



INDICE

3	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	6
3.1	INTRODUZIONE	6
3.2	PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI	9
3.2.1	Regio Decreto 29 Luglio 1927 - No. 1443	11
3.2.2	D.P.R. 24 Maggio 1979 No. 886 (coordinato al D.Lgs. 624/96)	12
3.2.3	Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 - No. 624	15
3.3	DATI GENERALI DEI CAMPI GAS	16
3.3.1	Dati generali.....	16
3.3.2	Posizionamento delle teste pozzo e degli obiettivi minerari.....	18
3.4	DATI GENERALI DEI POZZI ESPLORATIVI.....	20
3.4.1	Obiettivo minerario pozzi esplorativi.....	21
3.4.2	Pozzi di riferimento	27
3.5	OPERAZIONI DI PERFORAZIONE.....	27
3.5.1	Programma di perforazione Campi Gas Argo e Cassiopea	27
3.5.2	Programma di perforazione pozzi esplorativi	28
3.5.3	Casing profile.....	30
3.5.4	Impianto di perforazione	32
3.5.5	Tecniche di perforazione	38
3.5.6	Completamento dei pozzi	40
3.5.7	Produzione di reflui, rifiuti solidi ed emissioni.....	47
3.5.8	Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione	55
3.5.9	Prevenzione e controllo durante la perforazione.....	57
3.6	EVENTUALE CHIUSURA E RIMOZIONE DELLE STRUTTURE - POZZI CENTAURO 1 E GEMINI 1	63
3.7	PRINCIPALI MEZZI NAVALI COINVOLTI NEI CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA	64
3.8	INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA PREZIOSO K	65
3.8.1	Installazione del jacket	65
3.8.2	Installazione dei moduli sulla piattaforma.....	68
3.9	DESCRIZIONE DEL PROCESSO	70



3.9.1	Stima delle emissioni delle facilities installate	76
3.10	INSTALLAZIONE DELLE STRUTTURE IN ALTO FONDALE.....	76
3.10.1	Installazione di una struttura subacquea tipo (PLEM).....	77
3.10.2	Installazione condotta per il trasporto gas.....	79
3.11	INSTALLAZIONE DI UN RISER	82
3.11.1	Fabbricazione delle clampe e installazione.....	82
3.11.2	Fabbricazione del riser	82
3.11.3	Installazione del riser con terminazione flangiata.....	82
3.12	INSTALLAZIONE DI UNO SPOOL.....	83
3.12.1	Generale	83
3.12.2	Metrologia.....	83
3.12.3	Fabbricazione	83
3.12.4	Installazione dello spool	83
3.12.5	Tie-ins in acque profonde	84
3.13	OPERAZIONI DI VARO	87
3.13.1	Norme generali	87
3.13.2	Normali operazioni di varo.....	88
3.13.3	Sistema di Varo a J.....	88
3.13.4	Sistema di Varo a S.....	96
3.13.5	Procedure di saldatura e di controllo NDT.....	97
3.13.6	Procedure per il ricoprimento del giunto di saldatura	98
3.13.7	Operazioni di emergenza - abbandono e recupero.....	98
3.13.8	Posa della parte terminale della condotta	99
3.14	SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA	101

INDICE DELLE FIGURE

Figura 3-1: schema di perforazione per i pozzi singoli e per i "drilling centres"	17
Figura 3-2: diagrammi della pressione in funzione della profondità dei reservoirs	18
Figura 3-3: interpretazione rilievo sismico Centauro, Inline 2080	22
Figura 3-4: interpretazione rilievo sismico Centauro, Cross Line 1959	23
Figura 3-5: mappa profondità prospect Centauro, assestata all'orizzonte Hor3	24
Figura 3-6: interpretazione rilievo sismico Gemini, Inline 1938	25
Figura 3-7: interpretazione rilievo sismico Gemini, Cross Line 1648	25
Figura 3-8: mappa profondità prospect Gemini, assestata a 1581mTVDSS	26
Figura 3-9: esempio di schema dei casing per il pozzo Argo 2	31
Figura 3-10: impianto di perforazione semisommersibile	33
Figura 3-11: schema tipo dell'impianto di perforazione semisommersibile	34
Figura 3-12: Top Drive System	36
Figura 3-13: asta di perforazione	36
Figura 3-14: pompa fango	37
Figura 3-15: vibrovagli	37
Figura 3-16: scalpello di perforazione	38
Figura 3-17: schema di perforazione del casing	41
Figura 3-18: schema esemplificativo di string di completamento (doppio completamento)	42
Figura 3-19: esempio di Christmas Tree sottomarina	43
Figura 3-20: schema di completamento intelligente con due valvole (Cassiopea 1 Dir)	45
Figura 3-21: schema di completamento intelligente con Tre valvole (Argo 2)	46
Figura 3-22: piattaforma di perforazione (deck) e sorgenti emissive (ST1, ..., ST4)	54
Figura 3-23: fango di perforazione in equilibrio idrostatico	57
Figura 3-24: schematizzazione del fenomeno di "kick"	58
Figura 3-25: esempio di BOP anulare	59
Figura 3-26: esempio di BOP a ganasce	59
Figura 3-27: schema dello stack BOP dell'impianto Atwood Southern Cross	61
Figura 3-28: procedura di "Hard shut-in" in fase di perforazione	62
Figura 3-29: configurazione delle piattaforme Prezioso K	65
Figura 3-30: schema preliminare relativo ad uno scenario di sviluppo provvisorio	77
Figura 3-31: rappresentazione dei due probabili tracciati della futura selina	81

Figura 3-32: sistema di tie-in verticale	84
Figura 3-33: tie-in verticale assistito dal Connector Actuation Tool System	85
Figura 3-34: sistema di Tie-in orizzontale	86
Figura 3-35: sistema di Tie-in in Stabcon	86
Figura 3-36: esempio di 12" Multibore Collet Connector	87
Figura 3-37: esempio di 30" Clamp Connector	87

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 3-1: normativa di riferimento	9
Tabella 3-2: sostanze oggetto di attività estrattiva suddivise per categoria	12
Tabella 3-3: riserve di gas e numero di pozzi di perforazione per ciascuna area	16
Tabella 3-4: dati generali Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1-.....	20
Tabella 3-5: tempistiche relative alla perforazione ed al completamento dei pozzi	27
Tabella 3-6: tempistiche relative ai Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 (giorni)	28
Tabella 3-7: caratteristiche del casing previsto per i tutti i pozzi dei Campi Gas Argo e Cassiopea e per i Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1	30
Tabella 3-8: caratteristiche tecniche di un impianto tipo di perforazione semisommersibile.....	34
Tabella 3-9: tipologia di completamento pozzo utilizzato nei Campi Gas Argo e Cassiopea.....	44
Tabella 3-10: descrizione e profondità di utilizzo dei fanghi	47
Tabella 3-11: stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo	48
Tabella 3-12: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione e loro caratteristiche.....	48
Tabella 3-13: descrizione e profondità di utilizzo dei fanghi	48
Tabella 3-14: stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo.....	49
Tabella 3-15: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione e loro caratteristiche.....	50
Tabella 3-16: quantità di rifiuti prodotti	51
Tabella 3-17: caratteristiche di emissione dei generatori di potenza.....	53
Tabella 3-18: pressione sonora rilevata in progetti simili	55
Tabella 3-19: caratteristiche tecniche dello stack BOP dell'impianto Atwood Southern Cross	60
Tabella 3-20: emissioni in atmosfera delle facilities installate sulla piattaforma Prezioso K.....	76

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 6 di 102</p>
--	--	------------------------

3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

3.1 INTRODUZIONE

Il presente capitolo costituisce il “Quadro di Riferimento Progettuale” dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del Progetto “Offshore Ibleo” che sarà realizzato da eni divisione e&p.

Il Progetto “Offshore Ibleo” prevede lo sviluppo integrato dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea e l'esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati Centauro 1 e Gemini 1, che saranno ubicati nel Canale di Sicilia, nell'offshore al largo del Comune di Licata (AG).

Complessivamente, il Progetto “Offshore Ibleo” prevede le seguenti attività:

- **Attività di coltivazione:** il progetto prevede la messa in produzione dei giacimenti offshore dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, trattamento e trasporto/export del gas producibile dai pozzi previsti.

I tre Campi Gas sono situati a circa 30 km da Licata (AG) e sono ubicati rispettivamente all'interno delle Istanze di Concessione denominate:

- Istanza di Concessione di coltivazione “**d2G.C.-AG**”, che occupa una superficie di 142,6 km², da cui si evidenzia che l'area richiesta in concessione risulta ubicata nell'ambito del Permesso di Ricerca “G.R14.AG”; in cui ricade il Campo Gas Panda;
- Istanza di Concessione di coltivazione “**d3G.C.-AG**”, che occupa una superficie di 145,6 km², da cui si evidenzia che l'area richiesta in concessione risulta ubicata nell'ambito dei Permessi di Ricerca “G.R13.AG” e “G.R14.AG”, in cui ricadono i Campi Gas Argo e Cassiopea;
- **Attività di esplorazione:** esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati Centauro 1 e Gemini 1 all'interno dell'Istanza di Concessione di Coltivazione “**d3G.C.-AG**”. nell'ambito del Permesso di Ricerca “G.R13.AG”, rispettivamente a circa 25 km e 28 km di distanza dalla costa italiana;

Il Progetto prevede inoltre una minima parte di attività onshore, da realizzarsi nel territorio del Comune di Gela, all'interno di un'area di circa 2.500 m² individuata all'interno della già esistente area relativa al Progetto Green Stream.

Obiettivo principale del Progetto legato alle attività di coltivazione è lo sfruttamento delle risorse in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 20 anni a partire da Maggio 2013 e verificare e quantificare la presenza di gas in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari, scopo perseguito anche per le attività di esplorazione dei pozzi in oggetto.

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 Istanze di Concessione 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

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 7 di 102</p>
--	--	------------------------

opportuno affrontare separatamente la descrizione degli interventi progettuali previsti. Il presente Studio di Impatto Ambientale illustra quindi il progetto relativo allo sviluppo dei soli giacimenti Argo e Cassiopea, ricadenti nell'Istanza di Concessione di coltivazione "**d3G.C-AG**", nell'ambito dei Permessi di Ricerca "G.R13.AG" e "G.R14.AG" e la perforazione dei due Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1.

Nello specifico, il progetto di sviluppo in esame prevede le seguenti fasi:

- Perforazione dei pozzi di estrazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea, ubicati a circa 21 km dalla costa;
- Installazione/rimozione degli impianti di perforazione, della Piattaforma Prezioso K e delle facilities di trattamento e compressione del gas, e connessione tramite ponte di collegamento con la piattaforma esistente Prezioso, posizionate a circa 11 km dalla costa;
- Installazione subacquea in alto fondale dei subsea production systems e posa delle sealines di collegamento tra i pozzi e la piattaforma Prezioso K, e tra la piattaforma e il PipeLine End Manifold (PLEM), posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m. La distanza dalla costa del tracciato della futura sealine Panda – PLEM è variabile ed è pari a circa 7 km in corrispondenza della postazione PLEM, a circa 11 km in corrispondenza del Manifold di Cassiopea e a circa 22 km in corrispondenza del Pozzo Panda.

Per quanto riguarda le **attività di esplorazione**, che saranno realizzate all'interno della stessa Istanza di Concessione di Coltivazione "**d3G.C-AG**" ma nell'ambito del solo Permesso di Ricerca "G.R13.AG", si prevede l'esecuzione di due Pozzi esplorativi per la ricerca di idrocarburi gassosi denominati Centauro 1 e Gemini 1.

Il progetto "Offshore Ibleo" include anche una minima parte di attività onshore che prevedono la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l'installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di "pigging" della sealine di trasporto. L'installazione delle varie facilities avverrà nel territorio del Comune di Gela, in un'area di circa 2.500 m² individuata all'interno della già esistente area relativa al Progetto Green Stream.

Gli aspetti progettuali relativi alla fase onshore verranno ampiamente trattati e sviluppati all'interno della Valutazione di Incidenza Ambientale allegata al presente SIA, al fine di verificare la compatibilità tra le indicazioni normative relative alla legislazione vigente e le indicazioni e le soluzioni prospettate dal progetto delle attività da realizzare.

Il Quadro di Riferimento Progettuale, sviluppato ai sensi dell'Allegato VII del D. Lgs. 4 del 16 Gennaio 2008, ha lo scopo di fornire indicazioni in merito alle motivazioni dell'intervento ed alle alternative progettuali considerate, descrivendo nel dettaglio le singole attività progettuali previste per la realizzazione del progetto in esame.

In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Principali strumenti normativi;
- Dati generali dei Campi Gas e dei pozzi esplorativi;

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 8 di 102</p>
--	--	------------------------

- Descrizione delle operazioni di perforazione;
- Descrizione delle operazioni per l'installazione della piattaforma Prezioso K e delle strutture sommerse;
- Descrizione delle operazioni di varo della pipeline;
- Descrizione dell'eventuale chiusura mineraria dei pozzi esplorativi e rimozione degli impianti di perforazione;
- Descrizione dei sistemi per gli interventi di emergenza.



3.2 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI

Il presente capitolo contiene una breve disamina delle disposizioni legislative e regolamentari vigenti da applicarsi nelle varie fasi di sviluppo del progetto.

Le eventuali restrizioni di natura programmatica, legate alle attività offshore, sono trattate in dettaglio nel Capitolo 2 (Quadro di Riferimento Programmatico) del presente SIA dove sono stati analizzati i principali strumenti di pianificazione e di programmazione di interesse per l'opera proposta.

In particolare, le **verifiche condotte hanno rilevato che non sussistono condizionamenti tali da non consentire la realizzazione del progetto.**

Relativamente alle attività on shore, legate alla realizzazione del misuratore fiscale, la trattazione del quadro programmatico e l'analisi degli strumenti di pianificazione territoriale vigenti, è stata trattata in dettaglio nella Valutazione di INCidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA.

Tutte le attività **di coltivazione** svolte sul territorio della Repubblica Italiana devono essere condotte in conformità alle normative vigenti in materia di sicurezza del lavoro e tutela dell'ambiente. In particolare, un elenco indicativo ma non esaustivo delle normative di riferimento è riportato nella seguente **Tabella 3-1**.

Tabella 3-1: normativa di riferimento	
D.Lgs. 152/06 (in parte modificato dal D. Lgs. 4/2008) Congiuntamente a: Legge 228/06 del 12/07/2006 art. 1-septies - (Modifica al D.Lgs. 3 Aprile 2006, No. 152). - 1. All'art. 52, comma 1, del D.Lgs. 3 Aprile 2006, No. 152, le parole da: "centoventi giorni" fino alla fine del comma sono sostituite dalle seguenti: "il 31 Gennaio 2007". Decreti correttivi qualora entrati in vigore	"Norme in materia ambientale" "Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 12 Maggio 2006, No. 173 (Decreto Milleproroghe), recante proroga di termini per l'emanazione di atti di natura regolamentare. Ulteriori proroghe per l'esercizio di deleghe legislative e in materia di istruzione". Contenente il rinvio di alcune disposizioni al 1 Febbraio 2007
R.D. 327/42 e successive modifiche ed integrazioni	"Codice della Navigazione"
D.P.R. 328/52 e successive modifiche ed integrazioni	"Approvazione del regolamento per l'esecuzione del codice della navigazione (Navigazione marittima)"
D.P.R. 886/79 e successive modifiche ed integrazioni	"Norme di sicurezza offshore"
D.P.R. 128/59 e successive modifiche ed integrazioni D.P.R. 886 del 24/05/1979	"Norme di polizia delle miniere e cave" Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128 , al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma



Tabella 3-1: normativa di riferimento

Tabella 3-1: normativa di riferimento	
	continentale.
D.Lgs. 624/96	“Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione.
D.M. 388/2003	“Regolamento recante disposizioni sul pronto soccorso aziendale, in attuazione dell'art. 15, comma 3, del D.Lgs 19 Settembre 1994, No. 626, e successive modificazioni”
D.M. 16 Febbraio 1982 e successive modifiche	“Modificazioni del Decreto Ministeriale 27 Settembre 1965 concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi”
Legge 791/77 e successive modifiche	Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità europee (No. 72/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione (Direttiva Bassa Tensione)
D. Lgs. 626/96 e successive modifiche	Attuazione della direttiva 93/68/CEE, in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione (Direttiva Bassa Tensione)
D.P.R. 459/96 (in parte modificato dal D.M. del 12/03/1998 “Elenco riepilogativo di norme armonizzate adottate ai sensi del comma 2 dell'art. 3 del D.P.R. 459/96 concernente: “Regolamento per l'attuazione delle Direttive 89/392/CEE, 91/368/CEE, 93/44/CEE e 93/68/CEE concernenti il riavvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alle macchine”)	“Regolamento per l'attuazione delle Direttive 89/392/CEE, 91/368/CEE, 93/44/CEE e 93/68/CEE concernenti il riavvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alle macchine” (Direttiva macchine)
D.Lgs. 81/2008 (che ha abrogato il D.Lgs. 626/94)	” Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”
D.Lgs. n 106 del 03/08/2009	“Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”
D.P.R. 126/98	“Regolamento recante norme per l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva” (ATEX 95)
D.Lgs. 93/2000 e successive modifiche	“Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione” (PED)
D.M. 329/2004 (MAP, attuale Ministero dello Sviluppo Economico)	“Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del

Tabella 3-1: normativa di riferimento	
	D.Lgs. 25 Febbraio 2000, No. 93”
D.P.R. 447/91	“Regolamento di attuazione della Legge 5 Marzo 1990, No. 46 in materia di sicurezza degli impianti”
D.M. 37/2008	“Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici”

L'esecuzione di attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi è regolata inoltre, a livello nazionale, dalle seguenti normative principali:

- Regio Decreto 29 Luglio 1927 n. 1443 (Legge Mineraria) e s.m., che classifica le attività estrattive e regola gli aspetti autorizzativi per la concessione dei permessi di ricerca e coltivazione di cave e miniere e per la cessazione delle attività;
- D.P.R. 24 Maggio 1979 n. 886 (coordinato al D.Lgs. 624/96), che regolano le operazioni di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi *onshore* e *offshore* in termini di sicurezza degli impianti e salvaguardia ambientale;
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 n. 624, che regola, in attuazione delle Direttive 92/91/CEE e 92/104/CEE, la salute e sicurezza dei lavoratori nelle industrie estrattive.

Si fornisce di seguito una descrizione dei punti principali delle normative sopra elencate.

3.2.1 Regio Decreto 29 Luglio 1927 - No. 1443

A livello nazionale, la principale norma di riferimento risulta essere la cosiddetta “Legge Mineraria” (Regio Decreto 29 Luglio 1927, No. 1443 “*Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel regno*” e s.m.) che, sulla base delle caratteristiche merceologiche delle sostanze oggetto dell'attività, suddivide le attività estrattive in due categorie: attività delle miniere e attività di cava. Nella **Tabella 3-2** seguente, per ciascuna delle due categorie, sono riportate le principali sostanze oggetto di attività di estrazione.

Tabella 3-2: sostanze oggetto di attività estrattiva suddivise per categoria	Categoria
Minerali utilizzabili per l'estrazione di metalli, metalloidi e loro composti, anche se impiegati direttamente	Miniera
Grafite, combustibili solidi , liquidi e gassosi , rocce asfaltiche e bitumose	
Fosfati, Sali alcalini e magnesiaci, allumite, miche, feldspati caolino e bentonite, terre da sbianca, argille per porcellana e terraglia forte, terre con grado di refrattarietà superiore a 1.630 °C	
Pietre preziose, granati, corindone, bauxite, leucite, magnesite, fluorina, minerali di bario e di stronzio, talco, asbesto, marna da cemento, pietre litografiche	
Sostanze radioattive, acque minerali e termali, vapori e gas	
Torbe	Cava
Materiali per costruzioni edilizie, stradali e idrauliche	
Terre coloranti, farine fossili, quarzo e sabbie silicee, pietre molari pietre coti (¹)	
Altri materiali industrialmente utilizzabili ai termini dell'art. 1 e non compresi nella prima categoria	

1) Nell'ambito di tale tipologia di sostanza cave viene comunque lasciata la possibilità di inserire altre tipologie di materiali legate alla variabilità della domanda ed al continuo aggiornamento delle tecniche di lavorazione.

Come riportato in **Tabella 3-2**, l'estrazione di combustibili gassosi rientra nella categoria delle miniere.

3.2.2 D.P.R. 24 Maggio 1979 No. 886 (coordinato al D.Lgs. 624/96)

Il Decreto del Presidente della Repubblica, 24 Maggio 1979, No. 886 si presenta come una "Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 Aprile 1959, No. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale (G.U. 26 Aprile 1980, No. 114, suppl. ord.)".

Il DPR 886/79 è stato modificato dal D.Lgs. n. 624, 1996 "Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee" e dal D.Lgs. n. 758 del 1994 "Modificazioni alla disciplina sanzionatoria in materia di lavoro".

Le suddette norme intendono salvaguardare lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi, tutelare la sicurezza e la salute dei lavoratori, prevenire l'inquinamento dell'aria, del mare, del fondo e del sottofondo marini, evitare impedimenti ingiustificati alla navigazione marittima ed aerea ed alla pesca, danni o pericoli alla fauna e flora marina, a condotte, cavi ed altri impianti sottomarini esistenti.

Tutte le attività sopra riportate sono soggette alle disposizioni contenute nel DPR 9 Aprile 1959, No. 128 e s.m.i. relativo alla polizia delle miniere e delle cave e alle altre leggi e regolamenti dello Stato in materia di prevenzione incendi, sicurezza ed igiene del lavoro, e restano in vigore per quanto non modificato o disposto dal Decreto No. 886, 24 Maggio 1979.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 13 di 102</p>
--	--	-------------------------

In particolare, il DPR 886/79, specifico per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi offshore, è strutturato in sette titoli dei quali, di seguito, si evidenziano solo quelli pertinenti con l'intervento proposto e vengono pertanto trattati con maggior dettaglio.

- Titolo I – “Disposizioni generali”: definisce le competenze relative ai controlli, all'accesso ai lavori, alle denunce di esercizio nelle fasi di prospezione, ricerca e coltivazione, e le responsabilità affidate al comandante e al capo piattaforma;

Titolo II - “Sicurezza nelle operazioni di prospezione”: definisce le procedure per l'autorizzazione delle operazioni di prospezione, la stesura del programma lavori, la documentazione da tenere in fase esecutiva, i mezzi di salvataggio e i dispositivi di protezione individuale necessari ai fini della sicurezza, le norme da osservare per l'utilizzo di esplosivi;

- Titolo III “Sicurezza nelle Operazioni di Perforazione”

Nel Titolo III, Capo II “*Postazione delle Unità di Perforazione*” viene ampiamente trattata la fase di ubicazione (art. 23) dell'unità di perforazione e indagine preliminare (art. 24).

Nell'art.23 viene evidenziato come la selezione dell'ubicazione debba essere tale da non interferire con rotte di navigazione obbligate (specie quelle di accesso ai porti) e da non causare restrizioni indebite ad interessi acquisiti da parte di terzi.

In particolare “*il Titolare del permesso o della concessione di coltivazione, almeno otto giorni prima della messa in postazione dell'unità di perforazione, deve darne comunicazione al Dipartimento Militare Marittimo ed alla Capitaneria di Porto competenti, specificando le coordinate geografiche oltre a comunicare preventivamente la data dell'arrivo in postazione*”.

Nell'art. 24 viene definita la necessità di effettuare un'indagine preliminare con l'ausilio di sistemi ottici, acustici e magnetici, prima della messa in postazione dell'unità di perforazione, al fine di accertare la topografia e la natura litologica del fondo marino; l'ubicazione di eventuali opere ed impianti fissi sottomarini; l'eventuale presenza di relitti o proiettili inesplosi; l'esistenza di circostanze geologiche o tettoniche che possano far presumere una situazione di pericolo.

Nell'art. 28 viene definita “*Zona di Sicurezza*” la porzione di mare intorno alle piattaforme fisse e mobili in cui è proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati. La zona di sicurezza è fissata con ordinanza dalla capitaneria di porto. Nel caso in esame, essendo la localizzazione di detta zona prevista in prossimità della linea di confine con la piattaforma continentale di Stato frontista, la Norma specifica che la zona di sicurezza sia stabilita in accordo con lo Stato frontista stesso.

Nel Titolo III, Capo III “*Sicurezza dell'unità di perforazione e degli Impianti a bordo*”, il Decreto disciplina le regole per la realizzazione degli alloggi e le principali prescrizioni relative ad apparecchiature ed impianti. In particolare, sulle unità di perforazione viene classificata come area “pericolosa” una zona definita da un cerchio avente il raggio di 10 m orizzontali misurati sul piano di sonda dal centro del pozzo, estesa in senso verticale per 9 m sotto il piano di sonda e per 3 m al di sopra del piano di sonda stesso. Viene inoltre classificata “pericolosa” la zona in un raggio di almeno 3 metri intorno a vibrovagli, vasche, canali di scorrimento ed ogni altra installazione aperta impiegata per la circolazione del fango (art. 37). Le prescrizioni da adottare in tali zone sono invece elencate all'art. 38.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 14 di 102</p>
--	--	-------------------------

Nel Titolo III, Capo X – “*Condotta dei lavori e prevenzione degli inquinamenti*” vengono fornite alcune disposizioni volte a minimizzare la possibilità di generare inquinamenti in mare. In particolare, ai sensi dell’art. 60 deve essere posta la massima cura nella perforazione del pozzo e principalmente nella circolazione del fango per evitare immissioni improprie in mare. I pozzi completati devono essere dotati di valvola di intercettazione per porre automaticamente in sicurezza il pozzo nell’eventualità che la parte emergente dello stesso sia asportata o danneggiata. Inoltre devono essere adottate misure e sistemi di contenimento idonei ad evitare scarichi accidentali di inquinanti in atmosfera o in mare (art. 61). Nel caso si verificano comunque versamenti accidentali, si dovrà intervenire immediatamente per rimuovere o rendere innocue le sostanze inquinanti e a tal fine su ciascuna piattaforma, sulle navi-appoggio ed in terraferma dovranno sempre essere disponibili le attrezzature e le scorte necessarie a garantire tali interventi (art. 61).

L’art. 62 vieta lo scarico in mare di fanghi di perforazione a base oleosa, idrocarburi liquidi erogati da pozzo, liquami oleosi di sentina, olio esausto dei motori e detriti di perforazione (cuttings) derivanti da perforazioni eseguite con l’impiego di fanghi a base oleosa o provenienti da strati mineralizzati ad olio, se non preventivamente sottoposti a lavaggio. Nel caso in cui i prodotti sopra elencati siano associati ad acqua, è consentito lo scarico in mare della parte acquosa non inquinante, previa separazione dei due tipi di fluido mediante idonea attrezzatura, purché la concentrazione di idrocarburi sia inferiore a 50 ppm. E’ invece in ogni caso vietato lo scarico in mare di rifiuti solidi non degradabili (contenitori, sacchi di plastica, scatolame, bottiglie ecc.).

- Titolo IV “Sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto degli idrocarburi”

Al Capo II, art. 78 e 79 del Titolo IV vengono trattati nel dettaglio gli aspetti legati agli impianti di produzione e alle condotte sottomarine ad esso relative.

In particolare, viene esplicitamente indicato che le teste pozzo e gli altri impianti di produzione collocati sul fondo marino, i serbatoi di stoccaggio sottomarini, le tubazioni rigide o flessibili di collegamento con gli impianti sottomarini di produzione e di stoccaggio predetti e le installazioni di superficie, con i relativi dispositivi di giunzione, devono rispondere ai requisiti di resistenza e di perfetta tenuta, in relazione alle particolari condizioni operative. Devono inoltre essere protetti contro le corrosioni, le azioni delle correnti e degli altri fattori ambientali.

Lo stesso si applica alle condotte sottomarine per il trasporto a distanza degli idrocarburi prodotti dal sottofondo marino. L’installazione degli impianti e delle condotte è disciplinata dalle disposizioni del codice della navigazione.

