. Tuttavia, 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.

3.4.6.2 Scarichi in mare di fluidi e detriti di perforazione

I fluidi utilizzati durante la prima fase di perforazione, fino a 1.427 m (a partire dai 632 m di altezza del Piano tavola Rotary), durante la quale si opererà in "perdita totale" (Fase di *riserless*), saranno scaricati a fondo mare unitamente ai detriti di perforazione ai sensi del D.M. del 28/07/1994, successivamente modificato dal D.M. 03/03/1998.

Si precisa che i fluidi utilizzati in tale fase saranno costituiti da acqua marina viscosizzata ed i detriti generati non saranno contaminato da nessun additivo chimico.

Nella successiva **Tabella 3-10** si riporta una stima dei fluidi di perforazione che saranno scaricati a fondo mare nella Fase di *riserless*.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 44 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-10: stima degli scarichi in mare di fluidi e detriti di perforazione

Scarichi	Quantità
	m ³
Totale fluidi rilasciati a fondo mare	1.300 (di cui 270 cuscini viscosi e 1.030 fluidi a base acqua)
Totale detriti a fondo mare	282,2

3.4.6.3 Scarichi idrici

Gli scarichi idrici generati durante la fase di perforazione dei pozzi sono rappresentati da:

- scarico dell'impianto di trattamento delle acque grigie (acque provenienti da lavandini, docce, cambusa) e delle acque nere (scarichi w.c.). Lo scarico di acque avviene previo trattamento, mediante un impianto di triturazione e disinfezione di tipo approvato e certificato in accordo a quanto disposto dall'Annex IV della Convenzione Marpol. Lo scarico a mare sarà discontinuo e, considerando una media di circa 150 persone a bordo, avrà una portata di circa 70/80 mc/giorno.
- scarichi dei reflui civili provenienti dai mezzi navali di trasporto e supporto alle operazioni che registrano presenza di personale a bordo;
- scarichi di acque di raffreddamento dei gruppi di potenza, costituite da acqua di mare, che circolano in un circuito separato, non a contatto con attrezzature e macchine e verranno scaricate a mare in linea con quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

3.4.6.4 Produzione di rifiuti


I rifiuti prodotti durante la fase di perforazione del pozzo sono generalmente costituiti da:

- rifiuti solidi assimilabili agli urbani (lattine, cartoni, legno, stracci, residui alimentari, etc.);
- rifiuti solidi derivanti da attività di perforazione (detriti intrisi di fluido di perforazione);
- rifiuti liquidi (fluidi di perforazione esausti, acque di lavaggio, ecc...).

Sulla base di progetti analoghi a quello proposto, nella successiva **Tabella 3-11** si riporta una stima delle quantità di rifiuti che saranno prodotti per singolo pozzo perforato.

Tabella 3-11: stima della tipologia e della quantità di rifiuti prodotti per singolo pozzo perforato	
Tipologia di rifiuti	Quantità
Rifiuti solidi assimilabili agli urbani	12 T
Rifiuti solidi derivanti da attività di perforazione	373 mc
Rifiuti liquidi (fangosi ed acquosi) da attività di perforazione	2311 mc
Rifiuti liquidi (fangosi ed acquosi) liquami civili	9600 mc

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

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 45 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

I fluidi di perforazione e di completamento e i detriti (*cuttings*) rappresentano la principale fonte di produzione di rifiuti durante le fasi di perforazione.

Il loro volume tende ad aumentare proporzionalmente all'approfondimento del foro, a causa degli scarti dovuti al progressivo invecchiamento e alle continue diluizioni necessarie a contenere la quantità di detriti inglobati durante la perforazione o a preservarne le caratteristiche principali.

Tuttavia, come descritto in precedenza (cfr. **paragrafo 3.4.1.3**) per limitare la produzione di tali tipologie di rifiuti si utilizzano sistemi di trattamento solidi (vibrovagli, cicloni, centrifughe, ecc.). Tali attrezzature effettuano la separazione meccanica tra detriti perforati e fluido e permettono il recupero quasi totale del fluido circolante, tranne una piccola frazione che rimane adesa ai *cuttings*.

Come già anticipato nel precedente **paragrafo 3.4.6.2**, previa specifica richiesta di autorizzazione alle autorità competenti, i fluidi utilizzati durante la prima fase di perforazione (Fase di *riserless*) saranno scaricati a fondo mare unitamente ai detriti di perforazione (ai sensi del D.M. del 28/07/1994, successivamente modificato dal D.M. 03/03/1998). Invece, nell'ottica di ridurre il più possibile l'impatto ambientale derivante dalle attività di perforazione, non sarà effettuato lo scarico a mare della restata parte di tali rifiuti e, in particolare:

- i *cuttings* all'uscita dei vibrovagli saranno raccolti tramite coclea in appositi contenitori (cassonetti di raccolta) e inviati a terra a mezzo *supply-vessel* dove, successivamente, saranno trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento autorizzati, come previsto dalla normativa;
- i fluidi di perforazione e completamento non più utilizzati, saranno raccolti in appositi *tank* nel *supply vessel* e trasferiti a terra dove, successivamente, saranno trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento autorizzati, come previsto dalla normativa.

Tutte le altre tipologie di rifiuto prodotte durante la fase di perforazione, compresi i rifiuti solidi assimilabili agli urbani, verranno raccolte separatamente in base alle loro caratteristiche peculiari, come stabilito dalla normativa vigente, e trasportati a terra a mezzo *supply-vessel* per il successivo smaltimento in impianti autorizzati.

Le successive figure mostrano un cassonetto utilizzato per la raccolta dei detriti di perforazione (cfr. **Figura 3-26** e **Figura 3-27**), la fase di trasporto a terra rifiuti a mezzo *supply vessel* (cfr. **Figura 3-28**) e la fase di trasbordo dal *supply vessel* nel porto di riferimento (cfr. **Figura 3-29**).



Figura 3-26: cassonetto per detriti sotto lo scivolo dei vibrovagli



Figura 3-27: particolare del coperchio a tenuta su cassonetto per detriti


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 47 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------



Figura 3-28: trasporto a terra dei cassonetti tramite Supply Vessel




Figura 3-29: trasbordo dei cassonetti dal Supply Vessel alla banchina

3.4.6.5 Produzione di Rumore

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

In particolare, 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 fluido e della cementatrice.

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 48 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

- **Emissioni Sonore in Aria:** generate principalmente dalle sorgenti dell'impianto semisub e trasmesse in aria. I potenziali ricettori sensibili, in virtù della distanza dalla costa siciliana, saranno solo gli operatori che lavorano sull'impianto;
- **Emissioni Sonore in Acqua:** generate dal funzionamento dell'impianto e trasmesse in acqua. I potenziali recettori sensibili saranno le specie di fauna marina e l'avifauna eventualmente presenti nelle vicinanze dell'impianto di perforazione.

Emissioni Sonore in Aria

Il genere di rumore prodotto dall'impianto di perforazione è del tipo a bassa frequenza e il lato più rumoroso risulta quello dove sono ubicati i motori.

Alcuni rilievi fonometrici 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 progetti analoghi, in prossimità delle sorgenti di rumore hanno evidenziato i seguenti valori di pressione sonora (cfr. **Tabella 3-12**).

Tabella 3-12: 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). Inoltre, la sala motori dell'impianto è già dotata di sistemi di insonorizzazione. Infine, considerando la distanza dell'area delle operazioni dalla costa (distanza minima di circa 24 km dalla costa di Licata), non si prevede alcun disturbo sulla popolazione presente nell'ambito dei ricettori costieri.

Emissioni Sonore in Acqua


Per quanto riguarda il progetto in esame, le principali sorgenti di rumore sono di tipo continuo, dovute alle attività di perforazione e sono riconducibili al funzionamento dei motori diesel, dell'impianto di sollevamento (argano e freno) e rotativo (tavola rotary e top drive), delle pompe fango e delle cementatrici. Le operazioni di perforazione emettono principalmente rumori a bassa frequenza.

Le emissioni sonore possono variare anche notevolmente in funzione della tipologia di impianto di perforazione.

Per i dettagli in merito alle emissioni sonore immesse in acqua da un impianto del tipo *semi – immersibile*, come quello in progetto si rimanda al **paragrafo 5.8**, mentre per gli approfondimenti relativi ai potenziali impatti sulla fauna si rimanda al **paragrafo 5.9** del **Cap. 5 Stima degli Impatti** del presente SIA.

3.4.7 Mezzi impiegati durante le operazioni di perforazione e completamento del pozzo

Durante le attività di perforazione e di completamento, una serie di mezzi navali e di mezzi aerei svolgerà attività di supporto per il trasporto di componenti impiantistiche, l'approvvigionamento di materie prime, lo smaltimento di rifiuti, il trasporto di personale, oltre ad attività di controllo.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 49 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

A tale scopo, durante il periodo di svolgimento delle attività, nelle acque limitrofe all'area delle operazioni e lungo i corridoi di navigazione che portano alla costa siciliana, saranno presenti una serie di mezzi, elencati nel seguito:

Mezzi Navali di Supporto (Supply Vessels):

- per il trasporto materie prime, rifiuti, ecc....
- n. 2 mezzi operanti 24 ore su 24 per il trasporto di materiali (andata) e rifiuti (ritorno);
- n.1. viaggio al giorno da/per il porto di Licata.

Una delle due navi di appoggio sarà sempre a disposizione dell'impianto di perforazione per ragioni di sicurezza: su tale nave appoggio sono depositati temporaneamente sia i materiali necessari alla perforazione che le attrezzature anti inquinamento (fusti di disperdente e appositi bracci per il suo eventuale impiego in mare).

Navi Passeggeri e trasporto di attrezzature leggere:

- per il trasporto del personale;
- n.1 mezzo leggero;
- n.1. viaggio al giorno da/per il porto di Licata.

Elicotteri:

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

3.4.8 Attività a rischio rilevante (D.Lgs. 334/99 e s.m.i.)

Si premette che l'attività in oggetto non si delinea come attività a rischio rilevante ai sensi del D.Lgs. 334/99 e s.m.i..


Il D.Lgs. 334/1999 e s.m.i. detta disposizioni finalizzate a prevenire incidenti rilevanti connessi a determinate sostanze pericolose e a limitarne le conseguenze per l'uomo e per l'ambiente. In particolare si applica agli stabilimenti in cui sono presenti sostanze pericolose in quantità superiori a quelle definite nell'Allegato I del decreto stesso.

Secondo l'art. 4 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i., le attività di "... *sfruttamento, ossia l'esplorazione, l'estrazione e il trattamento di minerali in miniere, cave o mediante trivellazione, ad eccezione delle operazioni di trattamento chimico o termico e del deposito ad esse relativo che comportano l'impiego delle sostanze pericolose di cui all'allegato I...*" sono escluse dal campo di applicazione del decreto.

Essendo il progetto di perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1 relativo ad attività di ricerca di idrocarburi, risulta pertanto escluso dall'ambito di applicazione del D.Lgs. 334/99 e s.m.i..

3.4.9 Analisi dei rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione

Le moderne tecnologie di perforazione degli idrocarburi sono caratterizzate da un elevato grado di sicurezza, sia negli standard qualitativi, sia nella gestione delle procedure. Ciononostante, eni e&p adotta sempre specifiche misure per la prevenzione e la mitigazione dei rischi operativi, nonché predispone procedure consolidate per la gestione delle emergenze di cantiere, pronte ad essere attuate al verificarsi

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 50 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

di eventuali pericoli, tra i quali il più importante è senza dubbio il cosiddetto “*blowout*” o eruzione incontrollata del pozzo.

Nella pianificazione delle proprie attività, eni divisione e&p persegue l'obiettivo primario di realizzare i programmi operativi in termini di eccellenza tecnica ed economica, mantenendo allo stesso tempo un elevato grado di “sicurezza intrinseca” mediante l'applicazione di procedimenti progettuali e di procedure operative standard che possano garantire:

- la tutela della salute e della sicurezza dei dipendenti e dei terzi;
- la tutela dell'incolumità pubblica;
- la salvaguardia dell'ambiente.

Le procedure operative della Società forniscono, invece, i dettagli su come operare conformemente alla normativa vigente e agli standard internazionali.

Inoltre, per le attività offshore eni si avvale anche del supporto delle marinerie locali per un costante servizio di controllo e sorveglianza ambientale.

Per completezza di analisi, consci che qualsiasi tipo di attività presenti un rischio intrinseco, nel presente paragrafo sono stati identificati i rischi d'incidente correlati all'attività di perforazione all'interno della formazione sede del giacimento e sono state indicate le misure che eni normalmente adotta, sia per prevenire tali rischi, sia per intervenire tempestivamente in caso si verifichino.

Rischi connessi alle attività di perforazione


Le operazioni di perforazione di un pozzo petrolifero prevedono l'applicazione di sistemi di controllo e di adeguate misure preventive e mitigative finalizzate ad assicurarne lo svolgimento nelle massime condizioni di sicurezza, sia per il personale coinvolto che per le persone e l'ambiente circostanti.

Esistono, infatti, vari pericoli associati a tali operazioni, dove per “pericolo” (*hazard*) si intende una qualsivoglia condizione la cui esistenza possa condurre al verificarsi di un evento indesiderato. Ciascun pericolo è caratterizzato, a seconda dei casi, da un livello di “rischio” (*risk*) più o meno elevato; il rischio è definito come il prodotto della probabilità di accadimento di un evento indesiderato per la gravità (magnitudo) delle relative conseguenze.

La conoscenza dei pericoli e dei livelli di rischio specifici associati alle operazioni da eseguire è necessaria per individuare, di volta in volta, adeguate misure preventive e mitigative, le quali sono finalizzate, rispettivamente, a diminuire la probabilità di accadimento di eventi indesiderati e a ridurre l'impatto potenzialmente derivante dalla loro occorrenza.

Di seguito si riporta una descrizione generale dei principali pericoli associati alle operazioni di perforazione di un pozzo esplorativo per la ricerca di idrocarburi gassosi e, nei paragrafi successivi, si descrivono, nel dettaglio, i potenziali eventi incidentali individuati, comunque da ritenersi estremamente improbabili sia come probabilità di accadimento sia per le misure di prevenzione dei rischi ambientali e gli accorgimenti tecnici adottati da eni:

- **Eruzione del pozzo:** pericolo costituito dal flusso incontrollato dei fluidi di giacimento dall'interno del pozzo fino ad un altro livello impermeabile o in superficie (*blowout*);
- **Dispersione in ambiente:** pericolo costituito dal rilascio accidentale di sostanze impattanti per l'ambiente durante le operazioni;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 51 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

- **Rilascio di gas infiammabili/Incendio ed esplosione:** pericolo costituito dal rilascio di gas o liquidi infiammabili (come metano) e dalla presenza di fonti di ignizione;
- **Collisione di navi:** pericolo costituito dalla eventuale collisione di navi con l'impianto di perforazione.

Nella seguente **Tabella 3-13** si riepilogano i principali pericoli associati alle attività di perforazione di un pozzo esplorativo, distinguendone la fase operativa (sia in condizioni normali che eccezionali), l'attività e le possibili cause dei principali pericoli individuati e potenzialmente connessi al caso del progetto specifico di perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 52 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-13: descrizione dei principali pericoli associati alle varie fasi e attività di perforazione di un pozzo ed analisi delle possibili cause

Fase operativa	Attività	Evento/Pericolo	Possibili cause
<u>Movimentazione</u>	Movimentazione di Materiali e Attrezzature	Incendio ed esplosione	Generazione di scintille a seguito di attriti fra i materiali metallici durante la movimentazione di materiale e attrezzature Generazione di scintille a seguito di corto circuito elettrico
<u>Attività Normali di Perforazione</u>	Gestione dei Fluidi in superficie / Circolazione del Fluido di perforazione in pozzo	Eruzione del pozzo	Ingresso in pozzo di fluidi di formazione e possibile eruzione dovuta alla perdita di controllo idrostatico del pozzo
<u>Attività Critiche di Perforazione</u>	Perforazione del Giacimento	Incendio ed esplosione	Ingresso in pozzo di fluidi di formazione durante le operazioni di perforazione Perdite attraverso il BOP a causa di malfunzionamento Presenza di una fonte di ignizione
		Dispersione in ambiente / Eruzione del pozzo	Perdite incontrollate attraverso il BOP Ingresso incontrollato di fluidi di formazione in pozzo Procedure inefficaci di controllo pozzo
<u>Attività Critiche di Perforazione</u>	Manovra, Discesa e Cementazione di Casing	Rilascio di gas infiammabili / Incendio ed esplosione	Ingresso in pozzo di fluidi di formazione durante le operazioni di manovra, discesa e cementazione di casing Malfunzionamento del BOP Manovre sbagliate dovute a errore umano Presenza di una fonte di ignizione
		Dispersione in ambiente / Eruzione del pozzo	Perdite incontrollate attraverso il BOP Ingresso incontrollato di fluidi di formazione in pozzo Procedure inefficaci di controllo pozzo
<u>Attività Critiche di Perforazione</u>	Abbandono del Pozzo	Rilascio di gas infiammabili/ Incendio ed esplosione	Ingresso incontrollato di fluidi di formazione in pozzo durante la chiusura del giacimento Perdite attraverso il BOP dovute a malfunzionamento Presenza di una fonte di ignizione
Scenari/ Operazioni Inattesi	Shallow Gas ²	Incendio ed esplosione	Intercettazione di una sacca di gas a bassa profondità durante la perforazione di strati superficiali Malfunzionamento del diverter Presenza di una fonte di ignizione
		Eruzione del pozzo	Intercettazione di una sacca di gas a bassa profondità durante la perforazione di strati superficiali Malfunzionamento del diverter Pressione idrostatica insufficiente, dovuta a una inadeguata densità del fluido di perforazione

