

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 1 di 53
---	---------------------	---	----------------------------

INDICE

3	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....	5
3.1	INTRODUZIONE	5
3.2	ALTERNATIVA ZERO E VALUTAZIONE QUALITATIVA DEI POSSIBILI BENIFICI DERIVANTI DAL PROGETTO6	
3.2.1	Possibili ricadute occupazionali	6
3.3	PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI	8
3.4	DATI GENERALI DEL CAMPO GAS PANDA.....	9
3.4.1	Dati generali.....	9
3.4.2	Posizionamento delle teste pozzo e degli obiettivi minerari	11
3.5	OPERAZIONI DI PERFORAZIONE	11
3.5.1	Programma di perforazione dei pozzi.....	11
3.5.2	Casing profile	12
3.5.3	Impianto di perforazione	12
3.5.4	Tecniche di perforazione	17
3.5.5	Completamento dei pozzi	17
3.5.6	Produzione di reflui, rifiuti solidi ed emissioni	17
3.5.7	Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione	26
3.5.8	Prevenzione e controllo durante la perforazione	28
3.5.9	Sicurezza in condizioni di mare estremo	31
3.6	PRINCIPALI MEZZI NAVALI COINVOLTI.....	32
3.7	INSTALLAZIONE DELLE STRUTTURE IN ALTO FONDALE	32
3.7.1	Installazione di una struttura subacquea tipo (PLEM)	33
3.7.2	Installazione condotta per il trasporto gas	34
3.8	OPERAZIONI DI VARO	39
3.8.1	Norme generali	39
3.8.2	Normali operazioni di varo	39
3.8.3	Sistema di Varo a J.....	39
3.8.4	Sistema di Varo a S	40
3.8.5	Procedure di saldatura e di controllo NDT	40

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 2 di 53
---	---------------------	---	----------------------------

3.8.6	Procedure per il ricopimento del giunto di saldatura	40
3.8.7	Operazioni di emergenza - abbandono e recupero	40
3.8.8	Posa della parte terminale della condotta	40
3.8.9	Interro della sealine.....	41
3.8.10	Installazione di uno spool	41
3.9	AREE DI RISCHIO PER LA POSA DELLA CONDOTTA.....	43
3.9.1	Aree di rischio geologico (Geohazard)	43
3.9.2	Rischio sismico dell'area	48
3.9.3	Aree di rischio vulcanico	49
3.9.4	Rischi dovuti ad interferenze esterne (traffico marittimo e pesca)	49
3.9.5	Sicurezza in condizioni di mare estremo	50
3.10	SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA	50
3.11	INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NELL'OFFSHORE SICILIANO	51

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 3 di 53
---	---------------------	---	----------------------------

INDICE DELLE FIGURE

Figura A 3-1: consumi e produzione di gas in Sicilia con previsioni al 2030, con e senza Ibleo (Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia).....	8
Figura A 3-2: schema di perforazione del Campo Gas Panda, nell'ambito del più ampio Progetto "Offshore Ibleo". In rosso i nuovi pozzi previsti.....	9
Figura A 3-3: diagramma della pressione in funzione della profondità dei reservoirs del Campo Gas Panda.....	10
Figura A 3-4: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista diurna)	13
Figura A 3-5: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista notturna).....	14
Figura A 3-6: schema dell'impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9.....	15
Figura A 3-7: Schema di ormeggio dell'impianto Scarabeo 9	16
Figura A 3-8: rappresentazione 3D del sistema di ancoraggio dell'Impianto Scarabeo 9	17
Figura A 3-9: cassonetto per detriti sotto lo scivolo dei vibrovagli (a sinistra) e particolare del coperchio a tenuta (a destra)	22
Figura A 3-10: trasporto a terra dei cassonetti tramite Supply Vessel.....	23
Figura A 3-11: trasbordo dei cassonetti dal Supply Vessel alla banchina	23
Figura A 3-12: esempio di B.O.P. anulare	28
Figura A 3-13: esempio di BOP a ganasce.....	29
Figura A 3-14: schema delle strutture sottomarine.....	33
Figura A 3-15: dettaglio del tratto di condotte previste nel Campo Gas Panda nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo"	36
Figura A 3-16: sistema di Tie-in orizzontale (a sinistra) e in Stabcon (a destra)	42
Figura A 3-17: esempio di 12" Multibore Collet Connector (a sinistra) ed esempio di 30" Clamp Connector (a destra)	43
Figura A 3-18: rappresentazione delle pendenze del fondale e della scarpata continentale	45
Figura A 3-19: analisi rischio geologico effettuata lungo il tracciato previste nell'ambito del progetto "Offshore Ibleo" e dettaglio dell'area oggetto del presente studio.....	47
Figura A 3-20: dettaglio area di indagine per il Campo Gas Panda.....	48
Figura A 3-21: accelerazione di picco degli eventi sismici (PGA) determinata in corrispondenza del substrato roccioso e al "mudline" lungo il tracciato della sealine	49
Figura A 3-22: cronoprogramma indicativo delle attività di eni e&p in progetto nell'area vasta del Campo Gas Panda	52

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 4 di 53</p>
--	-----------------------------	---	------------------------------------

INDICE DELLE TABELLE

Tabella A 3-1: riserve di gas e numero di pozzi di perforazione per il Campo Gas Panda.....	9
Tabella A 3-2: tempistiche relative alla perforazione ed al completamento dei pozzi	11
Tabella A 3-3: caratteristiche tecniche dell'impianto tipo di perforazione semisommersibile SCARABEO 9	15
Tabella A 3-4: Stima dei volumi di fluidi prodotti per pozzo	19
Tabella A 3-5: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione SW-GE e FW-EP e loro caratteristiche.....	19
Tabella A 3-6: stima dei volumi di fluidi prodotti per pozzo	20
Tabella A 3-7: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione e LT-IE e loro caratteristiche	21
Tabella A 3-8: quantità di rifiuti prodotti	24
Tabella A 3-9: Caratteristiche emissive dei motori Wärtsilä W12V32.....	25
Tabella A 3-10: verifica condizioni di sicurezza dell'impianto Scarabeo 9 nell'area di progetto	31
Tabella A 3-11: Principali caratteristiche progettuali della sealine in progetto nel Campo Gas Panda	38

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 5 di 53
---	---------------------	---	----------------------------

3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

3.1 INTRODUZIONE

Il presente capitolo costituisce Integrazioni al “Quadro di Riferimento Progettuale” dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) redatto per il Campo Gas Panda, nell’ambito del progetto “Offshore Ibleo” che sarà realizzato da eni divisione e&p.

Obiettivo principale del presente progetto di sviluppo del Campo Gas Panda è lo sfruttamento delle risorse in modo efficiente e senza impatti negativi sull’ambiente, per un periodo di 20 anni a partire Giugno 2018 e verificare e quantificare la presenza di gas in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari. Al fine di rispettare i limiti areali imposti dalla normativa, sono state presentate due diverse Istanze di Concessione di coltivazione, una concessione di circa 142 km² relativa al giacimento di Panda e l’altra, di circa 145 km², relativa ai giacimenti di Argo e Cassiopea. Sebbene le due Concessioni ricadano all’interno della stessa area geografica per cui è previsto uno sviluppo integrato, ciascuna Istanza di Concessione sarà caratterizzata da un proprio Programma Lavori. Si ritiene pertanto opportuno affrontare separatamente la descrizione degli interventi progettuali previsti.

Nello specifico, il presente Studio di Impatto Ambientale illustrerà il progetto relativo allo sviluppo del solo giacimento Panda, che prevede le seguenti fasi:

- una prima fase di perforazione durante la quale sarà perforato e completato il pozzo Panda W2, posizionato a circa 21 km dalla costa. In seguito, in base ai risultati minerari ottenuti durante la prima fase di sviluppo, sarà valutata la perforazione del pozzo Panda 2dir, posizionato a circa 20 km dalla costa.
- installazione di una sealine da 8” di diametro di collegamento tra i Pozzi Panda e il Manifold di raccolta di Cassiopea, il cui tracciato si troverà a una distanza minima dalla costa di circa 22 km. La sealine si estenderà per circa 16,5 km terminando all’interno dell’Istanza di Concessione di Coltivazione “d3G.C.-AG”. La rotta della sealine è stata definita in modo tale da minimizzare la lunghezza della linea stessa e i rischi associati alla geologia locale;
- installazione in alto fondale delle strutture subacquee necessarie al collegamento tra i pozzi Panda e il Manifold di raccolta di Cassiopea, e installazione dei Cavi Ombelicali di controllo dal Manifold di Cassiopea ai Pozzi.

Il Quadro di Riferimento Progettuale, sviluppato ai sensi dell’Allegato VII del D. Lgs. 4 del 16 Gennaio 2008 e s.m.i., ha lo scopo di fornire indicazioni in merito alle motivazioni dell’intervento ed alle alternative progettuali prese in considerazione, e descrivere nel dettaglio le singole attività progettuali previste.

In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Valutazione dell’alternativa zero e dei possibili benefici derivanti dal progetto (Paragrafo **3.2**);
- Descrizione generale del Campo Gas Panda e degli scenari di sviluppo considerati (Paragrafo **3.4**);
- Descrizione delle operazioni di perforazione e completamento (Paragrafo **3.5**);

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 6 di 53
---	---------------------	---	----------------------------

- Indicazione dei principali mezzi navali coinvolti nelle operazioni di sviluppo de Campo Gas Panda (Sezione **3.6**);
- Descrizione delle operazioni per l'istallazione delle strutture sommerse (Paragrafo **3.7**);
- Descrizione delle operazioni di varo della sealine (Paragrafo **3.8**);
- Descrizione delle aree di rischio per la posa della sealine (Paragrafo **3.9**);
- Descrizione dei sistemi per gli interventi di emergenza (Paragrafo **3.10**);
- Inquadramento del progetto nell'offshore siciliano (Paragrafo **3.11**).

3.2 ALTERNATIVA ZERO E VALUTAZIONE QUALITATIVA DEI POSSIBILI BENEFICI DERIVANTI DAL PROGETTO

Tale paragrafo, pur essendo stato già presentato nelle Integrazioni del Progetto "Offshore Ibleo" (Prot. n. DVA-2011-0016334 del 07/07/2011), progetto per il quale eni è in attesa di ricevere dal Ministero il Decreto di compatibilità ambientale, viene di seguito riportato adeguando i contenuti al progetto relativo al solo Campo Gas Panda.

In coerenza con i Piani di sviluppo energetici nazionali e regionali, analizzati nel Quadro di Riferimento Programmatico delle presenti Integrazioni (cfr. Paragrafo **2.5.1**), il progetto relativo al Campo Gas Panda, nell'ambito del più ampio progetto "Offshore Ibleo", trova opportuna collocazione in un quadro nazionale e locale che mostra necessità di risorse energetiche e in cui viene inevitabilmente accentuandosi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di gas.

Tale progetto, infatti, prevede attività per l'estrazione del gas in giacimenti già scoperti (coltivazione), caratterizzate da un alto contenuto di tecnologia e know-how necessari per la realizzazione delle strutture di produzione in alto fondale, quali testa pozzo sottomarina e relativa sealine di collegamento al Manifold di Cassiopea.

Pertanto, l'"*alternativa zero*", ovvero la non realizzazione delle opere previste, è stata considerata non applicabile in quanto il progetto, così come dimostrato da precedenti attività nell'area oggetto di sviluppo, può risultare estremamente vantaggioso ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente responsabile, delle risorse presenti sul territorio nazionale sia marino che terrestre.

Ciò premesso, nel presente capitolo viene effettuata una valutazione del progetto al fine di mettere in evidenza i benefici derivanti dallo stesso sia in termini delle possibili ricadute occupazionali che del possibile ritorno economico pubblico.

3.2.1 Possibili ricadute occupazionali

In Sicilia, la presenza di attività legate al settore Oil & Gas che hanno avuto inizio fin dall'immediato dopoguerra, ha dato il via negli anni alla formazione di distretti specializzati in tali attività. Infatti i due storici gruppi operanti nell'upstream siciliano, soprattutto eni, ma anche Edison, non solo hanno portato

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00</p> <p>Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 7 di 53</p>
--	-----------------------------	--	------------------------------------

conoscenze e tecnologie difficili da replicare altrove, ma attraverso la politica del local content hanno creato occupazione in zone difficili e interessate da una cronica disoccupazione.

Ad oggi, a parte gli occupati di Enimed, Società controllata da eni a cui fanno capo tutte le attività esplorative ed estrattive in Sicilia, ed Edison, nel distretto energetico siciliano operano altri addetti stabili diretti, circa 80 unità, ed un massiccio numero di piccole e medie imprese che offrono beni e servizi, in alcuni casi specialistici, a tale settore, concentrate nel nisseno e nel siracusano. Nel complesso gli occupati nel distretto petrolifero della Sicilia Sud orientale possono essere stimati in 1.280 unità a metà 2010.

Nell'investimento dello sviluppo del Campo Panda, nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo", le attività saranno realizzate con l'obiettivo principale di uno sfruttamento delle risorse energetiche in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente.

Consumi di gas in Sicilia

Nel contesto di una valutazione qualitativa del ritorno economico generato dalla realizzazione delle attività di sviluppo del Campo Panda, dev'essere tenuto in considerazione che la Regione Sicilia, come il resto d'Italia, ha conosciuto negli ultimi anni un forte incremento dei consumi di gas naturale. Diversamente dal petrolio, il gas naturale viene consumato tal quale senza subire successivi trattamenti, salvo una depurazione da residui di zolfo. Pertanto il gas che viene prodotto in Sicilia viene immesso in rete, nella quale arriva anche il gas importato, per poi essere distribuito ai consumatori finali.

In Sicilia, come nel resto d'Italia e d'Europa, si è proceduto nel corso degli ultimi 30 anni alla posa di reti di trasporto e distribuzione di gas metano, cosiddetta "*metanizzazione*". La fornitura diretta di gas nelle abitazioni è un'utilità che conferisce maggiore qualità alla vita dei cittadini. Attualmente in Sicilia sono allacciati alla rete distributiva di gas metano circa un milione e mezzo di famiglie e il gas che ricevono proviene anche dalla produzione di gas della stessa Regione. In maniera simile, sono circa 120mila le aziende siciliane allacciate alla rete distributiva di gas metano. Come nel resto d'Europa e d'Italia, il gas metano per le aziende presenta il vantaggio di essere un combustibile pulito, di facile impiego e consegnato senza problemi di approvvigionamento o stoccaggio.

I volumi di maggiore consumo in Sicilia si concentrano nel settore termoelettrico, dove da anni il gas ha sostituito il più inquinante olio combustibile. Il gas consente, oltre a minori emissioni inquinanti, anche una maggiore produzione di elettricità a parità di consumo, grazie alla tecnologia del ciclo combinato, per ora installata solo ad Augusta, ma in prospettiva anche a Porto Empedocle e nelle altre centrali. I consumi elettrici della Sicilia sono in continua crescita e la stabilità delle forniture, indispensabile per le aziende e le famiglie, dipende dalla regolarità delle forniture di gas.

La produzione di gas da giacimenti minerali vicini aumenta la sicurezza sia delle forniture di gas sia, indirettamente, di quelle di elettricità. In tale contesto, come emerge dalla **Figura A 3-1**, lo sviluppo del Progetto "Offshore Ibleo", e quindi anche del Campo Panda oggetto del presente studio, permetterebbe di garantire frazioni consistenti dei consumi regionali di gas previsti fino al 2030, contribuendo così a ridurre la dipendenza da forniture estere.