I successivi Titolo V “*Disposizioni Transitorie e Comuni*”, Titolo VI “*Diffide - Denunce - Interventi Amministrativi vari - Ricorsi*” e Titolo VII “*Disposizioni Penal*” concludono il Decreto.

Va infine notato come alcuni articoli del presente Decreto siano stati abrogati dai nuovi articoli dei Decreti Legislativi No. 624, 1996 “Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee” e No. 758 del 1994 “Modificazioni alla disciplina sanzionatoria in materia di lavoro”.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 15 di 102</p>
--	--	-------------------------

In particolare, le disposizioni soppresse dal D.Lgs. No. 624/96 sono gli articoli 10, 11, 41, 50 e 51 ed i commi terzo, quarto, quinto e sesto dell'art. 75.

3.2.3 Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 - No. 624

Il D.Lgs. 25 Novembre 1996, No. 624, fa riferimento all'“*Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee*”.

In riferimento al progetto proposto, il Decreto si applica alle “*attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio degli idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e nelle altre aree sottomarine comunque soggette ai poteri dello Stato*” (art.1).

Nel Titolo I del Decreto sono riportate le disposizioni generali relative al campo di applicazione, agli obblighi del datore di lavoro, alle norme generali in materia di documentazione e infortuni, alle caratteristiche tecniche e verifiche periodiche di attrezzature ed impianti meccanici, elettrici ed elettromeccanici, agli obblighi di manutenzione, alle disposizioni tecniche in materia di esplosivi, illuminazione dei luoghi di lavoro, vie di emergenza ecc. In particolare, all'interno del Capo III – Norme generali, l'art. 27 descrive le procedure da seguire per la denuncia di infortuni in mare.

Con riferimento al progetto proposto, le norme in materia di sicurezza e di salute applicabili specificamente alle attività estrattive condotte mediante perforazione sono trattate nel Titolo III, al Capo I (norme comuni applicabili alle attività in terraferma ed in mare) e Capo III (norme applicabili alle sole attività in mare)

Nel Capo I vengono pertanto definite le condizioni per l'autorizzazione alla perforazione, la descrizione dei sistemi di protezione necessari, le attività per il controllo dei pozzi, tra cui il controllo del fango e le misure di emergenza in caso di eruzione incontrollata.

Vengono inoltre fornite prescrizioni per la cementazione, la circolazione del fango o di altri fluidi di perforazione, il monitoraggio della concentrazione di sostanze nocive o potenzialmente esplosive, soprattutto idrocarburi gassosi ed idrogeno solforato e l'uso di esplosivi nelle operazioni di perforazione.

Nel Capo III vengono definite le misure di prevenzione incendi, le disposizioni per l'evacuazione ed il salvataggio, la movimentazione degli elicotteri e le disposizioni degli eventuali alloggi.

3.3 DATI GENERALI DEI CAMPI GAS

Nei paragrafi successivi vengono riassunte e schematizzate le principali informazioni relative ai Campi Gas ed al relativo programma di perforazione.

3.3.1 Dati generali

La **Tabella 3-3** riporta le riserve stimate e il numero di pozzi necessari allo sviluppo dei Campi Gas coinvolti dal progetto di sviluppo:

Tabella 3-3: riserve di gas e numero di pozzi di perforazione per ciascuna area		
Campo Gas	Riserve stimate	Numero di pozzi
Argo	2.62 Gm ³	1
Cassiopea	7.55 Gm ³	5
Panda	1.69 Gm ³	2
TOTALE	11.86 Gm³	8

I pozzi di perforazione saranno sviluppati sia come pozzi singoli, sia come centri di perforazione, o "drilling centres", cioè pozzi raggruppati in un raggio di 5-10 metri di distanza dal manifold di raccolta gas (cfr. **Figura 3-1**).

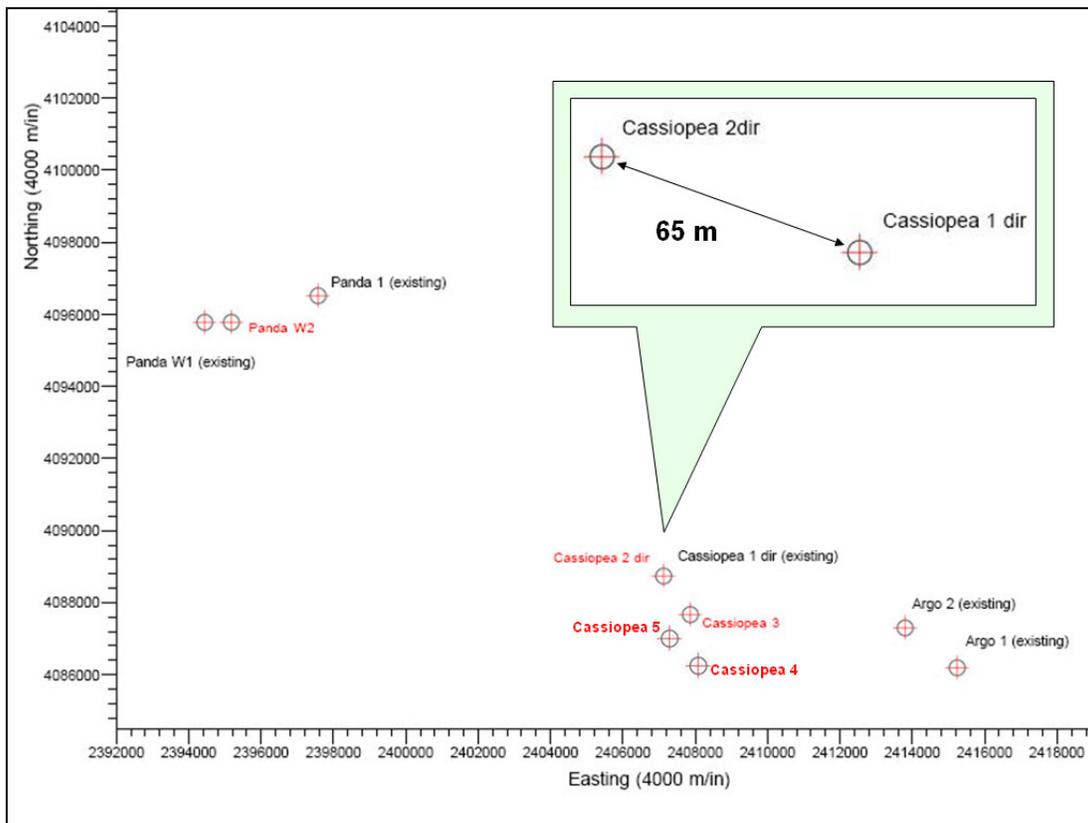


Figura 3-1: schema di perforazione per i pozzi singoli e per i "drilling centres"

Nello specifico le attività comprenderanno la ripresa di due pozzi esistenti denominati Argo 2 e Cassiopea 1 dir e la loro messa in produzione, e la perforazione e la messa in produzione di altri 4 pozzi denominati Cassiopea 2 dir – Cassiopea 5, presso il Campo Cassiopea.

La litologia presente in corrispondenza delle aree pozzo 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, 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 3-2** i diagrammi di pressione per i Campi Panda, Argo e Cassiopea illustrano meglio quanto precedentemente descritto.

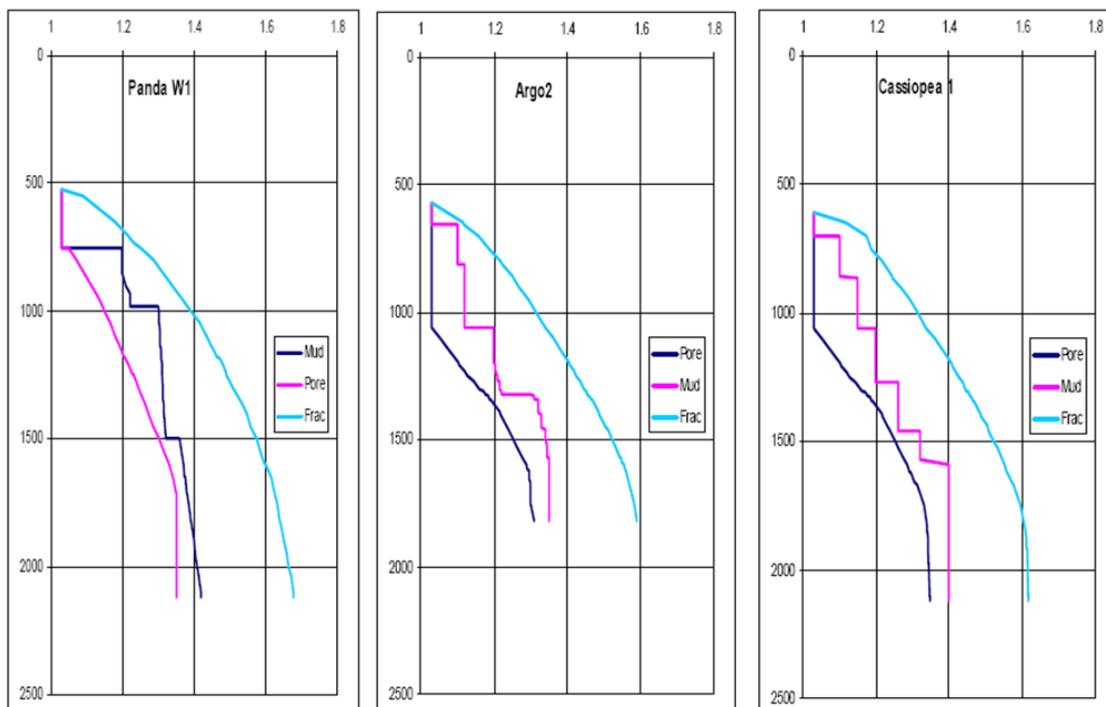


Figura 3-2: diagrammi della pressione in funzione della profondità dei reservoirs dei singoli Campi Gas

3.3.2 Posizionamento delle teste pozzo e degli obbiettivi minerali

Nella tabella seguente sono riportati i dati relativi alla posizione geografica delle teste pozzo e dei rispettivi obbiettivi minerali. Si noti che per i pozzi Cassiopea 1 e 2 e per i pozzi Cassiopea 3 e 5 le coordinate si riferiscono al centro della zona di perforazione: le reali posizioni delle teste pozzo potrebbero distare circa 5 – 10 m dal punto descritto. La profondità d'acqua si riferisce al valore medio per ciascun Campo Gas e non alla singola testa pozzo.



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO
Campi Gas ARGO e CASSIOPEA
Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1

Pagina 19 di 102

		Est	Nord	Latitudine (N)	Longitudine (E)	Profondità (m)
Cassiopea 1 dir	Testa Pozzo	2407132	4088660	36° 56' 11.911"	13° 43' 57.425"	586
	Top A1 Ribera (Membro Narbone)	2407143	4088248	36° 55' 59.557"	13° 43' 58.106"	
Cassiopea 2 dir	Testa Pozzo	2407070	4088682	36° 56' 12.598"	13° 43' 54.909"	586
	Top A3	2406713	4088792	36° 56' 16.007"	13° 43' 40.435"	
Cassiopea 3 Vertical	Testa Pozzo	2407585	4087584	36° 55' 37.197"	13° 44' 16.335"	625
	Top A3	2407585	4087584	36° 55' 37.197"	13° 44' 16.335"	
Cassiopea 4 Vertical	Testa Pozzo	2408156	4086533	36° 55' 39.953"	13° 44' 12.043"	588
	Bottom A1	2408156	4086533	36° 55' 39.953"	13° 44' 12.043"	
	Top A2	2408156	4086533	36° 55' 39.953"	13° 44' 12.043"	
Cassiopea 5 Slant	Testa Pozzo	2407585	4087584	36° 55' 37.197"	13° 44' 16.355"	588
	Top A2	2407478	4087468	36° 55' 33.374"	13° 44' 12.043"	
	Bottom A1	2407478	4087468	36° 55' 33.374"	13° 44' 12.043"	
Argo 2 Vertical	Testa Pozzo	2413602	4087403	36° 55' 33.814"	13° 48' 19.576"	548
	Target	2413602	4087403	36° 55' 33.814"	13° 48' 19.576"	

Sistema Geodetico	Sistema Italia
Datum	Roma 1940
Tipo di proiezione	Ellissoide Internazionale Gauss-Boaga
Zona	Coordinate Greenwich CM 15 E

Per il Campo Gas Cassiopea è stata prevista una soluzione con 3 centri di perforazione: il primo per Cassiopea 1dir e Cassiopea 2 dir; il secondo per Cassiopea 3 e Cassiopea 5; ed il terzo per il solo pozzo Cassiopea 4. Per il Campo Gas Argo non sono previsti pozzi di tipo orizzontale. Infatti, Argo 2, così come Cassiopea 1dir, è già stato scavato come pozzo verticale ed è previsto soltanto il suo recupero e la messa in produzione.

3.4 DATI GENERALI DEI POZZI ESPLORATIVI

Nei paragrafi successivi vengono riassunte e schematizzate le principali informazioni relative ai pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, mentre nel Paragrafo 3.5 vengono riportati i relativi programmi di perforazione. La **Tabella 3-3** riporta le caratteristiche generali dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1.

Tabella 3-4: dati generali Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1- (*) dati provvisori da confermare dopo W.S.S.		
Nome e sigla del pozzo	CENTAURO 1	GEMINI 1
<i>Classificazione iniziale</i>	NFW	NFW
<i>Profondità finale prevista verticale</i>	2200 m TVDSS	2000 m TVDSS
<i>Permesso di ricerca</i>	G.R13.AG	G.R13.AG
<i>Operatore</i>	eni	eni
<i>Quote di titolarità</i>	eni 60%, EDISON 40%	eni 60%, EDISON 40%
<i>Capitaneria di porto</i>	LICATA	LICATA
<i>Zona</i>	G	G
<i>Distanza dalla costa</i>	23 km	16,78 mi
<i>Distanza dalla base operativa</i>	25 km (Licata)	29 km (Licata)
<i>Fondale*</i>	- 624 m	- 705 m
<i>Linee sismiche di riferimento testa pozzo</i>	I.L. 2080 - X.L.1959 del 3D "PANDA"	I.L. 1938- X.L.1648 del 3D "PANDA"
<i>Litologia obiettivi</i>	Sabbia - Strati da sottili a metrici	Sabbia - Strati da sottili a metrici
<i>Formazione obiettivi</i>	F.ne Argo (già RIBERA M.bro Narbone)	F.ne Argo (già RIBERA M.bro Narbone)
<i>Profondità Top obiettivo, verticale</i>	1260 m TVDSS	1290 m TVDSS
<i>Latitudine - Longitudine di partenza (geografica)*</i>	36° 55' 04,963" - 13° 45' 45,718"	36° 52' 32,696" - 13° 46' 02,801"
<i>Latitudine - Longitudine. a fondo pozzo (geografica)*</i>	36° 55' 04,963" - 13° 45' 45,718"	36° 52' 32,696" - 13°46' 02,801"
<i>Latitudine - Longitudine di partenza (metrica)*</i>	4086562,38 N - 2409784,50 E	4081864.47 N - 2410146,61 E

Tabella 3-4: dati generali Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1- (*) dati provvisori da confermare dopo W.S.S.		
Nome e sigla del pozzo	CENTAURO 1	GEMINI 1
<i>Latitudine - Longitudine. a fondo pozzo (metrica)*</i>	4086562,38 N - 2409784,50 E	4081864.47 N - 2410146,61 E
<i>Proiezione</i>	Gauss-Boaga	Gauss-Boaga
<i>Ellissoide</i>	Hayford 1909/ Internazionale	Hayford 1909/ Internazionale
<i>Datum</i>	Monte Mario 1940	Monte Mario 1940
<i>Semiasse maggiore</i>	6378388.000	6378388.000
<i>Eccentricità al quadrato</i>	0.00672267002	0.00672267002
<i>1/F</i>	297.00	297.00
<i>Meridiano Centrale</i>	15° Est Greenwich	15° Est Greenwich
<i>Falso Est</i>	2520000 m	2520000 m
<i>Falso Nord</i>	0.	0.
<i>Fattore di Scala</i>	0.9996	0.9996
<i>Latitudine origine</i>	0.	0.

3.4.1 Obiettivo minerario pozzi esplorativi

Dal punto di vista geologico il pozzo interessa il settore centrale del Bacino di Avanfossa plio-pleistocenico che si estende sia nell'offshore del Canale di Sicilia, sia nell'onshore da Gela fino a Catania, il cui substrato è costituito dalle serie messiniane e pre-messiniane delle F.ni Gessoso Solfifera e Tellaro.

In corrispondenza del punto di perforazione l'interesse minerario è dato dai livelli porosi intercalati nelle serie argilloso-sabbiose plio-pleistoceniche (cfr. Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA). Questi livelli dovrebbero presentarsi con spessori relativamente sottili, da centimetrici a metrici, con valori medi di porosità del 35%.

In particolare, in corrispondenza del Pozzo Centauro 1 si prevedono livelli porosi con significativa presenza di gas a partire dalla profondità di 1260 m TVDSS (indicata come "Top anomalia") e si prevede di attraversare l'obiettivo fino a 1730 m TVDSS, per uno spessore complessivo di 470 m circa. La perforazione si dovrà concludere all'interno della F.ne Trubi alla profondità di 2200 m TVDSS, corrispondente sulla sismica a circa 2458 ms TWT.



Per il pozzo Gemini 1, invece, si prevedono livelli porosi con significativa presenza di gas a partire dalla profondità di 1290 m TVDSS e si prevede di attraversare l'obiettivo fino a 1690 m TVDSS, per uno spessore complessivo di 400 m circa. La perforazione si dovrà concludere all'interno della F.ne Trubi alla profondità di 2000 m TVDSS, corrispondente sulla sismica a circa 2270 ms TWT.

La presenza di mineralizzazione, in entrambi i pozzi esplorativi, è ipotizzata sulla base dell'interpretazione sismica sul volume sismico 3D acquisito nel 2003/2004 nell'offshore di Licata, a circa 20 km dalla costa, con un'estensione di circa 800 km².

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

Di seguito vengono brevemente descritti i risultati delle interpretazioni sismiche acquisite nell'offshore di Licata per entrambi i pozzi esplorativi.

3.4.1.1 Pozzo Esplorativo Centauro 1

In prossimità del culmine strutturale del prospect di Centauro 1 sono posizionate le Inline 2080 e la Cross Line 1959 del volume sismico "Panda 3D", in un punto con profondità d'acqua di circa 624 m.

L'assetto strutturale della trappola è visibile sia in **Figura 3-3**, dove è riportata l'interpretazione sismica eseguita sulla Inline 2080, sia in **Figura 3-4**, dove è riportata l'interpretazione sismica eseguita sulla Cross Line 1959.

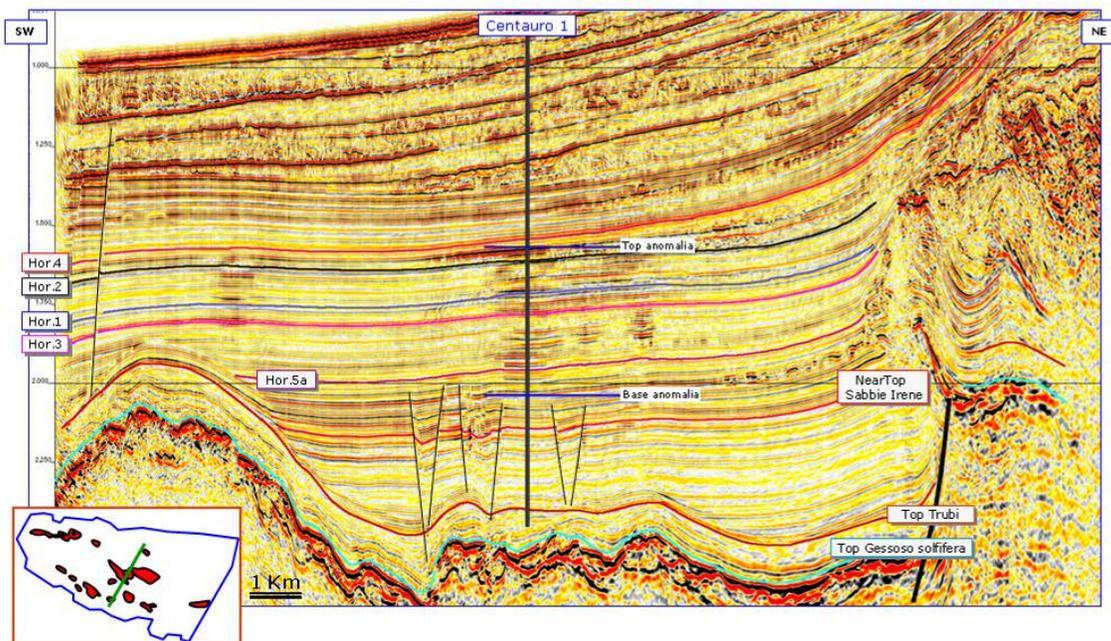


Figura 3-3: interpretazione rilievo sismico Centauro, Inline 2080

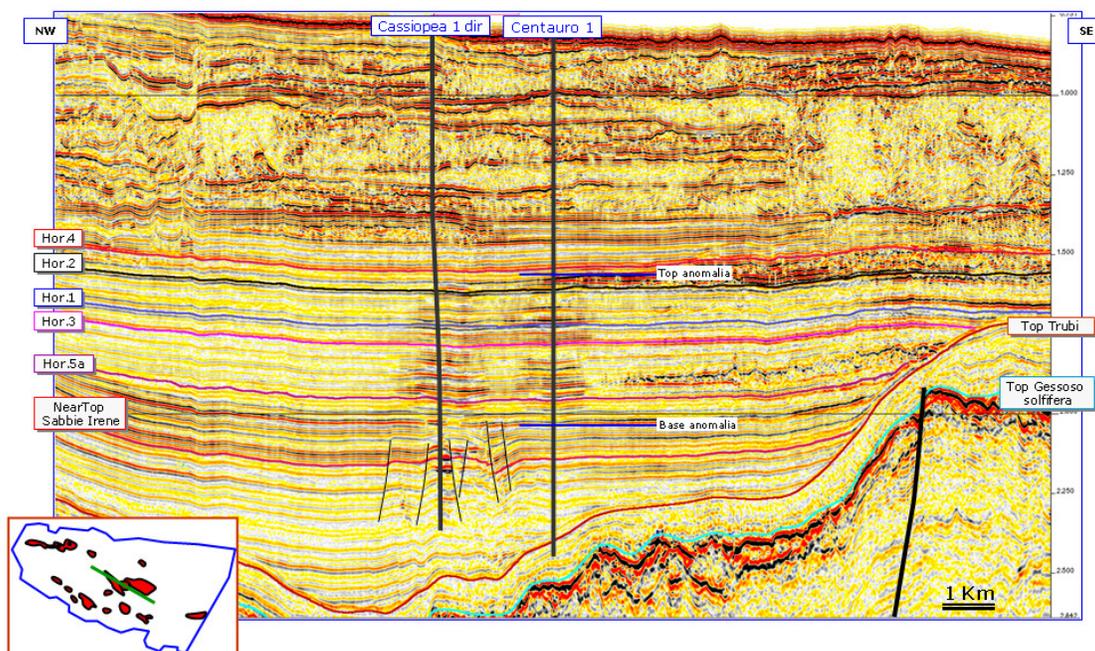
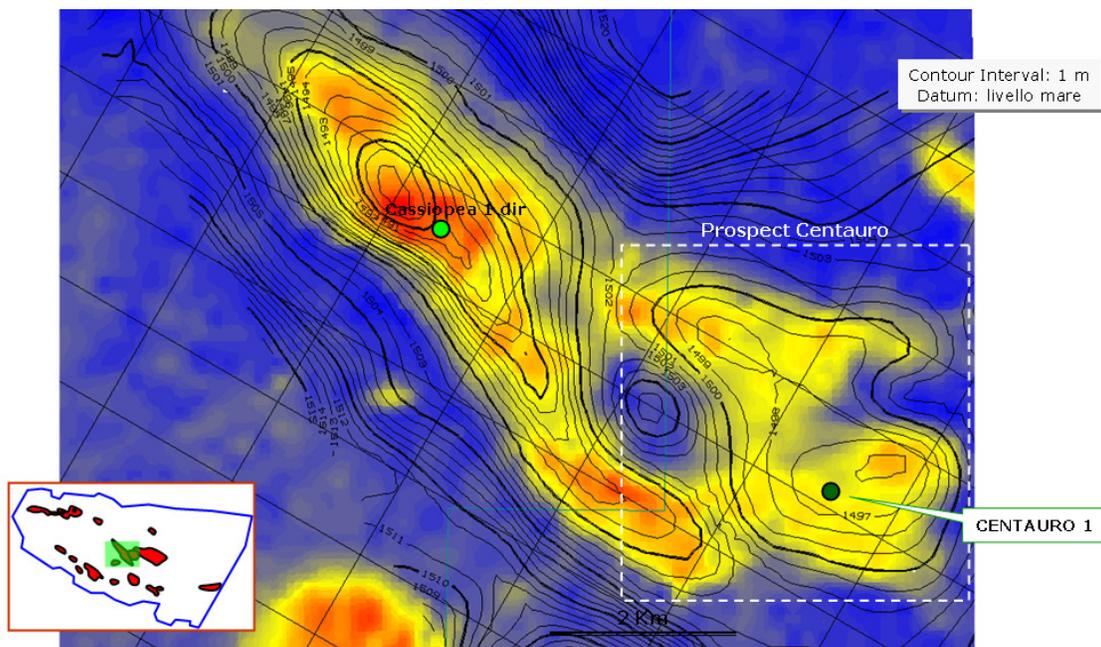


Figura 3-4: interpretazione rilievo sismico Centauro, Cross Line 1959

La trappola si sviluppa principalmente per chiusura su quattro vie, generata dal drappeggio dei depositi torbiditici pleistocenici sopra ad un alto strutturale ben visibile a livello delle Formazioni Gessoso Solfifera e Trubi. Il prospect si presenta abbastanza semplice dal punto di vista strutturale (cfr. **Figura 3-5**). Si tratta di una chiusura su quattro vie generata dal drappeggio dei depositi torbiditici pleistocenici sopra ad un leggero alto strutturale sottostante.

Le mappe strutturali e di ampiezza sismica consentono di definire Centauro come una struttura indipendente dai giacimenti vicini, anche se per alcuni livelli mineralari non si esclude la possibilità che la mineralizzazione si estenda senza soluzione di continuità dagli accumuli di Argo e Cassiopea al prospect in oggetto. Gli obiettivi sono costituiti dalle alternanze sabbie-argille della Formazione Argo. Queste alternanze sono state attraversate in posizione depocentrale dai pozzi Cassiopea 1 dir, Argo 1 e Argo 2, che hanno verificato la presenza di livelli sabbiosi da centimetrici a metrici, composti da sabbie quarzose da fini a finissime.

E' stata infine valutata una buona corrispondenza tra chiusura strutturale ed anomalia sismica. La chiusura per pendenza su quattro vie è valutata in circa 6 m, con una superficie di 3 km² circa.



**Figura 3-5: mappa profondità prospect Centauro, assestata all'orizzonte Hor3
(in colore mappa ampiezze RMS tra Hor3 e Hor5a)**

La probabile presenza di gas è supportata anche dal positivo risultato dell'analisi di pseudogradiante AVO, eseguita sul volume sismico 3D, e dagli effetti di pull-down, presenti in particolare nella porzione inferiore della struttura. La presenza di gas biogenico è stata inoltre confermata dai pozzi Panda 1, Panda W1, Argo 1, Argo 2 e Cassiopea 1 dir.

3.4.1.2 Pozzo esplorativo Gemini 1

Il Pozzo Gemini 1 è posizionato in prossimità del culmine strutturale del prospect all'incrocio tra la Inline 1938 e la Cross Line 1648 del volume sismico "Panda 3D", in un punto con profondità d'acqua pari a circa 705 m.

