

## INDICE

	<u>Pagina</u>
<b>2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE</b>	<b>6</b>
<b>2.1 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI</b>	<b>6</b>
2.1.1 Regio Decreto 29 Luglio 1927 - No. 1443	8
2.1.2 Decreto Presidente Repubblica, 24 Maggio 1979 - No. 886 (coordinato al D.Lgs. 624/96)	9
2.1.3 Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 - No. 624	10
2.1.4 Attività di Chiusura Mineraria	11
2.1.5 Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica)	11
2.1.6 Standard di Riferimento	12
<b>2.2 CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO ANNAMARIA</b>	<b>14</b>
2.2.1 Modello Geologico	14
2.2.2 Obiettivi Minerari	19
2.2.3 Previsioni di Produzione e Riserve Tecniche	20
<b>2.3 OPZIONI DI SVILUPPO DEL PROGETTO</b>	<b>25</b>
2.3.1 Descrizione delle Alternative di Progetto per la Parte Perforazione e Completamenti	25
2.3.2 Descrizione delle Alternative di Progetto per la Parte Infrastrutture	26
<b>2.4 FINALITÀ ED OBIETTIVI DELL'ALTERNATIVA SELEZIONATA</b>	<b>28</b>
<b>2.5 DESCRIZIONE E SEQUENZA DELLE ATTIVITÀ IN PROGETTO</b>	<b>29</b>
2.5.1 Dati Generali	29
2.5.2 Tempi di Realizzazione delle Operazioni	31
<b>2.6 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE</b>	<b>33</b>
2.6.1 Cenni sulle Tecniche di Perforazione	33
2.6.2 Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione e suo Posizionamento sul Sito di Perforazione	36
2.6.3 Programma di Perforazione - Piattaforma Annamaria B	44
2.6.4 Completamento Pozzo	49
2.6.5 Misure di Attenuazione di Impatto	54
2.6.6 Fase di Perforazione - Stima della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera, della Produzione di Rumore e Vibrazioni	56
2.6.7 Tecniche di Trattamento e Conferimento a Discarica dei Rifiuti	58
2.6.8 Mezzi Navali di Supporto alle Operazioni	60
2.6.9 Tempi di Realizzazione	61
<b>2.7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PRODUZIONE</b>	<b>61</b>
2.7.1 Descrizione Piattaforma Annamaria B	62
2.7.2 Installazione della Piattaforma	63
2.7.3 Descrizione degli Impianti	64
2.7.4 Fase di Produzione - Stima degli Scarichi Idrici, della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera, della Produzione di Rumore e Vibrazioni	72
2.7.5 Monitoraggi Ambientali Previsti in Piattaforma	75
2.7.6 Tempi di Realizzazione delle Operazioni	75
<b>2.8 DESCRIZIONE DEI SISTEMI DI TRASPORTO</b>	<b>76</b>
2.8.1 Condotte Sottomarine	76
2.8.2 Messa in Opera delle Condotte Sottomarine	80
2.8.3 Mezzi Impiegati nelle Operazioni di Posa e Messa in Opera delle Condotte	80
2.8.4 Tempi di Realizzazione	81
<b>2.9 DECOMMISSIONING</b>	<b>82</b>

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 2
---	--	--	-----------------

2.9.1	Decommissioning delle Strutture di Produzione e delle Condotte	83
2.9.2	Attività Preliminari	85
2.9.3	Attività di Rimozione	86
2.9.4	Decommissioning Condotte	92
<b>2.10</b>	<b>ANALISI DEI RISCHI E PIANO DI EMERGENZA</b>	<b>93</b>
2.10.1	Eruzione Incontrollata	94
2.10.2	Rottura con Rilascio di una Tubazione Sottomarina e Valutazione della Necessità di SSIVs	107
2.10.3	Piani di Emergenza	111
	<b>RIFERIMENTI</b>	<b>115</b>

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 3
---	--	--	-----------------

## FIGURE

	<u>Pag.</u>
<b>Figura 2.1 - Schema di Correlazione Stratigrafica nel Campo di Annamaria .....</b>	<b>15</b>
Figura 2.2 - Livelli Superiori da 0 a C (considerando anche il livello D1a) .....	17
Figura 2.3 - Livelli a Strati Sottili da D a H (D1a escluso) .....	18
Figura 2.4 - Livelli più Profondi Q e R.....	19
Figura 2.5 - Localizzazione delle Centrali di Trattamento e delle relative Piattaforme di Appoggio .....	27
Figura 2.6 - Schema di Sviluppo Campo Annamaria .....	31
Figura 2.7 - Programma delle Operazioni .....	32
Figura 2.8 – Scalpello di Perforazione.....	33
Figura 2.9 - Casing e Cementazioni .....	34
Figura 2.10 - Pozzi Direzionati ed Orizzontali .....	35
Figura 2.11- Jack-up Drilling Unit .....	37
Figura 2.12 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Principale) .....	38
Figura 2.13 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Motori, Pompe, Vasche) .....	39
Figura 2.14 – Top Drive System.....	41
Figura 2.15 – Asta di Perforazione .....	41
Figura 2.16 – Pompa Fango .....	42
Figura 2.17 – Vibrovagli.....	42
Figura 2.18 - Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale dello Starboard.....	43
Figura 2.19 - Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale del Port.....	44
Figura 2.20 - Profilo dei Pozzi afferenti Annamaria B (vista dall'alto e vista tridimensionale) .....	46
Figura 2.21 - Schema di Perforazione del Casing.....	51
Figura 2.22 - Schema Esemplificativo di String di Completamento .....	52
Figura 2.23 - Schema Semplificato di Christmas Tree.....	54
Figura 2.24 - Schema Impianto Trattamento Liquami Civili .....	59
Figura 2.25 - Separatore Liquidi di Sentina.....	60
Figura 2.26 - Schema di Installazione del Jacket.....	63
Figura 2.27 - Immagini del Mezzo Navale di Sollevamento tipo Crane-Barge.....	64
Figura 2.28 - Anodo Sacrificale saldato sulla Struttura della Piattaforma di tipo “Stand-off” .....	72
Figura 2.29 - Nave Vara Condotte.....	77
Figura 2.30 - Esempio di Profilo di Chiusura Mineraria.....	83
Figura 2.31 - Linea di Taglio 1 Metro al di sotto del Fondale Marino .....	85
Figura 2.32 - Sollevamento di un Deck .....	87
Figura 2.33- Sollevamento completo di un Jacket .....	87
Figura 2.34 - Fresatrice per Taglio dall'interno.....	89
Figura 2.35 - Taglio con Macchina a Cavo Diamantato .....	90
Figura 2.36 - Trasporto delle Strutture Rimosse .....	91
Figura 2.37 - Distribuzione delle Frequenze di Blow-Out per Tipologia delle Operazioni.....	97

Figura 2.38 - Ripartizione delle Cause di Blow-out (Worldwide) .....	98
Figura 2.39 - Scalpello e Fango di Perforazione .....	101
Figura 2.40 – Blow-out Preventers .....	102
Figura 2.41 - Schema delle Zone di Efflusso Sottomarino .....	108

## TABELLE

	<u>Pag.</u>
Tabella 2.1 - Sostanze Oggetto di Attività Estrattiva suddivise per Categoria .....	8
Tabella 2.2- Dettaglio GOIP in relazione ai livelli .....	16
Tabella 2.3- Gas in Posto e Produzione Totale.....	21
Tabella 2.4 - Profilo di Produzione del Campo Annamaria .....	22
Tabella 2.5- Profili di Produzione di Competenza .....	23
Tabella 2.6- Pressioni di Testa Pozzo .....	24
Tabella 2.7 - Localizzazione delle Piattaforme con Sistema di Riferimento WGS84.....	29
Tabella 2.8 - Identificativo e Profili dei Pozzi - Piattaforma Annamaria B .....	45
Tabella 2.9 - Tipologie dei Fanghi di Perforazione .....	47
Tabella 2.10 - Stima dei Volumi di Fanghi Prodotti per Pozzo Tipo .....	47
Tabella 2.11 - Stima dei Volumi di Fanghi Prodotti per Pozzo Tipo .....	48
Tabella 2.12 - Composizione Media dei Fanghi per Singola Fase di Perforazione .....	48
Tabella 2.13 - Quantitativi Totali Stimati, per i primi Sei Pozzi (FASE 1) dei Prodotti utilizzati per il Confezionamento dei Fanghi (Tonnellate) .....	49
Tabella 2.14 - Quantitativi Totali Stimati, per i due Pozzi Aggiuntivi (Fase 2) dei Prodotti utilizzati per il Confezionamento dei Fanghi (Tonnellate) .....	49
Tabella 2.15 - Tipologia e Stima dei Rifiuti Prodotti .....	56
Tabella 2.16 - Caratteristiche di Emissione dei Generatori di Potenza .....	57
Tabella 2.17 - Pressione Sonora Rilevata in Progetti Similari.....	57
Tabella 2.18 - Stima Tempi Perforazione e Completamento - Annamaria B .....	61
Tabella 2.19 - Schema della Sovra-Struttura (Deck).....	62
Tabella 2.20- Peso delle Singole Sezioni della Piattaforma.....	62
Tabella 2.21- Sealine Annamaria B - Brenda - Tubazione 18" Trasporto Gas <sup>(1)</sup> .....	78
Tabella 2.22 - Sealine Annamaria B - Brenda - Tubazione 3" Trasporto Glicole <sup>(1)</sup> .....	79
Tabella 2.23 - Sealine Annamaria A - Annamaria B - Tubazione 16" per il trasporto del gas <sup>(1)</sup> .....	79
Tabella 2.24 - Criteri di Valutazione per le Attività di Perforazione .....	95
Tabella 2.25 - Frequenza Blow-Out nel Mondo.....	96
Tabella 2.26 - Confronto Potenziale Eruzione pozzi Annamaria A e B in fase di Perforazione con il caso Larissa 1 (1988) .....	99
Tabella 2.27 - Evoluzione Storica delle Tecniche utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-out (Anni '60-'70) .....	104
Tabella 2.28 - Evoluzione Storica delle Tecniche Utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-out (Anni '80) .....	105
Tabella 2.29 - Evoluzione Storica delle Tecniche utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-out (Anni '90) .....	106

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 6
---	--	--	-----------------

## 2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il presente capitolo costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del progetto Annamaria relativo alla messa in produzione di un giacimento offshore a gas del campo Annamaria, ubicato nell'Adriatico centro-settentrionale, sulla linea mediana tra Italia e Croazia.

In particolare, il progetto prevede la realizzazione di due piattaforme, una nella parte croata (Annamaria A) ed una nella parte italiana (Annamaria B), delle condotte di collegamento tra le piattaforme stesse e di quelle tra Annamaria A e Annamaria B e le esistenti piattaforme IKA A e Brenda, rispettivamente.

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

- Paragrafo 2.1: Principali Strumenti Normativi;
- Paragrafo 2.2: Caratteristiche del Giacimento Annamaria;
- Paragrafo 2.3: Opzioni di Sviluppo del Progetto;
- Paragrafo 2.4: Finalità ed Obiettivi dell'Alternativa Selezionata;
- Paragrafo 2.5: Descrizione e Sequenza delle Attività in Progetto;
- Paragrafo 2.6: Descrizione delle Attività di Perforazione;
- Paragrafo 2.7: Descrizione delle Attività di Produzione;
- Paragrafo 2.8: Descrizione dei Sistemi di Trasporto;
- Paragrafo 2.9: Decomissioning;
- Paragrafo 2.10: Analisi dei Rischi e Piano di Emergenza;
- Paragrafo 2.11: Riferimenti.

### 2.1 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI

Il presente capitolo contiene una breve disamina delle disposizioni legislative e regolamentari vigenti da applicarsi nelle varie fasi di sviluppo del progetto, (perforazione, produzione, trasporto e chiusura mineraria).