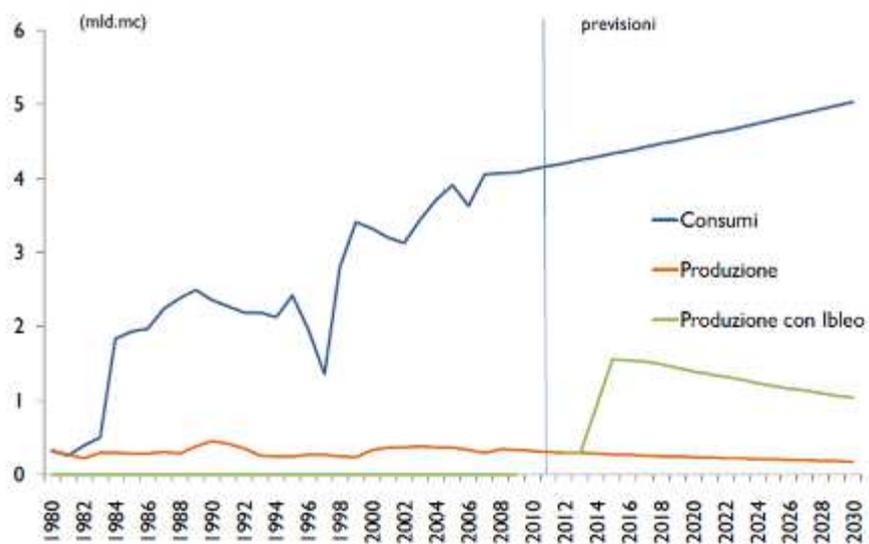


Figura A 3-1: consumi e produzione di gas in Sicilia con previsioni al 2030, con e senza Ibleo (Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia)

Nello specifico la riserva stimata del Giacimento Panda risulta essere circa il 14% della riserva stimata per l'intero "Offshore Ibleo (1,69 Gm³ di Panda contro i 11,86 Gm³).

3.3 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI

Il presente paragrafo è stato spostato e aggiornato nel precedente Quadro Programmatico (cfr. Paragrafo 2.5.2).

3.4 DATI GENERALI DEL CAMPO GAS PANDA

3.4.1 Dati generali

La **Tabella A 3-1** riporta le riserve stimate ed il numero di pozzi necessari allo sviluppo del Campo Gas Panda coinvolto nell'ambito del più ampio Progetto "Offshore Ibleo" (cfr. **Figura A 3-2**).

Tabella A 3-1: riserve di gas e numero di pozzi di perforazione per il Campo Gas Panda		
Campo Gas	Riserve stimate	Numero di pozzi
Panda	1.69 Gm ³	1+1

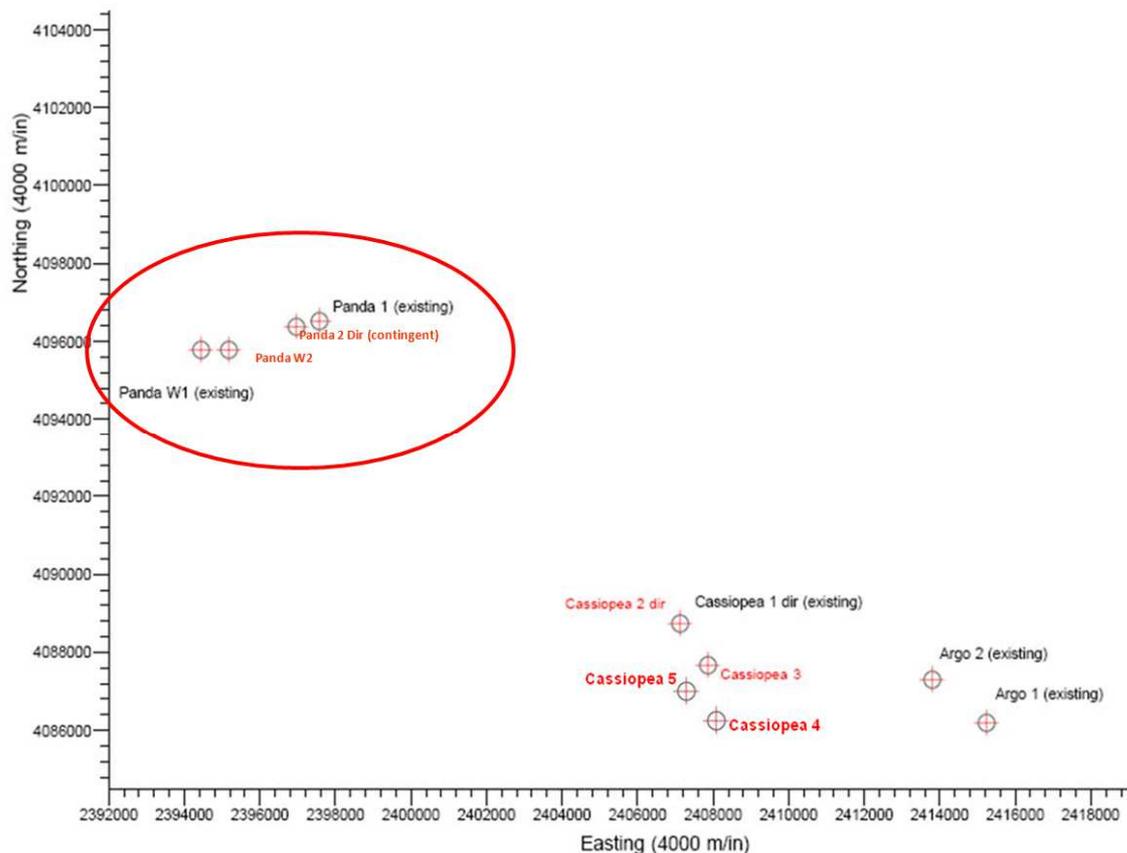


Figura A 3-2: schema di perforazione del Campo Gas Panda, nell'ambito del più ampio Progetto "Offshore Ibleo". In rosso i nuovi pozzi previsti

Nello specifico le attività oggetto del presente studio comprenderanno, in una prima fase, la perforazione e il completamento del pozzo Panda W2, posizionato a circa 21 km dalla costa (12 miglia nautiche circa).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 10 di 53
---	---------------------	--	-----------------------------

La perforazione del pozzo Panda 2dir, ubicato a circa 20 km dalla costa, sarà valutata in una fase successiva, in funzione dei risultati minerari ottenuti durante la prima fase di sviluppo dei Campi Gas Panda. Nell'ambito del progetto "Offshore Ibleo", la litologia presente in corrispondenza del Campo Gas Panda, Argo e Cassiopea è costituita da intercalazioni sabbiose ed argillose appartenenti alla Formazione Ribera – Membro Nambrone (Pleistocene). I reservoir di gas sono localizzati in corrispondenza degli strati porosi di sabbia di questa formazione intercalate alle serie argillo-sabbiose del Pleistocene Medio.

Il regime di pressione dei pori è idrostatico fino a 750-1100 m, in funzione del Campo Gas; a questa profondità si sviluppa una sovrappressione che raggiunge il gradiente massimo di circa 1.35 kg/cm²/10m. In **Figura A 3-3** i diagrammi di pressione per il Campo Panda illustrano meglio quanto precedentemente descritto.

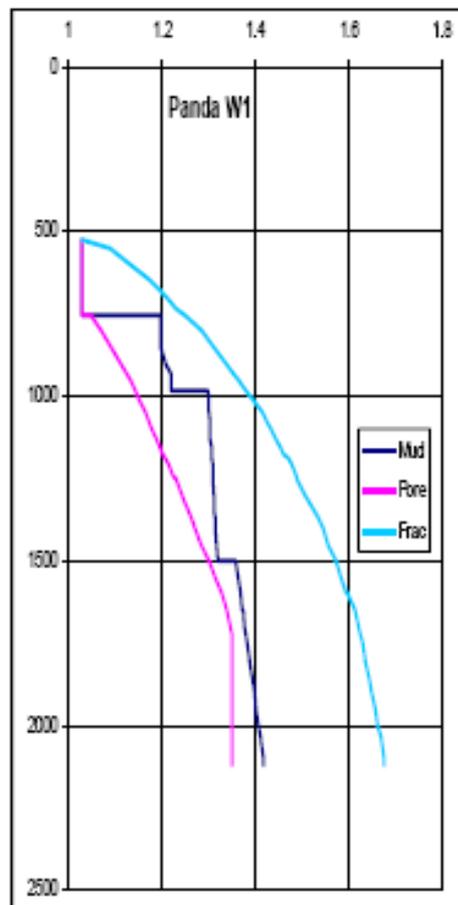


Figura A 3-3: diagramma della pressione in funzione della profondità dei reservoir del Campo Gas Panda

3.4.2 Posizionamento delle teste pozzo e degli obiettivi minerari

Nella tabella seguente sono riportati i dati relativi alla posizione geografica delle teste pozzo e dei rispettivi obiettivi minerari. La profondità d'acqua si riferisce al valore medio del Campo Gas e non alla singola testa pozzo.

		Est	Nord	Latitudine (N)	Longitudine (E)	Profondità del fondale (m)
Panda 2dir (Slant)	Testa Pozzo	2397352	4096220	37°0'12.747"	13°37'17.770"	465
	Landing Point	2397353	4096520	37°0'22.480"	13°37'17.611"	
	Top	2397353	4096520	37°0'22.480"	13°37'17.611"	
	Bottom	2397367	4097027	37°0'38.934"	13°37'17.881"	
Panda W2 (Vertical)	Testa Pozzo	2395229	4095915	37°0'1.846"	13°35'52.057"	516
	W2	2395229	4095915	37°0'1.846"	13°35'52.057"	
Sistema Geodetico: Sistema Italia Datum: Roma 1940 Tipo di proiezione: Ellissoide Internazionale Gauss-Boaga Zona: Coordinate Greenwich CM 15 E						

Per il Campo Gas Panda è prevista una prima fase di perforazione e completamento del pozzo Panda W2. La preforazione del pozzo Panda 2dir sarà valutata in una fase successiva, in funzione dei risultati minerari ottenuti durante la prima fase di sviluppo dei Campi Gas Panda. A causa della distanza tra i due pozzi è stata considerata non fattibile la trivellazione di entrambi a partire da un singolo punto. Panda W2 è un pozzo verticale, mentre Panda 2dir è un pozzo direzionale poichè i reservoir target si trovano distanziati di circa 500 m.

3.5 OPERAZIONI DI PERFORAZIONE

Le operazioni di perforazione previste nell'ambito del Campo Gas Panda saranno simili a quelle già presentate nelle Integrazioni del Progetto "Offshore Ibleo" (Prot. n. DVA-2011-0016334 del 07/07/2011), progetto per il quale eni è in attesa di ricevere dal Ministero il Decreto di compatibilità ambientale.

Per tale motivo si riporta il presente Capitolo 3.5 adeguando i contenuti al progetto relativo allo sviluppo del solo Campo Gas Panda.

3.5.1 Programma di perforazione dei pozzi

Il progetto ha una data di inizio attività di perforazione del Pozzo Panda 2W prevista per maggio 2016 e le tempistiche previste per le attività di cui sopra sono riportate in **Tabella A 3-2**.

Tabella A 3-2: tempistiche relative alla perforazione ed al completamento dei pozzi		
Pozzo	Attività	Durata prevista (giorni)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 12 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

Prima fase di perforazione		
Panda W2	Peforazione	45
	Completamento	60
	Totale	105
Eventuale fase di perforazione successiva		
Panda 2dir	Peforazione	51
	Completamento	60
	Totale	111

3.5.2 Casing profile

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.3 Impianto di perforazione

Le operazioni di perforazione saranno effettuate con un impianto di perforazione galleggiante di tipo "Semisommersibile" anche detto "Semisub" (cfr. **Figura A 3-4** e **Figura A 3-5**).

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.

La scelta dell'impianto di perforazione che sarà effettivamente utilizzato per le attività in progetto sarà definita a seguito di una gara internazionale e sarà soggetta alle possibili variazioni di mercato. eni per le sue attività, sia onshore che offshore, utilizza esclusivamente mezzi ultramoderni, della massima efficienza e accuratamente e ripetutamente testati e controllati dalle autorità minerarie e di controllo.

A seguito di una preliminare indagine di mercato, sono stati identificati più impianti tra i quali, il più rappresentativo ai fini del presente Studio risulta essere lo Scarabeo 9, di proprietà Saipem S.p.A. Una volta ottenute tutte le autorizzazioni all'inizio delle attività previste per lo sviluppo del Campo Gas Panda, sulla base della disponibilità di mezzi sul mercato, verrà individuato l'impianto di perforazione che potrà effettuare la perforazione se comunque sarà del tutto simile, o migliorativo, nelle caratteristiche tecniche, a quelle dello Scarabeo 9, indicato nelle presenti Integrazioni.

In ogni caso, nei normali standard operativi adottati da eni, qualunque impianto che verrà utilizzato, dovrà superare le verifiche delle Autorità minerarie e di controllo ed essere conforme alle normative di settore ed internazionali.

L'ingombro dello Scarabeo 9 e' di circa 110 m x 80 m, e l'altezza della torre raggiunge gli 86.5 m dal livello mare. Grazie alle dimensioni e alla particolare forma, l'impianto può operare in piena sicurezza anche in condizioni meteo-marine avverse. Per maggiori informazioni relativamente alla stabilità dell'impianto in condizioni marine estreme si rimanda al Paragrafo **3.5.9** del presente capitolo.

A seconda delle condizioni meteo-marine, la permanenza in postazione dello Scarabeo 9 può essere garantita sia tramite ancoraggio sia da sistemi di posizionamento dinamico. L'impianto, inoltre sarà

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 13 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

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.

3.5.3.1 Elementi caratteristici dell'impianto Semisub

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.3.2 Caratteristiche tecniche principali

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

La **Figura A 3-4**, la **Figura A 3-5** e la **Figura A 3-6** che seguono mostrano rispettivamente alcune viste dell'impianto (diurne e notturne) e lo schema dell'impianto di perforazione semisommergibile o Semisub sopraccitato, mentre la **Tabella A 3-3** ne descrive le caratteristiche tecniche.



Figura A 3-4: impianto di perforazione semisommergibile SCARABEO 9 (vista diurna)

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 14 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------



Figura A 3-5: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista notturna)

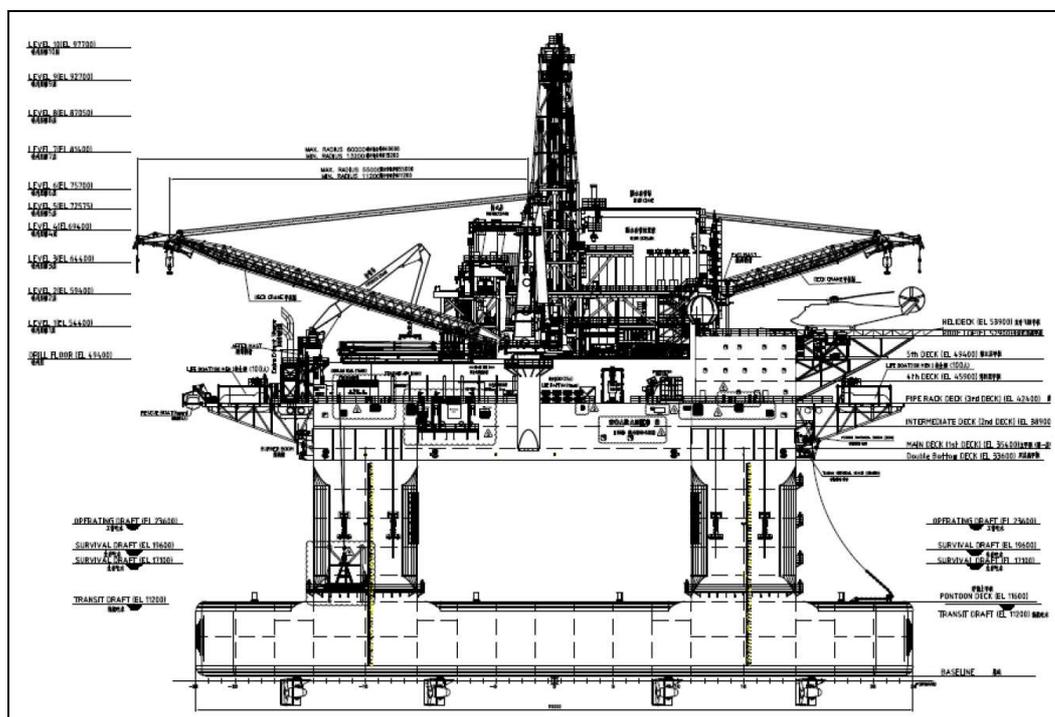


Figura A 3-6: schema dell'impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9

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

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 16 di 53</p>
---	-----------------------------	---	-------------------------------------

3.5.3.3 Unità dell'impianto di perforazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.3.4 Geometria del sistema di ancoraggio

L'impianto Scarabeo 9 è progettato per operare sia in posizionamento dinamico sia ancorato, in funzione della profondità d'acqua. Di seguito sarà analizzata la modalità impianto ormeggiato poiché risulta la più impattante per le interferenze con attività antropiche, quali pesca e traffico marittimo, e con il fondale marino. L'impianto è progettato per essere ancorato tramite otto linee di ormeggio disposte in senso radiale come raffigurato in **Figura A 3-7**.

