



INDICE

2	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	4
2.1	PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI	4
2.1.1	REGIO DECRETO 29 LUGLIO 1927 - NO. 1443	5
2.1.2	DECRETO PRESIDENTE REPUBBLICA, 24 MAGGIO 1979 - NO. 886	6
2.1.3	DECRETO LEGISLATIVO 25 NOVEMBRE 1996 - NO. 624	6
2.1.4	DECRETO LEGISLATIVO 29 GIUGNO 2010 - N° 128	7
2.1.5	ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE DEL POZZO	8
2.1.6	SISTEMA DI GESTIONE INTEGRATO HSE (SALUTE, SICUREZZA, AMBIENTE E INCOLUMITÀ PUBBLICA)	8
2.1.7	STANDARD DI RIFERIMENTO	8
2.2	OPZIONI DI SVILUPPO DEL PROGETTO	10
2.2.1	DESCRIZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO PER LA PARTE INFRASTRUTTURE	10
2.3	FINALITÀ ED OBIETTIVI DELL'ALTERNATIVA SELEZIONATA	12
2.4	DESCRIZIONE E SEQUENZA DELLE ATTIVITÀ IN PROGETTO	12
2.5	OPERAZIONI DI PERFORAZIONE DEL POZZO	14
2.5.1	CENNI SULLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE	14
2.5.2	CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE E SUO POSIZIONAMENTO SUL SITO DI PERFORAZIONE	19
2.5.3	PROGRAMMA DI PERFORAZIONE	26
2.5.4	PROGRAMMA FANGO	26
2.5.5	COMPLETAMENTO POZZO	30
2.6	OPERAZIONI DI INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA E DELLE INFRASTRUTTURE	35
2.6.1	INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA	36
2.6.2	MESSA IN OPERA DELLA CONDOTTA SOTTOMARINA	37
2.6.3	TEMPI DI REALIZZAZIONE DELLE OPERAZIONI	38
2.7	ATTIVITÀ DI PRODUZIONE	38
2.7.1	DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI	39



2.8	MISURE D'ATTENUAZIONE DELL'IMPATTO	44
2.8.1	GESTIONE DEI DETRITI PERFORATI E DEL FANGO DI PERFORAZIONE	44
2.8.2	TRATTAMENTO DEI LIQUAMI CIVILI E DELLE ACQUE OLEOSE	44
2.8.3	MISURE IN CASO DI SVERSAMENTI ACCIDENTALI	45
2.9	INTERFERENZE CON L'AMBIENTE DURANTE LA FASE DI PERFORAZIONE	45
2.9.1	PRODUZIONE DI RIFIUTI	46
2.9.2	MEZZI NAVALI DI SUPPORTO ALLE OPERAZIONI	51
2.10	INTERFERENZE CON L'AMBIENTE DURANTE LA FASE DI INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA	52
2.10.1	PRODUZIONE DI RIFIUTI	52
2.10.2	EMISSIONE IN ATMOSFERA	52
2.10.3	GENERAZIONE DI RUMORE	53
2.10.4	TRAFFICO INDOTTO	53
2.11	INTERFERENZE CON L'AMBIENTE DURANTE LA FASE DI MESSA IN OPERA DELLA CONDOTTA	53
2.11.1	GENERAZIONE DI RUMORE	54
2.11.2	TRAFFICO INDOTTO	54
2.12	INTERFERENZE CON L'AMBIENTE DURANTE LA FASE DI PRODUZIONE	54
2.12.1	PRODUZIONE DI RIFIUTI	54
2.12.2	EMISSIONI IN ATMOSFERA	55
2.12.3	EMISSIONI LIQUIDE	56
2.12.4	EMISSIONI SONORE	56
2.12.5	TRAFFICO INDOTTO	56
2.12.6	MONITORAGGI AMBIENTALI PREVISTI IN PIATTAFORMA	57
2.13	TEMPI DI REALIZZAZIONE	57
2.14	DECOMMISSIONING	57
2.14.1	OPERAZIONE DI CHIUSURA MINERARIA DEI POZZI	58
2.14.2	DECOMMISSIONING DELLE STRUTTURE DI PRODUZIONE E DELLE CONDOTTE	59
2.14.3	ATTIVITÀ PRELIMINARI	60
2.14.4	ATTIVITÀ DI RIMOZIONE	60
3.1	SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA	67



eni S.p.A.


Exploration & Production Division

Doc. SICS 194
Studio di Impatto Ambientale
Campo Gas ELETTRA

Pag. 3

3.1.1 PIANI DI EMERGENZA----- 67

3.1.2 GESTIONE SVERSAMENTI A MARE ----- 69

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 4</p>
---	---	---------------

2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il presente *Capitolo* costituisce il *Quadro di Riferimento Progettuale* dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo alla messa in produzione di un giacimento off-shore per l'estrazione di gas del Campo Elettra (nel seguito *Progetto*), ubicato nel Mar Adriatico, a circa 50 km dalla costa marchigiana. La profondità del mare in corrispondenza del sito di *Progetto* è di circa 78 metri. L'interesse minerario è legato alla presenza di mineralizzazione a gas metano in numerosi livelli sabbiosi della Formazione Carola (Pleistocene).

In particolare, il *Progetto* prevede la realizzazione della piattaforma Elettra (di tipo tripode), la perforazione di un pozzo in doppio completamento, la posa di una condotta di collegamento all'esistente tie-in sul sealine da 24" che collega la piattaforma Bonaccia a Barbara C e la messa in produzione del pozzo.

Il *Progetto* si articola secondo le seguenti fasi:

- Posa jacket;
- Perforazione e completamento del pozzo;
- Posa deck;
- Posa sealine.

Il presente *Quadro di Riferimento Progettuale*, è stato redatto conformemente a quanto indicato *nel DPCM 27/12/88* e nel già citato *D. Lgs. 152/06 e s.m.i.* Inoltre, sebbene abrogato dal *D. Lgs. 4/2008*, si è fatto riferimento anche al *DPR n. 526 del 18 aprile 1994* "Regolamento recante norme per disciplinare la Valutazione dell'Impatto Ambientale relativa alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi", che all'*Allegato IV/B* riporta lo schema del contenuto degli Studi di Impatto Ambientale per concessione di coltivazione in mare.

2.1 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI

Il presente capitolo contiene una breve disamina delle principali normative, Standards, Leggi Italiane e Direttive Europee che hanno relazione con 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 ostativi alla realizzazione del *Progetto*.

Tutte le attività di coltivazione svolte sul territorio italiano 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 *Quadro di Riferimento Programmatico*, ritenuti di particolare interesse per l'intervento proposto.

2.1.1 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 2.1: 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 radioattive, acque minerali e termali, vapori e gas	
Torbe	Cava
Materiali per costruzioni edilizie, stradali e idrauliche	
Terre coloranti, farine fossili, quarzo e sabbie silicee, pietre molari pietre coti	

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

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 6</p>
--	---	---------------

2.1.2 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 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 III “Sicurezza nelle operazioni di perforazione” viene trattata la fase di indagine preliminare (*Art. 24*) ed ubicazione (*Art. 23*) dell'unità di perforazione. 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 *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.

Il Titolo IV “Sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto degli idrocarburi”. Al Capo II, *Art. 78* vengono trattati nel dettaglio gli aspetti legati agli impianti di produzione e alle condotte sottomarine.

2.1.3 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 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.”

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 7</p>
--	---	---------------

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.

2.1.4 DECRETO LEGISLATIVO 29 GIUGNO 2010 – N° 128

Il *Decreto Legislativo 29 Giugno 2010 N° 128* modifica ed integra il *Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152* in particolare l'articolo 17 della Parte seconda viene modificato come di seguito:

Art 17. Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto e' altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia marine dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, oltre che per i soli idrocarburi liquidi nella fascia marina compresa entro cinque miglia dalle linee di base delle acque territoriali lungo l'intero perimetro costiero nazionale. Al di fuori delle medesime aree, le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del presente decreto, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di cui al primo periodo. Le disposizioni di cui al presente comma si applicano ai procedimenti autorizzatori in corso alla data di entrata in vigore del presente comma. Resta ferma l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla stessa data. Dall'entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente comma è abrogato il comma 81 dell'articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239.».

Si osserva che la Piattaforma sarà posta ad una distanza superiore alle 12 miglia marine dalle aree marine e/o costiere protette.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 8</p>
--	---	---------------

2.1.5 ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE DEL POZZO

Il programma di perforazione di un pozzo viene sottoposto all'approvazione della competente Autorità Mineraria (D.P.R. 128/1959, D.M. 6 Agosto 1991).

2.1.6 SISTEMA DI GESTIONE INTEGRATO HSE (SALUTE, SICUREZZA, AMBIENTE E INCOLUMITÀ PUBBLICA)

Il Distretto Centro Settentrionale (in forma abbreviata DICS) opera sul territorio italiano e mantiene un Sistema di Gestione Integrato HSE (SGI) finalizzato a garantire l'applicazione della Politica in materia di Salute, Sicurezza, Ambiente, Incolumità Pubblica (che comprende la prevenzione degli incidenti rilevanti), Qualità e Radioprotezione.

La parte ambientale del SGI è stata sviluppata in conformità ai requisiti previsti dalla norma ISO 14001.


Le parti relative alla sicurezza (intesa sia come sicurezza del lavoro che come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti) e alla salute sono state sviluppate in conformità ai requisiti previsti dalla norma OHSAS 18001:2007.

In particolare, 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, costituisce il riferimento per la sua implementazione ed il suo mantenimento. Il documento si applica a tutte le attività del macroprocesso upstream svolte direttamente, di seguito sintetizzate:


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

2.1.7 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 Elettra, vengono di seguito menzionate:
- Piano Generale di Emergenza Unità Distretto Centro Settentrionale - (B2-PEM-DICS-HSE-07-01 del 25/10/2010);

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 9</p>
--	---	---------------

- DICS - Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE (Doc. A2-MAN-DICS-HSE-00-01 del 15/11/2010);
- DICS - Procedura per la valutazione del rischio (Doc. A3-PRG-DICS-SSL-01-01 del 26/11/09);
- DICS - Identificazione degli aspetti ambientali e valutazione della loro significatività (Doc. B1-PRO-DICS-AMB-01-01 del 12/11/09);
- DICS - Controllo Operativo Ambientale Siti Produttivi onshore: adempimenti e disposizioni (Doc. B1-PRO-DICS-AMB-06-01 del 10/03/10);
- DICS - Gestione dei Rifiuti e della Relativa Documentazione (Doc. B1-PRO-DICS-AMB-06-03 del 08/09/09);
- DICS - Competenza, Informazione, Formazione, Addestramento e Consapevolezza HSE (Doc. A3-PRG-DICS-HSE-04-01 del 15/11/10);
- DICS - Procedura operativa antinquinamento marino (Doc. 1.3.4.54 del 17/12/03)
- DICS - Regole di utilizzo apparecchiature per il sollevamento dei carichi (Doc. C1-IDL-DICS-SSL-06-04 del 03/08/10);
- DICS - Gestione di carico/scarico di materiali pericolosi (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-1-003 del 16/12/05);
- DICS - Regole di comportamento per attività con utilizzo mezzi navali (Doc. B1-PRO-DICS-SSL-06-07 del 26/11/09);
- DICS - Gestione infortuni, incidenti, near miss (Doc. B1-PRO-DICS-HSE-10-02 del 08/07/10);
- DICS - Abbandono piattaforma. (Doc. C1-IDL-DICS-SSL-07-01 del 26/11/09);
- DICS - Piano di emergenza antincendio ed evacuazione Archivio DICS di via delle Industrie. (Doc. B2-PEM-DICS-HSE-07-03 del 15/03/10);
- DICS -. Permesso di lavoro (Doc. 1.3.3.67 del 30/01/01);
- DICS - Attività di manutenzione, ispezione, collaudo e controllo (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-006 del 15/07/04);
- DICS - Istruzioni per l'effettuazione dei campionamenti e dei monitoraggi (Doc. C1-IDL-DICS-AMB-08-01 del 23/04/10);
- DICS - 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);
- DICS -
- DICS - Invio del personale su impianti off-shore (Doc. C1-IDL-DICS-SSL-06-07 del 07/10/10);
- DICS - Quadro di sintesi dei requisiti normativi nazionali (Doc. C2-REL-DICS-AMB-09-01 del 15/11/10);
- DICS - Quadro di sintesi dei requisiti normativi locali (Doc. C2-REL-DICS-AMB-09-02 del 15/11/10);

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 10</p>
---	---	----------------

- 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).

2.2 OPZIONI DI SVILUPPO DEL PROGETTO

2.2.1 DESCRIZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO PER LA PARTE INFRASTRUTTURE

Per quanto riguarda la parte infrastrutture sono state valutate le seguenti opzioni:

- Sviluppo Convenzionale con Installazione di una Piattaforma Fissa:
- Scenario A: allaccio alla piattaforma Clara Est: separazione dei fluidi di giacimento e successiva spedizione del gas mediante un sealine su Clara Est. Trattamento acque e scarico a mare dalla piattaforma Elettra;
- Scenario B: allaccio al sealine Bonaccia-Barbara C: separazione dei fluidi di giacimento e successiva spedizione del gas alla condotta che collega la Piattaforma Bonaccia alla Piattaforma Barbara C tramite tie-in sottomarino. Trattamento acque e scarico a mare dalla piattaforma Elettra.
- Sviluppo Subsea (alternativa inizialmente considerata in sede di presentazione dell'istanza di concessione di sviluppo);

Nel seguito si descrivono nel dettaglio le alternative qui elencate. In particolare le seguenti *Figure*, mostrano lo schema infrastrutturale previsto per i tre casi considerati (ovvero lo Sviluppo Convenzionale negli scenari A e B, sviluppo Subsea).