² L'attività di "Shallow Gas" include tutte le operazioni necessarie a gestire l'incontro inatteso di sacche di gas a bassa profondità, durante la perforazione di strati superficiali. Tali sacche sono sempre in sovrappressione, con un valore di pressione al di sopra dell'accumulo che dipende dallo *spessore della colonna di gas*


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 53 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-13: descrizione dei principali pericoli associati alle varie fasi e attività di perforazione di un pozzo ed analisi delle possibili cause

Fase operativa	Attività	Evento/Pericolo	Possibili cause
<u>Scenari/</u> <u>Operazioni Inattesi</u>	Attività di Controllo del Pozzo	Incendio ed esplosione	Incorretta esecuzione delle operazioni di controllo del pozzo Perdite attraverso il BOP/ sistemi di contenimento della pressione Presenza di una fonte di ignizione
		Dispersione in ambiente / Eruzione del pozzo	Perdite attraverso il BOP Procedure inefficaci di controllo pozzo
<u>Scenari/</u> <u>Operazioni Inattesi</u>	Perdite di Circolazione Idraulica Pack-Off	Incendio ed esplosione	Perdite totali di fluido di perforazione nella formazione, con nessun ritorno in superficie Guasto del sistema BOP Procedure inefficaci di controllo pozzo Presenza di una fonte di ignizione Carenza in cantiere, di prodotti per il confezionamento del fluido di perforazione
		Eruzione del pozzo	Perdite totali di fluido di perforazione nella formazione, con nessun ritorno in superficie Impossibilità a mantenere il foro pieno di fluido durante l'estrazione della batteria di perforazione Procedure inefficaci di controllo pozzo Guasto del sistema BOP Carenza in cantiere, di prodotti per il confezionamento del fluido di perforazione
<u>Scenari/</u> <u>Operazioni Inattesi</u>	Arresto Generale di Corrente/ Guasto	Incendio ed esplosione	Impossibilità di mettere in sicurezza il pozzo in perforazione mediante barriere meccaniche, a causa dell'arresto generale di corrente Presenza di una fonte di ignizione
		Eruzione del pozzo	Impossibilità di mettere in sicurezza il pozzo in perforazione mediante barriere meccaniche, a causa dell'arresto generale di corrente
<u>Condizioni di</u> <u>Allerta in Cantiere</u>	Perdita di una Barriera	Incendio ed esplosione	Incorretta esecuzione delle operazioni Perdite attraverso il BOP/ sistema di contenimento della pressione Presenza di una fonte di ignizione
		Dispersione in ambiente / Eruzione del pozzo	Perdite incontrollate attraverso il BOP Procedure inefficaci di controllo pozzo
<u>Condizioni di</u> <u>Allerta in Cantiere</u>	Allarme Incendio e Gas Infiammabile	Incendio ed esplosione	Presenza di gas infiammabile Presenza di una fonte di ignizione
		Dispersione in ambiente / Eruzione del pozzo	Perdite incontrollate attraverso il BOP Procedure inefficaci di controllo pozzo
<u>Condizioni di</u> <u>Allerta in Cantiere</u>	Guasto/ Manutenzione del Sistema di Sicurezza ESD (Emergency Shut Down)	Incendio ed esplosione	Rilascio di gas infiammabile durante manutenzione/ guasto del sistema ESD Presenza di una fonte di ignizione


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 54 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-13: descrizione dei principali pericoli associati alle varie fasi e attività di perforazione di un pozzo ed analisi delle possibili cause

Fase operativa	Attività	Evento/Pericolo	Possibili cause
<u>Prove di Produzione del Pozzo</u>	Pulizia del Pozzo e Prove di Produzione	Incendio ed esplosione	Perdite attraverso le attrezzature e linee di test Presenza di una fonte di ignizione
		Eruzione del pozzo	Perdite incontrollate attraverso le attrezzature e linee di test
<u>Prove di Produzione del Pozzo</u>	Bruciatura del Gas nella Torcia (<i>flaring</i>)	Incendio ed esplosione	Cambi di direzione del vento, con spinta di gas infiammabili verso l'area del pozzo Spegnimento involontario della fiamma e rilascio di idrocarburi incombusti Presenza di scintille o altra fonte di ignizione
<u>Prove di Produzione del Pozzo</u>	Campionamento Superficiale e di Fondo Pozzo	Incendio ed esplosione	Failure del <i>wireline</i> BOP e del sistema di contenimento della pressione durante le operazioni di campionamento Rilascio di idrocarburi durante il campionamento in superficie Presenza di una fonte di ignizione
		Eruzione del pozzo	Perdite incontrollate attraverso il <i>wireline</i> BOP
<u>Operazioni Critiche di Cantiere</u>	Trasferimento del Combustibile	Incendio ed esplosione	Manovre errate durante il trasferimento di combustibile Fuoriuscita di combustibile da tubi rotti o da flessibili durante il trasferimento di combustibile Presenza di una fonte di ignizione


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 descrivono gli eventi incidentali individuati che, tuttavia, sono da ritenersi estremamente improbabili grazie alle misure di prevenzione dei rischi ambientali e agli accorgimenti tecnici adottati da eni.

3.4.9.1 Risalita in superficie di fluidi di perforazione (gas termogenico) e fluidi di strato (Blowout di gas)

Il principale pericolo connesso con le attività di perforazione di un pozzo minerario è generalmente rappresentato dall'eruzione del pozzo. Con il termine "*blowout*" si intende la fuoriuscita incontrollata dei fluidi di giacimento/formazione (che nel caso del pozzo di Lince 1 possono essere rappresentati da gas e acqua di strato), in superficie o a fondo pozzo ("*downhole blowout*"), come conseguenza del loro ingresso in pozzo (*kick*) e del contemporaneo mancato funzionamento dei dispositivi di sicurezza.

Si vuole evidenziare in prima analisi che in Italia sono stati rarissimi gli incidenti con oil spill o eruzione di gas. Dopo l'emanazione della legge per l'offshore Legge 21 luglio 1967, n. 613 ("*Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla L. 11 gennaio 1957, numero 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi*"), non si sono verificati incidenti rilevanti in mare. In terraferma, nel recente passato, sono avvenute un'eruzione di gas a Policoro in Basilicata circa 20 anni fa ed una fuoriuscita di petrolio a Trecate (Novara) nel 1994, rapidamente controllata; i terreni inquinati dall'olio (circa 13 ettari) furono subito bonificati dall'operatore.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 55 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

(Fonte: EAI- Energia, Ambiente e innovazione, 2011 Studi e ricerche "L'eruzione del Pozzo Macondo nel golfo del Messico").

In Italia, inoltre, le normative minerarie sono molto rigide in termini di sicurezza, le installazioni devono rispondere a determinati requisiti, con apparecchiature di sicurezza ridondanti. Senza tali requisiti non vengono rilasciate le relative autorizzazioni minerarie.

La sicurezza delle attività minerarie e le azioni di polizia mineraria sono regolate con una normativa del 1959 (DPR 128/59 e s.m.i. *Norme di polizia delle miniere e delle cave*), specializzate per **le attività offshore** nel 1979 (DPR 886/79 "Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale") ed armonizzate con la legislazione comunitaria in materia nel 1996 (D.Lgs. 624/96 "Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee").


Per quanto concerne il rischio eruzione durante la perforazione, la normativa pone in obbligo al titolare di valutare la possibilità del verificarsi delle eruzioni durante la perforazione e di adottare le adeguate misure e di disporre l'utilizzo delle relative attrezzature di sicurezza (art. 66 del D.Lgs. 624/96). Lo stesso articolo detta criteri di carattere generale, secondo il principio base previsto per la gestione della sicurezza, per il quale il datore di lavoro deve applicare tutti i sistemi di protezione e di carattere organizzativo al fine di evitare o ridurre i rischi, adottando ulteriori misure di emergenza - nell'impossibilità di escludere totalmente il rischio - attraverso la redazione di un adeguato piano di emergenza per far fronte ad avvenute eruzioni di fluidi.

La corretta applicazione della legge è verificata attraverso ispezioni regolarmente effettuate dal personale tecnico dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG) del Ministero dello Sviluppo Economico.

In ambito nazionale, inoltre, il nuovo Disciplinare tipo per le attività petrolifere emanato recentemente (**Decreto Direttoriale del 22 marzo 2011** "Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011") ha già introdotto delle prescrizioni aggiuntive alle ordinarie procedure di sicurezza per le perforazioni offshore. La normativa nazionale di sicurezza mineraria è corrispondente alle esigenze attuali ed in linea con le più moderne normative internazionali, oltre che dell'Unione Europea, e tiene opportunamente conto delle problematiche relative alle attività in condizioni estreme, quali sono quelle in acque profonde, con responsabilità sempre chiaramente riconducibili all'operatore minerario.

In particolare, il **Decreto Direttoriale del 22 marzo 2011**, all'art. 28, tra le prescrizioni che si applicano alle perforazioni prevede tra gli altri:

C. 10, let. d: *I dispositivi di sicurezza contro le eruzioni libere (BOP stack) di cui all'articolo 83 del DPR n.128/59, come modificato dall'art. 66 del D.Lgs. n. 624/96, installati sugli impianti di perforazione operanti in mare sono sottoposti a specifiche prove di funzionamento effettuate: all'atto della prima installazione sulla testa pozzo, ad ogni successiva rimozione e reinstallazione, dopo la cementazione di ogni colonna e comunque con frequenza non superiore a 21 giorni. I suddetti dispositivi di sicurezza devono essere certificati con periodicità non superiore a cinque anni;*

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 56 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

C. 10, let. e: *Per le perforazioni in mare, il titolare predispone un sistema di registrazione informatica inalterabile e protetta in ogni condizione dei dati relativi ai parametri di perforazione e di controllo del fluido del pozzo da rendere disponibile per le verifiche dell'organo di vigilanza*

C. 10, let. f: *Nel caso di perforazioni di pozzi con profondità del fondale marino superiore a 200 metri tutte le operazioni devono essere eseguite alla presenza del direttore responsabile ed i dispositivi di sicurezza di cui alla lettera d) devono essere stati certificati da non oltre un biennio.*

In questo paragrafo, a partire dal concetto di "barriera di sicurezza" che è fondamentale per il controllo e la prevenzione di tale pericolo, vengono brevemente descritte le maggiori cause di *blowout* e, successivamente, vengono dettagliate le misure preventive adottate, i sistemi di controllo e di rilevazione e le misure di mitigazione finalizzate a ridurre gli eventuali impatti ambientali connessi ad un *blowout*

Barriera di sicurezza

Per "barriera di sicurezza" si intende un qualsiasi sistema o dispositivo fisico, idraulico o meccanico, capace di contenere i fluidi e/ o la pressione di formazione entro i confini del pozzo. Come standard operativo, eni e&p richiede la presenza continua di almeno due barriere di sicurezza indipendenti e testate durante l'esecuzione delle operazioni, al fine di prevenire l'ingresso accidentale dei fluidi di formazione in pozzo.

La barriera primaria è una barriera sempre attiva durante le operazioni di pozzo.


La barriera secondaria è una barriera che viene attivata come *backup* a quella primaria. Essa, unitamente all'applicazione di adeguate procedure di controllo del pozzo, è utilizzata per ristabilire il controllo primario del pozzo e condizioni operative sicure. E' accettabile che la barriera secondaria sia normalmente inattiva e venga attivata soltanto quando richiesto (guasto della primaria), a condizione che essa sia mantenuta pienamente efficiente tramite regolari test di controllo.

Per ciascuna tipologia di operazione, è possibile definire specifiche barriere primarie e secondarie.

Nel caso della perforazione di un pozzo per la ricerca di gas, quale il Pozzo esplorativo Lince 1, la barriera primaria è rappresentata dalla pressione idrostatica del fluido di perforazione (barriera idraulica), a condizione che esso possa essere circolato, controllato e condizionato. Il BOP (BlowOut Preventer), insieme a casing e testa pozzo (wellhead), è considerato la barriera secondaria. Le barriere secondarie sono sempre ridondanti e coprono qualsiasi evenienza per tutte le fasi di perforazione (e anche nella successiva fase di produzione). Qualora si verifichi una fuoriuscita incontrollata di fluidi di formazione entrano in azione i BOP che, come meglio descritto nei paragrafi successivi, sono costituiti da ganasce cieche-trancianti, capaci di interrompere il flusso tagliando le aste di perforazione e chiudere il pozzo in meno di 1 minuto. eni divisione e&p ha messo a punto una procedura per la chiusura del pozzo nel caso di un'eventuale ingresso in pozzo di fluidi di formazione (*kick*) (procedura di "*Hard shut-in*"), descritta nei paragrafi seguenti. Alle barriere di sicurezza è inoltre associato un sistema di sicurezza (*Well Control System*) che prevede l'adozione di elevati standard tecnici e procedurali, l'impiego di un sistema di controllo ed allarme ridondante e l'addestramento del personale a gestire prontamente eventuali situazioni di emergenza.

Cause di blowout

Si premette che il giacimento di Lince è a gas termogenico e che la fuoriuscita accidentale di gas durante la perforazione del pozzo esplorativo si ritiene un evento a probabilità estremamente bassa di accadimento, come testimoniano le statistiche in merito. Ad ogni modo, al fine di considerare anche le eventualità più remote e dettagliare le modalità di intervento, si riepilogano di seguito le diverse possibili cause di *blowout*, già individuate nella precedente **Tabella 3-13**:

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 57 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

- Perdita di controllo idrostatico del pozzo;
- Perdite totali di fluido di perforazione nella formazione, con nessun ritorno in superficie;
- Ingresso incontrollato di fluidi di formazione in pozzo
- Perdite incontrollate attraverso il BOP / Guasto del sistema BOP;
- Procedure inefficaci di controllo pozzo;
- Intercettazione di una sacca di gas a bassa profondità durante la perforazione di strati superficiali;
- Malfunzionamento del diverter;
- Impossibilità a mantenere il foro pieno di fluido durante l'estrazione della batteria di perforazione;
- Carenza in cantiere di prodotti per il confezionamento del fluido di perforazione (peso del fluido troppo basso);
- Impossibilità di mettere in sicurezza il pozzo in perforazione mediante barriere meccaniche, a causa dell'arresto generale di corrente;
- Perdite incontrollate attraverso le attrezzature e linee di test.

Tra le sopra elencate cause di *blowout*, le più comuni portano rispettivamente alla perdita delle barriere primarie (pressione idrostatica del fluido di perforazione) e secondarie (BOP, casing, testa pozzo) durante le operazioni di perforazione e completamento di un pozzo petrolifero (cfr. Tabella 3-14 e Tabella 3-15).

Tabella 3-14: maggiori cause di perdita delle barriere primarie durante le operazioni di perforazione e completamento		
Pressione idrostatica troppo bassa	Perdite di circolazione	La densità del fluido di perforazione deve essere tale da esercitare un carico idrostatico sufficiente a controbilanciare la pressione di formazione ed evitare l'ingresso in pozzo dei fluidi di strato (<i>kick</i>). Un valore di densità troppo elevato, però, aumenta le probabilità di perdite di circolazione in seguito alla fratturazione della formazione, soprattutto in presenza di una finestra di perforazione stretta (margine ridotto tra pressione dei pori e pressione di fratturazione). Tali perdite di fluido di perforazione comportano una diminuzione della pressione idrostatica disponibile.
	Fluido di perforazione contaminato con gas di formazione	Il fluido di perforazione contaminato con gas di formazione può condurre all'eruzione del pozzo se, in conseguenza alla diminuzione della densità del fluido, il valore della pressione idrostatica disponibile diventa minore della pressione di formazione. In tal caso, il gas può risalire il foro del pozzo ed espandersi.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 58 di 98
---	-------------------------------	---	---

Tabella 3-14: maggiori cause di perdita delle barriere primarie durante le operazioni di perforazione e completamento

	Riempimento del foro non adeguato	<p>Le eruzioni causate da un riempimento del foro non adeguato derivano da fuoriuscite di gas sul piano sonda nel momento in cui la circolazione viene interrotta e il pozzo lasciato in condizioni statiche, per problemi di instabilità.</p> <p>Tale scenario riveste grande rilevanza soprattutto in presenza di una finestra di perforazione stretta (margine ridotto tra pressione dei pori e pressione di fratturazione)</p>
	Incerta profondità del giacimento	<p>In un pozzo esplorativo le profondità e quindi il calcolo dell'idrostatica di progetto sono ipotizzate</p>
	Pistonaggio (swabbing)	<p>Il pistonaggio consiste nella risalita dei fluidi di formazione all'interno del pozzo, in seguito ad una depressione creata da un veloce sollevamento della batteria di perforazione in sezioni di foro non tubato.</p> <p>Esso può portare all'eruzione del pozzo se la colonna di fluido di perforazione non riesce più a controbilanciare la pressione di fondo pozzo, e le attrezzature di controllo pozzo non intervengono a causa di guasti.</p> <p>Tale scenario è applicabile soprattutto al caso di scalpelli (o altre attrezzature di fondo pozzo) bloccati a causa dei detriti di perforazione, quando viene applicato un tiro alla batteria di perforazione nel tentativo di liberarla.</p>
	Peso del fluido di perforazione troppo basso	<p>Una condizione che porta all'ingresso di fluidi di formazione in pozzo, è rappresentata da un peso del fluido di perforazione troppo basso, tale per cui la pressione idrostatica della colonna di fluido di perforazione è minore della pressione di formazione.</p> <p>Ciò è imputabile a un errore umano o alla mancanza di sorveglianza delle proprietà del fluido di perforazione nelle vasche (<i>mud pits</i>).</p>
	Pressioni di pozzo inaspettatamente elevate	<p>Questo scenario riveste grande rilevanza soprattutto nel caso di pozzi esplorativi.</p>
	Gas intrappolato alle spalle del casing	<p>In caso di chiusura mineraria di un pozzo, durante le operazioni di taglio ed estrazione delle colonne di tubaggio, può verificarsi una fuoriuscita di gas inaspettatamente intrappolato alle spalle del casing.</p>
	Cementazione inadeguata	<p>La cementazione è una fase indispensabile per sigillare idraulicamente l'intercapedine compresa tra il foro e il relativo casing.</p> <p>Qualora tale operazione non venga eseguita correttamente e il cemento risulti di bassa qualità a causa di miscelazione non adeguata, contaminazione o scarsa pulizia del foro, è possibile che si formino delle canalizzazioni al suo interno, con conseguente flusso dei fluidi di formazione.</p>


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 59 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-15: maggiori cause di perdita delle barriere secondarie durante le operazioni di perforazione e completamento

Guasto del BOP dopo la chiusura
Contropressione da attrito non sufficiente
Guasto della testa del casing
Perdite dal casing
Guasto della <i>casing valve</i>
Mancata chiusura del BOP
Fratturazione della formazione
Fratturazione sotto la scarpa del casing
Cementazione inadeguata
Guasto o assenza della valvola di sicurezza della stringa di perforazione
Comunicazione tra tubino e spazio anulare
Guasto della tenuta di testa pozzo

Di seguito vengono descritti i più frequenti scenari di *blowout*, suddivisi nelle principali fasi di realizzazione di un pozzo minerario, applicabili anche alla perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1.