Le eventuali restrizioni di natura programmatica sono trattate in dettaglio nel Capitolo 1 (Quadro di Riferimento Programmatico) del presente SIA dove sono stati analizzati i principali strumenti di pianificazione e di programmazione di interesse per l'opera proposta. In particolare, le **verifiche condotte hanno rilevato che non sussistono condizionamenti tali da non consentire la realizzazione del progetto.**

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

Norme di Riferimento	
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.P.R. 526/94</li> </ul>	"Regolamento recante norme per disciplinare la valutazione dell'impatto ambientale relativa alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi"
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.Lgs. 152/06</li> </ul> Congiuntamente a: <ul style="list-style-type: none"> <li>Legge 228/06 del 12/07/2006 art. 1-septies - (Modifica al D.Lgs. 3 Aprile 2006, No. 152). - 1. All'art. 52, comma 1, del D.Lgs. 3 Aprile 2006, No. 152, le parole da: "centoventi giorni" fino alla fine del comma sono sostituite dalle seguenti: "il 31 Gennaio 2007".</li> <li>Decreti correttivi qualora entrati in vigore</li> </ul>	"Norme in materia ambientale"  "Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 12 Maggio 2006, No. 173 (Decreto Milleproroghe), recante proroga di termini per l'emanazione di atti di natura regolamentare. Ulteriori proroghe per l'esercizio di deleghe legislative e in materia di istruzione". Contenente il rinvio di alcune disposizioni al 1 Febbraio 2007
<ul style="list-style-type: none"> <li>R.D. 327/42 e successive modifiche ed integrazioni</li> </ul>	"Codice della Navigazione"
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.P.R. 328/52 e successive modifiche ed integrazioni</li> </ul>	"Approvazione del regolamento per l'esecuzione del codice della navigazione (Navigazione marittima)"
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.P.R. 691/82</li> </ul>	Attuazione della direttiva (CEE) No. 75/439 relativa alla eliminazione degli oli Esausti
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.P.R. 886/79 e successive modifiche ed integrazioni</li> </ul>	"Norme di sicurezza offshore"
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.P.R. 128/59 e successive modifiche ed integrazioni</li> </ul>	"Norme di polizia delle miniere e cave"
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.Lgs. 626/94</li> </ul>	"Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE 93/88/CEE, 95/63/CE, 97/42/CE, 98/24/CE, 99/38/CE, 99/92/CE, 2001/45/CE, 2003/10/CE e 2003/18/CE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori durante il lavoro"
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.Lgs. 624/96</li> </ul>	"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"
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.M. 388/2003</li> </ul>	"Regolamento recante disposizioni sul pronto soccorso aziendale, in attuazione dell'art. 15, comma 3, del D.Lgs 19 Settembre 1994, No. 626, e successive modificazioni"
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.M. 16 Febbraio 1982</li> </ul>	"Modificazioni del Decreto Ministeriale 27 Settembre 1965 concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi"
<ul style="list-style-type: none"> <li>D.M. 26 Giugno 1984 e successive modifiche</li> </ul>	"Classificazione di reazione al fuoco ed omologazione dei materiali ai fini della prevenzione incendi"
<ul style="list-style-type: none"> <li>Legge 791/77</li> </ul>	Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità europee (No. 72/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione (Direttiva Bassa Tensione)
<ul style="list-style-type: none"> <li>Legge 626/96</li> </ul>	Attuazione della direttiva 93/68/CEE, in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione (Direttiva Bassa Tensione)

Norme di Riferimento	
• D.P.R. 459/96	“Regolamento per l’attuazione delle Direttive 89/392/CEE, 91/368/CEE, 93/44/CEE e 93/68/CEE concernenti il riavvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alle macchine” (Direttiva macchine)
• D.Lgs. 493/96	“Attuazione della direttiva 92/58/CEE concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro”
• D.P.R. 126/98	“Regolamento recante norme per l’attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva” (ATEX 95)
• D.Lgs. 93/2000	“Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione” (PED)
• D.M. 329/2004 (MAP, attuale Ministero dello Sviluppo Economico)	“Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all’articolo 19 del D.Lgs. 25 Febbraio 2000, No. 93”
• L. 46/90	“Norme per la sicurezza degli impianti”
• D.P.R. 447/91	“Regolamento di attuazione della Legge 5 Marzo 1990, No. 46 in materia di sicurezza degli impianti”

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

### 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, <b>combustibili</b> solidi, liquidi e <b>gassosi</b> , rocce asphaltiche 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 radiattive, 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 <sup>(1)</sup>	

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

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

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 9
---	--	--	-----------------

### 2.1.2 Decreto Presidente Repubblica, 24 Maggio 1979 - No. 886 (coordinato al D.Lgs. 624/96)

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

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

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

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

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

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

#### 2.1.2.1 Titolo III “Sicurezza nelle Operazioni di Perforazione”

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

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

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

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

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 10
---	--	--	------------------

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### 2.1.3 **Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 - No. 624**

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

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 11
---	--	--	------------------

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

Nel *Titolo I* sono riportate le 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 (ad esempio l’art. 27 descrive in modo specifico le procedure da seguire in caso di infortuni in mare).

Con riferimento al progetto proposto, il *Titolo III* è appunto relativo alle “*Norme specifiche in materia di sicurezza e di salute applicabili alle attività estrattive condotte mediante perforazione*”. In particolare, nel Capo I sono trattate norme comuni applicabili alle attività in terraferma ed in mare, mentre il Capo III fa riferimento alle Norme applicabili alle sole attività in mare.

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

Vengono inoltre fornite prescrizioni per la cementazione, la circolazione del fango (o 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.

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

#### 2.1.4 Attività di Chiusura Mineraria

Il programma di chiusura mineraria viene formalizzato al termine della fase di produzione e viene approvato dalle competenti Autorità Minerarie (D.P.R. 128/1959, D.M. 6 Agosto 1991- Approvazione del disciplinare tipo per i permessi di prospezione e ricerca e per le concessioni a coltivazione).

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

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

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

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

- Progetto di nuova iniziativa;
- Esplorazione;

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 12
---	--	--	------------------

- Sviluppo;
- Produzione;
- Decommissioning, Ripristino e Rilascio dell'area.

#### 2.1.6 Standard di Riferimento

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

- Piano di Emergenza Unità Geografica Italia (UGIT) - (SGI-UGIT Doc. No. SGI-UGIT-C-PRO-1-015 del 31/12/2005);
- UGIT - Manifesto Della Politica Integrata HSE (Estratta dal Manuale del Sistema di Gestione Integrato HSE (SGI-UGIT Doc. SGI-UGIT-B-MAN-1-001 del 23/08/2005);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Procedura per la valutazione del rischio (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-1-002 del 16/12/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Identificazione degli Aspetti Ambientali e Valutazione della Loro Significatività (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-4-001 del 27/06/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Controllo Operativo: Adempimenti e Disposizioni (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-4-002 del 03/10/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Gestione della Documentazione sui Rifiuti ai sensi del D.Lgs. No. 22/97 e successive Modifiche e Integrazioni (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-4-003 del 08/02/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Gestione delle schede di sicurezza e raccomandazioni generali sulla manipolazione delle sostanze chimiche (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-1-014 del 03/10/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Gestione delle non conformità e azioni correttive e preventive per gli aspetti HSE (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-1-008 del 12/01/06)
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Riunioni di sensibilizzazione HSE (Doc. SGI-UGIT-C-PRO-1-012 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Procedura Integrata. Procedura operativa antinquinamento marino (Doc. 1.3.4.54 del 17/12/03)
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Comportamento da Tenere alla Guida di Carrelli Elevatori a Forche ed Istruzioni durante l'imbracatura dei Carichi (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-001 del 13/09/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Norme di Sicurezza Catene e Funi per Sollevamento Carichi (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-002 del 15/07/2004);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Utilizzo di Gru e Mezzi di Sollevamento (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-003 del 15/07/04);

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 13
---	--	--	------------------

- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Movimentazione Manuale (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-004 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Gestione delle attività di imbarco del gasolio sulle navi e della consegna alle piattaforme (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-1-003 del 16/12/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Norme di Comportamento per Attività con Utilizzo di Mezzi Navali (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-012 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Implementazione Articoli di Legge su Infortuni/Incidenti nei Luoghi di Lavoro di Pertinenza Mineraria UGIT (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-020 del 02/02/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Gestione Rapporti Interni Infortuni Incidenti Near Miss Occorsi nei Luoghi di Lavoro UGIT (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-021 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Riunioni di Sensibilizzazione su Near Miss in Luoghi Tecm/Peit. (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-022 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Uso del Metanolo in Piattaforma (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-026 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Gestione del Registro Antincendio. (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-027 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro integrato. Permesso di lavoro (Doc. 1.3.3.67 del 30/01/01);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro di sicurezza. Gestione delle macchine e dei registri di manutenzione (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-006 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro ambientale. Istruzione per l'effettuazione dei campionamenti e dei monitoraggi (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-4-002 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro ambientale. Carico/scarico di gasolio, glicole e liquidi oleosi e semioleosi da/verso le piattaforme (Doc. SGI – UGIT-D-IDL-4-009 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro di sicurezza. Abbandono piattaforma (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-032 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di lavoro di sicurezza. Invio del personale su impianti offshore (Doc. SGI—UGIT-D-IDL-3-033 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Relazione ambiente. Quadro di sintesi dei requisiti normativi nazionali (Doc. SGI-UGIT-E-REL-4-010 del 02/05/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Relazione ambiente. Quadro di sintesi dei requisiti normativi locali (Doc. SGI-UGIT-E-REL-4-011 del 02/05/06);

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 14
---	--	--	------------------

- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Relazione ambiente Quadro sinottico delle autorizzazioni e delle prescrizioni ambientali cantieri temporanei (Doc. SGI-UGIT-E-REL-4-012 del 02/05/06).

Al fine di una corretta gestione delle operazioni di perforazione e di quelle ad esse associate sono inoltre prodotti i seguenti documenti:

- “Programma geologico e di perforazione” del pozzo;
- “Programma di completamento e prova di produzione” oppure “Programma di chiusura mineraria” a seconda del risultato minerario”

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

- “Well Control Manual” (STAP P-1-M-6150);
- Perforazione direzionata “Directional control and surveying procedures” (STAP-P-1-M-6120);
- Applicable documents list for development projects activities (STAP-G-1-E-14089).

## 2.2 CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO ANNAMARIA

La parte italiana del giacimento Annamaria è stata scoperta nel 1979 con il pozzo esplorativo Annamaria 1 (AM-1) dopo aver perforato il pozzo Anna 1 (1968), risultato sterile.

Nel 1982 il pozzo Jadran-16/1A, perforato nel titolo minerario appartenente alla Croazia (Jugoslavia al momento del rinvenimento) della fascia epicontinentale del Mare Adriatico, ha confermato l’estensione della scoperta sul lato croato.

Nel 2002, per testare il potenziale dei livelli nella culminazione Sud della struttura, è stato perforato con successo il pozzo Annamaria 2 (AM-2) all’interno della Concessione italiana.

### 2.2.1 Modello Geologico

Di seguito viene descritta la serie stratigrafica (Figura 2.1) dall’alto verso il basso, obiettivo della ricerca mineraria a gas biogenico, così come ricostruita in base ai dati di pozzo:

- Formazione RAVENNA (Pleistocene medio-sup.): banchi di sabbie da medie a fini, con intercalazioni di argilla con presenza di intervalli siltosi;
- Formazione CAROLA (Pleistocene medio-inf.): alternanza di depositi sabbiosi, a prevalente composizione silicoclastica e pelitici. Le peliti possono essere rappresentate sia dai prodotti di decantazione associati alle correnti di torbida, sia da emipelagiti deposte durante fasi di sottoalimentazione del bacino. Lo spessore dei depositi di quest’ultimo tipo è sempre largamente subordinato, qualunque sia il rapporto sabbia/pelite, a quello delle torbiditi. Le sabbie possono comprendere talora elementi più grossolani, ma i livelli ghiaiosi sono poco frequenti;
- Formazione PORTO GARIBALDI (Pleistocene inf.): alternanza di depositi sabbiosi torbiditici, a prevalente composizione silicoclastica, e pelitici. Le peliti possono essere rappresentate sia dai prodotti di decantazione associati alle correnti di torbida, sia da emipelagiti deposte durante fasi di sottoalimentazione del bacino;



- Formazione SANTERNO (Pliocene medio-sup.): argille prevalenti.