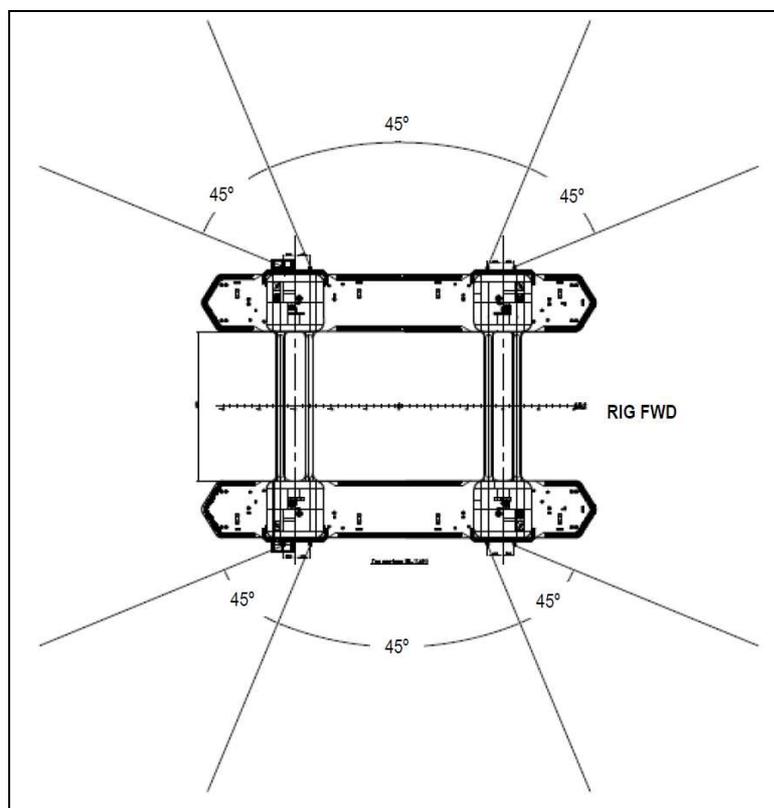


Figura A 3-7: Schema di ormeggio dell'impianto Scarabeo 9

Ciascuna linea di ormeggio è formata dai seguenti elementi principali:

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

In **Figura A 3-8** è rappresentato tridimensionalmente il sistema di ancoraggio dell'Impianto Scarabeo 9; nella figura, a partire dall'impianto semisommersibile, in rosso sono raffigurati i cavi e in giallo le catene di ancoraggio posate sul fondale.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 17 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

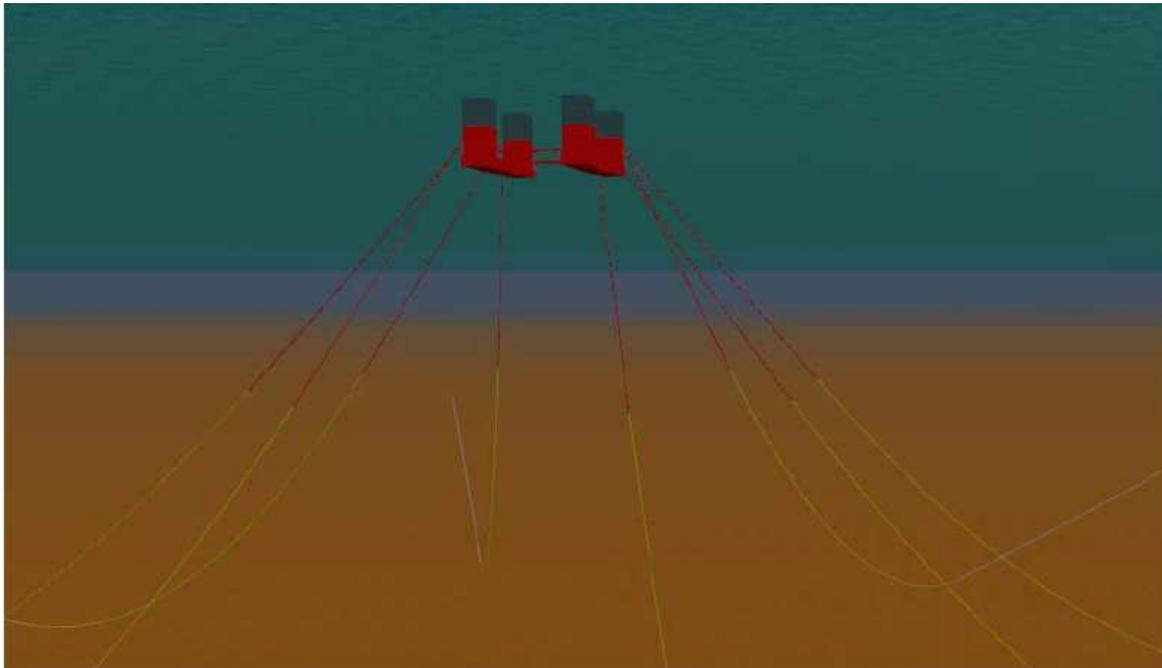


Figura A 3-8: rappresentazione 3D del sistema di ancoraggio dell’Impianto Scarabeo 9

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

3.5.4 Tecniche di perforazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.4.1 Caratteristiche e funzioni dei fluidi di perforazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.5 Completamento dei pozzi

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.6 Produzione di reflui, rifiuti solidi ed emissioni

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

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 18 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

I fluidi di perforazione, in base alla tipologia, verranno smaltiti o accumulati in appositi vasche per il loro eventuale riutilizzo. Solo i fluidi utilizzati per la fase riserless, durante la quale si perforerà in perdita totale, saranno scaricati a fondo mare ai sensi del D.M. del 28/07/1994, successivamente modificato dal D.M. 03/03/1998. Si precisa che il fluido utilizzato in tale fase è acqua marina viscosizzata ed il detrito generato non è contaminato da nessun additivo chimico. Per quanto concerne le emissioni in atmosfera e la produzione di rumore, queste sono principalmente riconducibili al funzionamento dei generatori e degli organi meccanici in movimento.

3.5.6.1 Programma fanghi

Il presente programma prevede l'utilizzo delle seguenti tipologie di fluidi di perforazione:

- Fango SW-GE (Sea Water);
- Fango FW-EP (Fresh Water);
- Fango LT-IE.

Il Fango SW-GE verrà utilizzato per la fase *riserless*. Si tratta di un fluido a base acqua di mare viscosizzato con materiali naturali come Guar Gum e bentonite che verrà utilizzato durante tale fase al fine di allontanare i detriti dal foro di perforazione. L'acqua marina viscosizzata forzerà la risalita dei detriti nello spazio anulare del foro fino alla loro fuoriuscita a livello del fondale dove i detriti stessi si disperderanno formando un cumulo (*cuttings mound*) attorno al foro di perforazione.

Tali fluidi di perforazione saranno pertanto dispersi a fondo mare ai sensi del D.M. del 28/07/1994, successivamente modificato dal D.M. 03/03/1998 (cfr. **Paragrafo 2.5.3** del Quadro di Riferimento Programmatico).

Per le fasi più profonde, a partire dal foro intermedio 17" ½ si potrà utilizzare il Fango FW-EP oppure il Fango LT-IE a seconda delle caratteristiche litologiche riscontrate durante la perforazione.

Il dettaglio delle composizioni dei fluidi di perforazione utilizzati ed i quantitativi dei principali prodotti impiegati per il confezionamento saranno riportati in un apposito programma di dettaglio che sarà redatto in fasi successive e sottoposto ad autorizzazione dell'UNMIG.

Di seguito sono elencate le caratteristiche delle tipologie di fluidi di perforazione sopra elencate.

Fango SW-GE e FW-EP

Nelle seguenti tabelle si riportano le descrizioni, le concentrazioni e le quantità totali dei fluidi di perforazione ed additivi che si prevede di utilizzare sulla base di precedenti esperienze. Occorre precisare che il programma di dettaglio sarà compilato successivamente ed il sistema fango potrebbe essere variato in fase operativa a fronte di particolari esigenze geologiche.

I fluidi SW-GE e FW-EP sono entrambi a base acquosa.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 19 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

La descrizione e la profondità di utilizzo dei fluidi è riportata in **Tabella 3-10**.

Tabella 3-10: Descrizione e profondità di utilizzo dei fluidi			
Fase	True Vertical Depth (TVD) (m)	Densità fluido	Codice fluido
Foro pilota 8 ½"	700-900		SW-GE
Foro 36"	500 - 650	1.03	SW-GE
Foro 26"	700 - 900	1.10	SW-GE
Foro intermedio 17" ½	1000 - 1100	1.10 – 1.22	FW-EP
Foro intermedio 14"³/₄	1500 - 1600	1.22 – 1.30	FW-EP
Foro finale 12"¹/₄	TD 1800 - 2000	1.35 – 1.40	FW-EP

La stima dei volumi di fluidi prodotti per pozzo è riportata in **Tabella A 3-4**.

Tabella A 3-4: Stima dei volumi di fluidi prodotti per pozzo			
Fase	Codice fluido	Fluido confezionato (m³)	Fluido scartato (m³)
Foro riserless	SW-GE	600	600
Foro intermedio 17" ½	FW-EP	450	200
Foro intermedio 14"³/₄	FW-EP	400	150
Foro finale 12"¹/₄	FW-EP	250	200
TOTALE		1700	1150

In **Tabella A 3-5** si riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento dei fluidi e le loro caratteristiche.

Tabella A 3-5: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione SW-GE e FW-EP e loro caratteristiche	
Prodotto	Azione
Per fluido SW-GE	
BENTONITE	Regolatori di viscosità
GUAR GUM	Regolatori di viscosità
Per fluido FW-EP	
BARITE (BaSO ₄)	Regolatore di peso
SODIO BICARBONATO	Riduttore di pH, Reagente per ioni Ca ⁺⁺
SOLUZIONI DI SALI DI ZIRCONIO	Disperdenti/Deflocculante

Tabella A 3-5: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione SW-GE e FW-EP e loro caratteristiche	
Prodotto	Azione
PAC UL (Polimero cellulosico anionico) - XANTAM GUM (biopolimero prodotto con polisaccaridi modificati da batteri del genere "xantomonas")	Regolatori di viscosità e riduttori di filtrato
POLIAMMINE / POLISORBITOLO	Polimero inibitore per argille
POLIACRILAMMIDE	Incapsulante
LUBRIFICANTE	Riduzione torsione
SODA CAUSTICA (NAOH)	Correttori di pH

Fango LT-IE

In alcuni casi, nelle fasi più profonde, a partire dal Foro intermedio 17" ½, si può prevedere l'utilizzo di fluidi di tipo LT-IE, base non acquosa (Lamix), che vanno a sostituire il FW-EP.

La descrizione e la profondità di utilizzo del fluido in oggetto è riportata in **Tabella 3-13**.

Tabella 3-13: descrizione e profondità di utilizzo dei fluidi			
Fase	True Vertical Depth (TVD) (m)	Densità fluido	Codice fluido
Foro pilota 8 ½"	700 - 900		SW-GE
Foro 36"	500 - 650	1.03	SW-GE
Foro 26"	700 - 900	1.10	SW-GE
Foro intermedio 17" ½	1000 - 1100	1.10 – 1.22	LT-IE
Foro intermedio 14" ¾	1500 - 1600	1.22 – 1.30	LT-IE
Foro finale 12" ¼	TD 1800 - 2000	1.35 – 1.40	LT-IE

La stima dei volumi di fluidi prodotti per pozzo è riportata in **Tabella A 3-6**.

Tabella A 3-6: stima dei volumi di fluidi prodotti per pozzo			
Fase	Codice fluido	Fluido confezionato (m³)	Fluido scartato (m³)
Foro riserless	SW-GE	600	600
Foro intermedio 17" ½	LT-IE	350	50
Foro intermedio 14" ¾	LT-IE	350	50
Foro finale 12" ¼	LT-IE	200	50
TOTALE		1500	750

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 21 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

Il Lamix è un prodotto di origine minerale altamente raffinato e non pericoloso per l'ambiente marino, in base ai requisiti richiesti dalla OSPAR Commission, equivalente ad un fluido base sintetico, che viene prodotto nella raffineria eni di Livorno.

Anche in questo caso il dettaglio delle composizioni dei fluidi utilizzati ed i quantitativi dei principali prodotti impiegati per il confezionamento saranno riportati in un apposito programma di dettaglio che sarà redatto in fasi successive e sottoposto ad autorizzazione dell'UNMIG.

In **Tabella A 3-7** si riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento Fanghi LT-IE e le loro caratteristiche.

Tabella A 3-7: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione e LT-IE e loro caratteristiche	
Prodotto	Azione
Per fluido LT-IE	
LAMIX	Fluido base dell'emulsione
BARITE (BaSO ₄)	Regolatore di peso
ARGILLA ORGANOFILA	Regolatore di viscosità
EMULSIONANTE PRIMARIO E SECONDARIO	Regolatori dell'emulsione inversa
LIME E SOLUZIONE DI CaCl ₂	Regolare della salinità e alcalinità dell'emulsione
AGENTE BAGNANTE	Rendere i solidi bagnabili all'olio
RIDUTTORE DI FILTRATO	Riduzione della filtrazione del fluido base

3.5.6.2 *Movimentazione Fluidi di perforazione e Gestione Rifiuti*

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

Lo svolgimento dell'attività di perforazione non prevede alcuno scarico a mare di prodotti liquidi e solidi, in quanto l'impianto soddisferà la clausola essenziale di "zero discharge" richiesta contrattualmente dall'operatore alla società proprietaria dell'impianto. Verranno pertanto attuate tutte le misure necessarie al fine di eliminare la possibilità di sversamenti a mare. Tutti i rifiuti solidi e liquidi prodotti durante la perforazione, compresi i rifiuti solidi assimilabili agli urbani, verranno stoccati separatamente in base alle loro caratteristiche peculiari, come stabilito dalla normativa vigente.