Figura 2.1: Alternativa Sviluppo Convenzionale – Scenario A (immagine di sinistra) e Scenario B (immagine di destra)

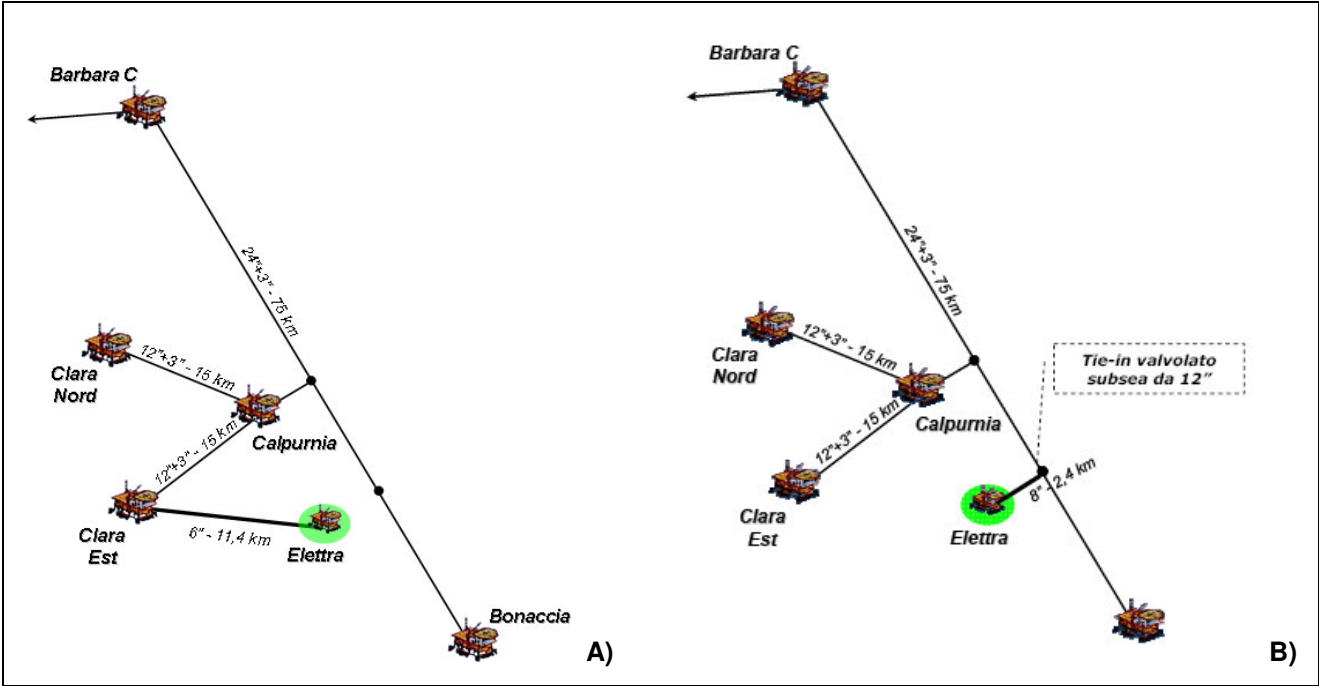
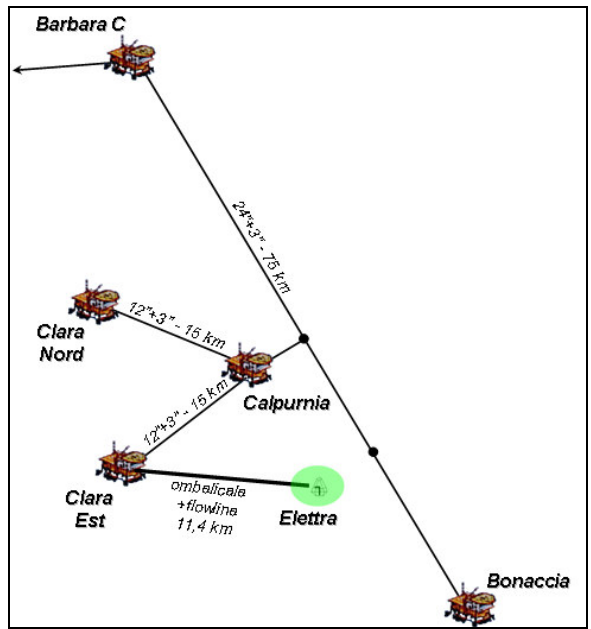



Figura 2.2: Alternativa Sviluppo Subsea



In termini di confronto si evidenzia che:

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 12</p>
---	---	----------------

- Lo Scenario Convenzionale A) prevede la separazione gas sulla Piattaforma Elettra e la spedizione del gas alla Piattaforma Clara Est mediante una condotta dedicata da 6" che si innesterà sul collettore di produzione della piattaforma stessa. Lo Scenario prevede che il trattamento acque (ed il relativo scarico a mare) dalla Piattaforma Elettra;
- Lo Scenario Convenzionale B) prevede la separazione gas sulla Piattaforma Elettra e la spedizione del gas alla Piattaforma Barbara C mediante un collegamento con condotta dedicata da 8" che si innesterà, mediante tie-in, sull'esistente condotta di collegamento tra le Piattaforme Bonaccia e Barbara C. Lo Scenario prevede che il trattamento acque (ed il relativo scarico a mare) avvenga dalla Piattaforma Elettra;
- Lo Scenario Subsea prevede l'installazione di una croce di produzione sottomarina collegata in tie-back mediante un ombelicale alla Piattaforma Clara Est. Lo scenario prevede l'installazione del separatore di produzione sull'esistente Piattaforma Clara Est.

La soluzione prescelta è lo Scenario di tipo Convenzionale B che, in base alle considerazioni svolte in sede progettuale, è quella in grado di offrire la maggiore flessibilità operativa e di minimizzare (se posta a confronto con lo Scenario di tipo Convenzionale A) gli impatti indotti dalla realizzazione delle infrastrutture di collegamento.

2.3 FINALITÀ ED OBIETTIVI DELL'ALTERNATIVA SELEZIONATA

Il Campo gas Elettra è ubicato nell'Adriatico Settentrionale, a circa 50 km dalla costa marchigiana, in un'area caratterizzata da una profondità d'acqua di circa 78 metri. Tale area, con specifico riferimento al recente *D. Lgs. n. 128 del 29 giugno 2010*, non è posta ad una distanza inferiore alle 12 miglia marine dalle aree marine e/o costiere protette (cfr. *Allegato 1*).

L'interesse minerario è legato alla presenza di mineralizzazione a gas metano nei livelli pliocenici sabbiosi della Formazione Carola, ad una profondità compresa tra i 666 e 1.130 m.

Il campo di Elettra è situato in parte all'interno dell'istanza di concessione d29B.C.-AG (Eni 100%) ed in parte all'interno della Concessione B.C13.AS (Eni 51% - Edison 49%), entrambe ubicati nella Zona "B" dell'off-shore Adriatico.

2.4 DESCRIZIONE E SEQUENZA DELLE ATTIVITÀ IN PROGETTO

Il progetto prevede la messa in produzione del campo di Elettra situato nell'offshore adriatico, a circa 50 km dalla costa marchigiana ad una profondità d'acqua di 78 m. Lo scenario di sviluppo prevede la realizzazione

di una piattaforma di tipo tripode e la posa di una linea di collegamento all'esistente tie-in sul sealine da 24" che collega la piattaforma Bonaccia a Barbara C. Sarà perforato, completato e messo in produzione un pozzo in doppio completamento.

Obiettivo principale del progetto è lo sfruttamento delle risorse minerarie in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 12 anni a partire da Dicembre 2012 circa. Il progetto complessivo prevede la messa in produzione del giacimento attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, trattamento e trasporto del gas producibile dai pozzi previsti.

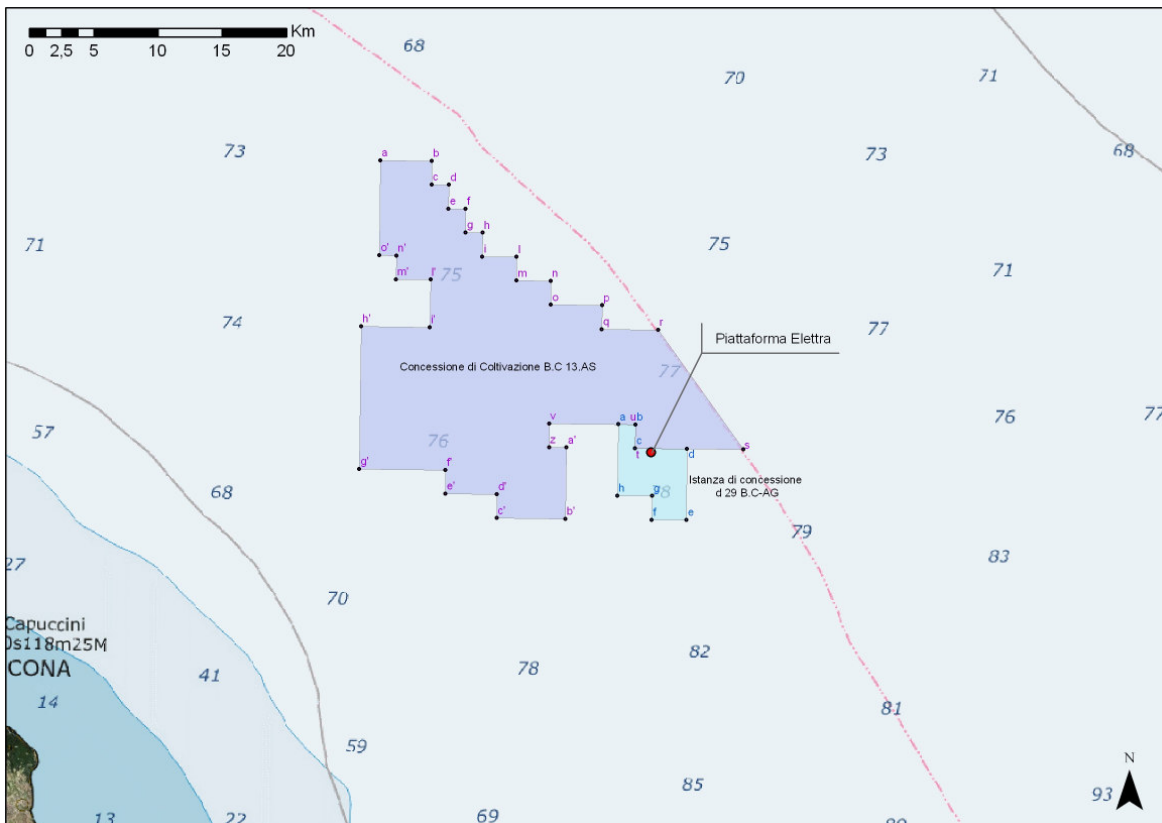
La Piattaforma sarà posizionata alle seguenti coordinate:

Tabella 2.2: Coordinate di Posizionamento della Piattaforma Elettra

Pozzo	Longitudine (m)	Latitudine (m)
Elettra 3	2456834 E	4846020 N

In *Figura 2.1* è mostrata la localizzazione della concessione in cui sarà inserita la piattaforma.

Figura 2.3: Localizzazione della Concessione





Il *Progetto* si svilupperà secondo le seguenti fasi:

- Posa jacket;
- Perforazione e completamento di un pozzo;
- Posa deck ;
- Posa sealine.

I quantitativi di produzione previsti della Piattaforma Elettra 3 sono mostrati in *Figura 2.2*.

Figura 2.4: Profilo di Produzione del Pozzo Elettra 3

YEAR	FIELD						
	Gas Cumulative	Gas Production Year	Gas Rate	RF	Water Cumulative	Water Production Year	Water Rate
	(KSm ³)	(KSm ³)	(Sm ³ /DAY)	(%)	(KSm ³)	(KSm ³)	(Sm ³ /DAY)
0	0	0	0	0	0	0	0
1	73000	73000	199863	12	0	0	0
2	146000	73000	199863	25	0	0	1
3	216463	70463	192918	36	1	1	2
4	262279	45816	125436	44	4	2	6
5	314725	52446	143590	53	7	4	10
6	367799	53073	145307	62	11	4	12
7	413755	45957	125823	70	16	5	13
8	437710	23955	65584	74	21	5	14
9	447333	9623	26345	75	26	5	14
10	452662	5330	14592	76	31	5	13
11	456964	4302	11778	77	36	5	13
12	458549	1585	10226	77	38	2	13


Le riserve recuperabili (P1+P2) stimate sono pari a 0,45 GSm³ corrispondenti a circa 2,86 MBOE.

2.5 OPERAZIONI DI PERFORAZIONE DEL POZZO

2.5.1 CENNI SULLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

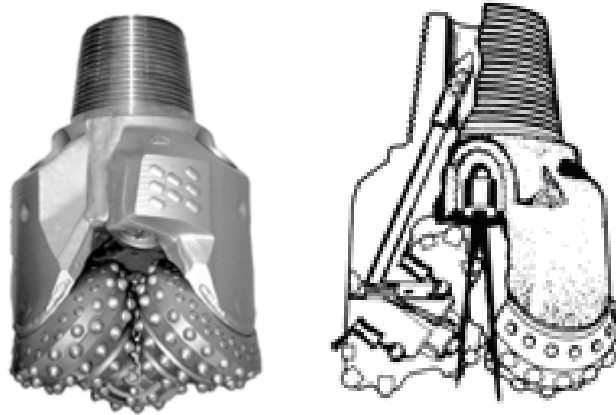
La tecnica di perforazione attualmente impiegata nell'industria petrolifera è detta a rotazione o *rotary*, o anche a "distruzione di nucleo".