Il giacimento è stato suddiviso complessivamente in 39 livelli mineralizzati a gas. La profondità di tali livelli è compresa tra circa 950 m TVDssl (PLQ<sup>1</sup> 0) e 1750 m TVDssl (PLQ-R6).

Tutti i livelli del giacimento sono riconoscibili nei tre pozzi perforati ad eccezione dei due livelli più profondi Q e R che non sono presenti in Jadran 16/1A (Figura 2.1). Ciò a causa della loro terminazione contro la rampa del basamento del bacino Periadriatico.

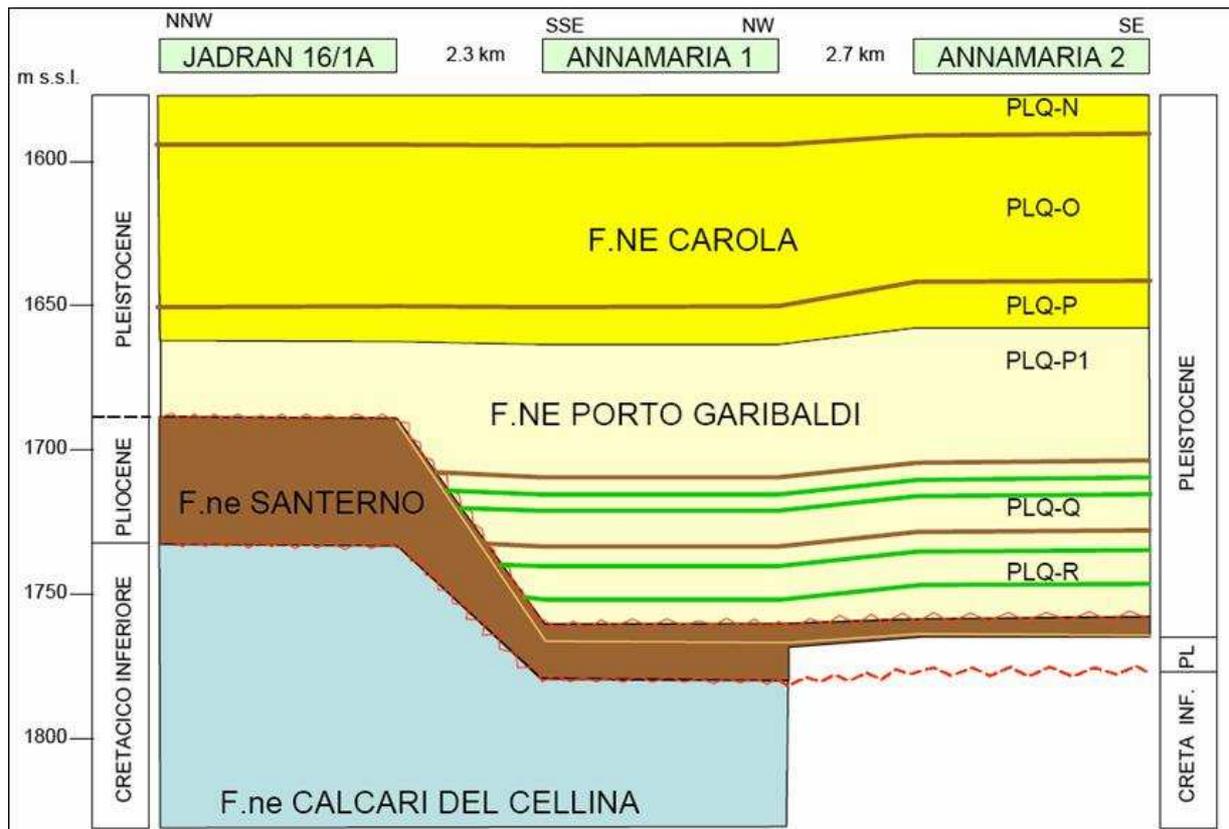


Figura 2.1 - Schema di Correlazione Stratigrafica nel Campo di Annamaria  
(ENI, 2006)

I livelli mineralizzati possono essere suddivisi in tre gruppi, a partire da quello meno profondo:

- livelli superiori da 0 a C (D1a incluso): caratterizzati da strati sabbiosi della Formazione Carola con uno spessore medio di 30 cm (Figura 2.2). Questi livelli sono strutturati in una blanda anticlinale doppia orientata NW-SE;
- livelli sottili da D a H: caratterizzati da alternanze sabbioso-argillose con straterelli sabbiosi della Formazione Carola aventi spessore medio inferiore a 30 cm (Figura 2.3). La struttura di questi strati è molto simile a quella precedente;

<sup>1</sup> PLQ: Pliocene-Quaternario

- livelli profondi Q e R: costituiti da arenarie torbiditiche della Formazione Porto Garibaldi che terminano in onlap contro la Formazione Santerno che drappeggia un alto prepliocenico (Figura 2.4). Secondo il modello geologico i giacimenti PLQ-Q e PLQ-R sono costituiti da 14 livelli sottili a gas interstratificati con argille.

Il calcolo del Gas Originariamente In Posto (GOIP) è stato effettuato sulla base dei valori desunti da Annamaria 2, essendo l'unico tra i tre pozzi per il quale sia disponibile una serie completa di analisi in grado di fornire una definizione dettagliata delle caratteristiche petrofisiche dei livelli del giacimento. Il GOIP totale dei 39 livelli è riportato nella Tabella seguente.

**Tabella 2.2- Dettaglio GOIP in relazione ai livelli  
(ENI, 2006)**

Sequenza	P1	P1 + P2	P2	P1 + P2 + P3	P3
	GOIP [MSm <sup>3</sup> ]				
Livelli superiori A C2 (più D1a)	9,963.9	10,858.6	894.7	11,784.3	925.7
Livelli sottili D - H	310.3	1,244.5	934.2	20,729.8	19,485.2
Livelli Profondi Q & R	578.2	1,982.2	1,404.0	2,033.2	51.0
<b>Spessore Totale del Giacimento</b>	<b>10,852.4</b>	<b>14,085.3</b>	<b>3,232.9</b>	<b>34,547.3</b>	<b>20,461.9</b>

Note:

- P1: GOIP certo;
- P2: GOIP probabile;
- P3: GOIP possibile.

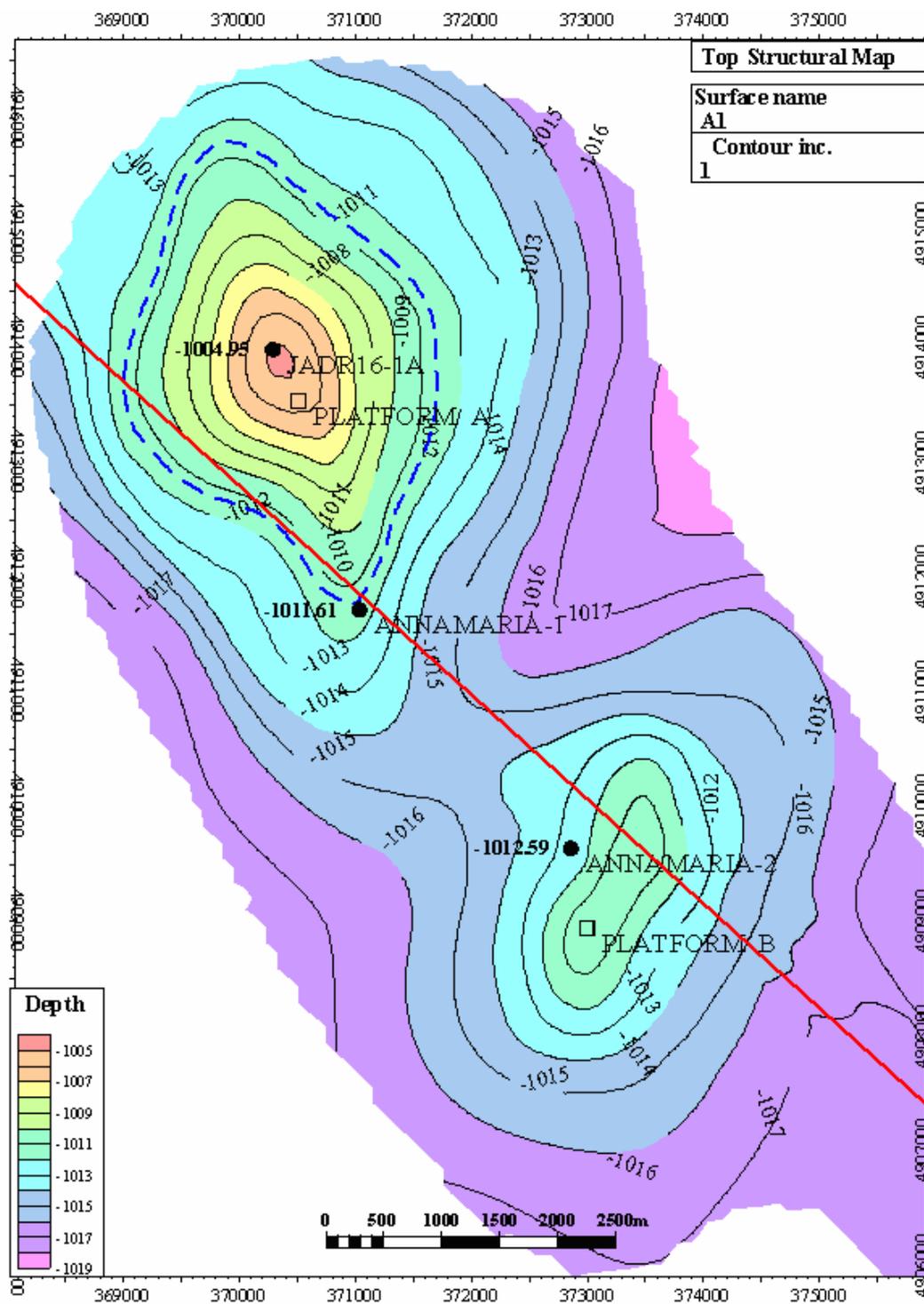


Figura 2.2 - Livelli Superiori da 0 a C (considerando anche il livello D1a)  
(ENI, 2006)