Impiego di fluido di perforazione a base acquosa

I cuttings risultanti dal processo di perforazione sono separati dal fluido di circolazione sull'impianto di perforazione stesso, tramite appositi sistemi di vagliatura e centrifugazione, che permettono il recupero quasi totale del fluido circolante, tranne una piccola frazione che rimane adesa ai cuttings. Questi vengono raccolti in appositi contenitori o cassonetti (cfr. **Figura A 3-9**) e inviati a terra a mezzo supply-vessel (cfr. **Figura A 3-10**) e successivamente trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento, come previsto dalla normativa.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 22 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

Eventuali frazioni liquide da smaltire saranno raccolte in appositi 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.

Impiego di fluido di perforazione a base non acquosa

Nel caso di cuttings risultanti dall'impiego di Fango LT-IE, sull'impianto saranno utilizzate attrezzature supplementari ad alta efficienza di separazione oltre a quelle standard, che provvederanno a limitare ulteriormente la frazione di fluido adesa ai cuttings stessi. Questi saranno raccolti in opportuni contenitori cassonetti (cfr. **Figura A 3-9**) e trasportati in banchina tramite supply-vessel (cfr. **Figura A 3-10**) e successivamente trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento, come previsto dalla normativa.

Il Fango LT-IE successivamente al suo impiego, viene riportato al porto di sbarco e riutilizzato in altre operazioni similari. Prima del riutilizzo, il fluido potrebbe subire un trattamento per eliminare i solidi fini (tramite centrifuga) ed un ri-condizionamento con vari prodotti (riportati in **Tabella A 3-7**) per ottenere le caratteristiche reologiche e chimico-fisiche come richieste dall'operazione.

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

Il Fango LT-IE è attualmente utilizzato in diverse realtà estere onshore e offshore, anche in contesti estremamente sensibili alla problematica ambientale dove eni opera abitualmente.



Figura A 3-9: cassonetto per detriti sotto lo scivolo dei vibrovagli (a sinistra) e particolare del coperchio a tenuta (a destra)

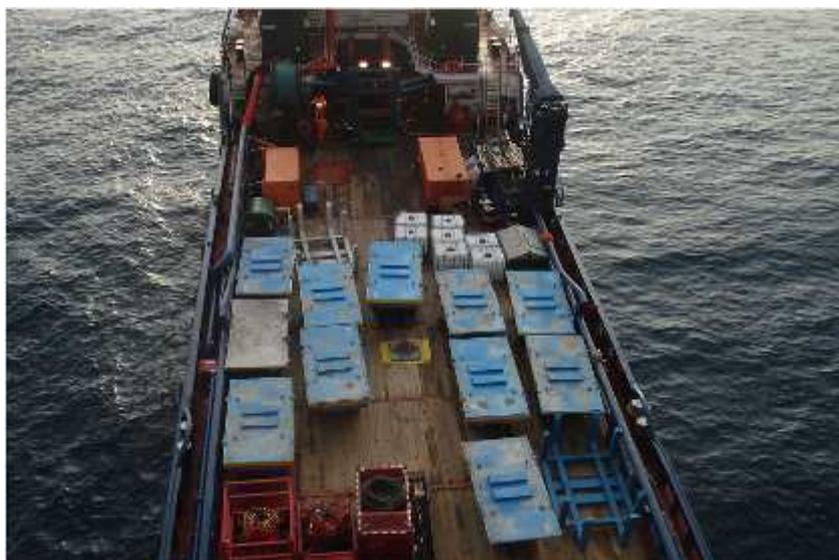


Figura A 3-10: trasporto a terra dei cassonetti tramite Supply Vessel



Figura A 3-11: trasbordo dei cassonetti dal Supply Vessel alla banchina

3.5.6.3 Tipologia e quantità rifiuti prodotti

Sulla base di esperienze precedenti si possono stimare le tipologie e quantità di rifiuti prodotti per singolo pozzo in progetto nel Campo Gas Panda, come riportato in **Tabella A 3-8**.

Tabella A 3-8: quantità di rifiuti prodotti			
Rifiuti	Smaltitore	Quantità	
		Tonnellate	Metri cubi
Rifiuti assimilabili agli urbani (lattine, cartoni, legno, stracci etc.)	Service Company Specializzata	4	
Rifiuti liquidi fangosi ed acquosi			167
Detriti perforati (per singolo pozzo)		350	
Liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce)	Impianto di trattamento a bordo		70/80 (m ³ /giorno)
FASE RISERLESS			
Fluido a fondo mare (per singolo pozzo)			600
Detriti a fondo mare (per singolo pozzo)			300

Da notare come durante la fase riserless si perfori in perdita totale, quindi con scarico a fondo mare; il fluido utilizzato in tale fase è acqua marina viscosizzata ed il detrito generato non è contaminato da nessun additivo chimico. Si evidenzia che l'acqua marina, utilizzata come base del fluido, sarà prelevata per mezzo di pompe dedicate in sito, direttamente dall'impianto di perforazione. In **Appendice 8** sono riportate le schede di sicurezza dei regolatori di viscosità utilizzati nella preparazione dei Fanghi SW-GE (Bentonite e Guar Gum), entrambi compresi nella lista OSPAR/PLONOR ¹.

3.5.6.4 Tecniche di trattamento e conferimento a discarica dei rifiuti

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

Lo scarico delle acque reflue fognarie avviene, previo trattamento, mediante un impianto di triturazione e disinfezione delle acque reflue di tipo approvato e certificato in accordo a quanto disposto dall'Annex IV della Convenzione Marpol.

Le acque oleose non saranno scaricate mediante separatore ma saranno raccolte in pozzetti e separate dall'olio, che verrà successivamente trasportato a terra per lo smaltimento ad un concessionario del

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 25 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

C.O.O.U. (Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati). Le acque separate, invece, confluiranno alla vasca di raccolta delle acque di lavaggio.

3.5.6.5 Emissioni in atmosfera

Vengono di seguito riportate le caratteristiche emissive dell'impianto di perforazione utilizzato per lo sviluppo del Campo Gas Panda. La principale fonte di emissione in atmosfera è rappresentata dallo scarico di gas inquinanti da parte dei gruppi motore che azionano i gruppi elettrogeni.

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

Durante il normale funzionamento, tutti i generatori presenti, ad esclusione di 2 adibiti alle emergenze, vengono utilizzati per la generazione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento dell'impianto di perforazione. Il combustibile utilizzato è MDO (Marine Diesel Oil) con tenore di zolfo inferiore allo 0.2% in peso. La **Tabella A 3-9** riporta le caratteristiche emissive previste per i motori Wärtsilä W12V32 installati sull'impianto Scarabeo 9.

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

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

In considerazione al fatto che durante la fase di perforazione e completamento del Pozzo Panda W2 saranno eseguite ulteriori attività offshore, previste nell'ambito del più ampio Progetto "Offshore Ibleo", poste ad una distanza minima di circa 40 km, per il dettaglio sulla composizione degli spread marini che saranno utilizzati nelle sopraccitate operazioni si rimanda all'**Appendice 10**, in cui è valutato l'eventuale effetto cumulo determinato dalle emissioni in atmosfera prodotte contemporaneamente alla perforazione del Pozzo Panda W2.

3.5.6.6 Generazione di Rumore

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 26 di 53</p>
---	-----------------------------	---	-------------------------------------

3.5.7 **Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione**

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

Tale obiettivo si raggiunge mediante l'applicazione di misure di prevenzione e di protezione, insieme con adeguati sistemi di rilevazione che integrano e completano il sistema generale di sicurezza di una installazione. Nonostante tutte le precauzioni impiantistiche e gestionali mirate a scongiurare il verificarsi di eventi calamitosi durante l'attività, non è possibile escludere totalmente le situazioni di emergenza.

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.

Nella presente Sezione si identificano i rischi di incidente correlati all'attività di perforazione, indicando le misure che eni e&p intende adottare sia per prevenire tali rischi, sia per intervenire tempestivamente in caso si verificano.

Si precisa inoltre che il progetto di sviluppo del Campo Gas Panda, nell'ambito del più ampio Progetto "Offshore Ibleo" non rientra nell'ambito di applicazione del D. Lgs. 334/1999 e s.m.i., con il quale si identificano le attività a "rischio rilevante". 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, 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. Le attività in progetto rientrano, invece, nell'ambito di applicazione del D.Lgs 624/1996 e s.m.i. relativo alla salute e alla sicurezza dei lavoratori nelle industrie estrattive e del D.P.R. n. 128/59 e s.m.i. relativo alle norme di polizia mineraria delle miniere e delle cave. Per approfondimenti si veda il Capitolo 3 delle presenti Integrazioni al SIA.

3.5.7.1 **Blow-out di gas**

La fuoriuscita accidentale di gas durante la perforazione di un pozzo è un evento a probabilità estremamente bassa di accadimento sia come testimoniano le statistiche in merito, sia per le misure di prevenzione dei rischi ambientali e gli accorgimenti tecnici adottati da eni.

Il fluido di perforazione costituisce il controllo primario del pozzo. Qualora si verifichi una fuoriuscita incontrollata di fluido entrano in azione inoltre apparecchiature di sicurezza (*Blow Out Preventers* o B.O.P) appositamente installate per intercettare meccanicamente la risalita incontrollata dei fluidi di formazione e in grado di interrompere il flusso tranciando, se necessario, le aste di perforazione e chiudere il pozzo in meno di 1 minuto (cfr. Sezione **3.5.8** delle presenti Integrazioni). Si precisa inoltre che tali sistemi di sicurezza sono previsti dalle rigide normative minerarie. In particolare, il 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*, all'art. 28, detta alcune prescrizioni che si applicano alle attività di perforazione (cfr. Sezione **2.5.1.7** del Capitolo 2).

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 27 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

Durante ogni fase dell'attività di perforazione di un pozzo eni garantisce la sicurezza delle operazioni e, a completamento delle misure preventive e protettive adottate, si fa presente che eni s.p.a. divisione eni e&p ha adottato un Piano di Emergenza generale, articolato su livelli differenziati in base alla criticità delle situazioni, che a seconda dei casi prevedono un diverso coinvolgimento di eni s.p.a. divisione e&p (cfr. Sezione **3.8** del SIA presentato ad Aprile 2010).

3.5.7.2 Sversamenti a mare

Sversamenti accidentali di sostanze inquinanti in mare potrebbero essere connessi alla presenza di gasolio per i motori delle pompe, dei generatori dei mezzi navali di supporto alle attività di perforazione, oltre che dell'impianto di perforazione.

Sull'impianto di perforazione e sui mezzi navali di supporto alle attività esistono infatti serbatoi di gasolio per alimentare i generatori elettrici. Al fine di evitare sversamenti accidentali in mare dovuti ad eventuali perdite dai serbatoi, si provvede al posizionamento di tali serbatoi di stoccaggio gasolio in area sicura ed alla presenza di una vasca di raccolta che possa convogliare eventuali perdite o tracimazioni nel serbatoio raccolta drenaggi.

Per quanto riguarda il circuito del fango, si ribadisce che è un sistema chiuso, nel quale il fluido di perforazione, pompato attraverso la batteria di perforazione, fuoriesce attraverso lo scalpello, 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 in apposite vasche per essere nuovamente condizionato e ri-pompato in pozzo. I fluidi di perforazione utilizzati, in base alla tipologia, verranno trasportati e smaltiti a terra tramite *supply vessels* o accumulati per il loro eventuale riutilizzo, ad eccezione dei fluidi utilizzati per la fase *riserless* che saranno scaricati a fondo mare ai sensi del D.M. del 28/07/1994, successivamente modificato dal D.M. 03/03/1998 (cfr. **Sezione 3.5.6**).

Pertanto l'utilizzo del fluido di perforazione all'interno di un sistema chiuso non comporta alcuno sversamento a mare e permette di riutilizzare il fluido finché non perde le proprie capacità reologiche.

L'unico potenziale sversamento accidentale di inquinanti a mare è riconducibile a incidenti che coinvolgano l'impianto di perforazione e/o i mezzi navali di supporto alle attività. A scopo cautelativo, nello SIA del Campo Gas Panda presentato ad Aprile 2010 (cfr. **Sezione 5.6.2** del SIA) al fine di stimare un potenziale rilascio di inquinanti in mare, è stata considerato un potenziale scenario oil spill, comunque poco probabile, che deriverebbe da una perdita dei serbatoi di carburante dall'impianto di perforazione impiegato nel Progetto "Offshore Ibleo" nell'ambito delle operazioni sul giacimento Panda.

3.5.7.3 Incendi ed esplosioni

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.7.4 Collisioni di navi con l'impianto di perforazione

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

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 28 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

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

Nello specifico, durante le attività di perforazione dei singoli pozzi in progetto, attorno all'impianto di perforazione, si ritiene opportuno prevedere le seguenti aree di interdizione pari a:

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

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

3.5.8 Prevenzione e controllo durante la perforazione

3.5.8.1 Prevenzione e gestione del blow out

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.8.2 Apparecchiature di sicurezza utilizzate

Il BOP anulare, o a sacco per la forma dell'organo di chiusura, è montato superiormente a tutti gli altri. Esso dispone di un elemento in gomma, opportunamente sagomato, che sollecitato da un pistone idraulico con spinta in senso assiale, si deforma aderendo al profilo dell'elemento interno garantendo una chiusura ermetica. La chiusura viene in tal modo garantita quali che siano il diametro e la sagomatura della batteria di perforazione o di *casing*. Anche nel caso di pozzo libero dalla batteria di perforazione, il BOP anulare assicura sempre una notevole tenuta (cfr. **Figura A 3-12**).

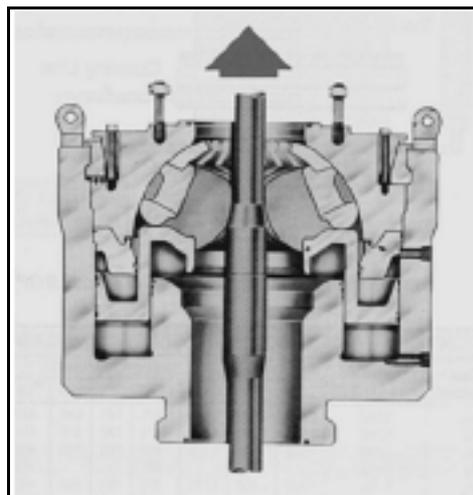


Figura A 3-12: esempio di B.O.P. anulare

Il BOP a ganasce dispone di due saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo, che possono essere serrate tra loro da un

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 29 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

meccanismo idraulico; il numero e la dimensione delle ganasce è in funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione. E' presente anche un set di ganasce trancianti, dette "shear rams", che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. Queste ganasce sono in grado, in caso di emergenza, di tranciare le aste di perforazione qualora queste si trovassero tra di esse all'atto della chiusura (cfr. **Figura A 3-13**).

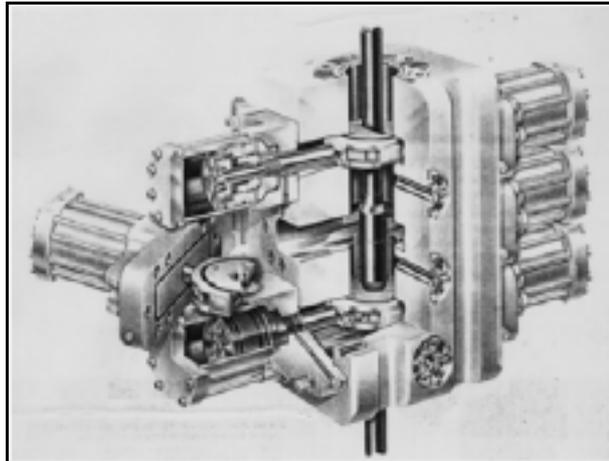


Figura A 3-13: esempio di BOP a ganasce

Questi elementi sono normalmente assemblati a formare lo "stack BOP", generalmente composto da 1 o 2 elementi a sacco e 3 o 4 elementi a ganasce: le funzioni dei BOP sono operate idraulicamente da 2 pannelli remoti. Per la circolazione e l'espulsione dei fluidi di strato vengono utilizzate delle linee ad alta pressione dette *choke* e *kill lines* e delle apposite valvole a sezione variabile dette *choke valves*, che permettono di controllare pressione e portata dei fluidi in uscita.