L'azione di scavo è esercitata tramite uno scalpello, *Figura 2.3*, 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.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 15</p>
---	--	----------------

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

Figura 2.5: Scalpello di Perforazione



Il fango prodotto viene pompato attraverso la batteria e portato in superficie con lo scopo di assicurare la rimozione dal foro dei detriti scavati dall'azione dello scalpello.

Il fango deve avere delle caratteristiche chimico-fisiche controllate in modo da controbilanciare la pressione dei fluidi contenuti nelle rocce attraversate e sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione.

La pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fango deve infatti essere maggiore della pressione di formazione (anche nel caso di pressioni al di sopra del normale gradiente idrostatico) per impedire l'ingresso in pozzo di fluidi di strato.

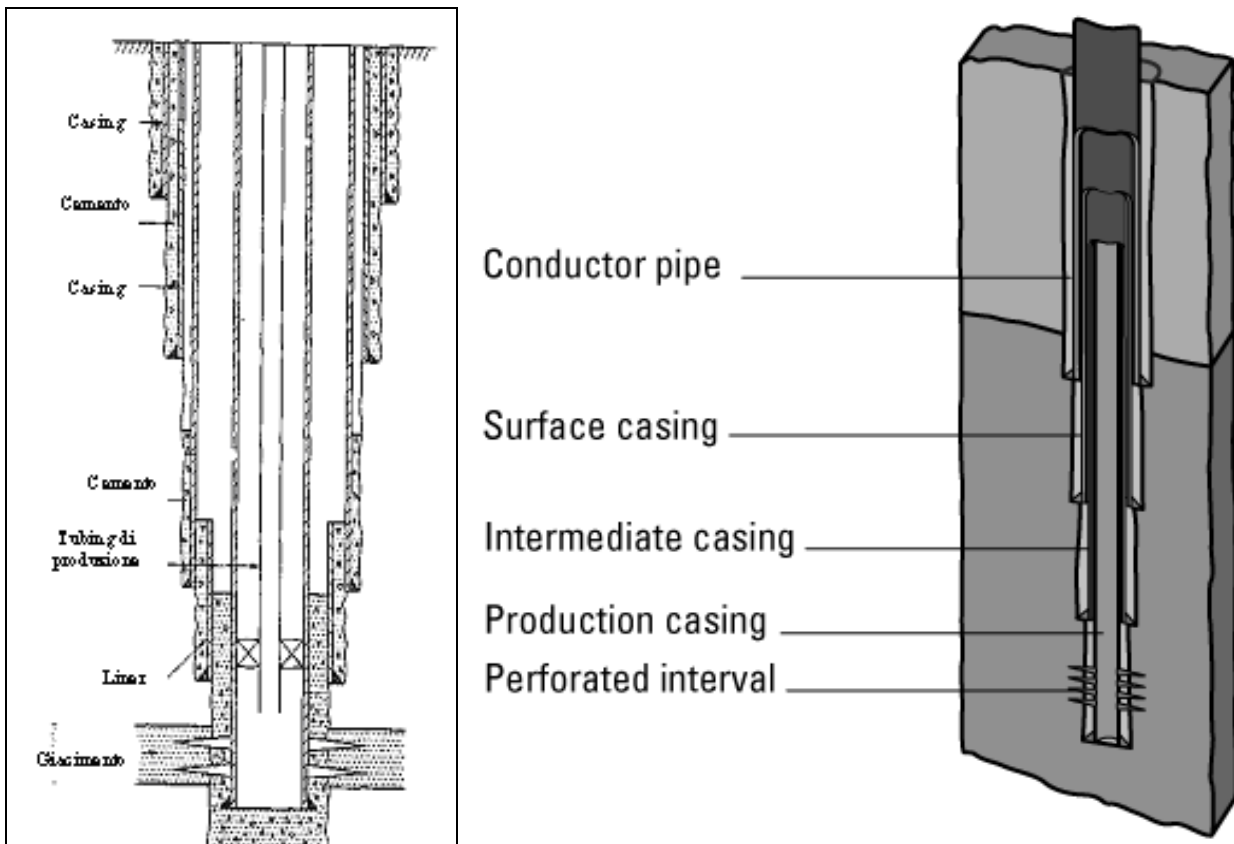
La pressione idrostatica del fango viene regolata facendone variare opportunamente la sua densità attraverso l'aggiunta di opportune sostanze.

Con la perforazione *rotary* è possibile perforare in modo abbastanza semplice e veloce tratti anche a profondità di diverse migliaia di metri.

Una volta eseguito il foro, al fine di isolare le formazioni attraversate e di garantire il sostegno delle pareti di roccia, il pozzo viene rivestito con tubi d'acciaio giuntati tra loro (colonne di rivestimento dette *casing*) e cementati nel foro stesso.

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

Figura 2.6: Casing e Cementazioni



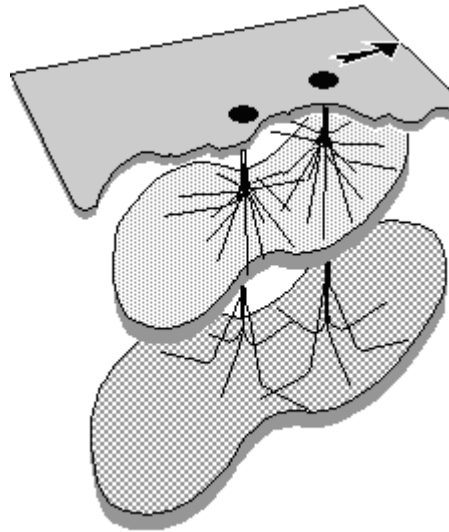
La perforazione del pozzo viene effettuata utilizzando appositi impianti di perforazione che vengono portati in loco e poi rimossi al termine delle operazioni di scavo.

Generalmente 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 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 quasi orizzontale (cfr. seguente *Figura*).

Figura 2.7: Pozzi Direzionati ed Orizzontali

Tale tecnica offre il vantaggio di attraversare per una considerevole lunghezza il sistema di fratture che determina il 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 quindi 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 viene perforato utilizzando un fango a densità tale da controbilanciare la pressione dei fluidi di strato e utilizzando un sistema di valvole poste sopra l'imboccatura del pozzo (testa pozzo e BOP) atte a chiudere il pozzo in caso di necessità.

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 possono essere 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, incastrò 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 (previa autorizzazione dei programmi da parte dell'ente di Polizia Mineraria).

2.5.1.1 Caratteristiche e Funzioni dei Fluidi di Perforazione

I fluidi di perforazione sono generalmente costituiti da un liquido reso colloidale ed appesantito con specifici prodotti. In genere i fanghi utilizzati in queste fasi sono a base acquosa, negli ultimi anni sono stati sviluppati e in seguito introdotti nuovi fanghi di perforazione a base non acquosa (quali ad esempio il fango di perforazione a base non acquosa LAMIX), che offrono una serie di vantaggi atti a consentire una riduzione degli impatti ambientali riconducibili alle attività di perforazione (permettendo ad esempio una maggior velocità di perforazione, un miglioramento della stabilità dello scavo con conseguente diminuzione di fenomeni incidentali). 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.

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

2.5.2 CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE E SUO POSIZIONAMENTO SUL SITO DI PERFORAZIONE

Nel caso del campo Elettra, le operazioni di perforazione dei pozzi saranno effettuate con l'utilizzo di un impianto *Jack-up Drilling Unit*, tipo il GSF Key Manhattan.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 20</p>
---	---	----------------

Tale impianto è costituito da una piattaforma autosollevante, costituita da uno scafo galleggiante (avente dimensioni pari a circa 61 x 74 m) e da tre gambe a sezione quadrangolare lunghe 145 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).

Una volta arrivata nel sito selezionato, la *Jack-up Drilling Unit* si accosta ad un lato del jacket 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 allontanata tramite rimorchio.

Nelle successive Figure si mostrano in sequenza:

- Un Jack-up Drilling Unit, tipo il GSFKey Manhattan operante su un jacket pre-installato (visibile a destra nella foto), in situazione analoga a quanto programmato per il campo di Elettra;
- le principali sezioni che costituiscono la Jack-up Drilling Unit, suddivise fra:
 - piano principale
 - piano motori, pompe, vasche.



Figura 2.8: Impianto Jack-Up Drilling Unit (tipo GSF Key Manhattan)



Figura 2.9: Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Key Manhattan - Piano Principale)

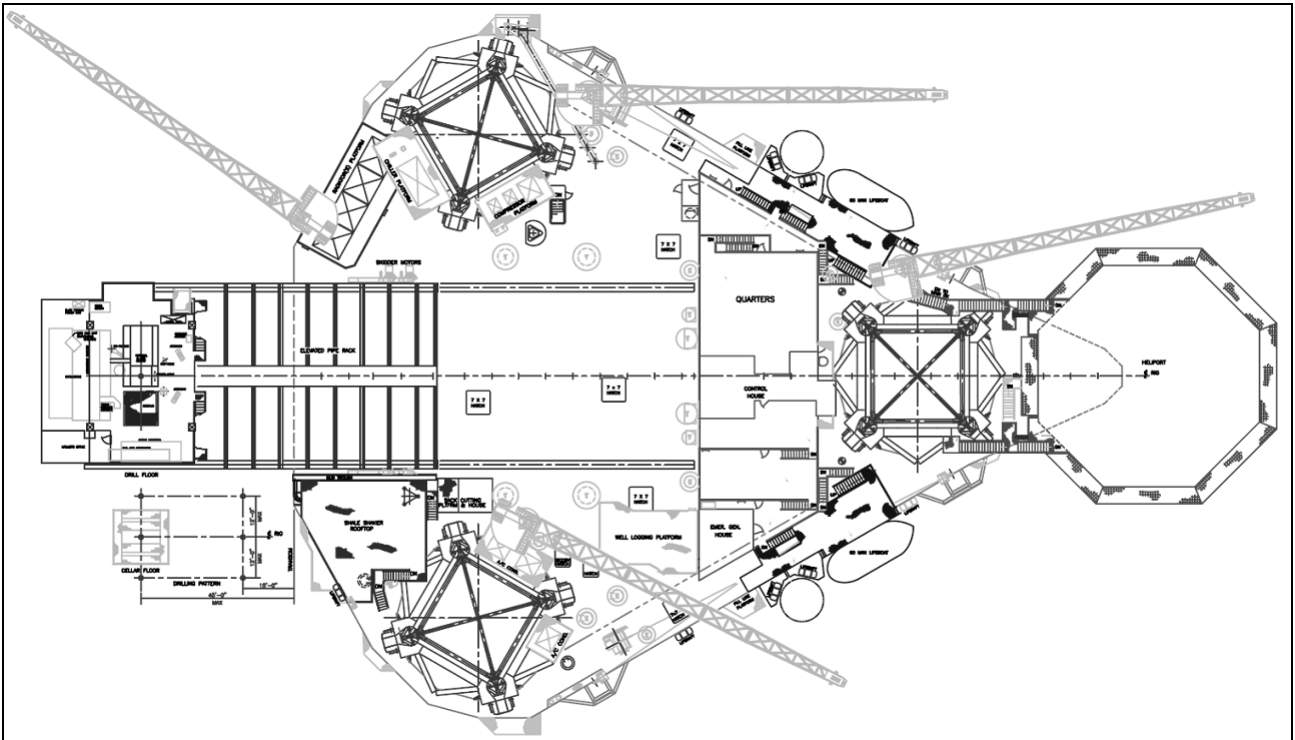
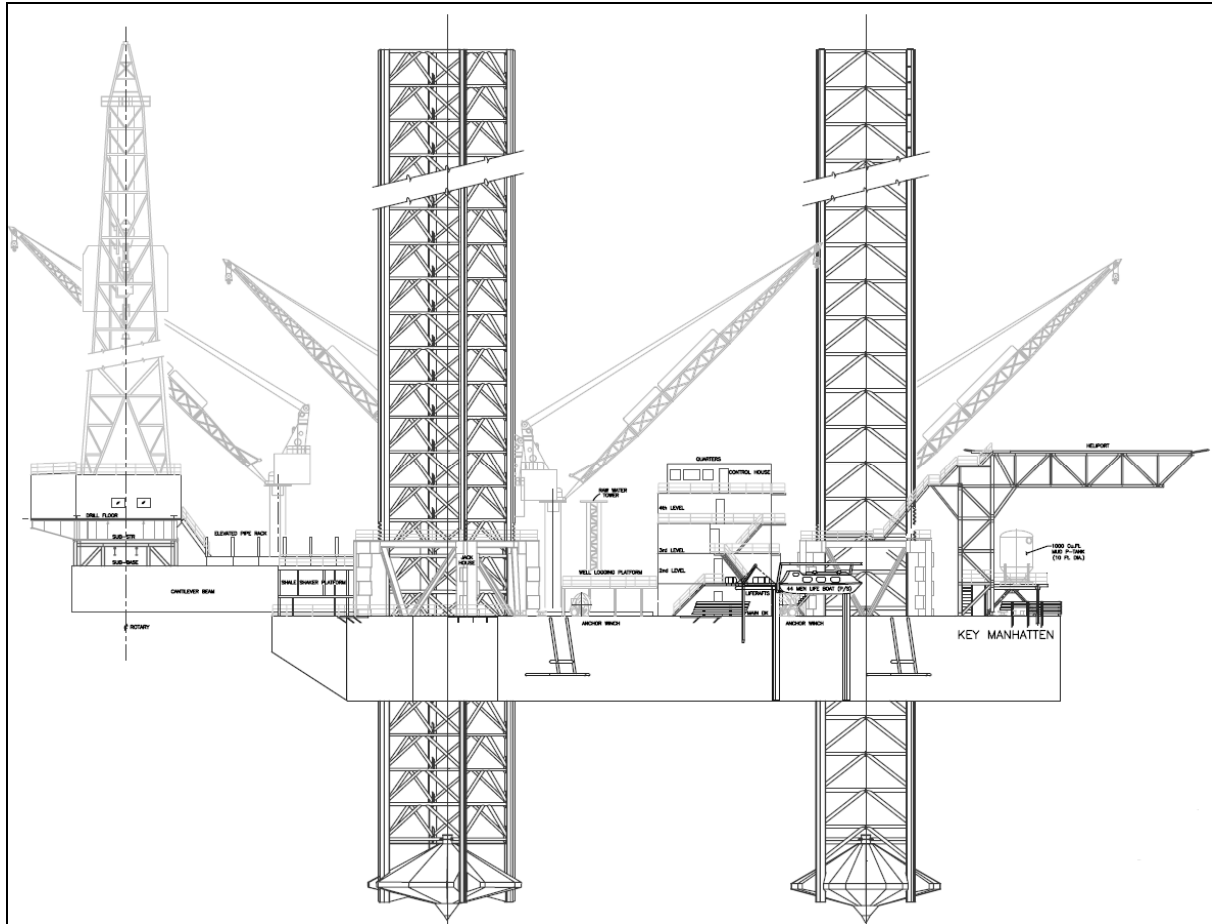


Figura 2.10: Profilo Laterale Impianto Jack-Up Drilling Unit (Key Manhattan Piano Motori, Pompe, Vasche)




Nei seguenti *Paragrafi* si riporta una descrizione delle unità che compongono la *Jack-up Drilling Unit*.