Fase di Perforazione

- Flusso all'esterno del Casing: questo scenario consiste in un flusso incontrollato dei fluidi di formazione alle spalle del *casing*, a partire da una situazione di controllo del pozzo (*well control*) quando le attività sono temporaneamente sospese (ovvero a pozzo chiuso, *shut-in well*). Tale flusso solitamente avviene a causa della mancanza di integrità del cemento presente tra casing e formazione, con conseguente canalizzazione di gas, perdite attraverso il casing e fratturazione della formazione lungo il casing, in direzione della superficie.
- Flusso Attraverso la Stringa di Perforazione: questo scenario consiste in un flusso incontrollato dei fluidi di formazione attraverso la stringa di perforazione, a partire da:
 - Afflusso di fluido durante la perforazione nella parte alta del giacimento, a causa del basso *kick margin* (*differenza tra Pressione di Giacimento e la Pressione Idrostatica del fango*);
 - Afflusso di fluido dalla parte alta del giacimento, in caso di perdite di circolazione a fondo pozzo (zona produttiva interamente perforata).

Tale flusso dovrebbe essere impedito da sistemi di sicurezza quali *drill float*, *string safety valve* e *inside BOP*. Sulla base delle statistiche di *blowout*, in caso di *failure* dei sistemi di sicurezza, il punto di fuoriuscita più probabile risulta essere il piano sonda (cfr. **Figura 3-30**).

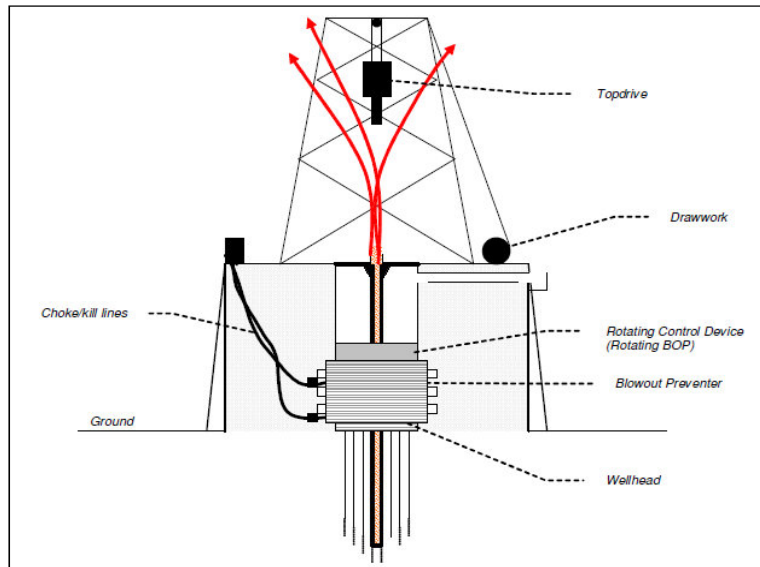


Figura 3-30: probabile punto di fuoriuscita in caso di flusso attraverso la stringa di perforazione

- Flusso Attraverso lo Spazio Anulare: questo scenario consiste in un flusso incontrollato dei fluidi di formazione attraverso lo spazio anulare a partire da:
 - Afflusso di fluido durante la perforazione nella parte alta del giacimento, a causa del basso *kick margin*);
 - Afflusso di fluido dalla parte alta del giacimento, in caso di perdite di circolazione a fondo pozzo (zona produttiva interamente perforata).

Tale flusso dovrebbe essere impedito dalle *BOP ram*. Sulla base delle statistiche di *blowout*, in caso di *failure* dei sistemi di sicurezza, i punti di fuoriuscita più probabili risultano essere:

- Piano sonda, attraverso il BOP;
- *Kill/choke line* danneggiate (cfr. **Figura 3-31**);
- Testa pozzo (tra *BOP* e *wellhead*).

Nel caso specifico di gas, ulteriori punti di fuoriuscita possono essere rappresentati da perdite nella testa pozzo, verso spazi anulari più esterni.

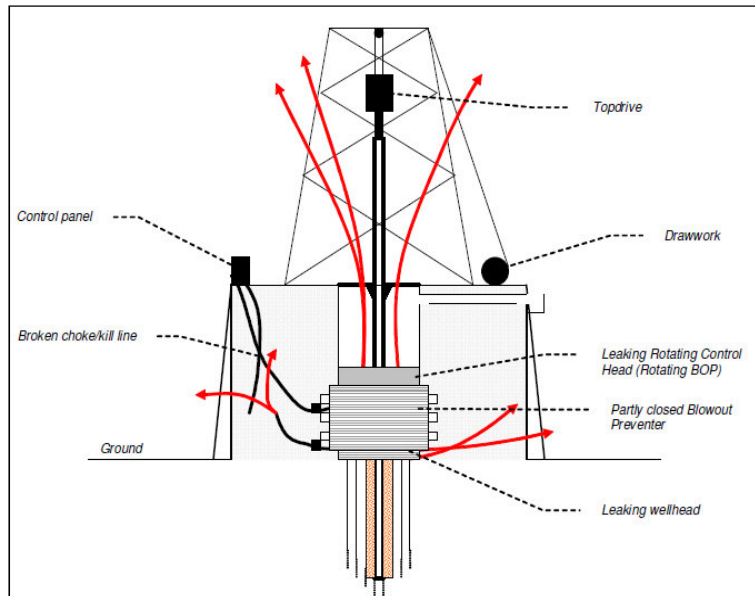


Figura 3-31: probabili punti di fuoriuscita in caso di flusso attraverso lo spazio anulare

- Flusso Attraverso il Pozzo Aperto: questo scenario consiste in un flusso incontrollato dei fluidi di formazione attraverso il pozzo aperto, a partire da:
 - Afflusso di fluido (dalla parte alta del giacimento) durante operazioni di manovra delle aste di perforazione, per effetto del fenomeno di pistonaggio (*swabbing*)
 - Afflusso di fluido (dall'intero giacimento) durante operazioni di manovra delle aste di perforazione, per effetto del fenomeno di pistonaggio (*swabbing*).

Sulla base delle statistiche di *blowout*, il punto di fuoriuscita più probabile risulta essere il BOP parzialmente chiuso, quando la stringa di perforazione si trova fuori dal pozzo. Il principale meccanismo di controllo per prevenire che ciò si verifichi è il monitoraggio del livello di fluido in pozzo e del volume di fluido di perforazione pompato.

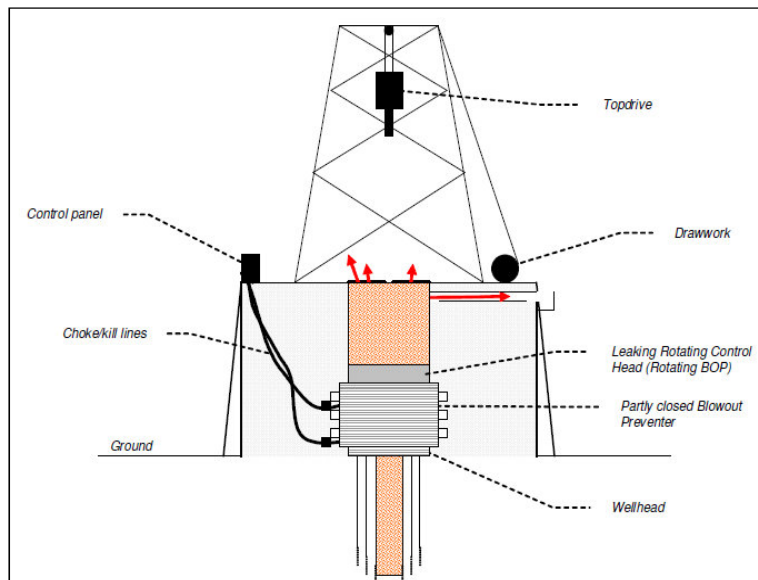


Figura 3-32: probabile punto di fuoriuscita in caso di flusso attraverso il pozzo aperto

- Flusso Attraverso lo Spazio Anulare Esterno: questo scenario consiste in un flusso incontrollato dei fluidi di formazione attraverso lo spazio anulare esterno, a partire da proprietà insufficienti della malta cementizia e/ o da un peso del fluido di perforazione non adeguato. Sulla base delle statistiche di *blowout*, il punto di fuoriuscita più probabile risulta essere la testa pozzo durante lo smontaggio o montaggio del BOP.

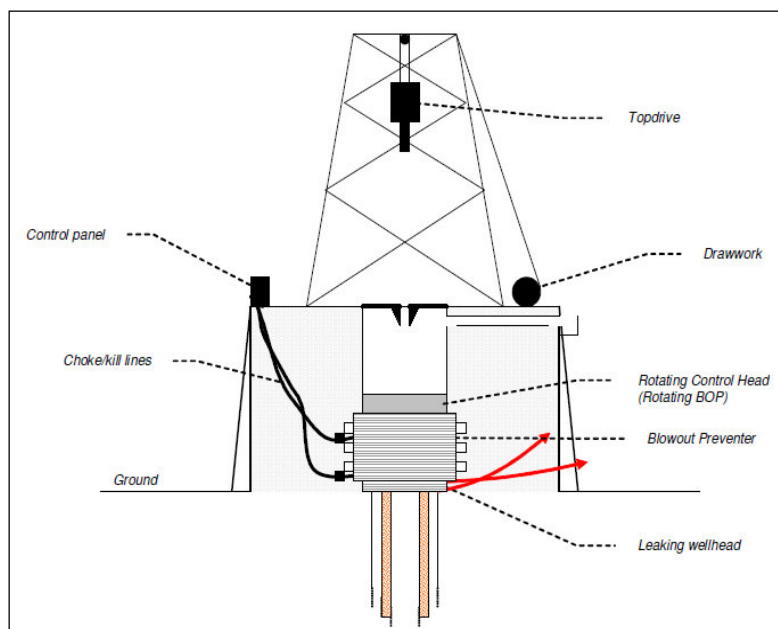



Figura 3-33: probabile punto di fuoriuscita in caso di flusso attraverso lo spazio anulare esterno

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 63 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

Fase Completamento

Sulla base delle statistiche di *blowout*, in fase di Completamento può verificarsi un flusso incontrollato dei fluidi di formazione attraverso:

- lo spazio anulare tra il casing e il tubino di produzione;
- la *running string* (la stringa utilizzata per scendere l'attrezzatura in pozzo).

Fase di Prova di produzione

Sulla base delle statistiche di *blowout*, in fase di Prova di Produzione può verificarsi un flusso incontrollato dei fluidi di formazione attraverso:

- lo spazio anulare esterno;
- lo spazio anulare tra il *casing* e il tubino di produzione;
- il tubino di produzione;
- i casing esterni.

I punti di fuoriuscita più probabili risultano essere la testa pozzo (wellhead).

Statistiche eni

Nel corso degli anni, eni e&p ha progressivamente aumentato il numero di pozzi perforati per anno. Si è passati da una media di 155 pozzi per il quadriennio 1995-1999, fino ai 400+ previsti per il quadriennio 2010-2014.

La seguente **Figura 3-34** mostra che tale aumento è stato accompagnato da una diminuzione dell'indice di frequenza di *blowout*, sceso all'attuale 0,33/1000 pozzi perforati.

Tali risultati sono frutto di un impegno continuo da parte di eni e&p nel miglioramento di performance e sicurezza delle operazioni per mezzo di:

Processi:


- Procedure per la progettazione ed esecuzione dei pozzi atte a garantirne la sicurezza in tutte le sue fasi;
- Specifiche tecniche vincolanti per servizi, materiali e attrezzature, in particolare quelle di sicurezza;
- Strategie contrattuali mirate a salvaguardare gli aspetti legati alla sicurezza e assicurare continuità di risorse a bordo dell'impianti di perforazione.

Training

- Formazione permanente comprendente corsi di aggiornamento e certificazione Internazionale di Well Control in centri specializzati (Cortemaggiore, S. Donato Milanese).

Strumenti

- Sviluppo e applicazione di nuove tecnologie in grado di aumentare la sicurezza dei pozzi e migliorare le performance.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 64 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

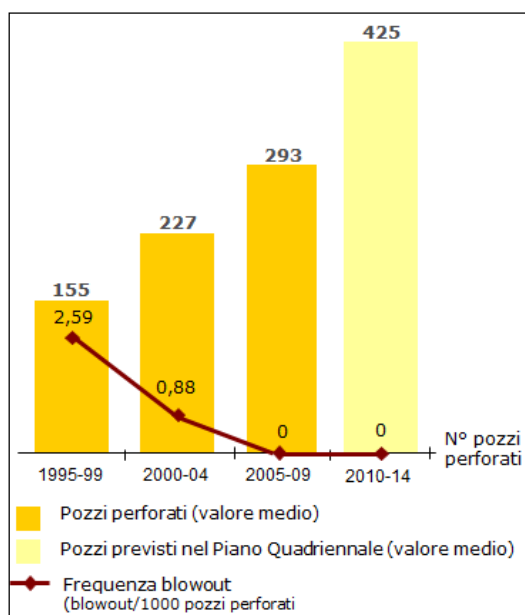


Figura 3-34: pozzi perforati da eni e&p e relativo indice di frequenza di *blowout*

Misure preventive


Le operazioni in pozzo sono caratterizzate da rischi operativi intrinseci di potenziali eventi dannosi a carico dell'ambiente e della salute/sicurezza del personale e delle comunità circostanti. A tal proposito, eni e&p ha condotto analisi specifiche, con particolare riguardo alle situazioni potenzialmente più critiche e all'individuazione di idonee misure per il contenimento dei rischi, soprattutto quello di *blowout*.

Nel dettaglio, attraverso la definizione e l'attuazione di specifici standard interni, progettuali e operativi, di seguito descritti, eni e&p compie un controllo efficace sulla progettazione e sulla conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi, al fine di minimizzare la probabilità di insorgenza di un qualsivoglia pericolo e/o evitarne eventuali impatti qualora esso si manifesti.

Per "misure preventive" si intende l'adozione di criteri di progettazione del pozzo e operativi intrinsecamente più sicuri, al fine di tutelare la salute e sicurezza delle persone, nonché garantire la salvaguardia dell'ambiente.

Tali misure possono essere riassunte nei seguenti punti, di cui successivamente si fornisce una breve descrizione:

- Elaborazione di un accurato Programma di Perforazione;
- Adozione di adeguati fattori di sicurezza nella scelta delle colonne di rivestimento del foro (*Casing Design*) e della stringa di produzione (*Tubing Design*);
- Attuazione della "Politica della doppia barriera di sicurezza";
- Determinazione del massimo valore di pressione che può essere tollerato negli spazi anulari del pozzo (MAASP, "*Maximum Allowable Annulus Surface Pressure*");
- Calcolo del massimo volume dei fluidi di formazione in ingresso nel pozzo, che può essere gestito in sicurezza (*Kick Tolerance*), e definizione di criteri per la relativa identificazione (*Kick Detection*);

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 65 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

- Gestione dell'integrità del pozzo in tutte le fasi operative (*Well Integrity*);
- Esperienza e addestramento del personale, descritta al **Paragrafo 3.6**;
- Esecuzione di analisi dei rischi e presenza di squadre di emergenza in cantiere descritta al **paragrafo 3.5.2– Sistema di gestione delle emergenze**.

Programma di Perforazione


A partire dalla fase di pianificazione delle attività, viene posta una particolare attenzione all'aspetto "sicurezza" delle operazioni in pozzo, il che si traduce nell'elaborazione di un accurato Programma di Perforazione che contempla i seguenti aspetti:

- Analisi del contesto operativo, con evidenziazione di eventuali criticità logistiche che potrebbero compromettere la gestione della sicurezza di area pozzo (ad es. difficile reperibilità delle attrezzature di sicurezza, limitata accessibilità al cantiere per l'implementazione delle procedure di emergenza, ecc.);
- Analisi della documentazione prodotta per pozzi precedentemente costruiti nella stessa area o in aree simili, alla ricerca di eventuali problematiche riscontrate (*lessons learnt*, ecc.);
- Indicazione, per ciascuna fase di costruzione del pozzo, delle barriere di sicurezza che devono essere mantenute attive durante le operazioni;
- Descrizione delle procedure e delle precauzioni che occorre adottare per ciascuna fase operativa.

