



Eni S.p.A.
Divisione E&P

PROGETTO GUENDALINA
DESCRIZIONE DEL PROGETTO

PROGETTO GUENDALINA

DESCRIZIONE DEL PROGETTO

REV.	DESCRIZIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA
0	Emissione	PMC/Comploi	PMC/Marin	TECM/Giusto	Settembre 2007
		<i>Complui</i>	<i>M. Li</i>	<i>J. S.</i>	

INDICE

1	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	5
1.1	PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI	5
1.1.1	Regio Decreto 29 Luglio 1927 - No. 1443	6
1.1.2	Decreto Presidente Repubblica, 24 Maggio 1979 - No. 886	6
1.1.3	Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 - No. 624	8
1.1.4	Attività di Chiusura Mineraria	9
1.1.5	Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica)	9
1.1.6	Standard di Riferimento	10
1.2	OPZIONI DI SVILUPPO DEL PROGETTO	13
1.2.1	Descrizione delle Alternative di Progetto per la Parte Perforazione e Completamenti	13
1.2.2	Descrizione delle Alternative di Progetto per la Parte Infrastrutture	14
1.2.3	Descrizione delle Alternative di Progetto in Fase di Esercizio	16
1.3	FINALITÀ ED OBIETTIVI DELL'ALTERNATIVA SELEZIONATA	18
1.4	DESCRIZIONE E SEQUENZA DELLE ATTIVITÀ IN PROGETTO	19
1.5	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE	20
1.5.1	Cenni sulle Tecniche di Perforazione	20
1.5.2	Caratteristiche e Funzioni dei Fluidi di Perforazione	23
1.5.3	Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione e suo Posizionamento sul Sito di Perforazione	23
1.5.4	Programma di Perforazione - Piattaforma Guendalina	31
1.5.5	Programma Fango	34
1.5.6	Completamento Pozzo	36
1.5.7	Misure di Attenuazione di Impatto	40
1.5.8	Fase di Perforazione - Stima della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera, della Produzione di Rumore e Vibrazioni	42
1.5.9	Tecniche di Trattamento e Conferimento a Discarica dei Rifiuti	44
1.5.10	Mezzi Navali di Supporto alle Operazioni	46
1.5.11	Tempi di Realizzazione	47
1.6	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PRODUZIONE	48
1.6.1	Descrizione Piattaforma Guendalina	48
1.6.2	Installazione della Piattaforma	50
1.6.3	Descrizione degli Impianti	51
1.6.4	Fase di Produzione - Stima degli Scarichi Idrici, della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera, della Produzione di Rumore e Vibrazioni	57
1.7	DESCRIZIONE DEI SISTEMI DI TRASPORTO	59
1.7.1	Condotte Sottomarine	59
1.7.2	Messa in Opera delle Condotte Sottomarine	60
1.7.3	Mezzi Impiegati nelle Operazioni di Posa e Messa in Opera delle Condotte	60
1.7.4	Tempi di Realizzazione	61
1.8	DECOMMISSIONING	61
1.8.1	Operazione di Chiusura Mineraria dei pozzi	61
1.8.2	Decommissioning delle strutture di produzione e delle condotte	63
1.8.3	Attività Preliminari	64
1.8.4	Attività di Rimozione	64
1.8.5	<i>Decommissioning</i> Condotte	70
1.9	ANALISI DEI RISCHI E PIANO DI EMERGENZA	71

1.9.1	Eruzione Incontrollata	72
1.9.2	Rottura con Rilascio di una Tubazione Sottomarina e Valutazione della Necessità di SSIVs	83
1.9.3	Piani di Emergenza	87
1.10	PRINCIPI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI	92
1.10.1	Prevenzione dei Rischi Ambientali durante la Perforazione	92
1.10.2	Monitoraggio dei Parametri di Perforazione	94
1.11	RIFERIMENTI	95

FIGURE

	<u>Pagina</u>
Figura 2.1 - Localizzazione delle Centrali di Trattamento e delle relative Piattaforme di Appoggio	15
Figura 2.2 – Scalpello di Perforazione	20
Figura 2.3 - Casing e Cementazioni.....	21
Figura 2.4 - Pozzi Direzionati e Orizzontali	22
Figura 2.5- Jack-Up Drilling Unit	24
Figura 2.6 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Principale).....	25
Figura 2.7 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Motori, Pompe, Vasche).....	25
Figura 2.8 – Top Drive System.....	27
Figura 2.9 – Asta di perforazione	28
Figura 2.10 – Pompa fango.....	28
Figura 2.11 – Vibrovagli.....	29
Figura 2.12 - Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale dello Starboard	30
Figura 2.13 - Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale del Port	30
Figura 2.14 - Profili dei Pozzi afferenti Guendalina (Vista dall'Alto e Vista Tridimensionale).....	33
Figura 2.15 - Schema di Perforazione del Casing	37
Figura 2.16 - Schema Esemplificativo di String di Completamento	38
Figura 2.17 - Schema Semplificato di Christmas Tree.....	40
Figura 2.18 - Schema Impianto Trattamento Liquami Civili	45
Figura 2.19 - Separatore Liquidi di Sentina.....	46
Figura 2.20 - Immagini del Mezzo Navale di Sollevamento tipo <i>Crane-Barge</i>	50
Figura 2.21 - Esempio di Profilo di Chiusura Mineraria.....	63
Figura 2.22 - Sollevamento di un Deck	65
Figura 2.23- Sollevamento Completo di un <i>Jacket</i>	65
Figura 2.24 - Fresatrice per Taglio dall'interno.....	67
Figura 2.25 - Taglio con Macchina a Cavo Diamantato	68
Figura 2.26 - Trasporto delle Strutture Rimosse	69
Figura 2.27 - Distribuzione delle Frequenze di Blow-Out per Tipologia delle Operazioni	76
Figura 2.28 - Ripartizione delle Cause di Blow-Out (Worldwide).....	76
Figura 2.29 - Schema delle Zone di Efflusso Sottomarino.....	85
Figura 2.30 - Scalpello e Fango di Perforazione.....	92
Figura 2.31 - Blow Out Preventers	94

TABELLE

	<u>Pagina</u>
Tabella 2.1 -	6
Sostanze Oggetto di Attività Estrattiva Suddivise per Categoria	6
Tabella 2.2 - Dati Identificativi dei Titoli Minerari Interessati	18
Tabella 2.3 - Localizzazione della Piattaforma con Sistema di Riferimento WGS84	19
Tabella 2.4 - Identificativo e Profili dei Pozzi - Piattaforma Guendalina	31
Tabella 2.5 - Tipologie dei Fanghi di Perforazione	34
Tabella 2.6 - Caratteristiche Prodotti Chimici per Confezionamento Fluidi di Perforazione	34
Tabella 2.7 - Stima dei Volumi di Fanghi Prodotti per Pozzo Tipo	34
Tabella 2.8 - Composizione Media dei Fanghi per Singola Fase di Perforazione	35
Tabella 2.9 - Quantitativi di Prodotto Totale Stimati	35
Tabella 2.10 - Tipologia e Stima dei Rifiuti Prodotti	42
Tabella 2.11 - Caratteristiche di Emissione dei Generatori di Potenza	43
Tabella 2.12 - Pressione Sonora Rilevata in Progetti Similari	43
Tabella 2.13 - Stima Tempi Perforazione e Completamento - Guendalina	47
Tabella 2.14 - Schema della Sovra-Struttura (Deck)	48
Tabella 2.15- Peso delle Singole Sezioni della Piattaforma	49
Tabella 2.16 - Criteri di Valutazione per le Attività di Perforazione	73
Tabella 2.17 - Frequenza Blow-Out nel Mondo	75
Tabella 2.18 - Confronto Potenziale Eruzione pozzi Guendalina in fase di Perforazione con il caso Larissa 1 (1988)	78
Tabella 2.19 - Evoluzione Storica delle Tecniche utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-Out (Anni '60-'70)	80
Tabella 2.20 - Evoluzione Storica delle Tecniche Utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-Out (Anni '80)	81
Tabella 2.21 - Evoluzione Storica delle Tecniche utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-Out (Anni '90)	82

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 5
--	--	--	--------

1 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il presente capitolo costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del progetto Guendalina relativo alla messa in produzione di un giacimento off-shore a gas del campo Guendalina, ubicato nell'Adriatico Settentrionale, a circa 47 km dalla costa italiana. La profondità di acqua è di circa 42 metri. L'interesse minerario è legato alla presenza di mineralizzazione a gas metano nei livelli pliocenici sabbioso/argillosi della formazione *Porto Garibaldi*.

In particolare, il progetto prevede la realizzazione della piattaforma Guendalina e di una condotta di collegamento tra la piattaforma e la piattaforma esistente Tea.

Il Quadro di Riferimento Progettuale, sviluppato ai sensi dell'Allegato IVB del DPR 526 del 18 Aprile 1994, ha lo scopo di fornire indicazioni sulle motivazioni dell'intervento, sulle alternative progettuali prese in considerazione e descrivere nel dettaglio le singole attività progettuali previste. In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Paragrafo 2.1: Principali Strumenti Normativi;
- Paragrafo 2.2: Opzioni di Sviluppo del Progetto;
- Paragrafo 2.3: Finalità ed Obiettivi dell'Alternativa Selezionata;
- Paragrafo 2.4: Descrizione e Sequenza delle Attività in Progetto;
- Paragrafo 2.5: Descrizione delle Attività di Perforazione;
- Paragrafo 2.6: Analisi dei Rischi e Piano di Emergenza;
- Paragrafo 2.7: Principi di Prevenzione e Tecniche di Riduzione degli Impatti;
- Paragrafo 2.8: Descrizione delle Attività di Produzione;
- Paragrafo 2.9: Descrizione dei Sistemi di Trasporto;
- Paragrafo 2.10: Decommissioning;
- Paragrafo 2.11: Analisi dei Rischi e Piano di Emergenza;
- Paragrafo 2.12: Principi di Prevenzione e Tecniche di Riduzione degli Impatti;
- Paragrafo 2.13: Monitoraggio dei Parametri Ambientali;
- Paragrafo 2.14: Riferimenti.

1.1 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI

Il presente capitolo contiene una breve disamina delle principali normative, Standards, Leggi Italiane e Direttive Europee che possono essere utilizzate nelle varie attività di perforazione, produzione, trasporto e chiusura mineraria.

Le eventuali restrizioni di natura programmatica sono trattate in dettaglio nel Quadro di Riferimento Programmatico del presente Studio di Impatto Ambientale 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.**

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 delle principali normative è riportato nella tabella seguente.

Nel seguito viene inoltre riportata una descrizione dei contenuti di alcuni Decreti non descritti nel capitolo precedente, ritenuti di particolare interesse per l'intervento proposto.

1.1.1 Regio Decreto 29 Luglio 1927 - No. 1443

A livello nazionale, la norma di riferimento risulta essere la cosiddetta "Legge Mineraria" (Regio Decreto 29 Luglio 1927, No. 1443) 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 seguente, per ciascuna delle due categorie, sono riportate le principali sostanze oggetto di attività di estrazione.

Tabella 1.1 - Sostanze Oggetto di Attività Estrattiva Suddivise per Categoria

Sostanza Oggetto di Attività Estrattiva	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 radiotattive, 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⁾	

(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, l'estrazione di combustibili gassosi rientra nella categoria delle miniere.

1.1.2 Decreto Presidente Repubblica, 24 Maggio 1979 - No. 886

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

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 7
--	--	--	--------

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.).”

Le presenti 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 Decreto del Presidente della Repubblica 9 Aprile 1959, No. 128 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.

Il Decreto è strutturato in diverse parti: una prima parte (Titolo I - Generalità) dove vengono trattate le competenze relative ai controlli, all'accesso ai lavori, alle denunce di esercizio nella fasi di prospezione, ricerca e coltivazione, oltre alla definizione delle varie responsabilità affidate al comandante e al capo piattaforma.

Il Titolo II - “Sicurezza nelle operazioni di prospezione” non risulta di interesse ai fini del presente progetto.

Titolo III “Sicurezza nelle operazioni di perforazione” ed il Titolo IV “Sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto degli idrocarburi” risultano invece pertinenti con l'intervento proposto e vengono pertanto trattati con maggior dettaglio nel seguito.

1.1.2.1 Titolo III “Sicurezza nelle Operazioni di Perforazione”

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

In particolare, 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.

Il Titolare del permesso o della concessione di coltivazione, almeno otto giorni prima della messa in postazione dell'unità di perforazione, deve fornire comunicazione delle coordinate geografiche al Dipartimento Militare Marittimo ed alla Capitaneria di Porto competenti.

Nell'Art. 28 viene definita la “Zona di Sicurezza”, ovvero la porzione di mare intorno alle piattaforme fisse e mobili in cui è proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati. Nel caso in esame, essendo la localizzazione prevista prossima al confine con la piattaforma continentale, la Norma specifica che la zona di sicurezza sia stabilita in accordo con lo Stato frontista.

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 8
--	--	--	--------

Nel Titolo III, Capo III “Sicurezza dell’Unità di Perforazione e degli Impianti a Bordo”, la Legge 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.

Nei capi successivi vengono inoltre trattate le norme di sicurezza antincendio, l’utilizzo di esplosivi per operazioni speciali o di operatori subacquei, la gestione delle telecomunicazioni e delle segnalazioni, le norme per il personale ed il salvataggio, le misure da adottare per evitare e prevenire gli inquinamenti.

1.1.2.2 Titolo IV “Sicurezza degli Impianti di Produzione e delle Condotte di Trasporto degli Idrocarburi”

Al Capo II, Art. 78 del Titolo II vengono trattati nel dettaglio gli aspetti legati agli impianti di produzione e alle condotte sottomarine.

In particolare, viene esplicitamente definito che le teste pozzo, le condotte sottomarine e gli altri impianti di produzione collocati sul fondo marino ed 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. 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 Penali” concludono il decreto.

Va infine notato come alcuni articoli del presente Decreto sono stati abrogati dai nuovi articoli del Decreto Legislativo 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”*.

In particolare, le disposizioni soppresse dal D.Lgs. No. 624, 1996 sono gli articoli 10, 11, 41, 50 e 51 ed i commi terzo, quarto, quinto e sesto dell’articolo 75.

1.1.3 **Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 - No. 624**

Il Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 624, rappresenta *“l’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”*. Secondo

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 9
--	--	--	--------

quanto indicato al Comma 2 (e), Art. 1, il presente Decreto si applica anche 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.”*

Al Titolo I del Decreto vengono indicate alcune disposizioni generali relative al campo di applicazione, agli obblighi del datore di lavoro, alle attrezzature ed impianti meccanici, elettrici ed elettromeccanici, alla manutenzione e alle disposizioni tecniche. In particolare, l'art. 27 descrive in modo specifico le procedure da seguire in caso di infortuni in mare.

Il Titolo II specifica le norme in materia di sicurezza e salute applicabili alle attività estrattive a cielo aperto o sotterranee, nonché agli impianti pertinenti di superficie, in particolare relative al caso di esplosione, di incendio ed esposizione ad atmosfere nocive.

Con riferimento al progetto proposto, di particolare interesse per l'attività estrattiva in mare risulta il Titolo III *“Norme specifiche in materia di sicurezza e di salute applicabili alle attività estrattive condotte mediante perforazione”* e, in particolare, il capo I relativo alle norme comuni applicabili alle attività di terraferma ed in mare.

Vengono inoltre 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 in casi alternativi di fluidi diversi dal fango 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.

1.1.4 Attività di Chiusura Mineraria

Il programma di chiusura mineraria viene formalizzato al termine delle operazioni di perforazione e viene approvato dalle competenti Autorità Minerarie (D.P.R. 128/1959, D.M. 6 Agosto 1991).

Tali decreti prevedono che il numero e la posizione dei tappi di cemento e dei *bridge plug* nelle chiusure minerarie sia determinato in funzione della profondità raggiunta, del tipo e profondità delle colonne di rivestimento, dei risultati minerari e geologici del sondaggio.

1.1.5 Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica)

Nel 2004 UGIT ha emesso il Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE, redatto allo scopo di fornire la documentata evidenza dei principi che ispirano l'applicazione del Sistema di Gestione Integrato HSE (e revisionato nell'Agosto 2005).

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 10
--	--	--	---------

Tale documento delinea la struttura del Sistema e costituisce il riferimento per la sua implementazione ed il suo mantenimento. Il documento, si applica a tutte le attività del macroprocesso *upstream* svolte direttamente o per conto di UGIT qui di seguito sintetizzate:

- Progetto di nuova iniziativa;
- Esplorazione;
- Sviluppo;
- Produzione;
- Decommissioning, Ripristino e Rilascio dell'area.

1.1.6 Standard di Riferimento

ENI Divisione E&P ha definito gli standard e le procedure specifiche per la conduzione delle diverse operazioni. In particolare, con riferimento alle attività previste nell'ambito del progetto Guendalina, vengono di seguito menzionate:

- Piano di Emergenza Unità Geografica Italia (UGIT) - (SGI-UGIT Doc. No. SGI-UGIT-C-PRO-1-015 del 31/12/2005);
- UGIT - Manifesto Della Politica Integrata HSE (Estratta dal Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE (SGI-UGIT Doc. SGI-UGIT-B-MAN-1-001 del 23/08/2005);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Procedura per la valutazione del rischio (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-1-002 del 16/12/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Identificazione degli Aspetti Ambientali e Valutazione della Loro Significatività (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-4-001 del 27/06/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Controllo Operativo: Adempimenti e Disposizioni (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-4-002 del 03/10/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Gestione della Documentazione sui Rifiuti ai sensi del D.Lgs. No. 22/97 e successive Modifiche e Integrazioni (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-4-003 del 08/02/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Gestione delle schede di sicurezza e raccomandazioni generali sulla manipolazione delle sostanze chimiche (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-1-014 del 03/10/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Gestione delle non conformità e azioni correttive e preventive per gli aspetti HSE (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-1-008 del 12/01/06)
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Riunioni di sensibilizzazione HSE (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-1-012 del 15/07/04);

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 11
--	--	--	---------

- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Procedura operativa antinquinamento marino (Doc. 1.3.4.54 del 17/12/03)
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Comportamento da Tenere alla Guida di Carrelli Elevatori a Forche ed Istruzioni durante l'imbracatura dei Carichi (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-001 del 13/09/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Norme di Sicurezza Catene e Funi per Sollevamento Carichi (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-002 del 15/07/2004);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Utilizzo di Gru e Mezzi di Sollevamento (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-003 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Movimentazione Manuale (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-004 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Gestione delle attività di imbarco del gasolio sulle navi e della consegna alle piattaforme (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-1-003 del 16/12/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Norme di Comportamento per Attività con Utilizzo di Mezzi Navali (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-012 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Implementazione Articoli di Legge su Infortuni/Incidenti nei Luoghi di Lavoro di Pertinenza Mineraria UGIT (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-020 del 02/02/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Gestione Rapporti Interni Infortuni Incidenti Near Miss Occorsi nei Luoghi di Lavoro UGIT (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-021 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Riunioni di Sensibilizzazione su Near Miss in Luoghi Tecm/Peit. (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-022 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Uso del Metanolo in Piattaforma (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-026 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Gestione del Registro Antincendio. (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-027 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro integrato. Permesso di lavoro (Doc. 1.3.3.67 del 30/01/01);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro di sicurezza. Gestione delle macchine e dei registri di manutenzione (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-006 del 15/07/04);

 <p>Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production</p>	<p>PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA</p>	<p>Pag. 12</p>
---	--	----------------

- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro ambientale. Istruzione per l'effettuazione dei campionamenti e dei monitoraggi (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-4-002 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro ambientale. Carico/scarico di gasolio, glicole e liquidi oleosi e semioleosi da/verso le piattaforme (Doc. SGI –UGIT-D-IDL-4-009 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro di sicurezza. Abbandono piattaforma (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-032 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro di sicurezza. Invio del personale su impianti off-shore (Doc. SGI—UGIT-D-IDL-3-033 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Relazione ambiente. Quadro di sintesi dei requisiti normativi nazionali (Doc. SGI-UGIT-E-REL-4-010 del 02/05/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Relazione ambiente. Quadro di sintesi dei requisiti normativi locali (Doc. SGI-UGIT-E-REL-4-011 del 02/05/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Relazione ambiente Quadro sinottico delle autorizzazioni e delle prescrizioni ambientali cantieri temporanei (Doc. SGI-UGIT-E-REL-4-012 del 02/05/06).

Vengono inoltre richiamate le seguenti procedure per il controllo dell'attività di perforazione:

- “Programma geologico e di perforazione” del pozzo;
- “Programma di completamento e prova di produzione” oppure “Programma di chiusura mineraria” a seconda del risultato minerario”;
- Procedure generali di perforazione per *Drilling Design Manual* (STAP P-1-M-6100)”;
- “Drilling Procedures Manual STAP P-1-M-6140) ”;
- “*Well Control Manual*” (STAP P-1-M-6150);
- Perforazione direzionata “Directional control and surveying procedures” (STAP-P-1-M-6120).

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 13
--	--	--	---------

1.2 OPZIONI DI SVILUPPO DEL PROGETTO

1.2.1 Descrizione delle Alternative di Progetto per la Parte Perforazione e Completamenti

La coltivazione del campo di Guendalina prevede l'esecuzione di 2 pozzi produttori.

In uno sviluppo come questo, ai fini di minimizzare l'impatto ambientale ed al tempo stesso ottimizzare il risultato economico del progetto, è prassi corrente valutare le opzioni di perforare i pozzi sulla verticale degli obiettivi geologici dello sviluppo oppure di raggruppare le teste pozzo in un numero limitato di siti ed utilizzare delle tecniche di perforazione direzionata per raggiungere gli stessi obiettivi geologici.

Nel caso del campo Guendalina, il confronto tra le due opzioni ha portato ha evidenziato i seguenti pro e contro:

1.2.1.1 Opzione 1: Pozzi Verticali

Ciascun pozzo è perforato in posizione isolata dagli altri pozzi.

Vantaggio:

- I pozzi sono tutti verticali, con la conseguenza di essere realizzati più velocemente (complessivamente minori emissioni per realizzare un singolo pozzo).

Svantaggi:

- È necessario spostare un impianto di perforazione per portarsi dalla postazione di un pozzo a quella successiva, con conseguente impiego di mezzi navali in numero maggiore di quelli strettamente necessari al supporto della sola attività di perforazione;
- È necessario installare un numero di piattaforme monotubolari pari a quello dei pozzi;
- È comunque necessario installare una "piattaforma madre" per raccogliere la produzione di tutti i pozzi e convogliarla a terra; questa piattaforma dovrebbe comunque avere una dimensione sufficiente a contenere un modulo alloggi e le necessarie apparecchiature per il presidio del campo e per il trattamento del gas;
- È necessario installare una rete di condotte sottomarine per collegare ciascun pozzo.

1.2.1.2 Opzione 2: Pozzi Direzionati

Le teste pozzo sono raggruppate in una location unica (piattaforma) ed i pozzi vengono realizzati con la tecnica della perforazione direzionata fino a raggiungere gli obiettivi geologici del sondaggio.

Vantaggi e svantaggi sono sostanzialmente speculari a quelli dell'opzione precedente:

Vantaggi:

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 14
--	--	--	---------

- L'impianto viene posizionato una sola volta all'inizio dell'attività e rimosso alla fine. In questo caso i minori impatti sono dovuti ai seguenti fattori:
 - si risparmia il tempo di spostamento da postazione a postazione e quindi le relative emissioni;
 - si evita la mobilitazione dei mezzi navali aggiuntivi;
- Si installa un'unica struttura (piattaforma) che contiene 2 teste pozzo ed il modulo di processo.
- Si semplifica enormemente la rete di condotte sottomarine

Svantaggi:

- I pozzi, essendo più lunghi, richiedono un maggiore tempo per essere perforati, con conseguente maggior impatto potenziale in termini di emissioni in atmosfera.

Conclusioni:

Da quando lo sviluppo di nuove tecnologie di perforazione ha reso possibile realizzare pozzi direzionati in grado di raggiungere con grande precisione obiettivi spostati dalla verticale della testa pozzo, l'industria petrolifera si è mossa nel senso di raggruppare le teste pozzo in siti dedicati per limitare i possibili impatti sull'ambiente, la logistica, la gestione del campo e l'economicità dei progetti.

Quanto sopra si applica soprattutto in quei progetti realizzati in aree ad alta sensibilità ambientale (aree protette, mare...). Nel caso del campo Guendalina, si è ritenuto che il maggior tempo di perforazione dei pozzi direzionati sia abbondantemente compensato, dal punto di vista dell'impatto ambientale, dal risparmio dei tempi di spostamento dell'impianto, dal minor impiego di navi e dal risparmio di strutture fisse quali piattaforme monotubolari e linee sottomarine.

In conclusione, si è scelto di sviluppare il campo secondo l'opzione B "pozzi direzionati", con una piattaforma posizionata in modo tale da raggiungere agevolmente i target geologici scelti per il miglior sfruttamento del giacimento stesso.

1.2.2 Descrizione delle Alternative di Progetto per la Parte Infrastrutture

Il giacimento di Guendalina è situato nella zona settentrionale del Mar Adriatico, circa 47 km ad Est di Casalborgorsetti. Lo sfruttamento di tale giacimento prevede l'esecuzione di due (2) pozzi produttori, l'installazione di una piattaforma di produzione e la posa di una condotta sottomarina, necessaria a trasferire il gas estratto dal campo.

Sono state analizzate varie alternative tentando di sfruttare le condotte già esistenti nell'area interessata.

In particolare, al momento attuale, le due alternative progettuali identificate per trasferire a terra il gas proveniente da Guendalina sono:

- Centrale gas di Casalborgorsetti attraverso la piattaforma esistente Garibaldi K;

- Centrale gas di Ravenna Mare attraverso la piattaforma esistente Tea.