2.5.2.1 Scafo

All'interno dello scafo sono alloggiati i motori ed i gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica, le vasche fango e le pompe, i materiali di perforazione, i serbatoi di zavorra (acqua di mare), il gasolio e l'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, serbatoi acqua potabile, trattamento liquami civili, etc.).

2.5.2.2 Modulo Alloggi

Il modulo alloggi è 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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA	Pag. 23
--	---	---------

2.5.2.3 Impianto di Perforazione

L'impianto di perforazione comprende le attrezzature necessarie per la perforazione del pozzo: torre ed impianto di sollevamento, organi rotanti, circuito del fango ed apparecchiature di sicurezza, sostanzialmente simili a quelli utilizzati per perforazioni sulla terraferma.

A causa delle ridotte dimensioni dello scafo le attrezzature sono tuttavia disposte in modo da adattarsi agli spazi disponibili sulla piattaforma. Nel seguito vengono descritti i componenti fondamentali dell'impianto di perforazione.

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. È costituito dalla torre di perforazione, dall'argano, dal freno, dalla taglia fissa, dalla taglia mobile e dalla fune.

Il Sistema Rotativo

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

Il *Top Drive* ad oggi è il sistema più utilizzato su questo tipo di impianti. Esso consiste essenzialmente in un motore di elevata potenza al cui rotore viene resa solidale con 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 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 2.11: Top Drive System

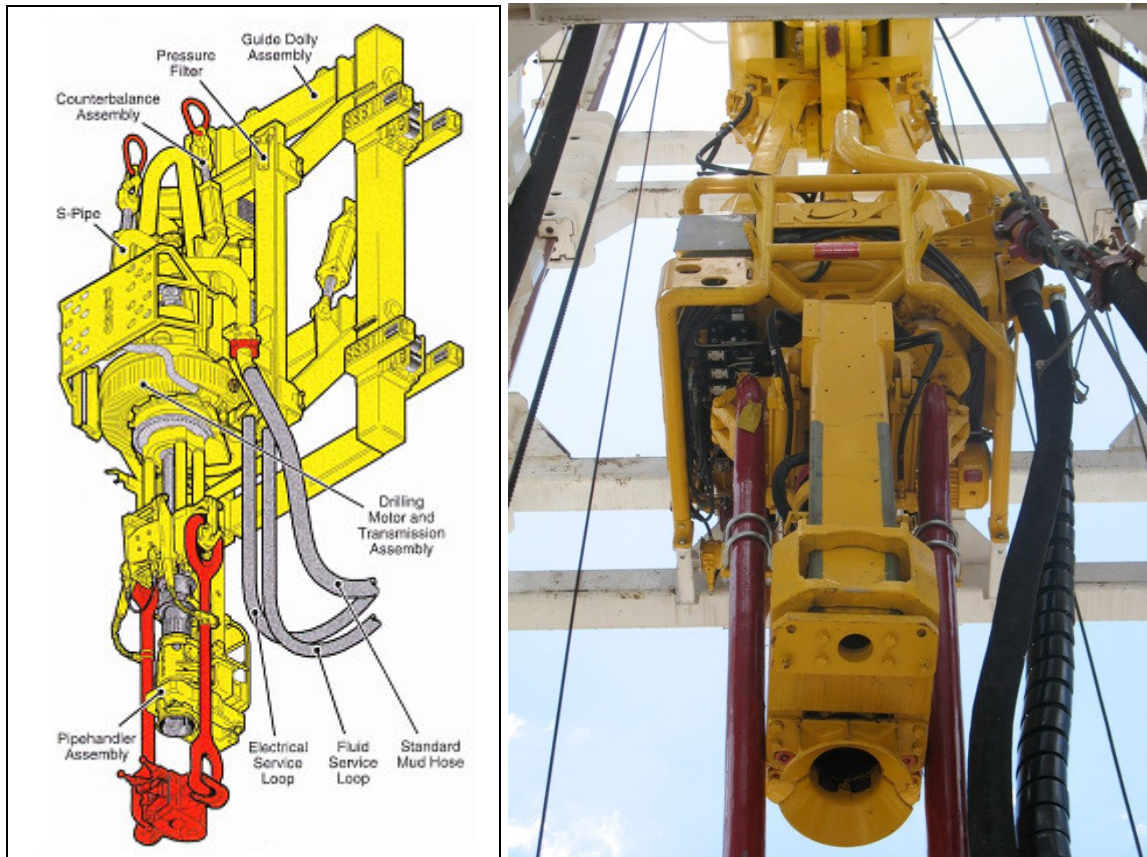


Figura 2.12: Asta di Perforazione



Il Circuito Fanghi

Il sistema serve a garantire la circolazione del fango di perforazione prescelto, che venendo pompato attraverso la batteria di perforazione, fuoriesce attraverso lo scalpello (dotato di appositi orifizi), inglobando così i detriti di perforazione e risalendo 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 2.11), di tipo volumetrico a pistoni, che forniscono al fango la pressione e la portata necessarie a superare le perdite di carico nel circuito e garantirne 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 2.12), cicloni e centrifughe per separare il fango dai detriti di perforazione di varia pezzatura. Questi ultimi vengono raccolti in appositi cassonetti ed opportunamente trasportati a terra mediante supply vessels.

Figura 2.13: Esempi di Pompa Fango

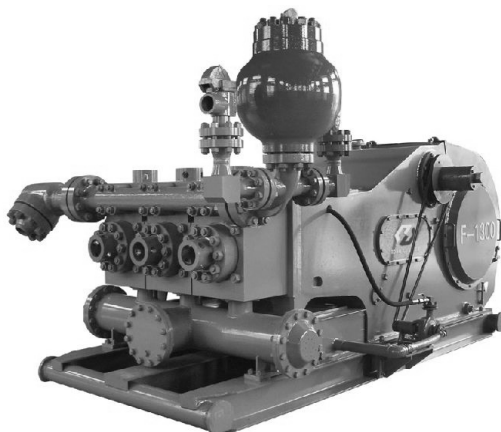
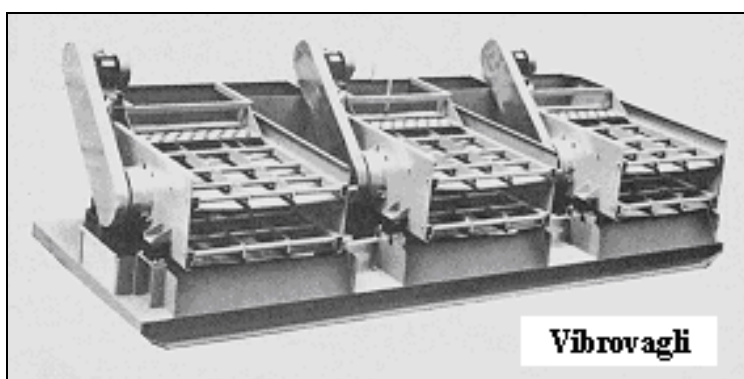



Figura 2.14: Esempio di Vibrovagli



 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 26</p>
--	---	----------------

Apparecchiature di Sicurezza

Le apparecchiature di sicurezza fanno riferimento ai Blow Out Preventers (BOP), ovvero il sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) in caso di necessità (come ad esempio risalita incontrollata dei fluidi presenti in pozzo). Tale sistema fa parte dell'impianto di perforazione.

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 nel *Paragrafo* "Prevenzione dei Rischi Ambientali durante la Perforazione".

2.5.2.4 Sistemi di segnalazione

L'unità di perforazione tipo il GSF Key Manhattan è dotata di tre luci perimetrali, una a ciascun angolo dell'impianto.

Si tratta di luci rosse che lampeggiano il segnale Morse U (Ostruzione), più una luce rossa di segnalazione per aerei in cima alla torre di perforazione (derrick). E' in dotazione anche una sirena che viene attivata in caso di nebbia (nautofono).

2.5.3 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

Lo scenario di sviluppo del campo prevede la perforazione, il completamento e la messa in produzione di un pozzo (Elettra 3) in doppio completamento.

2.5.3.1 Programma di Perforazione

Il pozzo Elettra 3 avrà il seguente profilo di tubaggio ("*casing profile*"):

- conductor pipe con diametro 26" (130 m TVD);
- colonna di superficie con diametro 13 3/8" (650 m TVD);
- colonna di produzione con diametro 9"5/8 (1100 m TVD).
- Il profilo del pozzo Elettra 3 è verticale.

2.5.4 PROGRAMMA FANGO

Nelle *Tablelle* che seguono si riportano le descrizioni, le concentrazioni e le quantità totali dei fanghi e degli additivi previste dal programma fanghi che si prevede di utilizzare, stimate anche sulla base di precedenti esperienze.

Il presente programma fanghi prevede due soluzioni:

- Fango FW-EP: Fango a base acquosa, come descritto nella sezione seguente;
- Fango LT-IE: Fango a base non acquosa costituita dal LAMIX.
- In particolare si sottolinea come i fanghi LT-IE offrono una serie di vantaggi atti a consentire una riduzione degli impatti ambientali riconducibili alle attività di perforazione (permettendo ad esempio una maggior velocità di perforazione, un miglioramento della stabilità del foro).

Di seguito sono elencate le caratteristiche di entrambe le tipologie di fanghi; occorre precisare che il programma fanghi definitivo (e la conseguente scelta tecnologica) sarà compilato successivamente ed il sistema fango potrebbe essere variato in fase operativa a fronte di particolari esigenze geologiche/operative. Si sottolinea come la stima degli impatti indotti valuta con approccio conservativo le potenziali interferenze riconducibili ad entrambe le opzioni.

2.5.4.1 Fango FW-EP

Nelle seguenti *Tablelle* si riportano le descrizioni, le concentrazioni e le quantità totali dei fanghi a base acquosa e i principali additivi che si prevede di utilizzare sulla base di precedenti esperienze.

La descrizione e la profondità di utilizzo dei fanghi è riportata seguente Tabella.

Tabella 2.3: Profondità e Tipo di Fanghi Utilizzati

MD RKB (m)	Hole diameter (in)	Csg Diameter (in)	Mud Type	Max. Mud Wt. (kg/l)
130	CP	26"	--	--
650	16"	13 3/8"	FW-EP	1,15
1100	12 1/4"	9 5/8"	FW-EP	1,25

Tabella 2.4: Stima dei Volumi di Fango Prodotti

Fase	Codice fango	Fango confezionato (m ³)	Fango scartato (m ³)
Fase 16"	FW-EP	400	100
Fase 12 ¼"	FW-EP	150	200
TOTALE		550	300

Il dettaglio della composizione dei fanghi utilizzati ed i quantitativi dei principali prodotti impiegati per il confezionamento saranno riportati in un apposito programma di dettaglio, che verrà redatto in fasi successive e sottoposto ad autorizzazione dell'UNMIG. La successiva *Tabella* si riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento di fanghi a base acquosa e le loro caratteristiche.

Tabella 2.5: Principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fanghi a base acquosa e loro caratteristiche

Prodotto	Azione
BARITE (BaSO ₄)	Regolatore di peso
SODIO BICARBONATO	Riduttore di pH, Reagente per ioni Ca ⁺⁺
SOLUZIONI DI SALI DI ZIRCONIO	Disperdenti/Deflocculante
PAC UL (Polimero celluloso anionico) - XANTAM GUM (biopolimero prodotto con polisaccaridi modificati da batteri del genere "xantomonas")	Regolatori di viscosità e riduttori di filtrato
POLIAMMINE / POLISORBITOLO	Polimero inibitore per argille
POLIACRILAMMIDE	Incapsulante
LUBRIFICANTE	Riduzione torsione
SODA CAUSTICA (NaOH)	Correttori di pH

2.5.4.2 Fango LT-IE

La descrizione e la fase di utilizzo dei fanghi nella seguente *Tabella*.