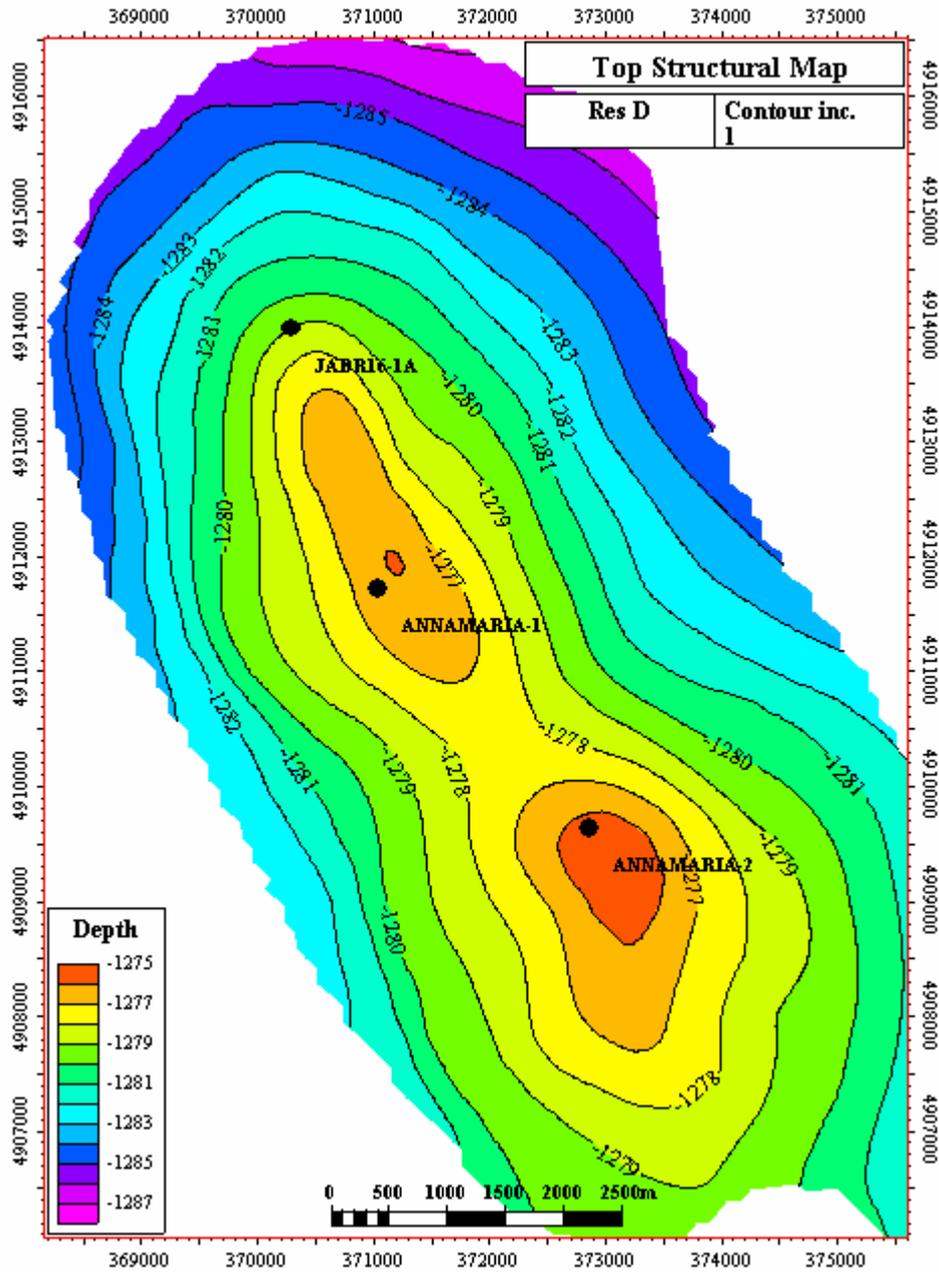


Figura 2.3 - Livelli a Strati Sottili da D a H (D1a escluso)  
(ENI, 2006)

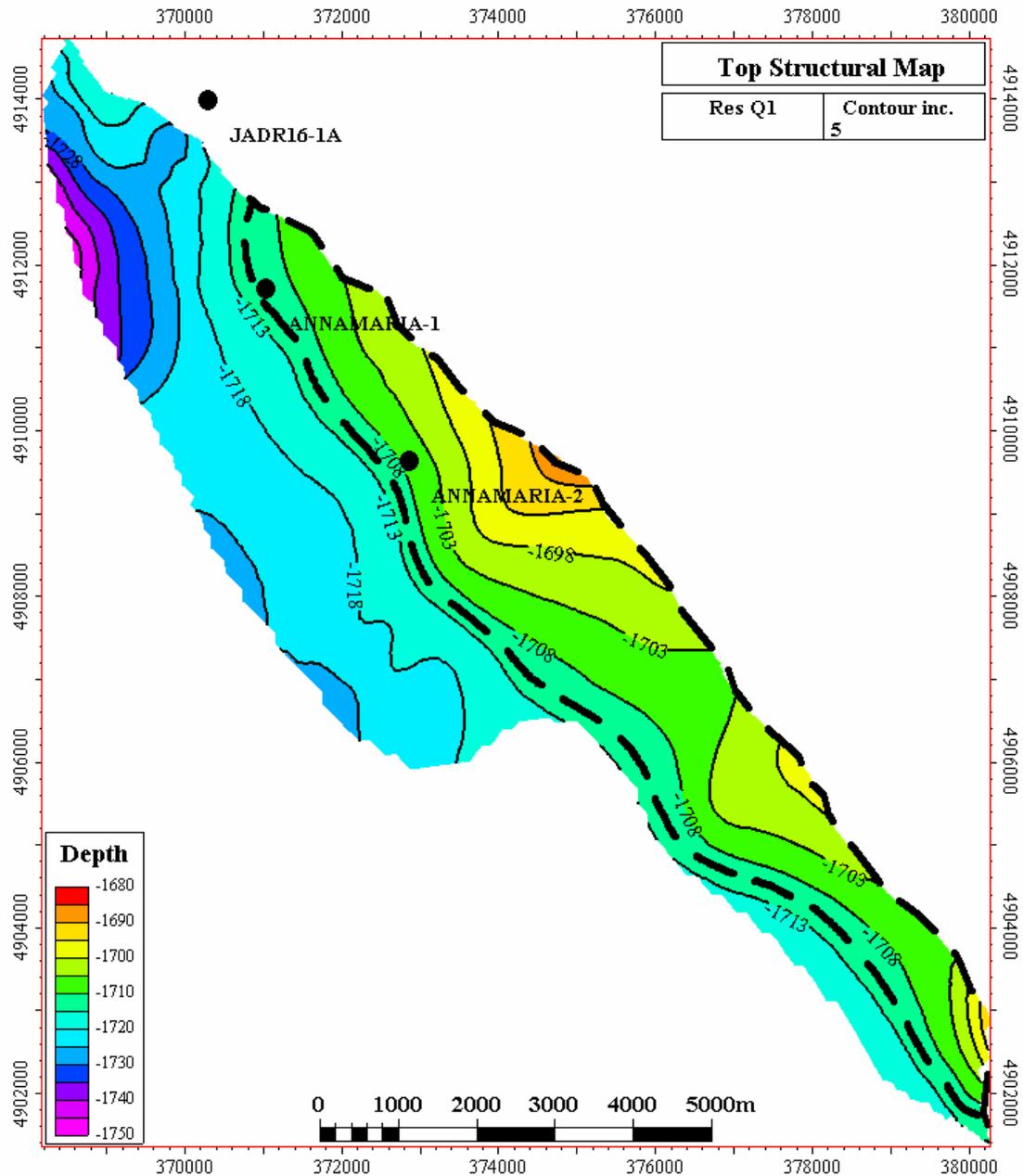


Figura 2.4 - Livelli più Profondi Q e R  
(ENI, 2006)

### 2.2.2 Obiettivi Minerari

Nella serie pliopleistocenica, il tema della ricerca è rappresentato dalle mineralizzazioni a gas nelle sabbie torbiditiche delle F.ni Carola e P.to Garibaldi.

Il primo obiettivo è rappresentato dalle torbiditi della F.ne Carola comprese tra 950 e 1300 m di profondità. Questi depositi drappeggiano un paleoalto del basamento fagliato e risultano strutturati in trappole per effetto della compattazione differenziale tra alto e bacini limitrofi.

Il secondo obiettivo consiste nella serie clastica basale della F.ne P.to Garibaldi che si chiude in pinch out sulla Santerno in direzione NE.

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 20
---	--	--	------------------

Gli idrocarburi gassosi presenti nel bacino adriatico, e quindi nel giacimento di Annamaria, sono di tipo biogenico, essendosi generati in situ durante la diagenesi, a poca profondità e basse temperature, per azione dei batteri anaerobici sulla materia organica contenuta nei sedimenti torbiditici.

Il gas prodottosi per via biogenica è successivamente migrato negli strati sabbiosi compresi tra gli intervalli argillosi: questi ultimi costituiscono quindi sia la roccia madre che quella di copertura, anche quando presentano spessori di solo poche decine di centimetri.

La serie pleistocenica mineralizzata a gas nei pozzi Annamaria 1 e 2 e JADRAN16/1A è costituita da lobi torbiditici sabbiosi aggradanti di provenienza Nord-occidentale (delta del Po), alternati a più o meno potenti livelli di argilla, corrispondenti a periodi di stasi della sedimentazione. Talvolta sono anche presenti intervalli cosiddetti a strati sottili (centimetrici) i quali altro non rappresentano che le frange più distale di lobi sabbiosi sviluppati più a monte, cioè a NW.

Nell'area in esame questa frequente alternanza di tipologia di sedimenti è da collegarsi fondamentalmente alle numerose e rapide variazioni eustatiche avvenute nel Pleistocene a causa delle glaciazioni.

Le buone correlazioni elettriche riscontrabili con i campi di Barbara e Clara Nord (oltre 50 km a SE) confermano la notevole continuità ed estensione areale della maggior parte di questi corpi torbiditici.

La trappola responsabile della mineralizzazione principale di Annamaria è di tipo strutturale: i depositi clastici pleistocenici si sono depositati sulla articolata morfologia cretacea e si sono modellati per *draping* e compattazione differenziale, creando una estesa e blanda anticlinale allungata in senso NW-SE.

Gli intervalli basali della P.To Garibaldi presentano invece una componente stratigrafica in risalita verso NE, laddove i livelli a gas di Annamaria 1 e 2 terminano in onlap sulla F.ne Santerno prima di raggiungere il pozzo JADRAN 16/1A.

### 2.2.3 Previsioni di Produzione e Riserve Tecniche

Sono state effettuate numerose analisi per ottimizzare il numero e gli obiettivi dei pozzi.

In Aprile 2006 il team Eni-INA ha definito gli scenari di produzione finali che hanno alla base le seguenti caratteristiche e vincoli alla produzione:

- due piattaforme sono state considerate per lo sviluppo del campo, denominate Annamaria A (in acque croate) e Annamaria B (in acque italiane), ciascuna per la produzione di una culminazione strutturale;
- tutti i pozzi pianificati per il completamento nei livelli più superficiali sono verticali nel reservoir e con una forma ad S nella parte superiore. I pozzi dedicati ai livelli profondi (PLQ-Q/PLQ-R) sono deviati per raggiungere i target in posizione ottimale;
- tutti i tre pacchi di reservoir (superficiali, sottili e profondi) sono completati sui livelli tecnicamente possibili;
- tutti i pozzi sono previsti in **doppio completamento** con stringhe di produzione di 2 3/8";
- l'**avvio della produzione** per entrambe le piattaforme è previsto per il Gennaio 2009;
- i **fattori di recupero e le riserve** sono previsti per 30 anni di produzione (fine dell'anno 2038);

- un **drawdown** massimo di pressione di 20 bar è stato scelto per i livelli meno profondi (da PLQ-A1 fino a PLQ-D1a) e 30 bar per i livelli più profondi;
- la **pressione minima di testa pozzo** è stata fissata a 18 bar per tutti i pozzi;
- la **portata di gas minima** per stringa, considerando il limite economico, è stata fissata a 10,000 Sm<sup>3</sup>/g;
- la **portata iniziale** totale del campo varia tra 1.6 Mm<sup>3</sup>/g e 2.2 Mm<sup>3</sup>/g;
- il **rapporto acqua/gas** per livello e stringa è stato limitato a 100 cm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> per evitare il “choking” del pozzo per una produzione di acqua troppo elevata.

Come dettagliato al Paragrafo 2.6 e seguenti, lo scenario di sviluppo prevede la realizzazione di 8 pozzi per piattaforma (per un totale di 16 pozzi). Degli 8 pozzi previsti, 6 verranno perforati nella fase iniziale detta Fase 1, con lo scopo di drenare principalmente i livelli superficiali compresi fra A1 e C1 e i livelli profondi Q e R.

Ai livelli sottili, verranno dedicate 6 stringhe, con lo scopo di analizzare la loro produttività: se i risultati saranno positivi e confermeranno la potenzialità dei livelli sottili ad alto GOIP possibile, si passerà alla Fase 2.