L'assetto strutturale della trappola è visibile sia in **Figura 3-6**, dove è riportata l'interpretazione sismica eseguita sulla Inline 1938, sia in **Figura 3-7**, dove è riportata l'interpretazione sismica eseguita sulla Cross line 1648.

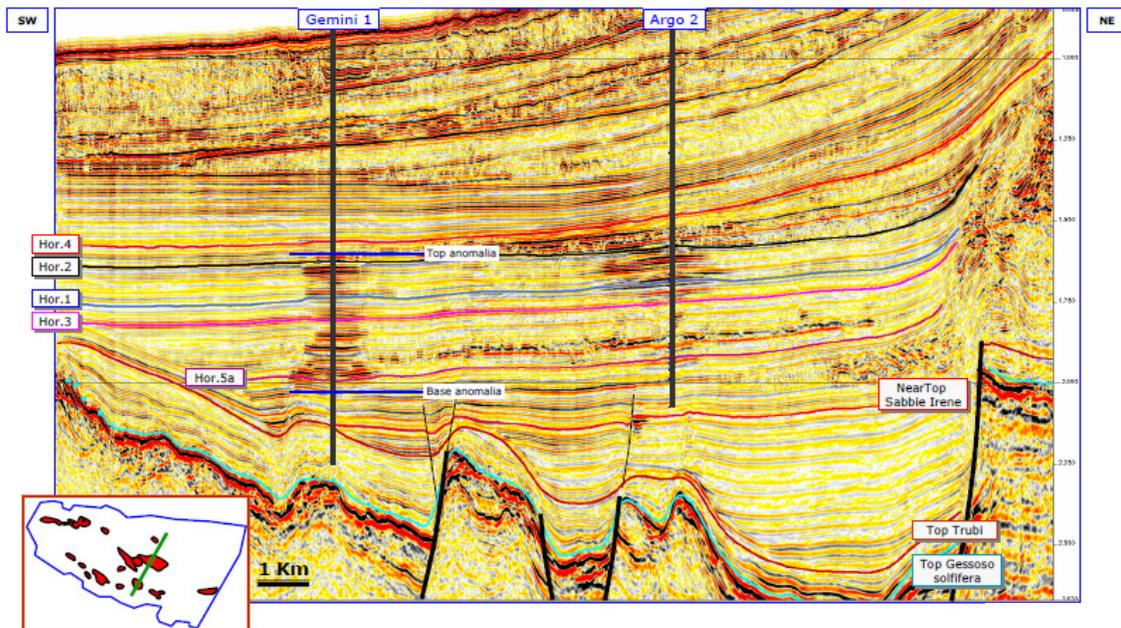


Figura 3-6: interpretazione rilievo sismico Gemini, Inline 1938

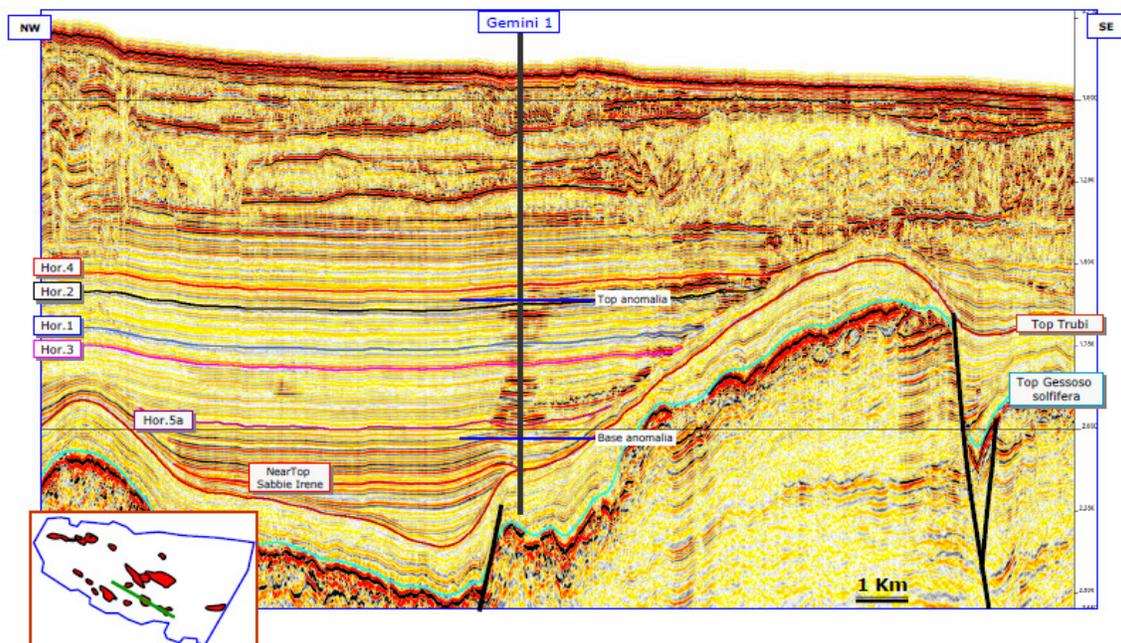


Figura 3-7: interpretazione rilievo sismico Gemini, Cross Line 1648



La trappola si sviluppa principalmente per chiusura su quattro vie, generata dal drappeggio dei depositi torbiditici pleistocenici sopra ad un alto strutturale ben visibile a livello delle Formazioni Gessoso Solifera e Trubi. Il prospect si sviluppa con una forma cilindrica: in mappa (cfr. **Figura 3-5**) si presenta con una forma subcircolare di circa 1.3 km di diametro, mentre lo sviluppo principale segue una forma verticale.

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

E' stata infine valutata una buona corrispondenza tra chiusura strutturale ed anomalia sismica. La chiusura per pendenza su quattro vie è valutata in circa 9 m, con una superficie di 1.5 km² circa. La probabile presenza di gas è supportata anche dal positivo risultato dell'analisi di pseudogradiante AVO eseguita sul volume sismico 3D e dagli effetti di pull-down, presenti in particolare nella porzione inferiore della struttura.

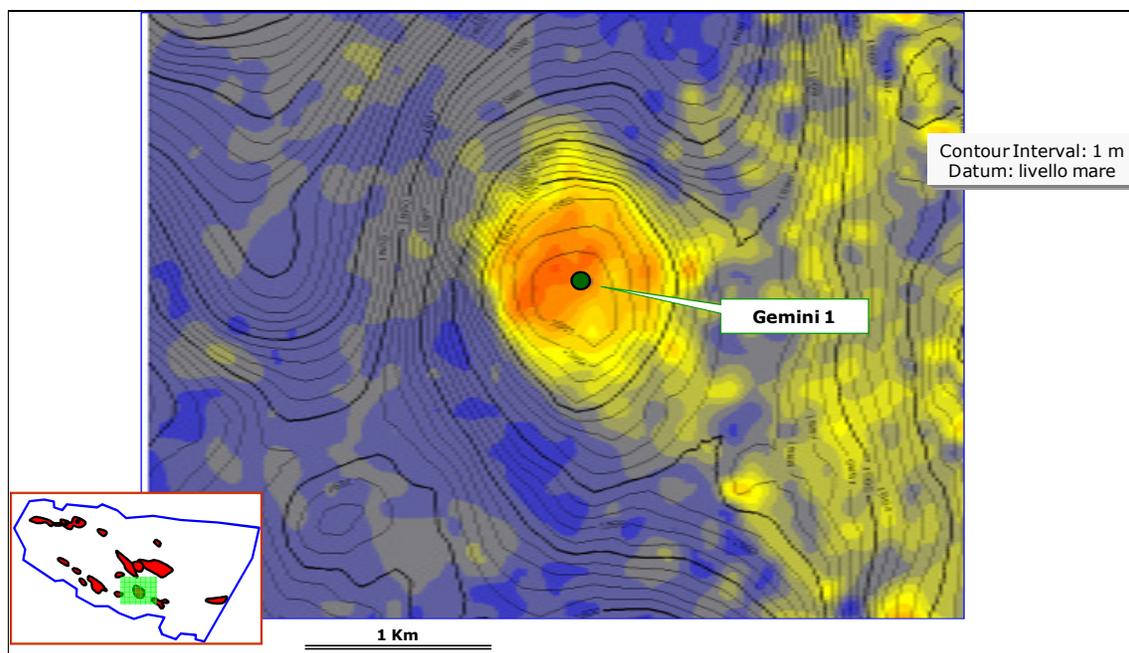


Figura 3-8: mappa profondità prospect Gemini, assestata a 1581mTVDS
(in colore mappa ampiezze RMS tra Hor3 e Hor5a)

3.4.2 Pozzi di riferimento

Per la serie plio-pleistocenica che sarà attraversata dal Pozzo Centauro 1, possono essere considerati come principali pozzi di riferimento il pozzo Cassiopea 1 dir, ubicato circa 3 km a Nord-Ovest e mineralizzato a gas principalmente all'interno della sequenza S2A, e i pozzi Argo 2 ed Argo 1, ubicati rispettivamente a 4 km a Nord-Est e 5 km ad Est, anch'essi mineralizzati nella sequenza S2A.

Per la serie plio-pleistocenica che sarà attraversata dal Pozzo Gemini 1, possono essere considerati come principali pozzi di riferimento i medesimi pozzi sopra citati ubicati a diverse distanze dal pozzo in progetto. Nello specifico il pozzo Cassiopea 1 dir, ubicato circa 10 km a Nord-Ovest e mineralizzato a gas principalmente all'interno della sequenza S2A, e i pozzi Argo 2 ed Argo 1, ubicati rispettivamente a 8 km e 9 km a Nord-Est, anch'essi mineralizzati nella sequenza S2A.

3.5 OPERAZIONI DI PERFORAZIONE

3.5.1 Programma di perforazione Campi Gas Argo e Cassiopea

L'attività di perforazione e completamento in programma per i Campi Gas Argo e Cassiopea prevede sia la realizzazione di quattro nuovi pozzi che verranno perforati e completati, sia il recupero di due pozzi esistenti che sono stati perforati nel 2008 e che andranno quindi solo completati una volta riguadagnato l'accesso all'interno del pozzo stesso.

Le attività del progetto hanno una data di inizio prevista nel Gennaio 2012. Successivamente alla data di inizio, le tempistiche previste sono riportate in **Tabella 3-5**.

Tabella 3-5: tempistiche relative alla perforazione ed al completamento dei pozzi		
Pozzo	Attività	Durata prevista (giorni)
Cassiopea 1 dir	Rientro e completamento	42
Cassiopea 2 dir	Perforazione e completamento	77
Cassiopea 3	Perforazione e completamento	75
Cassiopea 4	Perforazione e completamento	76
Cassiopea 5	Perforazione e completamento	76
Argo 2	Rientro e completamento	50

3.5.2 Programma di perforazione pozzi esplorativi

L'attività di perforazione in programma prevede la realizzazione dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 al fine di verificare e quantificare la presenza di gas in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari del prospect e rappresentati dai livelli porosi intercalati nelle all'interno delle serie argilloso-sabbiose del Pleistocene.

Durante la perforazione si prevede di incontrare livelli porosi con spessori relativamente sottili, da centimetrici a metrici e con valori medi di porosità del 35%. Il gas è generato da processi di tipo biogenico e la sua presenza è stata inoltre confermata dai pozzi Panda 1, Panda W1, Argo 1, Argo 2 e Cassiopea 1 dir.

Per entrambi i pozzi esplorativi in progetto l'attività di perforazione in programma prevede, vista la profondità del fondo mare (rispettivamente pari a 624 m in corrispondenza dell'ubicazione del Pozzo Centauro 1 e 705 m in corrispondenza del Pozzo Gemini 1), l'impiego di un impianto di tipo "Semisommersibile" (*Semisub*).

Le operazioni inizieranno con il posizionamento dell'impianto sulla postazione identificata per poi procedere con la perforazione del pozzo sino ad una profondità indicativa di 2000 m. Al termine di tale operazione, se nel pozzo verrà rinvenuto gas biogenico, si prevede di effettuare prove di produzione, della durata indicativa di alcuni giorni, atte a verificare il potenziale del giacimento.

Nel caso di esito minerario negativo dalle prove di produzione, si procederà con un'eventuale fase di chiusura mineraria della durata indicativa di alcuni giorni.

La durata delle attività previste relative ai due pozzi esplorativi in oggetto è riportata in **Tabella 3-6**.

Tabella 3-6: tempistiche relative ai Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 (giorni)		
Attività	Centauro 1	Gemini 1
posizionamento impianto	4	3/4
perforazione	41	38
chiusura mineraria e disancoraggio	10	10

Il sondaggio per il Pozzo Centauro 1 verrà realizzato perforando un pozzo con profilo verticale fino al raggiungimento della profondità prevista di circa 1730 m TVDSS; mentre per il Pozzo Gemini 1 è prevista la perforazione di un pozzo con profilo verticale fino alla profondità di circa 1690 m TVDSS.

Durante la perforazione per il Pozzo Centauro 1 si prevede di incontrare livelli porosi con una significativa presenza di gas a partire dalla profondità di 1260 m TVDSS e si prevede di attraversare l'obiettivo fino a 1730 m TVDSS, per uno spessore complessivo di 470 m circa. La perforazione si dovrà concludere all'interno della Formazione Trubi alla profondità di 2000 m TVDSS, corrispondente sulla sismica a circa 2458 ms TWT.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1	Pagina 29 di 102
--	---	------------------

Per il Pozzo Gemini 1, si prevede di incontrare livelli porosi con una significativa presenza di gas a partire dalla profondità di 1290 mTVDSS e l'obiettivo verrà attraversato fino a 1690 mTVDSS, per uno spessore complessivo di 400 m circa. La perforazione del Pozzo Gemini 1 si dovrà concludere all'interno della Formazione Trubi alla profondità di 2000 m TVDSS, corrispondente sulla sismica a circa 2270 ms TWT.

Per entrambi i pozzi le operazioni inizieranno con la perforazione del Pilot Hole 8 1/2" fino alla quota di discesa del casing 20". Le operazioni proseguiranno con la discesa del conductor pipe (C.P.) da 36" a circa 800 m (con un'infissione di circa 53 m da fondo lare) in jetting o, qualora non possibile per problemi legati alla tipologia di impianto, sarà eseguita la perforazione della fase da 42" e successivamente la discesa del C.P. 36", che sarà cementato a fondo mare. Con il C.P. 36" sarà disceso il relativo Conductor Housing.

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

Con questo casing verrà discesa la Well Head Housing FMC UWD-15 18 3/4" 15000 psi per poi proseguire con le operazioni di discesa del BOP stack e del Riser.

Le prime due fasi descritte verranno perforate con ritorno a fondo mare, utilizzando acqua di mare e cuscini di fango ad alta viscosità. Successivamente si perforerà la fase 17 1/2" fino alla profondità di circa 1050 m dove sarà discesa e cementata la colonna intermedia da 16".

Si procederà quindi alla perforazione di un foro pilota da 8 1/2" fino alla profondità di 1230 m seguita dalla registrazione dei logs elettrici. Con l'allargamento successivo da 14 3/4", sarà discesa e cementata la colonna di produzione 13 3/8" a 1230 m.

La perforazione proseguirà con il foro 12 1/4" fino a T.D. 1630 m nella serie della F.ne Argo, comprendente gli obiettivi minerari del sondaggio. Successivamente alla registrazione ed al responso dei logs, sarà valutata la possibilità di eseguire, dopo la discesa di un liner 9 5/8", un accertamento minerario. In caso contrario si procederà alla chiusura mineraria del sondaggio ed al recupero della Well Head.

3.5.3 Casing profile

Le informazioni progettuali riportate in seguito non sono specifiche per i Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, ma si riferiscono al casing profile tipo che sarà utilizzato per tutti i pozzi dei Campi Gas Argo e Cassiope, le cui caratteristiche rispecchiano le informazioni di un tipico casing profile utilizzato per la tipologia di opera in esame.

Le caratteristiche tipiche di dettaglio del casing utilizzato sono riportate in **Tabella 3-7**, mentre, a titolo di esempio in **Figura 3-9** è riportato lo schema del casing profile per il pozzo Argo 2.

Tabella 3-7: caratteristiche del casing previsto per i tutti i pozzi dei Campi Gas Argo e Cassiopea e per i Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1				
Casing size (in)	TVD (m)	Weight lbf	Grade	Connection
30" cp	500 – 650			
20"	700 – 900	202	X-52	RL4S
16" (liner)	1000 – 1100	61	J-55	Tenaris ER SC
13 ³ / ₈ "	1500 – 1600	40	J-55	Tenaris Blue NF
9 ⁵ / ₈ "	TD 1800 - 2000	26	L-80	Tenaris MS

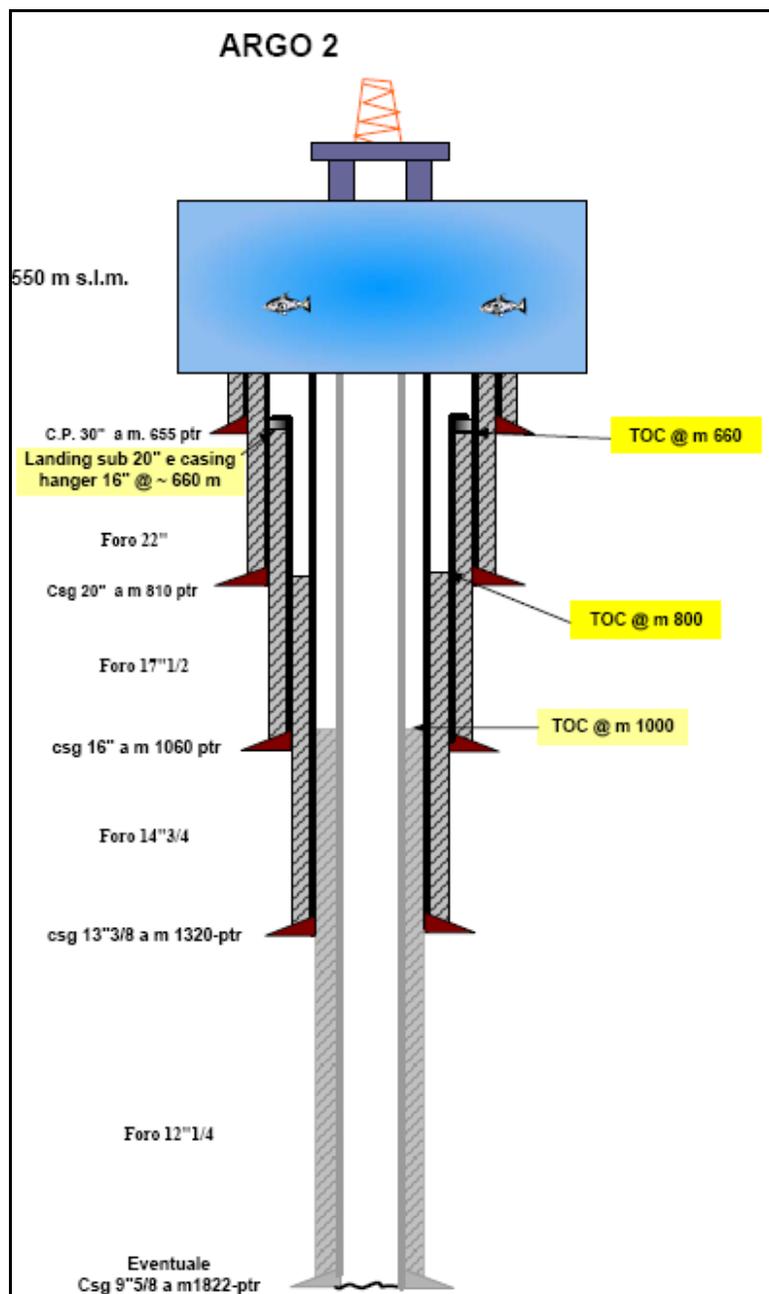


Figura 3-9: esempio di schema dei casing per il pozzo Argo 2

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 32 di 102</p>
--	--	-------------------------

3.5.4 Impianto di perforazione

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

Il nome 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. L'ingombro della struttura e' di circa 90 m x 90 m, e l'altezza della torre raggiunge i 75 m dal livello mare. Grazie alle dimensioni e alla particolare forma, l'impianto può operare in condizioni di piena sicurezza anche in condizioni meteo-marine relativamente avverse (ovviamente esistono dei limiti oltre i quali é necessario sospendere le operazioni di perforazione ed attendere il miglioramento delle condizioni meteo).

Questo tipo di impianto viene trainato per mezzo di rimorchiatori sulla ubicazione del pozzo. La permanenza in postazione viene garantita da ancoraggi oppure da sistemi di posizionamento dinamico.

3.5.4.1 Elementi caratteristici dell'impianto semisub

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

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

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

3.5.4.2 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.

Non essendo ancora stato identificato l'impianto che verrà effettivamente utilizzato sia nello sviluppo dei Campi Gas Argo e Cassiopea, sia per la perforazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, si riportano, di seguito, le caratteristiche di un impianto tipo compatibile con le esigenze del progetto, che sarà quindi analogo a quello che verrà effettivamente utilizzato.

A titolo di esempio e riferimento si utilizza l'impianto denominato "Atwood Southern Cross", già impiegato per la perforazione del pozzo Argo 2 e Cassiopea 1 dir nell'anno 2008.



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO
Campi Gas ARGO e CASSIOPEA
Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1

Pagina 33 di 102

La **Figura 3-10** e la **Figura 3-11** che seguono mostrano rispettivamente una foto e lo schema dell'impianto di perforazione semisommersibile sopraccitato, mentre la **Tabella 3-8** ne descrive le caratteristiche tecniche.



Figura 3-10: impianto di perforazione semisommersibile

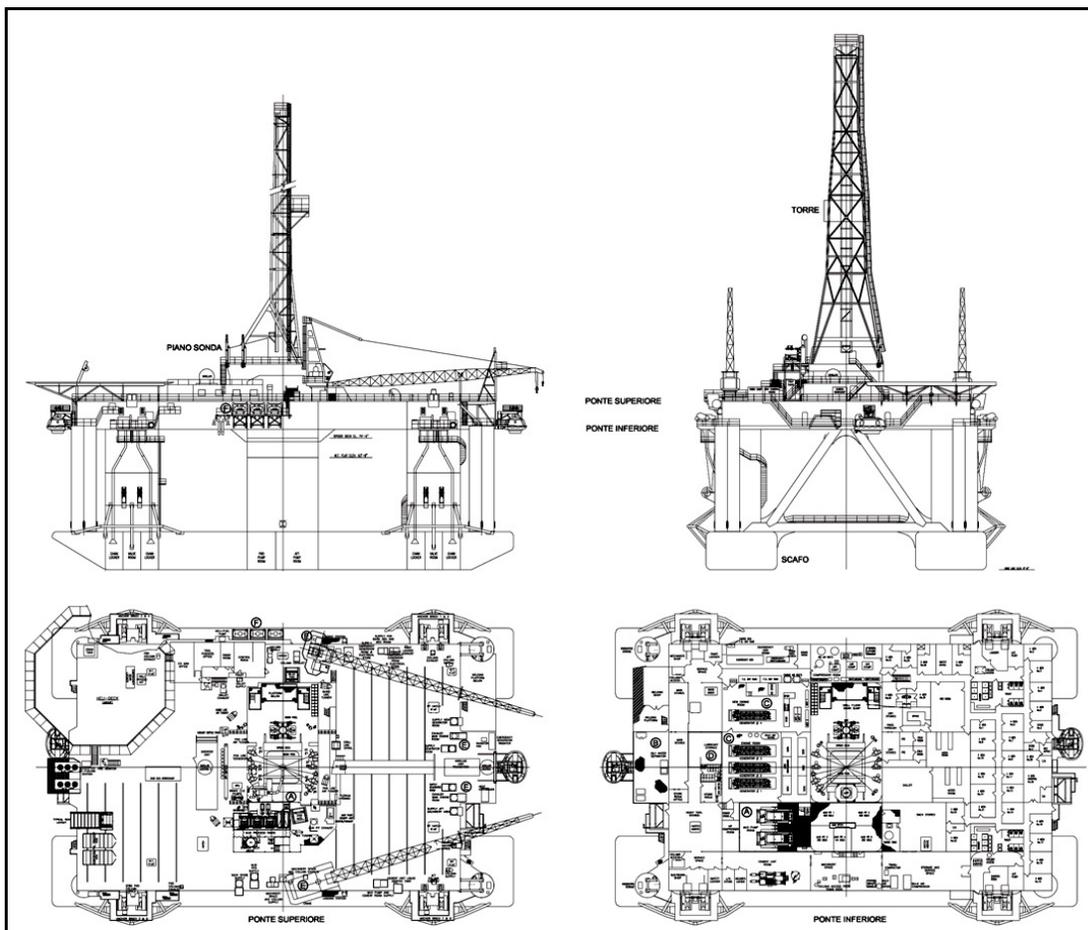


Figura 3-11: schema tipo dell'impianto di perforazione semisommersibile

Tabella 3-8: caratteristiche tecniche di un impianto tipo di perforazione semisommersibile	
VOCE	Specifiche
Società	ATWOOD OCEANIC INC.
Nome impianto	ATWOOD EAGLE
Tipo impianto	Semisubmersible moored type 3 rd Generation
Tavola rotary livello mare	22 m
Numero posti disponibili	88
Potenza installata	7800 HP
Numero vibrovagli	2 Brandt + 3 Derrick
Tipo vibrovagli	Brandt D. Tandem e Derrick Flo Line Cleaner
Capacità stoccaggio acqua potabile	258 m ³

Tabella 3-8: caratteristiche tecniche di un impianto tipo di perforazione semisommersibile	
VOCE	Specifiche
Capacità stoccaggio acqua industriale	2688 m ³
Capacità stoccaggio gasolio	1023 m ³
Capacità stoccaggio barite	Totale Stoccaggio Barite + Bentonite = 141 m ³
Capacità stoccaggio bentonite	
Capacità stoccaggio cemento	141 m ³

3.5.4.3 Unità dell'impianto di perforazione

Gli elementi direttamente coinvolti nella perforazione sono gli stessi che caratterizzano gli impianti a terra e possono essere raggruppati nei seguenti sistemi principali:

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

Il sistema di sollevamento

Il sistema di sollevamento sostiene il carico della batteria di aste di perforazione (per perforazioni profonde il peso della batteria di perforazione può superare le 200 t) e permette le manovre di sollevamento e discesa nel foro. È costituito dalla torre di perforazione, dall'argano, dal freno, dalla taglia fissa, dalla taglia mobile e dalla fune. Caratteristiche degli impianti galleggianti sono invece le apparecchiature di compensazione dei movimenti indotti dal moto ondoso.

Il sistema rotativo

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

- il Top Drive (cfr. **Figura 3-12**), attualmente il sistema più utilizzato su questo tipo di impianti, consiste essenzialmente in un motore di elevata potenza al cui rotore viene resa solidale la batteria di perforazione; esso viene sospeso alla taglia mobile per mezzo di un apposito gancio dotato di guide di scorrimento. Inclusi nel top drive vi sono la testa di iniezione (l'elemento che permette il pompaggio del fango all'interno della batteria di perforazione mentre questa è in



rotazione), un sistema per l'avvitamento e lo svitamento della batteria di perforazione, un sistema di valvole per il controllo del fango pompato in pozzo;

- le aste che compongono la batteria di perforazione si distinguono in aste di perforazione (cfr. **Figura 3-13**) e aste pesanti (di diametro e spessore maggiori). Queste ultime vengono montate, in numero opportuno, subito al di sopra dello scalpello, in modo da creare un adeguato peso sullo scalpello. Tutte le aste sono avvitate tra loro in modo da garantire la trasmissione della torsione allo scalpello e la tenuta idraulica. Il collegamento rigido viene ottenuto mediante giunti a filettatura conica.