Le funzioni dei BOP, così come quelle di tutte le valvole e delle linee di circolazione *kill* e *choke*, sono operate dalla superficie tramite comandi elettroidraulici; tutte le funzioni ed i comandi sono ridondanti e "fail safe" (ossia chiudono in assenza di pressione del fluido operativo di comando, causata da un qualsiasi guasto o incidente possa avvenire).

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

- BOP anulari: n.2 shaffer spherical 18 ¾" 10000 psi
- BOP a ganasce: n.1 shaffer double preventer 18 ¾" – 15,000 psi with shear capacity
n.1 shaffer triple preventer 18 ¾" – 15,000 psi.

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

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.8.4 Monitoraggio parametri di perforazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 30 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

3.5.8.5 Misure di contenimento utilizzate

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

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

Verranno installati cassoni e colonne, cavi all'interno, per poter contenere le cisterne dell'acqua, del gasolio e dei fluidi di perforazione, oltre ai silos utilizzati per i prodotti chimici impiegati (cfr. Paragrafo **3.5.3.1**). Inoltre i fluidi di perforazione utilizzati e i rifiuti prodotti durante le attività di perforazione saranno raccolti in adeguate strutture e vasche di contenimento.

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

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

- i fluidi di perforazione utilizzati avranno proprietà chimico-fisiche tali da poter controbilanciare la pressione dei fluidi contenuti nelle rocce attraversate e sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione. In tal modo sarà possibile evitare infiltrazioni o perdite di fluido nelle formazioni minerarie attraversate durante la perforazione e quindi possibili contaminazioni del sottosuolo o di eventuali falde presenti;
- verranno utilizzate le seguenti tipologie di fluido:
 - Fango SW-GE (Sea Water), utilizzato per le fasi di perforazione Riserless, è un fluido a base acqua di mare viscosizzata con materiali naturali (Guar Gum e Bentonite) non contaminato da nessun additivo chimico. Data la naturale composizione, tali fluidi saranno dispersi a fondo mare poiché i componenti, compresi nella lista OSPAR/PLONOR², vengono classificati come "*preparati utilizzati e scaricati in mare aperto che si ritiene presentino poco o nessun rischio per l'ambiente*";
 - Fango FW-EP (Fresh Water), utilizzato per le rimanenti fasi di perforazione che, grazie ad appositi sistemi di vagliatura e centrifugazione sarà recuperato quasi totalmente e smaltito al termine delle operazioni;

² 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 Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 31 di 53</p>
--	-----------------------------	--	-------------------------------------

- Fango LT-IE a base non acquosa, utilizzato nelle fasi più profonde, in alternativa al Fango FW-EP, è composto da un fluido di perforazione (Lamix) di origine mineraria altamente raffinato che non verrà scartato ma riutilizzato in altre operazioni similari;
- si opererà isolando il foro con le colonne di rivestimento, cementate alle pareti del foro, a garanzia dell'isolamento completo delle eventuali falde incontrate nel prosieguo della perforazione;
- il completamento del pozzo verrà effettuato utilizzando un "foro tubato" in cui la zona produttiva viene ricoperta con una colonna ("casing o liner di produzione") con elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Inoltre tutte le principali attrezzature di completamento (*Tubing, Packer, etc.,..*) garantiscono la tenuta idraulica della colonna di perforazione e la sicurezza delle operazioni per evitare possibili contaminazioni del sottosuolo e delle eventuali falde presenti;
- come ulteriore sistema di sicurezza si utilizzerà il *Blow Out Preventers* (BOP), sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) per impedire l'eruzione incontrollata in atmosfera di fluidi di strato.

3.5.9 Sicurezza in condizioni di mare estremo

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

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

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

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

Per la verifica delle condizioni di sicurezza durante le operazioni di perforazione previste nell'ambito del progetto Offshore Ibleo, tali limiti operativi sono di seguito confrontati con le condizioni meteo-marine estreme previste nell'area dove saranno svolte le attività sintetizzate nel Paragrafo **4.2.2.3** del Quadro Ambientale (ovviamente esistono dei limiti oltre i quali è necessario sospendere le operazioni di perforazione ed attendere il miglioramento delle condizioni meteo).

Il confronto (cfr. **Tabella A 3-10**) 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 A 3-10: verifica condizioni di sicurezza dell'impianto Scarabeo 9 nell'area di progetto		
	Valore estremo (10 anni)	Limite Impianto

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 32 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

Velocità vento (nodi)	53	70 ÷ 100
Altezza onda significativa Hs (m)	8.99	14.6
Altezza onda massima Hmax (m)	14.22	25.8

3.6 PRINCIPALI MEZZI NAVALI COINVOLTI

I mezzi navali che saranno utilizzati sono riconducibili alle seguenti categorie:

- Pipelay vessels;
- Cargo barge;
- Supply vessels.

I pipelay vessels sono mezzi navali in grado di costruire e varare le condotte per il trasporto del gas e delle strutture sottomarine collegate. I cargo barge sono mezzi progettati per il trasporto di strutture quali PLEM e Manifolod. I Supply vessels sono mezzi di appoggio utilizzati per il trasporto di attrezzature e personale.

3.7 INSTALLAZIONE DELLE STRUTTURE IN ALTO FONDALE

Il giacimento Panda è situato a circa 500 m di profondità d'acqua, mentre la rotta della nuova sealine raggiungerà i 660 m di profondità. Le installazioni in alto fondale consistono principalmente in:

- Installazione di PLEM;
- Installazione di condotte da 8";
- Installazione di PLET durante le operazioni di varo delle condotte;
- Installazione di spool da 6";
- Installazione dell'ombelicale di controllo con relativa SDU (Subsea Distribution Unit) e UTH (Umbilical Termination Head);
- Installazione Xmas Tree e relative strutture di protezione (tramite rig);
- Installazione dei Temporary Pig Launcher.

Le principali operazioni di installazione sono descritte nel seguito.

Uno schema preliminare relativo alle strutture sottomarine che saranno installate nel Campo Gas Panda è mostrato in **Figura A 3-14**. Si specifica che il Manifold di Cassiopea, riportato nella successiva **Figura A 3-14**, non rientra nel presente progetto di sviluppo del Campo Panda, ma verrà installato nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo".

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 33 di 53
---	---------------------	--	-----------------------------

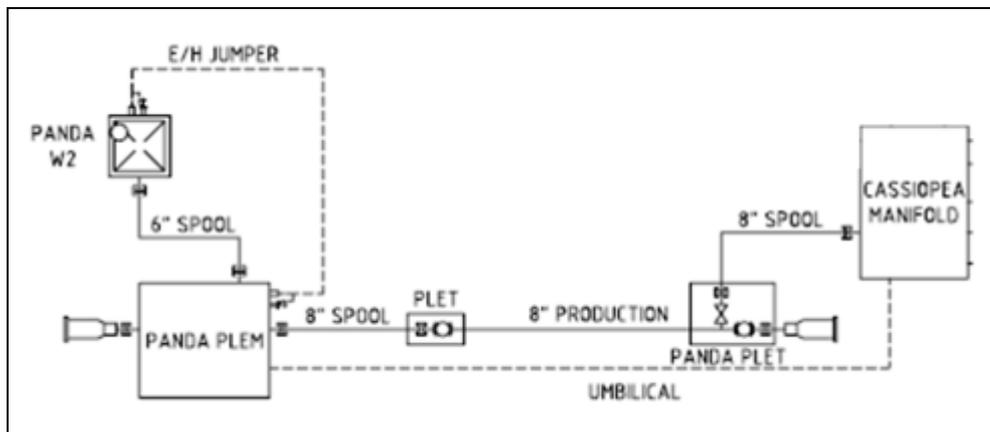


Figura A 3-14: schema delle strutture sottomarine

3.7.1 Installazione di una struttura subacquea tipo (PLEM)

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.7.1.1 Sistema di posizionamento

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.7.1.2 Posizionamento sottomarino della base della struttura

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.7.1.3 Installazione pali di fondazione

Le fondazioni delle strutture subacquee installate in acque profonde saranno costituite da Suction Pile; ciascun PLEM sarà supportato da un suction pile.

Il palo affonderà sotto il peso proprio nel fondale. Quando l'affondamento "spontaneo" si sarà arrestato, tramite un ROV e delle pompe verrà aspirata l'acqua dall'interno del palo. Questo permetterà di riprendere e completare l'affondamento del palo stesso.

Al completamento della fase di affondamento, verrà controllato e corretto, se necessario, il livellamento della struttura e questa verrà connessa ai pali.

3.7.1.4 Completamento dell'installazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 34 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

3.7.2 Installazione condotta per il trasporto gas

Le operazioni di installazione della sealine previste nell'ambito del Campo Gas Panda saranno simili a quelle già presentate nelle Integrazioni del Progetto "Offshore Ibleo" (Prot. n. DVA-2011-0016334 del 07/07/2011), progetto per il quale eni è in attesa di ricevere dal Ministero il Decreto di compatibilità ambientale. Per tale motivo si riporta il presente Paragrafo 3.7.2, e seguenti, adeguando i contenuti al progetto relativo allo sviluppo del solo Campo Gas Panda.

Il progetto in esame prevede la posa e l'installazione delle condotte di collegamento ("sealines") da 8" di diametro tra i Pozzi Panda e il Manifold di Cassiopea. In corrispondenza del Manifold, i fluidi estratti dal giacimento Panda si misceleranno a quelli prodotti dai pozzi dei giacimenti di Argo e Cassiopea e saranno trasportati, mediante apposite sealine, alla nuova "piattaforma di transito" Prezioso K, per il loro trattamento prima di essere inviati a terra.

Le condotte sottomarine, una volta posate sul fondale marino, saranno interrato al fine di migliorarne la stabilità sul fondo, minimizzare il rischio d'interferenza con le attività di pesca a strascico presenti nell'area ed evitare interventi locali pre-varo per la correzione delle irregolarità del fondale.

3.7.2.1 Definizione della rotta

La rotta della condotta è stata preliminarmente concepita in considerazione della caratterizzazione geotecnica dell'area in esame, assunta sulla base dei dati disponibili utilizzati per progetti sviluppati nella stessa area. Le due alternative per le rotte proposte nel SIA "Offshore Ibleo", erano state presentate in una fase iniziale di progettazione quando ancora non erano disponibili dati dettagliati circa la batimetria, la conformazione e le analisi di rischio geologico del fondale (Identificazione del Geohazard). Tra Ottobre 2009 e Gennaio 2011 sono state eseguite più indagini geofisiche distinte che hanno interessato un'ampia zona comprendente l'area offshore interessata dall'intero progetto "Offshore Ibleo", con lo scopo di ottenere le seguenti informazioni:

- mappe batimetriche 1:5.000 (Multibeam Echosounder);
- caratterizzazione della superficie del fondo marino (Side Scan Sonar, Box Corer);
- caratterizzazione della stratigrafia superficiale del suolo (Sub Bottom Profiler, Sparker);
- identificazione e mappatura dei geohazard nell'area di interesse.

Per il dettaglio delle indagini geofisiche effettuate si rimanda al Paragrafo 4.7 del Quadro di Riferimento Ambientale.

Tra Ottobre 2009 e Giugno 2010, a seguito dell'esecuzione del Survey geofisico di indagine dell'area vasta e dell'identificazione delle aree di "Geohazard", è stato possibile individuare una rotta definitiva posizionata a Sud rispetto alle due precedenti ipotesi di tracciato indicate nel SIA "Offshore Ibleo", in una zona sufficientemente lontana dalle aree poste nella parte superiore della scarpata, identificate come potenzialmente pericolose dal punto di vista geologico strutturale del fondale (possibili punti di distacco di materiale franoso in seguito a eventi sismici).

Lo spostamento a Sud della rotta, rispetto al tracciato precedente, col conseguente allontanamento dalle aree di "instabilità" ritenute possibili punti di distacco per eventuali frane, consente una significativa riduzione del rischio connesso all'eventualità remota che il materiale franoso possa interferire con le

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 35 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

condotte. L'ipotesi di un'ulteriore spostamento verso Sud è stata presa in considerazione ma scartata in quanto ritenuta meno significativa in termini di riduzione del rischio connesso alla remota possibilità di interazione con frane, e svantaggiosa giacché comporterebbe diversi attraversamenti dei cavi di telecomunicazione già presenti nella zona.

Obiettivo delle Survey effettuate tra Ottobre 2009 e Giugno 2010 è stato, infatti, l'acquisizione, l'elaborazione, l'interpretazione e la comunicazione dei dati idrografici, geofisici, geologici e geotecnici necessari a:

- estrapolare i dati geotecnici e topografici locali del fondale marino;
- fornire una valutazione della morfologia del fondale marino, comprese caratteristiche e irregolarità topografiche, rischi geofisici e geologici e/o rischi dovuti a fattori antropici;
- identificare e mappare le potenziali caratteristiche geologiche, geotecniche ed i vincoli ambientali che possono influenzare la rotta delle *pipelines* e/o l'installazione delle varie strutture sottomarine.

In **Figura A 3-15** è riportata l'intera area vasta oggetto delle Survey effettuate con il dettaglio della sealine in progetto dal pozzo Panda W2 al Manifold di Cassiopea; mentre per una migliore visualizzazione in **Allegato 6** è riportata la carta batimetrica con la planimetria del tracciato previsto nel Campo Panda.