Casing e Tubing Design

La scelta delle colonne di rivestimento del foro (*Casing*) viene effettuata sulla base di criteri atti a garantirne la sicurezza per tutto il ciclo di vita del pozzo. In fase progettuale, ciò si traduce nei seguenti due aspetti:

- *Casing* e *tubing* sono selezionati in modo tale che il rapporto tra la resistenza del materiale (a squarciamento, a collasso e a trazione) e gli stress a cui essi saranno sottoposti nelle condizioni di carico che potranno presentarsi durante la vita del pozzo, sia maggiore di uno specifico "fattore di progetto" (*Design Factor*, DF), che ne garantisca la sicurezza. Eni e&p adotta diversi DF, in funzione delle modalità di *failure del casing/ tubing* (squarciamento, collasso e trazione) e del grado di acciaio adottato. Quest'ultimo, tra l'altro, viene scelto anche sulla base delle proprietà dei fluidi prodotti e dell'ambiente in cui il *casing* dovrà lavorare. Diversa è, infatti, la resistenza all'erosione richiesta al *tubing* e al *casing* di produzione (nelle zone in cui quest'ultimo entra in contatto con i fluidi prodotti) in caso di caratteristiche acide dei fluidi, rispetto a quella necessaria in assenza di ambiente acido oppure richiesta ai *casing* intermedi e superficiali.
- La tipologia delle connessioni tra le stringhe di *casing/ tubing* viene stabilita tenendo conto delle condizioni operative; ciò allo scopo di evitare l'ingresso dei fluidi prodotti negli spazi anulari tra *tubing* e *casing* di produzione o tra due *casing* consecutivi. Nei casi critici, la politica di eni e&p prevede l'utilizzo di tenute metallo-metallo, le quali assicurano maggiore tenuta nel tempo.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 66 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

Politica della Doppia Barriera di Sicurezza

Il concetto di "barriera di sicurezza" è alla base della politica di eni e&p per quanto concerne la sicurezza nelle operazioni in pozzo. Tale politica prevede che, durante le operazioni, siano sempre presenti e attive almeno due barriere indipendenti e testate. eni e&p ha, inoltre, stabilito la procedura secondo cui:

- nel caso in cui una sola barriera sia pienamente operativa, mentre l'altra si trovi in una situazione di *failure* imminente, tutte le operazioni di pozzo devono essere messe in stato di allerta, pronte ad essere sospese, fino a che non siano state ripristinate le normali condizioni operative;
- nel caso in cui entrambe le barriere siano in una situazione di *failure* imminente, è proibita l'esecuzione di qualsiasi operazione di pozzo, così come le operazioni a rischio intrinseco (ad es. lavori a caldo in possibile presenza di miscela esplosiva, acidificazioni, prova di produzione con bruciatore, ecc.), fino a quando non siano state ripristinate le normali condizioni operative;
- in caso di perdita di una barriera, tutte le operazioni in cantiere devono essere sospese, fino a quando non siano state ripristinate le normali condizioni operative.

Calcolo della MAASP "Maximum Allowable Annulus Surface Pressure" (massimo valore di pressione tollerabile all'interno degli spazi anulari del pozzo)

Il calcolo del massimo valore di pressione tollerabile all'interno degli spazi anulari del pozzo rappresenta un'ulteriore misura preventiva adottata in fase di progettazione del pozzo. Tale misura consiste nel calcolare il valore di pressione al di sopra del quale si verifica una delle seguenti condizioni: collasso del *casing* interno, squarciamento del *casing* esterno, fratturazione della formazione sotto la scarpa del *casing* esterno.

Il valore della MAASP viene indicato nel Programma di Perforazione, o calcolato in cantiere ogniqualvolta una nuova stringa viene posizionata in pozzo (mediante una prova denominata *Leak-off test*) o ci sono cambiamenti di densità del fluido di perforazione, affinché esso non venga mai superato.

Calcolo della Kick Tolerance

Il fenomeno del "*kick*" è definito come l'ingresso in pozzo dei fluidi di formazione, a seguito di pressioni anomale, maggiori della pressione idrostatica esercitata dal fluido di perforazione (cfr. **Figura 3-22**). La condizione descritta si riconosce inequivocabilmente dall'aumento del volume del fluido di perforazione nelle vasche.

Tale fenomeno è una delle cause potenzialmente responsabili del *blowout*.

Esiste, tuttavia, un volume massimo di idrocarburo in ingresso nel pozzo che è possibile gestire in sicurezza: è la cosiddetta "*Kick Tolerance*", il cui calcolo rappresenta, quindi, una ulteriore misura preventiva.

Tale valore è indicato nel Programma di Perforazione e viene ricalcolato con regolarità durante le operazioni in pozzo; qualora esso diventi minore del valore di progetto, dovranno essere adottate adeguate misure correttive.

Kick Detection

Il tempestivo riconoscimento di un *kick* rappresenta una misura preventiva di grande importanza, in quanto la limitazione del volume dei fluidi di formazione in ingresso nel pozzo aumenta considerevolmente le possibilità di controllo.

La **Tabella 3-16** riassume le principali cause di *kick*, mentre **Tabella 3-17** mostra i diversi tipi di indicatori di *kick* utilizzati durante l'esecuzione delle operazioni in pozzo.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 67 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-16: principali cause di kick

Cause naturali	Cause operative
Sovrapressione della formazione	Mancato riempimento del pozzo in estrazione
	Pistonaggio
	Perdita di circolazione
	Peso del fluido di perforazione insufficiente
	Fluido di perforazione contaminato

Tabella 3-17: indicatori di kick

Indicatori di kick in atto	Indicatori di possibile kick
Aumento del flusso in uscita dal pozzo	Aumento del livello di fluido di perforazione in vasca
Pozzo che scarica a pompe ferme	Aumento della velocità di avanzamento
	Minor abbassamento del livello di fluido di perforazione in manovra di estrazione
	Diminuzione della pressione di circolazione e aumento colpi pompa
	Fluido di perforazione contaminato
	Diminuzione del peso della batteria e aumento della pressione
	Aumento della torsione e/ o sovratiro

Gestione della Well Integrity

Per "Gestione della Well Integrity" si intende l'insieme delle soluzioni tecniche, operative e organizzative applicate allo scopo di ridurre il rischio di fuoriuscita incontrollata dei fluidi di giacimento. Essa inizia in fase di progettazione del pozzo, continua durante la relativa costruzione e viene costantemente implementata durante l'intera vita operativa del pozzo.


Per il conseguimento dei propri obiettivi tecnici, economici e di sostenibilità, eni riconosce la cruciale importanza ricoperta dal mantenimento dell'integrità dei pozzi in quanto requisito indispensabile per consentire la piena operabilità degli impianti, difendere le risorse e, al contempo, garantire la sicurezza e la salute delle persone e la tutela dell'ambiente.

Ciò ha portato alla predisposizione e implementazione di uno specifico approccio tecnico per la gestione dell'integrità dei pozzi.

Sistemi di controllo e rilevazione

Nei paragrafi precedenti si è avuto modo di evidenziare come uno dei compiti fondamentali del fluido di perforazione sia quello di contrastare, con il proprio carico idrostatico, l'ingresso di fluidi di formazione in pozzo.

Perché queste condizioni vengano assicurate, è necessario che la pressione idrostatica esercitata dal fluido di perforazione sia sempre superiore, o tutt'al più uguale, a quella del fluido di strato (cfr. **Figura 3-21**) ed è indispensabile, a tale scopo, conoscere in anticipo come variano le pressioni nel sottosuolo.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 68 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Nonostante ciò, può accadere di incontrare zone in sovrappressione e che i fluidi di strato si muovano dalla formazione verso il pozzo, causando un progressivo alleggerimento del fluido di perforazione o un suo spiazzamento (l'acqua, l'olio o il gas che entrano in pozzo fanno fuoriuscire in superficie un volume equivalente di fluido di perforazione e, avendo una densità inferiore, provocano una diminuzione del relativo carico idrostatico), il che potrebbe portare, nel peggiore dei casi, all'evento di *blowout*.

A parte tutti gli interventi di appesantimento del fluido di perforazione che vengono eseguiti in questi casi, per tenere la situazione sotto controllo e proseguire nella perforazione vengono utilizzate le seguenti **apparecchiature di sicurezza**:

- *BlowOut Preventer* (BOP);
- *Choke Line* e *Choke Manifold*.

Una descrizione di tali apparecchiature è fornita di seguito.

Blowout Preventer (BOP)

I BOP sono grosse valvole collocate sulla testa pozzo durante le operazioni di perforazione (cfr. **Figura 3.35**); essi sono grado di chiudere completamente il pozzo in poche decine di secondi e in qualsiasi condizione operativa (a foro libero oppure quando è presente una batteria di perforazione, un casing, un cavo, ecc.).

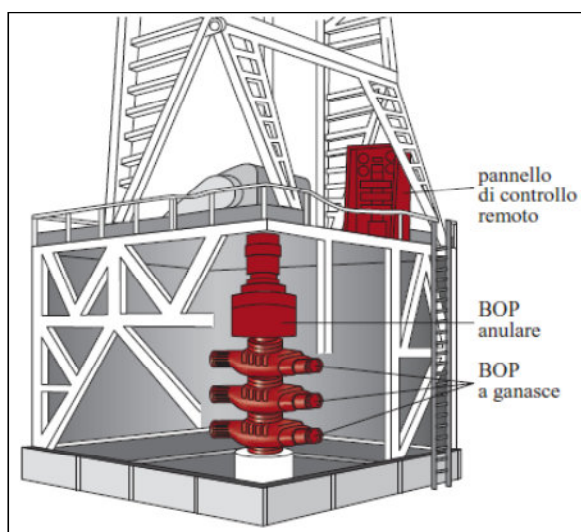



Figura 3.35: Blowout Preventer (BOP)

Generalmente, per motivi di sicurezza, sulla testa pozzo vengono installati più BOP (detti nel loro insieme *BOP stack*). Un gruppo di BOP standard è composto, partendo dal basso, da:

- uno o più rocchetti per la connessione alla testa pozzo;
- BOP a ganasce sagomate a due funzioni;
- BOP a ganasce sagomate a una funzione;
- BOP anulare;
- tubo pipa, che convoglia il fluido di perforazione in uscita dal pozzo verso il vibrovaglio.

La composizione del gruppo dei BOP, ovvero la scelta dei singoli elementi, dipende dalla pressione massima prevista a testa pozzo, desumibile dalle indagini geologiche effettuate in fase di progettazione. I

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 69 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

singoli BOP sono caratterizzati dalla pressione massima d'esercizio, dal diametro interno, dal tipo di sezione su cui fanno tenuta e dalla presenza di gas acidi.

Esistono due tipi principali di BOP:

- **BOP anulare**, detto anche "a sacco" per la forma geometrica dell'elemento di chiusura, è sempre installato in testa ed è caratterizzato da un elemento di tenuta in gomma di forma toroidale, rinforzato con inserti di acciaio. L'elemento di tenuta è attivato da un pistone, comandato idraulicamente, che lo comprime obbligandolo a espandersi radialmente, in modo tale da stringersi attorno a qualsiasi attrezzo si trovi in sua corrispondenza (cfr. **Figura 3-36**).

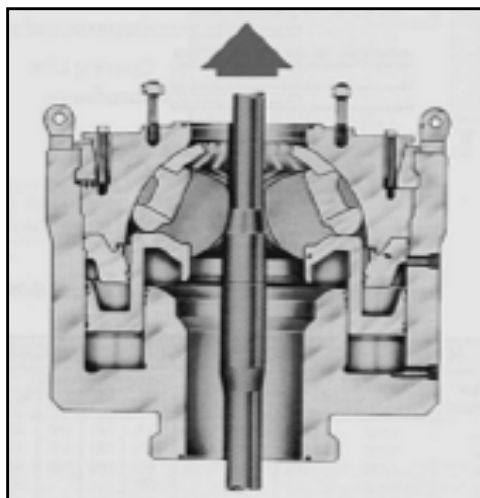



Figura 3-36: esempio di B.O.P. anulare

- **BOP a ganasce** sono costituiti da valvole a due ganasce simmetriche e contrapposte che chiudono il pozzo scorrendo orizzontalmente fino a battuta. Possono essere a diametro fisso o variabile; in quest'ultimo caso l'elemento di tenuta è contenuto in un anello segmentato che lo obbliga a conformarsi intorno alla sezione su cui far tenuta.

Vi sono poi ganasce trancianti, progettate per chiudere il pozzo in situazioni di emergenza tranciando i materiali tubolari in esso presenti. Infine, ci sono anche ganasce "cieche", ossia non sagomate, che chiudono il pozzo quando non è presente alcun materiale tubolare.

Le caratteristiche peculiari dei BOP a ganasce sono la rapidità di chiusura, effettuata idraulicamente in pochi secondi, la possibilità di azionamento manuale in situazione di emergenza e la presenza di un dispositivo che mantiene le ganasce chiuse sotto carico anche in caso di perdita di pressione nel circuito di azionamento (cfr. **Figura 3-37**).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 70 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

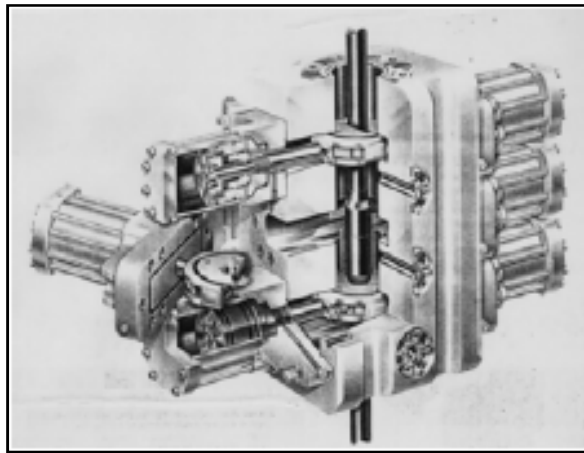


Figura 3-37: esempio di B.O.P. a ganasce

I BOP sono comandati e attuati idraulicamente tramite un sistema oleodinamico che riceve energia da un gruppo di accumulatori di pressione ubicati sul piazzale a distanza dalla testa pozzo. Ogni BOP può essere azionato separatamente. Per garantire l'operatività anche in situazioni di emergenza, il sistema di azionamento e comando dei BOP è realizzato in modo da funzionare indipendentemente dall'energia disponibile nell'impianto.

E' possibile azionare i BOP tramite due pannelli di comando: uno principale, posto sul piano sonda, e uno a distanza, ubicato nei pressi dell'accumulatore. A volte può essere installato anche un terzo pannello, collocato nella zona degli uffici.


I BOP, come tutte le attrezzature di sicurezza, devono essere testati a intervalli regolari per verificarne il funzionamento e l'integrità.

BOP "Interni"

I BOP "interni" (inside BOP) sono attrezzi predisposti, o inseribili, nella batteria di perforazione per evitare un eventuale flusso eruttivo proveniente dal suo interno.

I tipi più comunemente usati sono:

- **Upper kelly cock:** montata permanentemente sopra l'asta motrice, oltre a poter essere azionata manualmente, si chiude automaticamente nel caso di flusso violento dal basso verso l'alto all'interno delle aste. Essa è corredata di un disco munito di guarnizione che in posizione di apertura è assiale al flusso del fluido di perforazione di circolazione, ma che in chiusura si dispone a 90° ostruendo completamente la via di flusso verso l'alto. Il movimento del disco (ciabatta) viene azionato con un'apposita chiave a pipa.
- **Lower kelly cock:** è una valvola a sfera a passaggio pieno, tenuta bidirezionale e funzionamento manuale, che viene inserita al disotto dell'asta motrice.
- **Gray float valve:** ha la stessa funzione dell'*Upper Kelly Cock*, ed è a disposizione sul piano sonda per essere montata in caso di eruzione.
- **Drop-in check valve:** è costituita da un corpo-sede che viene montato sulla prima asta di perforazione posta sopra le aste pesanti (*drill collar*). L'inserito (*check valve*) viene lanciato dall'alto e mandato in sede mediante circolazione. Quando l'inserito entrerà in sede, esso funzionerà come una valvola di contro.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 71 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

- **Float valve:** è una valvola di contro (funzionante a fungo o a ciabatta) che viene installata solitamente sopra lo scalpello, per impedire il ritorno del flusso verso l'alto, permettendone invece il libero passaggio verso il basso.

"Choke line" e "Kill Line"

In tutti i casi di manifestazioni, una volta che si è provveduto alla chiusura del pozzo mediante i BOP, si deve intervenire prontamente per ripristinare il più presto possibile le condizioni di normalità, lasciando da una parte fuoriuscire il fluido di strato entrato e, dall'altra, ricondizionando il fluido di perforazione in pozzo portandolo alla densità richiesta dalla particolare situazione incontrata.

A questo scopo, si hanno a disposizione a bocca pozzo due linee dotate di valvole di intercettazione, dette rispettivamente *choke line* e *kill line*.