L'eventuale Fase 2 prevede la perforazione di 4 pozzi aggiuntivi dedicati ai livelli sottili, 2 su ciascuna piattaforma, contemporaneamente alla produzione dei pozzi esistenti (operazioni in simultanea).

Nei profili di produzione è stata tenuta in considerazione la perforazione attraverso due impianti di perforazione, per cui l'inizio produzione (“start up”) dei pozzi aggiuntivi coincide per entrambe le piattaforme al 2011.

Nel caso i livelli sottili non siano promettenti e quindi non si rendano necessari ulteriori pozzi di sviluppo, la produzione del campo avverrà attraverso i 12 pozzi iniziali della Fase 1.

Nella Tabella sono riportati i risultati finali (gas in posto e produzione totale) per lo scenario di sviluppo selezionato.

**Tabella 2.3- Gas in Posto e Produzione Totale**

Scenari di Sviluppo	Numero di pozzi perforati/ Inizio produzione		GOIP	Produzione Totale (30 anni)	Recupero	Produzione Totale Croazia	Produzione Totale Italia
	Fase 1	Fase 2	Msm <sup>3</sup>	Msm <sup>3</sup>	%	Msm <sup>3</sup>	Msm <sup>3</sup>
Case 1	6+6 01.01.2009	2+2 01.01.2011	34547	18130	52,5	9337	8793

#### 2.2.3.1 Profili di Produzione

Di seguito sono riportate le informazioni principali relative allo scenario di produzione individuato:

- start up della produzione è previsto, per entrambe le piattaforme, per il Gennaio 2009;
- esecuzione di 12 pozzi in completamento doppio nella fase iniziale (6 sulla Piattaforma A e 6 sulla Piattaforma B);



- monitoraggio della produzione nel primo anno allo scopo di investigare la “performance” dei livelli sottili;
- lo start up dei 4 pozzi addizionali è previsto per il Gennaio 2011 (2 sulla Piattaforma A e 2 sulla Piattaforma B).

Nelle Tabelle di seguito sono riportate tutte le informazioni relative ai profili di produzione.

**Tabella 2.4 - Profilo di Produzione del Campo Annamaria**

DATE	FIELD PRODUCTION FORECAST			
	Gas Rate kSm <sup>3</sup> /day	Water Rate Sm <sup>3</sup> /day	Total Production. Mcm	Yearly Production Mcm/year
01/01/2009	2 216	2		
31/12/2009	2 199	5	763	763
31/12/2010	2 679	12	1 521	757
31/12/2011	2 672	17	2 447	927
31/12/2012	2 617	20	3 367	920
31/12/2013	2 576	22	4 267	900
31/12/2014	2 542	24	5 154	887
31/12/2015	2 512	26	6 030	876
31/12/2016	2 486	29	6 899	869
31/12/2017	2 464	31	7 757	858
31/12/2018	2 436	34	8 607	850
31/12/2019	2 359	36	9 441	834
31/12/2020	2 235	37	10 232	791
31/12/2021	2 080	33	10 988	756
31/12/2022	1 961	29	11 689	701
31/12/2023	1 835	31	12 349	660
31/12/2024	1 648	28	12 959	610
31/12/2025	1 463	26	13 495	536
31/12/2026	1 309	22	13 977	483
31/12/2027	1 259	19	14 424	446
31/12/2028	1 193	19	14 848	424
31/12/2029	1 138	19	15 254	406
31/12/2030	1 082	18	15 636	382
31/12/2031	1 038	18	16 003	367
31/12/2032	991	18	16 356	354
31/12/2033	950	18	16 691	335
31/12/2034	908	18	17 011	320
31/12/2035	836	16	17 318	307
31/12/2036	791	14	17 600	282
31/12/2037	770	14	17 870	270
31/12/2038	725	14	18 130	259



**Tabella 2.5- Profili di Produzione di Competenza**

DATE	PLATFORM A PRODUCTION FORECAST						PLATFORM B PRODUCTION FORECAST					
	Gas Rate kSm <sup>3</sup> /day	Gas Rate %	Water Rate Sm <sup>3</sup> /day	Cum. Production Mcm	Cum Prod. %	Yearly Production Mcm/year	Gas Rate kSm <sup>3</sup> /day	Gas Rate %	Water Rate Sm <sup>3</sup> /day	Cum. Production Mcm	Cum Prod. %	Yearly Production Mcm/year
01/01/2009	1 142	51.53	1				1 074	48.47	1			
31/12/2009	1 142	51.95	2	395	51.74	395	1 056	48.05	3	368	48.26	368
31/12/2010	1 379	51.47	5	792	52.09	397	1 300	48.53	6	729	47.91	360
31/12/2011	1 379	51.60	9	1 269	51.86	477	1 293	48.40	8	1 178	48.14	450
31/12/2012	1 351	51.61	11	1 744	51.79	475	1 266	48.39	9	1 623	48.21	445
31/12/2013	1 331	51.69	12	2 209	51.76	465	1 245	48.31	10	2 059	48.24	435
31/12/2014	1 315	51.74	13	2 667	51.75	459	1 227	48.26	11	2 487	48.25	428
31/12/2015	1 303	51.86	14	3 121	51.76	454	1 209	48.14	12	2 909	48.24	422
31/12/2016	1 292	51.99	16	3 572	51.78	451	1 194	48.01	13	3 327	48.22	418
31/12/2017	1 283	52.07	18	4 019	51.81	446	1 181	47.93	14	3 738	48.19	412
31/12/2018	1 273	52.25	19	4 462	51.84	443	1 163	47.75	15	4 145	48.16	407
31/12/2019	1 262	53.49	20	4 901	51.91	439	1 097	46.51	16	4 540	48.09	395
31/12/2020	1 251	55.96	21	5 338	52.17	437	984	44.04	16	4 894	47.83	354
31/12/2021	1 219	58.62	22	5 767	52.49	429	861	41.38	11	5 221	47.51	327
31/12/2022	1 163	59.33	22	6 180	52.87	413	797	40.67	6	5 509	47.13	288
31/12/2023	1 076	58.65	25	6 571	53.21	391	759	41.35	6	5 778	46.79	270
31/12/2024	920	55.85	22	6 922	53.42	352	728	44.15	7	6 036	46.58	258
31/12/2025	775	52.93	19	7 216	53.47	294	689	47.07	6	6 279	46.53	242
31/12/2026	637	48.65	16	7 463	53.39	247	672	51.35	6	6 514	46.61	236
31/12/2027	602	47.82	12	7 679	53.24	216	657	52.18	7	6 745	46.76	230
31/12/2028	551	46.19	12	7 877	53.05	199	642	53.81	7	6 971	46.95	226
31/12/2029	517	45.41	12	8 063	52.86	186	621	54.59	7	7 190	47.14	220
31/12/2030	497	45.92	12	8 239	52.69	175	585	54.08	6	7 397	47.31	207
31/12/2031	477	45.97	12	8 407	52.54	168	561	54.03	6	7 595	47.46	198
31/12/2032	451	45.53	12	8 570	52.40	163	540	54.47	6	7 786	47.60	191
31/12/2033	429	45.14	12	8 721	52.25	151	521	54.86	6	7 970	47.75	184
31/12/2034	413	45.42	12	8 867	52.12	146	496	54.58	6	8 145	47.88	175
31/12/2035	354	42.42	10	9 004	51.99	137	481	57.58	6	8 314	48.01	169
31/12/2036	324	40.95	9	9 121	51.83	117	467	59.05	6	8 479	48.17	165
31/12/2037	316	41.10	9	9 232	51.66	111	453	58.90	6	8 638	48.34	159
31/12/2038	285	39.30	8	9 337	51.50	105	440	60.70	6	8 793	48.50	155



**Tabella 2.6- Pressioni di Testa Pozzo**

DATE	Minimal WTHP	Minimal WTHP
	Platform A	Platform B
	bar	bar
01/01/2009	85.11	91.64
31/12/2009	78.37	78.11
31/12/2010	72.88	73.60
31/12/2011	66.91	74.16
31/12/2012	60.56	71.65
31/12/2013	56.19	65.34
31/12/2014	52.16	58.89
31/12/2015	48.30	52.05
31/12/2016	44.49	44.56
31/12/2017	40.78	36.84
31/12/2018	37.19	24.76
31/12/2019	32.88	18.00
31/12/2020	21.03	18.00
31/12/2021	18.00	18.00
31/12/2022	18.00	18.00
31/12/2023	18.00	18.00
31/12/2024	18.00	18.00
31/12/2025	18.00	18.00
31/12/2026	18.00	18.00
31/12/2027	18.00	18.00
31/12/2028	18.00	18.00
31/12/2029	18.00	18.00
31/12/2030	18.00	18.00
31/12/2031	18.00	18.00
31/12/2032	18.00	18.00
31/12/2033	18.00	18.00
31/12/2034	18.00	18.00
31/12/2035	18.00	18.00
31/12/2036	18.00	18.00
31/12/2037	18.00	18.00
31/12/2038	19.14	18.00

 <p>Eni S.p.A. Divisione Exploration &amp; Production</p>	<p>Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA</p>	<p>Cap.2 Pag. 25</p>
--	--	--------------------------

## 2.3 OPZIONI DI SVILUPPO DEL PROGETTO

### 2.3.1 Descrizione delle Alternative di Progetto per la Parte Perforazione e Completamenti

La coltivazione del campo di Annamaria, relativamente alla parte italiana della piattaforma continentale, prevede la presenza di 6 pozzi produttori (prima fase) più 2 pozzi addizionali (seconda fase, la cui attivazione è condizionata ai risultati in termini di produttività dei pozzi della prima fase).

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

Nel caso del campo di Annamaria, il confronto tra le due suddette opzioni ci ha portato ad evidenziare i seguenti aspetti favorevoli e non:

#### 2.3.1.1 Opzione 1: Pozzi Verticali

Ciascun pozzo è perforato in posizione isolata dagli altri pozzi.

Vantaggi:

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

Svantaggi:

- è necessario spostare un impianto di perforazione per portarsi dalla postazione di un pozzo a quella successiva, con conseguente impiego di mezzi navali in numero maggiore di quelli strettamente necessari al supporto della sola attività di perforazione;
- è necessario installare un numero di strutture pari a quelle dei pozzi (6 + 2, in totale); queste strutture sarebbero nell'ipotesi più probabile delle piattaforme monotubolari;
- è comunque necessario installare una "piattaforma madre" per raccogliere la produzione di tutti i pozzi e convogliarla a terra; questa piattaforma dovrebbe comunque avere una dimensione sufficiente a contenere un modulo alloggi e le necessarie apparecchiature per il presidio del campo e per il trattamento del gas;
- è necessario installare una rete di condotte sottomarine per collegare ciascun pozzo alla piattaforma madre.

#### 2.3.1.2 Opzione 2: Pozzi Direzionati

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

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

Vantaggi:

- l'impianto viene posizionato una volta per tutte all'inizio dell'attività e rimosso alla fine (nel caso venga realizzata la seconda fase l'impianto dovrà essere posizionato nuovamente) evitando lo spostamento ed il ri-posizionamento su ciascuno dei pozzi previsti. In questo caso i minori impatti sono riconducibili ai seguenti fattori:

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 26
---	--	--	------------------

- risparmio del tempo di spostamento da postazione a postazione e quindi riduzione delle emissioni associate,
- minore mobilitazione dei mezzi navali aggiuntivi;
- installazione di un'unica struttura (piattaforma) che contiene le 6 + 2 teste pozzo, i moduli di processo e gli alloggi;
- semplificazione della rete di condotte sottomarine.

Svantaggi:

- i pozzi, essendo più lunghi, richiedono più tempo per essere perforati con un incremento dell'impatto associato alle operazioni di perforazione.