Tabella 2.6: Profondità e tipo di fanghi utilizzati

MD RKB (m)	Hole diameter (in)	Csg Diameter (in)	Mud Type	Max. Mud Wt. (kg/l)
130	CP	26"	--	--
650	16"	13 3/8"	LT-IE	1,15
1100	12 1/4"	9 5/8"	LT-IE	1,25

La stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo è riportata nella seguente *Tabella*.

Tabella 2.7: Stima dei volumi di fanghi prodotti

Fase	Codice fango	Fango confezionato (m ³)	Fango scartato (m ³)
Fase 16"	LT-IE	330	50
Fase 12 1/4"	LT-IE	90	50
TOTALE		420	100

La tipologia di fango utilizzata, LT-IE, prevede una base non acquosa chiamata LAMIX. Il LAMIX è un prodotto di origine minerale altamente raffinato a bassissima tossicità, in base ai requisiti richiesti dalla OSPAR Commission, equivalente ad un fluido base sintetico, che viene prodotto nella raffineria eni di Livorno. Si tratta di un prodotto innovativo che permette di ottenere caratteristiche migliori del fango.

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

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

La seguente *Tabella* riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento di fanghi a base non acquosa e le loro caratteristiche.

Tabella 2.8: Principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fanghi a base non acquosa e loro caratteristiche

Prodotto	Azione
LAMIX	Fluido base dell'emulsione
BARITE (BaSO ₄)	Regolatore di peso
ARGILLA ORGANOFILA	Regolatore di viscosità
EMULSIONANTE PRIMARIO E SECONDARIO	Regolatori dell'emulsione inversa
LIME E SOLUZIONE DI CaCl ₂	Regolare della salinità e alcalinità dell'emulsione
AGENTE BAGNANTE	Rendere i solidi bagnabili all'olio
RIDUTTORE DI FILTRATO	Riduzione della filtrazione del fluido base

2.5.5 COMPLETAMENTO POZZO


Una volta terminata la perforazione il pozzo verrà completato, spurgato e collegato per la messa in produzione.

Solo nel caso di pozzi sterili o che non hanno raggiunto l'obiettivo minerario, questi possono essere chiusi minerariamente (con metodologia descritta nella sezione dedicata al Decommissioning) al termine della perforazione. Successivamente, l'obiettivo può essere raggiunto perforando nuovamente con la tecnica del "side track" oppure utilizzando uno degli slot di riserva predisposti sulla piattaforma.

2.5.5.1 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;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 31</p>
---	---	----------------

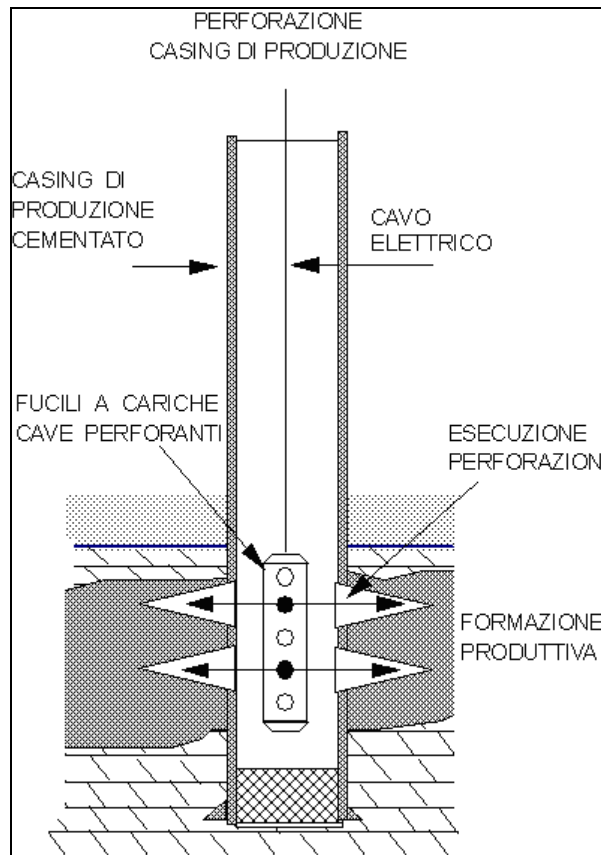
- l'estensione areale e le caratteristiche dei livelli produttivi (la quantità di idrocarburi in posto e la quantità estraibile);
- la necessità di effettuare operazioni di stimolazione per accrescere la produttività degli strati;
- la durata prevista della vita produttiva del pozzo;
- la possibilità di effettuare lavori di work-over.

Nel caso del campo Elettra, il pozzo verrà completato in foro tubato con completamento doppio da 2"3/8 con Sand Control (sistema di controllo sabbia).

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. In questo modo gli strati produttivi vengono messi in comunicazione con l'interno della colonna.

Il trasferimento degli idrocarburi dal giacimento in superficie viene effettuato per mezzo della string di produzione, 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 2.15: Schema di Perforazione del Casing

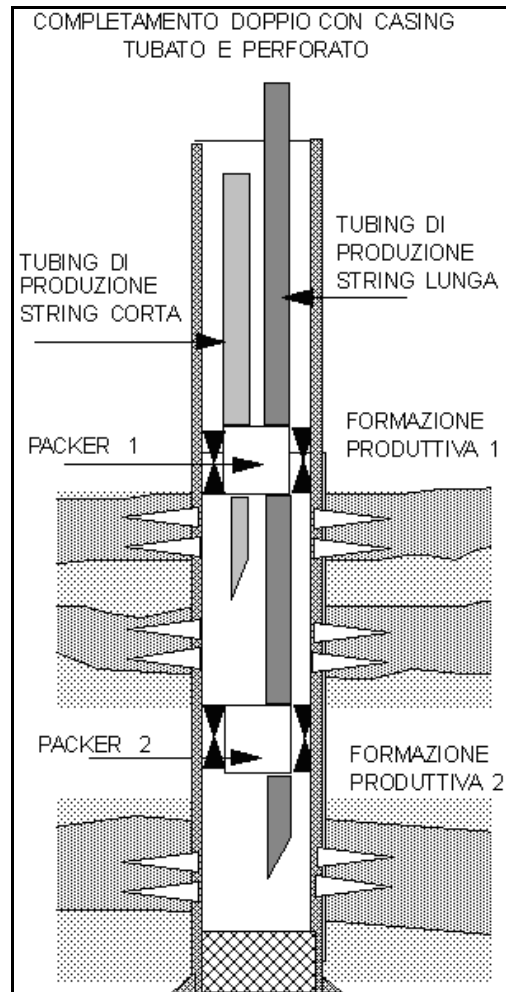


Nel caso del campo Elettra, caratterizzato dalla presenza di più livelli produttivi, verrà utilizzata una string di completamente "doppia", composta cioè da due batterie di tubings (una da 2"3/8 e una da 2"7/8) in grado di produrre, in modo indipendente l'una dall'altra, da livelli diversi.

Contestualmente alle operazioni di completamento dei pozzi, vengono anche eseguite le operazioni per la discesa del completamento in "Sand Control". Tale tipologia di completamento ha lo scopo di prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo e ridurre o limitare fenomeni di erosione sulle apparecchiature di fondo foro e sulle attrezzature di superficie. Nel caso particolare del campo Elettra, 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*. 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.

All'interno del tubing di produzione è presente una valvola di sicurezza automatica del tipo SCSSV (*"Surface Controlled Subsurface Safety Valve"*), che interrompe automaticamente la produzione in caso di anomalie.

Figura 2.16: Schema Esemplificativo di String di Completamento



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

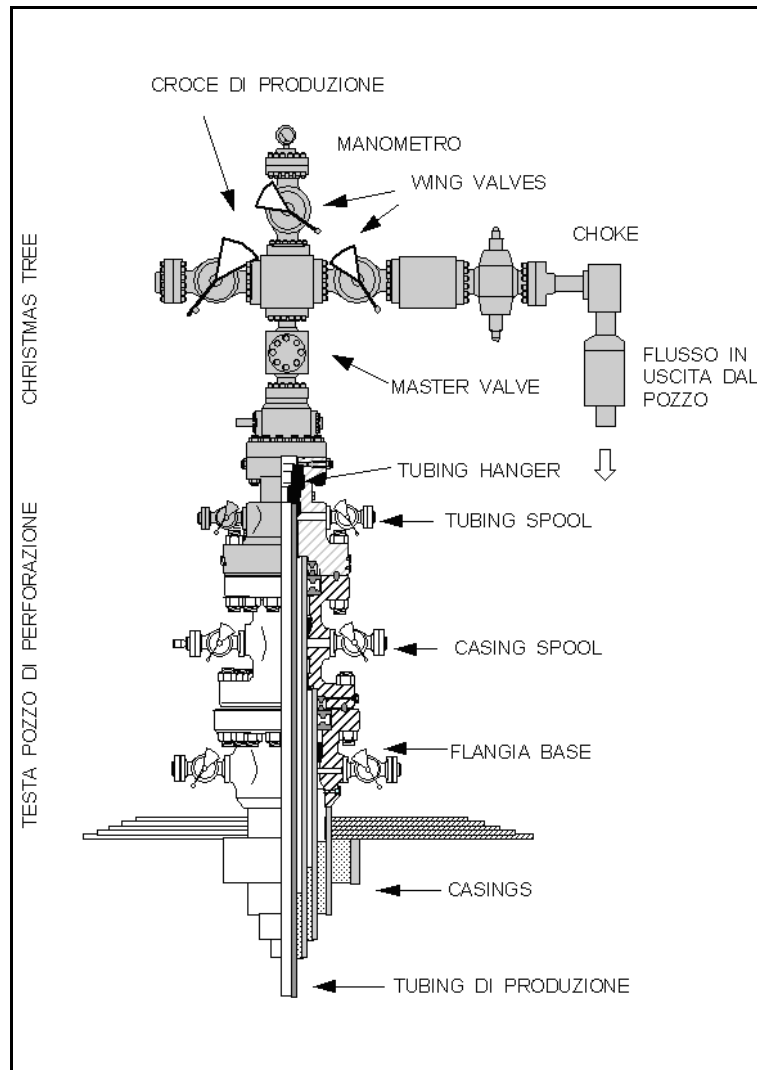
- Tubing: tubi generalmente di piccolo diametro (4 1/2" - 2 1/16") ma di elevata resistenza alla pressione che vengono avvitati uno sull'altro in successione in modo tale da garantire la tenuta metallica per tutta la lunghezza della string;
- Packer: attrezzo metallico dotato di guarnizioni di gomma 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 2.17: Schema Semplificato di Christmas Tree



2.6 OPERAZIONI DI INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA E DELLE INFRASTRUTTURE

Il *Progetto* riguardante il Campo Elettra prevede una piattaforma (tripode), che non sarà normalmente presidiata e priva di eliporto e modulo alloggi. La piattaforma sarà telegestita dalla Centrale di Falconara. 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.

Una descrizione della Piattaforma, in termini di dimensioni e caratteristiche della sotto-struttura (*jacket*) e della sovra-struttura (*deck*), nonché degli impianti di cui sarà dotata è riportata nel successivo *Paragrafo 2.5*, in cui si descrivono le operazioni di produzione della Piattaforma stessa.



2.6.1 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.

Come il *jacket*, anche il *deck* della piattaforma sarà 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* verrà sollevato mediante mezzo navale opportuno e posato sulle gambe del *jacket*. Le due strutture, *deck* e *jacket*, verranno quindi rese solidali per mezzo di giunzioni saldate.

Figura 2.18: Installazione del Deck





Figura 2.19: Immagini del Mezzo Navale di Sollevamento tipo Crane-Barge



Durante le varie fasi di installazione, in conformità all'art. 28 del D.P.R. 886/79, sarà 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.


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.

2.6.2 MESSA IN OPERA DELLA CONDOTTA SOTTOMARINA

Le condotte 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.

Le barre vengono saldate in successione sulla linea di varo e progressivamente depositate sul fondo del mare. Le saldature vengono protette contro la corrosione rivestendo la zona di tubo interessata con resine di adeguati spessori e densità.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 38</p>
--	---	----------------

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, da parte della Capitaneria di Porto competente, attorno alla piattaforma un'area di rispetto con per un raggio di 500 metri, all'interno della quale saranno interdette la navigazione e l'ancoraggio.

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

- 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.

2.6.3 TEMPI DI REALIZZAZIONE DELLE OPERAZIONI

In conformità dell'ottenimento delle opportune autorizzazioni, l'inizio della perforazione dei pozzi di sviluppo è prevista indicativamente entro 18 mesi dal conferimento della concessione e lo start up entro 26 mesi dal rilascio di questa ultima. La vita prevista delle strutture e delle condotte, in accordo allo stato attuale della tecnologia, è pari a 25 anni.

2.7 ATTIVITÀ DI PRODUZIONE

La piattaforma Elettra sarà una piattaforma normalmente non presidiata, priva di eliporto e modulo alloggi, telegestita dalla Centrale di raccolta di Falconara Marittima; su di essa 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, conterrà gli impianti necessari per il funzionamento della piattaforma.

La sottostruttura (*jacket*) consiste in una colonna centrale a diametro variabile, collegata poi alla base tramite aste tubolari a tre sleeves (guide) posti ai vertici di un triangolo equilatero di 20 m di lato. I tre sleeves hanno la funzione di rendere solidali i pali di fondazione che verranno opportunamente dimensionati.