Attraverso la **choke line**, che dispone di una valvola la cui apertura può essere variata a piacere con continuità, imponendo così all'intercapedine la contropressione richiesta, si permette al fluido di strato di giungere in superficie alla velocità, portata e volume più opportuni, mentre attraverso la **kill line** viene pompato contemporaneamente il nuovo fluido di perforazione alla densità adeguata per evitare che nuovo fluido di strato entri in pozzo; ovviamente, se le aste sono ancora in pozzo, il fluido di perforazione viene circolato attraverso di esse.

Queste due linee sono facilmente distinguibili, in quanto la *choke line* ha di solito diametro maggiore rispetto alla *kill line*.

Attrezzatura Ausiliaria di Controllo

L'attrezzatura ausiliaria di controllo comprende:

- **degasser:** l'eventuale gas presente nelle formazioni perforate e disciolto nel fluido di perforazione, se non prontamente eliminato, potrebbe causare un progressivo alleggerimento del fluido di perforazione e portare addirittura all'eruzione del pozzo, poiché, in queste condizioni, la pressione esercitata dal fluido di perforazione in pozzo risulterebbe essere minore della pressione dei fluidi contenuti nelle formazioni. Il *degasser* è un dispositivo utilizzato per rimuovere tale gas, convogliandolo lontano dall'impianto di perforazione. Esso viene utilizzato per mantenere costante la densità del fluido di perforazione e, conseguentemente, la pressione idrostatica. L'emulsione fluido di perforazione-gas è costituita da bolle di gas di differenti dimensioni contenute nel fluido, che si possono liberare naturalmente grazie alla spinta di galleggiamento dovuta alle differenti densità. La durata di tale processo dipende dalle caratteristiche del fluido di perforazione (densità, viscosità, tissotropia) ed in genere risulta essere troppo elevata per la pratica operativa. Il *degasser*, sfruttando opportuni accorgimenti, permette di accelerare tale processo di separazione.
- **strumenti di monitoraggio dell'impianto di perforazione:** sull'impianto è installata una serie di strumenti per monitorare le condizioni operative, rilevare prontamente le situazioni di *kick* e per controllare il *kick* stesso. La principale strumentazione presente sull'impianto comprende:
 - **Trip tank/ possum belly:** è un contenitore per il fluido di perforazione dalla forma alta e stretta con una capacità lineare molto piccola che permette la misurazione accurata del fluido in uscita e in entrata dal pozzo. Esso viene utilizzato durante le manovre per verificare la presenza del pistonaggio. Il livello è indicato da un'astina graduata. In alcuni modelli viene installato un registratore per monitorare in modo continuo le variazioni di livello.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 72 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

- **Indicatori di livello (pitometro e PVT):** utilizzati per rilevare le variazioni di livello nelle vasche del fluido di perforazione (*gain/ loss indicator*) e registrare le variazioni di volume in vasca (*recorder*); risultano quindi particolarmente adatti al riconoscimento del *kick*. L'indicazione del volume è ricavata mediante la misura del livello in vasca e la registrazione avviene durante le 24 ore. Il pitometro è dotato di indicatori di allarme acustico e luminoso e consente la scelta, da parte dell'operatore, dell'intervallo oltre il quale far scattare l'allarme. Lo strumento può essere alimentato con aria o elettricamente.
- **Misuratore di flusso (*flow meter*):** viene installato sul tubo pipa ed è utilizzato per controllare il flusso di ritorno dal pozzo. Esso costituisce l'indicatore principale per il riconoscimento di un *kick*.
- **Rilevatore densità fluido di perforazione:** permette di misurare la densità del fluido di perforazione in ingresso o in uscita dal pozzo, consentendo di controllare il suo grado di contaminazione. La misurazione avviene attraverso il peso del fluido, in maniera automatica o manuale:
 - Manuale: costituito da una apposita bilancia per pesare dei campioni di fluido.
 - Automatico: fornisce direttamente il valore di densità del fluido. Viene installato sulle vasche del fluido di perforazione in aspirazione per rilevare la densità del fluido di perforazione in entrata, e nella flow line per la misura della densità del fluido di perforazione in uscita dal pozzo.


Il confronto fra i due valori permette di rilevare le situazioni di contaminazione con gas.
- **Rilevatore di gas (*gas detector*):** permette di rilevare la presenza di gas nel fluido di perforazione in uscita dal pozzo. Esso si compone di due parti:
 - Sensore: installato di norma nella vaschetta del vibrovaglio.
 - Registratore: installato nella cabina della geologia per registrare la presenza di gas in termini di "unità".
- **Contacolpi della pompa:** è costituito da un sensore, mosso meccanicamente dal movimento della pompa che provvede a trasmettere il segnale all'indicatore. Esso fornisce l'indicazione del numero progressivo di colpi pompa e della frequenza (colpi/minuto). Il contacolpi viene installato in tutte le pompe utilizzate sull'impianto e consente di impostare il numero progressivo dei colpi, raggiunto il quale viene attivato il segnale acustico.

Misure di mitigazione

Per "misure di mitigazione" si intendono i dispositivi e le procedure, descritti di seguito, che mirano a gestire e minimizzare possibili danni al personale, alle attrezzature e all'ambiente a seguito di eventi pericolosi durante le operazioni in pozzo.

In prima analisi, si precisa che sull'impianto sono previste una serie di barriere di contenimento atte ad impedire eventuali sversamenti nell'ambiente al di fuori delle aree di lavoro. Tali barriere sono descritte precedentemente.

Di seguito si descrivono, invece, quali sono le principali procedure e misure di mitigazione che vengono messe in campo in caso di incidente da blowout.


 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 73 di 98</p>
---	---------------------------------	---	---

Procedure per la Messa in Sicurezza di Pozzi in Eruzione

Esistono diversi metodi per mettere in sicurezza un pozzo in caso di *blowout*:

- **Well Shut-In:** procedura di immediata chiusura del pozzo (HARD SHUT-IN) da applicare qualora si rilevi un qualsiasi indizio di *kick* e finalizzata a ridurre il volume di fluido di formazione entrato in pozzo - *well shut-in*;
- **Stripping/ Snubbing.** procedure che si applicano nel caso in cui la batteria di perforazione si trova parzialmente o completamente fuori dal foro, in presenza di afflusso in pozzo o fenomeno di pistonaggio. Esse consistono nel far discendere, o risalire, lentamente la batteria a fondo pozzo, in condizioni di BOP chiuso e pozzo in pressione, e proseguire con l'operazione di *killing*, metodo pratico ed efficace per il ripristino del controllo idrostatico del pozzo. Tali operazioni vengono denominate "*stripping*", se il peso delle aste è sufficiente a vincere la spinta esercitata dalla formazione, o "*snubbing*", se è necessario forzarle per ottenere lo scorrimento verso il basso;
- **Capping:** operazioni di intervento su pozzi in eruzione finalizzate al ripristino del controllo di un pozzo. La procedura consiste nel posizionamento di un'apparecchiatura di controllo della pressione (BOP, valvole, ecc) nel pozzo in *blowout* in modo da recuperare le normali condizioni di pressione (*pressure integrity*) e poter procedere con lo spegnimento del pozzo (*well killing*).
- **Pozzi di Relief:** tecnica da utilizzare per riportare sotto controllo i pozzi in eruzione, incendiati, quando tutte le altre procedure di messa in sicurezza sono fallite. In generale, i pozzi di *relief* sono pozzi direzionati che vanno ad intercettare il pozzo in eruzione in corrispondenza dello strato in erogazione e procedono al soffocamento del *blowout* facendo fluire nella formazione fango e acqua in grande quantità. La traiettoria di tali pozzi viene progettata in modo da intercettare il pozzo in eruzione appena sopra e il più vicino possibile al target (zona di afflusso del fluido).
- **Ignizione:** procedura per il controllo di un pozzo in eruzione che consiste nell'accensione del pozzo stesso. Rappresenta una procedura di sicurezza in quanto il flusso di idrocarburi in uscita dal pozzo potrebbe accumularsi in ambienti chiusi e accendersi spontaneamente provocando un'esplosione, oltre al fatto che, qualora il pozzo contenesse H₂S, questa rappresenterebbe un pericolo per la salute del personale. Tale procedura viene svolta in tutta sicurezza, solo dopo essersi assicurati che il personale sia stato evacuato a una distanza minima di 2 km dal pozzo in eruzione. L'accensione del pozzo viene eseguita da una nave a una distanza minima di 500 metri dall'eruzione mediante due tipi di sistemi di accensione (sistemi di ignizione fissi o sistemi di ignizione portatili).
- **Emergency Shut Down System (ESD):** sistema di sicurezza che consiste in un meccanismo di chiusura rapida, azionato a distanza (*remote control*) o in modo automatico, di una o più valvole della testa pozzo, qualora si osservi una situazione di pericolo.
- **Fire Fighting System:** procedure da applicare per spegnere un incendio generato da un pozzo in *blowout*, facendo uso di: enormi quantità d'acqua, prodotti chimici (polveri, schiuma), esplosivi o gas esausti prodotti da motori jet di aerei montati su veicoli di trasporto. I vari metodi di spegnimento incendi di pozzi in *blowout* sono descritti nel **paragrafo 3.4.9.3**, al quale si rimanda.

Di seguito si descrive in dettaglio la procedura di immediata chiusura del pozzo da applicare qualora si rilevi un qualsiasi indizio di *kick*. La politica di eni e&p prevede che, qualora si rilevi un qualsiasi indizio di *kick*, il personale addetto alle operazioni di perforazione proceda alla immediata chiusura del pozzo (*well shut-in*) secondo la procedura **HARD SHUT-IN**.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 74 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

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 3-38** si riporta un esempio della procedura di "*Hard shut-in*" in fase di perforazione; per approfondimenti è possibile far riferimento quanto riportato nella documentazione di progetto (*Programma Pozzo esplorativo Lince 1 – Offshore Ibleo, eni S.p.A. E&P Division – Sezione 4, PROGRAMMA DI PERFORAZIONE, Marzo 2014*) allegata al presente Studio di Impatto Ambientale ed a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

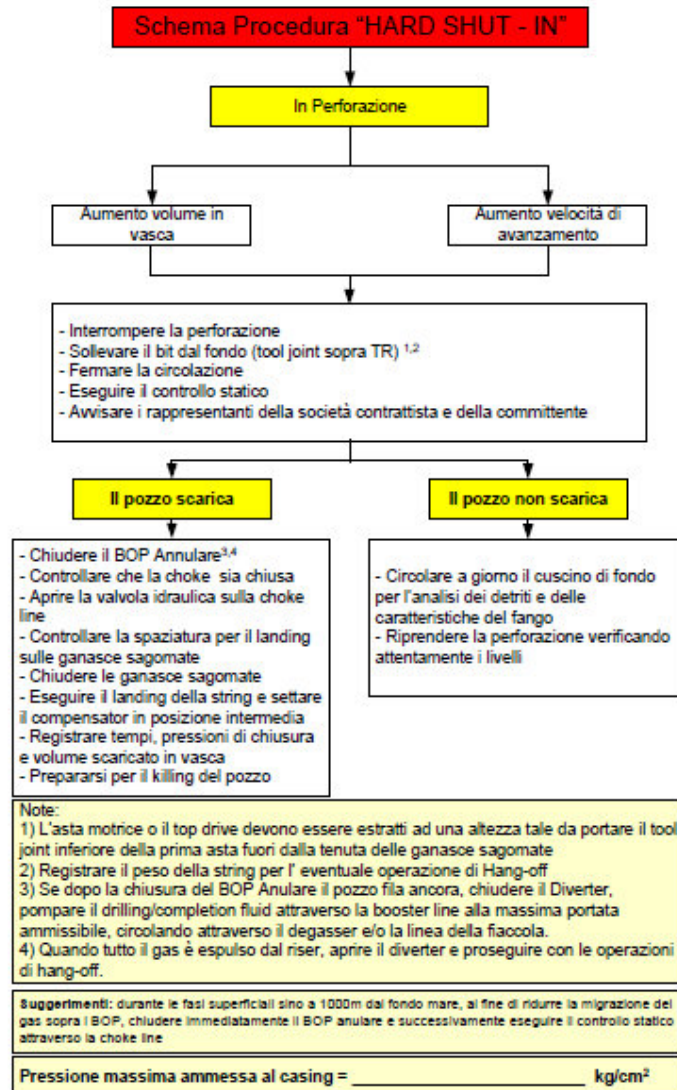



Figura 3-38: procedura di "Hard shut-in" in fase di perforazione

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 75 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tale procedura mira a ridurre, per quanto possibile, il volume di fluido di formazione entrato in pozzo durante l'evento di *kick*, mediante le seguenti operazioni:

- 1) chiusura del BOP;
- 2) apertura valvola idraulica sulla *choke line*
- 3) registrazione delle pressioni alle aste (*Shut In Drill Pipe Pressure, SIDPP*) e al casing (*Shut In Casing Pressure, SICP*) stabilizzate e dell'aumento del volume di fluido in vasca.

Il documento di eni e&p, "*Well Control Policy Manual*", descrive gli step della suddetta procedura in caso di BOP superficiale o sottomarino rispettivamente durante le attività di perforazione, manovra (*tripping*) e discesa di *casing/liner*.

In passato era ampiamente utilizzata la procedura di chiusura pozzo "*soft shut-in*" con lo scopo di evitare carichi d'urto sulle formazioni e ridurre il rischio di fratturazione in corrispondenza della scarpa del *casing*. La procedura consiste nel chiudere il BOP con la valvola idraulica sulla *choke line* completamente aperta, dopo aver chiuso lentamente la duse automatica. Si tratta di un procedimento più lento dell'*hard shut-in* che può portare a maggiore afflusso di fluido di formazione in pozzo. Inoltre, l'entità dei picchi di pressione sulla formazione dipende dal rapporto tra il tempo di chiusura della valvola e il tempo di percorrenza dell'onda di pressione in pozzo. Ciò significa che a seconda del tempo di chiusura della duse a comando manuale e della profondità del pozzo, la procedura *soft shut-in* potrebbe ancora provocare carichi d'urto sulla formazione. Per questi ad altri motivi, riassunti nella **Tabella 3-18**, si preferisce la procedura *hard shut-in*.

Tabella 3-18: vantaggi e svantaggi delle procedure di chiusura pozzo	
SOFT SHUT-IN	HARD SHUT-IN
Vantaggi	Vantaggi
Permette di seguire meglio la pressione al casing riducendo il pericolo di fratturazione sotto scarpa	Richiede minor tempo di esecuzione e quindi si ha un minor volume di fluido di formazione in pozzo
L'apertura della valvola idraulica sulla <i>choke line</i> permette, su taluni pannelli di comando, di tenere attivo il sistema di apertura automatica della <i>choke</i>	Il volume minore comporta una SICP minore
Riduzione del fenomeno del colpo d'ariete dovuto alla istantanea chiusura	Semplice e veloce
Svantaggi	Svantaggi
Si determina un maggiore afflusso di fluido di formazione in pozzo	Aumenta il rischio di fratturare la formazione sottoscarpa


3.4.9.2 Rilasci accidentali di sostanze inquinanti (sversamenti a mare)

Cause

I rilasci di sostanze inquinanti in mare possono riguardare perdite accidentali di gasolio da rifornimento, perdite di fluidi di perforazione e perdite di fluidi di formazione (*blowout*).

Con riferimento alla **Tabella 3-13**, le cause di tali rilasci possono essere legate essenzialmente a:

- perdita di gasolio durante i rifornimenti o dalle aree di stoccaggio presenti sull'impianto;
- perdita di fluidi di perforazione dalle vasche o dal circuito fluidi;
- perdite incontrollate di fluidi di formazione attraverso il BOP (*blowout*). Per la descrizione di tale evento, si rimanda al precedente **paragrafo 3.4.9.1**.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 76 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

Misure preventive

Rilasci accidentali di gasolio

Al fine di evitare sversamenti accidentali in mare dovuti ad eventuali perdite dai serbatoi di stoccaggio di gasolio, sull'impianto di perforazione sono previste specifiche **barriere di contenimento**.

I serbatoi di gasolio sono infatti 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 e trasportati a terra per lo smaltimento ai sensi della normativa sui rifiuti. L'area è isolata tramite pareti tagliafuoco. Inoltre, anche tutti i mezzi navali di supporto alle attività sono dotati di tenute meccaniche atte ad impedire qualsiasi fuoriuscita di acque oleose di sentina.

Si ricorda anche che l'impianto di perforazione è progettato ed attrezzato per operare in sicurezza anche nelle peggiori condizioni meteo-marine ipotizzabili per l'area in esame come verrà descritto nel **paragrafo 3.4.10** (condizioni di mare estremo con tempi di ritorno di 10 anni).


Tuttavia, a scopo precauzionale, nel **Capitolo 5** del presente SIA, al fine di stimare un potenziale rilascio di inquinanti in mare, è stata considerata l'ipotesi, comunque poco probabile, di un incidente connesso alle operazioni di rifornimento di gasolio dell'impianto di perforazione. Tale evento è considerato l'unico incidente possibile, sia in quanto il giacimento è a gas, sia in virtù delle misure di contenimento sopra descritte, atte ad evitare la possibilità di perdite accidentali in mare di olio dalle apparecchiature a bordo dell'impianto. Per valutare tale aspetto è stata eseguita una stima previsionale della dispersione di gasolio a mare mediante software (MEDSLIK v. 5.3.1). In particolare, le simulazioni, per i cui risultati si rimanda al **Capitolo 5**, hanno previsto differenti scenari di dispersione, ognuno caratterizzato da una specifica direzione di propagazione delle forzanti vento e correnti superficiali in ingresso al modello.. Tuttavia, nel caso si dovesse verificare tale evento, si sottolinea che l'impianto di perforazione è assistito 24 ore su 24 da due navi appoggio pronte ad intervenire tempestivamente. In particolare, sul supply vessel master verrà alloggiato il container antinquinamento (abituamente stoccato presso la Banchina portuale più vicina), attrezzato come previsto dal DM 20/05/1982 (ad esempio: panne galleggianti, skimmer a stramazzo, manichette, ecc...), mentre il supply vessel tender verrà utilizzato per adottare la "configurazione antinquinamento" (che prevede la messa in mare di panne assorbenti in caso di evento) coadiuvando il mezzo master.