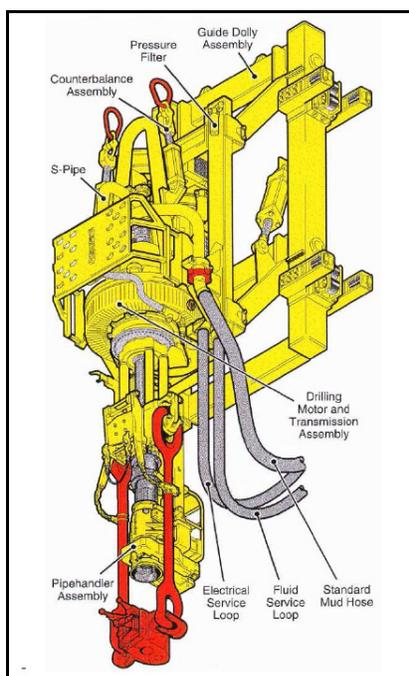


Figura 3-12: Top Drive System



Figura 3-13: asta di perforazione



Il circuito del fango

Questo sistema serve a realizzare la circolazione del fango che viene pompato attraverso la batteria di perforazione, fuoriesce attraverso lo scalpello (dotato di appositi orifizi), ingloba i detriti di perforazione e quindi risale nel foro fino alla superficie. All'uscita dal pozzo, il fango passa attraverso il sistema di rimozione solidi che lo separa dai detriti di perforazione e viene quindi raccolto nelle vasche per essere nuovamente condizionato e pompato in pozzo. Gli elementi principali del circuito del fango sono:

- pompe fango (cfr. **Figura 3-14**): pompe volumetriche a pistoni che forniscono al fango la pressione e la portata necessarie a superare le perdite di carico nel circuito e garantirne la circolazione;

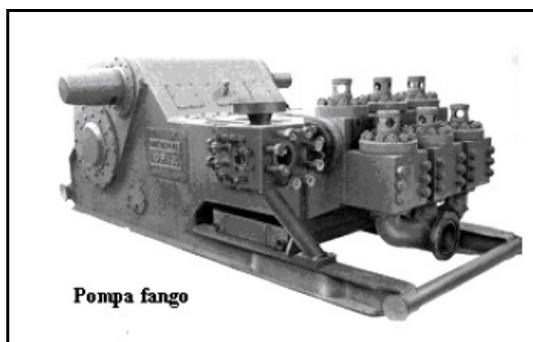


Figura 3-14: pompa fango

- condotte di superficie - Manifold – Vasche: le condotte di superficie, assieme ad un complesso di valvole posto a valle delle pompe (manifold di sonda), consentono di convogliare il fango per l'esecuzione delle funzioni richieste. Nel circuito sono inoltre inserite diverse vasche di stoccaggio che contengono una riserva di fango da utilizzare in caso di perdite di circolazione o assorbimento del pozzo;
- sistema di rimozione solidi: comprende apparecchiature quali vibrovagli (cfr. **Figura 3-15**), cicloni, centrifughe per separare il fango dai detriti di perforazione di varia pezzatura. Questi ultimi vengono raccolti in appositi cassonetti e trasportati a terra mediante supply vessels.

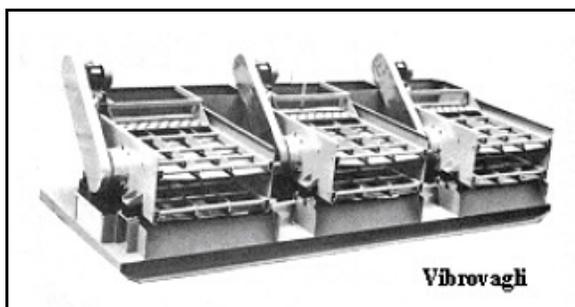


Figura 3-15: vibrovagli

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 38 di 102</p>
--	--	-------------------------

Apparecchiature di Sicurezza

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

Queste apparecchiature svolgono un ruolo fondamentale per prevenire potenziali rischi alle persone, alle attrezzature ed all'ambiente.

3.5.5 Tecniche di perforazione

La tecnica di perforazione impiegata è detta a rotazione o "*rotary*", in cui l'azione di scavo è esercitata da uno scalpello (cfr. **Figura 3-16**) posto all'estremità di una serie di aste circolari cave.

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

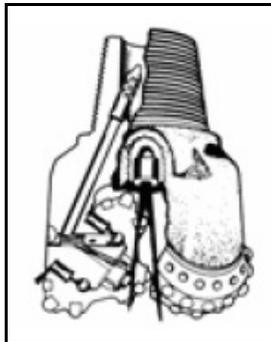


Figura 3-16: scalpello di perforazione

I fluidi di perforazione sono normalmente costituiti da un liquido reso colloidale ed appesantito con specifici prodotti. Le proprietà colloidali fornite da speciali argille (bentonite) ed esaltate da particolari composti (quali la Carbossil Metil Cellulosa o C.M.C.) permettono al fango di mantenere in sospensione i materiali d'appesantimento ed i detriti, anche a circolazione ferma, grazie alla formazione di gel. Il fango, che viene pompato attraverso la batteria, fuoriesce da apposite aperture dello scalpello e risale in superficie, ha lo scopo di assicurare la rimozione dal foro dei detriti scavati dall'azione dello scalpello.

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

La pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fango deve infatti essere maggiore della pressione di formazione (anche nel caso di pressioni al di sopra del normale gradiente idrostatico) per impedire

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 39 di 102</p>
--	--	-------------------------

l'ingresso in pozzo di fluidi di strato e viene regolata facendone variare opportunamente la sua densità attraverso l'aggiunta di opportune sostanze.

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

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

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

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

Durante la perforazione del foro, ovvero prima della discesa della colonna di rivestimento (*casing*), che isola il foro dalle formazioni rocciose attraversate, la batteria di perforazione e il fango sono a diretto contatto con le formazioni rocciose scoperte. La fase di perforazione ha termine con il rivestimento completo per mezzo di tubi d'acciaio (colonna di produzione) per i pozzi produttivi, oppure con la chiusura mineraria per mezzo di tappi di cemento in caso di pozzo sterile.

3.5.5.1 Caratteristiche e funzioni dei fluidi di perforazione

I fluidi di perforazione sono generalmente costituiti da un liquido a base acquosa reso colloidale ed appesantito con specifici prodotti. Le proprietà colloidali fornite da speciali argille (bentonite) addizionate a particolari composti quali, ad esempio, la Carbossil Metil Cellulosa (C.M.C.), conferiscono al fango caratteristiche reologiche tali da garantire la sospensione dei materiali d'appesantimento e dei detriti, anche a circolazione ferma, tramite la formazione di gel.

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

- rimuovere i detriti dal fondo pozzo trasportandoli in superficie, sfruttando le proprie caratteristiche reologiche;

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 40 di 102</p>
--	--	-------------------------

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

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

3.5.6 Completamento dei pozzi

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

In caso di esito positivo delle prove di produzione (esistenza di mineralizzazione), si procederà con la fase di completamento del pozzo che consiste nell'installazione di tutte le attrezzature necessarie a consentire al pozzo di produrre idrocarburi in maniera controllata ed in condizioni di sicurezza.

I principali fattori che determinano lo schema di completamento sono:

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

In generale, nel caso di pozzi a gas, il tipo di completamento utilizzato è infatti quello denominato "in foro tubato" in cui la zona produttiva viene ricoperta con una colonna ("*casing o liner di produzione*") con elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Successivamente, vengono aperti dei fori nella colonna per mezzo di apposite cariche esplosive ad effetto perforante ("perforazioni"). In questo modo gli strati produttivi vengono messi in comunicazione con l'interno della colonna (cfr. **Figura 3-17**).

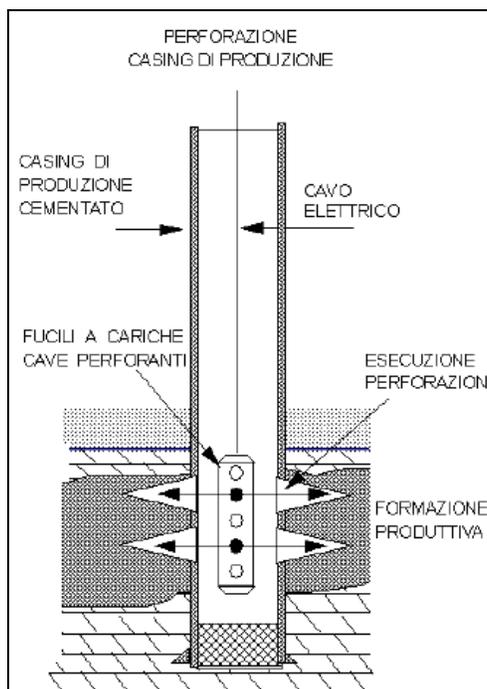


Figura 3-17: schema di perforazione del casing

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

Nel caso in cui siano presenti più livelli produttivi, si utilizza solitamente una string di completamento "doppia", composta cioè da due batterie di tubings da 2 3/8" in grado di produrre da livelli diversi, in modo indipendente l'una dall'altra (cfr. **Figura 3-18**).

Contestualmente alle operazioni di completamento dei pozzi, vengono anche eseguite le operazioni per la discesa del completamento in "*Sand Control*" utilizzando una delle numerose tecniche disponibili, sia in foro scoperto, sia in foro tubato. Tale tipologia di completamento ha lo scopo di prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo e ridurre o limitare fenomeni di erosione sulle apparecchiature ("*equipment*") di fondo foro e sulle attrezzature ("*facilities*") di superficie.

Le tipologie di Sand Control da adottare vengono scelte di volta in volta sulla base delle caratteristiche della formazione, distanza dalla tavola d'acqua, numero di livelli produttivi presenti, distanza tra gli stessi, presenza di livelli di argille o strati impermeabili.

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

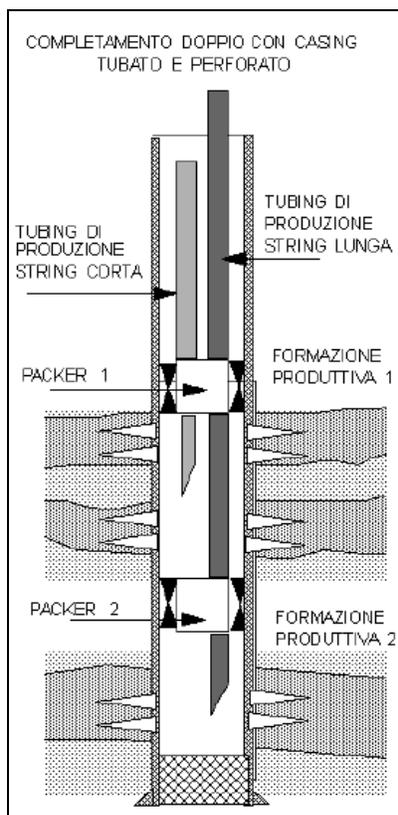


Figura 3-18: schema esemplificativo di string di completamento (doppio completamento)

Nel seguito vengono brevemente descritte le principali attrezzature di completamento.

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



SCSSV installate nella batteria di tubing al di sotto del fondo marino. La chiusura della SCSSV può essere sia automatica, nel caso di rottura sulla testa pozzo o di perdita di pressione nella control line, sia manuale, tramite un pannello di controllo azionato dalla superficie.

- Sistema "Testa Pozzo- Croce di Produzione": al di sopra dei primi elementi della testa pozzo (a fondo mare), viene installata la croce di produzione ("Christmas Tree"), ovvero l'insieme delle valvole per intercettare-regolare il flusso di erogazione e garantire la sicurezza delle operazioni. La croce viene completata da un'apposita struttura di protezione. Le componenti fondamentali del sistema testa pozzo - croce di produzione sono:
 - *Tubing Spool*, ovvero un rocchetto che nella parte inferiore alloggia gli elementi di tenuta della colonna di produzione e nella parte superiore porta la sede per l'alloggio del blocco di ferro con guarnizioni, chiamato "*tubing hanger*", che sorregge la batteria di completamento,
 - *Croce di Produzione (Christmas Tree)*, ovvero l'insieme delle valvole per intercettare e controllare il flusso di erogazione in superficie e garantire la sicurezza delle operazioni (ad es. apertura e chiusura della colonna di produzione per l'introduzione di nuove sezioni nella batteria di completamento) (cfr. **Figura 3-19**).



Figura 3-19: esempio di Christmas Tree sottomarina

Relativamente al Progetto "Offshore Ibleo", i Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 in progetto, saranno testati sui livelli inferiori della sequenza stratigrafica S2A in caso di responso positivo dei logs. Qualora il test confermi la mineralizzazione dei livelli obiettivo del sondaggio, si valuterà l'opportunità di procedere all'abbandono temporaneo del pozzo per una successiva ripresa con completamento definitivo. Pertanto, il design finale del completamento sarà funzione degli esiti di tale test. In caso di responso negativo dei logs, o dei successivi test, si procederà alla chiusura mineraria definitiva del pozzo.



Per i pozzi dei Campi Gas Argo e Cassiopea, caratterizzati dalla presenza di più livelli da mettere in produzione contemporaneamente, è stato scelto l'impiego di un Completamento Intelligente (IWC) il top della tecnologia disponibile per l'ambiente subsea. (cfr. **Figura 3-20** e **Figura 3-21**).

Si tratta di un particolare tipo di completamento singolo selettivo, dotato di valvole di regolazione del flusso comandate a distanza e più Packer, che isolano i differenti intervalli produttivi. Nel completamento stesso sono inoltre integrati dei misuratori di fondo di pressione e temperatura, per valutare le performance erogative dei singoli livelli.

Regolando le luci di ingresso di queste valvole, livelli con differenti pressioni possono erogare gas contemporaneamente ed attraverso lo stesso tubing alla pressione più opportuna senza negativi effetti di interferenza tra livelli.

Nei Campi Gas Argo e Cassiopea vengono utilizzati completamenti dei pozzi intelligenti a 2 o 3 valvole che comprendono anche le attrezzature di "Sand Control" (cfr. **Tabella 3-9**). Tale tipologia di completamento, utilizzato in giacimenti arenacei, ha lo scopo di prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo e ridurre o limitare fenomeni di erosione sulle apparecchiature di fondo foro e sulle attrezzature di superficie (*facilities*).

Il Sand Control è caratterizzato da filtri e da sabbia a granulometria controllata posizionata nell'intercapedine filtro - formazione. Nel caso in esame, il *Sand Control* verrà applicato con due diverse tecniche in foro tubato: l'*High Rate Water Pack* (HRWP) ed il *Frac Pack*. (FP)

Nell'*High Rate Water Pack* la sabbia viene posizionata con pressioni di trattamento inferiori alla pressione di fratturazione e con elevate portate. Nel *Frac Pack*, invece, le pressioni di trattamento sono tali che vengono realizzate delle vere e proprie fratture che vengono riempite di sabbia.

Le tipologie di Sand Control da adottare vengono scelte sulla base delle caratteristiche della formazione, distanza dalla tavola d'acqua, numero di livelli produttivi presenti, distanza tra gli stessi, presenza di livelli di argille o strati impermeabili.

Pozzo	Completamento Intelligente con...	Sand Control
Cassiopea 1Dir	2 Valvole	2 zone x FP / HRWP
Cassiopea 2	2 Valvole	2+2 zone x FP
Cassiopea 3	2 Valvole	2+ 2 zone x FP
Cassiopea 4	2 Valvole	2+2 zone x HRWP
Cassiopea 5	2 Valvole	2+2 zone x HRWP
Argo 2,	3 Valvole	4 zone x HRWP
Panda 2	3 Valvole	7 zone x HRWP
Panda W2	2 Valvole	7 zone x HRWP

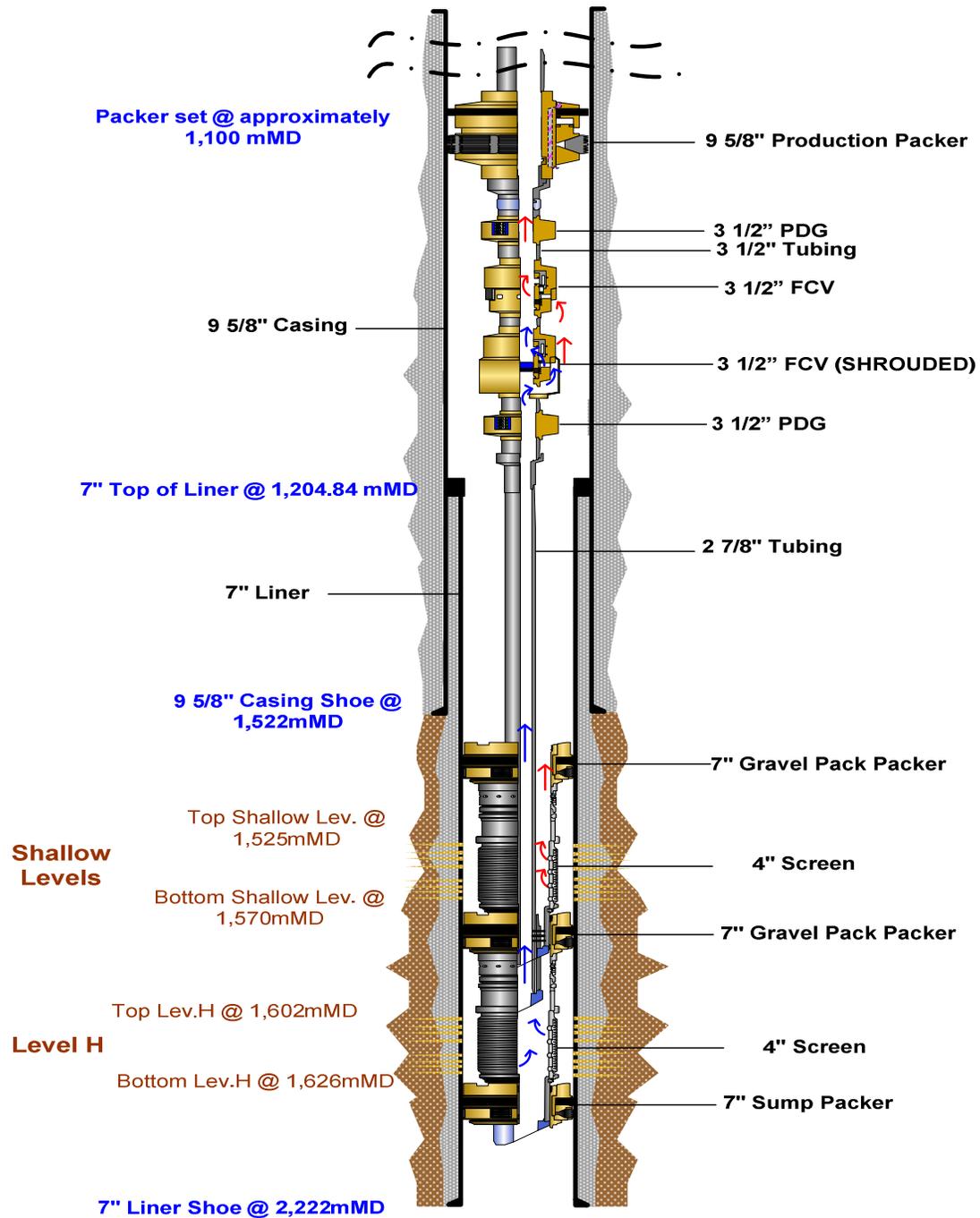


Figura 3-20: schema di completamento intelligente con due valvole (Cassiopea 1 Dir)

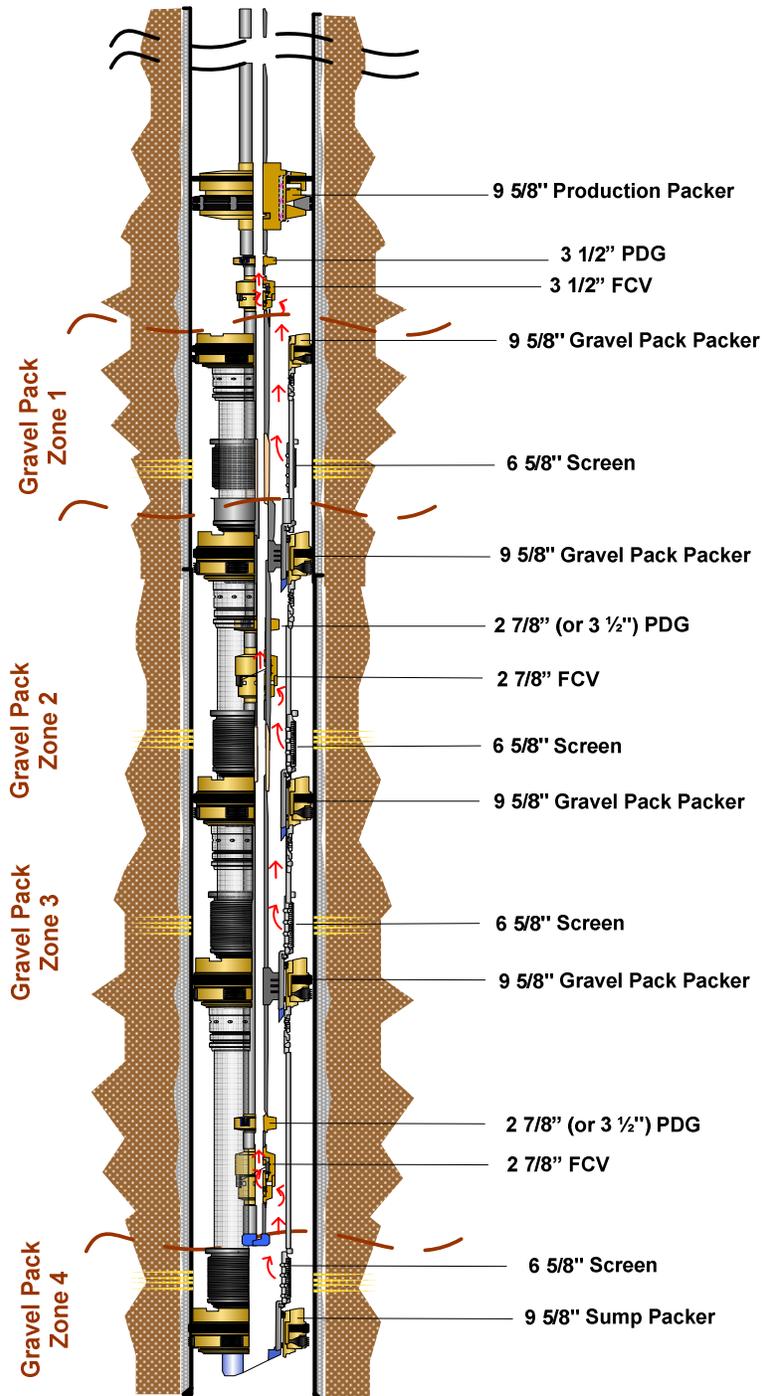


Figura 3-21: schema di completamento intelligente con Tre valvole (Argo 2)



3.5.7 Produzione di reflui, rifiuti solidi ed emissioni

Il Progetto “Offshore Ibleo” in esame, relativo sia allo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo e Cassiopea sia alla perforazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, 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. I fanghi di perforazione, in base alla tipologia, verranno smaltiti o accumulati in apposite vasche per il loro eventuale riutilizzo.

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.

3.5.7.1 Programma fanghi

Il presente programma fanghi espone due soluzioni:

- Fango FW-EP;
- Fango LT-IE.

Di seguito sono elencate le caratteristiche di entrambe le tipologie.

Fango FW-EP

Nelle seguenti tabelle si riportano le descrizioni, le concentrazioni e le quantità totali dei fanghi 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.

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

Tabella 3-10: descrizione e profondità di utilizzo dei fanghi			
Fase	True Vertical Depth (TVD) (m)	Densità fango	Codice fango
Foro pilota 8 1/2"	700-900		SW-GE
Foro 36"	500 - 650	1.03	SW-GE
Foro 26"	700 - 900	1.10	SW-GE
Foro intermedio 17" 1/2	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 fanghi prodotti per pozzo, sia nei Campi Gas Argo e Cassiopea, sia con la perforazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1 è riportata in **Tabella 3-11**.

Tabella 3-11: stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo			
Fase	Codice fango	Fango confezionato (m ³)	Fango scartato (m ³)
Foro intermedio 17" ½	FW-EP	450	200
Foro intermedio 14" ¾	FW-EP	400	150
Foro finale 12" ¼	FW-EP	250	200
TOTALE		1100	550

Il dettaglio delle composizioni dei fanghi utilizzati ed i quantitativi dei principali prodotti impiegati per il confezionamento saranno riportati in un apposito programma di dettaglio che verrà redatto in fasi successive e sottoposto ad autorizzazione da parte del competente ufficio del ministero dello Sviluppo Economico. In **Tabella 3-12** si riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento fanghi, e le loro caratteristiche.

Tabella 3-12: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione e loro caratteristiche	
Prodotto	Azione
BARITE (BaSO ₄)	Regolatore di peso
SODIO BICARBONATO	Riduttore di pH, Reagente per ioni Ca ⁺⁺
SOLUZIONI DI SALI DI ZIRCONIO	Disperdenti/Deflocculante
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

La descrizione e la profondità di utilizzo dei fanghi è riportata in **Tabella 3-13**.

Tabella 3-13: descrizione e profondità di utilizzo dei fanghi			
Fase	True Vertical Depth (TVD) (m)	Densità fango	Codice fango
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

Tabella 3-13: descrizione e profondità di utilizzo dei fanghi			
Fase	True Vertical Depth (TVD) (m)	Densità fango	Codice fango
Foro intermedio 14 ⁿ 3/4	1500 - 1600	1.22 – 1.30	LT-IE
Foro finale 12 ⁿ 1/4	TD 1800 - 2000	1.35 – 1.40	LT-IE

La stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo è riportata in **Tabella 3-14**.

Tabella 3-14: stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo			
Fase	Codice fango	Fango confezionato (m ³)	Fango scartato (m ³)
Foro intermedio 17 ⁿ 1/2	LT-IE	350	50
Foro intermedio 14 ⁿ 3/4	LT-IE	350	50
Foro finale 12 ⁿ 1/4	LT-IE	200	50
TOTALE		900	150

La tipologia di fango utilizzata, LT-IE, prevede una base non acquosa che è il Lamix, come riportato in **Tabella 3-15**.

Il Lamix è un prodotto di origine minerale altamente raffinato a bassissima tossicità, in base ai requisiti richiesti dalla OSPAR Commission, equivalente ad un fluido base sintetico, che viene prodotto nella raffineria ENI di Livorno. Si tratta di un prodotto innovativo che utilizzato in fango di perforazione, permette di ridurre problematiche di pozzo che possono avere risvolti negativi a livello di impatto sull'ambiente (eventuali incidenti di pozzo richiedono un elevato numero di trasporti sia via terra che mare al fine di movimentare persone ed equipaggiamenti necessari, tutto ciò con conseguente produzione di emissioni suppletive).

Il fango LT-IE, al contrario del FW-EP, viene scartato in piccola quantità e per la maggior parte riutilizzato, come descritto nei paragrafi successivi.

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

In **Tabella 3-15** si riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento fanghi, e le loro caratteristiche.

Tabella 3-15: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione e loro caratteristiche	
Prodotto	Azione
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

3.5.7.2 Movimentazione Fanghi e Gestione Rifiuti

Tutti gli additivi solidi e liquidi, vengono movimentati sia verso il porto di imbarco/sbarco che 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. Per cui verranno attuate tutte le misure necessarie al fine di eliminare la possibilità di sversamenti a mare. Questa condizione viene attuata sia nel caso di impiego di fango a base acquosa, che di fango a base non acquosa.

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 FANGO A BASE ACQUOSA

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

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

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

IMPIEGO DI FANGO A BASE NON ACQUOSA

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

Il fango LTIE successivamente al suo impiego, viene riportato al porto di sbarco e riutilizzato in altre operazioni similari.

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

Il fango LTIE è attualmente utilizzato in diverse realtà estere onshore e offshore, anche in condizioni di alto impatto ambientale, dove eni opera abitualmente.