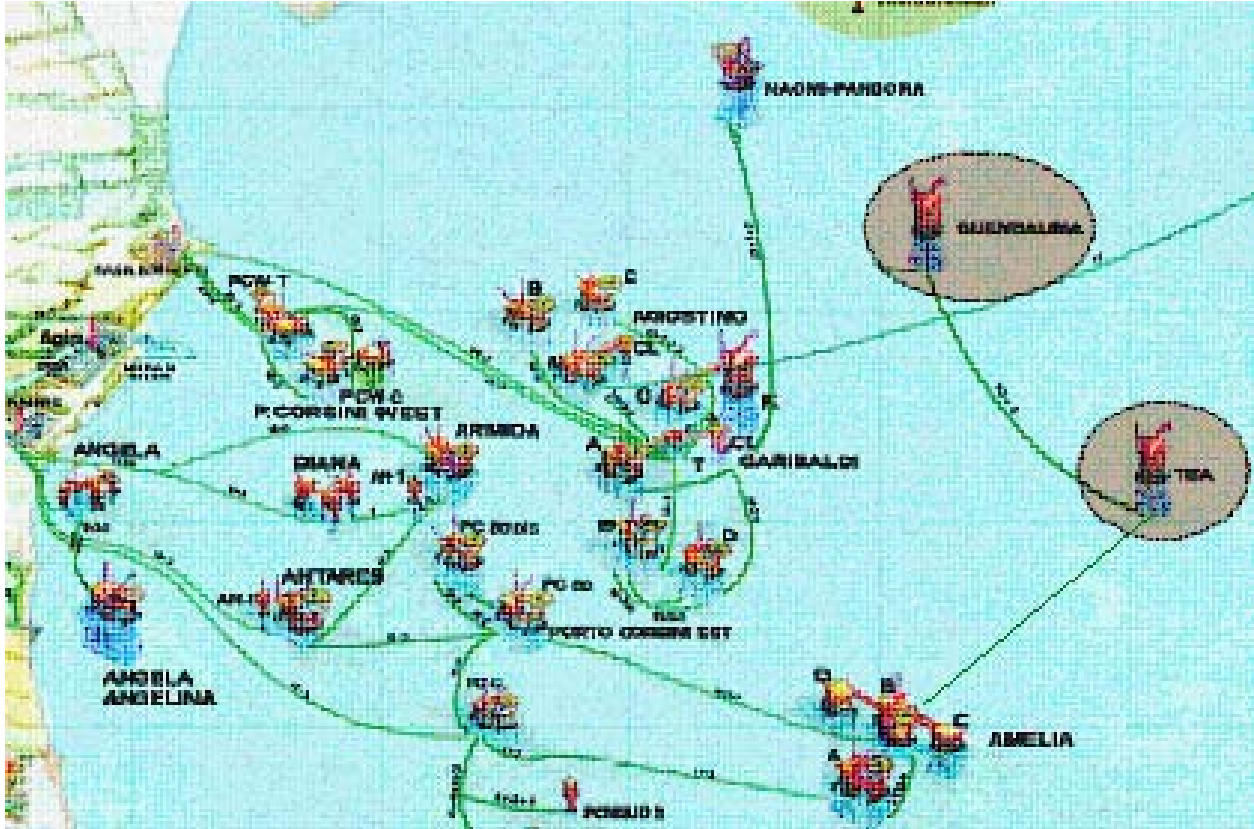


Figura 1.1 - Localizzazione delle Centrali di Trattamento e delle relative Piattaforme di Appoggio

1.2.2.1 Opzione Guendalina - Centrale di Trattamento Gas di Ravenna Mare

L'opzione di inviare il gas proveniente da Guendalina alla Centrale di Trattamento di Ravenna Mare richiede la posa di una nuova condotta sottomarina tra Guendalina e la piattaforma esistente Tea. La condotta, di diametro nominale pari a 10", dimensionata per trasportare la portata massima proveniente dalla piattaforma Guendalina, ha una lunghezza stimata di circa 12 km.

Da Tea il gas viene quindi immesso nella rete di *flowline* esistente afferente alla Centrale di Ravenna Mare, tramite ulteriore transito per la piattaforma esistente Amelia B dalla quale sono disponibili due reti di distribuzione, in alta e bassa pressione.

1.2.2.2 Opzione Guendalina - Centrale di Trattamento di Casalborsetti

L'opzione di inviare il gas proveniente da Guendalina alla Centrale di Trattamento di Casalborsetti richiede la posa di una nuova condotta sottomarina tra Guendalina e la piattaforma esistente Garibaldi K. La condotta, di diametro nominale pari a 16", dimensionata per trasportare la portata massima proveniente dalla piattaforma Guendalina, ha una lunghezza stimata di circa 30 km.

Da Garibaldi K il gas viene quindi immesso nella rete di *flowline* esistente afferente alla Centrale di Casalborsetti, tramite ulteriore transito per la piattaforma esistente Garibaldi C (diametro nominale pari a 16", lunghezza 3,8 km) e da questa alla Centrale di Casalborsetti.

1.2.2.3 Confronto tra le due Opzioni

Tra le due possibili alternative di tracciato individuate per trasferire il gas estratto da Guendalina, si considera preferibile l'invio alla Centrale di Trattamento di Ravenna Mare con conseguente sostanziale riduzione della lunghezza del tracciato.

1.2.3 **Descrizione delle Alternative di Progetto in Fase di Esercizio**

Nella fase iniziale di *screening* è stata effettuata una valutazione del differente impatto ambientale che avrebbero due diverse filosofie di ingegnerizzazione della piattaforma Guendalina.

In particolare entrambe le filosofie prese in esame, fanno riferimento a tecnologie provate ed attualmente in uso nelle piattaforme operanti in mare Adriatico, e prevedono due possibili opzioni:

- Generazione elettrica mediante microturbine (soluzione analoga a quella adottata per le piattaforme realizzate recentemente nell'offshore croato). La buona disponibilità di energia elettrica fornita da questo tipo di generazione permette l'impiego di un sistema aria strumenti;
- Generazione elettrica mediante pannelli solari (come installato nel caso della piattaforma Naide). La scelta di ridurre al minimo le necessità energetiche della piattaforma vincolano la scelta ad un sistema a gas strumenti.

Per le emissioni in atmosfera durante la fase di esercizio, si è valutato l'impatto in un caso delle emissioni di monossido e biossido di carbonio dovute alle microturbine (gli NO_x sono stimati essere trascurabili), nell'altro le emissioni dovute al gas strumenti delle pompe a glicol.

In entrambi i casi si è poi riportato il valore delle emissioni di glicol dietilenico, il cui flusso di massa e la cui concentrazione rientrano ampiamente entro quelli stabiliti dalla normativa vigente (2 kg/h e 150 mg/m³).

Emissioni in atmosfera - fase di esercizio									
apparecchio	sostanza	conc (mg/m3)		portata (m3/h)		numero		portata tot (m3/h)	
		Guendalina	Naide	Guendalina	Naide	Guendalina	Naide	Guendalina	Naide
Microturbine	COx			0,85	-	2	-	1,7	-
Pompe glicol	gas naturale			-	8	-	4	-	32
Serbatoio glicol	aria + glicol	9,5	9,5	0,9	0,7	1	1	0,9	0,7

 Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 17
---	--	---------

Risulta evidente dalla tabella che le emissioni di CO_x delle microturbine risultano inferiori a quelle di gas naturale del sistema a gas strumenti, e che la scelta di generazione elettrica con microturbine risulta quella a minor impatto ambientale.

1.3 FINALITÀ ED OBIETTIVI DELL'ALTERNATIVA SELEZIONATA

Il campo gas Guendalina è localizzato in un'area caratterizzata da una profondità d'acqua di 42 m.

L'interesse minerario è legato alla presenza di mineralizzazione a gas metano nei livelli pliocenici sabbioso/argillosi della formazione *Porto Garibaldi*.

I livelli mineralizzati sono localizzati ad una profondità compresa tra 3030 e 3180 m MD (*Measured Depth*) approssimativamente.

Nella tabella seguente sono riassunte le principali caratteristiche dei titoli minerari del campo Guendalina.

Tabella 1.2 - Dati Identificativi dei Titoli Minerari Interessati

TITOLO MINERARIO ITALIANO	
<u>Concessione</u>	In attesa di ottenimento concessione 37A.C.-FR
<u>Scadenza</u>	2009
<u>Titolari</u>	80% Eni - Operatore 20% Intergas +

1.4 DESCRIZIONE E SEQUENZA DELLE ATTIVITÀ IN PROGETTO

Il programma di sviluppo del campo prevede:

1. Costruzione della piattaforma Guendalina, equipaggiata di unità di produzione, di separazione primaria, di sistemi ausiliari, di sistemi di sicurezza e di raccolta ed export del gas.
2. Installazione della piattaforma Guendalina le cui coordinate (sistema di riferimento WGS84) sono riportate nella Tabella 1.3 seguente.

Tabella 1.3 - Localizzazione della Piattaforma con Sistema di Riferimento WGS84

Piattaforma	Longitudine E	Latitudine N
Guendalina	12°52'54" E	44°33'56"N

3. perforazione in sequenza di 2 pozzi di produzione;
4. posa di una nuova condotta sottomarina, Guendalina - Tea (esportazione verso l'esistente rete di condotte Italiane);
5. adeguamento della piattaforma Tea di transito per permettere l'approccio delle condotte di collegamento tra il campo Guendalina e la rete esistente collegata a terra.

1.5 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

1.5.1 Cenni sulle Tecniche di Perforazione

La tecnica di perforazione attualmente impiegata nell'industria petrolifera è detta a rotazione o *rotary*, o anche a “distruzione di nucleo”.

L'azione di scavo è esercitata tramite uno scalpello (Figura 1.2) posto all'estremità della batteria di perforazione, ovvero una serie di elementi tubolari (detti “aste”) lunghi ciascuno circa 9 metri e avvitati fra di loro.

La batteria rende possibile discendere lo scalpello in pozzo e recuperarlo, trasmettergli il moto di rotazione (originato in superficie da un'apposita apparecchiatura), imprimergli il peso necessario allo scavo; infine la batteria rende possibile la circolazione a fondo pozzo del fluido di perforazione (fango).



Figura 1.2 – Scalpello di Perforazione

Il fango che viene pompato attraverso la batteria, fuoriesce da apposite aperture dello scalpello e risale in superficie al fine 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 (paragrafo 1.5.3)

La pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fango, continuamente regolata variando la densità del fango mediante l'aggiunta di apposite sostanze, deve infatti essere maggiore della pressione di formazione (anche nel caso di pressioni al di sopra del normale gradiente idrostatico) per impedire l'ingresso in pozzo di fluidi di strato.

Con la tecnica di 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 discende 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 (Figura 1.3).

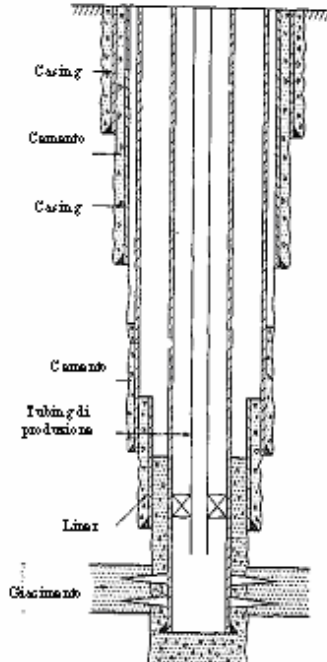


Figura 1.3 - Casing e Cementazioni

La perforazione del pozzo viene effettuata utilizzando appositi impianti di perforazione che vengono portati in loco e poi rimossi al termine delle operazioni.

Per cercare di minimizzare i costi molto elevati degli impianti, delle attrezzature utilizzate e del personale tecnico, il pozzo deve essere perforato il più rapidamente possibile; di conseguenza le operazioni vengono condotte in modo continuativo nell'arco delle 24 ore.

Il diametro iniziale del foro è di 40-75 centimetri (16 - 30 pollici), ma decresce con il numero delle colonne di rivestimento utilizzate; al fondo si riduce a 10 - 20 centimetri (4 - 8.5 pollici).

Il foro può essere verticale (ovvero con un'inclinazione contenuta entro alcuni gradi dalla verticalità) oppure può essere deliberatamente deviato dalla verticale, in modo da poter raggiungere obiettivi nel sottosuolo distanti anche molte centinaia di metri. E' così possibile perforare più pozzi che raggiungono il giacimento in punti distanti fra loro partendo da un'unica struttura di superficie. I fori deviati vengono realizzati con apposite apparecchiature di perforazione direzionata che rendono possibile non solo la realizzazione del foro ma anche l'esatto controllo della sua direzione ed inclinazione.

Negli ultimi anni queste tecnologie hanno reso possibile perforare anche tratti di foro ad andamento orizzontale (Figura 1.4).

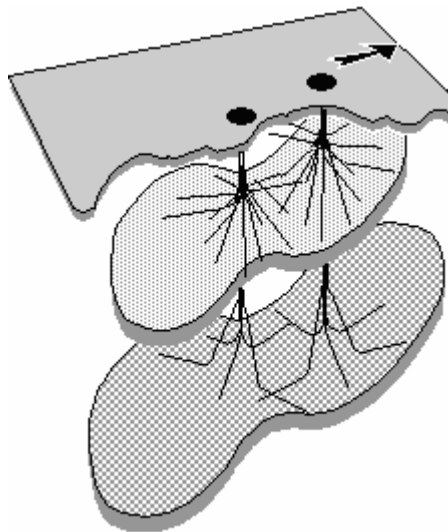


Figura 1.4 - Pozzi Direzionati e Orizzontali

Tale tecnica offre il vantaggio di attraversare per una considerevole lunghezza del giacimento determinando un maggior drenaggio degli idrocarburi all'interno delle rocce serbatoio. In questo modo non solo viene migliorato il recupero dei fluidi durante la vita produttiva del pozzo, ma viene anche minimizzato l'impatto ambientale potendo raggiungere più rocce serbatoio tramite un unico pozzo.

Il tipo e la pressione dei fluidi contenuti negli strati rocciosi attraversati durante la perforazione varia 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 contenute.

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. Nel corso di questa fase transitoria sono sempre possibili fenomeni di instabilità del foro appena perforato tali da determinare anomalie rispetto al regolare svolgimento delle operazioni (es: assorbimenti di fango nelle fratture o porosità della

roccia, collasso delle pareti del foro, incastro dello scalpello o della batteria di perforazione contro il terreno, rotture della batteria di perforazione dovute alle gravose condizioni di lavoro, oppure ingresso nel foro dei fluidi contenuti in uno strato quando la pressione di questi non è adeguatamente bilanciata dalla pressione idrostatica del fluido di perforazione). 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.

1.5.2 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;
- 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 (tuttavia questo non è il caso del campo Guendalina viste le temperature abbastanza contenute, inferiori agli 80°C).

1.5.3 Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione e suo Posizionamento sul Sito di Perforazione

Nel caso del campo Guendalina, le operazioni di perforazione dei pozzi saranno effettuate con l'utilizzo di un impianto di tipo "*Jack-up Drilling Unit*".

Tale impianto è costituito da una piattaforma autosollevante, costituita da uno scafo galleggiante (dimensioni circa di 55 x 60 m) e da tre gambe aventi sezione quadrangolare o triangolare lunghe fino a 135 m. Al di sopra e all'interno dello scafo della piattaforma sono alloggiati le attrezzature di perforazione, i materiali utilizzati

per perforare il pozzo, il modulo alloggi per il personale di bordo ed altre attrezzature di supporto (gru, eliporto, ecc.).

Questo tipo di piattaforma viene trasferita, in posizione di galleggiamento, sul luogo dove è prevista la perforazione dei pozzi e dove è stata precedentemente installata la sottostruttura della piattaforma di coltivazione (*Jacket*), descritta al Paragrafo 1.6.2.

Una volta arrivata nel sito selezionato, la *Jack-up Drilling Unit* si accosta ad un lato della struttura della piattaforma e le gambe vengono appoggiate e infisse nel fondo marino. Lo scafo viene quindi sollevato al di sopra della superficie marina per evitare qualsiasi tipo di interazione con il moto ondoso o effetti di marea.

Al termine delle operazioni di perforazione lo scafo viene abbassato in posizione di galleggiamento, sollevando le gambe dal fondo mare e la piattaforma può essere rimorchiata presso un'altra postazione.

Nella Figura 1.5 è riportato un esempio di *Jack-up Drilling Unit* operante su un *jacket* pre-installato (visibile in basso a sinistra nella foto).

Le successive figure riportano invece le principali sezioni che costituiscono la *Drilling Unit*, suddivise fra piano principale (Figura 1.6) e piano motori, pompe, vasche (Figura 1.7). Successivamente, viene riportata una descrizione sintetica di ciascuna unità.



Figura 1.5- Jack-Up Drilling Unit

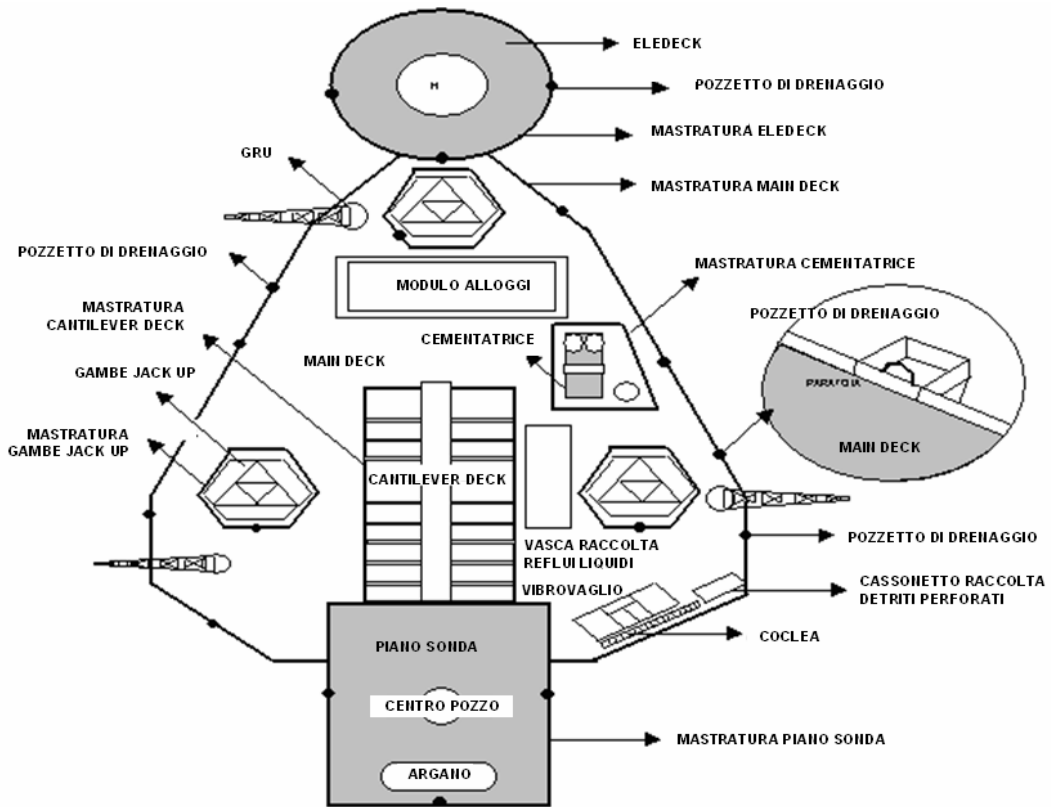


Figura 1.6 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Principale)

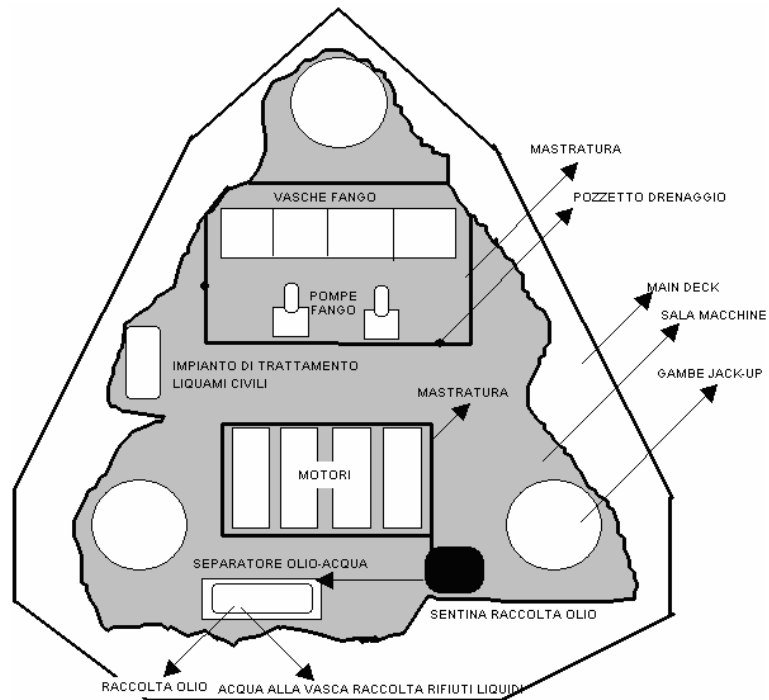


Figura 1.7 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Motori, Pompe, Vasche)

1.5.3.1 Scafo

Al suo interno sono alloggiati i motori e i gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica, le vasche fango e pompe, i magazzini per i materiali di perforazione, i serbatoi della zavorra (acqua di mare), del gasolio e dell'acqua potabile, i silos del cemento e dei materiali utilizzati per confezionare il fango di perforazione, i locali officina e i locali dei servizi ausiliari (antincendio, produzione acqua potabile, trattamento liquami civili, etc.).

1.5.3.2 Modulo Alloggi

E' composto da un blocco unico a più piani situato sul lato opposto della piattaforma rispetto alla torre di perforazione. Il modulo alloggi comprende i locali utilizzati dal personale a bordo ovvero: camere, mensa, cucina, lavanderia, spogliatoi, servizi igienici, uffici, sala radio e sala di controllo.

1.5.3.3 Impianto di Perforazione

Comprende le attrezzature necessarie per la perforazione del pozzo: torre ed impianto di sollevamento, gli organi rotanti, il circuito del fango e le apparecchiature di sicurezza, che sono sostanzialmente simili a quelli utilizzati per perforazioni sulla terraferma.

A causa delle ridotte dimensioni dello scafo le attrezzature sono disposte in modo da adattarsi agli spazi disponibili sulla piattaforma.

Qui di seguito vengono descritti i componenti fondamentali dell'impianto di perforazione.

1.5.3.3.1 *Torre e Impianto 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. E' costituito dalla torre di perforazione, dall'argano, dal freno, dalla taglia fissa, dalla taglia mobile e dalla fune.

1.5.3.3.2 *Il sistema Rotativo*

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

- Il *Top Drive* (Figura 1.8), 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 (Figura 1.9) e aste pesanti (di diametro e spessore maggiore). Queste ultime vengono montate, in numero opportuno, subito al di sopra dello scalpello, in modo da creare un adeguato peso sullo scalpello stesso. 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.

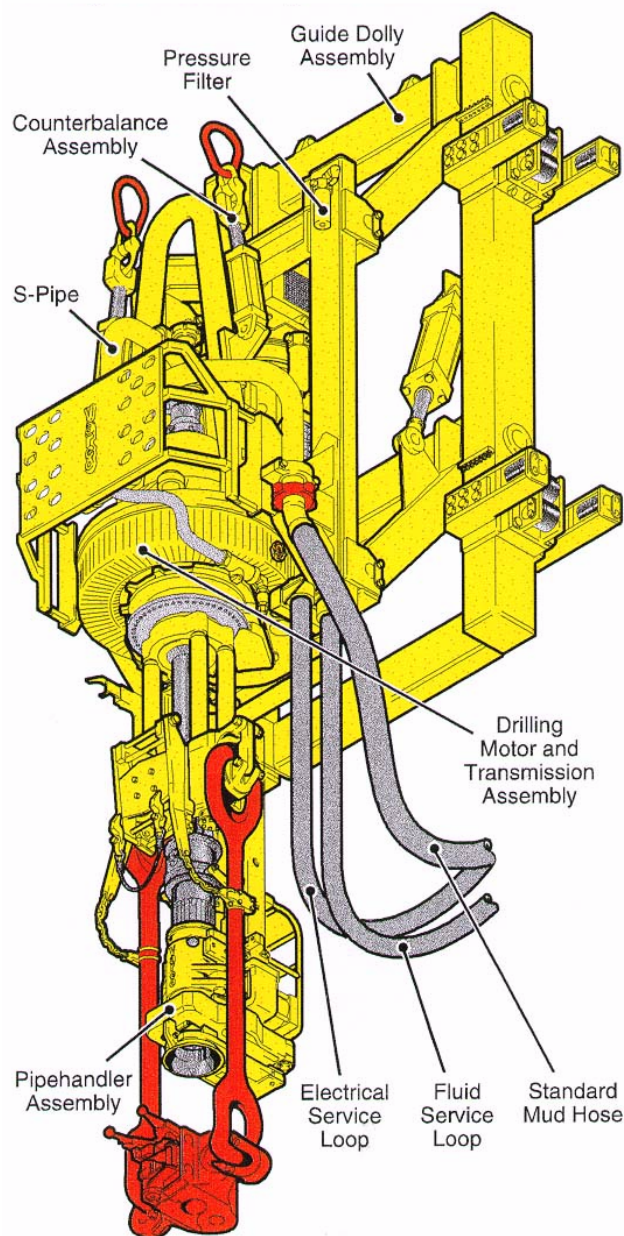


Figura 1.8 – Top Drive System



Figura 1.9 – Asta di perforazione

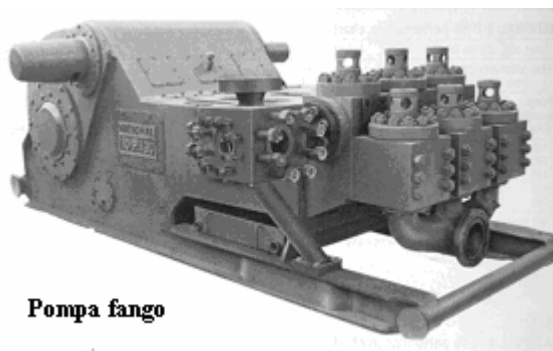
1.5.3.3.3 Il Circuito Fanghi

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 separano 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 (Figura 1.10): pompe volumetriche a pistoni che forniscono al fango la pressione e la portata necessarie a superare le perdite di carico nel circuito e garantire la circolazione;
- 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 (Figura 1.11), 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.



Pompa fango

Figura 1.10 – Pompa fango

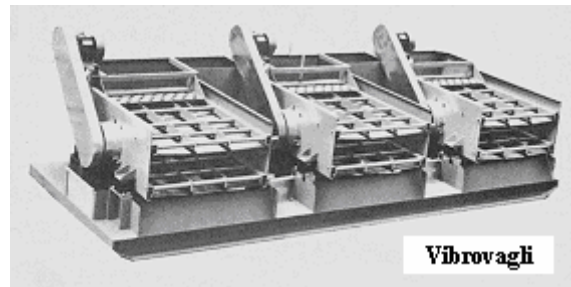


Figura 1.11 – Vibrovagli

1.5.3.3.4 *Apparecchiature di Sicurezza*

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

Queste apparecchiature svolgono un ruolo fondamentale per prevenire potenziali rischi alle persone, alle attrezzature e all'ambiente. La descrizione dettagliata e la loro filosofia di impiego è descritta in dettaglio nella sezione 2.7.1 "Prevenzione dei Rischi Ambientali durante la Perforazione".

1.5.3.4 Sistema di Illuminazione

Nel seguito viene descritto il sistema di illuminazione (*navigational and signal lights locations*) dell'unità di perforazione Labin, una delle unità operanti in Adriatico potenzialmente utilizzabile su Guendalina e considerata rappresentativa delle caratteristiche generiche dei sistemi di illuminazione (Figura 1.12 e Figura 1.13).

L'impianto, alimentato da un trasformatore principale, è dotato di circa 600 luci con una potenza assorbita pari a circa 72 KW.

Il sistema è costituito dai seguenti sotto-sistemi principali:

- illuminazione in fase di navigazione;
- illuminazione di segnalamento al livello del main deck;
- illuminazione di segnalamento sulla sommità del derrick;
- illuminazione di segnalamento sulla sommità dei legs.