Conclusioni:

Da quando lo sviluppo di nuove tecnologie di perforazione ha reso possibile la realizzazione di pozzi direzionati in grado di raggiungere con grande precisione gli obiettivi spostati dalla verticale della testa pozzo, l'industria petrolifera ha cercato di raggruppare le teste pozzo in siti dedicati per migliorare gli impatti sull'ambiente, la logistica, la gestione del campo e l'economicità dei progetti.

Quanto sopra si applica soprattutto nei progetti realizzati in aree ad alta sensibilità ambientale (aree protette, zone abitate, ecc.), oppure dove lo spostamento degli impianti è complicato (situazione di strade/orografia del suolo).

Nel caso del campo Annamaria, si è ritenuto che il maggior tempo richiesto dalle operazioni di perforazione dei pozzi direzionati comporti comunque una riduzione degli impatti ambientali associati all'intervento in considerazione del minor tempo per lo spostamento dell'impianto, dal minor impiego di navi e dal risparmio di strutture fisse quali piattaforme monotubolari e linee sottomarine.

In conclusione, per la parte italiana del progetto si è scelto di sviluppare il campo utilizzando una sola piattaforma (Annamaria B) posizionata in corrispondenza della culminazione sud del reservoir, dalla quale sia possibile raggiungere agevolmente i target geologici scelti per il miglior sfruttamento del giacimento stesso.

**Con riferimento alle opzioni sopra elencate, viene quindi preferita l'opzione B, "pozzi direzionati".**

### 2.3.2 Descrizione delle Alternative di Progetto per la Parte Infrastrutture

Il giacimento di Annamaria è situato nella zona centro-settentrionale del Mar Adriatico, circa 60 km a Nord-Est di Fano e circa 60 km a Sud-Ovest di Pula, a cavallo della linea mediana che divide le acque di giurisdizione italiana da quelle di giurisdizione croata. Lo sfruttamento di tale giacimento prevede l'installazione di due piattaforme, Annamaria B (nella parte italiana) e Annamaria A (nella parte croata) e di tre condotte sottomarine necessarie a trasferire il gas estratto dal campo a terra.

In particolare, per quanto riguarda il piano di sviluppo del campo per la parte italiana, oltre all'installazione della piattaforma Annamaria B è prevista la posa di una condotta sottomarina per il trasporto del gas verso la costa.

L'eventualità di trasportare direttamente sulla costa italiana il gas proveniente dal campo Annamaria attraverso una condotta dedicata avrebbe comportato la posa di una nuova linea e la predisposizione del relativo arrivo sulla costa con il conseguente impatto

ambientale, in aggiunta ai maggiori costi d'investimento. Si sono pertanto analizzate varie alternative a partire dalle condotte già esistenti nell'area interessata dal progetto.

Al momento attuale, le due alternative progettuali identificate per trasferire a terra il gas proveniente da Annamaria B sono (Figura 2.5):

- Centrale gas di Rubicone attraverso la piattaforma esistente Cervia K;
- Centrale gas di Fano attraverso la piattaforma esistente Brenda.



Figura 2.5 - Localizzazione delle Centrali di Trattamento e delle relative Piattaforme di Appoggio

#### 2.3.2.1 Opzione Annamaria B - Centrale di Trattamento Gas di Rubicone

L'opzione di inviare il gas proveniente da Annamaria B alla Centrale di Trattamento di Rubicone richiede la posa di una nuova condotta sottomarina tra Annamaria B e la piattaforma esistente Cervia K. La condotta, di diametro nominale pari a 18", dimensionata per trasportare la portata massima proveniente dalla piattaforma Annamaria B, ha una lunghezza stimata di circa 65 km.

Da Cervia K il gas viene quindi immesso nella rete di flowline esistente afferente alla Centrale di Rubicone tramite ulteriore transito per la piattaforma esistente Cervia A (diametro nominale pari a 14", lunghezza circa 21 km).

In base ai risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate per valutare le perdite di carico lungo il tracciato previsto, per permettere la consegna a terra del gas estratto è necessario comprimere sulla piattaforma esistente Cervia K tutta la portata proveniente dal campo di Annamaria. L'unità di compressione installata su Cervia K andrebbe quindi adeguata mediante l'installazione di un'ulteriore macchina. In questo caso, andrebbero valutati sia i costi per l'adeguamento dell'unità di compressione, sia l'effetto ambientale dell'intervento in merito alle emissioni da GHG (Green House Gasses) secondo quanto stabilito dalla

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 28
---	--	--	------------------

Direttiva 96/61/CE del Consiglio sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (IPPC).

#### 2.3.2.2 Opzione Annamaria B - Centrale di Trattamento Gas di Fano

L'opzione di inviare il gas proveniente da Annamaria B alla Centrale di Trattamento di Fano richiede la posa di una nuova condotta sottomarina tra Annamaria B e la piattaforma esistente Brenda. La condotta, di diametro nominale pari a 18", dimensionato per trasportare la portata massima proveniente dalla piattaforma Annamaria B, ha una lunghezza stimata di circa 40 km.

Da Brenda il gas viene quindi immesso nella rete di flowline esistente afferente alla Centrale di Fano tramite ulteriore transito per la piattaforma esistente Basil (diametro nominale pari a 16", lunghezza 3,8 km) e da questa alla Centrale di Fano (diametro nominale pari a 16", lunghezza 33,5 km).

I risultati delle simulazioni effettuate per valutare le perdite di carico lungo il tracciato previsto hanno evidenziato come, a partire dal 2019, si renderebbe necessaria l'installazione di un'unità di boosteraggio sulla piattaforma esistente Brenda per comprimere sia la portata proveniente dal campo Annamaria, sia quella proveniente dagli altri campi afferenti a Fano.

#### 2.3.2.3 Confronto tra le due Opzioni

Tra le due possibili alternative di tracciato individuate per trasferire il gas estratto da Annamaria B, si considera preferibile l'invio alla Centrale di Trattamento di Fano in quanto l'unità di boosteraggio da installare sulla piattaforma Brenda si inserirebbe all'interno di un progetto di ulteriore sviluppo dei campi presenti nell'area caratterizzato da una forte componente sinergica. Inoltre, da un punto di vista ambientale, tale opzione permette una sostanziale riduzione dell'emissione di gas serra in quanto eviterebbe, come già descritto, l'installazione di un'unità aggiuntiva su Cervia K.

## 2.4 FINALITÀ ED OBIETTIVI DELL'ALTERNATIVA SELEZIONATA

Dall'attenta valutazione della alternative progettuali perseguibili, al fine di limitare il più possibile i potenziali impatti sull'ambiente circostante, si è scelto di sviluppare il campo in acque italiane attraverso pozzi direzionati e di inviare il gas estratto dalla piattaforma Annamaria B alla Centrale di Trattamento di Fano.

Il campo è caratterizzato da mineralizzazione a gas anidro nei livelli sabbiosi della formazione Carola e in alcuni livelli della formazione Porto Garibaldi, nella parte Sud-Est del giacimento.

Il dettaglio delle concessioni coinvolte è riportato nelle Tavole 2a e 2b allegate al presente SIA. Nell'introduzione al documento sono inoltre fornite ulteriori indicazioni sulle Concessioni interessate dal progetto.

Come anticipato, il progetto prevede la messa in produzione di un giacimento offshore attraverso lo studio e la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, trattamento e trasporto del gas producibile da Gennaio 2009.

In Italia, la valorizzazione delle risorse interne di idrocarburi è stata e continua ad essere uno degli obiettivi centrali della politica energetica, anche come conseguenza della "storica" dipendenza dell'Italia dalle importazioni di petrolio e di gas naturale.

Inoltre, le previsioni attuali evidenziano un progressivo declino delle scorte di petrolio rispetto al gas, che a partire dal 2015 diventerà la principale fonte energetica per il nostro Paese. Secondo le stime, entro il 2020 oltre il 40% dell'intero fabbisogno verrà infatti coperto dal gas, seguito dal petrolio (37,1%) e, in percentuale minore, dalle fonti rinnovabili (circa 10%).

Il settore che è destinato a contribuire maggiormente all'incremento dei consumi del gas naturale è quello della generazione di energia elettrica, in relazione sia all'elevata efficienza dei cicli combinati, sia al ridotto impatto ambientale associato.

In tale contesto, il contributo atteso dal progetto di sviluppo del campo gas Annamaria proposto risulta pienamente coerente con le strategie e le necessità future del Paese.

## 2.5 DESCRIZIONE E SEQUENZA DELLE ATTIVITÀ IN PROGETTO

### 2.5.1 Dati Generali

La peculiarità principale del giacimento di Annamaria è la sua collocazione a cavallo della linea Mediana, parte in acque sotto la giurisdizione italiana, parte in acque croate.

Il programma di sfruttamento prevede infatti uno sviluppo integrato tra gli Operatori ed i Titolari delle Concessioni di Italia e Croazia. Tale integrazione si realizzerà attraverso l'installazione di due piattaforme e delle relative condotte sottomarine progettate per consentire il massimo sfruttamento dell'intero giacimento nel rispetto sia della legislazione vigente nei due Paesi sia della ripartizione del gas originariamente in posto (GOIP) che, come anticipato, ha assegnato il 48,5% all'Italia ed il 51,5% alla Croazia. Tuttavia, il progetto verrà sviluppato e gestito separatamente dai due operatori, ed in particolare da:

- **Eni S.p.A.** per la parte italiana appartenente alla concessione in Italia, in qualità di titolare della concessione e operatore del campo. La parte italiana del progetto comprende la piattaforma Annamaria B e i relativi pozzi, il sealine di collegamento con Brenda e tutti i revamping necessari sugli impianti di trattamento esistenti. Il sealine di collegamento tra A e B viene eseguito in compartecipazione con INAgip;
- **INAgip** per la parte croata appartenente all'area contrattuale Ivana in Croazia, in qualità di operatore del campo. La parte croata del progetto comprende la piattaforma Annamaria A e i relativi pozzi, il sealine di collegamento con Ika A e tutti i revamping necessari sugli impianti di trattamento esistenti. Il sealine di collegamento tra A e B viene eseguito in compartecipazione con Eni.

In ragione della necessità di monitorare la produzione dagli strati sottili, il programma di sviluppo, per entrambe le concessioni, sarà articolato in due fasi successive denominate Fase 1 e Fase 2. In particolare, il programma di sviluppo del campo prevede:

1. installazione delle due piattaforme Annamaria A e Annamaria B le cui coordinate (sistema di riferimento WGS84) sono riportate nella Tabella 2.7 seguente.

**Tabella 2.7 - Localizzazione delle Piattaforme con Sistema di Riferimento WGS84**

Piattaforma	Longitudine E	Latitudine N
Annamaria B	13° 24' 26.318"	44° 19' 21.302"
Annamaria A	13° 22' 30.105"	44° 21' 48.558"

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 30
---	--	--	------------------

2. posa di tre nuove condotte sottomarine:
  - Annamaria A - Ika A (trasporto verso l'esistente rete di condotte Croate);
  - Annamaria A - Annamaria B (condotta di bilanciamento);
  - Annamaria B - Brenda (trasporto verso l'esistente rete di condotte Italiane).
3. adeguamento delle piattaforme esistenti di appoggio sia in Italia, sia in Croazia, per permettere l'approccio delle condotte di collegamento tra il campo Annamaria e la rete esistente collegata a terra:
  - piattaforma croata esistente Ika A, identificata come approccio per la condotta da Annamaria A;
  - piattaforma Italiana esistente Brenda, identificata come approccio per la condotta da Annamaria B.