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

- Main deck, elevazione +21,2 m, con dimensioni 14 m x 14 m;
- Cellar deck, elevazione +16,5 m, con dimensioni 14 m x 14 m;
- Lower deck, elevazione 12,4 m, con dimensioni 14 m x 14 m.

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

Tabella 2.10: Dimensioni della Sovrastruttura

	Elevazione Of Steel (T.O.S.) (metri)	Dimensioni (metri)
Imbarcadere	2,2	-
Main Deck	21,2	14x14
Cellar Deck	16,5	14x14
Lower Deck	12,4	14x14


Sul Lower e sul cellar 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 (operazione che utilizzano l'impianto di perforazione) e non sarà interessato dall'installazione di apparecchiature e/o valvole.

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).

2.7.1 DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI

Il gas estratto dal campo di Elettra 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 Barbara C. Come descritto in precedenza, una nuova condotta sottomarina provvederà a trasportare il fluido di giacimento alla Piattaforma esistente Barbara C (mediante collegamento all'esistente tie-in sulla condotta di collegamento delle Piattaforme Bonaccia e Calpurnia) da dove sarà inviato alla centrale di trattamento di Falconara Marittima tramite l'immissione nella rete di condotte sottomarine esistenti.

Nel seguito viene riportata una breve descrizione delle principali Unità di Processo e di Servizio.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 40</p>
--	---	----------------

2.7.1.1 Unità di Processo

Testa Pozzo - Area Pozzo

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

Trattamento Gas

Sono previsti 2 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 e successivamente scaricata in mare.

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.


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 e, da questa, inviato a terra tramite condotte esistenti per il trattamento finale e la vendita.

2.7.1.2 Unità di Servizio

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 con controllo di livello. Il glicole sarà trasferito in piattaforma mediante bettolina. L'iniezione di glicole avviene per mezzo di pompe dosatrici elettriche.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 41</p>
---	---	----------------

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.

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.

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.

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.

Sistema Elettrico di Emergenza

In caso di necessità l'alimentazione elettrica potrà essere garantita tramite cavo elettrico, posto a livello dell'imbarcadero, collegato al generatore del mezzo navale di appoggio.

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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA	Pag. 42
---	---	---------

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. I dreni vengono convogliati, mediante una rete dedicata, in un serbatoio chiuso, per essere periodicamente spediti a terra mediante bettolina

Sistema Trattamento Acque di Strato

L'acqua di strato separata sarà inviata ad un'unità di trattamento dell'acqua in grado di ridurre il contenuto di idrocarburi fino al valore richiesto dalle normative di legge vigenti.

L'acqua trattata sarà successivamente inviata al tubo separatore e scaricata in mare, mentre la gasolina separata sarà inviata mediante pompe alternative al manifold di spedizione del gas.

Vent Atmosferici

E' prevista l'installazione di un Vent Atmosferico che ha la funzione di raccogliere e convogliare in atmosfera in luogo sicuro tutti gli scarichi, 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..

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 rimane sempre attraccato durante i periodi di presidio.

Mezzi di Sollevamento

Sul main deck è posto un paranco elettrico della potenzialità di sollevamento di 2.000 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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA	Pag. 43
--	---	---------

Sistemi antincendio

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

In particolare è previsto il sistema di 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).

Sistema di Controllo

La piattaforma Elettra 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.

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).

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

2.8 MISURE D'ATTENUAZIONE DELL'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.

2.8.1 GESTIONE DEI DETRITI PERFORATI E DEL FANGO DI PERFORAZIONE

Sebbene il *Decreto Ministeriale 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.

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

Tutti i piani di lavoro (piano sonda, main deck, cantilever deck, B.O.P deck, elideck) sono a tenuta e provvisti di mastra. Inoltre lungo tutto il perimetro della piattaforma, nell'area in cui sono posizionati gli impianti, 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.

2.8.2 TRATTAMENTO DEI LIQUAMI CIVILI E DELLE ACQUE OLEOSE

I liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa) vengono trattati per mezzo di impianti omologati prima di essere scaricati in mare.

Nella 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

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 45</p>
---	---	----------------

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.

2.8.3 MISURE IN CASO DI SVERSAMENTI ACCIDENTALI

L'impianto di perforazione è assistito 24 ore su 24 da una nave appoggio che oltre che fungere da stoccaggio temporaneo per i materiali necessari alla perforazione e dei reflui prodotti è dotata di 20 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 la base operativa, conformemente a quanto stabilito dal "Procedura operativa Antinquinamento 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;
- N°2 recuperatori meccanici ("skimmer") per il recupero dell'olio galleggiante sulla superficie dell'acqua;
- N° 200 fusti di disperdente chimico;
- Materiale oleoassorbente (sorbent booms, sorbent blanket, etc).

eni e&p ha inoltre attivato un contratto di pronto intervento ecologico, con società specializzate, in grado di intervenire, in caso di necessità, 24h/24 e 7 giorni su 7.

2.9 INTERFERENZE CON L'AMBIENTE DURANTE LA FASE DI PERFORAZIONE

Durante la fase di perforazione le principali interferenze con l'ambiente identificate sono riconducibili a:

- Produzione di rifiuti;
- Emissioni di inquinanti in atmosfera e generazione di rumore;
- Traffico indotto.

I rifiuti prodotti sul *Jack-up Drilling Unit*, di qualsiasi natura essi siano e qualunque sia il sistema di smaltimento adottato, seppur temporaneamente, sono raccolti 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.

2.9.1 PRODUZIONE DI RIFIUTI

I rifiuti prodotti sono costituiti da:

- rifiuti di tipo solido urbano (lattine, cartoni, legno, stracci etc.);
- rifiuti derivanti dalle attività di perforazione (fango in eccesso, detriti intrisi di fango);
- acque reflue (acque di lavaggio impianto, acque meteoriche ricadenti su impianti e attrezzature, 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 seguente.

Tabella 2.11: Tipologia e Stima dei Rifiuti Prodotti

Rifiuti assimilabili al Tipo Urbano (tonn)	Rifiuti Liquidi Fangosi ed Acquosi (m ³)	Detriti Perforati (ton)	Liquami Civili (m ³)
20	1000	350	300

2.9.1.1 Trattamento dei Rifiuti

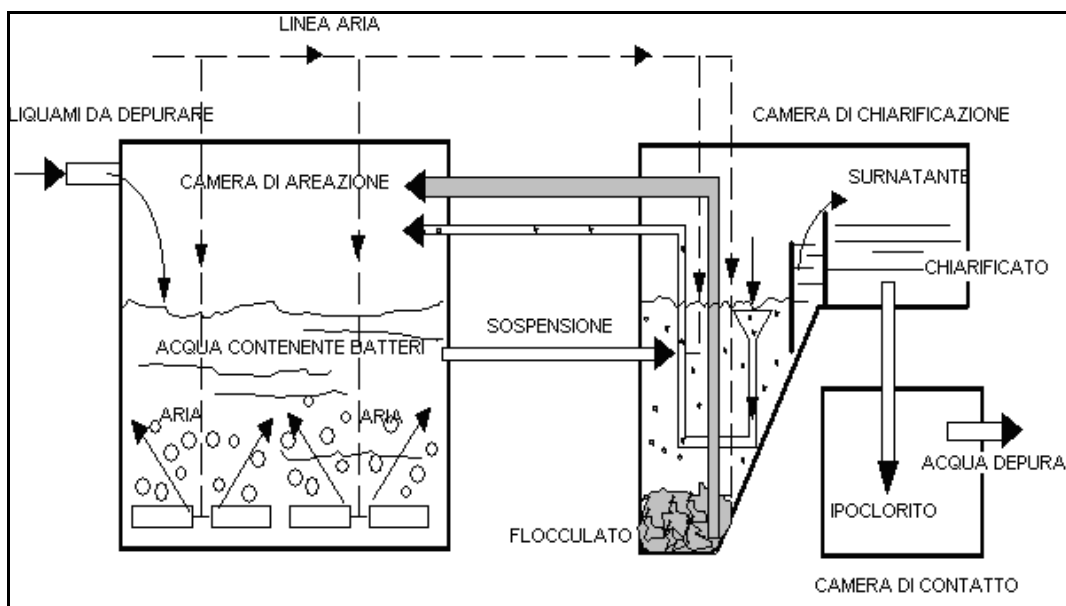
Gli unici trattamenti effettuati a bordo della *Jack-up Drilling Unit* sono limitati a:

- Residui Alimentari: vengono per la maggior parte raccolti ed inviati a terra tramite supply vessel, per poi essere smaltiti in idoneo recapito autorizzato come rifiuto solido urbano (RSU). I restanti residui, originati ad esempio dalla lavorazione dei cibi, vengono tritati 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 aperto. Lo scarico avviene in conformità a quanto stabilito dalle 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 con ipoclorito (eliminazione dei batteri residui) e viene quindi scaricato in mare. Il materiale ancora in sospensione e quello decantato tramite insufflazione di aria vengono rinvii alla camera di aerazione dove il ciclo di trattamento prosegue. Il sistema di trattamento degli scarichi civili prevede i seguenti valori di emissione (valido per gli impianti tipo jack up e quindi rappresentativi del tipo di impianto utilizzato):

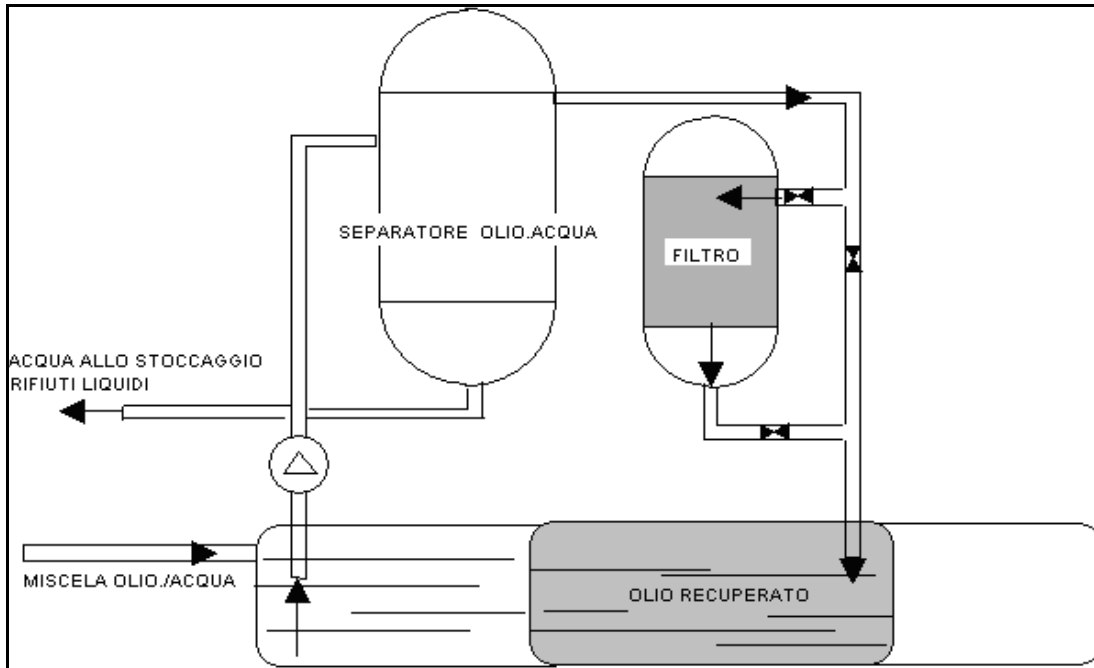
- BOD5 = 50 mg/l;
- Solidi sospesi = 50 mg/l;
- Coliformi totali = 250 MPN/100ml;
- Cl2 = 50 mg/l.

Figura 2.20: Schema Impianto Trattamento Liquami Civili



- 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 mentre l'acqua è inviata alla vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque piovane ricadenti su impianti ed attrezzature e/o di lavaggio) e quindi smaltita a terra presso smaltitore autorizzato e certificato (segunte Figura).

Figura 2.21: Separatore Liquidi di Sentina




2.9.1.2 Tecniche di trattamento e Conferimento a Discarica dei Rifiuti

Nel caso del *Progetto Elettra*, 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, che sarà effettuato in accordo alla vigente normativa. A bordo della *Jack-up Drilling Unit* vengono effettuati solo trattamenti relativi ai residui alimentari, ai liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa) mediante impianto dedicato omologato ed ai liquidi di sentina.

Detriti e Fluidi di Perforazione

Il fango di perforazione (o il fluido di completamento) rappresenta la principale fonte di produzione di rifiuti. Il volume del fango 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. È possibile limitare i volumi di scarto con la separazione meccanica tra detriti perforati e fango, per mezzo di attrezzature di controllo dei solidi costituite da vibrovagli a cascata, *mud cleaners* e centrifughe.

Lo svolgimento dell'attività di perforazione non prevede alcuno scarico a mare di prodotti liquidi e solidi, in quanto l'impianto soddisferà la clausola essenziale di "zero discharge" richiesta contrattualmente dall'operatore alla società proprietaria dell'impianto. Saranno inoltre verificati tutti i requisiti utili a minimizzare la possibilità di sversamenti a mare.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 49</p>
---	---	----------------

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

Impiego di fango a base acquosa

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

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

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

Impiego di fango a base non acquosa

Nel caso di *cuttings* risultanti dall'impiego di fango LT-IE, la vagliatura dei detriti eseguita sull'impianto risulta ancora più efficace in quanto la frazione di fango inglobata nei *cuttings* stessi è minore. Questi saranno raccolti in opportuni contenitori (cassonetti) e trasportati in banchina tramite *supply-vessel* e successivamente trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento, come previsto dalla normativa.