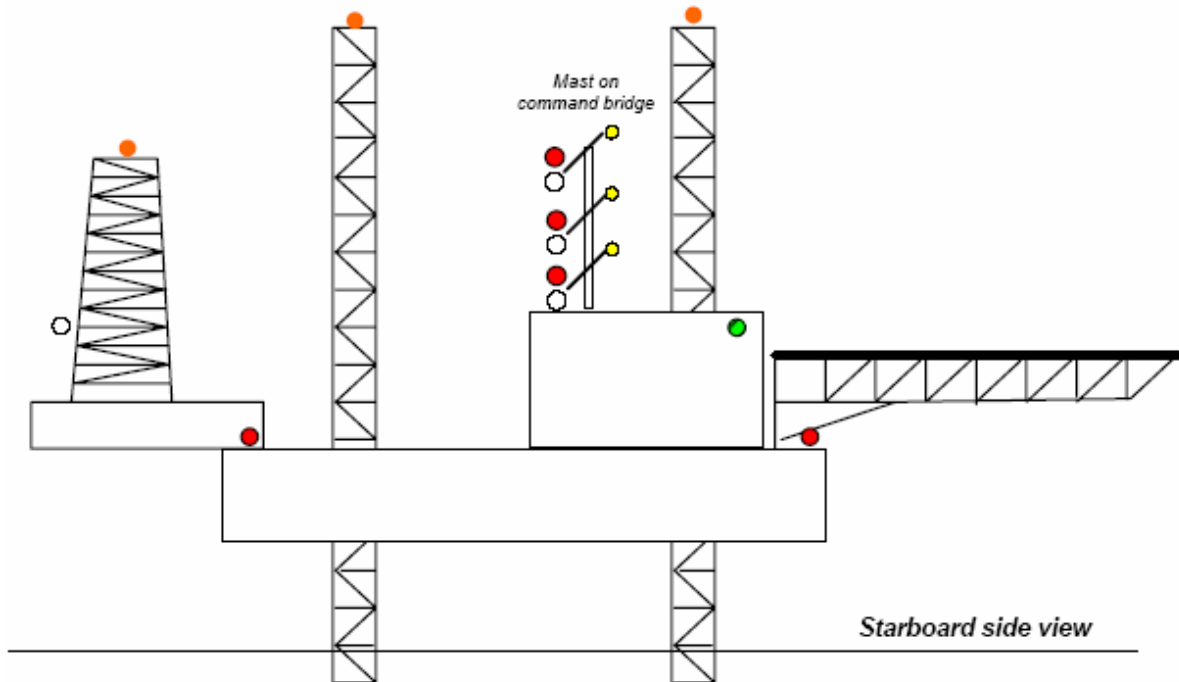


Figura 1.12 - Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale dello Starboard

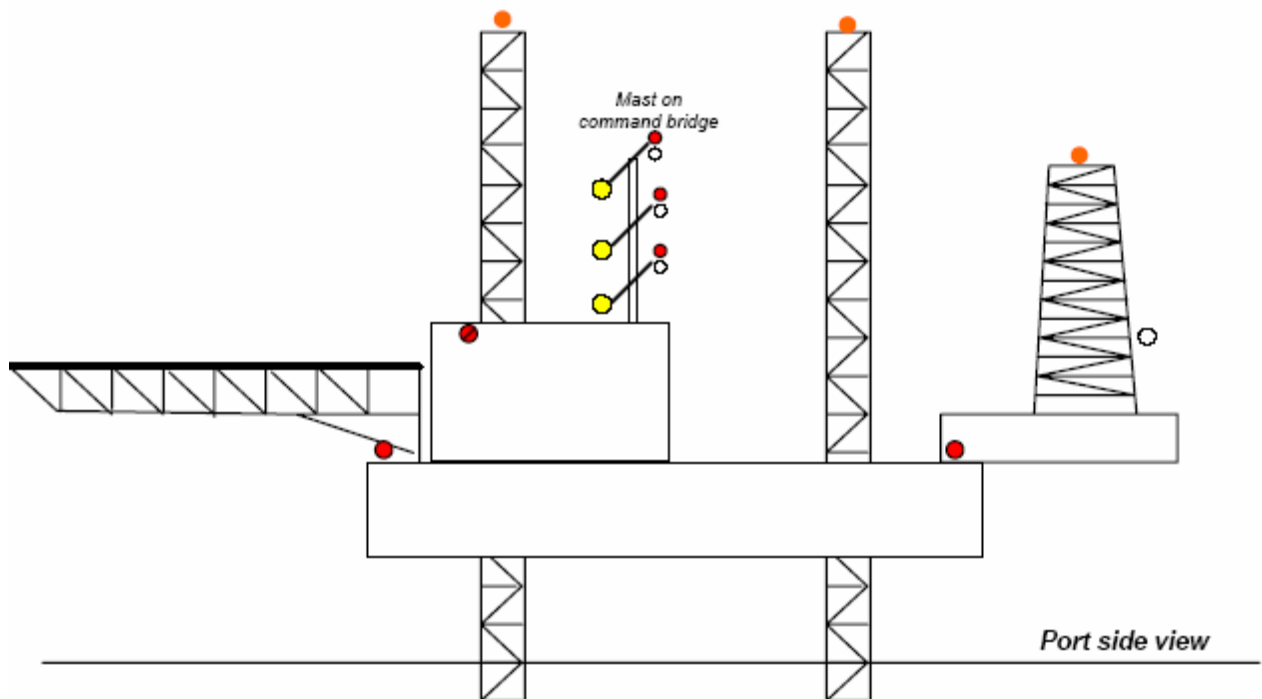


Figura 1.13 - Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale del Port

1.5.4 Programma di Perforazione - Piattaforma Guendalina

Lo scenario di sviluppo della piattaforma Guendalina prevede la perforazione di due pozzi.

1.5.4.1 Programma di Perforazione Direzionata

I pozzi avranno il seguente profilo di tubaggio (“*casing*”):

- conductor pipe con diametro 30”;
- colonna di superficie con diametro 13 3/8”;
- colonna intermedia con diametro 9 5/8”;
- colonna di produzione con diametro 7”.

Il profilo del pozzo Guendalina 3 è verticale, il pozzo Guendalina 2 dir è tipo SLANT”. Il Profilo “SLANT” è riferito a pozzi direzionati in cui la massima inclinazione raggiunta viene mantenuta anche nel tratto in *reservoir*.

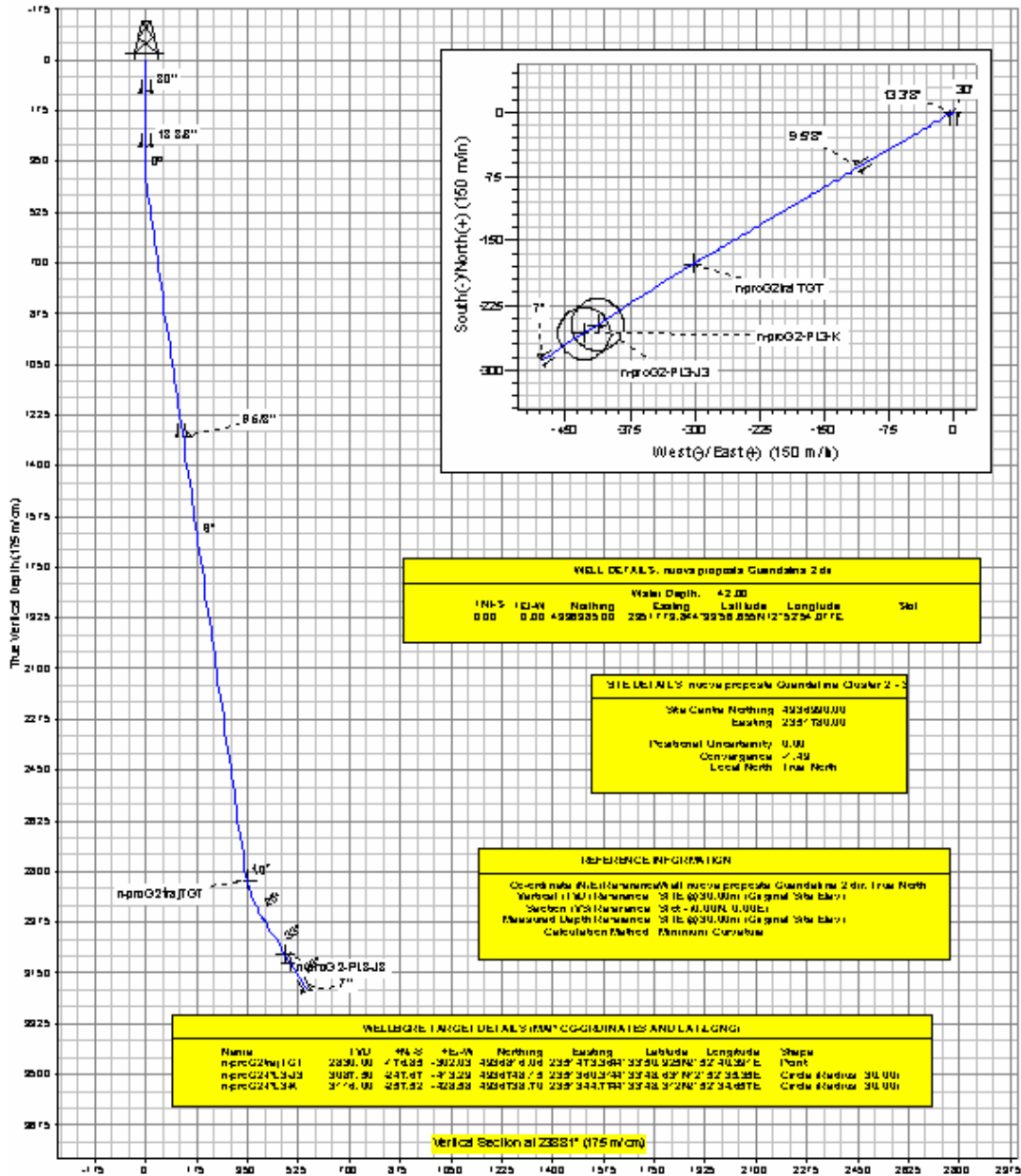
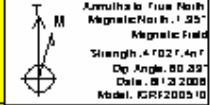
Le caratteristiche dei pozzi sono riassunte nella Tabella 1.4 seguente.

Tabella 1.4 - Identificativo e Profili dei Pozzi - Piattaforma Guendalina

PRIMA FASE						
POZZI	TVD (m)	TMD (m)	TIPO	MAX INCL (°)	SCOSTAMENTO (m)	AZIMUTH (°)
Guendalina 2 dir	3208.64	3290.0	SLANT	32,55	559,11	237,22
Guendalina 3	3190.0	3190.0	VERTICALE	0	0	0



Project: Guendalina
Site: nuova proposta Guendalina Cluster 2 - 3
Well: nuova proposta Guendalina 2 dir
Wellbore: nuova proposta Guendalina 2 dir
Plan: guend 2 dir



WELL DETAILS: nuova proposta Guendalina 2 dir

Well Depth:	42.00
True North	0.00
Easting	4328935.00
Northing	2261773.34
Longitude	12°52'54.87E
Latitude	39°56'55.00N
Sea	

SITE DETAILS: nuova proposta Guendalina Cluster 2 - 3

Site Centre Northing	4324900.00
Site Centre Easting	2261700.00
Position Uncertainty	0.00
Convergence	< .01
Local North	True North

REFERENCE INFORMATION

Coordinates: NED (Northing/Easting) of nuova proposta Guendalina 2 dir, True North
 Vertical (TVD) Reference: S I.E. @ 30.00m (Original Site Elev)
 Section (TVD) Reference: S I.E. @ 0.00m (0.00m)
 Measured Depth Reference: S I.E. @ 30.00m (Original Site Elev)
 Calculation Method: Minimum Curvature

WELLBORE TARGET DETAILS (MWD) COORDINATES AND LAT/LONGS

Name	TVD	NE-S	EW-N	Northing	Easting	Latitude	Longitude	Shape
nproG2dirTGT	2900.00	14.00	-322.03	4328935.00	2261773.34	39°56'55.00N	12°52'54.87E	Point
nproG2-PLS-JS	2915.00	15.00	-323.58	4328935.00	2261773.34	39°56'55.00N	12°52'54.87E	Circle (Radius: 30.00)
nproG2-PLS-JS	2925.00	17.00	-325.03	4328935.00	2261773.34	39°56'55.00N	12°52'54.87E	Circle (Radius: 30.00)

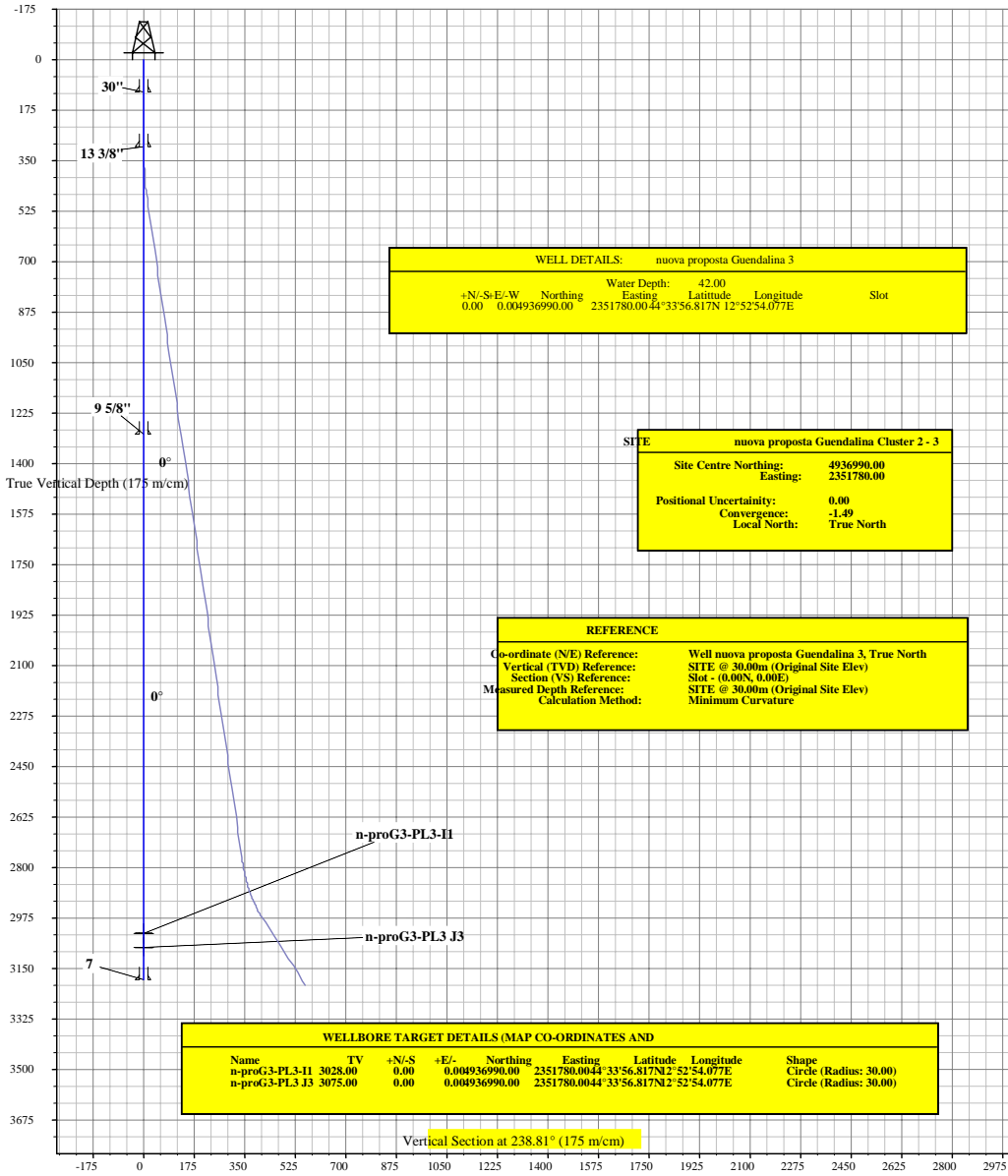
Vertical Section at 23881° (175 m/cm)

SECTION DETAILS											CASING DETAILS				
Sec	FD	Inc	Asp	MD	NE-S	EW-N	ULeg	TrueV	YSec	Target	Re	FD	Name	Size	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	< 0.00	< 0.00	30"	30.00	
2	350.00	0.00	0.00	350.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	300.00	300.00	" 3.38"	< 3.375
3	367.38	3.77	239.45	367.70	-3.07	-8.55	2.000	0.00	1.93		3	300.00	300.00	9.58"	9.423
4	2302.82	3.77	239.45	2302.85	< 72.25	-251.75	0.000	0.00	303.93	nproG2dirTGT	4	3208.43	3208.99	1"	1.000
5	2359.59	2.00	239.45	2359.00	< 74.55	-302.03	2.000	0.00	303.94						
6	3000.24	32.55	237.22	2977.58	-207.75	-357.29	3.000	0.00	303.93						
7	3180.08	32.55	237.22	3175.99	-207.52	-358.58	0.000	0.00	303.93						
8	3180.00	32.55	237.22	3176.00	-207.52	-358.58	0.000	< 1.999	303.93	nproG2-PLS-JS					
9	3250.00	32.55	237.22	3203.44	-208.25	-378.30	0.000	0.00	303.97						

E & P
Division
UGIT-
 Simone Bennati
 Inge Dpt
 Tel 0544 512798

Project: Guendalina
Site: nuova proposta Guendalina Cluster 2 - 3
Well: nuova proposta Guendalina 3
Wellbore: nuova proposta Guendalina 3
Plan: Guend 3 VERT su pl3-ii

Azimuths to True North
 Magnetic North: 1.95°
 Magnetic Field
 Strength: 47027.4nT
 Dip Angle: 60.89°
 Date: 6/12/2006
 Model: IGRF200510



WELL DETAILS: nuova proposta Guendalina 3

+N/-S-E/-W	Northing	Easting	Latitude	Longitude	Slot
0.00	0.004936990.00	2351780.0044	33°56.817'N	12°52'54.077'E	

SITE nuova proposta Guendalina Cluster 2 - 3

Site Centre Northing:	4936990.00
Easting:	2351780.00
Positional Uncertainty:	0.00
Convergence:	-1.49
Local North:	True North

REFERENCE

Co-ordinate (N/E) Reference:	Well nuova proposta Guendalina 3, True North
Vertical (TVD) Reference:	SITE @ 30.00m (Original Site Elev)
Section (VS) Reference:	Slot - (0.00N, 0.00E)
Measured Depth Reference:	SITE @ 30.00m (Original Site Elev)
Calculation Method:	Minimum Curvature

WELLBORE TARGET DETAILS (MAP CO-ORDINATES AND

Name	TV	+N/-S	+E/-	Northing	Easting	Latitude	Longitude	Shape
n-proG3-PL3-II	3028.00	0.00	0.004936990.00	2351780.0044	33°56.817'N	12°52'54.077'E		Circle (Radius: 30.00)
n-proG3-PL3 J3	3075.00	0.00	0.004936990.00	2351780.0044	33°56.817'N	12°52'54.077'E		Circle (Radius: 30.00)

SECTION											CASING				
Sec	M	Inc	Azi	TV	+N/-S	+E/-	DLeg	TFace	VSec	Target	No	TV	M	Name	Size
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00		1	110.00	110.00	30"	30.000
2	1380.00	0.00	0.00	1380.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00		2	300.00	300.00	13 3/8"	13.375
3	1380.00	0.00	0.00	1380.00	0.00	0.00	3.000	0.00	0.00		3	1300.00	1300.00	9 5/8"	9.625
4	3028.00	0.00	0.00	3028.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00		4	3189.99	3189.99	7	7.000
5	3028.00	0.00	0.00	3028.00	0.00	0.00	3.000	0.00	0.00	n-proG3-PL3-II					
6	3075.00	0.00	0.00	3075.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	n-proG3-PL3 J3					
7	3190.00	0.00	0.00	3190.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00						

Figura 1.14 - Profili dei Pozzi afferenti Guendalina (Vista dall'Alto e Vista Tridimensionale)

1.5.5 Programma Fango

Il programma fango prevede l'utilizzo di fanghi a base acquosa e di additivi specifici, differenziati per le diverse fasi di perforazione.

Tabella 1.5 - Tipologie dei Fanghi di Perforazione

Fase	Intervallo Perforato (profondità misurata-md)	Descrizione	Codice Fango
Foro superficiale 16" per casing 13 3/8"	da fondo mare a m 300 (MD)	Fango bentonitico a base acqua dolce	FW - GE
Foro intermedio 12 1/4" per casing 9 5/8"	da m 300 a m 1309 (MD)	Fango a base acqua dolce con polimeri e lignosolfonato	FW-PO-LS
Foro finale 8 1/2" Per casing 7"	da m 1200 a m 3290 (MD)	Fango a base acqua con polimeri e lignosolfonato	FW-PO-LS

Nella Tabella 1.6 seguente vengono elencati gli additivi chimici, suddivisi per proprietà, maggiormente utilizzati per il confezionamento dei fanghi a base di acqua dolce. Nella Tabella 1.7 viene invece riportata una stima dei volumi di fango prodotti per la perforazione di un pozzo tipo. La composizione per ciascuna fase è riportata in Tabella 1.8.

Tabella 1.6 - Caratteristiche Prodotti Chimici per Confezionamento Fluidi di Perforazione

Prodotto	Azione
Bentonite - argilla sodica	Viscosizzante principale
Barite - BaSO ₄	Regolatori di peso
CMC LVS (a bassa viscosità)	Regolatori di viscosità
Lignosolfonati - lignine solfonate (residui della lavorazione della carta)	Fluidificanti e disperdenti
CMC HVS (ad alta viscosità) - Carbossimetilcellulosa (cellulosa modificata) XC Polymer- biopolimero (prodotto con polisaccaridi modificati da batteri del genere "xantomonas") Mica Cellulosic Plugging Agent (Perflow/Brandexx)	Riduttori di filtrato
Presantil	Previene le prese di batteria
Soda caustica - NaOH Carbonato e bicarbonato di sodio - Na ₂ CO ₃ , NaHCO ₃	Correttori di PH
Acqua	

Tabella 1.7 - Stima dei Volumi di Fanghi Prodotti per Pozzo Tipo

Fase	Codice Fango	Fango Confezionato (m ³)
Foro Superficiale	FW-GE	170
Foro Intermedio	FW-PO-LS	400
Foro Finale	FW-PO-LS	200
TOTALE		770

Nota:

i volumi sopraelencati sono quelli necessari alla perforazione di ogni singola fase senza considerare i volumi di superficie (circa 160 m³)

Tabella 1.8 - Composizione Media dei Fanghi per Singola Fase di Perforazione

MUD CHEMICALS	FASE 16" (kg/m ³)	FASE 10"1/4 (kg/m ³)	FASE 8"1/2 (kg/m ³)
BARITE	138	100	150
BENTONITE	60	0	0
NaOH	1	2	2
CMC HVs	2	0	0
CMC LVs		5	5
Bicarbonato di sodio		1	1
Dispersant		8	8
Presantil		2	2
XC-Polymer		2	2
Cellulosic plugging agent	143		
Drilling water	657	880	830

La stima dei volumi sopra riportati è da ritenersi puramente indicativa. Non essendo ancora stato definito nel dettaglio il programma fango da adottare, si è fatto riferimento ai dati relativi alla perforazione di un campo in Adriatico con caratteristiche simili a Guendalina per quanto riguarda la tipologia di formazioni attraversate e le problematiche ambientali connesse.

Stima dei Prodotti Utilizzati per il Confezionamento dei Fanghi di Perforazione

Allo stato attuale, lo scenario di sviluppo proposto prevede la perforazione di 2 pozzi, 1 dei quali con profilo "SLANT" ed uno verticale. Per effettuare una stima dei volumi di *chemicals* utilizzati si è considerata la perforazione *dei due pozzi in sequenza*. La composizione dei chemicals per ciascuna fase perforata, relativa ai due pozzi è riportata in Tabella 1.9.

Tabella 1.9 - Quantitativi di Prodotto Totale Stimati

TOTAL CHEMICALS Guendalina (Tonnellate)				
FASI	16"	12 ¼"	8 ½"	TOTALE
BARITE	60	100	80	240
BENTONITE	20	0	0	20
NaOH	1	1	1	3
CMC HVs	1	1	1	3
CMC LVs	0	2	1	3
Bicarbonato di sodio	0	1	1	2
Dispersant	0	3	2	5
Presantil	0	1	1	2
Nut Plug m/f	0	0	0	0
Mica m/f	0	0	0	0
XC-Polymer	0	1	1	2
Cellulosic plugging agent	60	0	0	60
Drilling water	224	704	332	1260

1.5.6 Completamento Pozzo

Una volta terminata la perforazione i pozzi del campo Guendalina verranno completati, spurgati ed allacciati alla produzione (Paragrafo 1.6).

Solo nel caso di eventi quali pozzi incidentati o fuori obiettivo (in cui non è più possibile raggiungere l'obiettivo minerario) questi potranno essere chiusi minerariamente (con metodologia descritta nella sezione dedicata al *decommissioning*).

Successivamente, al termine della perforazione, è possibile raggiungere l'obiettivo perforando un nuovo pozzo con la tecnica del "side track" oppure utilizzando uno degli slot di riserva predisposti sulla piattaforma.

Operazione di Completamento dei Pozzi

In generale, la fase di completamento comprende l'insieme delle operazioni che vengono effettuate sul pozzo a fine perforazione e prima della messa in produzione. Il completamento ha lo scopo di predisporre alla produzione in modo permanente ed in condizioni di sicurezza il pozzo perforato. I principali fattori che determinano lo schema di completamento sono:

- il tipo e le caratteristiche dei fluidi di strato (es. gas, olio leggero, olio pesante, eventuale presenza di idrogeno solforato o anidride carbonica, possibilità di formazione di idrati);
- l'erogazione spontanea od artificiale dei fluidi di strato;
- la capacità produttiva del pozzo (la permeabilità dello strato, la pressione di strato, ecc.);
- il numero e l'estensione verticale dei livelli produttivi;
- l'estensione aerale 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.

Nel caso del campo Guendalina, tutti i pozzi verranno completati in foro tubato con completamenti doppi da 2 3/8" con *Sand Control (Frack Pack* oppure *High Rate Water Pack*).

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 (Figura 1.15).

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.

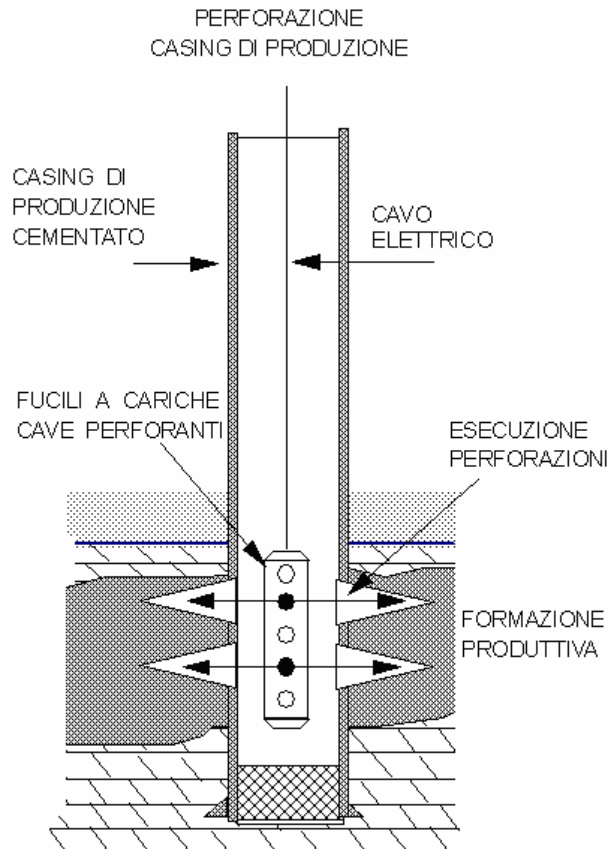


Figura 1.15 - Schema di Perforazione del Casing

Nel caso del campo Guendalina, caratterizzato dalla presenza di più livelli produttivi, verrà utilizzata una *string* di completamento "doppia", composta cioè da due batterie di *tubings* da 2 3/8" in grado di produrre, in modo indipendente l'una dall'altra, da livelli diversi (Figura 1.16).