3.5.7.3 Tipologia e quantità rifiuti prodotti

Sulla base di esperienze precedenti si possono stimare le tipologie e quantità di rifiuti prodotti per l'intero Progetto "Offshore Ibleo": 6 pozzi di estrazione nei Campi Gas Argo e Cassiopea e 2 Pozzi Esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, come riportato in **Tabella 3-16**.

Tabella 3-16: quantità di rifiuti prodotti			
Rifiuti	Smaltitore	Quantità	
		Tonnellate	Metri cubi
Rifiuti assimilabili agli urbani (lattine, cartoni, legno, stracci etc.)	Service Company Specializzata	20	
Rifiuti liquidi fangosi ed acquosi			1000
Detriti perforati		350	
Liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce)	Impianto di trattamento a bordo		300
FASE RISERLESS			
Fango a fondo mare			900
Detriti a fondo mare			800

Da notare come durante la fase riserless si perfori in perdita totale, quindi con scarico a fondo mare; il fango utilizzato è acqua marina viscosizzata ed il detrito generato non è contaminato da nessun additivo chimico.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 52 di 102</p>
--	--	-------------------------

Nelle successive fasi di esecuzione dei pozzi tutti i detriti prodotti saranno trasportati a terra in contenitori adeguati come prassi consolidata, inviandoli presso idonei centri di trattamento. Il trasporto ed il successivo trattamento/smaltimento avviene, quindi, in accordo a quanto previsto dal D. Lgs. 152/06 e s.m.i.

3.5.7.4 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 trattamento/sistema di triturazione e disinfezione delle acque reflue di tipo approvato e certificato in accordo a quanto disposto dall'Annex IV della Convenzione Marpol.

Lo scarico di acque oleose di sentina prodotte a bordo è consentito, all'interno delle aree speciali, solo attraverso un separatore di sentina di tipo approvato, dotato di un allarme e di un sistema automatico di arresto della discarica quando il contenuto oleoso dell'effluente supera le 15 p.p.m. (Riferimento: Annex I della Convenzione Marpol). Infatti, il mar Mediterraneo, il mar Baltico, il mar Rosso ed il mar Nero sono classificati come *zone o aree speciali* in quanto particolarmente vulnerabili dal punto di vista del potenziale inquinamento da scarico di sostanze oleose secondo la convenzione di 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 C.O.O.U. (Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati). Le acque separate, invece, confluiranno alla vasca di raccolta delle acque di lavaggio.

3.5.7.5 Emissioni in atmosfera

Non essendo ancora noto nello specifico quale impianto di perforazione sarà utilizzato nell'ambito del presente Progetto "Offshore Ibleo", vengono di seguito riportate a titolo indicativo le caratteristiche dell'impianto Atwood Southern Cross, impianto semisommersibile tipo che potrebbe essere utilizzato per lo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo e Cassiopea e dei pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, previa alcuni accorgimenti tecnici progettuali che verranno apportati per renderlo compatibile alle esigenze progettuali.

La principale fonte di emissione in atmosfera dell'impianto di perforazione preso ad esempio è rappresentata dallo scarico di gas inquinanti da parte di sei gruppi motore (escludendo quello di emergenza) che azionano i gruppi elettrogeni.

Sulla piattaforma è installato un impianto di produzione di energia elettrica con generatori diesel per un totale di potenza installata pari a circa 7800 HP (5819 kW). Durante il normale funzionamento, tutti i generatori presenti vengono utilizzati per la produzione dell'energia elettrica necessaria al



funzionamento della piattaforma ad esclusione di uno adibito alle emergenze (es.: black-out). Il combustibile utilizzato è gasolio per auto trazione con tenore di zolfo inferiore allo 0.2% in peso.

Vengono nel seguito riportate le caratteristiche dei generatori di potenza installati sull'impianto Atwood Southern Cross che potrebbe essere utilizzato per le attività di perforazione in progetto:

- motori principali a combustione interna: No. 3, costruttore Electromotive Diesel (EMD), modello MD-16-645-E8, potenza di 1977 CV ciascuno;
- motore principale a combustione interna: No. 1, costruttore Electromotive Diesel (EMD), modello MD-12-645-E8, potenza di 1522 CV;
- motore relativo alla gru di destra rispetto al lato di poppa della nave: No. 1, costruttore Detroit Diesel Corporation, modello 8-V 71 Fan to Flywheel Industrial Power Unit, potenza di 322CV;
- motore relativo alla gru di sinistra rispetto al lato di poppa della nave: No. 1, costruttore Detroit Diesel Corporation, modello 6-71 Fan to Flywheel Industrial Power Unit, potenza di 322CV;
- motore di emergenza: No.1, costruttore Caterpillar Industrial Power Unit, modello D-398, potenza non disponibile per il quale non sono state rilevate le caratteristiche di emissione poiché usato solo in casi d'emergenza.

La **Tabella 3-17** riporta le caratteristiche di emissione dei generatori di potenza installati sull'impianto Atwood Southern Cross.

Tabella 3-17: caratteristiche di emissione dei generatori di potenza						
Sorgente di Emissione	Altezza di Emissione	Nox (mg/m ³)	CO (mg/m ³)	Particolato (mg/m ³)	Gas T (°C)	Portata (Nm ³ /h)
MD-16-645-E8, n. seriale 74B1-1120	1 m (from main deck) 31,5 m (from sea level)	2387	504	74	192	1020
MD-16-645-E8, n. seriale 74B1-1132		3340	553	70	220	1005
MD-16-645-E8, n. seriale 72E1-1130		3418	540	61	213	1004
MD-12-645-E8, n. seriale 74B1-1110		2215	529	64	187	1017
Motore gru 8-V 71 Fan to Flywheel Industrial Power Unit, n. seriale 7083-7000		3652	614	42	118	72
Motore gru 6-71 Fan to Flywheel Industrial Power Unit, n. seriale 1063-7001		3515	562	35	194	65



Analizzando la dislocazione dei singoli motori presenti sulla piattaforma e la dislocazione dei camini di fuoriuscita dei fumi, si rilevano le seguenti sorgenti emmissive (ST - Stack) (cfr. **Figura 3-22**):

- ST1, camino (*Exhaust Main Engine Room*) ubicato sul lato sinistro della piattaforma (deck) rispetto alla poppa, che convoglia i fumi di emissione dei tre motori, modello MD-16-645-E8;
- ST2, camino (*Exhaust Main Engine Room*) ubicato sul lato destro della piattaforma (deck), rispetto alla poppa, che convoglia i fumi di emissione del motore, modello MD-12-645-E8;
- ST3, camino ubicato in corrispondenza del motore della gru, modello 8-V 71, posto a destra rispetto alla poppa della nave;
- ST4, camino ubicato in corrispondenza del motore della gru, modello 6-71, posto a sinistra rispetto alla poppa della nave.

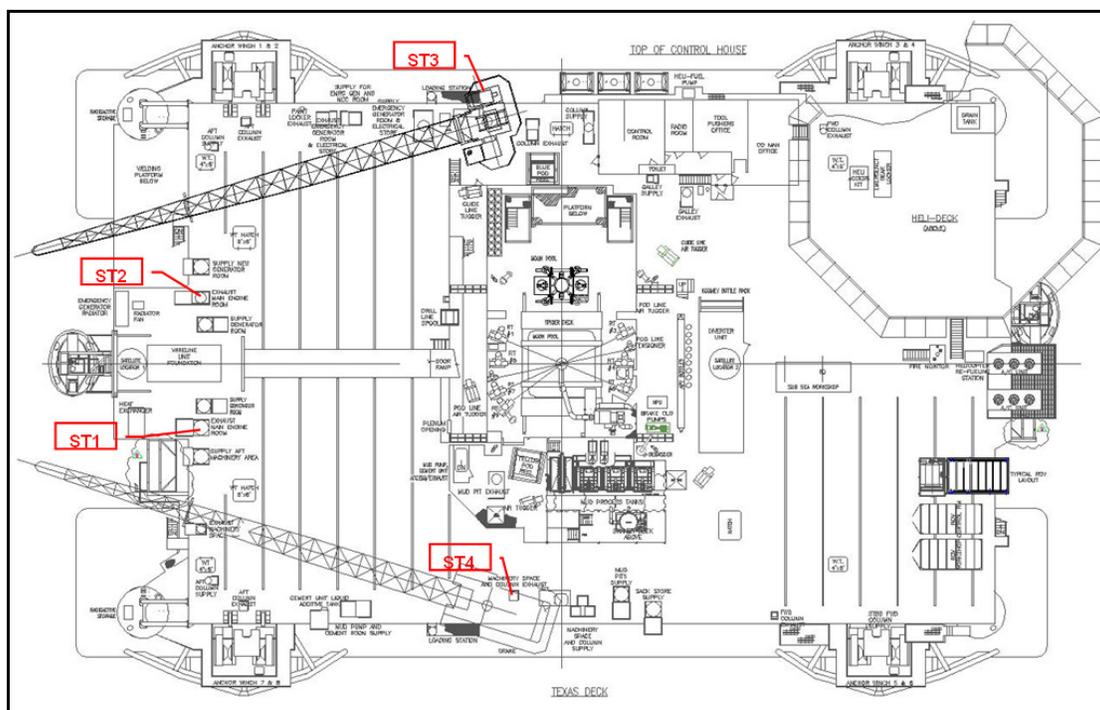


Figura 3-22: piattaforma di perforazione (deck) e sorgenti emmissive (ST1, ..., ST4)

I camini indicati come ST1 ed ST2 hanno un'altezza pari ad 1 m sopra il piano del deck e presentano un elemento a gomito di 90 gradi che permette ai fumi di fuoriuscire seguendo una direzione parallela al piano della piattaforma, in direzione del lato poppa della nave. Inoltre, il camino indicato come ST1, convogliando i fumi di scarico di tre motori principali, presenta un flusso di emissione complessivo dato dalla somma dei singoli flussi dei rispettivi motori. I camini indicati come ST3 ed ST4 sono relativi alle gru presenti sul deck ed hanno flussi di emissione verticali. Per le caratteristiche emmissive dei singoli motori e la modellizzazione della dispersione degli inquinanti in atmosfera si faccia riferimento alla Sezione relativa alla Stima Impatti del presente SIA.

3.5.7.6 Generazione di Rumore

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

Il genere di rumore prodotto è del tipo a bassa frequenza ed il lato più rumoroso risulta essere quello dove sono ubicati i motori. Facendo riferimento ai rilievi effettuati secondo le modalità prescritte dal D.P.C.M. 1 Marzo 1991 (*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*) per progetti analoghi, la pressione sonora in corrispondenza delle sorgenti di rumore, ha evidenziato i seguenti valori di rumorosità in atmosfera (cfr. **Tabella 3-18**).

Tabella 3-18: pressione sonora rilevata in progetti simili			
Zona Motori Leq (A)T	Piano Sonda (Tavola Rotary e Argano) Leq (A)	Zona Pompe Leq (A)	Cementatrice Leq (A)
98	85	82	88

In particolare, la perturbazione tipicamente riconducibile all'attività di perforazione è caratterizzata da:

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

3.5.8 Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione

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

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

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

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 56 di 102</p>
--	--	-------------------------

Per ridurre al minimo il livello di rischio durante le attività operative, l'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.

3.5.8.1 Blow-out di gas

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

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

3.5.8.2 Sversamenti a mare

Sugli impianti di perforazione esistono serbatoi di stoccaggio del gasolio per alimentare i generatori elettrici. Al fine di evitare sversamenti accidentali in mare dovuti ad eventuali perdite dai serbatoi, si provvede al posizionamento dei 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.

3.5.8.3 Incendi ed esplosioni

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

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



3.5.8.4 Collisioni di navi con la piattaforma

La collisione di una nave con la piattaforma, 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.

Per prevenire tale incidente intorno alle piattaforme fisse o mobili è stabilita una zona di sicurezza nella quale è proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati.

Il limite della zona di sicurezza, che può estendersi fino alla distanza di 500 metri intorno alle installazioni, è fissato con un'ordinanza dalla Capitaneria di Porto competente, sentita la Sezione Idrocarburi. L'ordinanza precisa anche i divieti e le limitazioni imposte alla navigazione, all'ancoraggio e alla pesca. Ulteriori misure consistono in sistemi per la segnalazione di ostacoli alla navigazione, comprendenti luci d'ingombro, naufoni e racon, con portata minima di 2 miglia nautiche.

3.5.9 Prevenzione e controllo durante la perforazione

3.5.9.1 Prevenzione e gestione del blow out

E' compito del fango di perforazione contrastare, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro. Perché ciò avvenga la pressione idrostatica esercitata dal fango deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi (acqua, olio, gas) contenuti negli strati rocciosi permeabili attraversati (cfr. **Figura 3-23**); quindi il fango di perforazione deve essere appesantito a una densità adeguata.

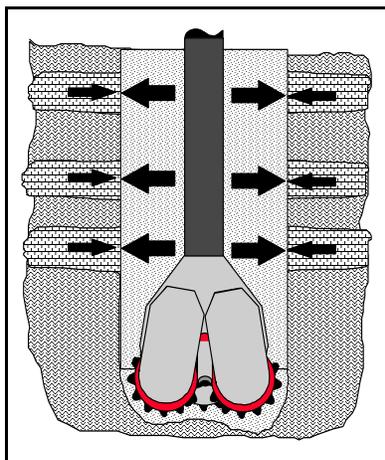


Figura 3-23: fango di perforazione in equilibrio idrostatico con i fluidi presenti negli strati rocciosi

Per particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere anche pressione superiore a quella dovuta al solo gradiente idrostatico dell'acqua. In questi casi si può avere un imprevisto ingresso dei



fluidi di strato nel pozzo, i quali, avendo densità inferiori al fango, risalgono verso la superficie (*kick*) (cfr. **Figura 3-24**). La condizione descritta si riconosce inequivocabilmente dall'aumento di volume del fango nelle vasche.

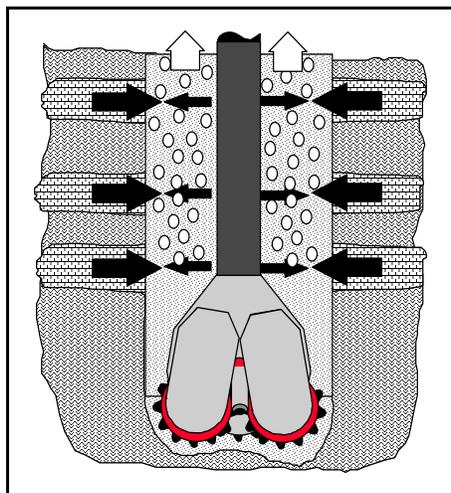


Figura 3-24: schematizzazione del fenomeno di "kick"

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

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

3.5.9.2 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 3-25**).

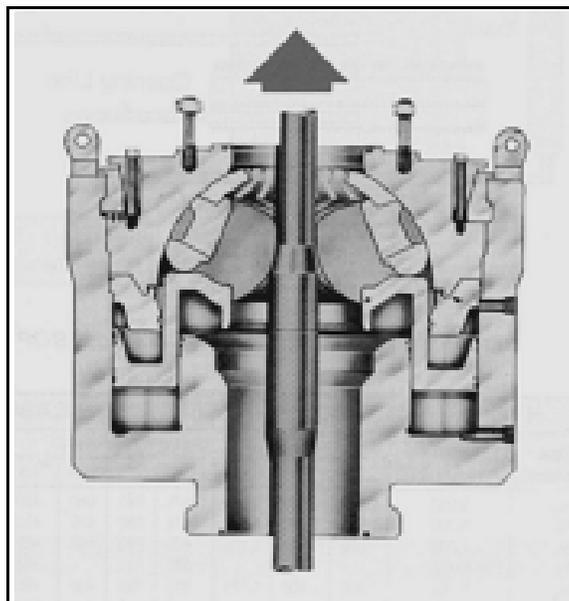


Figura 3-25: esempio di BOP anulare

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 meccanismo idraulico; il numero e la dimensione delle ganasce è in funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione. E' presente anche un set di ganasce trancianti, dette "*shear rams*", che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. Queste ganasce sono in grado, in caso di emergenza, di tranciare le aste di perforazione qualora queste si trovassero tra di esse all'atto della chiusura (cfr. **Figura 3-26**).

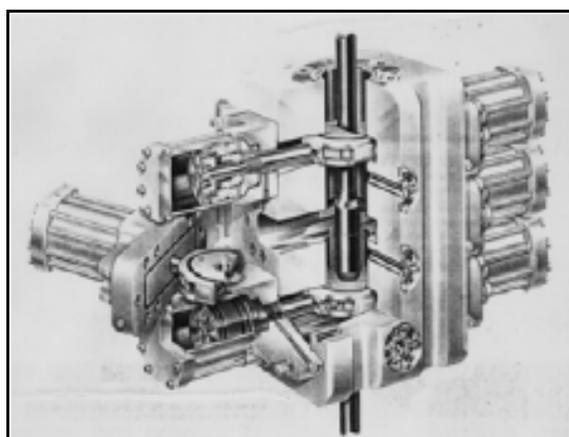


Figura 3-26: esempio di BOP a ganasce



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).

Si prevede che lo stack BOP utilizzato durante la perforazione dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 sarà simile a quello dell'impianto Atwood Southern Cross utilizzato per i pozzi dei Campi Gas Argo e Cassiopea e già utilizzato per la perforazione del pozzo Argo 2.

A titolo esemplificativo si riportano di seguito le caratteristiche dello stack BOP dell'impianto Atwood Southern Cross.

Tabella 3-19: caratteristiche tecniche dello stack BOP dell'impianto Atwood Southern Cross

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

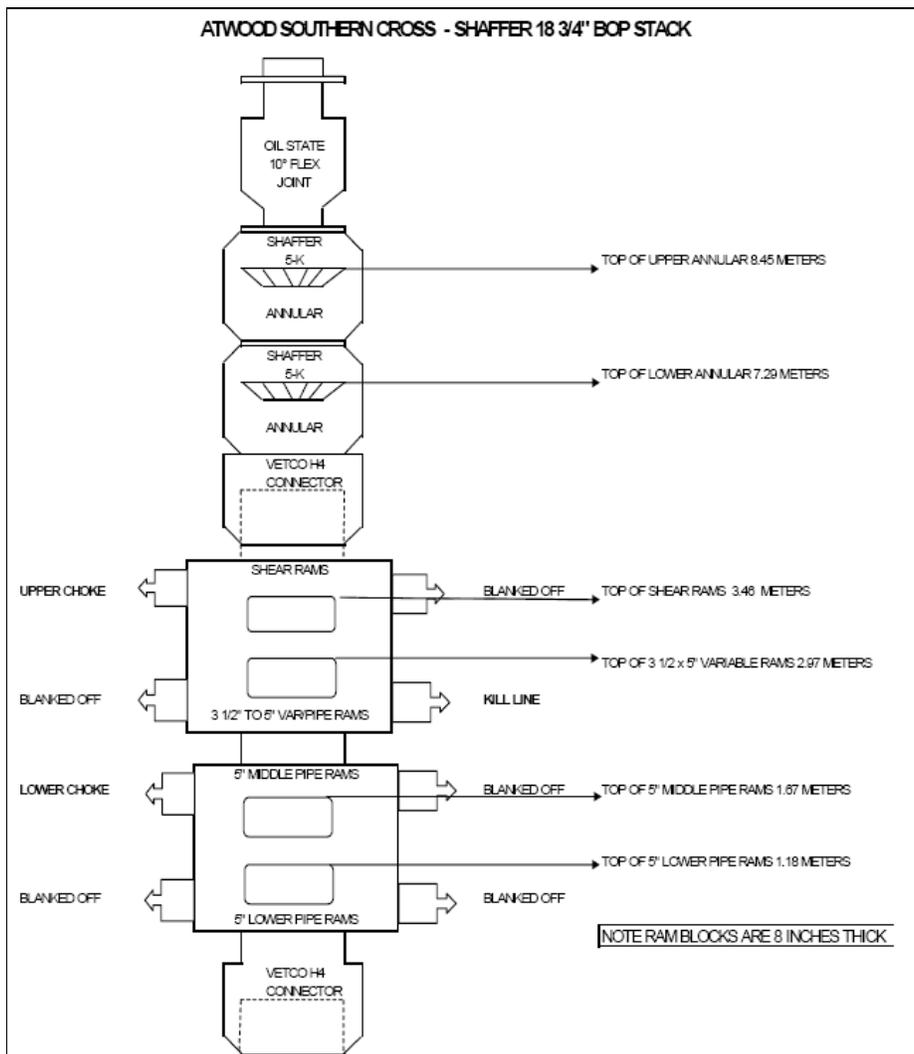


Figura 3-27: schema dello stack BOP dell'impianto Atwood Southern Cross

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

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

- in fase di perforazione;
- in fase di manovra;

- in fase di discesa del *casing*.

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

In **Figura 3-28** si riporta un esempio della procedura di "*Hard shut-in*" in fase di perforazione.

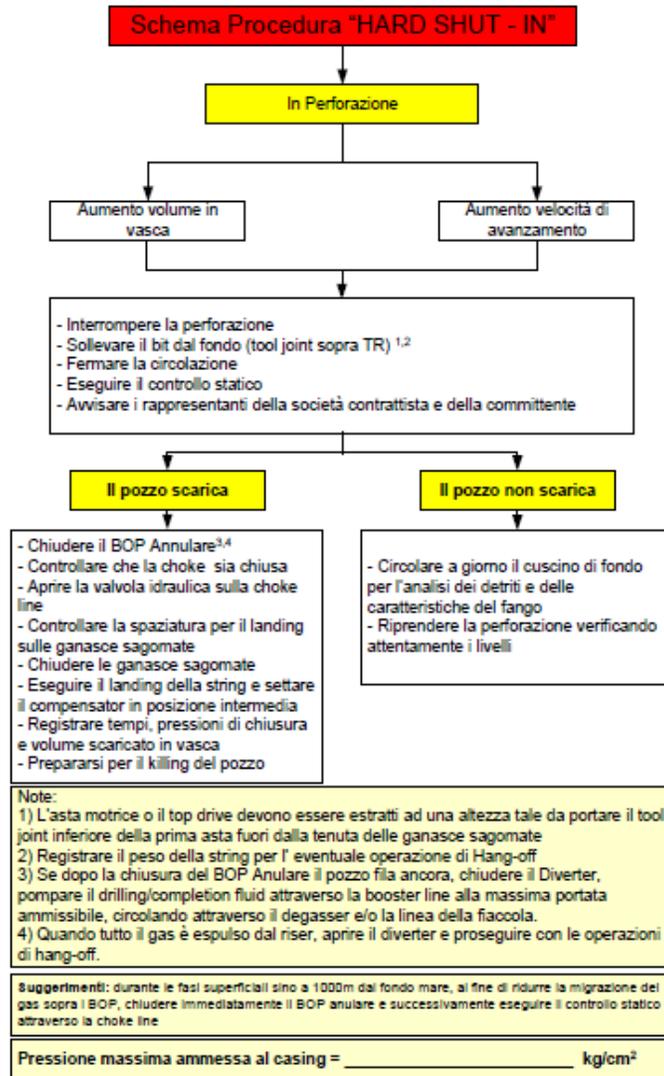


Figura 3-28: procedura di "*Hard shut-in*" in fase di perforazione

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 63 di 102</p>
--	--	-------------------------

3.5.9.4 Monitoraggio parametri di perforazione

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

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

3.6 EVENTUALE CHIUSURA E RIMOZIONE DELLE STRUTTURE - POZZI CENTAURO 1 E GEMINI 1

Al termine della perforazione dei pozzi, attraverso l'analisi delle informazioni acquisite, i singoli pozzi verranno definiti "con indizi di mineralizzazione" oppure "sterili".

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

In caso di esito negativo il pozzo verrà chiuso minerariamente, rimuovendo completamente qualunque struttura come indicato di seguito. La chiusura mineraria, a seguito di autorizzazione da parte del competente ufficio del ministero dello Sviluppo Economico, è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza. Gli obiettivi che la chiusura mineraria si propone si raggiungono con l'uso combinato dei seguenti sistemi descritti in dettaglio in seguito:

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

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

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

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

- Tappi di cemento: l'esecuzione di un tappo di cemento avviene pompando e spazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione (o aste con aggiunto un peduncolo di tubing), una

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 64 di 102</p>
--	--	-------------------------

malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. La batteria di aste viene calata fino alla quota inferiore prevista del tappo; si pompa la malta cementizia e la si porta al fondo spazzandola con fango di perforazione; ultimato lo spazzamento la batteria di aste viene estratta dal pozzo.

- Squeeze di cemento: con il termine *squeezing* si indica l'operazione di iniezione di fluido, pompato sotto pressione, verso una zona specifica del pozzo. Nelle chiusure minerarie gli squeeze di malta cementizia vengono eseguiti per mezzo di opportuni "*cement retainer*" con lo scopo di chiudere gli strati precedentemente perforati per l'esecuzione di prove di produzione.
- Bridge plug/cement retainer: i *bridge plug* (tappi ponte) sono dei tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del *bridge plug* sono i cunei, che permettono l'ancoraggio dell'attrezzo contro la parete della colonna e la gomma ("*packer*"), che espandendosi contro la colonna isola la zona sottostante da quella superiore. Alcuni tipi di *bridge plug* detti "*cement retainer*" sono provvisti di un foro di comunicazione fra la parte superiore e quella inferiore con valvola di non ritorno, in modo da permettere di pompare la malta cementizia al di sotto di essi.
- Fango di perforazione: le sezioni di foro libere (fra un tappo e l'altro) vengono mantenute piene di fango di perforazione a densità opportuna in modo da controllare le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei bridge plug.

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

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

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

3.7 PRINCIPALI MEZZI NAVALI COINVOLTI NEI CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA

I mezzi navali che saranno utilizzati nel Progetto "Offshore Ibleo" per lo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo e Cassiopea sono riconducibili a due categorie:

- Crane vessels;
- Pipelay vessels.

I crane vessels sono dei mezzi navali progettati appositamente per operazioni di sollevamento e saranno utilizzati nella fase di installazione della piattaforma Prezioso K e dei relativi componenti. I pipelay vessels sono invece mezzi navali in grado di costruire e varare le condotte per il trasporto del gas.



3.8 INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA PREZIOSO K

La piattaforma Prezioso K sarà posizionata a circa 50 m di profondità d'acqua vicino alla piattaforma esistente Prezioso. Il layout delle due piattaforme in configurazione finale è mostrato in **Figura 3-29**.

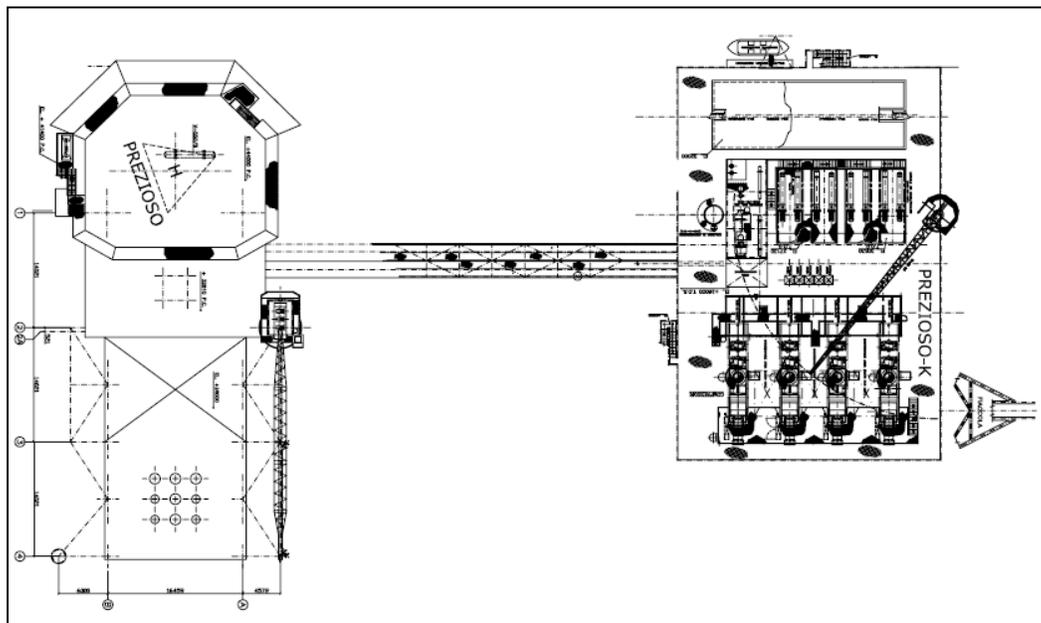


Figura 3-29: configurazione delle piattaforma Prezioso K

Le operazioni di installazione seguiranno la seguente sequenza generale:

- Installazione del jacket e dei pali di fondazione;
- Installazione del modulo di transizione;
- Installazione del semideck e di moduli aggiuntivi sul semideck;
- Installazione del ponte di collegamento con la piattaforma esistente Prezioso.