Rilasci accidentali di fluidi di perforazione

Le operazioni di perforazione di un pozzo petrolifero vengono eseguite mediante fluidi di diversa composizione chimica e proprietà fisiche, con un apporto di materiale solido tale da conferire le caratteristiche necessarie all'ottimizzazione della perforazione (ad esempio, la densità).

Le funzioni di tali fluidi sono:

- raffreddare e tenere pulito lo scalpello;
- diminuire gli attriti della batteria di perforazione;
- trasportare in superficie i detriti di perforazione;
- sostenere la parete del pozzo;
- contrastare l'entrata in pozzo dei fluidi di formazione o la perdita di fluidi verso la formazione, mediante la formazione del pannello e tramite adeguato carico idrostatico.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 77 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Il circuito dei fluidi è un sistema chiuso, nel quale il fluido di perforazione viene pompato attraverso la batteria di perforazione, fuoriesce attraverso lo scalpello (dotato di appositi orifici), ingloba i detriti di perforazione e quindi risale nel foro fino alla superficie, senza contatti con l'ambiente marino. All'uscita dal pozzo il fluido passa attraverso il sistema di rimozione solidi che lo separa dai detriti di perforazione e viene quindi raccolto nelle vasche per essere nuovamente condizionato, quando necessario, e pompato in pozzo.

L'utilizzo del fluido di perforazione all'interno di un sistema chiuso, utilizzato in tutte le attività di perforazione da eni, non comporta pertanto alcuno sversamento a mare e permette di riutilizzare il fluido finché non perde le proprie capacità reologiche.

Il fluido, durante la perforazione e risalita in superficie, può subire alterazioni delle proprietà fisico-chimiche rispetto a quelle programmate; è opportuno, quindi, correggere tali proprietà prima di reiniettarlo mediante pompe (*mud pump*) all'interno della batteria di perforazione ripetendo il suo ciclo.

Il fluido di perforazione, a base acquosa, non più utilizzato, è raccolto in apposite *tank* nel *supply vessel* e trasferito in banchina per il successivo trasporto in idonei centri di trattamento e smaltimento autorizzati.

Il fluido di perforazione è costituito essenzialmente da una base, che può essere acqua dolce (*fresh water mud*), acqua salata (*salt water mud*) o gasolio (*oil based mud*), e da bentonite che si utilizza per la sua proprietà "tixotropica", che permette ai detriti, quando il fango è in movimento, di essere trascinati in superficie e quando il fango è fermo (per esempio, durante l'esecuzione di manovre) di essere tenuti in sospensione invece di precipitare al fondo, bloccando lo scalpello.

La presenza di solidi nel fluido di perforazione può, infatti, compromettere il corretto funzionamento delle attrezzature in pozzo. Inoltre, il fluido di perforazione può agire sulla formazione riducendone le caratteristiche di permeabilità e compromettendone la capacità produttiva ("danneggiamento della formazione").


Nel caso specifico del pozzo Lince 1, inoltre, ad eccezione della *fase Riserless* durante la quale si opererà in perdita totale non si prevede alcuno scarico a mare di prodotti della perforazione, in quanto l'impianto di perforazione soddisferà la clausola essenziale di "*zero discharge*", richiesta contrattualmente dall'operatore alla società proprietaria dell'impianto. I cuttings di perforazione, i fluidi esausti saranno inviati a terra tramite *supply vessels* per il recupero/smaltimento in idonei impianti autorizzati.

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. All'uscita dal pozzo, il fluido 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 nuovamente in pozzo.

Solo i cutting ed i fluidi esausti vengono poi trasportati a terra e smaltiti. 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..

Le caratteristiche dei fluidi di perforazione utilizzati nelle altre fasi del progetto di perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1 sono state dettagliate nel **paragrafo 3.4.4**.

Come descritto al **paragrafo 3.4.4**, durante la **fase di Riserless**, invece, si utilizzeranno esclusivamente fluidi costituiti da acqua marina viscosizzata attraverso polimeri di origine naturale come Guar Gum e Bentonite, utilizzati anche nell'industria alimentare, senza aggiunta di additivi chimici, ed il detrito generato **non è contaminato da nessun additivo chimico**. Tali fluidi vanno scaricati a fondo mare ai sensi del D.M. del 28/07/1994, successivamente modificato dal D.M. 03/03/1998. Tale tipologia di fluidi è

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 78 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

compresa nella **lista OSPAR/PLONOR** in quanto "preparati utilizzati e scaricati in mare aperto che si ritiene presentino poco o nessun rischio per l'ambiente"³.

Sono, pertanto, da escludere eventuali effetti eco-tossicologici dovuti alla variazione del chimismo dell'acqua stessa.

L'influenza del rilascio di tali fanghi con l'ambiente marino è stata invece trattata nel **Capitolo 5** del presente SIA, come potenziale impatto sulla torbidità dell'acque e sulle caratteristiche geomorfologiche del fondale con eventuale ricoprimento di organismi bentonici

Si anticipa, come verrà meglio descritto al **Capitolo 5**, che l'aumento di torbidità sarà temporaneo e completamente reversibile in funzione della dispersione e diluizione dei fluidi nel corpo recettore.

Sistemi di controllo e rilevazione

Rilasci accidentali di gasolio

Tutte le operazioni di rifornimento di gasolio sono presidiate in modo costante ed attento da parte di più operatori, garantendo la tempestività di individuazione di ogni anomalia ed il conseguente pronto intervento correttivo. Una squadra di emergenza, costantemente presente durante le attività, è infatti opportunamente addestrata per garantire il pronto intervento in accordo ai piani di emergenza.

Rilasci accidentali di fluidi di perforazione

Sull'impianto di perforazione è installata una serie di strumenti per monitorare le condizioni operative. In particolare, per quanto riguarda il circuito dei fluidi di perforazione sono presenti:

- *trip tank/ possum belly*;
- indicatori di livello (pitometro e PVT);
- misuratore di flusso (*flow meter*);
- rilevatore densità fango.


Per la descrizione di tali strumenti di controllo, si rimanda al precedente **paragrafo 3.4.9**.

Misure di mitigazione

Sull'impianto di perforazione sono previste le seguenti **barriere di contenimento** per i fluidi di perforazione:

- vasche per la conservazione del cosiddetto "fango di riserva", cioè la quantità di fluido di perforazione pari almeno alla metà del volume del foro, per far fronte ad improvvise necessità derivanti da perdite di circolazione;
- vasche riempite con fluido di perforazione "pesante", vale a dire a densità superiore rispetto a quanto strettamente richiesto dalle operazioni in corso, per contrastare manifestazioni improvvise nel pozzo;
- adeguate strutture e piani di lavoro "impermeabilizzati", capaci di impedire qualsiasi tipo di

³ 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).

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 79 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

sversamento accidentale in mare di acque piovane, fango di perforazione, fluidi di sentina etc;

- strutture e vasche di contenimento per la raccolta di fanghi di perforazione utilizzati e rifiuti prodotti durante le attività di perforazione.

In caso di rilascio accidentale in mare di sostanze contaminanti verranno inoltre messe in atto opportune misure di mitigazione e contenimento previste dai Piani di emergenza eni.

Nel caso specifico del progetto Lince 1, l'impianto di perforazione è assistito 24 ore su 24 da due navi appoggio: sul *supply vessel master* verrà alloggiato il container antinquinamento (abituale stoccato presso la banchina portuale più vicina), attrezzato come previsto dal DM 20/05/1982, mentre il *supply vessel tender* verrà utilizzato per adottare la "configurazione antinquinamento" (che prevede la messa in mare di panne assorbenti in caso di evento) coadiuvando il mezzo *master*.

Ciò permetterà di azzerare i tempi necessari per il trasporto dell'attrezzatura antinquinamento nel luogo di intervento.

Sui due *supply vessel* saranno posizionati 20 fusti di prodotto disperdente autorizzato dal Ministero dell'Ambiente e le attrezzature per lo spandimento in mare. Si precisa, infatti, che i prodotti disperdenti che verrebbero eventualmente utilizzati in casi di sversamenti, sono compresi tra quelli individuati dal Ministero dell'Ambiente e per la Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) che ha identificato diversi prodotti assorbenti e disperdenti, riconosciuti idonei ai sensi del Decreto Ministeriale del 25/02/2011 (*"Definizioni delle procedure per il riconoscimento di idoneità dei prodotti assorbenti e disperdenti da impiegare in mare per la bonifica dalla contaminazione da idrocarburi petroliferi"*) per la bonifica dalla contaminazione di idrocarburi in mare.

In caso di emergenza potrà essere attivato un servizio a chiamata di antinquinamento costituito da una squadra di esperti qualificati con base operativa a Gela, reperibili 24h/24 e 7 giorni su 7.


Si riporta a seguire l'elenco tipo delle dotazioni presenti nei container antinquinamento:

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

3.4.9.3 Eventi incidentali connessi a rilascio gas infiammabili/incendi ed esplosioni

Il pericolo di Incendio ed Esplosione è causato dalla presenza di prodotti infiammabili e fonti di ignizione (causato da possibili fonti presso il cantiere di perforazione: saldatura, fiamme libere, molatura, scintille da cannelli da taglio).

Con riferimento alla **Tabella 3-13**, le possibili cause di un evento di incendio o di esplosione che possono verificarsi durante le diverse fasi di perforazione di un pozzo, possono essere così riassunte:


 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 80 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

- Generazione di scintille a seguito di attriti fra i materiali metallici durante la movimentazione di materiale e attrezzature, o a seguito di corto circuito elettrico
- Rovesciamento di sostanze infiammabili durante la preparazione del fango, in presenza di una fonte di ignizione
- Ingresso in pozzo di fluidi di formazione durante le operazioni di perforazione
- Perdite attraverso il BOP a causa di malfunzionamento o sistemi di contenimento della pressione
- Presenza di una fonte di ignizione
- Intercettazione di una sacca di gas a bassa profondità durante la perforazione di strati superficiali
- Malfunzionamento del diverter
- Incorretta esecuzione delle operazioni di controllo del pozzo
- Procedure inefficaci di controllo pozzo
- Perdite totali di fango nella formazione, con nessun ritorno in superficie
- Guasto del sistema BOP
- Carenza in cantiere, di prodotti per il confezionamento del fango
- Impossibilità di mettere in sicurezza il pozzo in perforazione mediante barriere meccaniche, a causa dell'arresto generale di corrente
- Presenza di gas infiammabile
- Perdite attraverso le attrezzature e linee di test
- Cambi di direzione del vento, con spinta di gas infiammabili verso l'area del pozzo (prova di produzione)
- Spegnimento involontario della fiamma e rilascio di idrocarburi incombusti (prova di produzione)
- Presenza di scintille o altra fonte di ignizione (prova di produzione)
- Manovre errate durante il trasferimento di combustibile
- Fuoriuscita di combustibile da tubi rotti o da flessibili durante il trasferimento di combustibile.

Misure preventive

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;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 81 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

- 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.

Sistemi di controllo e di rilevazione

Gli impianti di perforazione sono dotati di sistemi di rilevazione sia di incendio sia di miscela esplosiva, normalmente costituiti da reti di rilevatori (pneumatici o elettronici) che segnalano l'evento ai dispositivi di comando e controllo.

Il riconoscimento degli eventi pericolosi comporta il successivo azionamento automatico delle sequenze di intervento che, in funzione della gravità della situazione che le ha determinate, provvedono all'attivazione di diversi livelli di blocco degli impianti.

Sistema di rilevazione gas

I sistemi di rilevazione gas consistono in dispositivi capaci di effettuare un monitoraggio continuo della presenza di gas infiammabili o tossici.

Essi sono normalmente collocati in ambienti poco arieggiati e in cui possono esservi perdite di gas, pericolose per la presenza di personale o di apparecchiature elettriche o di motori a scoppio (per es. nell'area dei pozzi, sul piano sonda, nell'area vasche/ vibrovaglio del fluido di perforazione, vicino alle prese d'aria degli ambienti pressurizzati, nelle canaline dei cavi elettrici).


Il principio di funzionamento del *gas detector* è basato sulla variazione di resistenza di due filamenti facenti parte di un ponte elettrico, causata dalla combustione di gas infiammabili o dalla presenza di gas venefici. Il segnale elettrico che ne risulta indica il grado di concentrazione del gas e provoca, in caso di pericolo, un allarme sonoro e luminoso.

Sistema di rilevazione incendio

I sistemi di rilevazione incendio consistono in apparecchiature di diverso tipo per la segnalazione acustica o luminosa di incendi in locali chiusi. Essi possono essere basati sulla reazione al fumo (smoke detector), alla luce (optical sensor), all'aumento di temperatura (heat detector), alla fiamma (flame detector), ecc.

Il dispositivo più diffuso è costituito dalle reti di tappi fusibili (aventi punto di fusione di circa 70 °C), realizzato con una o più reti pneumatiche mantenute in pressione (normalmente di 4-6 bar) poste nelle immediate vicinanze delle apparecchiature principali contenenti gas.

In caso di incendio, la fusione dei tappi fusibili provoca la depressurizzazione della rete, rilevata da un quadro blocchi che attiva immediatamente la sequenza di depressurizzazione delle linee di alimentazione degli attuatori pneumatici delle valvole a chiusura/apertura automatica, e provoca successivamente la chiusura delle valvole di intercettazione impianto SDV (*Shut-Down Valve*), poste in corrispondenza delle teste pozzo e sul collettore di uscita, e l'apertura delle valvole di depressurizzazione BDV (*Blow Down Valve*) degli impianti.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 82 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

L'apertura delle valvole di depressurizzazione BDV viene attivata con un ritardo calcolato rispetto alla chiusura delle valvole SDV, per assicurare che gli impianti inizino a depressurizzarsi solo quando le valvole SDV siano in perfetta posizione di chiusura.

L'attivazione dei livelli di blocco PSD ed ESD viene segnalata sul quadro blocchi e, solitamente, mette in funzione i dispositivi di teleallarme per allertare il personale delle squadre di emergenza.

Livelli di blocco

I livelli di blocco normalmente presenti sugli impianti sono:

- ESD (*Emergency Shut-Down*)
- PSD (*Process Shut-Down*)
- LSD (*Local Shut-Down*).

La sequenza delle operazioni che attivano, descritta di seguito, è predisposta per ordine di gravità.

L'**Emergency Shut-Down** è il livello di emergenza di più alta priorità e viene attivato dai sistemi di rilevazione incendio (tappi fusibili, rilevatori a infrarossi, cavi termosensibili, ecc.), oltre che manualmente tramite una serie di pulsanti collocati in posizioni strategiche (ingressi, posti operatore, ecc.).

Esso è associato al complesso di tutte le unità di processo e dei servizi e comporta il blocco generale del processo e, in sequenza, la depressurizzazione generale dell'intero impianto, la segregazione dei liquidi presenti e il sezionamento dell'alimentazione di energia elettrica dalle utenze, a eccezione di quelle considerate prioritarie quali impianti antincendio, illuminazione di emergenza, sistemi di comunicazione, ecc.

Il gas di depressurizzazione viene avviato ai soffioni e alle torce fredde che provvedono a smaltirlo in aree di sicurezza e ad assicurarne la diluizione a livelli di concentrazione non pericolosi.

Il **Process Shut-Down** comporta il solo blocco del processo di trattamento ed è associato a sezioni di impianto omogenee (per es. sezione olio e sezione gas). Esso è attivato automaticamente dalla variazione anomala dei valori dei principali parametri che regolano il funzionamento del processo, quali per es.: alta o bassa pressione sulle linee di trattamento, alta temperatura dei riscaldatori, altissimo livello dei separatori, alta o bassa pressione rilevata sulle linee di alimentazione della strumentazione pneumatica, ecc.


Per alcune singole apparecchiature (quali per es. i separatori gas e i riscaldatori) è presente anche il livello di blocco **Local Shut-Down** che, attivato dalla strumentazione posizionata sull'apparecchiatura controllata, ne comporta un blocco limitato e reversibile, senza interferire quindi con la funzionalità complessiva degli impianti presenti nell'area.

Misure di mitigazione

Come previsto dalla normativa, ogni impianto di perforazione è dotato di adeguati sistemi di estinzione (ad es. estintori portatili o carrellati) dislocati in tutte le aree critiche. Sono state, inoltre, definite specifiche procedure di gestione operative e di emergenza.

Di seguito si dettaglia la procedura che generalmente viene applicata in caso di incendio generato da un pozzo in blowout. In tale situazione, per spegnere l'incendio è prevista l'applicazione di diversi metodi:

- enormi quantità d'acqua;
- prodotti chimici (polveri, schiuma);
- esplosivi;
- gas esausti prodotti da motori jet di aerei montati su veicoli di trasporto (*driving vehicle*).

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 83 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

Acqua

Il principale metodo utilizzato per limitare i danni alle strutture a seguito di incendi da *blowout* consiste nell'applicazione di acqua. Il getto d'acqua agisce in diversi modi:

- raffredda il fuoco portandolo al di sotto della temperatura di accensione spontanea, assorbendo calore come viene vaporizzata a "*flash steam*" (*as it is flashed to steam*);
- rimuove l'ossigeno e soffoca il fuoco, nel caso in cui l'acqua sia vaporizzata come "*flash steam*";
- spiazza il carburante dal fuoco.