Contestualmente alle operazioni di completamento dei pozzi, vengono anche eseguite le operazioni per la discesa del completamento in "*Sand Control*" utilizzando una delle numerose tecniche disponibili, sia in foro scoperto che tubato. Tale tipologia di completamento ha lo scopo di prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo e ridurre o limitare fenomeni di erosione sugli *equipment* di fondo foro e sulle facilities di superficie. Nel caso particolare del campo Guendalina, le tecniche di *Sand Control* previste sono quelle in foro tubato (*Inside Casing Gravel Pack*) e, in particolare, l'*High Rate Water Pack* ed il *Frac Pack*. Nell'*High Rate Water Pack* la sabbia viene trasportata mediante brine, con pressioni di trattamento ben inferiori alla pressione di fratturazione e con elevate portate. Nel *Frac Pack*, invece, vengono

realizzate delle vere e proprie fratture che vengono riempite di proppant a granulometria controllata per mantenere nel tempo aperta la frattura e consentire di avere una produttività del livello più elevata. 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. la 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*").

COMPLETAMENTO DOPPIO CON CASING
 TUBATO E PERFORATO

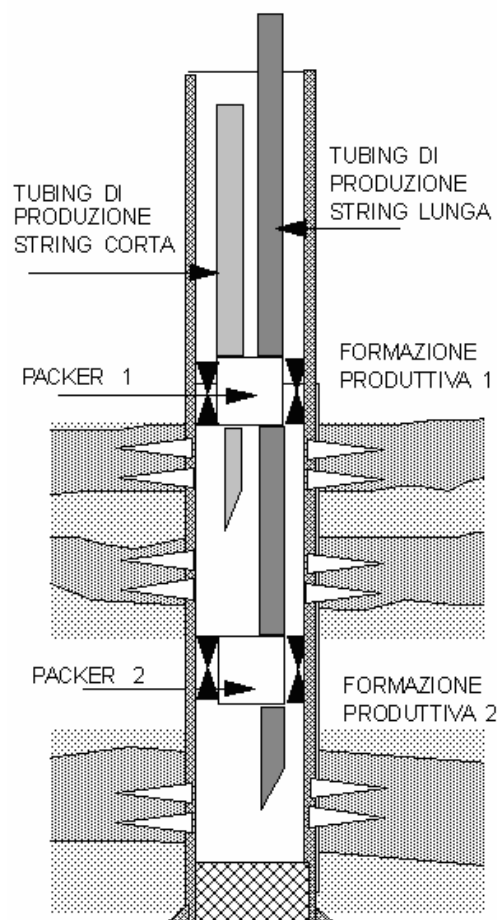


Figura 1.16 - Schema Esemplificativo di String di Completamento

Nel seguito vengono brevemente descritte le principali attrezzature di completamento, generalmente indicate come "*String di Completamento*".

- **Tubing:** tubi generalmente di piccolo diametro (4 1/2" - 2 1/16") ma di elevata resistenza alla pressione che vengono avvitati uno sull'altro in successione in modo tale da garantire la tenuta metallica per tutta la lunghezza della string;

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 39
--	--	--	---------

- Packer: attrezzo metallico dotato di guarnizioni di gomma per la tenuta ermetica e di cunei di acciaio per il bloccaggio meccanico contro le pareti della colonna di produzione. Lo scopo dei *packer* è quello di isolare idraulicamente dal resto della colonna la sezione in comunicazione con le zone produttive, che per ragioni di sicurezza viene mantenuta piena di fluido di completamento. Il numero dei *packer* nella batteria dipende dal numero dei livelli produttivi del pozzo.
- Safety Valves: valvole di sicurezza installate nella batteria di *tubing* per chiudere automaticamente l'interno del *tubing* in caso di rottura della testa pozzo, bloccando il flusso di idrocarburi verso la superficie. Per pozzi ad erogazione spontanea ENI E&P utilizza valvole di sicurezza del tipo SCSSV installate nella batteria di *tubing* al di sotto del fondo marino. La chiusura della SCSSV può essere sia automatica, nel caso di rottura sulla testa pozzo o di perdita di pressione nella *control line*, sia manuale, tramite un pannello di controllo azionato dalla superficie.
- Sistema "Testa Pozzo- Croce di Produzione": al di sopra dei primi elementi della testa pozzo, installati per l'aggancio e l'inflangiatura delle varie colonne di rivestimento durante le fasi di perforazione, vengono inseriti altri elementi che costituiscono la testa pozzo di completamento. Scopo di questi elementi è l'interruzione della *tubing string* ed il controllo della produzione del pozzo. Le componenti fondamentali del sistema testa pozzo - croce di produzione sono:
 - Tubing Spool, ovvero un rocchetto che nella parte inferiore alloggia gli elementi di tenuta della colonna di produzione e nella parte superiore porta la sede per l'alloggio del blocco di ferro con guarnizioni, chiamato "*tubing hanger*", che sorregge la batteria di completamento,
 - Croce di Produzione (Christmas Tree), ovvero l'insieme delle valvole per intercettare e controllare il flusso di erogazione in superficie e garantire la sicurezza delle operazioni (ad es. apertura e chiusura della colonna di produzione per l'introduzione di nuove sezioni nella batteria di completamento) (Figura 1.17).

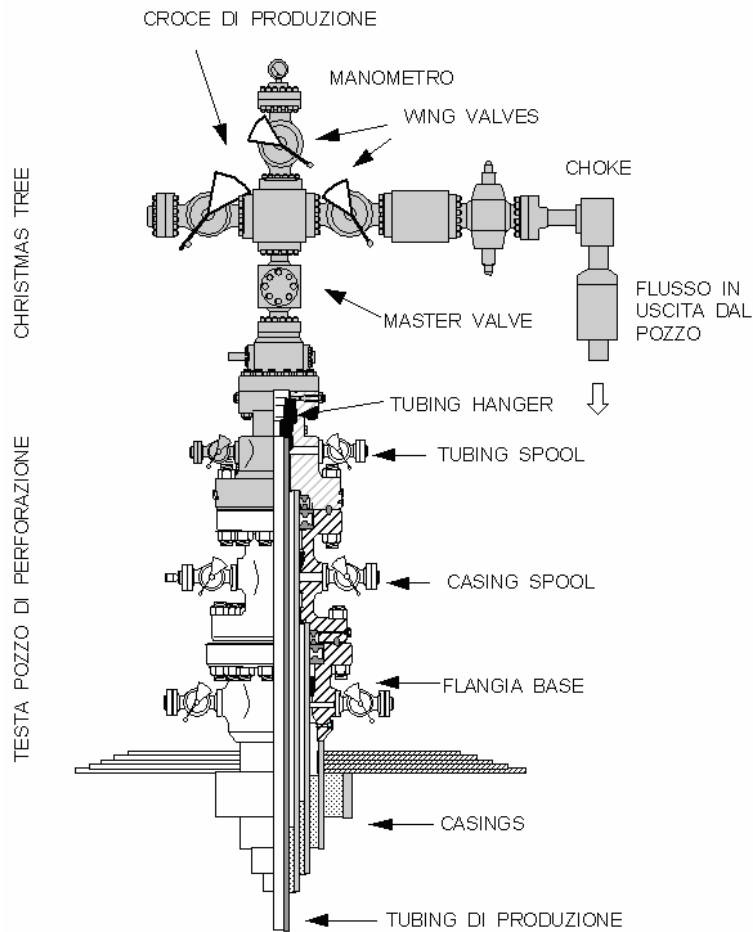


Figura 1.17 - Schema Semplicato di Christmas Tree

1.5.7 Misure di Attenuazione di Impatto

Nei paragrafi successivi vengono illustrate le principali misure antinquinamento normalmente adottate nella fase di perforazione e le principali tecniche di monitoraggio dei parametri ambientali.

1.5.7.1 Trattamento dei Detriti Perforati e del Fango di Perforazione

Sebbene il D.M.A. 28 Luglio 1994, "Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare di materiali derivati da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi", offra la possibilità di effettuare, dietro richiesta di autorizzazione alle autorità competenti, lo scarico in mare dei detriti perforati e del fango di perforazione a base d'acqua, ENI Divisione E&P, nell'ottica di ridurre il più possibile l'impatto ambientale derivante dalle attività di perforazione, non effettua alcuno scarico a mare di questo tipo di rifiuti.

Inoltre, sempre con l'intento di minimizzare gli impatti derivanti dalle attività di perforazione sulle varie componenti ambientali, vengono adottate durante tutte le fasi operative una serie di misure antinquinamento preventive, in accordo a precise specifiche tecniche stabilite da ENI Divisione E&P - UGIT.

Le suddette specifiche richiedono impianti "impermeabilizzati", in grado cioè di impedire qualsiasi tipo di sversamento accidentale in mare di acque piovane, fango di perforazione, oli di sentina.

Tutti i piani di lavoro (piano sonda, *main deck*, *cantilever deck*, *B.O.P deck*, *elideck*) (Figura 1.6 e Figura 1.7) sono a tenuta e provvisti di mastra. Inoltre, lungo tutto il perimetro della piattaforma sono presenti pozzetti di drenaggio per raccogliere le acque piovane, quelle di lavaggio impianto ed eventuali sversamenti di fango. Questi fluidi vengono convogliati in apposite vasche da 3 m³ e trasferiti tramite pompe di raccolta ad una vasca da 50 m³ alloggiata sul *main deck*.

Il contenuto della vasca viene periodicamente trasferito per mezzo di pompe sulle cisterne della nave appoggio (*supply-vessel*) che staziona nelle immediate vicinanze della piattaforma, per essere trasportato a terra per il trattamento e lo smaltimento in idonei recapiti.

I detriti perforati sono anch'essi temporaneamente raccolti in appositi cassonetti e trasferiti a terra tramite la nave appoggio per il trattamento e smaltimento. Nel caso del progetto in esame, non sono previsti sistemi di trattamento in banchina.

1.5.7.2 Trattamento dei Liquami Civili e delle Acque Oleose

I liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa) vengono trattati per mezzo di impianti omologati dal R.I.N.A. prima di essere scaricati in mare. La sala macchine, la zona pompe e quella motori, poste al di sotto del *main deck*, sono anch'esse dotate di mastra, fornite di sentina per la raccolta di liquidi oleosi, inclusi quelli raccolti da tutte le zone suscettibili di sversamenti di oli lubrificanti. I liquidi raccolti tramite pompa di rilancio sono inviati ad un impianto separatore olio-acqua. L'acqua separata viene inviata nella vasca di raccolta dei rifiuti liquidi, mentre l'olio è stoccato in appositi fusti in attesa di essere trasportato a terra per lo smaltimento.

1.5.7.3 Misure in Caso di Sversamenti Accidentali

L'impianto di perforazione è assistito 24 ore su 24 da una nave appoggio che oltre a fungere da stoccaggio temporaneo per i materiali necessari alla perforazione e dei reflui prodotti, è dotata di 10 fusti di disperdente ed attrezzata con appositi bracci per il suo eventuale impiego in mare in caso di sversamenti accidentali di fluidi oleosi. A terra inoltre, presso il Distretto operativo, conformemente a quanto stabilito dal "Piano Emergenza Inquinamento Marino" Eni S.p.A. Divisione E&P, è stoccata l'attrezzatura necessaria ad intervenire in caso di sversamento accidentale di inquinanti in mare.

In particolare, l'attrezzatura disponibile consiste in:

- 500 m di panne galleggianti antinquinamento;

- No. 2 recuperatori meccanici (“*skimmer*”) per il recupero dell'olio galleggiante sulla superficie dell'acqua;
- No. 200 fusti di disperdente chimico;
- materiale oleoassorbente (*sorbent booms, sorbent blanket, etc.*).

1.5.8 Fase di Perforazione - Stima della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera, della Produzione di Rumore e Vibrazioni

I rifiuti prodotti in piattaforma, di qualsiasi natura essi siano e qualunque sia il sistema di smaltimento adottato, seppur temporaneamente, sono ammassati in adeguate strutture di contenimento per poi essere riutilizzati, come nel caso dei fanghi di perforazione, o smaltiti in idoneo recapito finale. Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera e la produzione di rumore, queste sono principalmente riconducibili al funzionamento dei generatori e degli organi meccanici in movimento.

1.5.8.1 Tipologia e Quantità Rifiuti Prodotti

I rifiuti prodotti sono costituiti da:

- rifiuti di tipo solido urbano (lattine, cartoni, legno, stracci, imballaggi etc.);
- rifiuti derivanti da prospezione (fango in eccesso, detriti intrisi di fango);
- acque reflue (acque di lavaggio impianto, acque meteoriche, acque di sentina);
- liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce).

Sulla base di progetti analoghi a quello proposto, una stima della quantità di rifiuti prodotti per singolo pozzo perforato è riportata nella Tabella 1.10 seguente.

Tabella 1.10 - Tipologia e Stima dei Rifiuti Prodotti

Rifiuti assimilabili al Tipo Urbano (tonn)	Rifiuti Liquidi Fangosi ed Acquosi (m ³)	Detriti Perforati (tonn)	Liquami Civili (m ³)
50	2100	800	600

1.5.8.2 Emissione di Inquinanti in Atmosfera

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

Sulla piattaforma è installato un impianto di produzione di energia elettrica con generatori diesel per un totale di potenza installata pari a circa 5500 - 6000 HP. Dei generatori presenti, tutti sono utilizzati per la produzione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento della piattaforma, tranne 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 sul *Jack-Up Rig* modello Labin, caratteristiche analoghe agli altri tipi di impianto che potranno essere impiegati nella perforazione dei pozzi di Guendalina:

- Motori principali: 4x CATERPILLAR, modello 3516 DITA, potenza di 1200kW ciascuno;
- Motore di Emergenza: CATERPILLAR, modello 3508 TA, potenza 590kW.

Tabella 1.11 - Caratteristiche di Emissione dei Generatori di Potenza

Sorgente di Emissione	Altezza di Emissione	NO ₂ (mg/m ³)	CO mg/m ³)	Particolato (mg/m ³)	Gas T (°C)	Portata (Nm ³ /h)
Diesel engine CAT 3516	6,70m (from main deck)	3810	373	86	287	1295
Diesel engine CAT 3516	33,20m (from sea level)	3789	404	90	323	1331
Diesel engine CAT 3516	7,70m (from main deck)	3761	510	79	333	1210
Diesel engine CAT 3516	34,20m (from sea level)	3815	573	82	360	1235
Emergency diesel engine CAT 3508 TA		3659	610	62	160	825

La stima dei quantitativi totali emessi, calcolata sulla base dell'effettivo funzionamento dei generatori, e l'effetto delle ricadute degli inquinanti sono riportate nel Capitolo 4 (Paragrafo 4.4) del presente SIA.

1.5.8.3 Generazione di Rumore

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

Il genere di rumore prodotto è del tipo a bassa frequenza ed il lato più rumoroso risulta quello dove sono ubicati i motori. Facendo riferimento ai rilievi effettuati secondo le modalità prescritte dal D.P.C.M. 1 Marzo 1991 per progetti analoghi, la pressione sonora in corrispondenza delle sorgenti di rumore ha evidenziato i seguenti valori di rumorosità:

Tabella 1.12 - Pressione Sonora Rilevata in Progetti Similari

Zona Motori Leq (A)	Piano Sonda (Tavola Rotary e Argano) Leq (A)	Zona Pompe Leq (A)	Cementatrice Leq (A)
98	85	82	88

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 44
--	--	--	---------

1.5.9 Tecniche di Trattamento e Conferimento a Discarica dei Rifiuti

Nel caso del progetto Guendalina, i fluidi di perforazione, i detriti perforati, le acque di lavaggio, gli oli ed i rifiuti solidi urbani e/o assimilabili vengono raccolti e trasferiti a terra per il successivo smaltimento. A bordo della piattaforma vengono effettuati solo trattamenti relativi ai residui alimentari, ai liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa) mediante impianto dedicato omologato dal R.I.N.A. e ai liquidi di sentina.

1.5.9.1 Detriti e Fluidi di Perforazione

Il fango di perforazione (o il fluido di completamento) rappresenta la principale fonte di produzione di rifiuti. Il suo volume tende ad aumentare proporzionalmente all'approfondimento del foro, a causa degli scarti dovuti al progressivo invecchiamento e alle continue diluizioni necessarie a contenere la quantità di detriti inglobati durante la perforazione o a preservarne le caratteristiche principali. Si riescono a limitare in parte i volumi di scarto con la separazione meccanica dei solidi contenuti nel fango per mezzo di attrezzature di controllo solidi costituite da vibrovagli a cascata, *mud cleaners* e centrifughe. I detriti perforati vengono setacciati dai vibrovagli e convogliati all'interno di cassonetti a tenuta. Gli imballaggi e RSAU vengono differenziati e riposti in appositi cassonetti

Una volta arrivati in porto, i rifiuti vengono trasferiti dalla nave appoggio ai camion autorizzati e adibiti al trasporto dei rifiuti fino ai recapiti convenzionati per il loro trattamento (fanghi e detriti) e smaltimento.

1.5.9.2 Trattamento dei Rifiuti in Piattaforma

Gli unici trattamenti effettuati a bordo della piattaforma sono limitati a:

- Residui alimentari: vengono per la maggior parte raccolti ed inviati a terra tramite *supply vessel*, per poi essere smaltiti in idoneo recapito autorizzato come RSU. I restanti residui, originati ad esempio dalla lavorazione dei cibi, vengono triturati e scaricati in mare attraverso un setaccio le cui maglie hanno una luce di 25 mm, come stabilito dalle norme Internazionali "MARPOL (MARine POLLution)";
- Liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa): sono trattati con un impianto di depurazione omologato prima dello scarico in mare. Lo scarico avviene in conformità a quanto stabilito dalle Leggi 662/80 e 438/82 che recepiscono le disposizioni delle norme internazionali "MARPOL". L'impianto di depurazione è di tipo biologico; i liquami sono mantenuti per circa 24 ore in una camera di aerazione dove vengono miscelati ad acqua contenente un'alta concentrazione di batteri aerobici. Un compressore inietta aria in pressione nel liquame, al fine di mantenere attivi i batteri, creare un certo grado di agitazione e mantenere in sospensione le particelle costituite da sostanza organica e batteri. La sospensione passa poi ad una camera di chiarificazione dove, in circa 6 ore, avviene una decantazione dei fiocchi e la stratificazione in zone rispettivamente di liquido chiarificato surnatante, di particelle ancora in sospensione ed di fiocchi decantati. Il surnatante, tramite troppo pieno, passa a trattamento di 30 minuti con ipoclorito (eliminazione dei batteri residui) e viene

quindi scaricato in mare, dopo controllo della quantità di ossigeno disciolto e del pH. Il materiale ancora in sospensione e quello decantato tramite insufflazione di aria vengono rinviiati alla camera di aerazione dove il ciclo di trattamento prosegue (Figura 1.18).

Il sistema di trattamento degli scarichi civili prevede i seguenti valori di emissione (validi per gli impianti Galloway e Stewart e comunque rappresentativi del tipo di impianto utilizzato):

- BOD₅ < 50 mg/l
 - Solidi sospesi < 50 mg/l
 - Coliformi totali < 250 MPN/100ml
 - Cl₂ < 50 mg/l
- **Liquidi di sentina:** sono costituiti da una miscela di olio ed acqua e vengono trattati in un separatore olio - acqua. L'olio viene filtrato e raccolto in un serbatoio per essere successivamente raccolto in fusti e trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli Esausti. L'acqua è inviata alla vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque piovane e/o di lavaggio) e quindi smaltita a terra da smaltitore autorizzato e certificato (Figura 1.19).

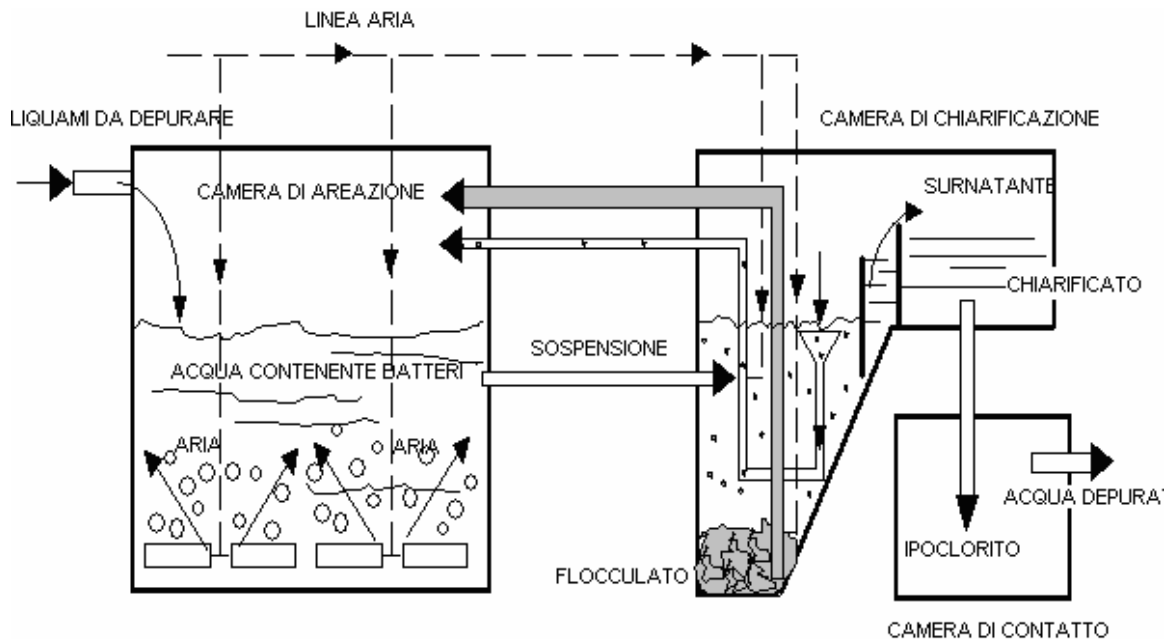


Figura 1.18 - Schema Impianto Trattamento Liquami Civili

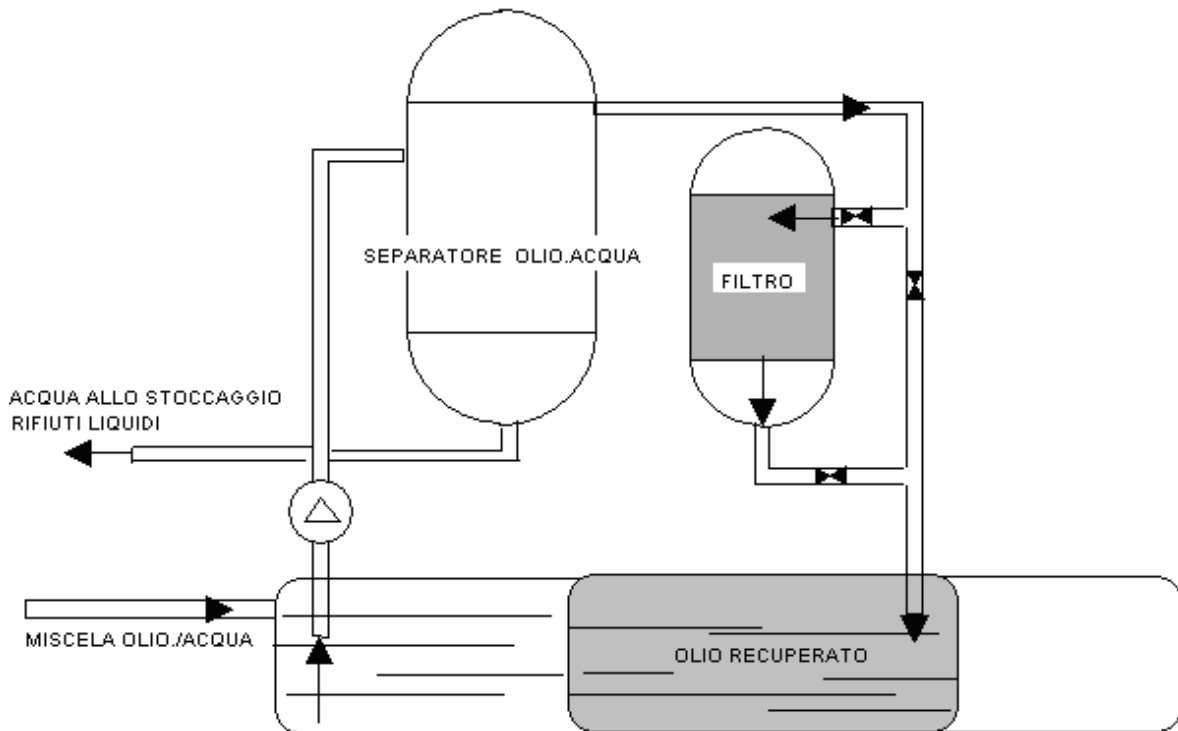


Figura 1.19 - Separatore Liquidi di Sentina

1.5.10 Mezzi Navali di Supporto alle Operazioni

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

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

- Mezzi Navali di Supporto (*Supply Vessels*):
 - Tonnellaggio: 1200 tonnellate,
 - Caratteristiche Motore: motore diesel di 6000 BHP,
 - Numero: 2 mezzi operanti 24 ore su 24 per il trasporto di materiali (andata) e rifiuti (ritorno),
 - No. viaggi/mese da/per Ravenna: 25.
- Navi Passeggeri (*Crew Boat*):
 - Tonnellaggio: 150 tonnellate,
 - Caratteristiche Motore: motore diesel di 2200 BHP,
 - Ore di Viaggio/mese da Ravenna: No. 20.

- Elicotteri:
 - Ore Viaggi/mese da Ravenna: No. 20

L'utilizzo di *crew boats* ed elicotteri sarà limitato al trasporto del personale e di materiali di piccole dimensioni, non per il trasporto di rifiuti.

1.5.11 Tempi di Realizzazione

Nella seguente Tabella 1.13 seguente sono indicati i tempi complessivi previsti, suddivisi per le fasi di perforazione e completamento dei due pozzi previsti per la piattaforma Guendalina.

Tabella 1.13 - Stima Tempi Perforazione e Completamento - Guendalina

POZZI	Perforazione (giorni)	Completamento (giorni)	Totale (giorni)
Guendalina 2 dir	29	23	52
Guendalina 3	23	23	46
		Totale fase	98

1.6 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PRODUZIONE

Nel seguito viene riportata la descrizione delle attività di coltivazione del giacimento per la piattaforma Guendalina.

1.6.1 Descrizione Piattaforma Guendalina

La piattaforma Guendalina è una piattaforma normalmente non presidiata, priva di eliporto, telegestita dal centro di raccolta; sulla quale sono previsti solo saltuari interventi di manutenzione. L'accesso alla piattaforma avviene per mezzo di un imbarcadero fisso, dal quale si eleva una scala fino al piano superiore praticabile.

Il deck di tipo integrato contiene gli impianti minimi indispensabili per assolvere alle funzioni essenziali della piattaforma. La sottostruttura consiste in una colonna centrale di diametro di 2500 mm, collegata poi alla base tramite aste tubolari a tre sleeve posti ai vertici di un triangolo equilatero di 24 m di lato. I tre sleeve hanno la funzione di rendere solidali i pali di fondazione che verranno opportunamente dimensionati.

La sovra-struttura (deck) si sviluppa su tre livelli:

- *lower deck*, elevazione +12.40 m, con dimensioni 12 m x 12 m;
- *cellar deck*, elevazione +15.90 m, con dimensioni 14 x 12 m e sbalzo ulteriore di circa 1 m sul lato lungo in corrispondenza dell'imbarcadero;
- *weather deck*, elevazione +20.00 m, con dimensioni 12 m x 12 m.