3.8.1 Installazione del jacket

Il jacket verrà trasportato in posizione orizzontale sul luogo dell'installazione su una bettolina.

Il sollevamento verrà eseguito direttamente dalla bettolina in seguito al completamento delle seguenti attività:

- previsioni meteo favorevoli;
- approvazione da Marine Warranty Surveyor al sollevamento;
- funi di sollevamento ingaggiate nel gancio della gru e funi di ritenuta connesse;

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 66 di 102</p>
--	--	-------------------------

- bettolina zavorrata, se richiesto;
- funi di sollevamento parzialmente tensionate e 50% del seafastening tagliato;
- ispezione visiva di tutte le parti che compongono il sistema di sollevamento;
- funi di sollevamento completamente tensionate e seafastening totalmente tagliato.

La sequenza di sollevamento del jacket prevede che la bettolina si ormeggi al mezzo per il sollevamento.

La gru solleverà orizzontalmente il jacket e lo adagierà in mare in posizione orizzontale in galleggiamento (vedi procedura generale per il sollevamento dei moduli da una bettolina 3.8.2.1).

Le funi di sollevamento verranno disconnesse (il jacket verrà mantenuto da linee di ritegno al mezzo di sollevamento) e le funi di sollevamento progettate per l'upending del jacket verranno collegate al gancio della gru. Il jacket verrà quindi verticalizzato mediante sequenza di zavorramento e installato in posizione sul fondo del mare.

3.8.1.1 Installazione dei pali di fondazione

Il jacket verrà fissato al terreno con 4 pali di fondazione ciascuno diviso in un numero adeguato di spezzoni.

Ciascun spezzone di palo verrà sollevato dalla bettolina ormeggiata al mezzo navale e verrà posizionato in coperta per procedere alla sua verticalizzazione per mezzo di una clampa interna o di golfari posizionati in maniera simmetrica sui lati del pali.

La sequenza di installazione pali verrà definita in relazione all'esigenza di mettere in sicurezza la struttura.

Prima di iniziare l'operazione di installazione dei pali, verranno tagliati e rimossi i No. 4 coperchi situati sulla sommità di ciascuna piantana e levigate le asperità presenti. Una volta completato il lavoro preparatorio sulle piantane si può procedere all'inserzione dei vari elementi di palo.

Ciascun spezzone di palo verrà quindi sollevato e calato in acqua fino al suo inserimento nella piantana del jacket. L'inserzione verrà fatta inserendo progressivamente su ogni piantana i vari spezzoni secondo il seguente ordine:

1. Per mettere il jacket in sicurezza occorre installare il primo spezzone di palo in tutte le piantane. L'ordine di inserzione sarà deciso durante le operazioni sulla base della direzione di provenienza degli agenti meteo.
2. Successivamente verrà installata la prima prolunga su ciascuna sezione guida e si procederà alla saldatura dei due elementi.
3. Terminata la saldatura, eseguiti i controlli non distruttivi e rimosso l'accoppiatore esterno la stringa verrà presa in carico con una clampa interna o da appositi golfari, sollevata, i fermi della sezione guida rimossi e calata entro la piantana fino al livello del diaframma posto alla base della piantana. A questo punto il palo sotto l'azione del peso proprio romperà il diaframma e proseguirà nella discesa fino a raggiungere una penetrazione per peso proprio,

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 67 di 102</p>
--	--	-------------------------

oppure proseguirà fino a che il fermo saldato sulla prima prolunga non vada a scontrare il bordo della gamba del jacket.

4. Quando tutte e quattro le stringhe composte da sezione guida e prima prolunga sono calate a penetrazione per peso proprio, oppure sono sostenute dal fermo saldato sulla prima prolunga, si procederà con l'installazione della seconda prolunga sulla stringa corrispondente all'angolo più basso del jacket.
5. Terminata la saldatura e rimosso l'accoppiatore esterno, il palo è pronto per essere battuto.

3.8.1.2 Battitura dei pali

Una volta che è stata raggiunta la penetrazione per peso proprio del palo e dopo aver controllato la lunghezza sporgente, il battipalo selezionato in base ai risultati delle analisi di battitura del palo, verrà inserito in cima al palo per eseguire il primo tratto di battitura, in linea con i risultati delle analisi.

La battitura dapprima verrà eseguita con bassa energia per evitare lo spostamento del palo durante la fase iniziale di battitura.

Se il numero di colpi indica che il terreno è sufficientemente duro, l'energia del battipalo verrà aumentata di conseguenza in modo da raggiungere l'energia prevista per raggiungere la penetrazione di progetto.

Il numero di colpi/penetrazione deve essere doverosamente registrato per ciascun palo ed esaminato per scoprire eventuali anomalie.

3.8.1.3 Sistema monitoraggio pali

Lo scopo principale del sistema di monitoraggio dei pali è di raccogliere ed elaborare i dati dinamici durante la battitura dei pali, per permettere una stima quantificata della struttura di fondazione. Il sistema di monitoraggio verrà installato nel numero richiesto di pali come descritto nelle specifiche, in aggiunta e come complemento ai normali dati di installazione per battitura.

La caratteristica principale del sistema è di stimare la capacità dei battipali, parametri dinamici del terreno, capacità statica dei pali e feed back per le installazioni future.

Il sistema consiste in indicatori di deformazione ed accelerometri attaccati direttamente al palo da battere. I segnali elettrici e le osservazioni visive vengono registrate ed elaborate da un microcomputer industriale per scopi speciali. Il sistema sarà in grado di dare in tempo reale i risultati e le valutazioni preliminari.

La capacità del sistema è tipicamente la seguente:

- Misurare la deformazione del palo e l'accelerazione durante la battitura delle sezioni di palo selezionate;
- Misurare la performance del battipalo, l'efficienza del sistema e le tensioni durante la battitura;
- Processare le stesse misurazioni durante la ripresa della battitura dopo un'interruzione che si può manifestare nella fase iniziale della battitura.

I seguenti parametri tipici verranno forniti come output del monitoraggio della battitura:

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 68 di 102</p>
--	--	-------------------------

- Ampiezza della massima tensione del palo durante la battitura;
- Colpi del battipalo per penetrazione;
- Frequenza di battiti del battipalo
- Efficienza del battipalo.

L'attrezzatura per il monitoraggio pali è idealmente fornita dalla fabrication yard. Le aggiunte verranno preparate nelle ultime sezioni di palo come descritto nella procedura d'installazione approvata.

Il programma di monitoraggio pali e i dettagli verranno elaborati nel corso dell'ingegneria di installazione di dettaglio. In particolare, il programma verrà stabilito come da specifiche del progetto, in base ai requisiti della scheda d'installazione e del subcontrattista per il monitoraggio dei pali.

3.8.1.4 Procedura di emergenza - Livellamento

Nel caso della perdita di livello del jacket dovuta ad un cedimento localizzato di una platea di fondazione verrà adottata una procedura di emergenza che verrà dettagliatamente sviluppata.

Verrà installata una trave di riscontro sulla sommità del palo (già battuto con battipalo) recante incernierati ad entrambe le estremità due martinetti.

I martinetti in configurazione estesa verranno collegati a due golfari di servizio saldati in posizione opportuna sulla superficie esterna della gamba del jacket. Recuperando la corsa del pistone dei martinetti, la trave scarica la reazione sulla sommità del palo ed il jacket viene sollevato dall'azione dei due martinetti.

3.8.2 Installazione dei moduli sulla piattaforma

Il modulo da installare sulla topside verrà trasportato sul luogo dell'installazione su una bettolina e sarà dotato di bumper, guide e sistemi di sollevamento collegati e in posizione.

Il sollevamento verrà eseguito direttamente dalla bettolina (ad eccezione di sollevamenti minori) in seguito al completamento delle seguenti attività:

- Previsioni meteo favorevoli.
- Approvazione da Marine Warranty Surveyor al sollevamento.
- Funi di sollevamento ingaggiate nel gancio della gru e funi di ritenuta connesse.
- Bettolina zavorrata, se richiesto.
- Funi di sollevamento parzialmente tensionate e 50% del seafastening tagliato.
- Ispezione visiva di tutte le parti che compongono il sistema di sollevamento.
- Funi di sollevamento completamente tensionate e seafastening totalmente tagliato.

La sequenza di sollevamento del modulo prevede che la bettolina si ormeggi al mezzo per il sollevamento ad una distanza di sicurezza dal jacket.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 69 di 102</p>
--	--	-------------------------

La gru posizionerà quindi il modulo all'elevazione e al raggio richiesti per l'installazione sulla topside.

L'orientamento del modulo verrà controllato dalle funi di ritenuta. Il personale presente sulla topside in una posizione sicura aiuterà per il raggiungimento della posizione finale del modulo. Se necessario, un sistema di bumper e guide verrà progettato per posizionare il modulo entro le tolleranze richieste.

Quando in posizione, le funi di sollevamento verranno rimosse e le funi di ritenuta scollegate.

Prima del sollevamento, si eseguirà un'ispezione del livellamento in corrispondenza dei piedi del modulo.

3.8.2.1 Procedura generale per il sollevamento di moduli

1. Durante la preparazione per il sollevamento di un modulo, le seguenti attrezzature e il personale richiesto verranno trasferiti sulla bettolina:
 - Attrezzature per il taglio del seafastening.
 - Sistemi di sollevamento per la rimozione del seafastening
 - Personale per eseguire tagli e saldature
 - Sistema di illuminazione e generatore associato (se richiesto)
2. Il personale addetto ai sistemi di sollevamento si sposterà nell'area dove sono state adagiate le funi di sollevamento, raggiungendole o dal ponte della bettolina tramite scale temporanee o utilizzando il basket per il trasferimento del personale dal mezzo navale. Queste operazioni verranno svolte se le condizioni meteorologiche lo permetteranno, per garantire massima sicurezza nelle operazioni di sollevamento.
3. Se presenti, le funi di ritenuta pre-installate sul modulo verranno connesse alle linee di ritenuta sul mezzo navale.
4. Quando le linee di ritenuta sono assicurate, il gancio della gru verrà posizionato sopra il centro di sollevamento e abbassato appena sopra l'area dove sono adagiate le funi di sollevamento.
5. I punti di sollevamento sul modulo verranno controllati per assicurarsi che le funi siano posizionate in maniera sicura.
6. Le funi di sollevamento verranno slegate e verranno ingaggiate nel gancio della gru.
7. L'orientamento delle funi rispetto al gancio verrà controllato e le funi verranno ispezionate visivamente per controllare che non presentino attorcigliamenti o intoppi.
8. Quando tutte le funi sono state attaccate e il personale ha verificato e si è assicurato che non ci siano interferenze od ostruzioni una volta tensionate, tutto il personale dedicato al sistema di sollevamento può lasciare l'area e ritornare sul mezzo navale.
9. In seguito all'approvazione a procedere, inizierà il taglio del sefas. Il taglio del seafastening potrebbe procedere in parallelo, ma non prima dell'inizio delle operazioni di ingaggio delle funi. Se richiesto, l'accesso alle linee di taglio del seafstening avverrà attraverso impalcature temporanee.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 70 di 102</p>
--	--	-------------------------

La sequenza di rimozione sarà tale da richiedere lo spostamento del personale e delle attrezzature verso un'estremità della bettolina. In ogni caso, la sequenza di rimozione verrà decisa dal Capocantiere insieme ai rappresentanti per l'installazione.

10. Tutto il personale e le attrezzature rimanenti verranno spostati all'estremità della bettolina. Le linee di ormeggio della bettolina verranno allentate per il sollevamento.
11. Sotto la supervisione del Capocantiere, il carico sulla gru verrà nominalmente incrementato innalzando il gancio.

Le linee di ritenuta verranno tensionate e verranno mantenute in tensione per tutta la durata dell'operazione di sollevamento. Il modulo verrà sollevato allontanandosi dalla bettolina e le linee di ritenuta ne manterranno il controllo laterale.

12. Con il modulo sospeso circa 3 m sopra i supporti sul ponte della bettolina, le linee di ormeggio tra la bettolina e il mezzo navale verranno rilasciate. La bettolina verrà quindi allontanata e se richiesto riposizionata.
13. Il mezzo navale dedicato all'installazione si muoverà quindi nella posizione richiesta per eseguire l'operazione di installazione.
14. Il modulo verrà quindi calato fino al contatto con il sistema di guide. L'abbassamento continuerà fino a quando il modulo appoggerà completamente sui punti di appoggio e dentro le tolleranze richieste. Al soddisfacimento della posizione entro le tolleranze, il sistema di sollevamento del modulo verrà rimosso.

3.9 DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Una volta estratto mediante teste pozzo sottomarine, il gas arriva sulla piattaforma Prezioso K, dove subisce un trattamento integrale, costituito nell'ordine da rimozione dell'acqua libera, compressione e disidratazione, per poi essere inviato mediante condotta sottomarina alla rete SNAM Rete Gas.

La compressione è bypassata, in tutto o in parte (utilizzo del solo stadio di alta pressione) sino a che la pressione in arrivo dai pozzi lo consente. La disidratazione è effettuata via assorbimento in colonna mediante glicole trietilenico (TEG), che è rigenerato in continuo in una unità dedicata.

Le acque di processo separate sono trattate in piattaforma da un'unità dedicata e portate a specifica per lo smaltimento nell'ambiente.

L'impianto è autosufficiente dal punto di vista della generazione elettrica. Le turbine utilizzate come motrici dei compressori ed i motogeneratori previsti per la produzione di energia elettrica sono alimentati dal gas combustibile autoprodotta e a specifica.

I fluidi di giacimento vengono alimentati alla piattaforma attraverso due linee sottomarine da 8". Ciascuna linea è collegata da un lato con le teste pozzo e dall'altro lato con una trappola di lancio/ricevimento dedicata.

Ciascuna delle due trappole di lancio/ricevimento può essere intercettata e by-passata grazie ad uno speciale pezzo a "T" ed è equipaggiata con una valvola PSV di protezione.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 71 di 102</p>
--	--	-------------------------

Ciascuna linea da 8" è equipaggiata con:

- una valvola "choke" ad angolo manuale posizionata a valle della rispettiva trappola di lancio/ricevimento e del relativo by-pass ma a monte del collettore comune di alimentazione e prevista per la regolazione della pressione di alimentazione dei fluidi stessi allo Slug Catcher;
- un punto di iniezione di inibitore di corrosione posizionato a valle della rispettiva trappola di lancio/ricevimento e del relativo by-pass ma a monte della valvola di laminazione.

A valle della relativa valvola manuale di laminazione, ciascuna linea, la cui dimensione passa a 14", confluisce nel collettore comune di alimentazione dei fluidi allo Slug Catcher collettore avente dimensione 18", ed equipaggiato con:

- una valvola BDV di depressurizzazione rapida del tipo on-off automatica (di dimensioni da calcolarsi in una fase successiva) posizionata immediatamente a valle delle due valvole manuali e prevista per depressurizzare il collettore stesso;
- un sistema HIPPS "in ingresso" e previsto per proteggere tutte le apparecchiature costituenti l'impianto di trattamento e di compressione dei gas installato sulla piattaforma contro eventuali sovra pressioni originatesi nelle linee sottomarine da 8";
- una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 18" posizionata immediatamente a valle delle due valvole on-off del sistema HIPPS ed a monte dei tre pressostati dello stesso sistema HIPPS e prevista per isolare lo Slug Catcher.

Nello Slug Catcher avviene la separazione tra la fase gas e la fase liquida, costituita prevalentemente da acqua di giacimento, eventuali composti idrocarburici pesanti condensati e gas leggeri disciolti nella fase liquida.

La fase liquida viene raccolta nella parte inferiore del separatore ed è inviata sotto controllo di livello al Degasatore tramite una linea da 2": su questa linea è installata una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 2" prevista per isolare lo Slug Catcher.

La fase gassosa viene estratta dalla parte superiore del separatore ed è inviata sotto controllo di pressione ai trattamenti a valle tramite una linea da 18", su cui è installata una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 18". Tale valvola è posizionata immediatamente a valle del separatore e prevista per isolare sia la Sezione di Compressione (Unità 360) che lo Slug Catcher, equipaggiato con:

- una valvola PSV di protezione;
- una valvola BDV di depressurizzazione rapida del tipo on-off automatica posizionata sulla stessa linea della PSV sopra menzionata e prevista per depressurizzare il separatore stesso.

A valle della SDV, la linea da 18" della fase gas si divide in tre rami:

- un ramo da 12" con cui i gas vengono direttamente alimentati alla Colonna di Assorbimento 310-C-101 durante la prima fase, in cui la pressione del gas proveniente dai giacimenti è sufficiente a bypassare la compressione. Su questa linea è installata una valvola motorizzata di intercettazione del tipo on-off non automatica da 12" posizionata immediatamente all'ingresso del ramo stesso;

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 72 di 102</p>
--	--	-------------------------

- un ramo da 3" con cui una parte dei gas vengono alimentati al Sistema Gas Combustibile (Unità 420) durante la fase di avviamento dell'impianto di trattamento e di compressione. Su questa linea è installata una valvola motorizzata di intercettazione del tipo on-off non automatica da 3" posizionata immediatamente all'ingresso del ramo stesso;
- un ramo da 18" con cui i gas vengono alimentati alla Sezione di Compressione (Unità 360) durante la seconda e la terza fase della produzione nelle quali è prevista la compressione per rispettare le specifiche di consegna del gas. Questo ramo di linea è equipaggiato con:
 1. una valvola motorizzata di intercettazione del tipo on-off non automatica da 18" posizionata immediatamente all'ingresso del ramo stesso;
 2. due valvole di intercettazione del tipo on-off automatiche da 18" a chiusura ultra rapida posizionate immediatamente a valle della valvola motorizzata di cui al precedente punto 1. e facenti parte del sistema HIPPS "in uscita" (vedere più avanti);
 3. un controllore di pressione previsto per regolare la pressione di funzionamento dello Slug Catcher: in caso di sovra pressione il controllore provvede a scaricare l'eccedenza dei gas al Sistema Sfiati ad Alta pressione (Unità 230).

In ingresso alla Sezione di Compressione (Unità 360), la linea di alimentazione della fase gas da 18" si divide in quattro linee da 12", ciascuna in alimentazione ad ogni treno di compressione. Su ogni linea da 12" è installata una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 12" posizionata immediatamente all'ingresso della linea stessa. A sua volta ciascuna linea da 12" si divide in due rami:

- un ramo da 10" con cui i gas vengono direttamente alimentati allo Stadio ad Alta Pressione del singolo treno di compressione durante la seconda fase. Su questa linea è installata una valvola motorizzata di intercettazione del tipo on-off non automatica da 14" posizionata immediatamente all'ingresso del ramo stesso;
- un ramo da 12" con cui i gas vengono alimentati allo Stadio a Bassa Pressione del singolo treno di compressione. Su questa linea è installata una valvola motorizzata di intercettazione del tipo on-off non automatica da 18" posizionata immediatamente all'ingresso del ramo stesso

La Sezione di Compressione (Unità 360) è costituita da quattro treni completi di compressione a due stadi, ciascuno costituito da:

- K.O. Drum Aspirazione Stadio B.P.;
- Compressore Gas Stadio B.P.;
- Refrigerante Mandata Stadio B.P.;
- K.O. Drum Aspirazione Stadio A.P.;
- Compressore Gas Stadio A.P.;
- Refrigerante Mandata Stadio A.P.;
- K.O. Drum Mandata Stadio A.P.;

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1	Pagina 73 di 102
--	---	------------------

- Motrice Turbogas.

I gas escono da ogni singolo treno di compressione attraverso una linea da 8" ciascuna delle quali è equipaggiata con:

- una valvola BDV di depressurizzazione rapida del tipo on-off automatica (di dimensioni da calcolarsi in una fase successiva) prevista per depressurizzare il singolo treno di compressione;
- una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 8" posizionata immediatamente a valle della valvola BDV di cui sopra e prevista per isolare il singolo treno di compressione e la Sezione di Disidratazione Gas.

A valle delle singole valvole SDV sopra descritte, le quattro linee da 8" si innestano su di un collettore da 12" che alimenta i gas compressi alla Colonna di Assorbimento 310-C-101: tale linea è equipaggiata con:

- un controllore di pressione previsto per regolare la pressione di mandata dei treni di compressione in funzione, regolazione realizzata dal Sistema di Controllo Principale dei treni stessi di compressione;
- un sistema HIPPS "in uscita" e previsto per proteggere la Sezione di Disidratazione Gas e la linea sottomarina di invio dei gas trattati a terra contro eventuali sovra pressioni originatesi nelle apparecchiature installate a monte del sistema HIPPS stesso.

Ogni stadio di compressione è dotato di ricircolo totale sull'aspirazione sotto controllo del relativo sistema anti pompaggio.

Ogni K.O. Drum è equipaggiato con una valvola PSV di protezione.

Le condense eventualmente separate a valle del raffreddamento dei gas vengono raccolte nella parte inferiore dei K.O. Drum ed inviate sotto controllo di livello al Degasatore 560-V-101 tramite linee da 2": su ciascuna di queste linee è installata una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 2" prevista per isolare la Sezione di Compressione (Unità 360).

Il funzionamento dei treni completi di compressione a due stadi è regolato da un Sistema di Controllo Principale dedicato. Questo sistema riceve i segnali dai controllori di pressione previsti in uscita dallo Slug Catcher e dai treni di compressione, agendo sulle valvole automatiche dei circuiti di anti pompaggio degli Stadi di Compressione di ciascun treno di compressione in funzione e del gas combustibile alimentato alle Motrici Turbogas in funzione, modifica il numero dei giri di funzionamento dei vari compressori centrifughi in modo da bilanciarne il funzionamento e da ristabilire i parametri funzionali previsti (pressione dello Slug Catcher, pressione e portata dei gas inviati al trattamento di disidratazione).

La temperatura di raffreddamento dei gas in uscita da ciascuno Stadio di Compressione è regolata agendo sulla portata dell'acqua mare di raffreddamento.

In ingresso alla Sezione di Disidratazione Gas (Unità 310) la linea da 12" della fase gas è equipaggiata con una valvola motorizzata di intercettazione del tipo on-off non automatica da 12" posizionata immediatamente prima dell'ingresso nella Colonna di Assorbimento 310-C-101: tra questa

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 74 di 102</p>
--	--	-------------------------

valvola motorizzata e l'ingresso in colonna è previsto l'ingresso della linea da 12" con cui i gas vengono direttamente alimentati alla Colonna di Assorbimento dallo Slug Catcher durante la prima fase.

I gas compressi vengono alimentati al fondo della Colonna di Assorbimento e qui vengono lavati in controcorrente con una soluzione fresca di glicole trietilenico (TEG) alimentata in testa colonna con lo scopo di assorbire parte dell'acqua ancora presente nei gas sino a portare gli stessi al valore desiderato di dew-point.

L'eventuale fase liquida separata viene raccolta sul fondo della colonna ed è inviata sotto controllo di livello al Degasatore 560-V-101 tramite una linea da 2": su questa linea è installata una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 2" prevista per isolare la colonna.

La corrente di gas a specifica esce dalla testa della colonna sotto controllo di pressione attraverso una linea da 12": su questa linea è installata una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 12", posizionata immediatamente a valle della valvola di regolazione di pressione, prevista per isolare la Sezione di Disidratazione Gas (Unità 310) ed il collettore di alimentazione dei gas trattati alla linea sottomarina di spedizione a SNAM Rete Gas.

Sempre per isolare la Sezione di Disidratazione Gas sono previste due valvole SDV di intercettazione del tipo on-off automatiche installate una sulla linea della soluzione rigenerata di TEG entrante nella Colonna di Assorbimento e l'altra sulla linea della soluzione esausta di TEG uscente dalla colonna stessa. La Colonna di Assorbimento è equipaggiata con:

- una valvola PSV di protezione;
- una valvola BDV di depressurizzazione rapida del tipo on-off automatica posizionata sulla stessa linea della PSV sopra menzionata e prevista per depressurizzare la colonna stessa.

A valle della SDV la linea da 12" dei gas trattati si divide in due rami:

- un ramo da 3" con cui parte dei gas vengono inviati alla Sezione Gas Combustibile (Unità 420). Su questa linea è installata una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 3", posizionata immediatamente all'ingresso del ramo stesso, prevista per isolare il collettore di alimentazione dei gas trattati alla linea sottomarina di spedizione a SNAM Rete Gas. E' prevista la misura fiscale del gas spillato per autoconsumo;
- un ramo da 12" che costituisce il collettore di alimentazione dei gas trattati alla linea sottomarina di spedizione a SNAM Rete Gas da 16".

Tale collettore è collegato con la trappola di lancio 190-VL-103, a sua volta collegata alla linea sottomarina di spedizione a SNAM Rete Gas, che può essere intercettata e by-passata grazie ad uno speciale pezzo a "T" e che è equipaggiata con una valvola PSV di protezione.

La linea da 16" è equipaggiata con:

- una valvola BDV di depressurizzazione rapida del tipo on-off automatica posizionata immediatamente a valle dello speciale pezzo a "T" in uscita dalla trappola di lancio e prevista per depressurizzare il collettore stesso;

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 75 di 102</p>
--	--	-------------------------

- una valvola SDV di intercettazione del tipo on-off automatica da 16" posizionata immediatamente a valle della valvola BDV di cui sopra (a monte del "riser" di discesa dalla piattaforma) e prevista per isolare la piattaforma stessa dalla linea di spedizione dei gas trattati.

Il Progetto "Offshore Ibleo" include anche una minima parte di attività onshore che prevedono la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l'installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di "pigging" della sealine di trasporto.

In particolare, i lavori consistono nel collegamento del Pipe Line End Manifold (PLEM) del Progetto "Offshore Ibleo" alla testa d'abbandono della SPUR Line Green Stream. La SPUR Line Green Stream è un tratto di linea lungo circa 8 km varato nel 2004 nell'ambito della realizzazione del Progetto Green Stream che, a partire dall'impianto onshore del Green Stream arriva fino a circa 7 km dalla costa (a circa -20 m di profondità d'acqua). A partire da circa 4 km dalla linea di costa, tale linea è completamente interrata ad eccezione della testa di abbandono presente all'interno dell'area onshore.

L'installazione delle varie facilities avverrà nel territorio del Comune di Gela, in un'area di circa 2.500 m² individuata all'interno della già esistente area relativa al Progetto Green Stream. Tale area è ubicata all'esterno del perimetro urbano del Comune di Gela, indicativamente a 5 Km dal centro città, in direzione Sud-Est, all'estremo Sud dell'Area Industriale di Gela.

L'analisi della compatibilità di tali attività da realizzare con gli strumenti normativi e di programmazione territoriale, relativi all'area su cui insisteranno, saranno ampiamente trattate all'interno della Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA, al fine di identificare e valutare la significatività di eventuali effetti ambientali connessi alla loro realizzazione.

3.9.1 Stima delle emissioni delle facilities installate

Le facilities installate a bordo della piattaforma Prezioso K sono di seguito schematicamente riportate:

- 4 turbocompressori (3 in funzione e 1 di riserva) del tipo Solar Taurus 70.
- 3 motogeneratori di potenza pari a 700kW (2 in funzione più 1 di riserva) per la generazione di energia elettrica.
- 1 generatore diesel di emergenza di potenza pari a 400kW.