In particolare, la Fase 1 del programma di sviluppo della concessione italiana A.C11.AG prevede:

1. la realizzazione della piattaforma Annamaria B, equipaggiata di unità di produzione, di separazione primaria, di sistemi ausiliari, di sistemi di sicurezza e di raccolta e trasporto del gas. La piattaforma sarà temporaneamente presidabile grazie all'installazione di un modulo alloggi che permetterà di alloggiare fino a 19 persone;
2. la perforazione di 6 pozzi di produzione che saranno perforati in sequenza operativa;
3. la posa di una condotta tra Annamaria B e Brenda per il trasporto del gas estratto. Da Brenda la produzione sarà successivamente inviata alla centrale di Fano per il trattamento del gas a specifica di commercializzazione ed in accordo alla normativa vigente prima dell'immissione nella rete italiana;
4. la posa di una condotta di compensazione tra Annamaria B e Annamaria A per permettere il trasporto del gas verso l'Italia, indipendentemente da quale delle due piattaforme lo stia producendo;
5. l'adeguamento della piattaforma esistente Brenda per permettere il trasferimento del gas estratto da Annamaria B alla rete esistente.

In base ai risultati dei pozzi collegati agli strati sottili (dove risultano localizzate la maggior parte delle riserve) verrà valutata la possibilità di attivare una Fase 2 che prevede la perforazione di ulteriori 2 pozzi.

La sequenza con cui potranno essere realizzate le due fasi prevede che l'impianto di perforazione tipo jack-up rig ritorni sulla piattaforma entro i primi due anni attivando una fase di operazioni in simultanea (produzione e perforazione in contemporanea).



Figura 2.6 - Schema di Sviluppo Campo Annamaria

### 2.5.2 Tempi di Realizzazione delle Operazioni

I tempi stimati per la realizzazione del progetto sono i seguenti:

- Inizio Ingegneria 2006;
- Inizio Costruzione Piattaforma 2°Q 2007;
- Installazione Piattaforma 1°Q 2008;
- Perforazione e Completamento 1°Q 2008;
- Installazione Condotte 3°Q 2008;
- Start-up Gennaio 2009.

Si stima che la vita produttiva della piattaforma sarà di circa 30 anni.

Tale schedula potrà subire delle variazioni in funzione dei tempi autorizzativi

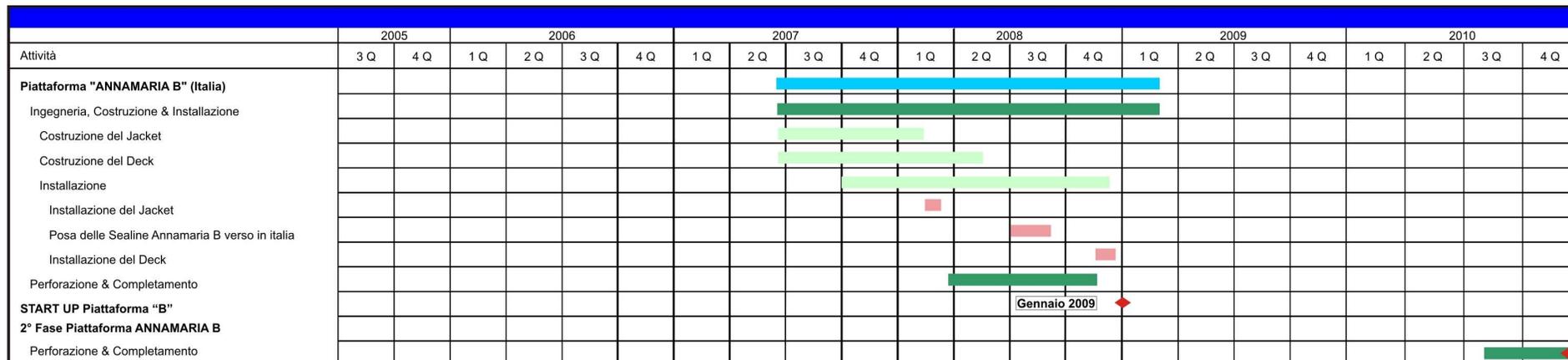


Figura 2.7 - Programma delle Operazioni



## 2.6 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

### 2.6.1 Cenni sulle Tecniche di Perforazione

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

L'azione di scavo è esercitata tramite uno scalpello (Figura 2.8) posto all'estremità della batteria di perforazione, ovvero una serie di elementi tubolari (detti “aste”) lunghi ciascuno circa 9 metri e avvitati fra di loro.

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



Figura 2.8 – Scalpello di Perforazione

Il fango che viene pompato attraverso la batteria, fuoriesce da apposite aperture dello scalpello e risale in superficie ha lo scopo di assicurare la rimozione dal foro dei detriti scavati dall'azione dello scalpello.

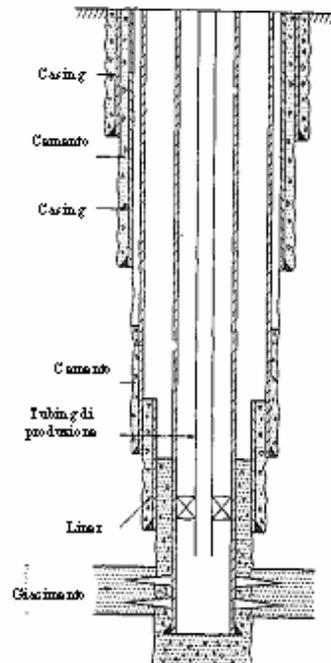
Inoltre il fango deve avere delle caratteristiche chimico-fisiche controllate con l'intento di controbilanciare la pressione dei fluidi contenuti nelle rocce attraversate, sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione (vedere sezione 2.5.1.1).

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

Successivamente, all'interno del *casing*, si cala uno scalpello di diametro inferiore per perforare un successivo tratto, destinato a sua volta ad essere protetto da un ulteriore *casing*. Il raggiungimento dell'obiettivo minerario avviene pertanto attraverso la perforazione di fori di diametro progressivamente decrescente e via via protetti da colonne di rivestimento (Figura 2.9).



**Figura 2.9 - Casing e Cementazioni**

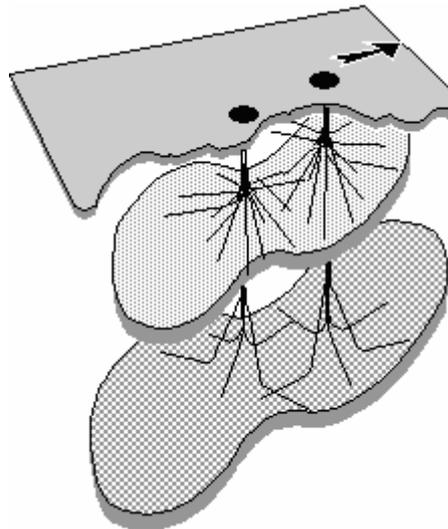
La perforazione del pozzo viene effettuata utilizzando appositi impianti di perforazione che vengono portati in loco e poi rimossi al termine delle operazioni.

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

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

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

Negli ultimi anni queste tecnologie hanno reso possibile perforare anche tratti di foro ad andamento orizzontale (Figura 2.10).



**Figura 2.10 - 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 stati rocciosi attraversati durante la perforazione varia con la profondità in modo talora imprevedibile. E' necessario conoscere metro per metro la successione delle rocce attraversate, la loro litologia, l'età geologica, la natura e la pressione dei fluidi presenti. Questa ricerca viene condotta sia precedentemente alla perforazione del foro tramite l'indagine sismica, sia durante la perforazione del foro con l'analisi petrografica dei campioni perforati e tramite appositi strumenti (*logs*) che, calati all'interno del foro, permettono di effettuare misurazioni elettroniche direttamente legate alle caratteristiche delle rocce e dei fluidi in esse contenute.

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

Durante la perforazione del foro, ovvero prima della discesa della colonna di rivestimento (*casing*), che isola il foro dalle formazioni rocciose attraversate, la batteria di perforazione e il fango sono a diretto contatto con le formazioni rocciose scoperte. Nel corso di questa fase transitoria sono sempre possibili fenomeni di instabilità del foro appena perforato tali da determinare anomalie rispetto al regolare svolgimento delle operazioni (es: assorbimenti di fango nelle fratture o porosità della roccia, collasso delle pareti del foro, 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

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 36
---	--	--	------------------

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 del pozzo sterile.

#### 2.6.1.1 Caratteristiche e Funzioni dei Fluidi di Perforazione

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

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

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

Per assolvere a tutte le funzioni sopra indicate, la composizione dei fluidi di perforazione viene continuamente modificata variandone le loro caratteristiche reologiche mediante aggiunta di appositi prodotti chimici. La tipologia di fango e di additivi chimici da utilizzare è funzione sia delle formazioni da attraversare che della temperatura che, se troppo elevata, potrebbe alterarne le proprietà reologiche (tuttavia questo non è il caso del campo Annamaria viste le temperature abbastanza contenute, inferiori di 60°C).

#### 2.6.2 **Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione e suo Posizionamento sul Sito di Perforazione**

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

Tale impianto è costituito da una piattaforma autosollevante, costituita da uno scafo galleggiante (dimensioni circa di 55 x 60 m) e da tre gambe aventi sezione quadrangolare o triangolare lunghe fino a 135 m. Al di sopra e all'interno dello scafo della piattaforma sono alloggiati le attrezzature di perforazione, i materiali utilizzati per perforare il pozzo il modulo alloggi per il personale di bordo ed altre attrezzature di supporto (gru, eliporto, ecc.).

Questo tipo di piattaforma viene trasferita, in posizione di galleggiamento, sul luogo dove è prevista la perforazione dei pozzi e dove è stata precedentemente installata la sottostruttura della piattaforma di coltivazione (Jacket), descritta al Paragrafo 2.7.2.

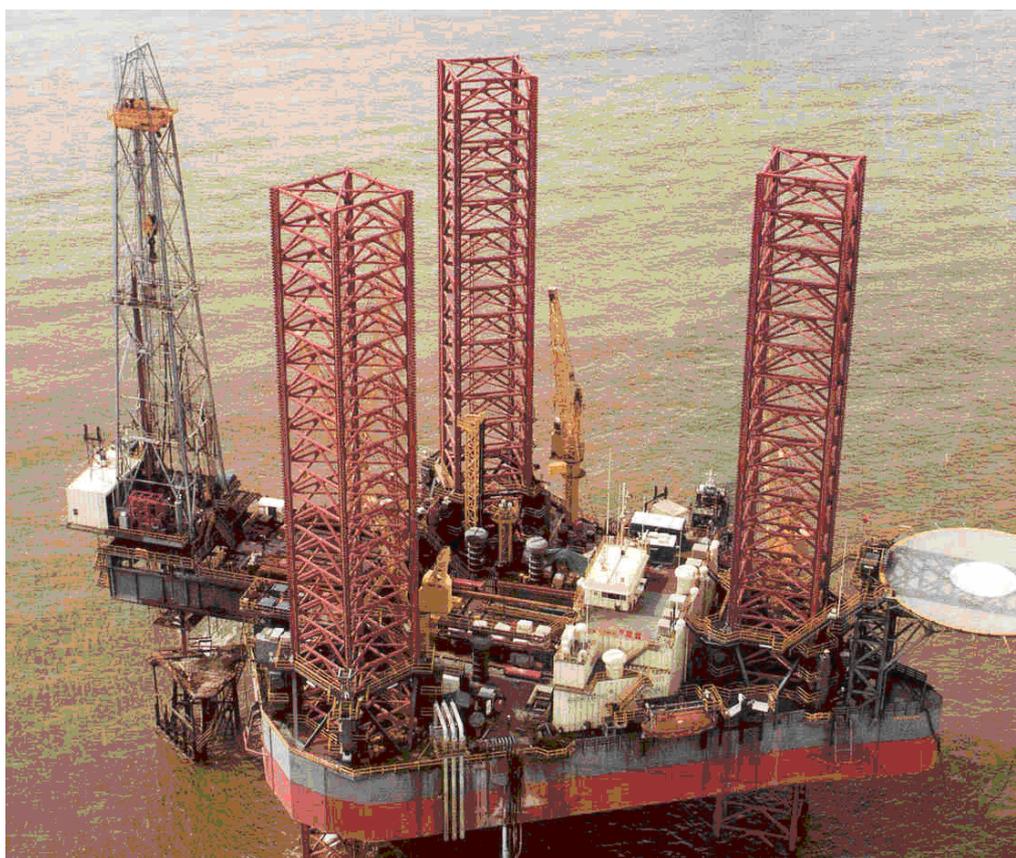


Una volta arrivata nel sito selezionato, la Jack-up Drilling Unit si accosta ad un lato della struttura della piattaforma e le gambe vengono appoggiate e infisse nel fondo marino. Lo scafo viene quindi sollevato al di sopra della superficie marina per evitare qualsiasi tipo di interazione con il moto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

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

Nella Figura 2.11 è riportato un esempio di Jack-up Drilling Unit operante su un jacket pre-installato (visibile in basso a sinistra nella foto), in situazione analoga a quanto programmato per il campo di Annamaria.