La Tabella 1.14 seguente riporta l'altezza e le dimensioni principali dei vari piani che costituiscono la piattaforma.

Tabella 1.14 - Schema della Sovra-Struttura (Deck)

	Elevazione Top Of Steel (T.O.S.) (m)	Dimensioni (m)
Imbarcadero	2	-
<i>Lower deck</i>	12,4	12 x 12
<i>Cellar deck</i>	15,9	14 x 12
<i>Weather deck</i>	20,0	12 x 12

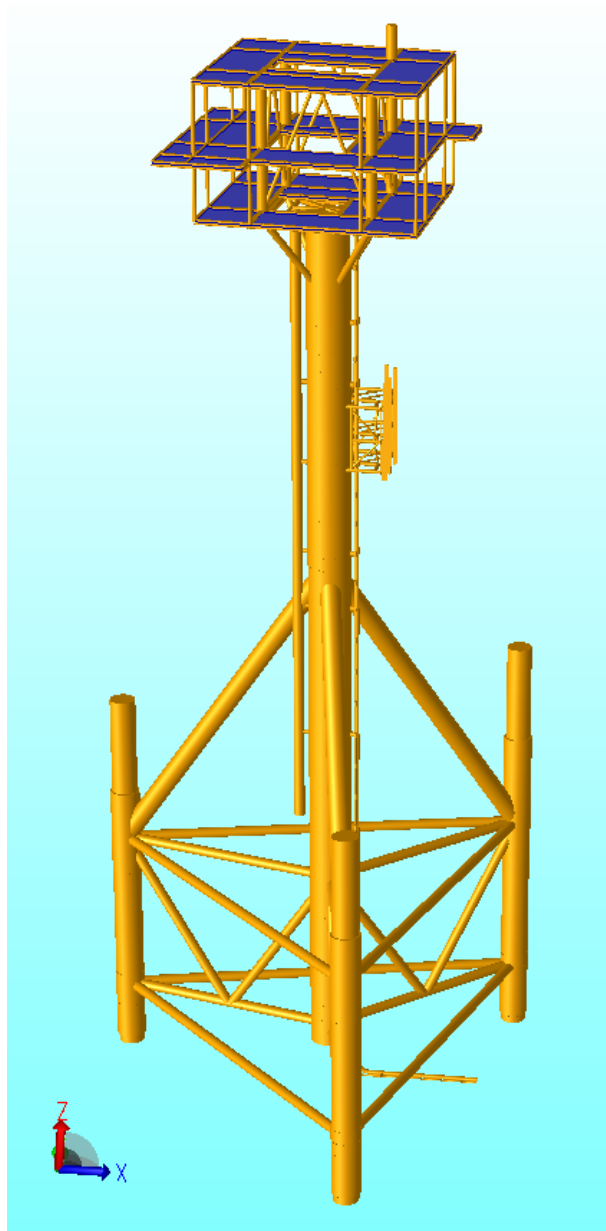
Sul *Lower* e sul *Mezzanine Deck* trovano posto le unità di processo ed i servizi.

Il *Main deck* sarà a disposizione per effettuare le operazioni di *drilling* e *work over* e non sarà interessato dall'installazione di apparecchiature e/o valvole a possibile rilascio di idrocarburi.

I diversi piani sono collegati da scale situate in modo opportuno, allo scopo di agevolare in ogni condizione la discesa dai piani superiori a quelli inferiori fino all'attracco dei natanti (vie di fuga). Nella Tabella 1.15 seguente si riporta il peso delle principali sezioni costituenti la piattaforma.

Tabella 1.15- Peso delle Singole Sezioni della Piattaforma

Elemento	Peso (Tons)
Struttura – Deck	110
Strutture – Monopode e modulo di transizione	420
Imbarcadere	10
Pali e tubi guida	378
TOTALE PIATTAFORMA	918



1.6.2 Installazione della Piattaforma

La sotto-struttura (*jacket*) viene interamente prefabbricata in cantiere in posizione orizzontale e successivamente trasportata sul sito di installazione con una bettolina. Una volta raggiunta l'area selezionata per il posizionamento, mediante opportuno mezzo navale di sollevamento, il *jacket* viene appoggiato sul fondo del mare. Successivamente, con l'impiego di un battipalo, vengono infissi i pali di fondazione (uno per ogni *sleeve*) per ancorare la struttura al fondale. Il battipalo è costituito da una massa battente che, colpendo ripetutamente la testa del palo, ne permette la progressiva penetrazione nel fondale marino. Sono stimati necessari 15 giorni per installare il *jacket*.

Come il *jacket*, anche la sovra-struttura (*deck*) della piattaforma è interamente prefabbricata a terra e successivamente trasportata completa di tutti gli impianti al sito di installazione, al fine di limitare al massimo le operazioni di installazione a mare. Una volta in posizione, il *deck* viene sollevato mediante mezzo navale opportuno e posato sulle gambe del *jacket*. Le due strutture, *deck* e *jacket*, vengono quindi rese solidali per mezzo di giunzioni saldate. Sono stimati necessari 15 giorni per installare il *deck*.



Figura 1.20 - Immagini del Mezzo Navale di Sollevamento tipo *Crane-Barge*

Durante le varie fasi di installazione, in conformità all'art. 28 del DPR 886/79, è stabilita una zona di sicurezza attorno alle piattaforme, la cui estensione è fissata da un'ordinanza della Capitaneria di Porto competente. In tale zona sono vietate le operazioni di ancoraggio e la pesca di profondità.

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 51
--	--	--	---------

Durante l'installazione della piattaforma una serie di mezzi navali svolgerà attività di supporto per il trasporto e posizionamento del *jacket* e del *deck*, per la posa delle condotte e per supporto logistico alle operazioni.

Durante il periodo di svolgimento delle attività, i mezzi navali presenti nell'area delle operazioni verranno comunicati alla capitaneria di porto di competenza.

1.6.3 Descrizione degli Impianti

La produzione di gas del campo di Guendalina subirà un primo trattamento in piattaforma tramite separazione dalle acque di strato ed eventuale iniezione di inibitore di idrati. Il gas sarà quindi inviato alla piattaforma Tea ad esclusione della parte utilizzata per la generazione di energia elettrica di piattaforma. Una nuova condotta sottomarina provvederà a trasportare il fluido di giacimento alla piattaforma esistente Tea da dove sarà inviato alla centrale di trattamento di Ravenna Mare tramite l'immissione nella rete di condotte sottomarine esistenti.

Nel seguito viene riportata una breve descrizione delle principali unità di processo e di servizio.

1.6.3.1 Unità di Processo

1.6.3.1.1 *Teste Pozzo - Area Pozzi*

La piattaforma è predisposta per due pozzi, entrambi in doppio completamento. La piattaforma sarà dotata della strumentazione e del sistema di valvole richiesti per gestire i pozzi in sicurezza. L'apertura e la chiusura dei pozzi ed i principali parametri erogativi saranno gestiti dalla centrale di trattamento di Ravenna Mare tramite un sistema di telecontrollo e telemisure.

1.6.3.1.2 *Trattamento Gas*

Sono previsti quattro separatori (uno per ogni stringa) in modo da ottimizzare la produzione e facilitarne la gestione. L'acqua di strato prodotta viene inviata al sistema di trattamento a bordo della piattaforma o, in alternativa, alla piattaforma di ricevimento mediante una tubazione dedicata.

Ciascuna stringa sarà collegata direttamente tramite *flowline* ad un separatore di produzione, operato alla relativa pressione dinamica di testa pozzo che assicurerà la separazione del gas grezzo dall'acqua di strato. Il gas separato sarà quindi inviato al collettore gas prodotto esercito alla minima pressione dinamica tra tutte le stringhe. La variazione tra la pressione di esercizio di ciascun separatore e la pressione di esercizio del collettore gas prodotto sarà effettuato tramite una valvola duse installata sulla linea del gas separato a valle di ciascun separatore. A causa delle condizioni operative di temperatura e pressione di ciascuna stringa, la variazione di pressione tra monte e valle della valvola duse potrà condurre alla formazione di idrati nella corrente di gas. Per evitare questo fenomeno, a monte della valvola duse, sarà previsto l'innesto di una linea di iniezione di glicole dietilenico, che, dosato nelle giuste quantità, ridurrà la temperatura di formazione idrati al di sotto di un valore prestabilito.

 Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 52
---	--	---------

1.6.3.1.3 *Trasporto del Gas*

Una volta trattato nei separatori il gas verrà portato alla pressione necessaria per il trasferimento, inviato ad un *manifold* di produzione, misurato tramite un misuratore fiscale ed infine inviato alla piattaforma di ricevimento mediante un nuovo *sealine* dedicato (ϕ 10") e, da questa, inviato a terra tramite condotte esistenti per il trattamento finale e la vendita. Sulla piattaforma è inoltre prevista l'installazione di una trappola di lancio per eventuale piggaggio (pulizia) della nuova linea.

1.6.3.2 Unità di Servizio

1.6.3.2.1 *Sistema Glicole*

Al fine di prevenire la formazione di idrati, su tutte le fasi miste in uscita dai separatori è prevista l'iniezione di glicole dietilenico (DEG). Il sistema è costituito da un serbatoio di stoccaggio del glicole in controllo di livello sul serbatoio di stoccaggio stesso. Il glicole potrà essere rifornito in piattaforma mediante una tubazione di diametro nominale pari a 3" proveniente dalla piattaforma Tea oppure mediante bettolina. L'iniezione di glicole avviene per mezzo di pompe dosatrici elettriche.

E' prevista una pompa per ogni punto d'iniezione, con una pompa comune di riserva. Ogni pompa ha la possibilità di regolazione della portata di iniezione.

1.6.3.2.2 *Sistema Fuel Gas*

L'unità è predisposta per trattare il gas prodotto in modo che possa essere utilizzato come *fuel gas* dai generatori elettrici o come gas di purga e/o di polmonamento dagli altri utilizzatori. Il gas da trattare, spillato dal collettore di produzione, prima di essere laminato viene fatto gorgogliare in un gorgogliatore glicole e quindi scaldato in un riscaldatore elettrico per evitare la formazione di idrati. Successivamente, il gas viene quindi laminato fino alla pressione di utilizzo, filtrato per trattenere impurità ed eventuali condensati e quindi inviato alle utenze.

1.6.3.2.3 *Sistema Aria Strumenti*

L'unità, costituita da due compressori a vite, un *package* di essiccazione che comprende pre-filtri, essiccatori e post filtri e un accumulatore per l'aria anidra, deve garantire aria strumenti o aria servizi a tutti gli utilizzatori di piattaforma.

1.6.3.2.4 *Sistema Elettrico Principale*

Il sistema di generazione elettrica principale è costituito da due generatori elettrici alimentati, previo trattamento nell'unità 0420, con il gas estratto, normalmente operanti in configurazione uno in servizio ed uno in *back up*. I gruppi motore-generatore sono opportunamente dimensionati per soddisfare il fabbisogno di energia elettrica della piattaforma nelle diverse condizioni di normale funzionamento (escluse le emergenza, l'avviamento iniziale, il riavvio dopo una fermata di emergenza, etc.) dell'impianto.

1.6.3.2.5 *Sistema Elettrico di Emergenza*

I carichi preferenziali, per i quali non sono accettabili tempi di interruzione medio-lunghi, devono essere alimentati con una fonte di riserva fornita da un gruppo elettrogeno di emergenza (generatore azionato da motore diesel). In mancanza della fonte di alimentazione elettrica principale, il gruppo elettrogeno è predisposto per l'avviamento automatico tramite un dispositivo di commutazione automatica, installato sul quadro di distribuzione di emergenza, che garantisce l'alimentazione delle utenze preferenziali. Le apparecchiature elettriche del sistema elettrico di emergenza sono separate da quelle del sistema elettrico principale.

1.6.3.2.6 *Sistema Elettrico di Sicurezza*

I carichi privilegiati, per i quali la continuità dell'alimentazione è indispensabile, devono essere alimentati con una fonte di energia di sicurezza fornita da gruppi statici di continuità denominati UPS (*Uninterruptible Power Supply*). Gli UPS, forniscono la continuità dell'alimentazione e commutano in modo automatico l'alimentazione di rete perturbata con l'alimentazione autonoma senza che i carichi privilegiati risentano di tale commutazione. L'alimentazione di utilizzatori o sistemi elettrici di sicurezza, oltre ad essere alimentati da gruppi di continuità di autonomia appropriata devono anche essere coordinati con il gruppo elettrogeno.

1.6.3.2.7 *Sistema di Drenaggio*

Il sistema dei drenaggi è stato concepito al fine di consentire il dreno di una qualunque apparecchiatura di processo o di servizio in vista di possibili operazioni di manutenzione della stessa.

Si è ritenuto sufficiente dotare la piattaforma di una rete di raccolta di tutti i punti di drenaggio delle apparecchiature installate con un punto finale di prelievo a manichetta, posto sull'imbarcadero, per consentire il trasferimento dei liquidi direttamente al natante attraccato.

1.6.3.2.8 *Sistema Trattamento Acque di Strato*

Le acque di strato, separate nei separatori di testa pozzo, potranno essere inviate alla piattaforma di ricevimento mediante una tubazione dedicata o, in alternativa, all'unità di trattamento. L'unità è costituita da un serbatoio di degasaggio in cui vengono separati tutti i gas disciolti nell'acqua e da un separatore a coalescenza in cui le due fasi liquide (acqua e idrocarburi) vengono separate per gravità. Gli eventuali idrocarburi presenti vengono inviati al sistema di trasporto e spediti a terra attraverso la condotta di trasporto del gas. L'acqua subisce un trattamento di filtrazione meccanica prima e a carboni attivi poi per essere infine inviata al collettore drenaggi chiusi. Il sistema assicura per l'acqua scaricata al sistema drenaggi chiusi un contenuto di particelle di idrocarburi inferiore ai 40 ppm imposti dalla normativa vigente.

1.6.3.2.9 *Vent Atmosferici*

E' prevista l'installazione di un Vent Atmosferico che ha la funzione di raccogliere e convogliare all'atmosfera in luogo sicuro tutti gli scarichi di gas, continui e d'emergenza, provenienti dalle apparecchiature di processo e servizi. Il sistema di sfiato è costituito da un braccio di spurgo al quale vengono convogliati gli scarichi di emergenza, scarichi PSV ecc..

1.6.3.2.10 *Attrezzature di salvataggio, estinzione incendio e pronto soccorso*

Per la sicurezza in caso di abbandono piattaforma saranno previsti in dotazione N° 3 salvagenti anulari con sagola lunga 40 m, posti a quota *Cellar Deck*. La piattaforma sarà inoltre dotata di N° 2 estintori portatili da 12 kg a polvere chimica specifica per classi di fuoco B-C.

Per ragioni di sicurezza, il natante utilizzato per l'accesso alla piattaforma dovrà rimanere sempre attraccato durante i periodi di presidio.

1.6.3.2.11 *Mezzi di Sollevamento*

Sul *main deck* è posto un paranco elettrico della potenzialità di sollevamento di 2000 kg.

Il paranco, utilizzabile solo in caso di presidio piattaforma, è alimentato dal natante attraverso cavo elettrico e opportuno attacco in zona imbarcadere in posto protetto.

1.6.3.2.12 *Sistemi antincendio*

Le varie aree della piattaforma sono munite di sistemi di rivelazione incendio al fine di permettere il blocco di emergenza della piattaforma.

Sono previsti i seguenti sistemi:

rivelazione alta temperatura mediante rete tappi fusibili nelle aree di processo (teste pozzo, separatori, trappola di lancio *pigs* e unità di trattamento gas servizi/strumenti).

1.6.3.2.13 *Sistema di Controllo*

La piattaforma Guendalina è concepita in modo da poter essere telecontrollata e gestita totalmente dal centro di raccolta, senza necessità di personale a bordo.

I sistemi locali di controllo, comunque, permettono autonomia totale di funzionamento in completa sicurezza.

In condizione di presidio la piattaforma può essere comandata manualmente.

Il fluido di comando della strumentazione di processo e degli attuatori delle valvole sarà aria strumenti.

Le valvole di fondo pozzo sono attuate da un'apposita centralina idraulica. La potenza per mantenere la pressione dell'olio è fornita da un motore a gas che impiega gas servizi.

Il sistema di telemisure impiega energia elettrica a c.c. a 24 V prelevata dagli accumulatori.

Le regolazioni del processo riguardano principalmente il controllo della portata di gas di ogni stringa di produzione, effettuato per mezzo di una valvola duse per ciascuna *flowline*, ed il controllo del livello di liquido nei separatori.

Il sistema di telecontrollo gestisce le unità di servizio essenziali consentendo di bloccare la piattaforma in caso di malfunzionamento. I dati relativi alle unità di servizio essenziali (allarmi, comandi, segnalazioni di stato, misure analogiche) sono inviate via telemetria.

Le unità di servizio non essenziali sono controllate solo localmente in quanto un loro eventuale malfunzionamento non provocherebbe disturbi al processo o alla sicurezza. Sono comunque previsti alcuni segnali / allarmi per monitorare il corretto funzionamento delle unità.

Tutte le valvole ed i sensori inclusi nel sistema di sicurezza e interblocco sono indipendenti o in aggiunta a quelli di controllo.

Le sequenze di blocco di emergenza e di produzione avvengono localmente con logiche pneumatiche realizzate all'interno del quadro blocchi. Le suddette logiche provvedono anche ad azionare (aria strumenti) le valvole di apertura / chiusura pozzi, ad eccezione delle valvole di fondo pozzo che sono azionate idraulicamente da apposita unità, interconnessa con quadro blocchi pneumatici da cui riceve appositi comandi.

I blocchi di emergenza si attivano automaticamente in caso di incendio. Il sistema di rilevamento incendio è costituito da una rete di tappi che controlla la zona pozzi e processo e provoca il blocco della produzione (PSD) e il blocco di emergenza (ESD).

Il blocco di emergenza ESD genera inoltre un allarme al sistema di trasmissione dati al centro operativo.

Il blocco della produzione (PSD) è attivato, oltre che dai blocchi di emergenza, anche dai sensori di bassissima pressione posti sul collettore di produzione e causa la chiusura delle valvole di testa pozzo (*WING* e *MASTER*), delle valvole sui collettori di esportazione, delle valvole di blocco scarico liquidi sui separatori ed il blocco delle pompe di iniezione glicole.

Inoltre, utilizzando un "*Differential gap*", è attuato il blocco dell'intera produzione mediante la chiusura delle sole valvole *WING* dei singoli pozzi, in caso di alta pressione sul collettore di produzione.

I blocchi di produzione e di emergenza possono essere attivati via telemetria e localmente dal quadro sicurezze.

Oltre a quanto sopra, le singole apparecchiature sono protette da sensori di processo dedicati che attivano il blocco dell'apparecchiatura stessa.

In genere, dopo ogni blocco, ed a guasto riparato, è necessario effettuare un reset per ripristinare la normale funzionalità dell'apparecchiatura. Le logiche di blocco sono del tipo *fail safe*.

Per il controllo della piattaforma, sia che venga eseguito localmente, sia a distanza, sono previste le seguenti apparecchiature principali:

- quadro blocchi pneumatici: contiene le logiche ed i comandi per l'attivazione di ESD (blocco di emergenza), PSD (blocco di processo) e dei blocchi individuali di processo; provvede inoltre ai comandi locali tramite tastiere poste a fronte quadro e da telemetrie per mezzo di elettrovalvole normalmente diseccitate per limitare i consumi elettrici. Sul Quadro Blocchi Pneumatici sono installati, oltre alle tastiere dei comandi locali, le spie pneumatiche di segnalazione apertura / chiusura pozzi e blocchi, i manometri per il controllo delle pressioni di alimentazioni di potenza, pressione comandi, pressione rete tappi fusibili.
- Quadro logiche blocchi pneumatici: contiene le logiche ed i comandi per l'attivazione di ESD (blocco di emergenza), PSD (blocco di processo) e dei blocchi individuali di processo; provvede inoltre ai comandi locali tramite tastiere poste a fronte quadro e da telemetrie per mezzo di elettrovalvole normalmente diseccitate per limitare i consumi elettrici. Sul fronte Quadro Blocchi Pneumatici sono installati, oltre alle tastiere dei comandi locali, le spie pneumatiche di segnalazione apertura / chiusura pozzi e blocchi, i manometri per il controllo delle pressioni di alimentazioni di potenza, pressione comandi, pressione rete tappi fusibili.
- Sistema comandi valvole di fondo e generazione energia idraulica: la generazione idraulica è effettuata da pompe pneumoidrauliche alimentate ad aria. Per facilitare l'avviamento, tuttavia, in parallelo alle pompe pneumoidrauliche, è installata una pompa ad azionamento manuale. Il collettore idraulico è provvisto di accumulatori di pressione idraulica per permetterne il funzionamento, per un tempo limitato, nel caso vi fosse assenza di gas di alimentazione alle pompe pneumoidrauliche. E' previsto un serbatoio di accumulo olio per permettere adeguata autonomia.
- Unità di controllo a distanza (RTU): la funzione principale di questa unità è di acquisire i dati relativi a processo, servizi ausiliari e sicurezza e di trasmetterli per mezzo del sistema telemetrie al centro di raccolta. L'unità consente inoltre di lanciare comandi di blocco delle singole flowlines, di blocco di produzione (PSD) e di blocco di emergenza (ESD). Tutti i segnali di comando, segnalazione e allarmi generati o acquisiti dall'unità di controllo a distanza, saranno in forma di contatti normalmente aperti (in chiusura per intervento) allo scopo di limitare al massimo i consumi di energia elettrica. Il mancato o il cattivo funzionamento di questo sistema non è causa di blocco ESD o PSD. A tale sistema viene comunque richiesta un'alta affidabilità e disponibilità in quanto il suo mancato o cattivo funzionamento porterebbe la piattaforma in condizione di gestione precaria, senza supervisione dal centro di raccolta.
- Strumentazione locale: la strumentazione di processo è di tipo pneumatico e/o elettrico in esecuzione antideflagrante. E' di tipo pneumatico la strumentazione

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 57
--	--	--	---------

connessa al sistema ESD, con attivazione pneumatica dell'organo finale, ad eccezione delle valvole di fondo pozzo che sono idrauliche.

- Telecomunicazioni: una stazione periferica del sistema ponte radio è prevista per trasmettere al centro di controllo i segnali dati dal quadro telemisure RTU. La configurazione è sempre ridondante con un'unità in esercizio mentre l'altra unità è in *hot stand-by*. Un sistema di fonia è previsto attraverso il sistema di trasmissione dati.

1.6.4 Fase di Produzione - Stima degli Scarichi Idrici, della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera, della Produzione di Rumore e Vibrazioni

Nel seguito vengono individuati i principali scarichi durante la fase di coltivazione della piattaforma Guendalina

1.6.4.1 Emissioni in Atmosfera

Le emissioni in atmosfera, per le quali verrà richiesta specifica autorizzazione, sono riportate nel seguito:

- Gas naturale derivante dalla depressurizzazione manuale delle apparecchiature e dei pozzi durante le operazioni di manutenzione e/o emergenza. Queste operazioni sono da considerarsi di tipo eccezionale, non programmabile e comunque rare, considerando l'estrema semplicità degli impianti a bordo della piattaforma;
- Gas combustivi provenienti dallo spurgo dei pozzi durante le operazioni di messa in produzione,
- Aria contenente vapori di olio di lubrificazione dallo sfiato del serbatoio di olio di lubrificazione dei generatori a seguito delle escursioni termiche. Tale emissione è discontinua. Il periodo di emissione è di 12 ore/giorno e la portata può essere considerata trascurabile;
- Gas naturale con vapori di glicole dietilenico dal serbatoio di stoccaggio DEG, durante il riempimento mediante sealine, ad una portata di 10 Sm³/h. L'emissione è discontinua per un periodo di 1 ora al giorno ogni 7 giorni circa.
 - Portata DEG: $9,0 \times 10^{-5}$ kg/h
 - Tipo di Inquinante: glicole DEG
 - Concentrazione: 9,5 mg/Nm³
- Gas combustivi provenienti dallo scarico dei generatori. L'emissione è continua e proveniente da una macchina in funzionamento per 365 giorni l'anno.
 - Portata di Emissione: max. 1116 kg/h (fumi)
 - Tipo di Inquinante: CO_x, NO_x
 - Concentrazione: CO < 100 mg/Nm³ a 15% O₂,
 NO_x < 150 mg/Nm³ a 15% O₂,
 H₂S assente

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 58
--	--	--	---------

- Punto di Emissione: top del *Cellar Deck*

Le emissioni riportate non si riferiscono al normal funzionamento dei generatori, bensì a particolari condizioni di marcia (es: avviamento) o a casi in cui la regolazione delle macchine non risulti ottimale. Di conseguenza tali emissioni sono state utilizzate nelle simulazioni (Capitolo 4 del SIA) in quanto rappresentative di una situazione peggiorativa e quindi cautelative.

- Gas proveniente dal braccio di spurgo a seguito del degasaggio dell'acqua di produzione scaricata discontinuamente dai 4 separatori:
 - Portata di Emissione: max. 83,7 Sm³/h
 - Tipo di Inquinante: CH₄
 - Concentrazione: 99,4 % molare

1.6.4.2 Emissioni Liquide

Per quanto riguarda le emissioni liquide si segnalano:

- Acqua di produzione, che può essere inviata tramite condotta da 3" dedicata, alla piattaforma esistente Tea, oppure raccolta e inviata ad un sistema di trattamento, e scaricata in mare tramite il *sea-sump* (a seguito di specifica autorizzazione).
In caso di scarico a mare:
 - Portata di Emissione: max. 0,675 Sm³/h
 - Tipo di Inquinante: idrocarburi liquidi
 - Concentrazione: < 40ppm oleose nell'acqua trattata
- Drenaggi oleosi o potenzialmente oleosi: questi scarichi, limitati alle operazioni di manutenzione delle apparecchiature, vengono raccolti separatamente tramite due reti dedicate e inviati ad un recipiente chiuso, per essere periodicamente spediti a terra tramite bettolina per opportuno trattamento.
- Drenaggi non inquinati (principalmente le acque meteoriche): vengono raccolti e convogliati al *sea-sump* per essere poi trasportati a terra mediante bettolina.

1.6.4.3 Emissioni Sonore

Le emissioni sonore prodotte durante l'attività di produzione non prevedono superi dei limiti stabiliti dalle normative nazionali ed internazionali per la salute dei lavoratori.

Inoltre, non si prevede che le emissioni sonore e le vibrazioni trasmesse all'ambiente circostante possano causare disturbo alla vita marina, abituata al livello di rumore generato dal traffico marittimo.

Il tipo di rumore emesso dalle apparecchiature poste a bordo della piattaforma Guendalina risulta nell'intervallo 3000-8000 Hz.

1.7 DESCRIZIONE DEI SISTEMI DI TRASPORTO

1.7.1 Condotte Sottomarine

E' previsto il collegamento della piattaforma Guendalina per mezzo di un fascio tubiero di tre condotte sottomarine alla piattaforma esistente Tea distante circa 12 Km.

Le condotte hanno le seguenti caratteristiche:

Gas	diametro 10"
Acqua di produzione	diametro 3"
Glicole	diametro 3"

La condotta sottomarina è costituita da un fascio di tre tubazioni, una da 10" e due da 3", posate in contemporanea per mezzo di una *lay-barge* e collegate fra loro da fascette tipo *band-it* fissate ad intervalli regolari di 2 metri.

Tutte le tubazioni sono rivestite sulla superficie esterna con polietilene o poliuretano catrame spesso 2,7 mm, per limitare il pericolo della corrosione.