In **Tabella 3-20** sono riportati i dati relativi alle emissioni di inquinanti in atmosfera durante la fase di esercizio delle facilities sopra elencate.

Tabella 3-20: emissioni in atmosfera delle facilities installate sulla piattaforma Prezioso K					
Sorgente di Emissione	Altezza di Emissione ¹	NO_x (g/s) ²	CO (g/s)	Temperatura uscita fumi (°K)	Portata (Nm³/h)
Turbocompressore Solar Taurus	32	0.80	0.52	793	60.000
Motogeneratore 700 kW	32	0.19	0.77	333	4.000

Note:
 1. quota stimata in relazione alle planimetrie progettuali disponibili.

Per la dislocazione dei singoli motori presenti sulla piattaforma, dei camini di fuoriuscita dei fumi e le relative caratteristiche emissive utilizzate per la modellizzazione della dispersione degli inquinanti in atmosfera si faccia riferimento alla Sezione relativa alla Stima Impatti del presente SIA.

3.10 INSTALLAZIONE DELLE STRUTTURE IN ALTO FONDALE

Panda, Argo e Cassiopea sono situati a circa 500 m di profondità d'acqua. Le installazioni in alto fondale consistono principalmente in:

- Installazione del Manifold Cassiopea a circa 500 m di profondità d'acqua;
- Installazione di PLET / PLEM a circa 500 m di profondità d'acqua;
- Installazione di condotte da 8" e 6";
- Installazione di In-line tee durante le operazioni di varo;
- Installazione di PLET durante le operazioni di varo;
- Installazione di spool da 8" e da 6";



- Installazione dell'ombelicale principale con relativa SDU e UTH;
- Installazione XTS e relative strutture di protezione (tramite rig);
- Installazione dei Temporary Pig Launcher

Le principali operazioni di installazione saranno descritte in seguito. Uno schema preliminare relativo ad uno scenario di sviluppo provvisorio è mostrato in **Figura 3-30**.

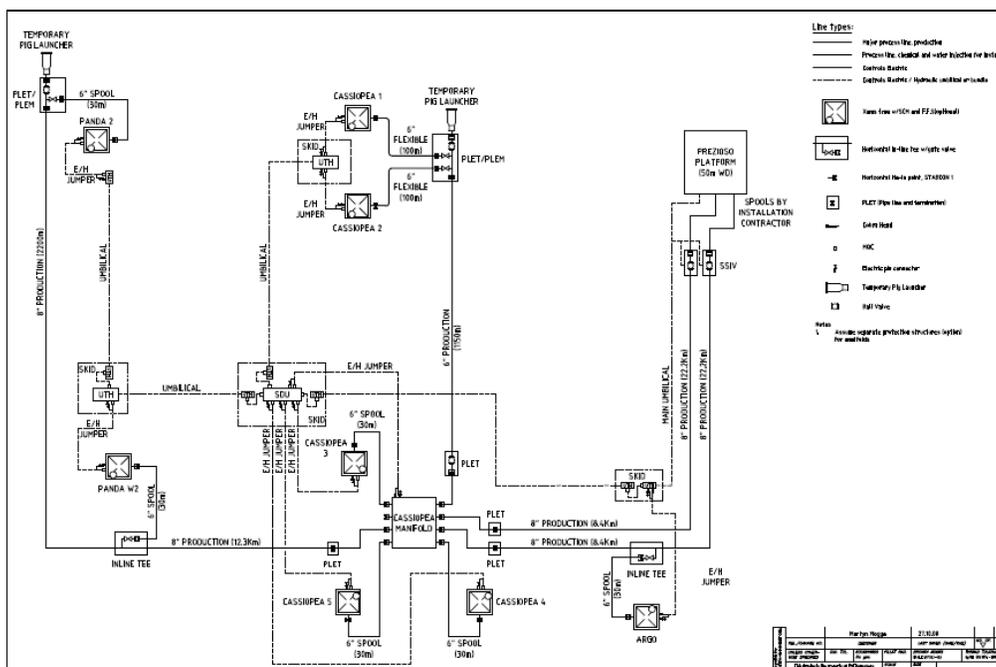


Figura 3-30: schema preliminare relativo ad uno scenario di sviluppo provvisorio

3.10.1 Installazione di una struttura subacquea tipo (PLEM)

Le parti che compongono la struttura subacquea (struttura di base, pali di fondazione, piping/copertura) verranno trasportate sul luogo dell'installazione su una bettolina e avranno i sistemi di sollevamento collegati e in posizione.

I sollevamenti verranno eseguiti direttamente dalla bettolina, o dal ponte del mezzo navale su cui la parte è stata precedentemente trasferita, in seguito al completamento delle seguenti attività:

- Area dove si deve eseguire l'installazione ispezionata e libera da ostacoli.
- Previsioni meteo favorevoli.
- Approvazione da Marine Warranty Surveyor al sollevamento.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 78 di 102</p>
--	--	-------------------------

- Funì di sollevamento ingaggiate nel gancio della gru e funi di ritenuta connesse.
- Bettolina zavorrata, se richiesto.
- Ispezione visiva di tutte le parti che compongono il sistema di sollevamento.
- Funì di sollevamento completamente tensionate e seafastening totalmente tagliato.

Il posizionamento finale della base della struttura subacquea verrà assistito dal sistema di posizionamento subacqueo.

3.10.1.1 Sistema di posizionamento

La disposizione finale del sistema di posizionamento verrà decisa durante l'ingegneria di dettaglio. La seguente descrizione è da considerarsi solo indicativa:

- DGPS (Differential Global Positioning System) installato sul mezzo di installazione.
- Bussola installata dalla squadra responsabile del survey che in automatico fornisce i dati in ingresso al computer dedicato al posizionamento.
- Inclinometri e Bullseye montati sulla struttura per controllarne il livellamento.
- Reticolato di transponder sul fondale marino.
- ROV (Remote Operated Vehicles).

3.10.1.2 Posizionamento sottomarino della base della struttura

Al completamento delle attività di preparazione e dei controlli finali, il sistema di posizionamento si può considerare pronto e completamente operativo (i ROV sono stati dispiegati, il reticolato di transponder si trova sul fondale marino, le luci stroboscopiche sono in posizione, etc.).

La base della struttura verrà sollevata dalla bettolina (vedi procedura per il sollevamento di moduli da una bettolina 3.8.2.1) e calata in acqua. L'orientamento e la posizione della struttura verranno controllati modificando la posizione del mezzo navale. Aggiustamenti di fino dopo aver raggiunto l'area target si otterranno grazie ai movimenti della gru e delle linee di controllo. Le linee di controllo sono connesse a zavorre dispiegate dai verricelli sulla coperta del mezzo di installazione.

Il sistema di posizionamento fornirà in maniera continua la posizione del mezzo navale. Questa informazione, in combinazione con i dati misurati dalle attrezzature di posizionamento installate sulla struttura, determineranno la posizione e l'orientazione relativa alla posizione teorica.

La posizione relativa tra struttura, mezzo navale e area target verrà mostrata su uno schermo dedicato posizionato nella cabina di controllo del posizionamento.

Quando la base della struttura si trova posizionata sul fondo, il ROV ispezionerà l'area di appoggio. Nel frattempo, il livellamento della struttura verrà controllato per mezzo dei bulleyes e del sistema di posizionamento.

Al soddisfacimento della posizione entro le tolleranze, il sistema di sollevamento della struttura verrà rimosso e le linee di controllo disconnesse. La posizione finale della struttura verrà controllata dalla

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 79 di 102</p>
--	--	-------------------------

squadra responsabile del posizionamento e verrà rilasciato un certificato provvisorio prima dell'inizio delle operazioni per l'installazione dei pali di fondazione.

3.10.1.3 Installazione pali di fondazione

Ciascun palo verrà sollevato dalla bettolina ormeggiata al mezzo navale e verrà posizionato in coperta per procedere alla sua verticalizzazione per mezzo di una clampa interna.

Ciascun palo verrà quindi sollevato e calato in acqua fino al suo inserimento nella guida della base della struttura subacquea e verrà controllato il livellamento della struttura.

Ciascun palo verrà battuto fino al raggiungimento della quota di penetrazione richiesta utilizzando un martello subacqueo.

Al completamento delle operazioni di battitura, verrà controllato il livellamento della struttura e corretto se necessario e la struttura verrà connessa ai pali.

3.10.1.4 Completamento dell'installazione

Le parti rimanenti per il completamento della struttura finale (piping, copertura), verranno sollevate dalla bettolina (vedi procedura per il sollevamento di moduli da una bettolina 3.8.2.1) e calate in acqua. L'orientamento e la posizione della struttura verranno controllati modificando la posizione del mezzo navale. Arrivata in prossimità della base, dotata di un sistema di perni e guide, la struttura ingaggerà il sistema di guida e verrà calata fino a quando la struttura appoggerà completamente sui punti di appoggio. Il sistema di sollevamento verrà quindi rimosso.

3.10.2 Installazione condotta per il trasporto gas

Il progetto in esame prevede la posa e l'installazione delle condotte di collegamento ("sealines") tra i pozzi sottomarini Panda, Cassiopea ed Argo, e la futura piattaforma Prezioso K, e tra la piattaforma ed il PipeLine End Manifold (PLEM), posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m.

La distanza dalla costa del tracciato della futura sealine Panda – PLEM è variabile ed è pari a circa 7 km in corrispondenza della postazione PLEM, a circa 11 km in corrispondenza del Manifold di Cassiopea e a circa 22 km in corrispondenza del Pozzo Panda.

3.10.2.1 Definizione della rotta

La definizione della rotta della sealine è stata concepita in considerazione della caratterizzazione geotecnica dell'area in esame, assunta sulla base dei dati disponibili utilizzati per progetti sviluppati nella stessa area.

È da intendersi che tali dati saranno opportunamente confermati/aggiornati dalle specifiche Survey geofisiche e geotecniche che eni e&p sta già predisponendo per indagare l'area di studio. Tali indagini saranno effettuate in corrispondenza dei probabili tracciati delle sealines, al fine di raccogliere le

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 80 di 102</p>
--	--	-------------------------

informazioni ed i dati necessari alla progettazione ed all'installazione delle strutture sottomarine sopra menzionate.

Obiettivo delle Survey è l'acquisizione, l'elaborazione, l'interpretazione e la comunicazione dei dati idrografici, geofisici, geologici e geotecnici necessari, allo scopo di:

- 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 possano influenzare la rotta delle *pipelines* e/o l'installazione delle varie strutture sottomarine.

In assenza di dati relativi al profilo del terreno o alla presenza di particolari ostacoli presenti sul fondo del mare, in questa fase preliminare non è pertanto stato possibile individuare un unico percorso ottimale per la traiettoria della linea di export che consentirà di trasferire a terra il gas estratto.

Allo scopo di minimizzare l'eventualità di movimenti del fondo marino, quali ad esempio frane sottomarine, a seguito della potenziale instabilità della scarpata continentale, è stata preliminarmente definita una rotta che consenta il varo della flowline lungo la direzione di massima pendenza della scarpata, seguendo il criterio generale della minimizzazione della lunghezza della linea stessa.

Dalla piattaforma Prezioso K, connessa tramite ponte di collegamento con la piattaforma Prezioso esistente, il tracciato della condotta correrà in circa 50 m di profondità d'acqua il più possibile vicina alla linea esistente da 12"+4" e a circa 100 m di distanza dal cavo elettrico esistente. La condotta curverà intorno alla piattaforma Perla a più di 200 m di distanza per dirigersi verso terra. Da Prezioso, la condotta terminerà dopo circa 22.7 km in corrispondenza della linea esistente SPUR da 32", in circa 20 m di profondità d'acqua, ad Est della linea esistente del GreenStream. La massima profondità d'acqua che si incontrerà lungo la rotta è di 80 m.

La condotta avrà un diametro nominale di 16" uno spessore di parete di 12.7 mm e un rivestimento esterno di 75 mm dove la profondità d'acqua è minore di 30 m (per circa 0.5 km del tracciato) e di 60 mm dove la profondità d'acqua è maggiore di 30 m (per circa 22.2 km del tracciato). La pressione interna di progetto è di 100 bar mentre la temperatura di progetto è di -10°C / 60°C.

Tutte le valvole lungo la linea avranno rating 600, mentre tutte le flangie avranno rating 900.

Gli interventi da eseguire per il completamento della linea di trasporto gas consistono in:

- Installazione di No. 1 flangia all'estremità della linea esistente SPUR da 32"
- Installazione di PLEM con No. 4 pali di fondazione da installare in tre pezzi in circa 20m di profondità d'acqua (struttura di base, struttura di supporto+piping, copertura di protezione);
- Installazione di spool connessi al PLEM;
- Preparazione degli attraversamenti (con la linea esistente del GreenStream, ed eventualmente anche con la linea esistente da 12"+4", con il cavo elettrico);
- Installazione di spool per gli attraversamenti



- Protezione degli attraversamenti / spool (con la linea GreenStream, con la linea da 12"+4", con il cavo elettrico).

In aggiunta al tracciato sopra descritto, è stata considerata altrettanto valida una seconda probabile traiettoria della futura sealine, che mantiene le stesse caratteristiche di sicurezza e minimizzazione del rischio di posa lungo la scarpata.

La definizione del tracciato finale della condotta, come detto in precedenza, dipende dal risultato delle survey geofisiche e geotecniche; pertanto, non essendo possibile definirne con precisione il passaggio, la condotta viene graficamente collocata all'interno di un corridoio di ampiezza pari a circa 2 km, come mostrato in **Figura 3-31**.

In ogni caso, i due probabili tracciati si differenziano solo per un tratto di lunghezza pari a circa 30-34 km, in quanto, per entrambe le traiettorie, la parte che congiunge il Plem a Prezioso K e la parte che congiunge i pozzi Panda ai pozzi Cassiopea rimane invariata, come mostrato in **Figura 3-31**. Si sottolinea, infine, che entrambi i tracciati saranno comunque varati lungo la direzione di massima pendenza della scarpata e seguendo il criterio generale della minimizzazione della lunghezza della linea stessa.

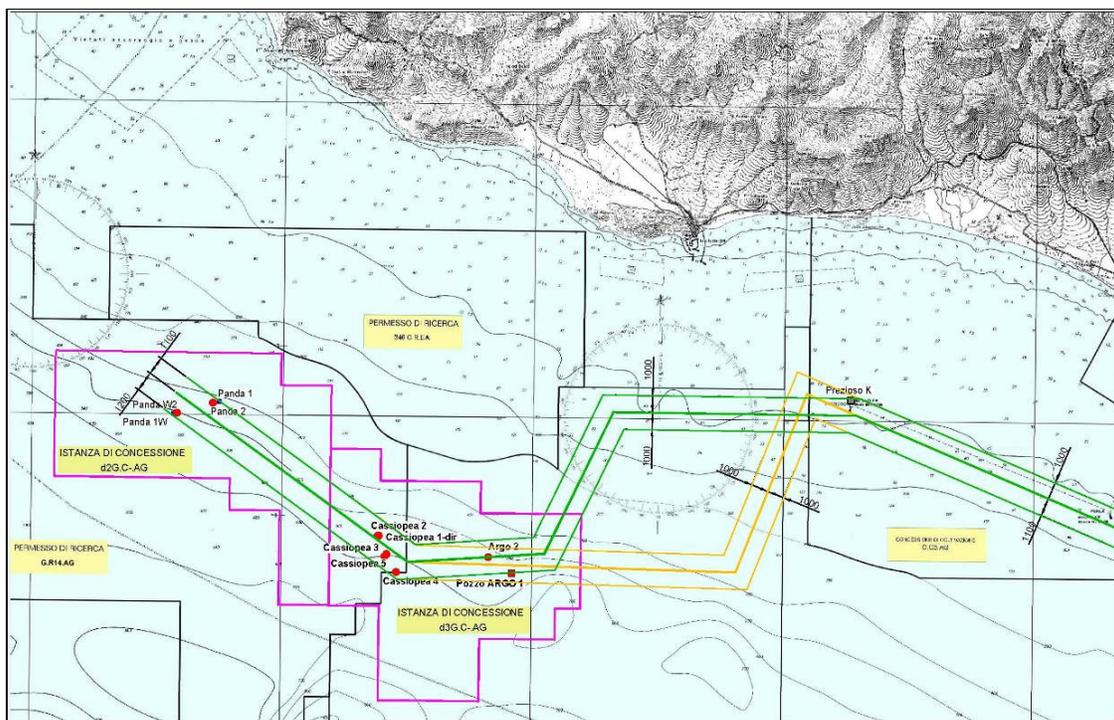


Figura 3-31: rappresentazione dei due probabili tracciati della futura seline

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARG0 e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 82 di 102</p>
--	--	-------------------------

3.11 INSTALLAZIONE DI UN RISER

3.11.1 Fabbricazione delle clampe e installazione

Le clampe verranno fabbricate in cantiere in accordo alla progettazione approvata e alle specifiche di progetto. Le clampe verranno installate alla struttura della piattaforma prima del suo posizionamento in mare.

3.11.2 Fabbricazione del riser

Il riser verrà fabbricato 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. Se richiesto, un supporto a gomito verrà installato per supportare la curva del riser.

3.11.3 Installazione del riser con terminazione flangiata

Attrezzature temporanee, quali pulegge, verranno installate sulla struttura della piattaforma per aiutare le operazioni di installazione e guidare il riser dolcemente nella sua posizione finale evitando ogni possibile interferenza con la struttura della piattaforma.

I sommozzatori assisteranno le operazioni muovendo il riser dentro la clampa. Quando il riser è posizionato correttamente, verrà assicurato alla gamba del jacket serrando le clampe.

Se il peso del riser e le sue dimensioni eccedono la capacità di sollevamento della gru, il riser verrà installato connettendo due o più segmenti prefabbricati flangiandoli o saldandoli insieme.

Il primo segmento verrà collegato al sistema di sollevamento e sollevato fuori bordo. Verrà quindi calato in posizione dentro la clampa con l'assistenza dei sommozzatori. Quando si trova nella posizione corretta, le clampe verranno serrate e il segmento assicurato alla gamba del jacket. La gru verrà quindi rilasciata e il sistema di sollevamento rimosso.

Il secondo segmento verrà quindi collegato al sistema di sollevamento e calato in posizione dentro la clampa con l'assistenza dei sommozzatori. I sommozzatori allineeranno quindi le flange, conetteranno i due segmenti e assicureranno il segmento al riser serrando le clampe.

La sequenza sopra descritta verrà seguita per ogni segmento richiesto per completare la lunghezza totale del riser.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 83 di 102</p>
--	--	-------------------------

3.12 INSTALLAZIONE DI UNO SPOOL

3.12.1 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.

3.12.2 Metrologia

Le misure verranno prese o da sommozzatori con la tecnica del filo teso o avvalendosi di un sistema acustico.

Si eseguirà un'ispezione visiva 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 prendendo in considerazione la presenza delle flange a ciascuna estremità. La configurazione finale dello spool verrà sottoposta all'approvazione del Cliente prima dell'assemblaggio finale.

3.12.3 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.

Durante le attività di fabbricazione, sia la condotta che il riser saranno allagati. I sommozzatori rimuoveranno quindi la testa della condotta e la flangia cieca al riser.

3.12.4 Installazione dello spool

Quando la condotta è allagata e la testa di abbandono è stata rimossa, si può procedere con l'installazione dello spool.

Lo spool viene collegato al sistema di sollevamento e viene quindi sollevato orizzontalmente e spostato fuori bordo. Viene quindi calato fino a raggiungere il fondo marino con l'assistenza dei sommozzatori per assicurarne il corretto posizionamento.

I sommozzatori allineeranno quindi una terminazione spool con la flangia di terminazione sulla condotta. Per facilitare le operazioni di allineamento può essere utilizzato un telaio per la



movimentazione. Verranno quindi installate la guarnizione e le barre filettate e il serraggio finale della flangia verrà raggiunto utilizzando apparecchiature idrauliche o similari. La stessa procedura verrà seguita all'altra estremità.

Quando lo spool è stato connesso, gli strumenti e le apparecchiature presenti sul fondo marino verranno recuperate a bordo e si eseguirà un'ispezione finale soggetta ad approvazione del Cliente.

Se le specifiche di progetto richiedono una connessione saldata tra il riser/spool/condotta, la sequenza di installazione sarà la stessa sopra descritta ma le connessioni verranno eseguite avvalendosi del metodo di saldatura iperbarica.

3.12.5 Tie-ins in acque profonde

Sistemi verticali di Tie-in

Le connessioni verticali vengono installate direttamente sul receiving hub in una operazione durante il tie-in. Dato che il sistema di connessione verticale non richiede capacità di pull-in, questo semplifica le funzioni dell'attrezzatura, fornendo un'operazione di tie-in temporalmente efficace, e riducendo le lunghezze degli Spool rigidi.

La connessione viene eseguita dal Stroking Connector o dal Connector Actuation Tool System operato dal ROV.

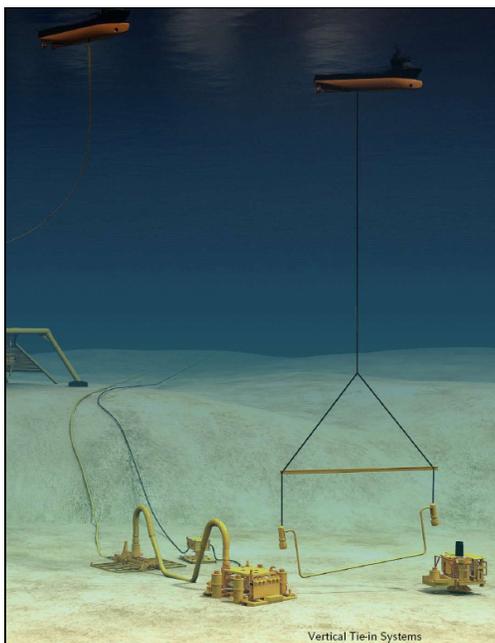


Figura 3-32: sistema di tie-in verticale



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO
Campi Gas ARGO e CASSIOPEA
Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1

Pagina 85 di 102



Figura 3-33: tie-in verticale assistito dal Connector Actuation Tool System

Sistemi di Tie-in orizzontale

Il Tie-in orizzontale puo' essere usato per entrambe le estremita' degli spools. La termination head viene alzata fino al punto di tie-in con un verricello sottomarino. Il tie-in orizzontale puo' 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 diritta, e sono facili da proteggere da eventuali pesche da strascico.



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO
Campi Gas ARGO e CASSIOPEA
Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1

Pagina 86 di 102

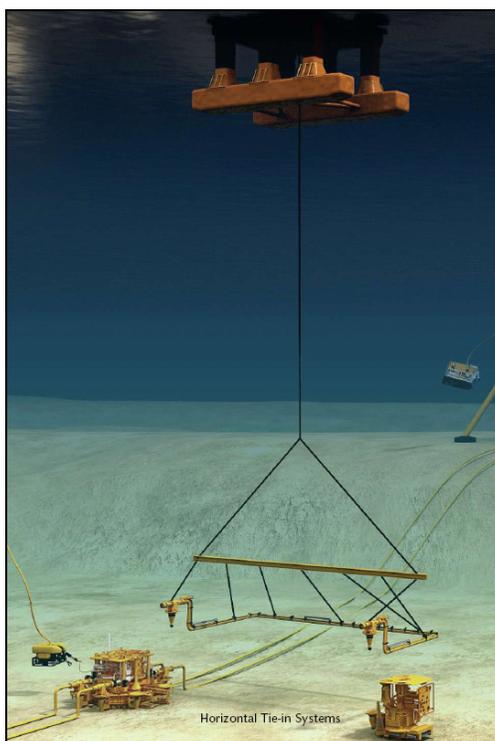


Figura 3-34: sistema di Tie-in orizzontale



Figura 3-35: sistema di Tie-in in Stabcon



Figura 3-36: esempio di 12'' Multibore Collet Connector

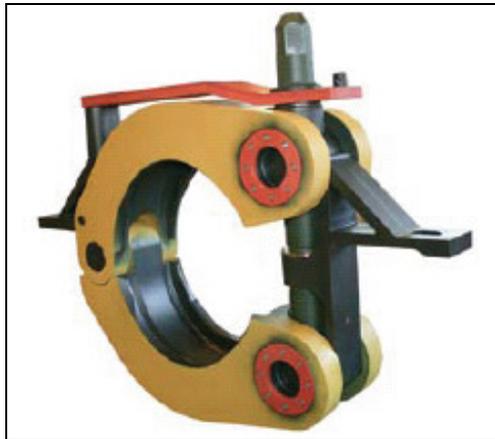


Figura 3-37: esempio di 30'' Clamp Connector

3.13 OPERAZIONI DI VARO

3.13.1 Norme generali

Le operazioni di posa della condotta verranno supportate da report di calcolo. Durante il varo i parametri governanti quali i valori della banda morta del tensionatore, pescaggio e assetto della posatubi verranno settati come indicato dalle analisi e verranno monitorati durante e per tutta la durata delle operazioni.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARG0 e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 88 di 102</p>
--	--	-------------------------

Il rivestimento del giunto di saldatura verrà eseguito da personale qualificato in accordo alle procedure. Tutti i lavori di preparazione sulla posatubi richiesti per iniziare le operazioni di posa verranno portati a compimento prima dell'arrivo della posatubi. I lavori di preparazione consistono in:

- Qualifica dei saldatori come per WPS approvata;
- Tutti i calcoli per derivare i parametri di varo;
- Fabbricazione delle teste di lancio/ricezione, teste di abbandono e recupero, testa d'emergenza con copertura di protezione della flangia, clampe e altri pezzi necessari per il completamento dello scopo del lavoro;
- Acquisto di tutti i consumabili e delle attrezzature richieste;
- Calibrazione delle attrezzature di posa come i tensionatori e il verricello di abbandono e recupero, qualifica delle maggiori attrezzature sulla posatubi;
- Sottomissione del programma di settaggio per i tensionatori e della larghezza delle bande morte per garantire adeguate condizioni di varo lungo tutta la rotta della condotta.

3.13.2 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.

3.13.3 Sistema di Varo a J

La funzione generale della torre per il varo a J è di dare supporto strutturale ai componenti della rampa di varo a J. Il sistema di varo a J e' capace di assemblare e posare giunti quadrupli. I giunti quadrupli possono venire fabbricati a bordo su di una firing line a cio' adibita, o possono essere prefabbricati onshore, caricati sul ponte e poi trasferiti direttamente nel braccio caricatore della torre J-lay.

Il braccio caricatore e' una struttura rotante usata per trasferire il giunto quadruplo dal ponte all'interno della torre. Tutte le operazioni di giuntura necessarie per connettere la serie di giunti quadrupli al pipeline sono eseguite in una singola stazione di assemblaggio (AST).

La posa del pipeline viene eseguita con l'aiuto di due clampe a frizione: quella superiore connessa ad un blocco mobile, quella inferiore e' fissa.

Nel caso di rivestimento per l'isolamento termico di un certo spessore che non e' in grado di sostenere le forze stringenti delle clampe ad attrito, queste clampe vengono rimpiazzate dal sistema di supporto a due collari.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1	Pagina 89 di 102
--	---	------------------

3.13.3.1 Descrizione della Firing Line

La firing line usata per la fabbricazione di serie di quadrupli giunti si trova nella parte centrale del ponte principale e poi interamente ricoperta e protetta dalle condizioni ambientali.