Tuttavia, il principale utilizzo del getto d'acqua come sistema antincendio non è tanto quello di spegnere l'incendio, quanto permettere al personale specializzato di lavorare accanto al fuoco. I primi sforzi dei vigili del fuoco sono focalizzati, infatti, sulla rimozione di detriti e in operazioni che portano il fuoco a bruciare in direzione verticale.

Questi interventi antincendio vengono svolti per mezzo di navi offshore, *pompe da incendio*, *navi gru per il montaggio di piattaforma* e *per la posa di condotte in mare*, *hydraulic dredge barges*, ecc.

Le navi offshore hanno una notevole capacità antincendio: 10,000 gpm (2,271 m³/h), con monitor montati in alto sulla nave in modo che il getto d'acqua possa raggiungere anche piattaforme di grandi dimensioni. Le pompe da incendio (*fire pumps*) sono sistemi più piccoli utilizzati per il trasporto di aria. Esse forniscono 4,000 gpm (circa 910 m³/h) ad una pressione di 250 psi in testa.

Prodotti chimici

Sostanze chimiche schiumose e secche vengono utilizzate come sistema antincendio, seppur in maniera limitata. La schiuma consiste in acqua, schiuma concentrata e aria.

In particolare, tali sostanze vengono utilizzate per incendi che bruciano idrocarburi liquidi. Esse agiscono in modo da soffocare la superficie del combustibile (escludono ossigeno), sopprimere le emissioni di vapor acqueo (limitano il rilascio di vapore esplosivo), generare vapore (rimuovono il calore e sostituiscono l'ossigeno), raffreddare la superficie (assorbono calore) e riflettere calore radiante.

Le sostanze chimiche secche, invece, vengono più comunemente utilizzate per interventi su pozzi in casi estremi.


Esplosivi

Per "esplosivi" si intendono dinamiti con grado di nitroglicerina dell'80%. L'esplosione generata da tali sostanze conduce temporaneamente il combustibile lontano dal punto di sviluppo della fiamma e priva tale zona dell'ossigeno che potrebbe portare ad una riaccensione istantanea.

Ad oggi, gli esplosivi vengono utilizzati insieme ad acqua per prevenire la riaccensione dell'incendio, quando l'approvvigionamento di acqua o la capacità delle pompe non sia sufficiente, da sola, a spegnere il fuoco.

Gas esausti

L'utilizzo di gas di scarico di motori jet rappresenta il più efficiente metodo di spegnimento di un incendio. Tale metodo consiste nell'utilizzo di un veicolo, sul quale viene montato un motore jet, in grado di fornire elevate portate di gas di scarico esausti mescolati ad acqua, sostanze chimiche e schiumose, direttamente sul fuoco.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 84 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

3.4.9.4 Collisioni di navi con l'impianto di perforazione

Cause

Si tratta di un evento estremamente raro che 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.

Misure preventive

La Capitaneria di Porto competente, sentita la Sezione Idrocarburi del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), fisserà delle zone di sicurezza intorno all'impianto di perforazione nelle quali sarà proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati.

Nello specifico, durante le attività di perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1, attorno all'impianto di perforazione si ritiene opportuno prevedere un'area di interdizione pari a 500 m di raggio dall'impianto, per le attività di navigazione e pesca.

Sistemi di controllo e di rilevazione

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

3.4.10 Sicurezza in condizioni di mare estremo

Nel caso specifico del Pozzo esplorativo Lince1, l'impianto utilizzato risponderà ai requisiti indicati per lo Scarabeo 9.


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 esplorativo Lince 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).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 85 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Il confronto (cfr. **Tabella 3-19:**) 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 3-19: 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

3.4.11 Rischio sismico e progettazione di pozzi petroliferi

Le Compagnie Petrolifere non sono particolarmente interessate alle zone sismicamente attive, non soltanto per ragioni di sicurezza degli impianti, ma soprattutto perché tali aree, a causa delle loro particolari caratteristiche geologiche, **non risultano idonee alla formazione di giacimenti petroliferi e gassiferi.**

Le aree a elevata sismicità sono caratterizzate, infatti, dalla presenza di elementi tettonici attivi, quali faglie e fratture, che riducono enormemente le possibilità di accumulo e conservazione degli idrocarburi nel sottosuolo. Ciò accade perché il giacimento di idrocarburi è strettamente legato alla presenza di una "trappola" geologica, ben sigillata, quindi in grado di garantire l'accumulo e la conservazione dei fluidi, evitandone qualsiasi via di fuga; qualora intervengano disturbi di natura tettonica, l'integrità della trappola viene compromessa, impedendo così la formazione del giacimento.

Le aree sismiche sono quindi sfavorevolmente indiziate nei confronti dell'esplorazione petrolifera, a causa del loro elevato rischio minerario, che ne riduce o annulla ogni interesse economico e operativo. A ciò si aggiunge anche il rischio "terremoto" che è proprio di queste aree e che comporta temibili conseguenze sulla sicurezza degli impianti e, ovviamente, del personale, in particolare nel caso di strutture offshore.


Considerati i delicati risvolti dell'argomento, e ai fini di una valutazione oggettiva delle realtà connesse a tali problemi, è opportuno sottolineare l'elevatissima qualità delle tecnologie adottate dall'industria petrolifera, tecnologie che trovano applicazione sia nella programmazione che nelle successive fasi operative, garantendo le scelte più appropriate e sicure.

In particolare, per quanto riguarda la progettazione dei pozzi petroliferi, essa viene eseguita con criteri tali da garantire che il pozzo, una volta costruito, possa resistere a tutte le sollecitazioni cui esso sarà potenzialmente sottoposto sia durante la fase di perforazione, sia soprattutto durante la sua eventuale vita produttiva (20-30 anni), senza che le sue prestazioni possano in alcun modo venire alterate o diminuite.

In tal senso, l'aspetto più importante riguarda il rivestimento dei pozzi petroliferi con tubi di acciaio (*casing*), i quali sono progettati in modo da sopportare deformazioni di entità molto maggiori di quelle provocate dal passaggio di onde sismiche.

3.4.12 Chiusura mineraria e rimozione delle strutture

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 86 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

In genere questa operazione viene realizzata tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento dei livelli produttivi, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione dei pozzi. Scopo di quest'attività è evitare la fuoriuscita.

La chiusura mineraria (cfr. **Figura 3-39**) è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza. Tali attività sono comunque sottoposte all'autorizzazione dell'ente minerario competente (UNMIG).

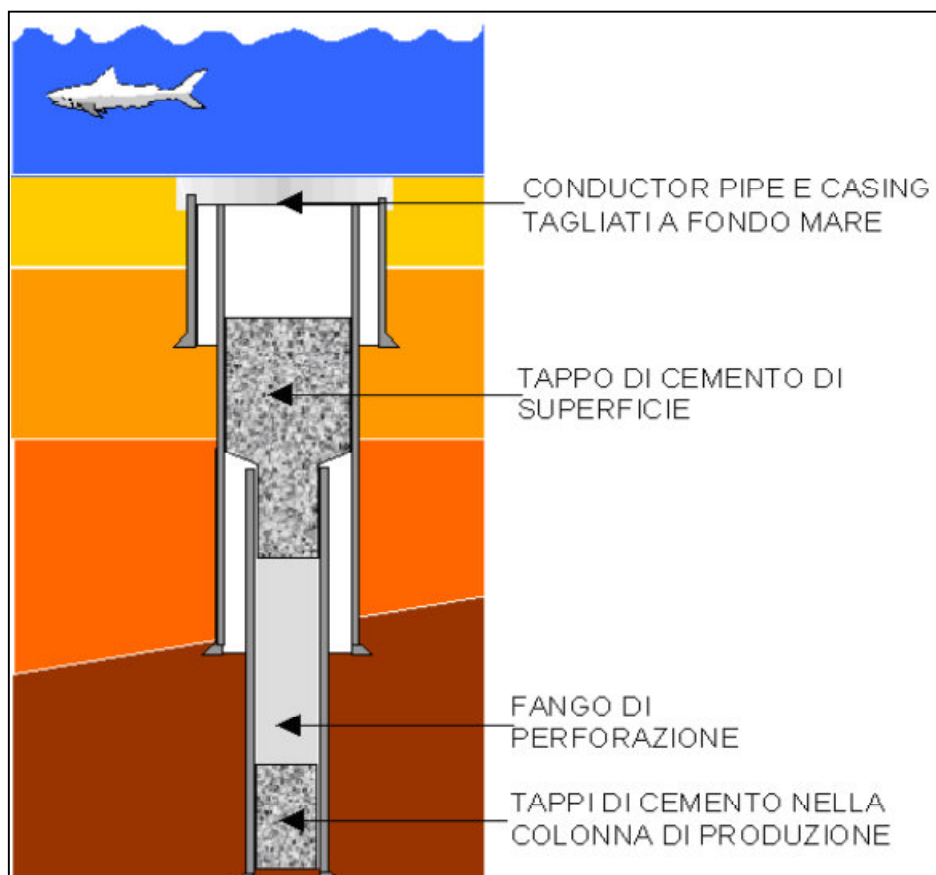



Figura 3-39: esempio di profilo di chiusura mineraria

La chiusura mineraria, realizzata mediante l'utilizzo dell'impianto di perforazione, include la realizzazione e l'uso combinato di:

- **Tappi di Cemento**: isolano le pressioni al di sotto di essi, annullando l'effetto del carico idrostatico dei fluidi sovrastanti. Una volta calata la batteria di aste fino alla prevista quota inferiore del tappo si procede con l'esecuzione dei tappi di cemento pompando e spiazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione, una malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. Ultimato lo spiazzamento si estrae dal pozzo la batteria di aste;
- **Squeeze di Cemento**: operazione di iniezione di fluido in 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 aperti tramite perforazioni del *casing*;
- **Bridge-Plug - Cement Retainer**: i *bridge plug* (tappi ponte) sono tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del *bridge plug*

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 87 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

sono i cunei, che servono per ancorare l'attrezzo contro la parete della colonna, e la gomma (*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.

- Fluido di Perforazione: le sezioni di foro libere (fra un tappo e l'altro) vengono mantenute piene di fluido di perforazione a densità opportuna, in modo tale 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, al fine di non lasciare parti sporgenti dal fondo mare che potrebbero provocare danno alle reti utilizzate dai pescherecci.

Il programma di chiusura mineraria sarà sottoposto alle autorità competenti per approvazione.

3.5 GESTIONE DELLE EMERGENZE

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 di pronto intervento.


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.

La Pianificazione delle Emergenze ha come obiettivo principale quello di rispondere in modo tempestivo ad una emergenza industriale al fine di evitare o di mitigare gli effetti indesiderati provocati dall'accadimento sulla popolazione o sull'ambiente.

Per minimizzare le conseguenze provocate da tali eventi incidentali è prevista la redazione di appositi Piani Di Emergenza: Interni (PEI) ed Esterni (PEE) allo stabilimento industriale. I primi sono volti a individuare le azioni da compiere, in caso di emergenza, da parte del gestore e dei suoi dipendenti, mentre i PEE organizzano e coordinano azioni e interventi di tutti i soggetti coinvolti nella gestione degli incidenti rilevanti, raccordandosi con i PEI.

I requisiti minimi che concorrono a rendere efficace un PEE riguardano i tre elementi di seguito descritti che devono essere contemporaneamente presenti nel documento di pianificazione:

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 88 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

- sistemi di allarme: indispensabili per avvertire la popolazione e i soccorritori del pericolo imminente;
- informazione alla popolazione: effettuata dal Sindaco per rendere noti tutti i dati relativi alle sostanze pericolose, agli incidenti rilevanti e agli effetti di questi sulla salute umana nonché alle misure di autoprotezione e alle norme comportamentali da assumere in caso di emergenza;
- vulnerabilità territoriale: cartografia degli elementi vulnerabili unitamente ai luoghi ove è necessario inviare con tempestività i soccorsi.

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:

- 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 Company Emergency Response PLAN;

ed è collegato ai seguenti documenti:

- "Piano Generale di Emergenza Distretto Meridionale";

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Giugno 2014</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 89 di 98</p>
--	---------------------------------	---	---

- "Piano Generale di Emergenza eni Mediterranea Idrocarburi".

Il 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 esplorativo Lince 1, il Piano di riferimento è il "Piano Generale di Emergenza Distretto Meridionale (PEM-INT-07-01 rev.02 del 15/11/11)", 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.

Nelle figure da **Figura 3-40** a **Figura 3-44**, si riportano gli schemi di flusso per la classificazione e l'identificazione del livello di emergenza. Gli stessi saranno disponibili sull'impianto dall'inizio delle operazioni.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 90 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------



Figura 3-40: schema di classificazione del livello di emergenza (Fonte: doc. eni "Programma geologico e di perforazione Pozzo Lince 1", marzo 2014)

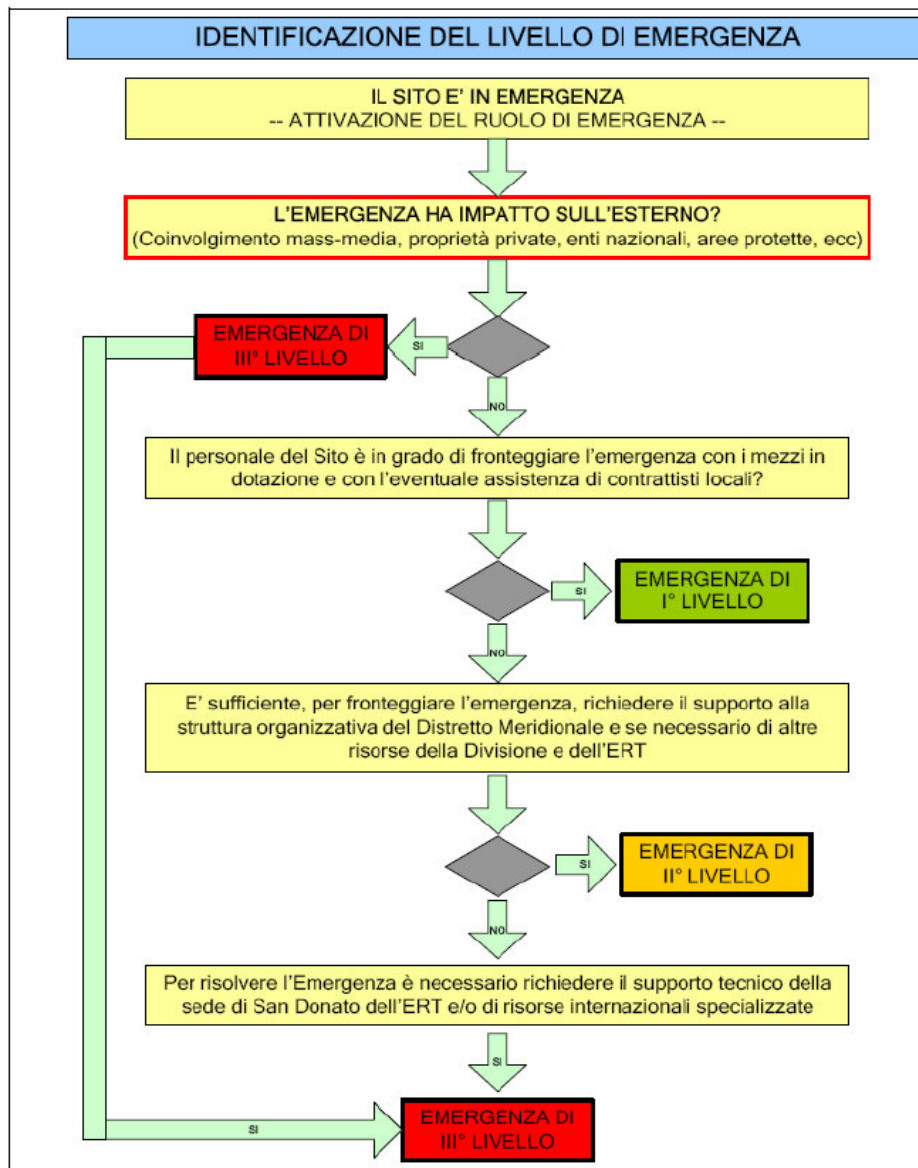


Figura 3-41: schema di flusso per l'identificazione del livello di emergenza (Fonte: doc. eni "Programma geologico e di perforazione Pozzo Lince 1", marzo 2014)