Sempre per ridurre il rischio della corrosione esterna le tubazioni saranno protette mediante anodi sacrificali di una lega di alluminio-zinco-indio a bracciale, posti ad intervalli regolari di circa 50 m per le linee da 3" e 80 m per la linea di produzione del gas.

Inoltre, la linea di produzione del gas sarà rivestita mediante calcestruzzo avente lo spessore di circa 40 mm con lo scopo di appesantire la linea per conferirle stabilità sul fondo del mare nei confronti dei carichi idrodinamici di corrente e onde.

Le risalite sulla piattaforma di ricevimento e su Guendalina sono realizzate impiegando le stesse tubazioni della condotta sottomarina, rivestite tutte con resina epossidica spessa 20 mm, molto resistente contro gli urti ed inattaccabile dagli agenti atmosferici e marini.

Le risalite sono fissate alle gambe delle piattaforme per mezzo di clampe metalliche bullonate.

Sulla base delle esperienze maturate da Eni E&P in Adriatico, si preferisce non interrare le condotte al fine di minimizzare la quantità di sedimenti portati in sospensione da una eventuale operazione di interro e la possibilità di risospensione di eventuali inquinanti quiescenti.

Il dimensionamento dello spessore delle linee verrà verificato durante la progettazione della condotta e verrà ottimizzato in funzione dei risultati dell'analisi di espansione e di variabilità della linea.

1.7.2 Messa in Opera delle Condotte Sottomarine

Le condotte di cui sopra saranno realizzate a terra in spezzoni di tubo lunghi circa 12 m, caricate su un apposito mezzo navale e trasportate al sito di installazione a mezzo rimorchio. Il metodo di posa previsto è quello tradizionale con l'impiego di una nave di posa che sarà guidata lungo la rotta prevista usando tipicamente 8 punti di ormeggio che verranno rilocati quando necessario mediante l'ausilio di uno o più rimorchiatori (Fig. 2.5.2).

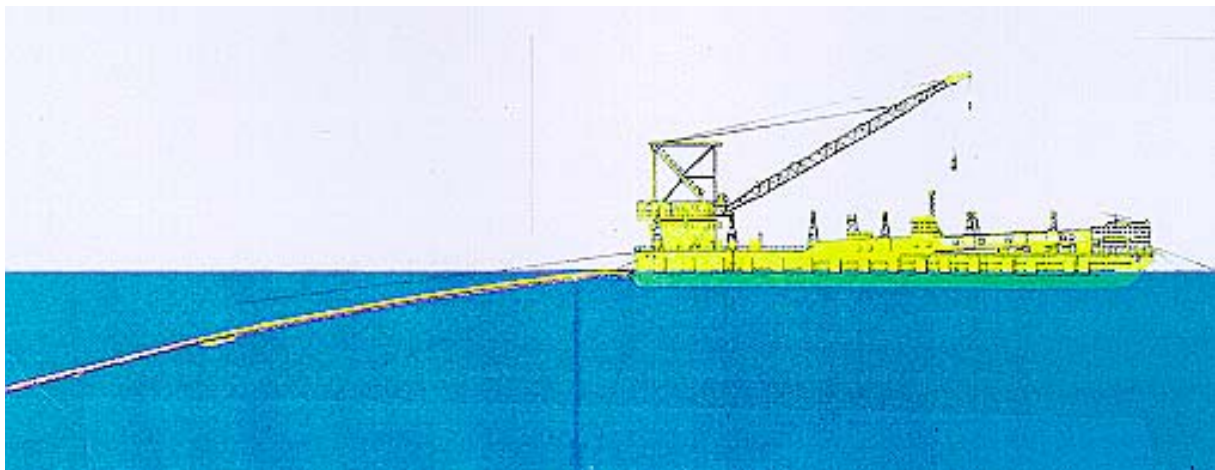
Le barre vengono saldate in successione sulla linea di varo e progressivamente depositate sul fondo del mare. Le tubazioni da 3" vengono varate fissate a quella principale da 10" per mezzo di apposite fascette. Le saldature vengono protette contro la corrosione rivestendo la zona di tubo interessata con resine di adeguati spessori e densità.

Una volta ultimata la fase di varo della linea saranno eseguite le connessioni tra la linea varata e le risalite sulle piattaforme (nuove ed esistenti), procedendo alla giunzione flangiata delle parti mediante l'ausilio di sommozzatori.

Le condotte non saranno interrate.

Non sono inoltre previsti interventi per il passaggio sopra condotte esistenti, in quanto il nuovo campo di sviluppo è situato in una zona priva di installazioni *off-shore*.

Al termine delle operazioni di installazione verrà istituita, con apposita Ordinanza della Capitaneria di Porto competente, un'area di rispetto attorno alla piattaforma, per un raggio di 500 metri, all'interno della quale sarà interdetta la navigazione e l'ancoraggio.



1.7.3 Mezzi Impiegati nelle Operazioni di Posa e Messa in Opera delle Condotte

Durante le diverse fasi di posa delle condotte, lungo la rotta selezionata verranno impiegati diversi mezzi navali e/o mezzi subacquei e, in particolare:

 Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 61
---	--	---------

- una nave di assistenza al *ROV*, il mezzo che provvede all'esecuzione delle indagini sottomarine prima, durante e dopo la posa;
- il mezzo posa-tubi (*lay-barge*), sul quale sarà assemblata la condotta;
- i mezzi navali di assistenza al *lay-barge* (*spread* di posa), ovvero i rimorchiatori salpa-ancore, le navi per il trasporto dei tubi e del materiale di supporto (*pipe carriers*) ed i mezzi per la movimentazione del personale;

Il mezzo selezionato per la posa verrà confermato una volta definita l'ingegneria di installazione delle *sealine*. Ai fini del presente documento, si è fatto riferimento alle caratteristiche di uno *spread* di posa tipico, impiegato per la posa di *sealine* simili a quella in oggetto.

1.7.4 Tempi di Realizzazione

La posa e il collaudo delle condotte tra Guendalina e Tea avrà una durata stimata di circa 50 giorni.

La vita prevista delle condotte sottomarine è pari a 25 anni.

1.8 DECOMMISSIONING

In questo capitolo vengono descritte le varie fasi delle attività da eseguire alla fine della vita produttiva dell'*asset* con riferimento rispettivamente ai pozzi di produzione e alle strutture e condotte.

1.8.1 Operazione di Chiusura Mineraria dei pozzi

Nel caso di esito negativo di un pozzo esplorativo (pozzo sterile o non economicamente produttivo) oppure, come nel caso del campo Guendalina, alla fine della vita produttiva del giacimento, si procederà alla completa chiusura di tutti i pozzi della piattaforma.

Questa operazione viene realizzata tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento dei livelli produttivi, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del pozzo. Scopo di quest'attività è evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato e garantire l'isolamento dei diversi strati, ripristinando le chiusure formazionali. La chiusura mineraria (Figura 1.21) è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza ed include la realizzazione l'uso combinato di:

- Tappi di Cemento: isolano le pressioni al di sotto di essi, annullando l'effetto del carico idrostatico dei fluidi sovrastanti. Una volta calata la batteria di aste fino alla prevista quota inferiore del tappo si procede con l'esecuzione dei tappi di cemento pompando e spiazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione, una malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. Ultimato lo spiazzamento si estrae dal pozzo la batteria di aste.

- Squeeze di Cemento: operazione di iniezione di fluido in pressione verso una zona specifica del pozzo. Nelle chiusure minerarie gli *squeeze* di malta cementizia vengono eseguiti per mezzo di opportuni "*cement retainer*" con lo scopo di chiudere gli strati precedentemente aperti tramite perforazioni del *casing*.
- Bridge-Plug - Cement Retainer: i *bridge plug* (tappi ponte) sono dei tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del *bridge plug* sono: i cunei, per ancorare l'attrezzo contro la parete della colonna e la gomma (*packer*) che espandendosi contro la colonna isola la zona sottostante da quella superiore. Alcuni tipi di *bridge plug* detti "*cement retainer*" sono provvisti di un foro di comunicazione fra la parte superiore e quella inferiore con valvola di non ritorno, in modo da permettere di pompare la malta cementizia al di sotto di essi.
- 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 dalla profondità raggiunta, dal tipo e profondità delle colonne di rivestimento, dai risultati minerari e geologici del sondaggio.

Nel caso in cui per ragioni tecniche non sia 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.

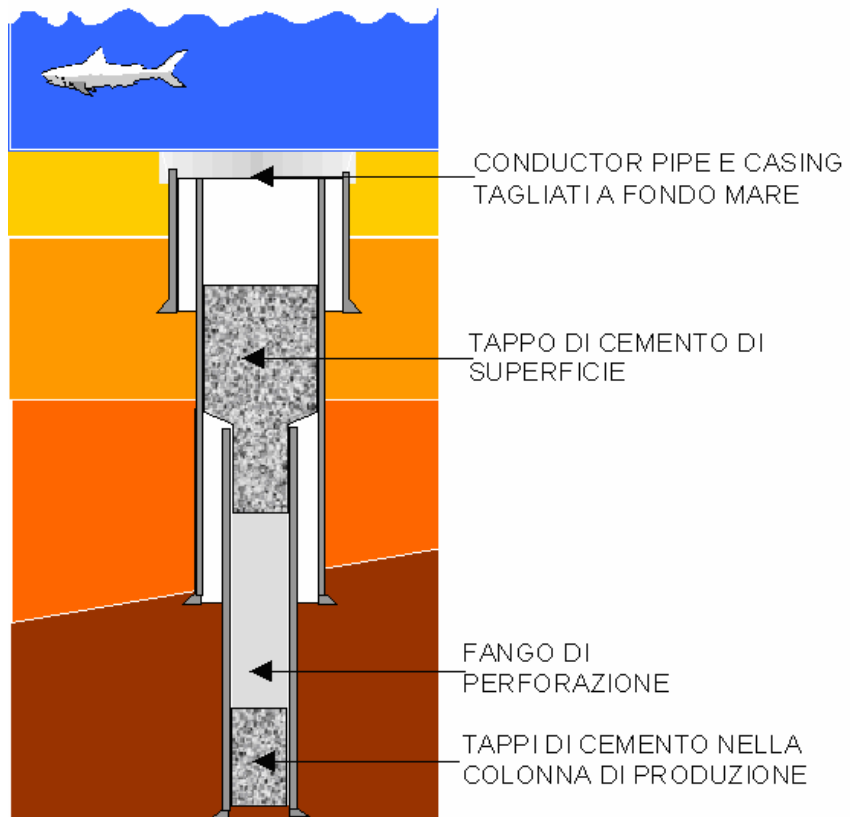


Figura 1.21 - Esempio di Profilo di Chiusura Mineraria

1.8.2 Decommissioning delle strutture di produzione e delle condotte

Il presente paragrafo descrive le modalità operative per rimuovere la piattaforma al termine della vita produttiva.

Le tecniche descritte si riferiscono alle tecnologie ad oggi disponibili anche se non è escluso che al momento effettivo della rimozione della piattaforma Guendalina lo stato dell'arte e le tecnologie, soprattutto per quanto riguarda alcune attrezzature speciali subacquee, potranno essere ulteriormente evoluti. I principi fondamentali ed i criteri generali indicati nel seguito resteranno comunque invariati.

È opportuno precisare che, sebbene si descriva espressamente il *decommissioning* della piattaforma in oggetto, la rimozione di una piattaforma si inserisce solitamente nel contesto più ampio di una "campagna di rimozione" di più piattaforme che abbiano terminato la loro vita produttiva. Ciò è dovuto essenzialmente al fatto che l'impegno dei mezzi navali e tutta la catena delle operazioni di smantellamento, trasporto, rottamazione e smaltimento dei materiali, comporta un notevole sforzo economico e gestionale che può trovare un beneficio se affrontato per un numero maggiore di piattaforme.

Le operazioni riguardanti il *decommissioning* della piattaforma Guendalina saranno successive alla chiusura mineraria dei pozzi.

Gli elementi strutturali di connessione della piattaforma Guendalina al terreno sono i tre pali di fondazione ed i due tubi guida dei pozzi. Tutti sono elementi tubolari in acciaio infissi per diverse decine di metri.

Dal punto di vista del risultato finale si precisa che per "completa rimozione della piattaforma" si intende il taglio e l'asportazione totale di tutte le strutture esistenti fuori e dentro l'acqua, fino alla profondità di un metro sotto il fondale.

La parte rimanente dei pali e dei tubi guida infissa nel fondale resterà in loco e potrà comunque essere rilevata con speciali strumenti magnetici od ultrasonici.

1.8.3 Attività Preliminari

Prima di procedere alle operazioni vere e proprie di rimozione della piattaforma vengono svolte a bordo di questa una serie di attività preliminari atte ad evitare qualsiasi pericolo di inquinamento del mare nelle fasi successive.

Il primo accorgimento è quello di asportare con mezzi navali idonei al trasporto i liquidi eventualmente ancora stoccati a bordo, prodotti di processo oppure necessari al processo stesso, che potenzialmente potrebbero essere inquinanti (glicole, olio, prodotti della separazione, drenaggi di piattaforma). Questi verranno smaltiti a terra secondo le normali procedure.

Una volta eliminati i liquidi resteranno a potenziale rischio di inquinamento i relativi serbatoi e le tubazioni. Si procede quindi ad isolare le diverse unità di impianto mediante sigillatura delle estremità delle tubazioni. Le tecniche sono di diverso tipo e vanno dalla ciecatura delle linee per mezzo di tappi meccanici alla iniezione di schiume che solidificandosi creano un tappo all'interno delle tubazioni stesse.

Terminate queste attività preliminari si procederà con le operazioni vere e proprie di taglio e rimozione della piattaforma.

1.8.4 Attività di Rimozione

1.8.4.1 Taglio e Rimozione della Piattaforma

I mezzi navali che si impiegano per le operazioni sono solitamente dello stesso genere di quelli usati per le operazioni di installazione, ossia pontoni dotati di gru di notevole capacità (fino a 1000 tonnellate). Possono tuttavia essere impiegati anche mezzi di capacità inferiore procedendo per fasi successive sezionando la piattaforma in un numero maggiore di pezzi.

La rimozione del deck in un unico pezzo consente di ridurre il tempo delle operazioni in mare, nonostante possa comportare disagi nella fase di scarico del pezzo sulla banchina a terra dove si richiede una gru di notevoli dimensioni.

Al contrario, l'impiego a mare di pontoni di capacità e potenza inferiore comporta un numero maggiore di sezionamenti della piattaforma ma consente un trasporto per mare più agevole ed un minor lavoro per le operazioni di rottamazione a terra.

Dal punto di vista macroscopico le operazioni di rimozione della piattaforma si dividono in due fasi principali:

- rimozione del *Deck* (Figura 1.22);
- rimozione del *Jacket* (Figura 1.23).



Figura 1.22 - Sollevamento di un Deck



Figura 1.23- Sollevamento Completo di un Jacket

 Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 66
---	--	---------

1.8.4.2 Rimozione della Sovra-Struttura (Deck)

Nel caso di impiego di un pontone della stessa taglia di quelli solitamente impiegati per l'installazione a mare della piattaforma caratterizzati da una capacità di sollevamento superiore alle 500 t ma da elevatissimi costi giornalieri, è preferibile disconnettere il *deck* dalla struttura a livello della base delle colonne e procedere al sollevamento completo della struttura con un'operazione simile a quella eseguita per il montaggio a mare. In tal caso la struttura è in grado di essere sollevata senza la necessità di rinforzi strutturali.

I tagli vengono di solito eseguiti con cannello ossiacetilenico dopo aver comunque applicato delle clampe di rinforzo provvisorie per ripristinare la continuità delle colonne fino al momento finale del sollevamento del *deck* e per mettere in sicurezza le strutture da tagliare. Una volta sollevato il *deck* viene depositato su di una bettolina trainata da un rimorchiatore, adeguatamente rizzato per metterlo in sicurezza e quindi trasportato a terra.

Diversamente, nel caso di impiego di un pontone con più limitate capacità di sollevamento è da prevedersi una durata più lunga dei lavori a mare a causa del maggior numero di sezionamenti richiesti. Le parti sezionate di volta in volta vengono agganciate e sollevate dalla gru per essere depositate sulla coperta della bettolina. In tal caso le singole parti di struttura dovranno essere verificate a sollevamento ed opportunamente rinforzate.

1.8.4.3 Rimozione della Sotto-Struttura (Jacket)

Come anticipato, la rimozione del *jacket* viene eseguita fino ad ottenere la completa pulizia del fondale marino fino alla profondità di un metro nel terreno.

Il criterio generale in termini di numero di sollevamenti richiesti in relazione alla taglia del pontone e la sequenza delle operazioni sono simili a quelli descritti per il *deck*, ovvero esecuzione di tagli preliminari con messa in sicurezza mediante clampe bullonate e successivo sollevamento delle strutture con una gru. Le modalità operative sono invece notevolmente differenti sia per l'ambiente in cui si deve operare sia per le attrezzature impiegate.

Per quanto riguarda l'attrezzatura impiegata per eseguire i tagli, benché le tecnologie attuali offrano svariate possibilità (taglio del palo dal suo stesso interno mediante fresatrice calata dalla sommità (Figura 1.24), taglio con idrogetto ad altissima pressione ecc.), la tecnica attualmente più impiegata è quella del taglio con cavo diamantato (Figura 1.25). La macchina è composta da due parti collegate fra di loro, una delle quali può muoversi ruotando sull'altra. Il corpo inferiore della macchina viene fissato sul tubo da tagliare (esempio palo oppure tubo guida) mentre la parte superiore è costituita da una serie di pulegge che sostengono un cavo flessibile diamantato che lavora come una cinghia di trasmissione. La potenza per mettere in rotazione le pulegge e di conseguenza il cavo diamantato è di tipo idraulico ed è fornita da un motore posto sul mezzo navale di appoggio. Un ombelicale collega la macchina da taglio al suddetto e trasporta il fluido in pressione evitando ogni

potenziale spargimento del fluido in mare. Il tubo viene quindi tagliato dal progressivo movimento del cavo diamantato.

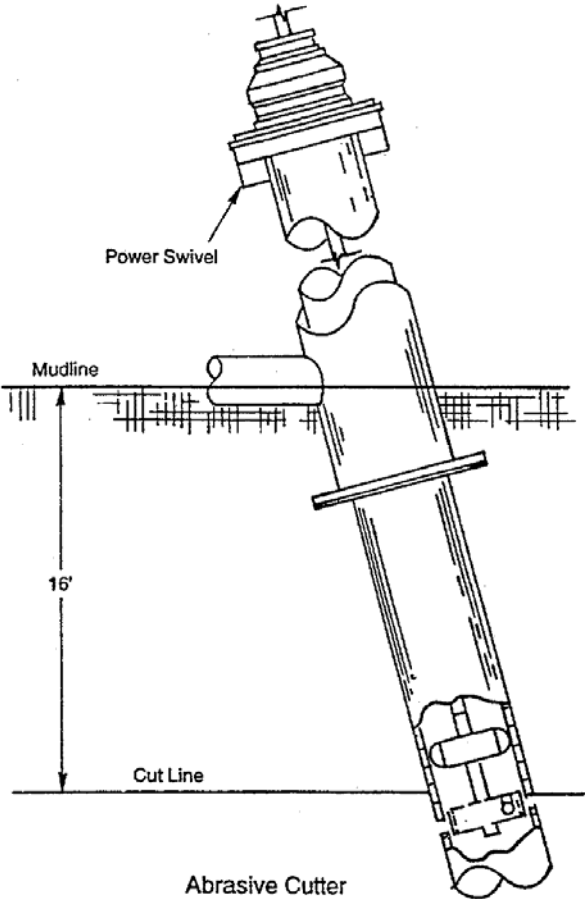


Figura 1.24 - Fresatrice per Taglio dall'interno

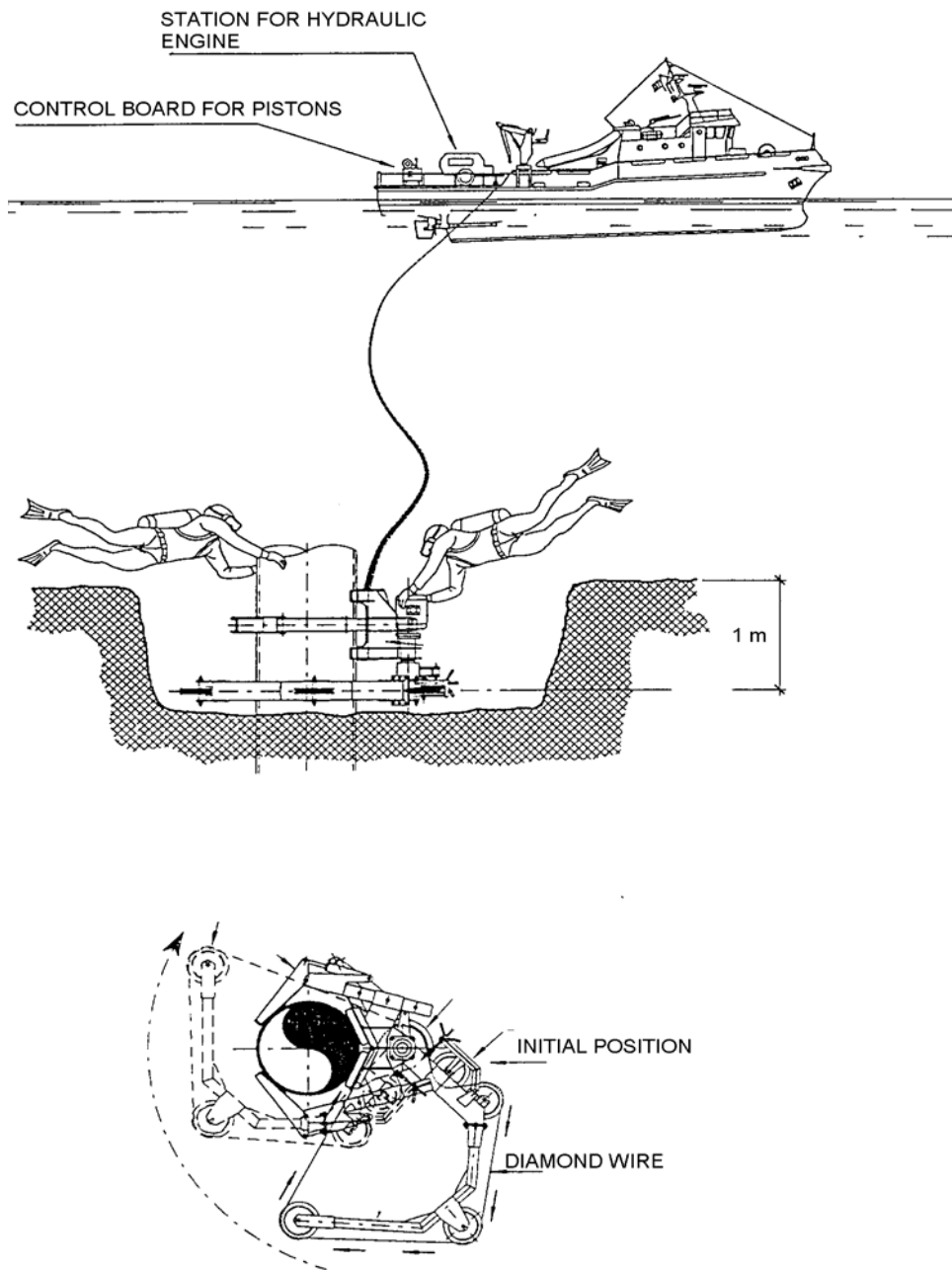


Figura 1.25 - Taglio con Macchina a Cavo Diamantato

Per ogni tubo la durata dell'operazione è di qualche ora, in relazione alle caratteristiche meccaniche dell'acciaio da tagliare.

Come già accennato e come illustrato nella Figura 1.25, al fine di ottenere il taglio alla quota di un metro sotto il fondo mare, viene preventivamente scavata una piccola fossa attorno all'elemento da tagliare, all'interno della quale viene posta la macchina di taglio. Dopo la rimozione della piattaforma la fossa si ricoprirà in maniera naturale nel giro di pochi giorni per l'azione delle correnti.

Queste attività non richiedono la presenza in mare di un pontone con gru e di una bettolina, il cui intervento è richiesto solo al momento dell'operazione di sollevamento. L'unico mezzo navale necessario per le suddette operazioni è quello di appoggio dei sommozzatori dotato, vista la profondità del mare sul sito Guendalina, dell'impianto di saturazione.

Le procedure di taglio e la sequenza delle operazioni costituiscono l'oggetto di un vero e proprio progetto comprensivo anche di calcoli strutturali, atti ad assicurare in ogni momento la sicurezza statica delle strutture. Lo stesso vale per le procedure di sollevamento, rizzaggio sulla bettolina e trasporto.

1.8.4.4 Demolizione sulla Banchina

Una volta trasportati (Figura 1.26) in banchina, i pezzi di piattaforma rimossi saranno scaricati a terra ed affidati ad una impresa specializzata di rottamazione che provvederà ad eseguire la demolizione fino a ridurre i materiali alle dimensioni di rottami. Tutti i materiali ferrosi puliti verranno trasportati alle fonderie, mentre quelli potenzialmente inquinati verranno affidati ad imprese idonee a trattare i rifiuti speciali. I materiali non ferrosi (ad esempio cemento, pareti coibentate con lana di roccia, vetri, legno ecc.) verranno confinati alle pubbliche discariche.



Figura 1.26 - Trasporto delle Strutture Rimosse

 Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 70
---	--	---------

1.8.5 Decomissioning Condotte

Al termine della vita produttiva, le condotte vengono disconnesse per consentire la rimozione della piattaforma: i sommozzatori tagliano la condotta attraverso un fiamma ossidrica e installano un tappo sul capo della condotta.

La parte terminale della condotta viene interrata o alternativamente coperta con un materasso in cemento. Questa operazione permette che la parte terminale della condotta non interferisca con le attività di pesca a strascico. Ogni possibile ostacolo alla pesca derivante dalla condotta sarà rimosso o interrato (valvole sottomarine, ancoraggi, etc.).

1.9 ANALISI DEI RISCHI E PIANO DI EMERGENZA

L'obiettivo primario che si intende perseguire nelle varie fasi di un progetto è la realizzazione ottimale dei programmi operativi in termini di eccellenza tecnica ed economica, mantenendo nello stesso tempo un grado di sicurezza intrinseca che, in ordine di priorità decrescente, possa garantire:

- la salvaguardia e la salute dei lavoratori e della popolazione;
- la protezione dell'ambiente;
- la protezione dei beni della popolazione e delle proprietà aziendali.

Per sicurezza intrinseca si intende il grado di sicurezza assicurato dall'applicazione di procedimenti progettuali standard e delle procedure operative di cui ENI S.p.A. Divisione E&P-UGIT si è dotata.

Essi possono essere espressi in termini ingegneristici, ad esempio come coefficienti di sicurezza da adottare nella progettazione delle colonne di "tubaggio" dei pozzi (*casing*), o in termini operativi, cioè il numero di barriere di sicurezza da mantenere durante lo svolgimento delle operazioni. Le procedure operative della Società forniscono invece i dettagli su come operare in modo conforme agli standard e alla normativa.

Attraverso l'applicazione di tali criteri si consegue l'obiettivo di mantenere al minimo possibile il livello di rischio nelle attività operative; le attività eseguite secondo gli standard e le procedure aziendali possono ritenersi "intrinsecamente sicure". Nel caso in cui un progetto o un'operazione debbano essere eseguiti in difformità dagli standard o dalle procedure aziendali, le operazioni saranno definite e condotte in base al principio di garantire un grado di "sicurezza equivalente" a quello assicurato dal rispetto degli standard e delle procedure aziendali, dove "equivalente" non significa "identico" ma "ugualmente efficace".