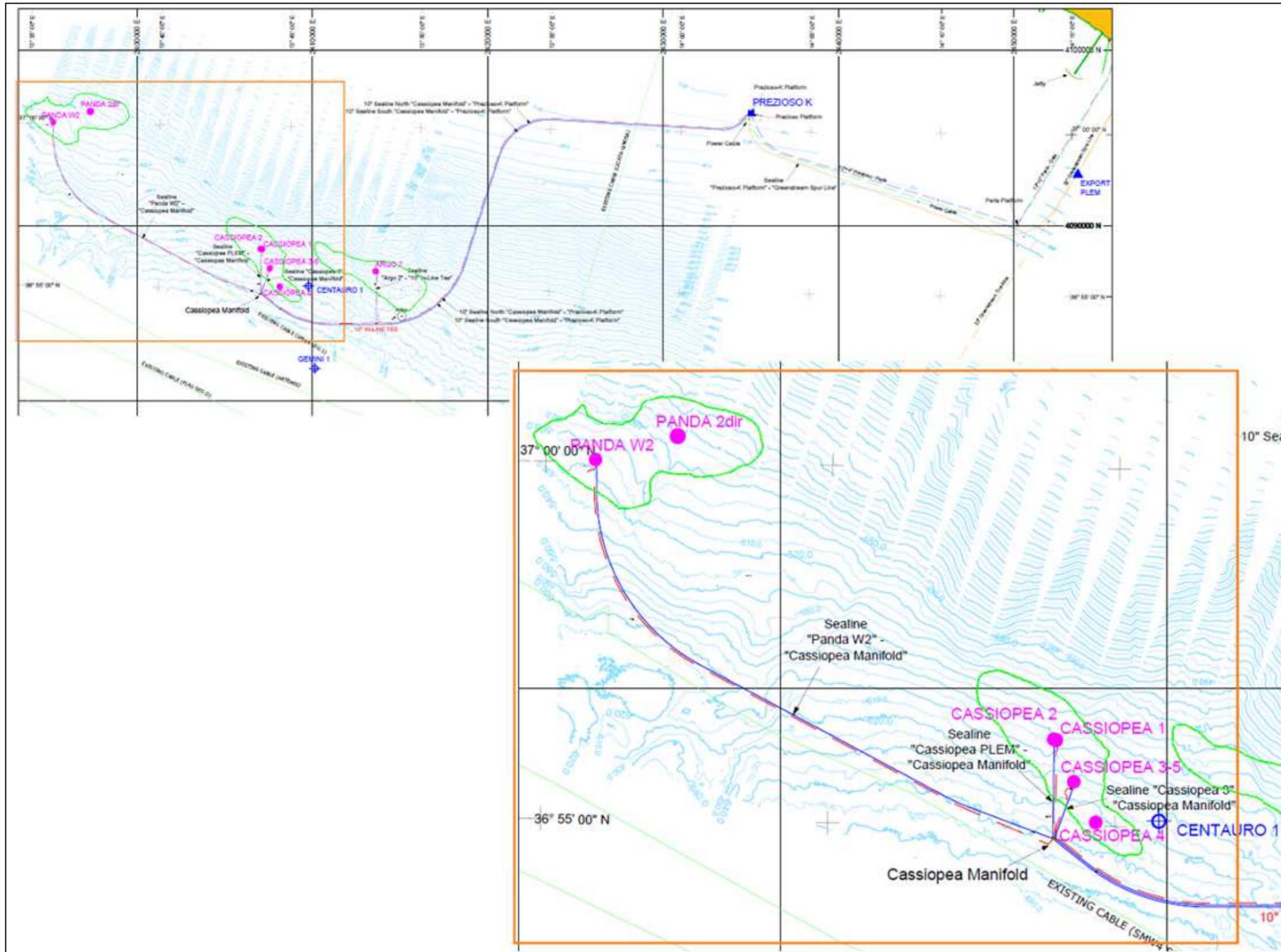


Figura A 3-15: dettaglio del tratto di condotte previste nel Campo Gas Panda nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo"

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 37 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

In seguito alla definizione del tracciato definitivo della sealine, nel periodo tra Dicembre 2010 e Gennaio 2011, sono state realizzate due ulteriori Survey Geofisica e Geotecnica di dettaglio nell'area interessata dal progetto "Offshore Ibleo", con lo scopo di acquisire ulteriori dati onde poter meglio definire dettagli ingegneristici sul tracciato previsto.

Da tali indagini è stato possibile trarre le seguenti informazioni:

- mappe batimetriche di dettaglio (mediante sistema ecoscandaglio Multibeam e ispezioni visive a mezzo di un robot ROV – Remotely Operated Vehicle);
- campionamento del fondale marino mediante carotaggi effettuati:
 - fino a 5 m di profondità, lungo la rotta prevista per le sealine;
 - fino a 20 m di profondità, nelle zone in cui è prevista l'installazione di strutture sottomarine (PLEM, Manifold) e nelle zone di rischio geologico individuate;
- analisi in situ e in laboratorio dei campioni raccolti a mare al fine di ottenere una completa caratterizzazione fisico-meccanica del fondale marino.

Sulla base delle indagini effettuate, il percorso finale dell'intera sealine è stato definito in base ai seguenti criteri:

- minimizzare i rischi connessi alla conformazione del fondale marino cercando di posizionare il tracciato in zone il più possibile pianeggianti;
- valutare le necessarie aree di rispetto e le distanze minime da rispettare tra le strutture da posare, unitamente alle zone marine che si dovranno occupare per effettuare le operazioni in progetto (installazione delle strutture, perforazione dei pozzi);
- considerare gli scostamenti attesi per la stabilità sul fondo delle sealine prima di definire la distanza tra le linee;
- ottimizzare il numero di attraversamenti di linee esistenti (*umbilicals* e condotte sottomarine) così come la stabilità delle curvature laterali delle sealine;
- mantenere adeguate distanze dagli impianti esistenti.

Il tratto di condotta previsto per il presente progetto collegherà il gas estratto dai pozzi Panda al Manifold di Cassiopea, posto a circa 22 km dalla costa, mediante sealine da 8" e relativi spool di connessione. Come scritto in precedenza e come riportato in **Figura A 3-15**, il tracciato della condotta seguirà, per quanto possibile, la linea di livello del fondale marino, per una lunghezza indicativa di 16,5 km circa.

Il presente progetto prevede anche un'eventuale fase successiva nella quale sarà valutata la perforazione del pozzo Panda 2dir; pertanto la realizzazione delle opportune strutture sottomarine per la messa in produzione sarà valutata in relazione ai risultati minerari ottenuti durante la prima fase di sviluppo del Campo Gas Panda.

3.7.2.2 Caratteristiche progettuali della sealine

Le condotte in progetto nell'ambito dell'"Offshore Ibleo" saranno realizzate e dimensionate in accordo al DM del 17/4/2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8", alla normativa di settore vigente, nonché agli standard interni eni e agli standard internazionali di settore (ISO 13623, DNV OS-F101, DNV RP-F109, DNV RP-F105, DNV RP-F110, DNV RP-F111, etc...). Le caratteristiche progettuali del tratto di sealine in progetto nel Campo Gas Panda sono riportate nella seguente **Tabella A 3-11**.

Tabella A 3-11: Principali caratteristiche progettuali della sealine in progetto nel Campo Gas Panda						
Pipeline description ⁽¹⁾	OD	WT	Anti corrosion coating		Concrete coating Thickness	
			Thickness	Density (assumed)	Thickness	Density
			(mm)	(kg/m ³)	(mm)	(kg/m ³)
8" pipeline (Panda W2 - Cassiopea Manifold)	219.1	18.3	2.7	950	-	-

Note: ⁽¹⁾ Steel Grade / SMYS - ISO 3183 L450 / 450 MPa

In **Allegato 6** è riportata la planimetria del tracciato della sealine e dei cavi ombelicali.

3.7.2.3 Definizione delle campate

La scelta di interrare le linee è stata perseguita al fine di migliorare la stabilità sul fondo, minimizzare il rischio di interferenza con le attività di pesca a strascico presenti nell'area ed evitare interventi locali prevario per la correzione delle irregolarità del fondale. Inoltre tale soluzione escluderà la presenza di campate residue al termine delle operazioni di interro. La metodologia utilizzata per le operazioni di interro della sealine è riportata nella Paragrafo **3.8.9**.

3.7.2.4 Attraversamenti

Lungo il tracciato della sealine in progetto non sono stati individuati attraversamenti di condotte e/o cavi elettrici esistenti. A Sud del tratto di sealine previsto, si trova un cavo elettrico (denominato "Artemis") distante, nel punto più vicino, circa 340 m.. Le attività previste non interferiranno con la presenza di tale cavo e, durante la fase di cantiere, saranno adottate tutte le opportune precauzioni per evitare eventuali interferenze con le strutture sottomarine esistenti.

3.7.2.5 Utilizzo di ghiaia

Durante le operazioni di installazione non verrà utilizzato alcun riporto di ghiaia. La linea, una volta posata, verrà subito interrata. Per la protezione di parti esposte (spool di connessione a strutture sottomarine, attraversamenti) si utilizzeranno appositi materassi di cemento ("protection mattresses") o covers di protezione.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 39 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

3.7.2.6 *Collaudo idraulico*

Per le attività di collaudo delle condotte, in conformità al DM 17/4/2008, si prevede di utilizzare acqua di mare opportunamente filtrata, senza aggiunta di alcun *chemical*.

In considerazione al fatto che la condotta, una volta posata, non avrà bisogno di una preliminare pulizia, poiché nuova e priva di tracce di sostanze/componenti chimiche potenzialmente inquinanti, si ritiene che la pratica più compatibile dal punto di vista ambientale per le operazioni di collaudo sia l'utilizzo di acqua di mare non additivata per poterla reimmettere in mare con le medesime caratteristiche di quella prelevata. Si prevede l'utilizzo di un volume totale di acqua di mare, dell'ordine di 1.500/2.000 metri cubi circa.

3.8 OPERAZIONI DI VARO

3.8.1 *Norme generali*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.2 *Normali operazioni di varo*

Le attività durante le normali operazioni di varo consistono principalmente nel seguente gruppo di operazioni:

- Operazioni nella Firing Line;
- Movimento della posatubi;
- Operazioni di controllo.

Per il presente progetto potranno essere utilizzate entrambe le tipologie dei sistemi di varo a "J" o a "S", meglio descritte nei successivi Paragrafi. La scelta definitiva sul procedimento di posa che verrà utilizzato, sarà effettuata al termine della gara d'appalto per l'aggiudicazione dei lavori. Si precisa che la descrizione delle operazioni progettuali previste potrà subire alcune variazioni in fase di realizzazione in funzione dei mezzi effettivamente impiegati.

3.8.3 *Sistema di Varo a J*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.3.1 *Descrizione della Firing Line*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.3.2 *Descrizione della JLT*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 40 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

3.8.3.3 Operazioni nella Firing Line

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.3.4 Movimento della posatubi

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.3.5 Operazioni di controllo

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.4 Sistema di Varo a S

3.8.4.1 Operazioni nella Firing Line

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.4.2 Movimento della posatubi

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.4.3 Operazioni di controllo

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.5 Procedure di saldatura e di controllo NDT

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.6 Procedure per il ricoprimento del giunto di saldatura

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.7 Operazioni di emergenza - abbandono e recupero

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.8.8 Posa della parte terminale della condotta

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 41 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

3.8.9 Interro della sealine

Le condotte sottomarine saranno interrate al fine di migliorare la stabilità sul fondo, minimizzare il rischio di interferenza con le attività di pesca a strascico presenti nell'area ed evitare interventi locali pre-varo per la correzione delle irregolarità del fondale.

L'interramento sarà del tipo "*post-trenching*", ovvero effettuato successivamente alla posa della sealine con mezzi navali e sottomarini che procederanno lungo il tracciato intervenendo sul fondale per interrare l'intera sealine in modo controllato.

A seconda delle caratteristiche locali del fondale e della profondità di interro prevista, verranno impiegati mezzi sottomarini di diverso tipo:

- JETTING MACHINE: mezzo sottomarino controllato tramite un cavo "ombelicale" da un mezzo navale di supporto, in grado di muoversi autonomamente sul fondale lungo la condotta mediante cingoli o in modalità "sospesa". La macchina utilizza dei potenti getti d'acqua per fluidificare il sedimento sottostante la sealine generando un affondamento spontaneo della stessa a una prestabilita profondità;
- CUTTINGS MACHINE: mezzo sottomarino generalmente dotato di cingoli utilizzato per i terreni più duri, realizza lo scavo con l'ausilio di mezzi meccanici (ad es. "wheel cutter").

3.8.10 Installazione di uno spool

3.8.10.1 Generale

La configurazione dello spool e le sue dimensioni verranno determinate durante la fase di ingegneria. Se necessario, le dimensioni dello spool verranno riviste e aggiustate in accordo alla posizione teorica della testa della condotta. I punti di sollevamento e la configurazione del sistema di sollevamento verranno determinati da analisi dello stato tensionale. Lo spool verrà sollevato per mezzo di funi e di un bilancino. Il bilancino verrà usato solo se richiesto dalle analisi o dalla configurazione dello spool.

3.8.10.2 Metrologia

Le misure verranno prese avvalendosi di un sistema acustico. Si eseguirà un'ispezione visiva, mediante ROV, per controllare che l'area sia libera da detriti od ostruzioni. Se necessario, a questo punto verranno attuate le misure correttive. La dimensione/configurazione esatta dello spool verrà determinata in accordo ai risultati della metrologia.

3.8.10.3 Fabbricazione

La fabbricazione dello spool verrà eseguita a bordo della posatubi/mezzo di installazione o alternativamente a seconda delle dimensioni dello spool, in un cantiere a terra e poi trasportato sul luogo dell'installazione. Le saldature verranno eseguite da saldatori qualificati come da procedure approvate e, in seguito all'accettazione dei test non distruttivi (NDT), si potrà procedere con il rivestimento. Al completamento dell'assemblaggio dello spool, ne verrà testata la resistenza per 8 ore.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 42 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

3.8.10.4 *Tie-ins in acque profonde*

Tutti i tie in sottomarini previsti saranno orizzontali. Pertanto la descrizione del sistema di tie in verticale non è trattata.

Sistemi di Tie-in orizzontale

Il Tie-in orizzontale può essere usato per entrambe le estremità degli spools. La termination head viene alzata fino al punto di tie-in con un verricello sottomarino. Il tie-in orizzontale può essere eseguito con Clamp Connectors operati da un Tie-in tool, attraverso connettori idraulici integrati operati da ROV o da collet connectors non idraulici con l'aiuto di un Connector Actuation Tool e ROV. Le connessioni orizzontali lasciano il flowline in una linea dritta, e sono facili da proteggere da eventuali interazioni con apparecchiature per la pesca a strascico (cfr. **Figura A 3-16**).

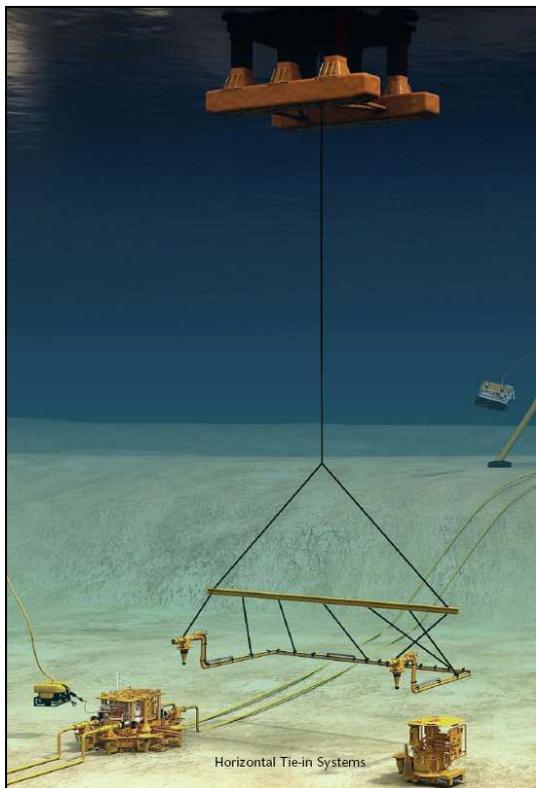


Figura A 3-16: sistema di Tie-in orizzontale (a sinistra) e in Stabcon (a destra)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 43 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------



Figura A 3-17: esempio di 12'' Multibore Collet Connector (a sinistra) ed esempio di 30'' Clamp Connector (a destra)

3.9 AREE DI RISCHIO PER LA POSA DELLA CONDOTTA

L'analisi delle aree di rischio per la posa della condotta, nell'ambito del Campo Gas Panda, è stata effettuata sulla base di quanto già presentato nelle Integrazioni del Progetto "Offshore Ibleo" (Prot. n. DVA-2011-0016334 del 07/07/2011), progetto per il quale eni è in attesa di ricevere dal Ministero il Decreto di compatibilità ambientale. Per tale motivo si riporta il presente Capitolo 3.9 adeguando i contenuti al progetto relativo allo sviluppo del solo Campo Gas Panda.

3.9.1 Aree di rischio geologico (Geohazard)

Nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo", è stata effettuata una specifica analisi di rischio geologico (Geohazard) ("*Geohazard Study Report*") relativa alla stabilità dei versanti del fondale marino nell'area interessata dalle attività, per valutare la sicurezza delle sealine e delle strutture sottomarine in progetto.

Lo studio relativo al Geohazard è stato condotto sulla base dei risultati ottenuti dalle indagini geofisiche e geotecniche eseguite tra Ottobre 2009 e Gennaio 2011, per la cui trattazione si rimanda al Paragrafo **4.7** del Quadro di Riferimento Ambientale.