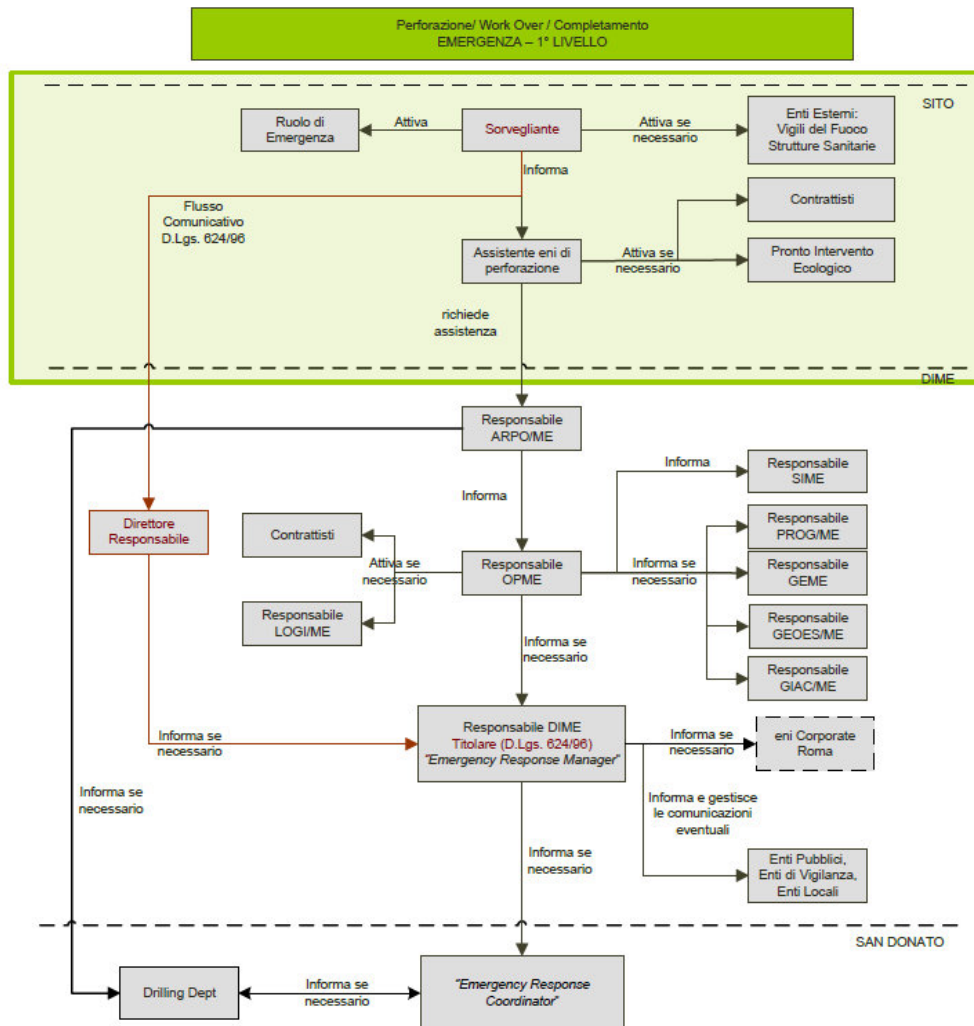


Figura 3-42: diagramma a blocchi per la gestione delle emergenze di 1° Livello (Fonte: doc. eni "Programma geologico e di perforazione Pozzo Lince 1", marzo 2014)

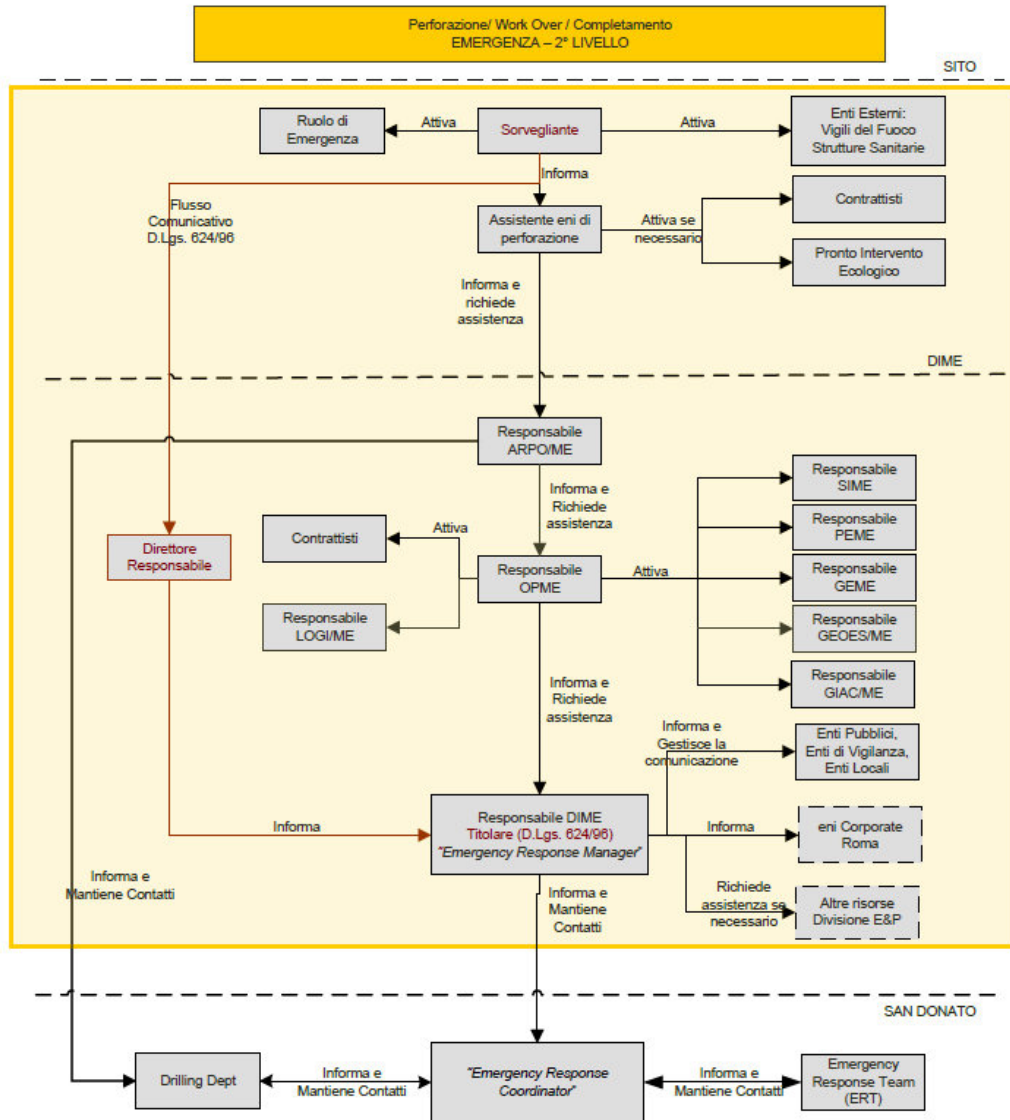


Figura 3-43: diagramma a blocchi per la gestione delle emergenze di 2° Livello (Fonte: doc. eni "Programma geologico e di perforazione Pozzo Lince 1", marzo 2014)

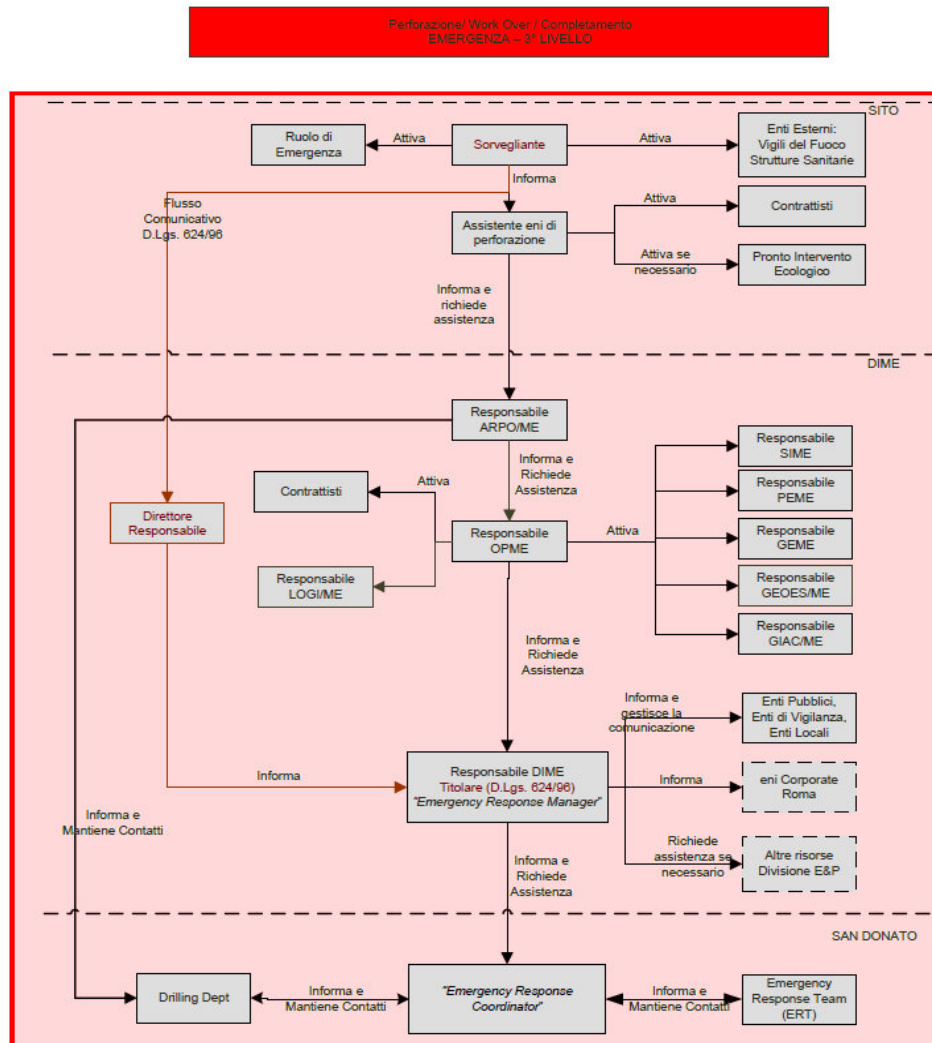



Figura 3-44: diagramma a blocchi per la gestione delle emergenze di 3° Livello (Fonte: doc. eni "Programma geologico e di perforazione Pozzo Lince 1", marzo 2014)

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:

- predisporre le norme esecutive per esercitare direttamente la direzione di tutte le operazioni di riduzione del danno finalizzate alla bonifica;
- regolamenta forme e modalità pratiche/esecutive di intervento che le Autorità dello Stato, centrali e periferiche, con la collaborazione delle Regioni e degli Enti Locali, devono 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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 95 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

3.5.1 Piano di Emergenza Ambientale Off-shore

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

Nel suddetto Piano sono definiti i ruoli, le responsabilità, le competenze e le azioni operative da intraprendere in funzione dei diversi livelli di emergenza.

In DIME, in coerenza con tale Piano, il referente delle attività dei mezzi marini (AERM) ha la responsabilità di mobilitare le risorse del Servizio di risposta Antinquinamento Marino, rese disponibili da parte dell'Appaltatore a cui è demandata l'esecuzione dei servizi antinquinamento marino.

Infatti, eni e&p, per garantire la pronta risposta in caso di sversamenti a mare si è dotata di un servizio a chiamata di pronto intervento antinquinamento, con personale in grado di intervenire, con mezzi ed attrezzature, entro 4 ore dalla chiamata e con personale reperibile 24h/24 e 7 giorni su 7.

Inoltre, in ottemperanza a quanto previsto dalla normativa - Decreto Ministeriale del 20/05/1982 "Norme di esecuzione del DPR 24 maggio 1979, n. 886, concernente le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nel mare" sono state attrezzate basi operative a terra ove sono disponibili le dotazioni necessarie ad assicurare l'immediato ed efficace intervento.

Si riporta l'elenco tipo delle dotazioni presenti presso le basi operative, il cui numero viene adeguato in relazione alle esigenze di ciascuna base:


- Kit antinquinamento contenenti ciascuno sacchetti di materiale assorbente, barriere assorbenti, cuscini assorbenti, fogli assorbenti, contenitori per i rifiuti;
- Panne galleggianti di tipo pneumatico, corredate di tutti gli accessori necessari;
- Skimmer a stramazzo completo di galleggianti;
- Fusti di prodotto disperdente, autorizzato da MATTM.

Tali dotazioni sono movimentate e gestite, in caso di intervento, mediante l'uso di mezzi navali *Supply Vessel* dedicati quotidianamente allo svolgimento dell'attività operativa off-shore; inoltre, i mezzi navali in appoggio durante le attività di perforazione sono dotati di almeno n° 20 fusti di disperdente con attrezzature per lo spandimento.

3.5.2 Esercitazioni di Emergenza

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

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 96 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

3.6 FORMAZIONE DEL PERSONALE

Come precisato in precedenza, la pronta risoluzione dell'emergenza è determinata anche dalla specializzazione del personale coinvolto e, quindi, dall'esecuzione delle operazioni da parte di personale addestrato e con adeguata esperienza che, individualmente o collettivamente, sia in grado di:

- eseguire il compito assegnato in modo sicuro e nel rispetto dell'ambiente;
- far fronte a situazioni di pericolo;
- reagire rapidamente e in modo appropriato a ogni emergenza;
- in caso di incidente, ridurre al minimo le lesioni personali e i danni all'ambiente.

A tale riguardo, eni e&p prevede una costante formazione del personale, per mezzo di corsi ed esercitazioni, quali:

- Corsi di informazione su attività e attrezzature degli impianti di perforazione;
- Corsi di controllo del pozzo (*Well Control*) riconosciuti a livello internazionale, rivolti al personale che ricopre un ruolo attivo per la sicurezza del pozzo;
- Corsi di primo soccorso, tenendo conto della tipologia dell'attività svolta, rivolti al personale responsabile della gestione e dell'organizzazione del cantiere;
- Corsi antincendio, effettuati in collaborazione con Società specializzate, rivolti al personale addetto alle emergenze;
- Corsi di addestramento H₂S, rivolti al personale addetto alle emergenze.

Viene, inoltre, implementato un piano sistematico di audit (ispezioni, rilevazioni, analisi, revisioni, ecc.) onde acquisire la certezza che ogni dipendente sia addestrato a operare con piena cognizione dei rischi potenziali connessi alla propria attività, in modo da assicurare che le operazioni vengano condotte nel rispetto delle leggi vigenti e delle norme aziendali, e che eventuali manchevolezze possano essere corrette con tempestività.

3.7 SQUADRE DI EMERGENZA


In cantiere sono sempre presenti squadre di emergenza dedicate, la cui composizione e azioni sono identificate attraverso specifiche Analisi dei Rischi e descritte nella relativa documentazione.

Le squadre tipicamente operanti sono:

- Squadra antincendio;
- Squadra di controllo pozzo;
- Squadra supporto tecnico;
- Squadra di soccorso per emergenze specifiche.

3.8 ORGANIZZAZIONE INTERNA PER LA RISPOSTA ALLE EMERGENZE

Un'organizzazione interna di risposta all'emergenza, costituita da squadre e individui, viene creata sulla base di linee guida aziendali.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 97 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tale procedura aziendale delinea la struttura di autorità (*authority structure*), le relazioni gerarchiche e stabilisce il controllo e il collegamento tra tutte le parti coinvolte.

In sintesi, la **Tabella 3-20** riporta l'organizzazione interna per la risposta alle emergenze.

Inoltre, qualsiasi contrattista delle operazioni in pozzo, che lavora per o per conto di eni, contribuisce alla gestione di situazioni di emergenza attraverso adeguate capacità d'intervento e preparazione.

Tabella 3-20: organizzazione per la risposta alle emergenze	
Sull'impianto	<p>Well Control Response Team (squadra che opera sull'impianto di perforazione) in cantiere guidato dal Well Operations Site Responsible (ha la responsabilità di gestire i pericoli associati alle operazioni di realizzazione di un pozzo petrolifero), assistito dal Drilling Contractor Site Responsible (è incaricato dalla contrattista di perforazione a supervisionare la squadra di perforazione e l'impianto, generalmente di proprietà della contrattista stessa. Ha la responsabilità di dirigere i membri della squadra in modo che la loro sicurezza sia garantita.).</p> <p>Questa squadra può essere assistita e avvertita, come richiesto, dal:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Well Operations rig staff • Services Contractors Engineers/ Operators
Nell'"Emergency Room" in cantiere	<p>Site Emergency Response Team in un Site Emergency Response Centre (SERC) assistito da un Offshore Installation Manager (come il On-Scene Commander) (ha la responsabilità di eseguire le attività tattiche di risposta a situazioni di emergenza in piena sicurezza e utilizzando in modo efficiente la squadra di emergenza che opera in sito), supportato dal Well Operations Site Responsible (o Deputy).</p> <p>Questa squadra può essere assistita e avvertita, come richiesto, dal:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Marine – Logistics Advisor • Consulente HSE • Operatore Radio • Paramedico/ dottore • Altre persone, a seconda delle necessità


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	Doc. SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 3 Pag. 98 di 98
---	------------------------	--	--------------------------------

Tabella 3-20: organizzazione per la risposta alle emergenze

Nella sede distrettuale di eni e&p	<p>L'Emergency Response Team (ERT) (gestisce globalmente la risposta all'emergenza per conto di eni e&p, al fine di mitigare, in modo efficiente, l'evento indesiderato e ridurre al minimo le conseguenze sulla salute del personale, sull'ambiente, sul patrimonio e sulla reputazione della Compagnia), situato in sede in un Emergency Response Centre, guidato da un Emergency Coordinator (EC), supportato dal Well Operations Manager (or Deputy) (coordina le attività di "Well Control Response" e tiene continuamente informato l'EC sulla situazione).</p> <p>Questa squadra può essere assistita e avvertita, come richiesto, dal:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Supporto tecnico • Supporto medico • Media Response Team • Relatives Response Team • Management Support. <p>Il Well Operations Technical Support Team, guidato dal Well Operations Manager o dal Head of Well Construction (HOWC), assiste il Drilling Staff sull'impianto, in termini di supporto ingegneristico e operativo in situazioni di emergenza per il controllo del pozzo. Informa continuamente la Squadra di Risposta all'Emergenza sullo stato del "well control".</p> <p>Il Crisis Management Team (è responsabile della gestione di impatti più ampi ed eventi connessi ad un più importante incidente.).</p>
------------------------------------	--