Il presente paragrafo intende fornire adeguate informazioni tecniche ed operative circa i rischi ambientali sul territorio dovuti alla perforazione di pozzi di coltivazione di gas naturale, dell'installazione di una nuova piattaforma (Guendalina) per la messa in produzione degli stessi e relative condotte sottomarine.

A tale scopo vengono analizzati i principali eventi accidentali di riferimento, vengono valutate qualitativamente le conseguenze di un eventuale rilascio di idrocarburi a seguito degli eventi accidentali considerati, e vengono infine riassunte le principali azioni, codificate nel Piano di Emergenza per l'Eni S.p.A. Divisione E&P - UGIT, che devono essere messe in atto per la gestione e la risoluzione delle relative emergenze.

Gli eventi accidentali di riferimento per lo scenario considerato sono:

- eruzione incontrollata (*Blow-out*);
- rottura di una tubazione sottomarina;

- collisione di una nave con la piattaforma;
- rilascio di gas da apparecchiature di processo e da sistemi di depressurizzazione (*Blow-down*);
- versamenti a mare di gasolio e/o di prodotti ausiliari;
- incendi ed esplosioni.

Nel presente paragrafo vengono anche riportate alcune statistiche incidentali, tratte da fonti internazionali qualificate e relative ai primi tre eventi sopra elencati.

1.9.1 Eruzione Incontrollata

La fuoriuscita di idrocarburi per effetto di un incidente durante la perforazione di un pozzo è un evento a bassa probabilità di accadimento, come testimoniano le statistiche in merito.

Negli ultimi 70 anni sono stati perforati, a terra e in mare, da tutte le compagnie operanti sul territorio nazionale, circa 5000 pozzi. Dal 1978 ai giorni nostri gli eventi di eruzione incontrollata che hanno coinvolto i pozzi della ENI E & P, o di sue consociate, sono stati 4 su 2009 pozzi perforati. Di questi, l'unico caso in cui si è verificata la contaminazione con olio della zona circostante la postazione, è quello dell'incidente al pozzo Trecate 24 (*onshore*-1994), due sono relativi ai pozzi a gas Larissa 1 (*off-shore*-1988) e Policoro 1 (*onshore*-1991) ed il quarto si riferisce al pozzo Trecate 3 (*onshore*-1989), dove si è verificata un'eruzione di acqua salata (acqua di strato) senza rilascio di idrocarburi.

Tale risultato è frutto delle capacità gestionali e operative con cui Eni S.p.A. Divisione E&P - UGIT conduce le operazioni in campo, applicando le tecnologie e i sistemi di prevenzione più avanzati e destinando alla sicurezza e alla protezione dell'ambiente la massima priorità.

Nella tabella di pagina seguente è indicato il processo decisionale utilizzato per la definizione del grado di sicurezza richiesto nella progettazione e nella perforazione di un pozzo petrolifero. Nella stessa tabella sono anche indicati gli strumenti di supporto utilizzati durante le varie fasi in cui si articola il progetto ingeneristico, e che possono essere così schematizzate:

- Fase di Prefattibilità o di Programmazione preliminare, in cui vengono delineati gli standard ed i criteri da utilizzare nella progettazione del pozzo e nella quale i processi decisionali integrano gli aspetti operativi con quelli di sicurezza;
- Fase di Fattibilità o di Programmazione Definitiva e di Individuazione dei Mezzi, nella quale vengono analizzate le situazioni di rischio e individuate le caratteristiche delle soluzioni tecniche e procedurali atte alla realizzazione del progetto, garantendo un livello di sicurezza intrinseco od equivalente pari a quello voluto;

- Fase di Realizzazione o di Reperimento dei Mezzi, nella quale gli strumenti atti alla realizzazione del Progetto vengono acquisiti, secondo le procedure aziendali, e ne viene verificata la rispondenza agli standard;
- Fase di Gestione Operativa, in cui i materiali ed i servizi necessari alla realizzazione del progetto vengono gestiti assicurando il mantenimento dei livelli di sicurezza accettati.

Tabella 1.16 - Criteri di Valutazione per le Attività di Perforazione

Fasi di progetto e strumenti di supporto per la accettabilità del grado di sicurezza				
	Programmazione Preliminare (pre-fattibilità)	Programma definitivo ed individuazione dei mezzi (fattibilità)	Reperimento dei mezzi (realizzazione)	Gestione operativa
Obiettivo di sicurezza	-sicurezza intrinseca	-sicurezza intrinseca -sicurezza equivalente	-verifica congruenza di attrezzature e materiali con specifiche tecniche	-realizzazione ottimale dei programmi operativi in termini di eccellenza tecnica ed economica
Strumenti di supporto	-normativa di legge -standard di progettazione -procedure operative di perforazione	-normativa di legge -procedure operative di perforazione -specifiche tecniche -analisi di rischio qualitativo (HAZOP) -analisi di rischio quantitativo (QRA)	-normativa di legge -specifiche tecniche -procedure operative per l'approvvigionamento di beni e servizi -specifiche gestionali	-normativa di legge -programma geologico e di perforazione -procedure operative di controllo perforazione -norme e procedure di sicurezza -piani di emergenza ENI E&P-UGIT

Un adeguato addestramento del personale preposto ad un efficace controllo del pozzo è la prima componente per prevenire eruzioni incontrollate.

Per quanto riguarda pozzi in perforazione e in completamento le emergenze *blow-out* vengono affrontate applicando le "Procedure di Emergenza Pozzo in Occorrenza di *Blow Out* Italia" (DOC.TEAP P-1-M-6040M). Tali procedure, sottoposte ad un

periodico aggiornamento in funzione delle variazioni della normativa e degli sviluppi tecnologici, prevedono la gestione di emergenze così classificate:

- controllo eruzioni dalla fase di *kick* all'eruzione vera e propria;
- fuoco o presenza di miscele esplosive o esplosione;
- condizioni ambientali critiche;
- inquinamento suolo e acque;
- rilascio di gas tossici.

Le suddette procedure si collegano, inoltre, al Piano di Emergenza per ENI S.p.A. Divisione E&P- UGIT (Paragrafo 2.1.6).

A quanto detto sopra va anche aggiunto il fatto che la Divisione E&P di ENI si avvale del supporto di una struttura interna dedicata e di contrattisti di livello internazionale, in grado di intervenire in tempi molto brevi sui pozzi in eruzione.

1.9.1.1 Analisi delle Frequenze

1.9.1.1.1 *Frequenze di Accadimento di Blow - Out*

La Divisione E&P di ENI dispone di un database dei pozzi perforati e degli incidenti occorsi dal 1955 ad oggi. La frequenza dei *Blow-Out* viene normalmente espressa in:

Numero Incidenti/1000 Pozzi perforati

Non considerando il periodo pionieristico degli anni '50, ma focalizzando l'attenzione sull'attività svolta da ENI S.p.A. sul territorio nazionale dal 1978 ai giorni nostri, periodo caratterizzato dall'utilizzo di tecnologie più moderne e dalla raccolta sistematica dei dati, si sono verificati 4 *blow-out* (due di gas naturale, uno di acqua di strato ed uno di olio e gas associato) su 2009 pozzi perforati. È quindi possibile determinare una frequenza di accadimento pari a 1,99 ogni 1000 pozzi (aggiornamento al 31 Dicembre 1999).

Tale valore risulta essere **sensibilmente inferiore** alle frequenze medie notificate da varie fonti ufficiali e per diverse aree di interesse, come evidenziato nella Tabella 1.17 seguente.

Tabella 1.17 - Frequenza Blow-Out nel Mondo

Area	Periodo	Pozzi Perforati	No. Blow-out	Freq. Blow-out	Fonte dati
Mare del Nord (complessivo)	1970-1990	5688	18	3,16	Det Norske Veritas
Off-shore nel Mondo (complessivo)	1971-1991	21436	87	4,06	OTC 7248
Off-shore inglese	1971-1990	4030	8	1,98	HSE & others
Off-shore norvegese	1971-1990	1243	8	6,43	Norwegian Petroleum Directorate & others
Golfo del Messico	1971-1990	19817	120	6,05	Mineral Management Service (USA)
Louisiana (on-shore e off-shore)	1973-1992	38720	128	3,30	PODIO 1983 (University of Austin-Texas)
Altre aree (on-shore e off-shore)	1971-1991	5381	23	4,27	ENERTECH
Agip Italia (on-shore e off-shore)	1978-1999	2009	4	1,99	Agip S.p.A.

La frequenza dei *blow-out* per l'attività della Divisione E&P di ENI in Italia è anche sensibilmente inferiore al valore massimo accettato dalle compagnie di assicurazione che considerano 4 incidenti ogni 1000 pozzi come limite per classificare i clienti "a rischio".

I due grafici di seguito riportati (Figura 1.27 e Figura 1.28) evidenziano, rispettivamente, la distribuzione della frequenza di *blow-out* rispetto alla tipologia delle operazioni in corso al momento dell'incidente, e la ripartizione percentuale delle cause/condizioni che hanno portato a fenomeni di eruzione incontrollata nel mondo.

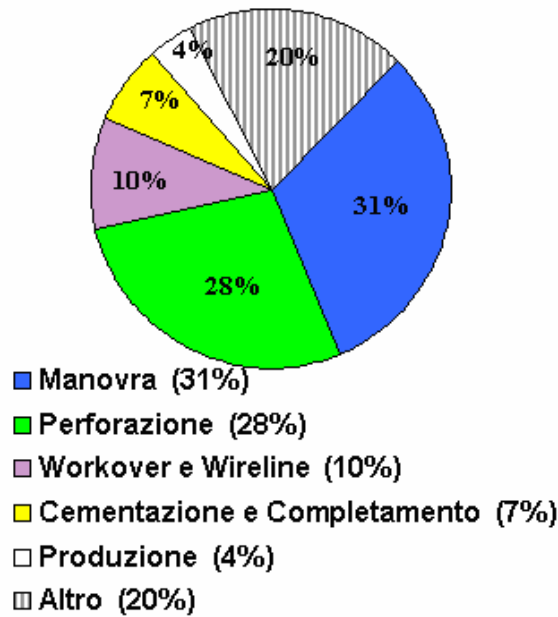


Figura 1.27 - Distribuzione delle Frequenze di Blow-Out per Tipologia delle Operazioni

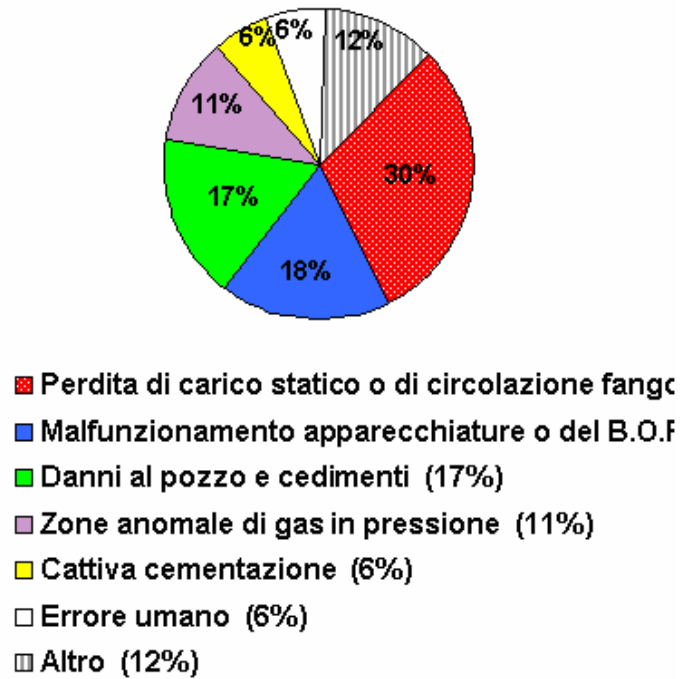


Figura 1.28 - Ripartizione delle Cause di Blow-Out (Worldwide)

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 77
--	--	--	---------

1.9.1.1.2 *Eruzione Incontrollata durante la Produzione*

L'eruzione incontrollata di un pozzo durante la produzione è un evento possibile ma piuttosto remoto, le cui conseguenze sono limitate sia dal punto di vista ambientale che di sicurezza. Le precauzioni adottate della Divisione E&P di ENI per minimizzare le conseguenze di tale evento accidentale sono:

- valvole di sicurezza di fondo pozzo azionate dalla superficie con sistema oleodinamico;
- circuito oleodinamico di controllo della valvola di fondo pozzo di tipo "*fail safe*" (ossia per mancanza di fluido motore la valvola di fondo si porta in chiusura);
- doppia barriera di sicurezza in superficie con l'installazione di due valvole di blocco in serie a testa pozzo (denominate valvole "*Master*" e "*Wing*").

1.9.1.2 Analisi delle Conseguenze

Ancora oggi la simulazione, l'analisi e la valutazione preventiva dell'evolversi dei fenomeni di sversamento e diffusione degli idrocarburi liquidi sul /nel terreno o in mare risulta difficile o poco attendibile. Le conoscenze e la letteratura scientifica in questo settore mettono in evidenza gli ampi margini di incertezza ancora aperti, soprattutto per quanto concerne rilasci di fluidi pluricomponente bifasici, e ancor di più per quanto riguarda la ricaduta di aerosol formati durante un *blow-out* ad olio.

L'utilizzo di metodologie di simulazione consente di prevedere realisticamente l'evolvere di alcuni aspetti dei complessi fenomeni associati a un rilascio improvviso di olio o di gas da un pozzo fuori controllo. L'incertezza cui ci si riferisce è accentuata dalla difficoltà di definire le condizioni al contorno specifiche, determinate dalle caratteristiche meteo- climatiche e geomorfologiche del territorio, nonché dalle caratteristiche fisiche del mezzo in cui potrebbe avvenire la dispersione.

Pertanto nelle successive descrizioni degli scenari incidentali ipotizzabili nell'ambito territoriale dei nuovi pozzi della piattaforma Guendalina si sono definite ipotesi basate sostanzialmente su analisi qualitative di confronto con "*case histories*" nazionali e internazionali.

In particolare, per quanto riguarda l'evento "eruzione del pozzo in fase di perforazione", è stato preso come riferimento il *blow-out* sottomarino del pozzo a gas Larissa 1, occorso nell'*offshore* del Mare Ionio, a Nord-Est di Crotona, nel 1988 e conosciuto ormai con estremo dettaglio. Il confronto è stato fatto sul piano della dinamica dell'evento, cioè delle condizioni di base per l'instaurarsi del fenomeno (in termini di pressioni, profondità, sistemi di sicurezza, condizioni meteo etc.).

Per effettuare l'analisi gli elementi di confronto sono stati raccolti nella seguente tabella.

Tabella 1.18 - Confronto Potenziale Eruzione pozzi Guendalina in fase di Perforazione con il caso Larissa 1 (1988)

	Caso Pozzo Larissa 1	Caso Pozzi Guendalina
Pressione statica di fondo pozzo	84 bar	Max. 388 bar
Pressione a testa pozzo durante il blow-out	Circa 8 bar a (stimata)	Non valutabile a priori
Profondità del pozzo	677,5 metri	3290 metri
Profondità d'acqua	45 metri	42 metri
Sistemi di intervento	B.O.P. anulari + ganasce sagomate + ganasce trancianti	B.O.P. anulari + ganasce sagomate + ganasce trancianti
Durata blow-out	43 giorni	Non valutabile a priori
Condizioni meteo	Venti medi o moderati (venti prevalenti da N-NW)	Venti medi o moderati (venti prevalenti da NE-SE)
Velocità vento	~ 6,0 m/s (media annuale)	~ 5,5 m/s (media annuale)
Presenza di idrogeno solforato (H ₂ S) nel gas	No	No

Dalla tabella precedente e dagli altri dati disponibili si deduce quanto segue:

- la pressione di fondo dei pozzi in esame sarà di circa 4,6 volte superiore a quella del pozzo Larissa 1. Ciò comporterebbe, in caso di eventuale eruzione, una maggiore portata del gas rilasciato rispetto al caso di riferimento, a parità di sezione di efflusso (normalmente simile per eventi di questo tipo);
- la dinamica dell'efflusso gassoso durante un *blow-out* sottomarino è analoga a quella che si avrebbe nell'ipotesi di rottura di una condotta sottomarina, descritta in dettaglio nel paragrafo seguente;
- la minore profondità d'acqua dei pozzi della piattaforma Geundalina rispetto al caso di riferimento, rispettivamente 42 metri e 45 metri, implica che il cono di rilascio del gas avrebbe in superficie un'estensione minore rispetto a quanto riscontrato durante il *blow-out* del pozzo Larissa 1 (rilascio concentrato in un'area circolare di circa 10 metri di diametro con centro nel pozzo, e piccole bolle di gas affioranti in superficie entro un raggio massimo di 30 metri).

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 79
--	--	--	---------

1.9.1.3 Analisi dei Rischi

Per quanto concerne le tecniche utilizzate per il contenimento dei rischi di Blow-Out, Eni S.p.A. Divisione E&P dispone di una autonomia tecnologica acquisita tramite la realizzazione di progetti innovativi che la Società mette a punto nel corso della sua attività e che le consentono di fornire un proprio contributo alla stessa innovazione dell'industria. Lo sviluppo tecnologico è indirizzato principalmente al miglioramento delle attività esplorative, teso alla riduzione dei rischi e dei costi minerari ed all'ottimizzazione degli interventi estrattivi realizzati in condizioni difficili e a notevoli profondità.

Non di meno, l'attività di ricerca svolta da ENI E&P è orientata verso iniziative nel campo della tutela ambientale, al fine di acquisire e gestire specifiche capacità di intervento in caso di eventi accidentali quali i *blow-out*.

Negli ultimi quaranta anni si è avuto un notevole progresso nelle tecnologie e nelle metodologie adottate dalla Società per il contenimento dei rischi di *blow-out* in fase di perforazione.

Un prospetto dell'evoluzione storica delle tecniche utilizzate da ENI Divisione E&P per il contenimento dei rischi di *blow-out* è riassunto nelle Tabella 1.19, Tabella 1.20 e Tabella 1.21 di seguito riportate.



Tabella 1.19 - Evoluzione Storica delle Tecniche utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-Out (Anni '60-'70)

	TECNOLOGIE DI PERFORAZIONE	FLUIDI DI PERFORAZIONE			Addestramento del personale	Gestione delle emergenze
		Cementi	Fanghi	Reflui		
ANNI ' 60	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo di sistemi tradizionali di perforazione pozzi (tavola rotante, aste quadre etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo di materiali standard per la cementazione dei pozzi. 	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo di materiali standard e di fanghi a base olio 	<ul style="list-style-type: none"> - Smaltimento dei reflui in opportune discariche 	<ul style="list-style-type: none"> - Inizio di corsi di formazione aziendali in materia di controllo pozzi (Well Control) 	<ul style="list-style-type: none"> - Bozza di piano aziendale per la gestione delle "Emergenze pozzo" (non ufficializzato)
ANNI ' 70	<ul style="list-style-type: none"> - Messa a punto di sistemi per la rilevazione in tempo reale delle zone con anomalie di pressione (sigma-log) - Applicazione nelle fasi superficiali di perforazione off-shore di un sistema per la deviazione del flusso in zona sicura in caso di blow-out (Diverter) 	<ul style="list-style-type: none"> - Introduzione di silice nei cementi per alte temperature. Studio con Italcementi del "Geoterm", primo ed unico cemento al mondo progettato ad hoc per le alte temperature (120°) 	<ul style="list-style-type: none"> - Studi fra i più avanzati a livello mondiale per lo sviluppo di fanghi che sopportino condizioni di alte pressioni ed alte temperature 	<ul style="list-style-type: none"> - Messa a punto di un sistema di trattamento dei fanghi reflui in cantiere, sia solidi sia liquidi 	<ul style="list-style-type: none"> - Attività di addestramento rivolta alla globalità del personale operativo - Esecuzione di un pozzo scuola a Cortemaggiore per addestramento in situazione reali (1976) 	<ul style="list-style-type: none"> - Costituzione di una scorta di materiali specifici per il pronto intervento pozzo, regolarmente mantenuti ed aggiornati (attrezzature, equipaggiamento etc.)



Tabella 1.20 - Evoluzione Storica delle Tecniche Utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-Out (Anni '80)

	TECNOLOGIE DI PERFORAZIONE	FLUIDI DI PERFORAZIONE			Addestramento del personale	Gestione delle emergenze
		Cementi	Fanghi	Reflui		
ANNI '80	<ul style="list-style-type: none"> - Introduzione nei cantieri di perforazione di specifiche cabine computerizzate di controllo per il monitoraggio in tempo reale di tutti i dati del pozzo - Inserimento nella batteria di perforazione di un sistema di sicurezza aggiuntiva per la chiusura del pozzo in caso di blow-out (inside BOP a testa pozzo (4 ganasce + sistema di chiusura a sacco <i>hydrill</i>)) 	<ul style="list-style-type: none"> - studi avanzati sulle tecnologie di cementazione, svolti in collaborazione con le maggiori compagnie internazionali - Introduzione di nuovi e migliori materiali di appesantimento per le malte (Ematite ed ossido di manganese in sostituzione della barite) 	<ul style="list-style-type: none"> - Studi per lo sviluppo di fanghi a basso impatto ambientale (fango a base acqua), che possano essere utilizzati in aree protette (Parco del Ticino) - Studio della minimizzazione dei volumi di fango prodotto in fase di perforazione 	<ul style="list-style-type: none"> - Riduzione dell'area della postazione e disegno di nuove postazioni con sistemi di contenimento dei reflui all'esterno 	<ul style="list-style-type: none"> - Acquisizione di un simulatore con modelli matematici al meglio dello stato dell'arte (1987) 	<ul style="list-style-type: none"> - Formalizzazione del piano aziendale per la gestione delle emergenze (piano di Emergenza per l'Agip S.p.A.) - Integrazione del precedente piano di "Emergenza pozzo" nel piano aziendale di gestione delle emergenze, nel quale è anche prevista l'eventuale evoluzione di un blow-out verso altre tipologie di incidente (Inquinamento, Rilascio di gas tossici etc) - Costituzione di un team permanente per la gestione delle emergenze



Tabella 1.21 - Evoluzione Storica delle Tecniche utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-Out (Anni '90)

		FLUIDI DI PERFORAZIONE				
	TECNOLOGIE DI PERFORAZIONE	Cementi	Fanghi	Reflui	Addestramento del personale	Gestione delle emergenze
ANNI '90	<ul style="list-style-type: none"> - Sostituzione dei sistemi tradizionali di perforazione (tavola rotante ed asta quadra) con un motore di nuova concezione che viene posizionato in testa alle aste e si integra completamente nella batteria di perforazione (Top Drive) - Introduzione del progetto ADIS (<i>Advanced Drilling Integrated Sistem</i>) per la raccolta automatica dei parametri di perforazione e la loro trasmissione a distanza anche via satellite - Generalizzazione dell'utilizzo per tutti i pozzi in perforazione di BOP dotati di speciali ganasce in grado di chiudere il pozzo tranciando, qualora necessario, la batteria delle aste di perforazione (ganasce trancianti) 	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo dei fumi di silice per rendere le malte più impermeabili al gas 	<ul style="list-style-type: none"> - Studio della possibilità di riciclare i fanghi, al fine di minimizzarne la produzione e quindi lo smaltimento 	<ul style="list-style-type: none"> - Trasporto progressivo dei reflui, sia liquidi, in opportune discariche fuori della postazione e dotate di specifici centri di trattamento 	<ul style="list-style-type: none"> - Modifica ed aggiornamento del simulatore attraverso la implementazione sullo stesso delle attività di work-over e di completamento dei pozzi - Aggiornamento del piano di formazione con obbligo di frequenza a corsi sistematici con certificazione finale di validità biennale, pianificati a cadenza mensile 	<ul style="list-style-type: none"> - Revisione ed aggiornamento delle procedure di emergenza pozzo in occorrenza di <i>blow-out</i> e costituzione di un "<i>Trouble Shooting Team</i>" operante a livello mondiale - Accordo con società internazionali specializzate negli interventi di emergenza per la chiusura di pozzo in eruzione incontrollata - Partecipazione al progetto SinGER in collaborazione con Assomineraria (Sistema Informativo per la Gestione delle Emergenze Rilevanti)

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 83
--	--	--	---------

1.9.2 Rottura con Rilascio di una Tubazione Sottomarina e Valutazione della Necessità di SSIVs

La valutazione delle frequenza di rottura, con rilascio, di una tubazione sottomarina, compresa la parte immersa del *riser*, viene effettuata (per lo studio che valuta la necessità e, in caso affermativo, la localizzazione di SSIVs) con riferimento a banche dati riconosciute internazionalmente nell'ambito di strutture *offshore*:

- PARLOC: *The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines*;
- HSR: *Offshore Hydrocarbon Releases Statistics*.

In particolare, PARLOC è utilizzato per la valutazione delle frequenze di accadimento di rilasci dovuti a:

- oggetti in caduta dalla piattaforma;
- problemi intrinseci alle tubazioni (corrosione, difetti meccanici e del materiale,...);
- collisione di navi di passaggio o di navi in servizio alla piattaforma con la parte sommersa del *riser*;
- danneggiamento dovuto alle ancore delle navi in servizio alla piattaforma.

HSR è utilizzato per la valutazione di danneggiamenti alla parte sommersa del *riser* a seguito di incidenti sulla *top-side* (effetti domino).

Le dimensioni delle rotture che vengono considerate sono pari a 10 mm, 50 mm e 100 mm. Le rottura a ghigliottina (*full bore*) delle tubazioni non viene analizzata: la frequenza relativa a tale rottura è, infatti, molto inferiore a quella associata a rotture di dimensioni inferiori. La probabilità di rottura a ghigliottina della condotta per fenomeni di corrosione del materiale (API 5L X52), ad esempio, è notevolmente ridotta nel corso della vita degli impianti grazie all'esecuzione periodica dei seguenti controlli:

- monitoraggio costante delle pressioni e delle portate in partenza ed in arrivo, in modo da rilevare in tempo reale situazioni anomale ed intervenire immediatamente di conseguenza;
- ispezioni visive effettuate mediante sommozzatori qualificati e/o veicoli di controllo a distanza ("ROV: *Remotely Operated Veichle*), al fine di verificare lo stato del rivestimento e degli anodi di protezione o eventuali affioramenti della condotta sul fondo del mare. Controllo della funzionalità del sistema di protezione catodica mediante misure del potenziale della condotta e degli anodi sacrificali;
- misura degli spessori della tubazione mediante un'apparecchiatura ad impulsi elettrici o ultrasuoni ("*Pig intelligenti*"), fatta scorrere all'interno della condotta per tutta la tratta sfruttando la spinta dello stesso fluido di produzione (Gas naturale).

 <p>Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production</p>	<p>PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA</p>	<p>Pag. 84</p>
---	--	----------------

1.9.2.1 Analisi delle Possibili Cause

1.9.2.1.1 *Oggetti in Caduta dalla Piattaforma*

Viene effettuata un'analisi ad hoc di caduta oggetti dalla piattaforma in mare (*Dropped Object Analysis*), che quantifica la frequenza effettiva di impatto, con successivo rilascio, per la tubazione. Lo studio si basa sulla metodologia suggerita da DNV-RP-F107.

1.9.2.1.2 *Collisione di Navi*

Una collisione può accadere in diverse 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 limitare la probabilità di collisioni, 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 inoltre il divieto o le limitazioni imposte alla navigazione, all'ancoraggio e alla pesca.