Il fango LT-IE non più utilizzato, sarà raccolto in apposite tank del supply vessel e trasferito in banchina per il successivo trasporto in idonei centri di trattamento e smaltimento.

Il fango LT-IE è attualmente utilizzato in diverse realtà estere onshore e offshore, dove eni opera abitualmente.

2.9.1.3 Emissione di Inquinanti in Atmosfera

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

Sulla *Jack-up Drilling Unit* sarà installato un impianto di produzione di energia elettrica con generatori diesel per un totale di potenza installata pari a circa 5.500 – 6.000 HP (4.100 - 4.500 Kw). Durante il normale funzionamento, tutti i generatori presenti vengono utilizzati per la produzione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento della *Jack-up Drilling Unit* ad esclusione di uno adibito alle emergenze (generatore

azionato in caso di black-out). Il combustibile utilizzato sarà gasolio per auto trazione con tenore di zolfo pari allo 0,2% in peso.

Vengono nel seguito riportate le caratteristiche dei generatori di potenza installati sulla *Jack-up Drilling Unit*:

- Motori principali: No. 3 EMD, modello 16-645-E8, potenza di 1454 kW ciascuno;
- Motore di Emergenza: No.1 CATERPILLAR, modello 3412, potenza 346 kW, per il quale non sono state rilevate le caratteristiche di emissione poiché usato solo in casi d'emergenza.

La successiva Tabella riassume le caratteristiche dei punti di emissione.

Tabella 2.12: Caratteristiche di Emissione dei Generatori di Potenza

Sorgente di Emissione	Altezza di Emissione (m)	NO ₂ (mg/m ³)	CO (mg/m ³)	Particolato (mg/m ³)	Gas T (°C)	Portata (Nm ³ /h)
Diesel engine EMD 16-645-E8	15,85 dal livello del mare	3.050	530	70	312	1.010
Diesel engine EMD 16-645-E8		3.050	530	70	326	1.010
Diesel engine EMD 16-645-E8		3.050	530	70	321	1.010

La stima dei quantitativi totali emessi, calcolata sulla base dell'effettivo funzionamento dei generatori ed il conseguente effetto delle ricadute degli inquinanti è riportata nel *Quadro di Riferimento Ambientale* del presente Studio di Impatto Ambientale.

2.9.1.4 Generazione di Rumore

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

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

Tabella 2.13: Pressione Sonora Rilevata in Progetti Similari

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

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

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


2.9.2 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 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 6.000 BHP;
- Numero: 2 mezzi operanti 24 ore su 24 per il trasporto di materiali (andata) e rifiuti (ritorno);
- N° viaggi/mese da/per Ravenna: 25.
- Navi Passeggeri (Crew Boat):
- Tonnellaggio: 150 tonnellate;
- Caratteristiche Motore: motore diesel di 2.200 BHP;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 52</p>
---	---	----------------

- Ore di Viaggio/mese da Ravenna: N°. 20;
- Elicotteri:
- Ore Viaggi/mese da Ravenna: N°. 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, che avverrà esclusivamente per mezzo del *Supply-vessel*.

2.10 INTERFERENZE CON L'AMBIENTE DURANTE LA FASE DI INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA

Durante la fase di perforazione le principali interferenze con l'ambiente identificate sono riconducibili a:

- Produzione di rifiuti;
- Emissioni in atmosfera;
- Generazione di rumore;
- Traffico indotto.

Nel seguito verranno individuate le principali interferenze sull'ambiente durante la fase di installazione della piattaforma.

2.10.1 PRODUZIONE DI RIFIUTI

Durante questa fase i rifiuti prodotti saranno dovuti principalmente a:

- rifiuti di tipo solido urbano (latte, cartoni, legno, stracci etc.);
- acque reflue (acque di lavaggio impianto, acque meteoriche ricadenti in aree bacinate, acque di sentina);
- liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce).
- Tali rifiuti saranno trattati analogamente a quanto descritto per la fase di perforazione.

2.10.2 EMISSIONE IN ATMOSFERA

Le emissioni più significative saranno quelle dovute alla presenza della *Jack-up Drilling Unit* e saranno analoghi a quelli descritti nel *Paragrafo 2.9.1.3*.

2.10.3 GENERAZIONE DI RUMORE

In questa fase gli impatti dovuti al rumore saranno legati a all'attività di palificazione (piling) per l'installazione della sovrastruttura. Tali attività comportano l'impatto più significativo sulla componente in esame per questa fase: infatti è lecito considerare che la generazione di rumore dovuta alla presenza delle imbarcazioni sia del tutto paragonabile a quella del traffico marittimo.

Ulteriori emissioni sonore sono dovute all'attività delle gru addette all'installazione del Jacket e del deck e, come definito precedentemente, dal movimento delle navi che trasportano le componenti dal porto all'Area di Cantiere.

Si sottolinea inoltre la mancanza di recettori in quanto le operazioni si svolgeranno ad una distanza di circa 50 km dalla costa,

2.10.4 TRAFFICO INDOTTO

Analogamente alla fase di perforazione durante le attività di installazione della piattaforma saranno impiegati una serie di mezzi navali ed aerei che svolgeranno attività di supporto per il trasporto di componenti impiantistiche, l'approvvigionamento di materie prime, il trasporto di rifiuti, il trasporto di personale oltre ad attività di controllo.

Le caratteristiche di questi mezzi navali sono analoghe a quelli impiegati per la fase precedente.


Si aggiungono inoltre la nave gru impiegata per l'installazione e le imbarcazione necessarie per il trasporto del deck e della jacket che saranno predisposti in porto.

2.11 INTERFERENZE CON L'AMBIENTE DURANTE LA FASE DI MESSA IN OPERA DELLA CONDOTTA

Durante la fase di perforazione le principali interferenze con l'ambiente identificate sono riconducibili a:

- Generazione di rumore;
- Traffico indotto.

Nel seguito verranno individuate le principali interferenze sull'ambiente durante la fase di installazione della condotta. E' peraltro ravvisabile una serie di impatti localizzabili spazialmente nel sito di posa della condotta dovuti alla movimentazione dei fondali marini.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 54</p>
--	---	----------------

2.11.1 GENERAZIONE DI RUMORE

In questa fase la generazione di rumore sarà dovuta sostanzialmente ai macchinari e motori del lay barge e dei rimorchiatori utilizzati per direzionarlo. Anche in questo caso si può osservare come la generazione di rumore dovuta alla presenza delle imbarcazioni sia del tutto paragonabile a quella del traffico marittimo.

Si sottolinea inoltre la mancanza di recettori in quanto le operazioni si svolgeranno ad una distanza di circa 50 km dalla costa,

2.11.2 TRAFFICO INDOTTO

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

- Una nave di assistenza ROV;
- Il lay-barge;
- I rimorchiatori di assistenza al lay-barge ed i mezzi per la movimentazione del personale.

2.12 INTERFERENZE CON L'AMBIENTE DURANTE LA FASE DI PRODUZIONE


Durante la fase di produzione le principali interferenze con l'ambiente identificate sono riconducibili a:

- Produzione di rifiuti;
- Emissioni in atmosfera;
- Emissioni liquide;
- Generazione di rumore;
- Traffico indotto.

Nel seguito verranno individuate le principali interferenze sull'ambiente durante la fase di coltivazione del Campo Elettra.

2.12.1 PRODUZIONE DI RIFIUTI

I rifiuti prodotti in questa fase saranno legati esclusivamente alle operazioni di manutenzione, in quanto la piattaforma non avrà personale operativo a bordo.


 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 55</p>
---	---	----------------

I rifiuti prodotti durante queste attività (principalmente materiali metallici, imballaggi e oli lubrificanti), verranno recuperati e trasportati a terra al termine delle operazioni manutentive, dove saranno trattati in accordo alla normativa vigente.

2.12.2 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Le emissioni in atmosfera, per le quali viene 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 di Emissione: 10 Sm³/h CH₄;
 - Portata DEG: 9,0 x 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. 1.116 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;
- Punto di Emissione: top del Cellar Deck;
 - Gas proveniente dal braccio di spurgo a seguito del degasaggio dell'acqua di produzione scaricata discontinuamente dai 4 separatori:
 - Portata di Emissione: max. 1.116 kg/h (fumi);
 - Portata di Emissione: max. 83,7 Sm³/h;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA	Pag. 56
--	---	---------

- Tipo di Inquinante: CH₄;
- Concentrazione: 99,4 % molare.

La stima dei quantitativi totali emessi, calcolata sulla base dell'effettivo funzionamento dei generatori ed il conseguente effetto delle ricadute degli inquinanti è riportata nel *Quadro di Riferimento Ambientale* del presente Studio di Impatto Ambientale.

2.12.3 EMISSIONI LIQUIDE

Per quanto riguarda le emissioni liquide si segnalano:

- Acqua di produzione, raccolta e inviata ad un sistema di trattamento dedicato in cui acqua e idrocarburi vengono separati e scaricati a mare attraverso il tubo separatore;
- 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 ricadenti su aree scoperte non contaminate): vengono raccolti e convogliati al tubo separatore .

2.12.4 EMISSIONI SONORE

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

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

Il tipo di rumore emesso delle apparecchiature poste a bordo della piattaforma Elettra risulta nell'intervallo 3.000-8.000 Hz.

2.12.5 TRAFFICO INDOTTO

Durante la fase di produzione il traffico indotto sarà limitato e dovuto solamente ai mezzi necessari per il trasporto del personale incaricato della manutenzione e dei relativi materiali.

2.12.6 MONITORAGGI AMBIENTALI PREVISTI IN PIATTAFORMA

I monitoraggi previsti in piattaforma sono quelli relativi alle analisi effettuate sulla linea di scarico del sistema di trattamento acque oleose. L'analizzatore posto in linea analizzerà il contenuto di idrocarburi ad ogni scarico del sistema di trattamento acque oleose.

2.13 TEMPI DI REALIZZAZIONE

Nella seguente *Tabella* sono indicati i tempi complessivi, suddivisi per le fasi di perforazione e completamento del pozzo Elettra 3.

A questi va sommato il tempo per la movimentazione dell'impianto di perforazione, prima e dopo i lavori, per un totale di ulteriori 6 giorni.

Tabella 2.14: Stima Tempi Perforazione e Completamento


POZZO	Perforazione (giorni)	Completamento (giorni)	Totale (giorni)
Elettra 3	22	20	42

2.14 DECOMMISSIONING

Questo *Paragrafo* descrive le modalità di dismissione della Piattaforma Elettra alla fine vita della stessa con riferimento rispettivamente ai pozzi di produzione e alle strutture e condotte.

Durante la fase di decommissioning verranno bonificate e pulite le tutte apparecchiature di processo e i sistemi di utility allo scopo di lasciarle in condizioni di sicurezza. Le apparecchiature saranno depressurizzate, isolate e flussate con acqua e vapore

Le operazioni di dismissione della struttura consistono semplicemente nel flussaggio dei vari componenti, la loro rimozione, il trasferimento a terra, la pulizia, lo smantellamento ed infine lo smaltimento dei rifiuti. Il riciclo dei componenti non è stato, al momento, considerato. Per quanto riguarda la struttura di ancoraggio è previsto lo smaltimento offshore in un'area marina dedicata, in accordo con gli enti competenti..

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 58</p>
--	---	----------------

2.14.1 OPERAZIONE DI CHIUSURA MINERARIA DEI POZZI

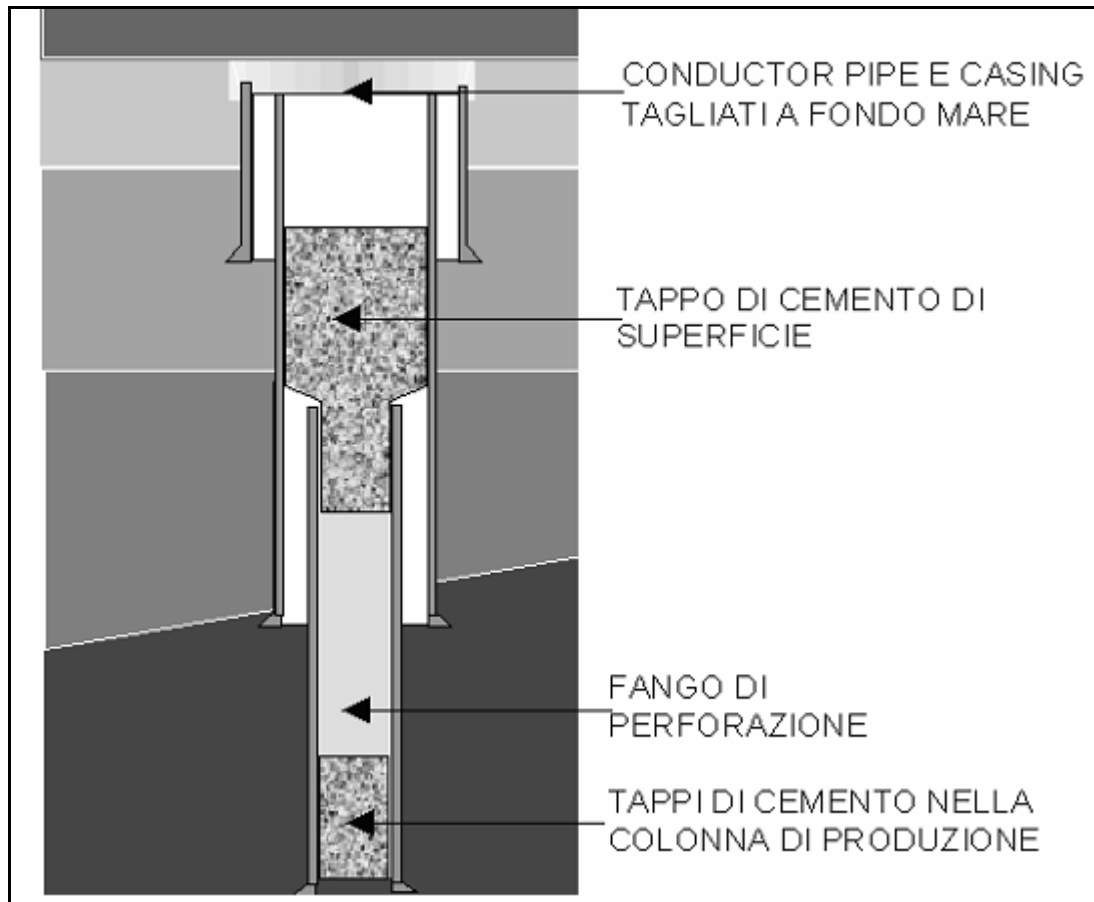
Alla fine della vita produttiva del giacimento, si procederà alla chiusura mineraria del pozzo, previa approvazione della competente Autorità Mineraria.