La firing line è designata per:

- Ricevere il sistema di saldatura PRESTO o simile, sistema interamente automatico "through arc" basato sul processo GMAW (Gas Metal Arc Weld). Questo sistema può venire operato nelle stazioni 1, 2, 3 con rete gas associata. Il sistema PRESTO consiste in una fascia di trasmissione installata intorno al tubo, due teste di saldatura che scorrono intorno alla fascia di trasmissione, una o più torce di saldatura (se è confermato il sistema dual torch) installate in ogni testa di saldatura. Le teste di saldatura vengono alimentate con un ombelicale (energia elettrica, segnale di controllo per guidare la testa, fornitura di gas, filo da saldatura ed acqua per raffreddare le torce).
- Operazione di supporto NDT che fa uso o di una sorgente raggi X o protezione U.T. raggi X che può essere posizionata nella stazione 3 o 4. Un bunker magazzino per la sorgente dei raggi X è a disposizione in prossimità della Stazione 1 (sul lato sinistro).
- Operazioni di ricoprimento del giunto di saldatura

Lungo la firing line sono posizionate 6 stazioni di lavoro, dettagliate come segue:

- Stazione 1: allineamento e saldatura
- Stazione 2: saldatura
- Stazione 3: saldatura o controlli non distruttivi
- Stazione 4: controlli non distruttivi o operazioni di rivestimento
- Stazione 5: operazioni di rivestimento
- Stazione 6: di riserva per operazioni di rivestimento.

Trasferimento del singolo giunto dal punto di immagazzinamento alla Stazione 1

Stato Iniziale

I singoli giunti sono stati scaricati e riposti in apposite "rastrelliere" per tubi .

PASSO	COMPITO
1.	Il singolo giunto viene caricato dalla rastrelliera su un nastro trasportatore usando una delle due gru ausiliarie
2.	Il giunto viene pulito internamente usando pig con spazzole e viene registrato il numero di fabbrica del giunto
3.	Il giunto viene trasferito alla stazione di cianfrinatura con rulli motorizzati
4.	La cianfrinatura del tubo viene eseguita all'estremità di ogni giunto come da requisiti di saldatura

PASSO	COMPITO
5.	Il giunto è trasferito sul nastro trasversale con rulli motorizzati
6.	Le estremità dei giunti vengono pre-riscaldate fino a 100° per la saldatura con 2 bobine ad induzione; una bobina riscalda l'estremità' del tubo già' saldata alla stringa, l'altra bobina riscalda l'altra estremità' del tubo che attende sul nastro trasversale. Il pannello di controllo del riscaldamento si trova vicino alla stazione di controllo principale

Fabbricazione della stringa nella firing line

Lo schema della working station descritto in seguito è tipico e viene adattato di volta in volta in base alle richieste del Progetto.

La seguente sequenza considera un intero ciclo di fabbricazione della stringa.

Una rastrelliera è disponibile a lato della firing line caricata con giunti quadrupli prefabbricati per alimentare la torre in caso di interruzione della produzione nella firing line.

Particolare attenzione è da dedicare alla numerazione dei giunti saldati che deve essere consistente tra firing line e stazione di assemblaggio (un numero tenuto a disposizione tra due string da usare nella stazione di assemblaggio).

PASSO	COMPITO
1.	Stazione 1: In questa stazione vengono eseguite le seguenti attività: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Il giunto è trasferito dal nastro trasversale all'unità di allineamento ➤ Vengono recuperate le bobine di induzione ➤ ILUC viene tirato dallo string con il verricello (3t) il cui pannello di controllo è integrato nella stazione di controllo principale ➤ L'ombelicale ILUC viene inserito nel nuovo giunto pronto per essere saldato ➤ Il nuovo giunto viene allineato con il giunto precedente ➤ La fascia di riferimento della saldatura viene posizionata ➤ La fascia per la saldatura è installata all'estremità del giunto e si posizionano le welding heads ➤ Saldatura del giunto ➤ Vengono rimosse le welding heads e la fascia ➤ Il giunto è trasferito alla Stazione 2 attivando i rulli motorizzati
2.	Stazione 2 L'attività principale della stazione sono le operazioni di saldatura: <ul style="list-style-type: none"> ➤ La fascia è installata all'estremità' del giunto e vengono posizionati i welding heads ➤ Saldatura del giunto ➤ Welding heads e fascia vengono rimossi ➤ Il giunto si trasferisce alla Stazione 3 attivando i rulli motorizzati



PASSO	COMPITO
3.	<p>Stazione 3</p> <p>L'attività principale in questa stazione sono le operazioni di saldatura ma la stazione è in grado di svolgere le operazioni di NDT se sono richieste solo due stazioni per la saldatura:</p> <ul style="list-style-type: none">➤ La fascia per la saldatura viene installata all'estremità del giunto e si posizionano le teste di saldatura➤ Saldatura del giunto➤ Le teste di saldatura e fascia vengono rimosse➤ La fascia di riferimento viene rimossa➤ Il giunto si trasferisce alla Stazione 4 mediante attivazione dei rulli motorizzati
4.	<p>Stazione 4:</p> <p>L'attività principale di questa stazione è l'operazione di NDT ma la stazione è in grado di svolgere le operazioni di rivestimento del giunto di saldatura se l'NDT viene eseguito alla Stazione 3. L'NDT si può svolgere usando sia i raggi X che il sistema UT (in base alle specifiche di Progetto).</p> <p>Durante il virtual field joint della Stazione 4, l'anodo viene installato ad una posizione definita tra i 2 m e 3.2 m dalla fine della stringa</p>
5.	<p>Stazione 5:</p> <p>L'attività principale di questa stazione è il riempimento del giunto di saldatura. Si possono usare sistemi differenti come ad es.:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ <u>Applicazione FBE</u> che richiede le seguenti attività:<ul style="list-style-type: none">➤ Sabbatura dell'area del giunto con macchina di sabbatura a doppia testa a circuito chiuso. (Questa attività può essere svolta nella Stazione 4 in base al procedimento NDT).➤ Pre-riscaldamento del field joint fino a 250 °C con bobine di riscaldamento ad induzione – è a disposizione il generatore ad alta frequenza che si trova nel tween deck dentro al magazzino. Il pannello di controllo riscaldamento si trova sulla parete laterale.➤ Spruzzatura FBE.▪ <u>Applicazione manicotto termorestringente</u><ul style="list-style-type: none">➤ La saldatura viene pulita➤ Viene applicato il manicotto termorestringente intorno alla zona interessata dal rivestimento <p>Dopo il completamento dell'operazione di rivestimento del giunto di saldatura, la stringa viene trasferita o alla Stazione 6 o alla posizione di pre-carico su LDA.</p>
6.	<p>Stazione 6:</p> <p>Stazione di riserva per le operazioni di rivestimento da usare nel caso in cui il ciclo nella firing line ecceda il tempo ciclo della torre di varo.</p>

Stringa caricata nel braccio di carico

PASSO	COMPITO
1.	Gli ultimi nove rulli nella firing line aggiustabili verticalmente vengono aggiustati per incontrare l'inclinazione del LDA. L'inclinazione del tubo viene impostata all'inizio di ciascun progetto aggiustando e registrando l'altezza di ciascun rullo.
2.	La stringa viene caricata sul LDA attivando i rulli motorizzati della firing line e i rulli LDA
3.	Il pipe safety shoe nel LDA viene esteso
4.	Viene ridotta la velocità dei rulli e la stringa viene gradualmente fermata a 76mm dal LDA pipe safety shoe.
5.	I rulli LDA vengono alternativamente alzati ed abbassati per permettere alla clampa mobile di muoversi alla fine della stringa.
6.	La clampa LDA (3 unita') e la clampa mobile afferrano la stringa e trasferiscono i rulli (6 unita') rientrati sotto la corda principale del LDA
7.	La posizione della saldatura e' controllata sulla stringa e si puo' aggiustare rotando la stringa con la clampa.
8.	Dopo che il caricamento della stringa e' completato, i rulli della firing line aggiustabili verticalmente vengono nuovamente abbassati in posizione verticale.

Preparazione ed alimentazione della stringa fabbricata a terra

Come alternativa alla fabbricazione della stringa sulla firing line, i giunti quadrupli si possono prefabbricare a terra e caricare sul ponte in rastrelliere adatte.

3.13.3.2 Descrizione della JLT

La JLT si trova a poppa dell' FDS a 750mm dalla linea centrale (lato sinistro) ed è composta da:

- Struttura torre a J che supporta l'attrezzatura per la rampa di varo a J
- Due bracci inclinati per aggiustare l'inclinazione e mantenere in posizione la torre a J
- Il braccio di carico incernierato alla torre che sostiene e innalza la stringa dal ponte fino alla torre a J
- Stazione di assemblaggio alla base del JLT per svolgere l'operazione di assemblaggio tubi
- Stinger fisso sotto la torre a J con rulli guida per controllare le curvature della pipeline durante la posa
- Blocco clampa mobile guidato nella torre che manipola la stringa durante le operazioni di posa
- Hang off clamp che si trova sotto l' AST che stringe il tubo
- Tutti gli ausiliari: clampe di allineamento, sistema di abbandono e recupero, torre e verricello del braccio di carico.

3.13.3.3 Operazioni nella Firing Line

Stato iniziale

La configurazione prima di iniziare il ciclo di produzione è la seguente:

- Pipeline appesa alla base della struttura con HOC
- TRA disattivato dal tubo
- Braccio di carico in posizione sul ponte caricato con una nuova stringa
- L'inclinazione della JLT viene disposta secondo i parametri di posa.

Sollevarmento del braccio di carico

PASSO	COMPITO
1.	LDA si innalza dalla posizione sul ponte in posizione stand by.
2.	LDA si innalza dalla posizione di stand by e viene portata dentro la torre. Il TRA si inclina e si solleva sopra la seconda clampa di allineamento.
3.	LDA viene fissato dentro al JLT attraverso un sistema di fissaggio fisso nella JLT. Una volta che il sistema è ingaggiato, l'operatore dalla cabina di controllo a poppa, viene avvertito mediante sensori che LDA è fissato al JLT.
4.	TRA viene innalzato dal livello della seconda clampa di allineamento fino alla cima della stringa.

Allineamento della stringa con la pipeline

PASSO	COMPITO
1.	ILUC garage in cima al JLT viene posizionato sopra l'estremità della stringa e l'ILUC viene abbassato dentro alla stringa con il suo ombelicale con l'apposito verricello
2.	L'estremità del tubo in AST viene pre-riscaldato per la saldatura con bobine a induzione.
3.	La stringa viene abbassata, con clampa LDA mobile e fermato a 150mm dalla posizione di saldatura. Il movimento della clampa LDA viene fatto con un joystick che si trova sulla postazione di controllo nell'AST. Prima dell'abbassamento della stringa rientra il LDA safety shoe
4.	Le porte del soffitto AST vengono chiuse dalla postazione di controllo nell'AST
5.	L'estremità della stringa in AST viene preriscaldato per la saldatura con bobine a induzione
6.	Le clampe di allineamento nella JLT si estendono e chiudono sulla stringa
7.	ILUC si trasferisce al tubo e si puliscono le copper shoes
8.	Rientrano le bobine di preriscaldamento e il nastro per saldatura è installato sul tubo
9.	L'approccio finale della stringa e l'allineamento vengono eseguiti usando le clampe di allineamento della JLT.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1	Pagina 94 di 102
--	---	------------------

PASSO	COMPITO
10.	ILUC copper shoes si espandono

Saldatura della stringa

PASSO	COMPITO
1.	Il carosello di saldatura in AST viene trasferito dal magazzino alla posizione di saldatura. Il carosello di saldatura è adibito a: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Seguire la rotazione delle teste di saldatura durante il processo ➤ Tenere l'attrezzatura richiesta dal sistema di saldatura, inclusi i gas tanks
2.	Le torce di saldatura sono installate sulla fascia
3.	Viene eseguita la saldatura del pipe/stringa
4.	Dopo il completamento del 50% della saldatura: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Viene rilasciato ILUC. In caso di U.T, l'ILUC viene sollevato e ritorna in garage – In caso di X-ray, ILUC viene alzato di circa 2m ed allargato alla posizione dell' X-ray crawler. ➤ TRA è posizionato e fissato all'estremità superiore della stringa
5.	Al completamento della saldatura: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Vengono rimosse le torce e la fascia ➤ Il carosello di saldatura ritorna in magazzino. Viene nuovamente riempito il welding gas tank nel carosello.

Operazioni di NDT

Nell'AST, sia il sistema a raggi X che il sistema di controllo automatico UT si possono utilizzare in base ai requisiti di progetto.

Operazioni di field joint

In AST, diversi field joint coating si possono applicare in base ai requisiti di progetto.

Questa sezione copre la procedura per l'applicazione di FBE o 3LPP.

PASSO	COMPITO
1.	La macchina di sabbiatura a doppia testa a circuito chiuso viene installata intorno al tubo.
2.	Sabbiatura della zona del tubo non rivestita
3.	La macchina di sabbiatura viene rimossa e la bobina d'induzione vengono fissate intorno al tubo
4.	L'area da rivestire viene riscaldata fino a 250°
5.	La bobina d'induzione viene riportata indietro e l'arnese di spruzzatura viene messo in posizione
6.	Viene eseguita l'applicazione di FBE (o 3LPP)
7.	Viene rimosso l'arnese di spruzzatura e viene eseguita l'ispezione

3.13.3.4 Movimento della posatubi

La configurazione prima di iniziare il calo della pipeline è la seguente:

- la pipeline è stata saldata, controllata e rivestita nella stazione di assemblaggio,
- la pipeline viene tenuta dal HOC,
- il TRA è stato fissato all'estremità superiore della stringa.

PASSO	COMPITO
1.	Quando il TRA è stato fissato con la clampa all'estremità dello string al 50% della saldatura, la clampa inferiore del LDA e la clampa mobile si aprono.
2.	LDA viene liberato dal sistema di fissaggio e calato nuovamente sul deck.
3.	TRA viene tirato
4.	Le clampe JLT vengono aperte e ritratte in posizione di immagazzinamento.
5.	Le porte AST (pavimento e soffitto) si aprono quando tutte le operazioni sono completate in AST.
6.	Si apre la clampa HOC
7.	La stringa viene calata con TRA finchè l'estremità superiore della stringa raggiunge la posizione di saldatura in AST. Durante il calo, viene aggiustata la posizione del vessel.
8.	Durante il calo della pipeline, i rulli 0 e 1 dello stinger sono sempre chiusi sul tubo mentre i rulli 2 e 3 sono posizionati per dare la forma a tromba richiesta. I rulli 0 e 1 si apriranno alternativamente per permettere all'anodo (o ai collari) di passare attraverso i rulli.
9.	Si chiude il HOC
10.	Il carico della pipeline è trasferito dal TRA al HOC
11.	Il TRA si apre, si inclina e viene alzato sopra il livello della seconda clampa di allineamento.

3.13.3.5 Operazioni di controllo

Durante le normali operazioni di posa a J di una pipeline rigido, i seguenti parametri di posa verranno tracciati per monitorare il comportamento del pipeline:

- Tensione sul pipeline e reazione sui rulli dello stinger (se esistenti) in funzione del tempo e della posizione lungo il pipeline.
- Angolo di inizio posa e deviazione all'interno dello stinger.
- Posizione del touchdown.
- Posizione del vessel in funzione del tempo e della posizione lungo la pipeline.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 96 di 102</p>
--	--	-------------------------

Monitoraggio del touchdown della pipeline

- Attrezzatura: ROV con TMS.
- Breve descrizione: ROV è attrezzato con Tether Management System (TMS) che possiede 800 m di excursion. Questo permette al ROV di monitorare il punto del touchdown dall’FDS. Insieme al sistema acustico dell’FDS HiPAP USBL, il punto di touchdown si può monitorare con un’accuratezza di +/-15m in 2500 m di profondità d’acqua.
- Limitazioni del sistema: l’accuratezza del monitoraggio è limitata dall’accuratezza del sistema USBL del vessel.
- Profondità d’acqua massima: 3000 m.
- N° di ROV richiesti: 1 – più un secondo come backup.

Posizione del vessel

La posizione dell’FDS sarà controllata dal sistema DP.

3.13.4 Sistema di Varo a S

3.13.4.1 Operazioni nella Firing Line

Prima di movimentare e trasferire il singolo tubo dall’area di stoccaggio, verrà eseguita un’ispezione visiva per localizzare qualsiasi danno al rivestimento o ammaccatura, e per assicurare la pulizia interna. La parte interna del tubo se necessario verrà pulita come da richieste presenti nelle specifiche fornite dal Committente. Qualsiasi danno al rivestimento del tubo verrà riparato applicando materiale approvato – i tubi non accettati verranno rifiutati e rispediti a terra.

La tecnica di saldatura sarà come da relativa WPS.

Le operazioni di posa sulla rampa di varo si svolgeranno secondo la seguente sequenza operativa:

- Prima di iniziare le attività di varo, verranno stabilite l’altezza dei rulli e la configurazione dello stinger (se presente) in accordo con i parametri di varo determinati dalle analisi.
- Cianfratura del tubo in accordo ai requisiti WPS.
- In corrispondenza della prima stazione di saldatura, il tubo verrà allineato per mezzo di un accoppiatore interno.
- Il riscaldamento della zona di saldatura di ogni tubo, se richiesto dalla specifica per le procedure di saldatura (WPS Welding Procedures Specification), verrà completato prima dell’operazione di clampatura. Il riscaldamento verrà eseguito per mezzo di torce a gas propano o utilizzando bobine di riscaldamento appositamente costruite.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 97 di 102</p>
--	--	-------------------------

- La posatubi si muoverà ogni volta di una distanza equivalente alla lunghezza di un tubo. Prima di muoversi, l'accoppiatore interno per l'allineamento dei tubi verrà rimosso. Le passate successive verranno eseguite nelle successive stazioni di saldatura. Tutte le saldature verranno eseguite come da WPS approvate e da saldatori qualificati.
- Al completamento del controllo nondistruttivo (NDT), verrà applicato il rivestimento del giunto di saldatura.
- L'ultima stazione di lavoro prevede l'installazione del modulo galleggiante sulla condotta (se richiesto).

3.13.4.2 Movimento della posatubi

Quando tutte le sopracitate attività alle rispettive stazioni di lavoro sono competate, la posatubi si potrà muovere di una distanza equivalente alla lunghezza di una singola sezione di tubo così che il tubo successivo può essere convogliato nella rampa.

Quando la posatubi si è spostata di una distanza pari alla lunghezza di una sezione di tubo, ad ogni stazione di lavoro si ripeteranno tutte le operazioni sopra descritte.

Il sistema di posizionamento di superficie monitorerà costantemente e continuamente la posizione della posatubi e la sua direzione.

Per ogni tubo installato, si registreranno il numero del tubo, l'orientamento della posatubi e le coordinate riferite alla stazione sulla linea di varo. La posatubi verrà mantenuta nel suo corretto orientamento per garantire la posa della condotta entro le tolleranze richieste rispetto alla mezzeria della rotta teorica.

3.13.4.3 Operazioni di controllo

Durante la posa della condotta, si eseguiranno le seguenti operazioni aggiuntive:

- Registrazione delle operazioni di varo e marcatura delle saldature.
- Lo stato tensionale della condotta verrà monitorato misurando i parametri di varo più significativi quali la tensione della condotta e la reazione ai supporti.
- Continuo monitoraggio delle condizioni meteo e delle previsioni.
- Il giornale dei lavori (Daily Progress Report - DPR) verrà emesso giornalmente e approvato dal Cliente e dai rappresentanti dell'Offerente.

3.13.5 Procedure di saldatura e di controllo NDT

Le saldature sulla rampa di varo della posatubi verranno eseguite per mezzo di tecniche di saldatura approvate.

Le procedure di saldatura e le qualifiche dei saldatori verranno concluse prima della mobilitazione della posatubi per i lavori di installazione.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 98 di 102</p>
--	---	-------------------------

Le qualifiche dei procedimenti di saldatura verranno eseguite presso una base selezionata a terra. Verranno mobilitati per il lavoro saldatori qualificati, operatori per i controlli non distruttivi qualificati e supervisori qualificati.

3.13.6 Procedure per il ricoprimento del giunto di saldatura

Il materiale che verrà utilizzato per eseguire il rivestimento dei giunti di saldatura avrà caratteristiche conformi alle specifiche. Il rivestimento dei giunti di saldatura verrà eseguito al completamento dei controlli non distruttivi NDT. Procedure dettagliate sull'applicazione del rivestimento verranno sviluppate in accordo alle raccomandazioni del fornitore.

Le aree in corrispondenza del giunto del tubo, da entrambi i lati della saldatura, verranno accuratamente pulite, verranno rimossi la ruggine, i residui del cianfrino, lo sporco, la polvere e altre materie che potrebbero essere deleterie per garantire che la superficie sia preparata come richiesto dalle specifiche inerenti.

La parte di rivestimento anticorrosivo esposta verrà pulita accuratamente per la distanza richiesta dal punto di taglio, per rimuovere il grasso, la sabbia e la polvere. Gli schizzi di saldatura verranno rimossi con la lima.

La finitura della superficie sarà conforme alle specifiche inerenti e sarà soggetta ad approvazione. Il grasso sulla superficie metallica verrà rimosso tamponandolo con solvente.

Procedure dettagliate verranno in accordo alle raccomandazioni del fornitore.

3.13.7 Operazioni di emergenza - abbandono e recupero

Durante le attività di varo si presterà particolare attenzione alle previsioni meteo marine per assicurare che le operazioni di varo si svolgano sempre in sicurezza. Quando le condizioni meteo supereranno i limiti operativi per eseguire le operazioni in sicurezza, verranno messe in atto le operazioni di abbandono della condotta che si dividono in:

- Manovre a “tensione costante”: durante queste manovre la posatubi avanza mantenendo lo stesso valore di tensione sul verricello di abbandono e recupero.
- Manovre a “lunghezza costante”: in questo caso la posatubi si sostiene sui freni del verricello di abbandono e recupero nel punto in cui la testa della condotta raggiunge il fondale marino. La lunghezza nel caso in cui si applichi la tensione costante è definita in modo tale che non si eccedano i limiti dello stato tensionale anche durante la manovra a lunghezza costante.

La manovra di abbandono consiste nella seguente sequenza operativa:

- Interruzione delle operazioni di varo.
- Saldatura e controlli non distruttivi NDT di tutte le sezioni di tubo presenti sulla rampa di varo.
- Recupero della clampa di allineamento e NDT. Il buckle detector se presente viene lasciato all'interno della condotta.
- Saldatura e controllo NDT della testa di abbandono e recupero.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 99 di 102</p>
--	--	-------------------------

- Connessione del cavo del verricello di abbandono e recupero alla testa.
- Avanzamento per portare la testa della condotta vicina ai tensionatori; nel frattempo il cavo del verricello di abbandono e recupero viene mantenuto in bando.
- Trasferimento della tensione dai tensionatori al verricello di abbandono e recupero.
- Apertura dei tensionatori.
- Movimento della posatubi in avanti mantenendo una tensione costante sul verricello.
- Quando la testa di abbandono e recupero è uscita dallo stinger, la tensione nel verricello può progressivamente essere ridotta in accordo con le analisi pertinenti.
- Dare imbandito al cavo del verricello di abbandono e recupero.
- Se necessario, modificare l'orientamento della posatubi per un migliore comportamento dinamico.
- Durante il fermo delle operazioni per cattivo tempo, la testa di abbandono e recupero rimarrà connessa al cavo allentato del verricello di abbandono e recupero. Se il cattivo tempo obbliga la posatubi ad abbandonare l'area, la posatubi si muoverà in avanti mantenendo il cavo allentato e rilasciando tutto il cavo sul verricello sul fondale marino. La terminazione del cavo verrà segnalata con una boa per il recupero in una fase successiva.

Le operazioni di recupero avranno inizio in accordo alle previsioni meteo marine. La sequenza delle operazioni sarà l'opposto di quella seguita per le manovre di abbandono.

3.13.8 Posa della parte terminale della condotta

Al completamento dell'installazione della condotta lungo tutta la rotta, la condotta terminerà nell'area target predefinita. Le operazioni di terminazione della condotta verranno eseguite avvalendosi del sistema di posizionamento acustico subacqueo per posizionare la testa entro l'area target predefinita.

La posa della parte terminale della condotta verrà eseguita in accordo alla seguente sequenza:

- In approccio alla terminazione della condotta, definire le coordinate dell'area target in coordinate locali entro la quale deve essere posizionata la testa.
- Calcolare la distanza tra la proiezione orizzontale del termine della condotta nella prima stazione di saldatura a bordo della posatubi e il punto target avvalendosi del sistema di posizionamento di superficie.
- Dispiegare un transponder legato alla condotta in una posizione conosciuta e registrata e quando questo è posato sul fondo definire la distanza tra il transponder e il punto target.
- Determinare la lunghezza di condotta ancora da varare come differenza tra la lunghezza già installata, distanza tra il transponder e la fine della prima stazione di saldatura (debitamente registrata con il sistema di tracciatura dei tubi).

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 100 di 102</p>
--	--	--------------------------

- Tagliare a misura e saldare la lunghezza addizionale di spezzone di tubo richiesta predisposta con una flangia da un lato in quanto successivamente verrà eseguita una connessione subacqua con uno spool flangiato (attività non inclusa in questo scopo del lavoro).
- Connettere la testa di terminazione della linea alla flangia sulla condotta.
- Connettere il cavo del verricello di abbandono e recupero alla testa di terminazione condotta.
- Abbandonare la condotta come per normale procedura di abbandono.
- Durante l'abbandono, la rotta della posatubi verrà aggiustata per assicurare l'atterraggio della testa di terminazione entro l'area target.

La posizione della testa terminale della condotta può essere aggiustata lateralmente se necessario, aumentando la tensione nel verricello di abbandono e recupero per sollevare la parte terminale della condotta, muovendo la posatubi lateralmente e diminuendo la tensione nel cavo del verricello di abbandono e recupero per calare nuovamente la condotta sul fondo. Il cavo di abbandono può quindi essere disconnesso dalla testa della condotta e recuperato.

La disconnessione verrà eseguita da sommozzatori, o avvalendosi del sistema di rilascio automatico, o da ROV tagliando una fune sacrificale.

Come opzione, alternativamente è possibile utilizzare la seguente procedura che non comprende l'utilizzo di transponder:

- In approccio alla terminazione della condotta, definire le coordinate dell'area target in coordinate locali entro la quale deve essere posizionata la testa.
- Calcolare la distanza tra la proiezione orizzontale del termine della condotta nella prima stazione di saldatura a bordo della posatubi e il punto target avvalendosi del sistema di posizionamento di superficie.
- Determinare la lunghezza di condotta ancora da varare. I dati della campata libera e la differenza tra lo sviluppo della reale curva ad S e la proiezione sull'asse X (S-X) sono da considerarsi per il calcolo come da dati delle analisi di varo.
- Saldare la lunghezza di tubo addizionale richiesta e la flangia al termine della condotta.
- Connettere la testa di terminazione della linea alla flangia sulla condotta.
- Connettere il cavo del verricello di abbandono e recupero alla testa di terminazione condotta.
- Abbandonare la condotta come per normale procedura di abbandono.

Durante l'abbandono, la rotta della posatubi verrà aggiustata per assicurare l'atterraggio della testa di terminazione entro l'area target.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 101 di 102</p>
--	--	--------------------------

3.14 SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA

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

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

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

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

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

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

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

Tale Piano è articolato su tre livelli differenziati in base alla criticità delle situazioni, che a seconda dei casi impongono un diverso coinvolgimento della Company (eni s.p.a. divisione eni e&p). L'attivazione del Piano di Emergenza scatta immediatamente dopo la constatazione dell'incidente. I tempi di reazione per il contenimento dell'inquinamento sono estremamente rapidi; nel caso peggiore, emergenze di Livello 3.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 102 di 102</p>
--	--	--------------------------

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

- nel "Piano di Emergenza HSE eni" Circolare n°313 del 24 aprile 2008;
- nella Procedura di eni div.e&p/SICI documento n. 1.3.1.24 "Risposta alle emergenze di 2° e 3° LIVELLO Attività Italia",

ed è collegato ai seguenti documenti:

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

Il presente documento definisce:

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

La Procedura di Emergenza per costruzioni e installazioni off-shore adottata da eni s.p.a. divisione e&p è recepita dal Documento di Salute e Sicurezza Coordinato (DSSC), redatto ai sensi del D. Lgs. 624/2006.

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

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