Le ulteriori contromisure consistono in un dimensionamento di massima del *jacket* per eventuali urti e l'installazione in piattaforma di un sistema per la segnalazione di ostacoli alla navigazione, comprendenti luci d'ingombro, nautofoni e racon, con portata minima di 2 miglia nautiche.

1.9.2.2 Analisi Qualitativa delle Conseguenze e Gestione delle Emergenze

1.9.2.2.1 *Rilascio Sottomarino di Idrocarburi*

L'analisi delle conseguenze di un rilascio sottomarino di idrocarburi viene condotta valutando l'efflusso del fluido verso la superficie con eventuale formazione, nel caso di rilasci gassosi, di una nube nel campo d'inflammabilità a contatto con l'atmosfera.

Uno schema delle zone di efflusso sottomarino è riportato nel seguito.

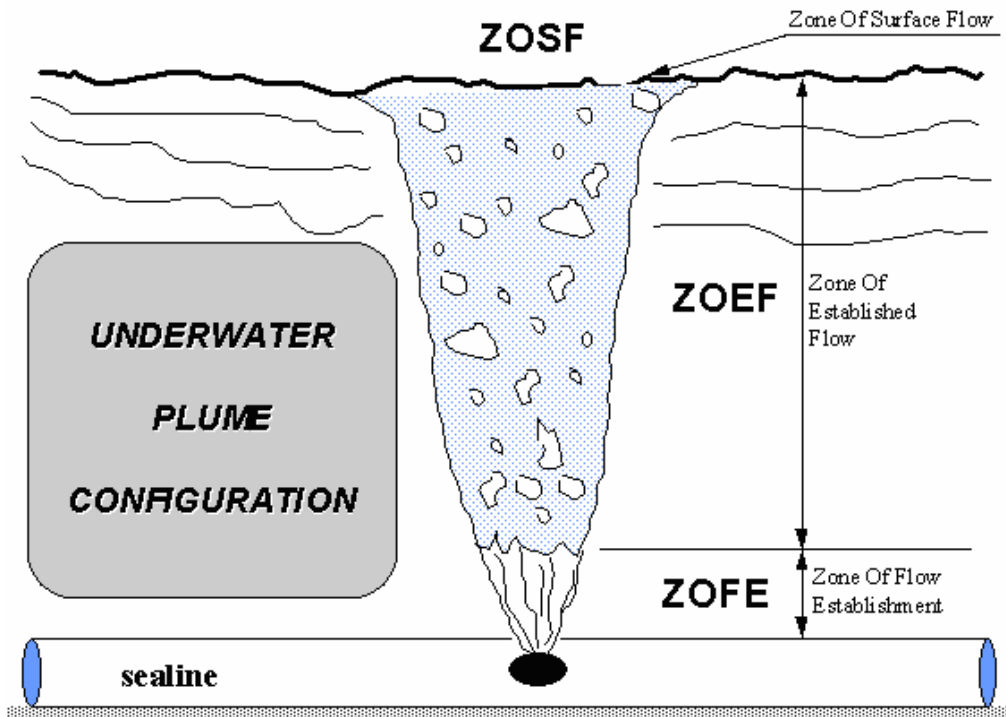


Figura 1.29 - Schema delle Zone di Efflusso Sottomarino

- ZOFE (Zone Of Flow Establishment) = zona in cui il comportamento del gas è legato alla quantità di moto iniziale (moto turbolento)
- ZOEF (Zone Of Established Flow) = zona in cui il comportamento del gas è legato alla spinta idrostatica sulle molecole (moto laminare)
- ZOSF (Zone Of Surface Flow) = zona di flusso superficiale caratterizzata dal rilascio in atmosfera del gas risalente

Lungo la linea vengono installati sistemi di rilevazione e d'intervento efficaci finalizzati al blocco della linea e alla limitazione, nel tempo, del rilascio.

Le conseguenze di un eventuale rilascio dipendono principalmente dal fluido trasportato, dalle dimensioni della rottura e dal battente idrostatico dell'acqua. La gravità (magnitudo) di tali conseguenze cresce all'aumentare delle dimensioni della perdita e, quindi, della quantità di prodotto fuoriuscito.

Nel caso in esame l'evento si potrebbe manifestare con quasi tutta probabilità sotto forma di dispersione di una nuvola di gas, poiché in mare aperto non è attendibile che essa possa trovare un punto di innesco, a meno che il rilascio avvenga relativamente vicino alla piattaforma, a una nave sia vicina alla zona di sicurezza, o a una nave di passaggio nei pressi della rotta della *sealine*. In questo caso si potrebbe assistere ad una "Fiammata" (*Flashfire*), definita come "radiazione termica istantanea", della durata di 1-3 secondi, corrispondente al tempo di passaggio su di un obiettivo del fronte di fiamma che transita all'interno della una nube innescata (infiammata).

 Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 86
---	--	---------

1.9.2.2.2 Rilascio di Gas da Apparecchiature di Processo e/o da Sistemi di Blow-Down

Durante la vita operativa di una piattaforma di produzione è possibile avere rilasci di gas metano attraverso:

- le candele di sfiato (alta/bassa pressione) fredde (non accese in continuo);
- il bruciatore di spurgo;
- eventuali perdite.

Sulla piattaforma Guendalina è prevista l'installazione di una candela di sfiato e di un bruciatore di spurgo montato su braccio orizzontale snodabile.

Il bruciatore di spurgo viene impiegato prima dell'attività di avviamento e durante il *work-over* dei pozzi produttori, al fine di bruciare il gas non a specifica. L'utilizzo del bruciatore di spurgo è relativo, quindi, ad un periodo di tempo limitato, durante il quale si avrà l'emissione in atmosfera di bassi quantitativi di CO/CO₂. Nel corso delle normali operazioni di produzione, invece, viene impiegata unicamente la candela di sfiato fredda, alla quale viene convogliato il solo gas di depressurizzazione.

La piattaforma inoltre è provvista di un sistema di allarmi e di blocco gerarchico a più livelli (*Local Shut Down* (LSD), *Process Shut Down* (PSD) ed *Emergency Shut Down* (ESD)). Il sistema di allarmi e di blocco è strutturato in modo da rendere la piattaforma sicura anche da un punto di vista ambientale. La depressurizzazione degli impianti è attivata in automatico dall'ESD attraverso un sistema di rilevazione incendi a bordo.

Le eventuali perdite possono originarsi da flange e/o da fessurazioni di tubazioni. Le contromisure adottate da ENI Divisione E&P-UGIT consistono nell'utilizzare, su tutte le apparecchiature di processo, flange di tipo *ring joint* (ad anello metallico) con diametri di perdita non superiori a 3 mm e, quindi, con eventuali rilasci di gas metano estremamente ridotti. Inoltre, poiché le piattaforme sono aperte e naturalmente ventilate, non è possibile avere un accumulo di gas metano (più leggero dell'aria) nelle aree di processo.

Nel caso improbabile di perdita consistente, la bassa pressione che ne deriverebbe nelle linee e/o nelle apparecchiature di processo provocherebbe il blocco parziale o totale degli impianti (PSD). Al blocco sono anche associati allarmi acustici e visivi che vengono inviati nella Sala di Telecontrollo a terra in modo che, in condizione di piattaforma spresidiata, è possibile inviare a bordo una squadra per la ricerca e l'eliminazione della perdita.

I fluidi presenti in piattaforma che potrebbero essere fonte di inquinamento sono il glicole e il gasolio. Il glicole viene utilizzato per evitare la formazione di idrati, ovvero prodotti solidi che possono ostruire le linee di processo provocandone, in certe circostanze, il danneggiamento. Il gasolio è utilizzato per alimentare il generatore elettrico di emergenza. Sulla piattaforma Guendalina il serbatoio di stoccaggio del glicole ha una capacità geometrica totale di 7,63 m³ ed è posizionato in area sicura: il glicole utilizzato è glicole dietilenico, che perviene alla piattaforma mediante *sealine*

di collegamento alla piattaforma Tea. Il serbatoio di stoccaggio del gasolio ha una capacità geometrica totale di 5,3 m³. Le precauzioni adottate da Eni S.p.A. Divisione E&P-UGIT consistono nel posizionamento dei serbatoi di stoccaggio (sia glicole che gasolio) in area sicura e nella presenza di una vasca di raccolta che convoglia eventuali tracimazioni verso il serbatoio di raccolta drenaggi.

1.9.2.2.3 Incendi ed Esplosioni

Obiettivo generale della sicurezza è la prevenzione degli incidenti, riducendone al minimo la frequenza di accadimento, e la mitigazione degli effetti che ne derivano, controllandone, per quanto possibile, le conseguenze. Tale obiettivo si raggiunge mediante l'applicazione di misure di prevenzione e di protezione, insieme con adeguati sistemi di rivelazione che integrano e completano il sistema generale di sicurezza di un'installazione.

Il metodo con cui si è cercato, fin dalle prime fasi della progettazione, di prevenire gli incidenti e di mitigarne le conseguenze è stato l'applicazione dei Principi di Sicurezza Intrinseca, di seguito riassunti:

- 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 attraverso l'installazione di sistemi di rivelazione e spegnimento;
- ridurre al minimo il rischio che eventuali rilasci di gas possano incontrare possibili fonti d'innescò, disponendo le apparecchiature in modo da sfruttare favorevolmente la direzione prevalente dei venti;
- utilizzare materiali sicuri;
- ridurre le sorgenti di innesco limitando, ad esempio, il numero di macchine a combustione interna, portandole fuori dalle aree pericolose e convogliando i fumi di combustione in zone dove essi non possono costituire fonte di innesco.

La piattaforma Guendalina è stata progettata in quest'ottica.

1.9.3 Piani di Emergenza

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

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;

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 88
--	--	--	---------

- 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.

Al fine di assicurare una corretta informazione su situazioni critiche in modo da attivare persone e mezzi necessari per organizzare l'intervento appropriato, riducendo al massimo il pericolo per le vite umane, per l'ambiente e per i beni della proprietà, l'ENI S.p.A. Divisione E&P ha emanato i seguenti documenti:

- Piano di Emergenza UGIT (Doc. No. SGI-UGIT-D-IDL-3-069, Gen. 05);
- Procedura di Emergenza pozzo in occorrenza di *Blow-Out*;
- Dispositivo di Emergenza Antinquinamento Marino (Doc. No. 1.3.4.54 Rev.1, Dic. 03);
- Procedura di Emergenza per costruzioni e installazioni off-shore.

L'attivazione del Piano di Emergenza per l'ENI S.p.A. Divisione E&P -UGIT comporta il coinvolgimento di risorse interne ed esterna all'azienda che concorrono, con diversi ruoli alla risoluzione dell'emergenza.

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

Procedure specifiche per le singole attività, integrate nel volume generale del piano di emergenza, regolamentano in maggior dettaglio le linee guida previste nel piano stesso. Inoltre, sempre all'interno del Piano di Emergenza ENI sono stati codificati tre diversi livelli di gestione dell'emergenza, definiti in funzione del coinvolgimento del personale esterno all'installazione. In particolare, i tre livelli codificati sono così identificabili:

- Livello 1: emergenza gestita del solo Distretto Operativo di competenza;
- Livello 2: emergenza gestita dal Distretto Operativo di competenza con il supporto degli altri Distretti Operativi e delle Sede di S. Donato Milanese;
- Livello 3: emergenza di entità tale da coinvolgere anche aree esterne a quelle di pertinenza aziendale e non gestibile con i soli mezzi a disposizione dei Distretti Operativi. La gestione di tale emergenza richiede l'intervento di mezzi e risorse di altre Compagnie o di contrattisti specializzati.

Per la piattaforma Guendalina, possono essere considerate le seguenti tre tipologie di emergenza previste nel piano:

- Problemi di controllo eruzioni;
- Inquinamento delle acque;

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA	Pag. 89
--	--	--	---------

- Fuoco o presenza di miscele esplosive o esplosione.

Nello scenario ipotizzato, tuttavia, si configurano unicamente emergenze di Livello 1 e 2, sia per i piccoli volumi di glicole e gasolio presenti in piattaforma, sia per la breve durata degli eventuali rilasci di gas, come già evidenziato nel precedente paragrafo.

1.9.3.1 Problemi di Controllo Eruzioni

L'emergenza viene segnalata dall'installazione ad opera dell'Assistente Contrario ENI S.p.A. Divisione E&P. L'informazione, comunque pervenuta, è immediatamente trasmessa al Distretto di competenza che informa le Autorità preposte ed il responsabile dell'attività di coordinamento delle operazioni. Vengono nel seguito esaminati tre scenari incidentali, uno per ciascun livello di emergenza individuato.

Caso A) - Emergenza di Livello 1

Scenario ipotizzato: sull'impianto opera solo il personale necessario al controllo di un "kick" - prima manifestazione, generalmente controllabile, di idrocarburi a giorno - per il quale viene decretato l'abbandono dell'installazione da parte del personale non indispensabile.

Il Referente del Sito - Capo Piattaforma (di UGIT) effettua le seguenti azioni:

- decide l'invio di mezzi di soccorso;
- predispone i contatti con il medico di turno e l'ospedale;
- effettua il controllo delle persone evacuate.

Informa il Responsabile del Distretto di Produzione (DIPR) dell'emergenza in corso e delle azioni intraprese.

Caso B) - Emergenza di Livello 2

Scenario ipotizzato: le operazioni in area pozzo sono in condizioni critiche per cui è richiesto il supporto di materiali, mezzi e persone anche dagli altri Distretti Operativi.

Oltre a quanto già predisposto per il Livello 1, il Referente del Sito richiede supporto al Responsabile del Distretto di Produzione (DIPR), il quale attiva le Unità specialistiche di UGIT per:

- l'approvvigionamento dei materiali e la gestione delle formalità doganali;
- la movimentazione dei mezzi, eventualmente dotati delle attrezzature antinquinamento;
- il contatto ed il reperimento di mezzi presso altri Distretti.

Caso C) - Emergenza di Livello 3

Scenario ipotizzato: il pozzo è in eruzione incontrollata e si richiede l'intervento degli specialisti della Sede di S. Donato Milanese.

 <p>Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production</p>	<p>PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA</p>	<p>Pag. 90</p>
---	--	----------------

Il Responsabile del Distretto di Produzione (DIPR) informa tempestivamente le Autorità locali e attiva le Unità Specialistiche di UGIT. Il Responsabile UGIT richiede a sua volta a supporto la Sede di S. Donato Milanese.

Il Responsabile del Distretto ha anche il compito della gestione dei rapporti con i "mass media" e di fornire assistenza ai familiari del personale eventualmente coinvolto.

1.9.3.2 Inquinamento delle Acque

L'emergenza viene segnalata dall'installazione oppure da fonte esterna (aerei di linea, torre di controllo, navi, etc.) attraverso i canali radio di emergenza. L'informazione comunque pervenuta, è immediatamente trasmessa al Referente di Sito, il quale informa il Responsabile del Distretto di Produzione che a sua volta avvisa le Autorità preposte e il Responsabile UGIT. Vengono nel seguito esaminati due scenari incidentali, relativi ad emergenze di livello I e II, rispettivamente.

Caso A) - Emergenza di Livello I

Scenario ipotizzato: rilascio idrocarburi inferiore a 1-10 m³.

Il Referente del Sito - Capo Piattaforma attiva l'invio di mezzi aeronavali e la movimentazione del mezzo dotato di attrezzature antinquinamento. Se necessario, viene attivata l'organizzazione di Distretto (Approvvigionamenti, sicurezza, produzione) per mettere a disposizione mezzi e uomini e per mantenere i contatti con le Autorità marittime e UNMIG.

Caso B) - Emergenza di Livello 2

Scenario ipotizzato: rilascio idrocarburi di entità variabile tra 10 e 100 m³.

Oltre a quanto già predisposto per il Livello 1 il Referente del Sito richiede supporto al Responsabile del Distretto di Produzione (DIPR), il quale attiva le Unità specialistiche di UGIT.

Il Responsabile del Distretto di Produzione ha i seguenti compiti:

- attivare la cooperazione degli altri Distretti;
- in caso di impianti non di proprietà Eni, coinvolgere l'organizzazione del contrattista per la risoluzione dell'emergenza;
- contattare i contrattisti locali dotati di attrezzatura antinquinamento.

1.9.3.3 Incendio - Presenza di Miscele Esplosive - Esplosione

L'emergenza può essere segnalata:

- nella Sala Controllo dell'installazione (se presidiata);
- nella Sala Controllo della Centrale di raccolta (in caso di installazioni spresidiate).

 <p>Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production</p>	<p>PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA</p>	<p>Pag. 91</p>
---	--	----------------

L'informazione, comunque pervenuta, è immediatamente trasmessa al Referente del Sito che informa il Responsabile del Distretto di Produzione (DIPR) che avvisa le Autorità preposte ed il Responsabile di UGIT. Vengono nel seguito esaminati due scenari incidentali, relativi ad emergenze di livello I e II, rispettivamente.

Caso A) - Emergenza di Livello 1

Scenario ipotizzato: evento di gravità tale da richiedere l'eventuale abbandono del personale non indispensabile. Nel caso di installazioni non presidiate, è richiesto l'invio di una squadra operativa.

Il Referente del Sito, attiva lo *shut-down* ed eventualmente la depressurizzazione impianti.

Se l'installazione è spresidiata e l'azione richiesta è urgente, decide l'invio di una squadra da terra o da altra piattaforma presidiata per intervento (di giorno o festivi) o sopralluogo a distanza (di notte).

Il Referente del Sito tramite il Responsabile del Distretto di Produzione (DIPR) richiede l'invio di mezzi navali di supporto, se necessario, e predispone i contatti con il medico di turno e l'ospedale (in caso di installazione presidiata).

Ha inoltre il compito di attivare l'organizzazione di Distretto (approvvigionamenti, sicurezza, produzione) per mettere a disposizione mezzi e uomini e per mantenere i contatti con le Autorità marittime e UNMIG.

Caso B) - Emergenza di Livello 2

Scenario ipotizzato: evento di gravità tale da determinare la possibile perdita dell'impianto e che necessita la cooperazione tra Distretti (personale e mezzi).

Oltre a quanto già predisposto per il Livello 1, Referente del Sito attiva il Responsabile del Distretto di Produzione (DIPR) il quale a sua volta richiede il supporto delle Unità specialistiche di UGIT per:

- l'approvvigionamento dei materiali e la gestione delle formalità doganali;
- la movimentazione dei mezzi, eventualmente dotati delle attrezzature antinquinamento;
- il contatto con altri Distretti;
- il contatto con UNMIG e Autorità Marittime.

1.10 PRINCIPI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI

1.10.1 Prevenzione dei Rischi Ambientali durante la Perforazione

I rischi in fase di perforazione sono per lo più legati alla possibilità di un'eruzione incontrollata del pozzo, ovvero il rilascio incontrollato di fluidi di strato (acqua o idrocarburi). Per questo motivo durante la perforazione, le *Best Practices* ENI Divisione E&P, prevedono sempre e comunque la contemporanea presenza di almeno due barriere, al fine di contrastare la pressione dei fluidi presenti nelle formazioni attraversate. Tali barriere sono il fluido (fango di perforazione o brine di completamento) e i *Blow-Out Preventers* (BOP).

Poiché l'eruzione (o *Blow-out*) è l'ultimo di una successione di eventi, la prevenzione viene fatta in primo luogo per mezzo di specifiche pratiche operative e procedure volte ad impedire l'ingresso dei fluidi in pozzo, e nella malaugurata ipotesi che ciò si verifichi, ad espellerli in maniera controllata senza che ciò degeneri in eruzione.

Per mettere in atto queste procedure è altresì necessario il monitoraggio costante di tutti i parametri di perforazione. Tale monitoraggio viene operato da due sistemi indipendenti di sensori, funzionanti in modo continuativo durante l'attività di perforazione. Esso risulta essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative. Il primo sistema di monitoraggio è inserito nello stesso impianto di perforazione, il secondo sistema è composto da una unità computerizzata presidiata da personale specializzato che viene installata sull'impianto di perforazione su richiesta dell'operatore con il compito di fornire l'assistenza geologica e il controllo dell'attività di perforazione.

1.10.1.1 Fango di Perforazione

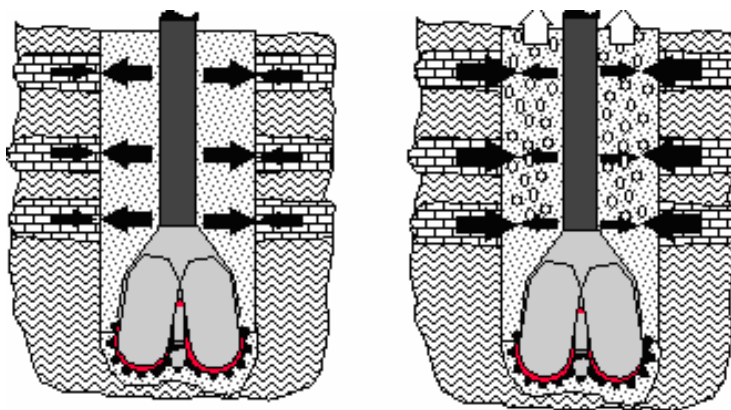


Figura 1.30 - Scalpello e Fango di Perforazione

Il fango di perforazione rappresenta la prima barriera contro l'ingresso dei fluidi di formazione in quanto contrasta, 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, quindi il fango di perforazione deve essere appesantito ad una densità adeguata.

Per particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere anche pressione superiore a quella dovuta al solo normale gradiente idrostatico dell'acqua. In questi casi si può avere un imprevisto ingresso dei fluidi di strato nel pozzo, i quali, avendo densità inferiori al fango, risalgono verso la superficie. La condizione ora descritta detta "kick" si riconosce inequivocabilmente dall'aumento di volume del fango nelle vasche. In questa fase di controllo pozzo, per prevenire le eruzioni, servono allora altre apparecchiature di sicurezza che vengono montate sulla testa pozzo sottomarina. Esse prendono il nome di *blow-out preventers* e la loro azione è sempre quella di chiudere il pozzo, sia esso libero che attraversato da attrezzature (aste, *casing*, ecc.).

1.10.1.2 Apparecchiature di Sicurezza (Blow-Out Preventers)

I *Blow-Out Preventers* rappresentano la seconda barriera nella prevenzione di eruzioni. Essi vengono attivati quando si registra l'ingresso in pozzo di fluidi di formazione, al fine di attivare in sicurezza le procedure di controllo pozzo (finalizzate all'espulsione controllata dei fluidi entrati in pozzo). Tipicamente, in un impianto di perforazione sono presenti le seguenti due tipologie di BOP:

- Il BOP anulare, o a sacco, per via della forma dell'organo di chiusura, 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 su cui fa chiusura ermetica. La chiusura avviene quindi per ogni diametro e sagomatura della batteria di perforazione o di *casing*. Anche nel caso di pozzo libero dalla batteria di perforazione, il BOP anulare assicura sempre una certa tenuta.
- Il BOP a ganasce, dotato di diverse coppie di saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo, che possono essere serrate tra loro da un meccanismo idraulico ad azionamento automatico, completamente indipendente dal resto dell'impianto. Il numero e la dimensione delle ganasce è funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione. È inoltre presente un set di ganasce trancianti "*shear rams*" che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. In caso di emergenza, le ganasce possono tranciare le aste di perforazione, qualora presenti all'atto della chiusura.

Questi elementi sono normalmente messi insieme 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.

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

Per gli impianti galleggianti (diversi da quello proposto per Guendalina) operanti su alti fondali, viene inoltre utilizzato uno *stack* di BOP installato sulla testa pozzo che si trova sul fondo mare.

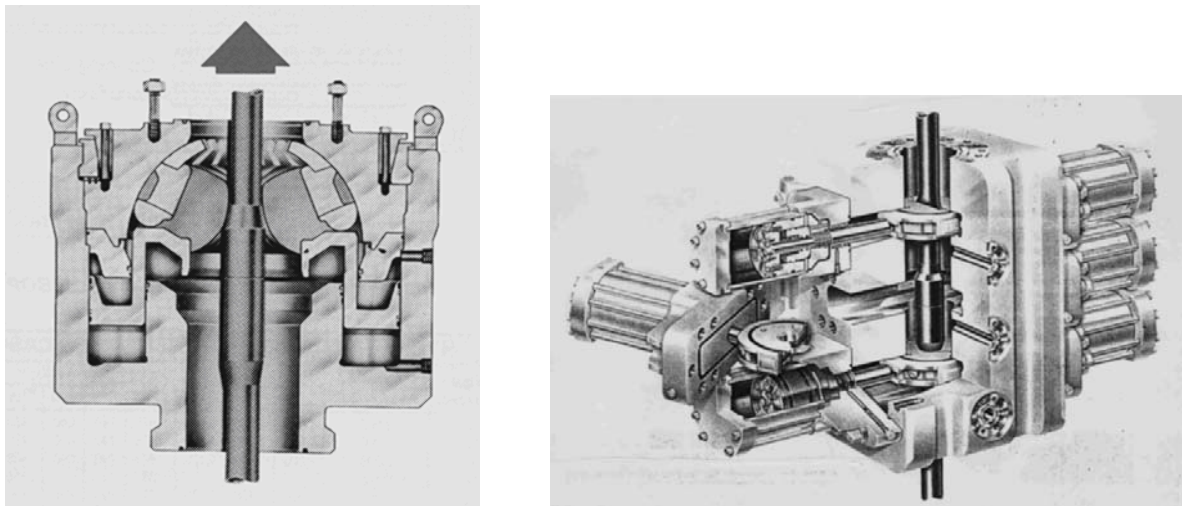


Figura 1.31 - Blow Out Preventers

1.10.2 Monitoraggio dei 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, ciascuno dei quali opera tramite sensori dedicati ed è presidiato 24 ore/giorno da personale specializzato.

Il primo sistema di monitoraggio è compreso nell'impianto di perforazione, il secondo è composto da una cabina computerizzata, presidiata da personale specializzato, installata sull'impianto di perforazione per fornire l'assistenza geologica ed il controllo dell'attività di perforazione. In particolare, mediante continue analisi del fango, vengono rilevati i parametri geologici inerenti le formazioni attraversate, nonché la tipologia dei fluidi presenti nelle stesse e le relative quantità, con metodi di misurazione estremamente sensibili, sia automatizzati, sia mediante operatore in modo da identificare in maniera sicura ed istantanea la presenza di gas in quantità superiori a quelle attese rilevando eventuali sovrappressioni derivanti da tali fluidi. In base a tali analisi, la densità del fango può essere regolata in maniera opportuna. Viene inoltre costantemente monitorato il livello delle vasche (sempre al fine di identificare un possibile ingresso di un cuscino di gas).

Tutti i parametri controllati durante la perforazione, vengono anche registrati dal personale specializzato e trasmessi successivamente al distretto operativo.

 <p>Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production</p>	<p>PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO GUENDALINA</p>	<p>Pag. 95</p>
--	--	----------------

1.11 RIFERIMENTI

Eurogas Annual Report 2004-2005, www.eurogas.org

http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html consultato nel Febbraio 2005

WOAD - Worldwide Off-shore Accident Database sviluppato da "DET NORSKE VERITAS

ENI S.p.A., Divisione Agip, Unità Geografica Italia, Ottobre 2002, "Specifica Tecnica per Monitoraggi Ambientali volti a Valutare gli Impatti conseguenti l'Installazione di Piattaforme di Estrazione Off-Shore e la Posa di Condotte" (Documento SAOP-09/02)

H. Pielou, 1974 Indice di Diversità specifica di Shan non-Weaver