L'analisi del rischio geologico (Geohazard) rappresenta un processo di analisi che può essere sintetizzato nei seguenti punti:

- identificazione dell'evento sismico come fattore scatenante per l'instabilità del fondale marino;
- analisi della stabilità del fondale marino interessato dal progetto, sia in condizioni statiche che sismiche, per identificare le aree potenzialmente instabili, la loro localizzazione ed estensione e il relativo fattore di sicurezza;
- valutazione della possibilità che si possa sviluppare un evento franoso pericoloso indotto da un evento sismico;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 44 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

- valutazione, nel caso in cui si possa sviluppare un remoto evento di frana, delle potenziali distanze di run-out lungo le sezioni più critiche della scarpata continentale e delle potenziali interferenze con le strutture sottomarine in progetto.

Il fondale marino indagato risulta ubicato in prossimità di una scarpata continentale con caratteristiche uniformi ma che mostra un'irregolarità morfologica associata alla presenza di eventi franosi (nicchie di distacco e depositi).

L'analisi di rischio geologico (Geohazard) realizzata, ha analizzato l'"evento pericoloso" (hazardous event) definito come la condizione per la quale si instaurano slittamenti del sedimento (*downslip flow*) che potrebbero interferire con la stabilità dei fondali e, nel caso in oggetto, con la stabilità del tracciato delle sealine e delle strutture sottomarine in progetto. Tali movimenti, che tendono a svilupparsi in condizioni di instabilità del fondale marino, possono degenerare in eventi franosi se strettamente correlati al verificarsi di un evento sismico, associato alla presenza di ripidi pendii e sedimenti poco compatti. Pertanto la possibilità che si verifichi un evento franoso viene contraddistinta come un evento remoto.

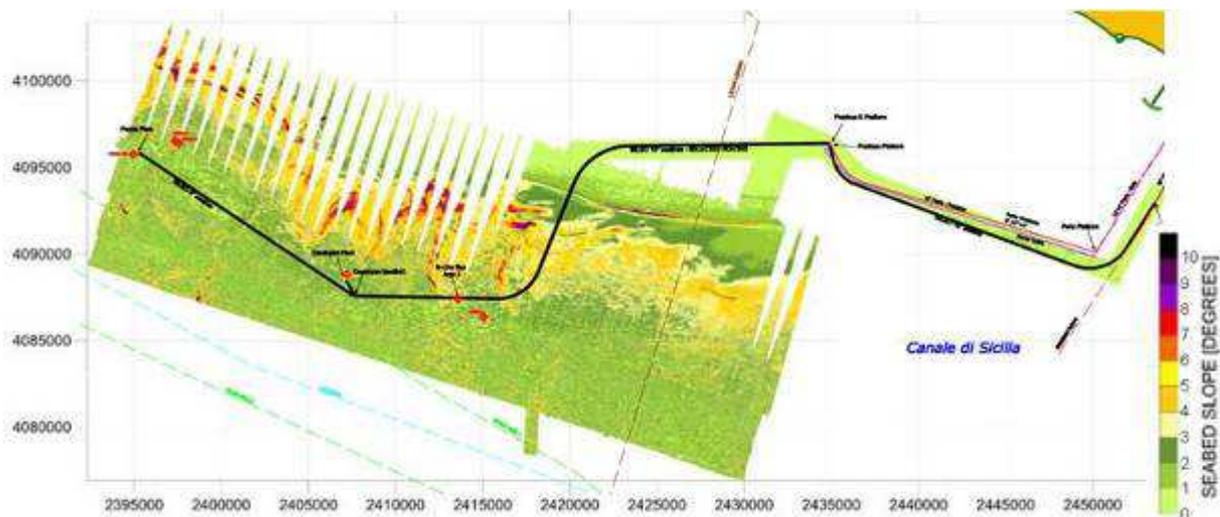
Nell'ambito dell'intero progetto "Offshore Ibleo" lo studio di tali eventi remoti è stato condotto analizzando la stabilità dei versanti caratterizzanti tutta la scarpata continentale (cfr. **Figura A 3-19**).

L'estensione e la localizzazione dei potenziali movimenti di massa è stata valutata per diversi eventi sismici e la valutazione delle possibili interferenze sulle strutture sottomarine in progetto è stata condotta analizzando sezioni del fondale a diverse pendenze, in modo tale da ottenere risultati che possano essere uniformi per tutta l'area di indagine.

L'indagine geofisica ha evidenziato i seguenti aspetti potenzialmente rilevanti per la scelta del tracciato delle sealine in progetto:

- instabilità del fondale;
- presenza di pendii sul fondale marino.

Instabilità del fondale: l'area più critica per la stabilità dei versanti del fondale è rappresentata dalla scarpata continentale posta a Nord rispetto al tratto di sealine in progetto (cfr. **Figura A 3-18**).



 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 45 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

Figura A 3-18: rappresentazione delle pendenze del fondale e della scarpata continentale

La morfologia del fondale marino in corrispondenza della scarpata continentale è caratterizzata dalla presenza di nicchie di distacco correlate a molteplici eventi franosi originatesi durante il Quaternario, testimoniate dalla presenza di zone con superficie irregolare per la presenza di depositi da trasporto di massa, depositati alla base della scarpata stessa.

Lungo la scarpata continentale, dove sono stati individuati i valori massimi di pendenza, le caratteristiche d'instabilità raggiungono il fondale marino, interessando anche la sequenza dei sedimenti superficiali, mentre in corrispondenza del tratto di sealine tra il Campo Panda e il Manifold di Cassiopea si hanno superfici più pianeggianti e più stabili.

Dalle indagini effettuate mediante Sub-Bottom Profiler, da un punto di vista geologico, sono state rilevate due frane principali una delle quali è localizzata tra i Campi gas Argo e Cassiopea, dove sono presenti i depositi relativi ai più recenti eventi franosi, risulta essere sepolto sotto circa 5 m di sedimenti indisturbati (cfr. **Figura A 3-19**).

Presenza di pendii sul fondale marino: sono principalmente associati a nicchie di distacco, limite della piattaforma continentale, depositi irregolari di frana, ecc.. In base alle indagini effettuate, in corrispondenza del limite della piattaforma continentale indagata e attraversata dal tratto di sealine in oggetto, non sono state rinvenute tracce morfologiche d'instabilità superficiale del fondale che, pertanto, non rappresentano alcun problema in termini di Geohazard. Nella successiva **Figura A 3-19** si riporta la carta del rischio geologico stimata per l'area di progetto.

L'analisi della stabilità dei versanti, nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo" è stata condotta valutando i tempi di ritorno di fenomeni sismici pari a 200 e 2000 anni per quanto riguarda le strutture offshore, così come indicato dalla normativa "API RP2A LRFD", e pari a 100 e 10.000 anni per quanto riguarda le condotte, così come indicato dalla normativa "DNV OS-F101".

Lo studio effettuato ha permesso di identificare le caratteristiche relative alle masse potenzialmente mobilitate sotto l'azione di eventi sismici. Di seguito si riportano brevemente le conclusioni sulla base ai risultati ottenuti dallo studio Geohazard ("*Geohazard Study Report*") effettuato lungo l'intera sealine prevista nell'ambito del progetto "Offshore Ibleo":

- la natura plastica del fondale marino indagato riduce sensibilmente la possibilità che uno scivolamento di massa degeneri in un evento franoso, pericoloso per la stabilità delle strutture sottomarine in progetto;
- secondo le survey geofisiche e geotecniche condotte nella medesima area di indagine, da un punto di vista geologico, sono stati rinvenuti, solo in corrispondenza del Campo Gas Cassiopea, depositi relativi ad alcuni eventi franosi;
- durante lo studio di Geohazard è stata inoltre effettuata un'analisi pseudo-statica considerando i carichi indotti nell'area studiata da terremoti. I risultati mostrano che alcune aree, localizzate in tutta la scarpata continentale, risultano potenzialmente critiche dal punto di vista della stabilità del fondale;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 46 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

- lungo la scarpata continentale, le zone più critiche per l'insorgenza di eventi franosi (associati a carichi indotti da eventi sismici di una certa rilevanza) sono state individuate in corrispondenza dell'area posta a Nord rispetto al tracciato della sealine in progetto, dove sono stati individuati valori massimi di pendenza associati a caratteristiche di instabilità dei versanti che interessano anche la sequenza dei sedimenti superficiali;
- secondo i dati di letteratura e gli studi statistici consultati durante lo studio in oggetto, il volume totale di una frana sottomarina risulta essere direttamente proporzionale alla pendenza dei fondali marini, allo spessore dei sedimenti soffici presenti e all'intensità del terremoto; inoltre la possibile velocità di picco e la distanza di run-out tendono ad aumentare con il volume della frana sottomarina, dunque la distanza delle sealines dalla porzione di scarpata a maggiori pendenze rappresenta un fattore di sicurezza rispetto al rischio di interferenza con eventuali frane.

L'indagine Geohazard ha interessato anche la valutazione dell'insorgenza di un evento franoso per poter studiare la potenziale interferenza con il tracciato della sealine e le strutture sottomarine in progetto:

- nella remota ipotesi che si possa sviluppare un evento franoso generato da un terremoto, con tempo di ritorno pari o inferiori a 200 anni, la distanza di run-out attesa per le masse potenzialmente instabili, è tale per cui non è prevista un'interferenza col tracciato della condotta in progetto;
- per terremoti con tempi di ritorno superiori a 200 anni, invece, è stata stimata una remota probabilità che il fronte delle masse potenzialmente in movimento, a causa di eventi franosi, possa raggiungere il tracciato della condotta in progetto.

Inoltre, come meglio approfondito nel Quadro di riferimento Ambientale delle presente Integrazioni al SIA (Sezione **4.3.7**), ad oltre 30 km in direzione Sud Est rispetto all'ubicazione del Campo Gas Panda, sono state rinvenute strutture morfologiche riconducibili a *pockmarks*: strutture legate a fenomeni di rilascio di gas o fluidi attraverso i sedimenti marini non consolidati. I gas o i fluidi rilasciati da tali strutture sono spesso arricchiti di idrocarburi leggeri e per tale motivo sono oggetto di interesse. Uno studio condotto da ISMAR-CNR nel 2013, ha rilevato concentrazioni di ¹³C (isotopo pesante del Carbonio) tali da confermare la presenza di idrocarburi leggeri nei fluidi espulsi nelle concrezioni carbonatiche che costituiscono il cemento dei frammenti di molluschi calcificati nei pressi dei *pockmarks* individuati. Data la notevole distanza di tali strutture morfologiche dall'area di ubicazione del Campo Gas Panda, si ritiene che la presenza di *pockmarks* non possa interferire con le attività di progetto.

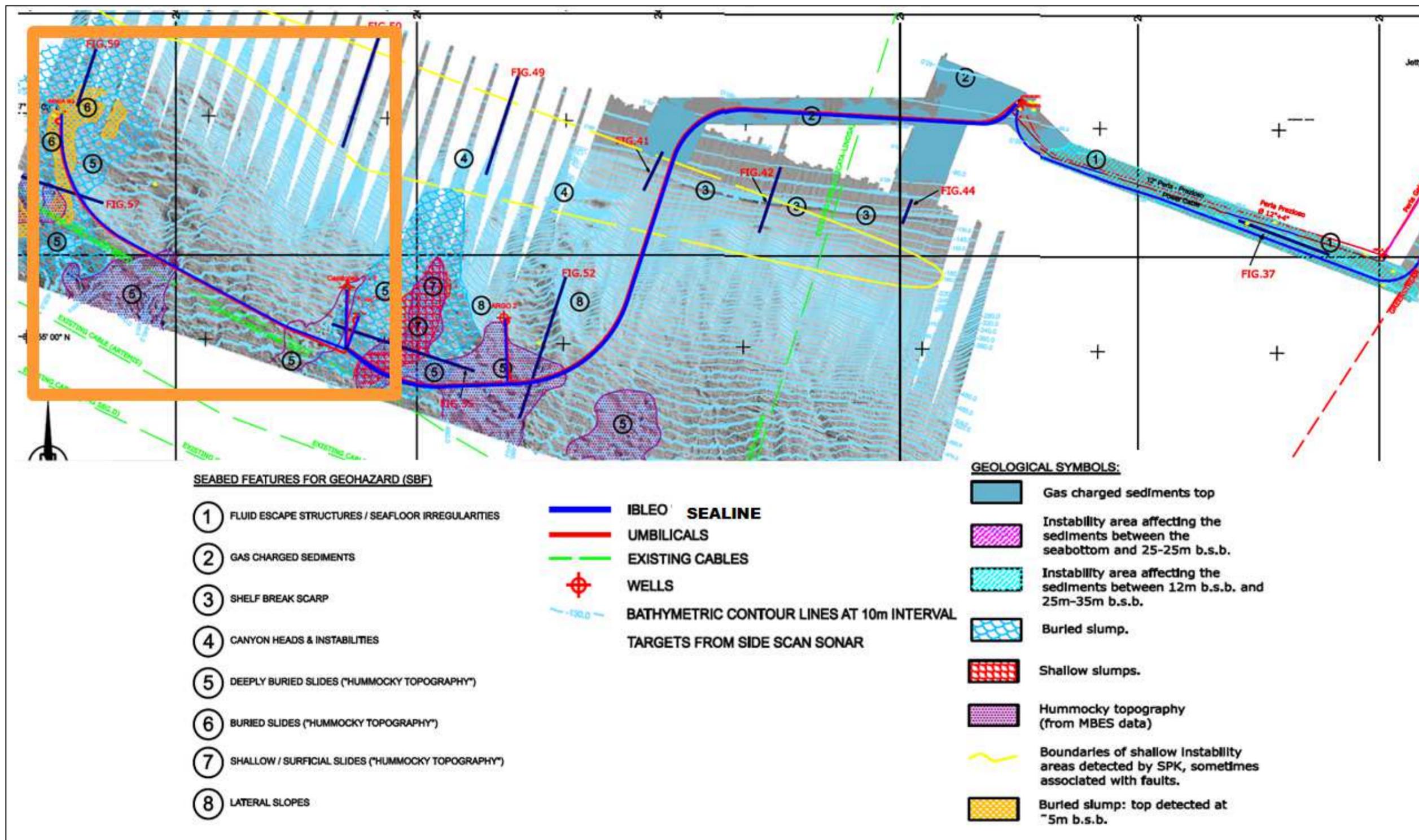


Figura A 3-19: analisi rischio geologico effettuata lungo il tracciato previste nell'ambito del progetto "Offshoere Ibleo" e dettaglio dell'area oggetto del presente studio

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 48 di 53
---	---------------------	--	-----------------------------

3.9.2 Rischio sismico dell'area

Le caratteristiche sismiche dell'area dell'intero progetto "Offshore Ibleo", interessando quindi anche il Campo Gas Panda e l'area oggetto del presente studio, sono state definite nello studio ("*Probabilistic Seismic Hazard Assessment - PSHA and Site Response Analysis - SRA*") realizzato nel mese di Settembre 2010.

Il PSHA effettuato nell'area offshore riportata in **Figura A 3-20**, ha fornito i parametri caratteristici per gli eventi sismici rilevanti, ai fini del progetto. In particolare sono state definite le accelerazioni di picco degli eventi sismici (Peak Ground Acceleration – PGA), con tempi di ritorno di 100, 200, 475, 1000, 2000 e 10000 anni, e gli spettri di risposta a rischio uniforme (Uniform hazard spectra – UHS).