Questa operazione verrà 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 è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza ed include la realizzazione e l'uso combinato di:

- **Tappi di Cemento:** isolano le pressioni al di sotto di essi, annullando l'effetto del carico idrostatico dei fluidi sovrastanti. Una volta calata la batteria di aste fino alla prevista quota inferiore del tappo si procede con l'esecuzione dei tappi di cemento pompando e spazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione, una malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. Ultimato lo spazzamento 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 2.22: Esempio di Profilo di Chiusura Mineraria




2.14.2 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 Elettra, lo stato dell'arte e le tecnologie, soprattutto per quanto riguarda alcune attrezzature speciali subacquee, potranno essersi ulteriormente evolute. 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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA	Pag. 60
--	---	---------

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

Gli elementi strutturali di connessione della piattaforma Elettra al terreno sono i tre pali di fondazione ed il tubo guida del pozzo. 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.

2.14.3 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.

2.14.4 ATTIVITÀ DI RIMOZIONE

2.14.4.1 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 2.19);
- Rimozione del Jacket (Figura 2.20).

Figura 2.23: Sollevamento di un Deck



Figura 2.24: Sollevamento Completo di un Jacket

2.14.4.2 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 elevati 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.

2.14.4.3 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 2.21*), taglio con idrogetto ad altissima pressione ecc.), la tecnica attualmente più impiegata è quella del taglio con cavo diamantato (*Figura 2.22*).

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. Il tubo viene quindi tagliato dal progressivo movimento del cavo diamantato.



Figura 2.25: Fresatrice per Taglio dall'interno

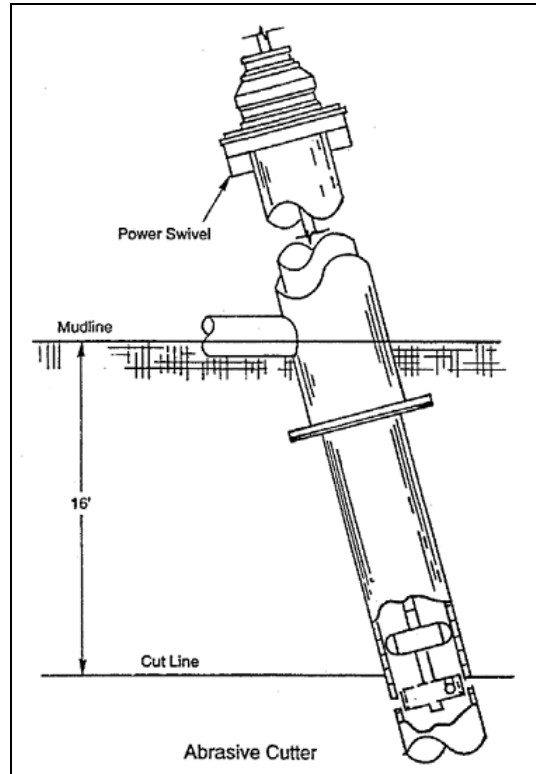
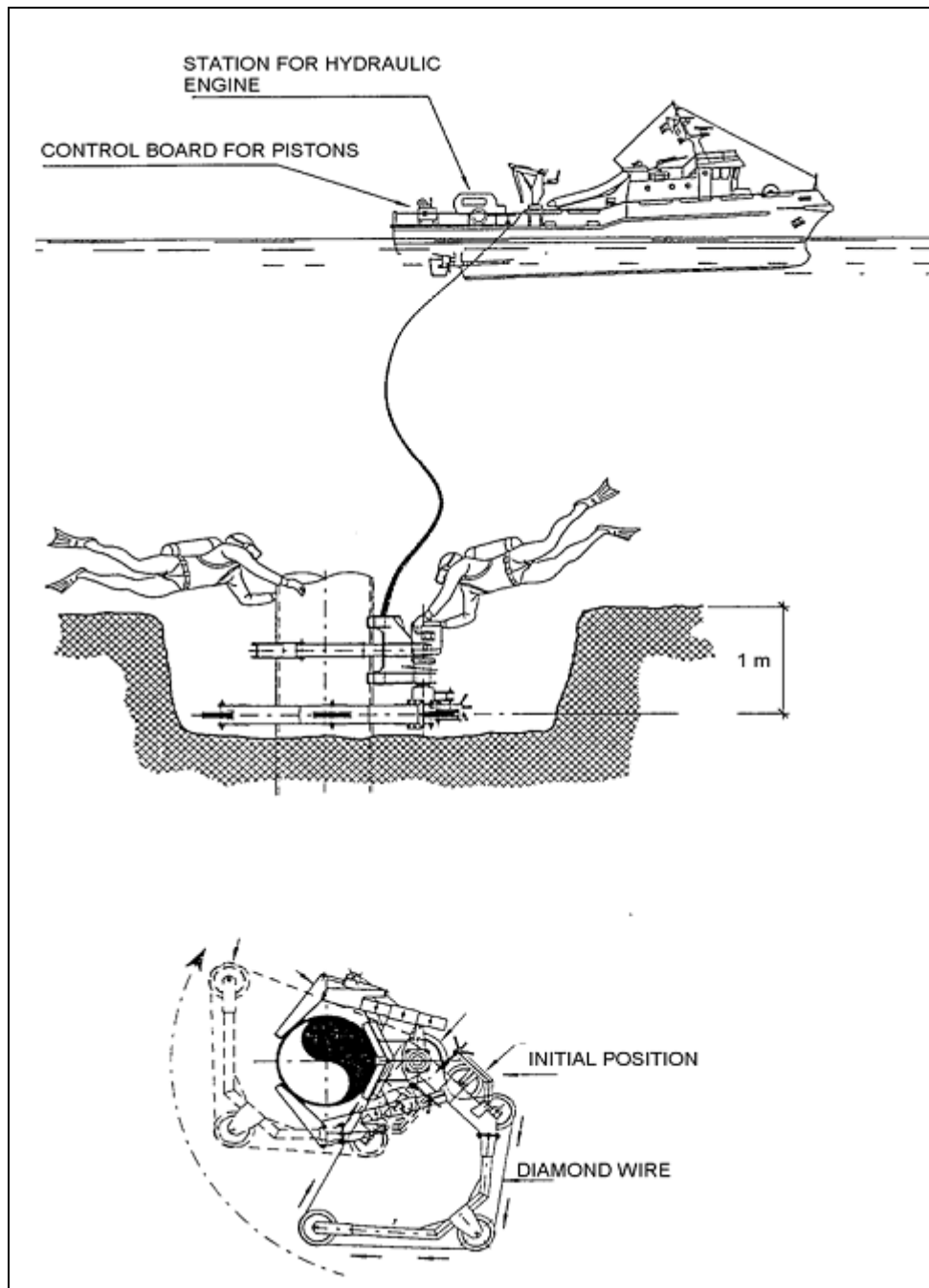


Figura 2.26: Taglio con Macchina a Cavo Diamantato



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 precedente *Figura*, 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 Elettra, 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.


2.14.4.4 Demolizione sulla Banchina

Una volta trasportati fino alla 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 2.27: Trasporto delle Strutture Rimosse



 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA	Pag. 67
--	---	---------

2.14.4.5 Decommissioning 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.).

3.1 SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA

3.1.1 PIANI DI EMERGENZA


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

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

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

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

- "Piano di Emergenza HSE eni;
- Procedura operativa Antinquinamento Marino (Doc. No. 1.3.4.54);

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA	Pag. 68
--	---	---------

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

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


Tale Piano è articolato su tre livelli differenziati in base alla criticità delle situazioni, che a seconda dei casi prevedono un diverso coinvolgimento della Company (eni s.p.a. divisione eni e&p). L'attivazione del Piano di Emergenza scatta immediatamente dopo la constatazione dell'incidente.

Nello specifico, il Distretto Centro Settentrionale (DICS) di eni e&p ha redatto un proprio Piano Generale di Emergenza (Doc. No. B2-PEM-DICS-HSE-07-01), applicabile, in caso di emergenza, a tutte le attività on-shore e off-shore svolte nell'area di competenza del DICS. Tale documento, che tiene conto della sola organizzazione DICS, è in linea con quanto indicato nei predetti Piani di Emergenza/Procedure operativa di divisione e&p.

Il Piano generale di emergenza DICS, 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, codifica 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: È un'emergenza che può essere gestita dal personale del Sito con i mezzi in dotazione e con l'eventuale assistenza di Contrattisti locali e non ha impatto sull'esterno;
- Livello 2: È un'emergenza che il personale del Sito, con i mezzi in dotazione non è in grado di fronteggiare e pertanto necessita del supporto della struttura organizzativa DICS e se necessario della collaborazione di altre risorse della Divisione (Distretto Meridionale, ATEC, EniMed). Ha potenziale impatto sull'esterno e può evolvere in un 3°Livello;
- Livello 3: Emergenza, che per essere gestita, necessita del supporto tecnico della Sede di San Donato (Emergency Response Coordinator) e/o di risorse esterne specializzate (o altre Compagnie). L'Emergency Response Manager richiede l'attivazione della Prefettura o di Autorità Nazionali. Ha impatto sull'esterno.

In allegato al Piano di Emergenza, sono riportati i diagrammi di flusso in cui sono rappresentati i criteri generali di gestione dell'emergenza in termini di figure coinvolte e ruolo di emergenza, relativamente agli scenari individuati.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 69</p>
--	---	----------------

3.1.2 GESTIONE SVERSAMENTI A MARE

La divisione e&p, per affrontare eventuali sversamenti in mare, si è dotata di un'apposita procedura che fa parte del Sistema di Gestione Integrato, denominata "Procedura Operativa Antinquinamento Marino", doc 1.3.4.54. del 2003. La parte ambientale del SGI è stata sviluppata in conformità ai requisiti previsti dalle norme ISO 14001:2004.

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


In DICS, in coerenza con tale Piano, è stata nominata la figura RAM "Responsabile Antinquinamento Marino". Sua responsabilità è mobilitare, in accordo con RI "Responsabile Intervento" le risorse del Servizio di risposta Antinquinamento Marino, rese disponibili da parte dell'Appaltatore a cui è demandata l'esecuzione dei servizi antinquinamento marino.

Dal 2004 sono regolarmente svolte su base annuale esercitazioni antinquinamento di tipo operativo (prove di comunicazione e descrizione dell'intervento richiesto, uscita in mare dei mezzi navali che hanno caricato le attrezzature, spiegamento completo di queste e simulazione di intervento).

Inoltre, in ottemperanza a quanto previsto dalla normativa - Decreto Ministeriale del 20/05/1982 "Norme di esecuzione del DPR 24 maggio 1979, n. 886, concernente le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nel mare – sono state attrezzate basi operative portuali a terra ove sono disponibili le dotazioni necessarie ad assicurare l'immediato ed efficace intervento qualora malgrado le cautele adottate, nel corso delle operazioni di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale italiano e nella piattaforma continentale italiana, si verificano versamenti accidentali ed imprevedibili di sostanze oleose in mare. Si riporta l'elenco tipo delle dotazioni presenti presso le basi operative, il cui numero viene adeguato in relazione alle esigenze di ciascuna base:

- Kit antinquinamento contenenti ciascuno sacchetti di materiale assorbente, barriere assorbenti, cuscini assorbenti, fogli assorbenti, guanti, stivali, sacchetti in plastica per il contenimento dei rifiuti, scopa e badile;
- panne galleggianti di tipo pneumatico, corredate di tutti gli accessori necessari;
- Skimmer a tramazzo completo di galleggianti;
- fusti di Bioversal HC.

Tali dotazioni sono movimentate e gestite, in caso di intervento, mediante l'uso di mezzi navali Supply Vessel dedicati quotidianamente allo svolgimento dell'attività operativa off-shore, inoltre i mezzi navali sono dotati di circa n° 20 fusti di Bioversal HC con attrezzature per lo spandimento.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Doc. SICS 194 Studio di Impatto Ambientale Campo Gas ELETTRA</p>	<p>Pag. 70</p>
--	--	----------------

Periodicamente inoltre sono effettuati diversi momenti formativi in merito alla gestione delle emergenze ambientali off-shore ai quali partecipato sia il personale operativo eni sia gli Armatori e relativi equipaggi dei mezzi navali.

In caso di sversamenti accidentali in mare, il materiale/prodotto recuperato viene trasportato come rifiuto dai mezzi navali e riportato a terra presso la ns. base portuale più vicina per essere caratterizzato per verifica del codice CER e successivamente smaltito secondo quanto previsto dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..