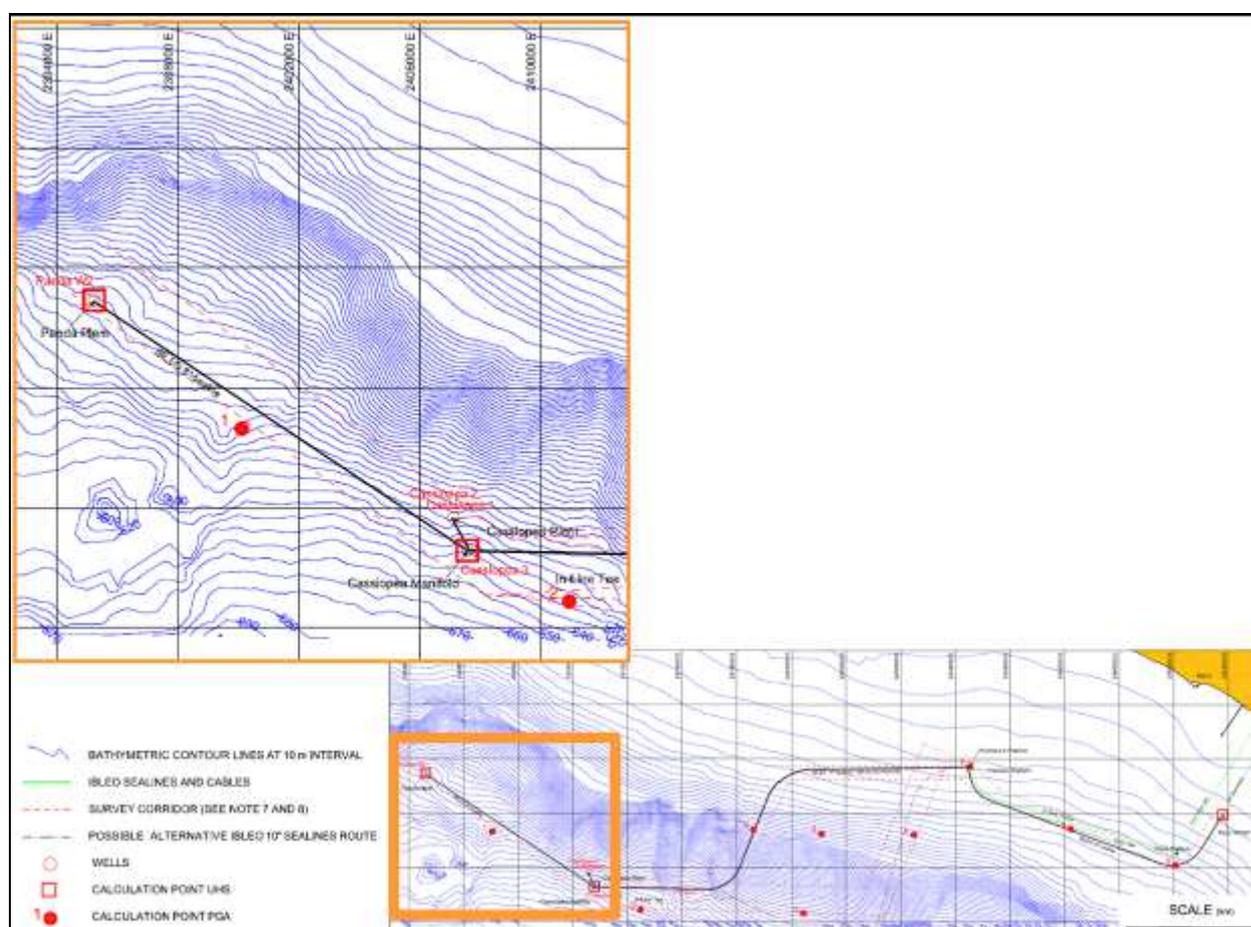


Figura A 3-20: dettaglio area di indagine per il Campo Gas Panda

E' stata condotta inoltre l'analisi di risposta locale per stimare l'effetto dei sedimenti presenti sull'accelerazione di picco di un evento sismico (PGA) nel trasferimento dal substrato roccioso al "mudline", con tempi di ritorno pari a 100, 200, 2000 e 10000 anni (cfr. **Figura A 3-21**).

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 3 Pag. 49 di 53</p>
--	-----------------------------	---	-------------------------------------

La presenza di sedimenti nella colonna sottosuolo marino comporta una variazione nel movimento del terreno, amplificando o smorzando l'impulso sismico in arrivo dagli strati rocciosi sottostanti.

I dati ottenuti nello studio di PSHA/SRA suddetto (in particolare i valori di PGA al mudline) sono stati utilizzati per lo studio di Geohazard descritto nel precedente Paragrafo 3.9.1 al fine di valutare i rischi connessi ad eventi sismici nell'area.

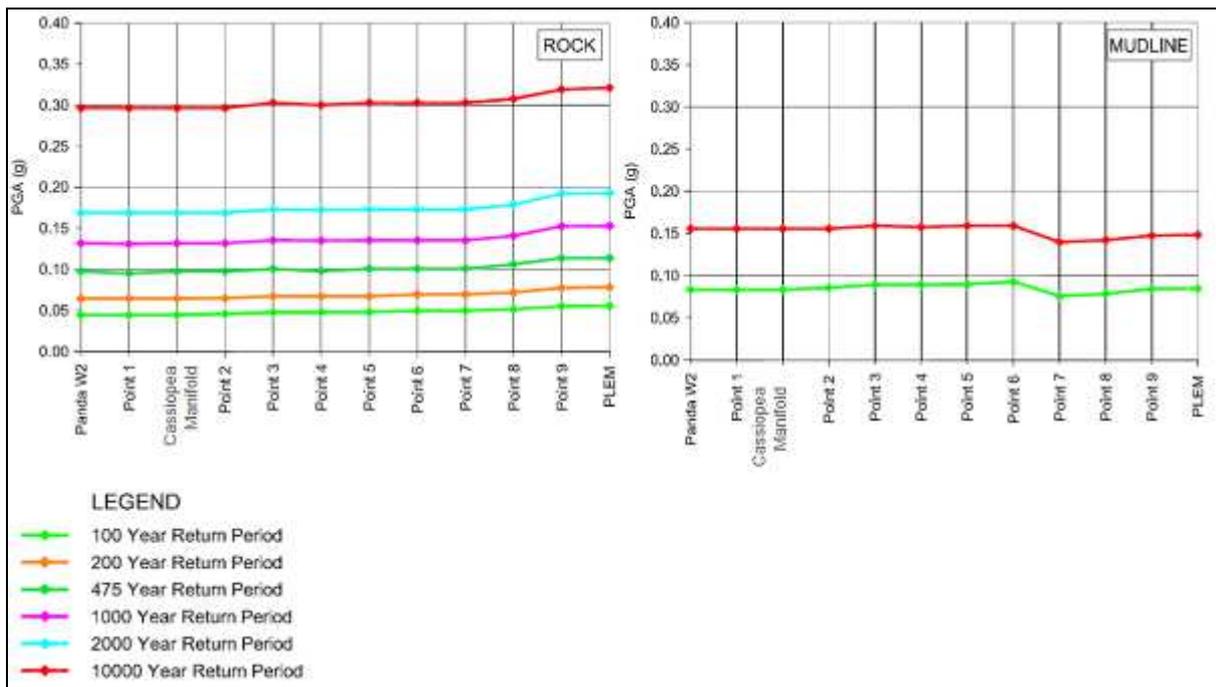


Figura A 3-21: accelerazione di picco degli eventi sismici (PGA) determinata in corrispondenza del substrato roccioso e al "mudline" lungo il tracciato della sealine

3.9.3 Aree di rischio vulcanico

L'analisi del rischio vulcanico presente nel tratto di mare interessato dalle attività in progetto è riportata in **Appendice 9**.

3.9.4 Rischi dovuti ad interferenze esterne (traffico marittimo e pesca)

Nell'intorno dell'area interessata dalle attività in progetto, è stata condotta una specifica indagine volta alla caratterizzazione del traffico navale e delle attività di pesca sulla base delle informazioni contenute nei documenti realizzati per la realizzazione del gasdotto "GreenStream", di collegamento tra Italia e Libia. I risultati degli studi effettuati sono stati riportati nel Quadro di Riferimento Ambientale, **Paragrafo 4.5.3**. In relazione alle indagini effettuate non si evidenziano particolari aree di criticità per le strutture sottomarine da realizzare.

Tuttavia, per tutta la durata delle attività di posa delle sealine, al fine di prevenire qualsiasi interferenza con le attività di pesca sul fondale e traffico marittimo, la Capitaneria di Porto competente, sentita la

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 50 di 53
---	---------------------	--	-----------------------------

Sezione Idrocarburi del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), fisserà delle zone di interdizione lungo tutto il tracciato delle sealine da posare e/o in corrispondenza delle posizione d'intervento in caso di operazioni subsea sui pozzi, pari a:

- 1500 m circa per lato della sealine, come campo boe d'ormeggio dei mezzi principali di posa e installazione, in caso di impianto in modalità ancoraggio;
- 500 m circa per lato della sealine, in caso di impianto in modalità DP.

Inoltre, al fine di evitare qualsiasi interferenza con attività antropiche, oltre che per aumentare la stabilità sul fondale ed escludere la presenza di campate libere, le tubazioni verranno interrato lungo l'intero tracciato.

3.9.5 Sicurezza in condizioni di mare estremo

Per la verifica delle condizioni di sicurezza durante le operazioni di posa della condotta sono stati utilizzati i seguenti riferimenti normativi:

- Specifica eni 23025.SLI.OFF.PRG "Design Criteria Offshore Pipeline";
- DNV RP-F109 Offshore Standard – Submarine Pipeline System, 2010;
- DNV OS-F101 Recommended Practice – On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines, 2010.

Sulla base di tali documenti, è stata eseguita un'analisi di stabilità sul fondale al fine di garantire la stabilità verticale e laterale delle condotte soggette ai carichi idrodinamici delle onde e delle correnti. L'analisi è stata riferita a condizioni temporanee (condotta vuota posata sul fondale), poiché in condizioni operative la sealine sarà interrata e dunque non soggetta all'azione delle onde e delle correnti.

E' stata quindi utilizzata la più sfavorevole combinazione di carichi ambientali che possono agire simultaneamente, per un periodo di ritorno considerato significativo.

A tal fine si è fatto riferimento a quanto suggerito dallo standard DNV RP-F109 per operazioni temporanee. Come suggerito dallo standard, per la valutazione degli effetti combinati delle onde e delle correnti è stata considerata la peggiore combinazione di carichi ambientali tra le due seguenti ipotesi:

- Tempo ritorno 1 anno corrente / Tempo ritorno 10 anni onde;
- Tempo ritorno 10 anni correnti / Tempo ritorno 1 anno onde.

In particolare, date le elevate batimetrie dell'area di posa in oggetto, l'effetto delle onde è risultato trascurabile e l'analisi si è basata essenzialmente sulla verifica del regime correntometrico previsto a livello del fondale, per cui si rimanda al paragrafo 4.2.2.3 del Quadro Ambientale.

3.10 SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 51 di 53
---	---------------------	---	-----------------------------

3.11 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO NELL'OFFSHORE SICILIANO

Le attività di sviluppo del Campo Gas Panda saranno condotte nell'ambito del più ampio Progetto "Offshore Ibleo", che prevede lo sviluppo integrato degli ulteriori Campi Gas Argo e Cassiopea e l'esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati "Centaurio 1" e "Gemini 1".

Come anticipato in Premessa, con Comunicazione pervenuta dal MATTM in data 22/04/2013 (U.prot DVA-2013-0009272) è stato richiesto ad eni di:

"verificare la presenza di altre attività di prospezione, ricerca o coltivazione di idrocarburi in progetto o in essere, nelle aree limitrofe a quelle della Concessione "Panda" al fine di un'eventuale valutazione degli "effetti cumulativi". Si richiede pertanto di fornire una rendicontazione in merito a quanto rappresentato, sulla base della quale la scrivente si esprimerà in merito alla necessità di presentare una documentazione integrativa di aggiornamento da mettere a disposizione del pubblico".

In considerazione a tale richiesta, si segnala inoltre che eni, in data 16/04/2013, ha presentato al MATTM specifica Istanza per l'avvio della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per la perforazione del pozzo esplorativo denominato "Vela 1", ubicato all'interno del Permesso di Ricerca denominato "G.R 14.AG", ad una distanza minima di circa 29 km, in direzione Sud-Ovest, dalla costa di Palma di Montechiaro (AG).

Sulla base delle informazioni reperite dal portale del Ministero dello Sviluppo Economico e rese disponibili dai *data base* aziendali di eni S.p.A., è stato predisposto un opportuno allegato cartografico (cfr. **Allegato 9**), che riporta le attività offshore di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, per le quali eni è l'operatore/richiedente, esistenti e in progetto, all'interno dell'*area vasta di progetto* per lo sviluppo del giacimento Panda.

Inoltre, al fine di rispondere in maniera esaustiva alle richieste del MATTM, è stata realizzata una specifica relazione, in forma tabellare (cfr. **Appendice 12**), nella quale sono state riportate:

- tutte le Concessioni e le Istanze di Concessioni offshore nelle quali eni è operante, il loro numero totale, la loro identificazione con sigla e coordinate (cfr. **Tabella 1 e 2**);
- tutti i Permessi e le Istanze di Permesso offshore nelle quali eni è operante, il loro numero totale, la loro identificazione con sigla e coordinate (cfr. **Tabella 3 e 4**);
- tutte le piattaforme di produzione e le strutture assimilabili offshore eni (operatore) esistenti, il numero totale, la denominazione, le coordinate, la distanza dalla costa, lo *status* e il numero di pozzi afferenti (cfr. **Tabella 5**);
- tutti i pozzi eni offshore di ciascuna piattaforma, con indicazione del nome, dello *status*, delle coordinate di testa pozzo e della profondità verticale (cfr. **Tabella 6**);
- tutte le condotte sottomarine di collegamento tra le piattaforme esistenti ed eventualmente la centrale di trattamento gas a terra, di pertinenza eni, con indicazione del tipo di fluido trasportato, la data di posa, lo *status*, il diametro, il materiale trasportato e la lunghezza dei tratti offshore / onshore (cfr. **Tabella 7**).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 3 Pag. 53 di 53
---	---------------------	--	-----------------------------

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. Durante la realizzazione del Pozzo Panda W2, quindi, non è prevista alcuna sovrapposizione con altre attività di perforazione limitrofe.

Anche la fase di posa delle sealine (cfr. Paragrafo **3.7.2**), nell'ambito dell'intero Progetto "Offshore Ibleo" sarà condotta in modo sequenziale procedendo progressivamente lungo il tracciato in progetto.

Analizzando più in dettaglio il cronoprogramma, le uniche attività che saranno svolte in contemporanea alla fase di perforazione e completamento del futuro Pozzo Panda W2 (durata indicativa: 105 giorni) riguarderanno la realizzazione delle opere di collegamento lungo il tracciato delle sealine.

In particolare le attività che si sovrapporranno alle operazioni previste per il giacimento Panda saranno le seguenti:

- pre-survey e installazione Sleepers per crossing (durata indicativa: 50 giorni);
- posa della Sealine da 16" Prezioso-K/Export Plem (durata indicativa: 35 giorni).

Tali attività saranno svolte in modo sequenziale e interesseranno aree marine poste a distanze minime pari a 40 km circa dal Pozzo Panda W2. 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 (cfr. **Allegato 7** il buffer evidenziato in colore giallo rappresenta l'area di interdizione relativa alle attività che saranno svolte contemporaneamente alla perforazione e completamento del Pozzo Panda W2).

Per il dettaglio sulla composizione degli spread marini che saranno utilizzati nelle sopraccitate operazioni si rimanda all'**Appendice 10**, in cui è valutato l'eventuale effetto cumulo determinato dalle emissioni in atmosfera prodotte contemporaneamente alla perforazione del Pozzo Panda W2.