Le successive figure riportano invece le principali sezioni che costituiscono la Drilling Unit, suddivise fra piano principale (Figura 2.12) e piano motori, pompe, vasche (Figura 2.13). Successivamente viene riportata una descrizione sintetica di ciascuna unità.



**Figura 2.11- Jack-up Drilling Unit**

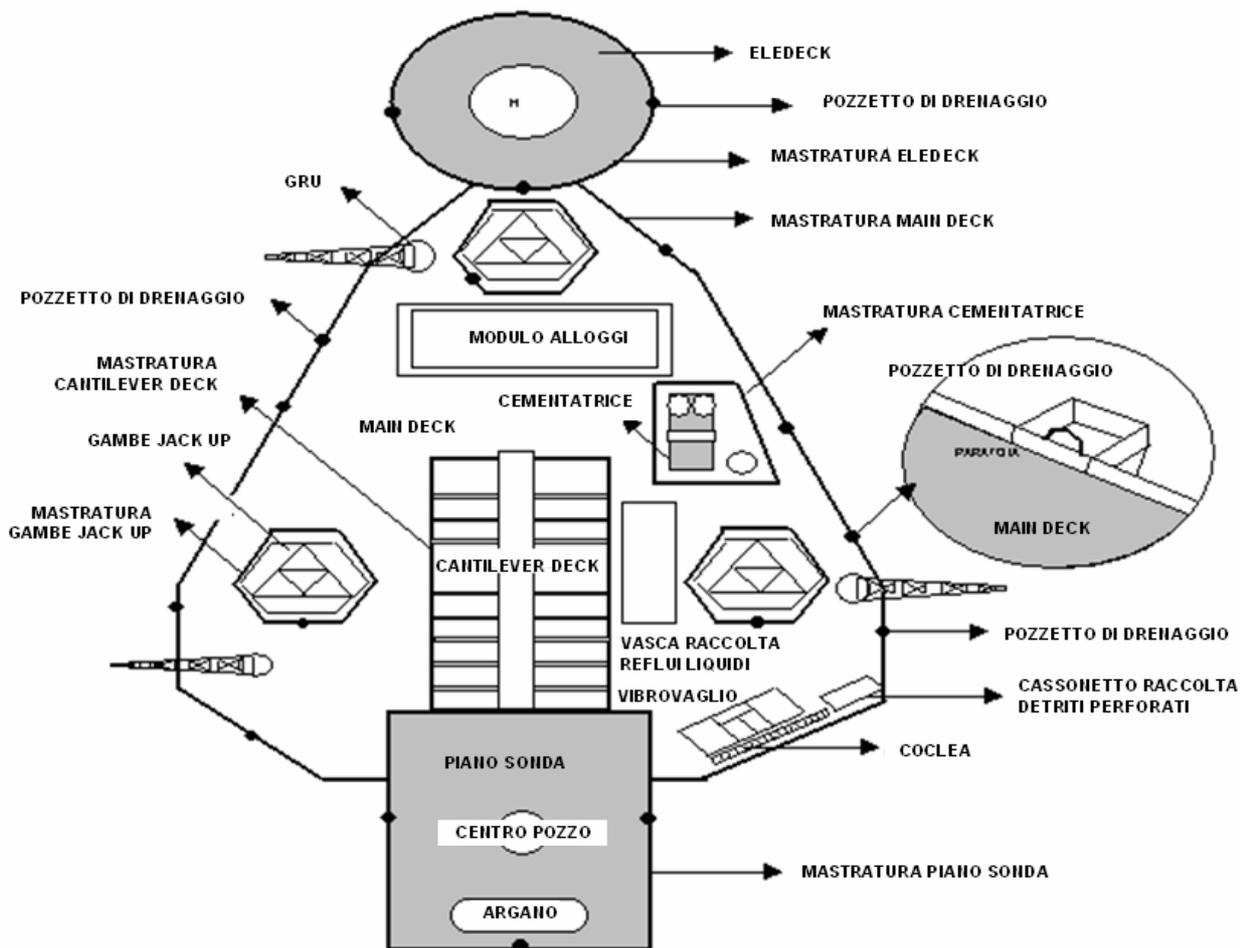
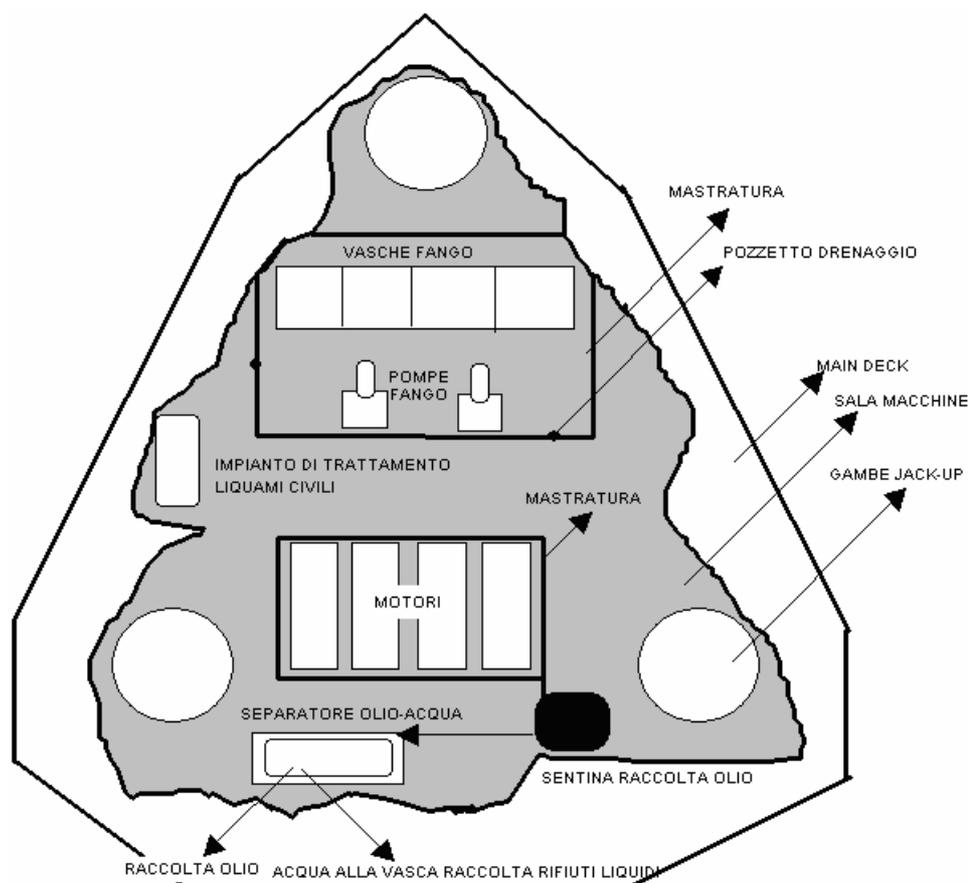


Figura 2.12 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Principale)



**Figura 2.13 - Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Motori, Pompe, Vasche)**

#### 2.6.2.1 Scafo

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

#### 2.6.2.2 Modulo Alloggi

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

#### 2.6.2.3 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.

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 40
---	--	--	------------------

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.

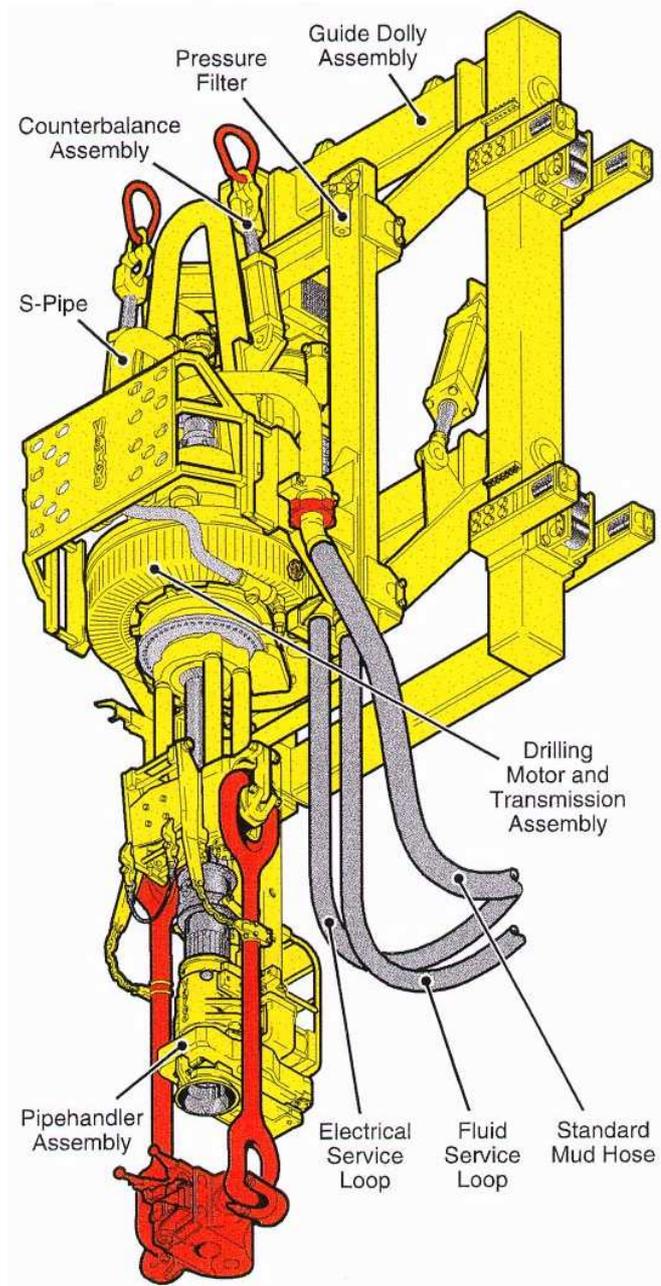
#### 2.6.2.3.1 *Torre e Impianto di Sollevamento*

Il sistema di sollevamento sostiene il carico della batteria di aste di perforazione (per perforazioni profonde il peso della batteria di perforazione può superare le 200 t) e permette le manovre di sollevamento e discesa nel foro. È costituito dalla torre di perforazione, dall'argano, dal freno, dalla taglia fissa, dalla taglia mobile e dalla fune.

#### 2.6.2.3.2 *Il Sistema Rotativo*

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

- Il Top Drive (Figura 2.14), attualmente il sistema più utilizzato su questo tipo di impianti, consiste essenzialmente in un motore di elevata potenza al cui rotore viene resa solidale la batteria di perforazione; esso viene sospeso alla taglia mobile per mezzo di un apposito gancio dotato di guide di scorrimento. Inclusi nel top drive vi sono la testa di iniezione (l'elemento che permette il pompaggio dei fango all'interno della batteria di perforazione mentre questa è in rotazione), un sistema per l'avvitamento e lo svitamento della batteria di perforazione, un sistema di valvole per il controllo del fango pompato in pozzo;
- Le aste che compongono la batteria di perforazione si distinguono in aste di perforazione (Figura 2.15) 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. 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 2.14 – Top Drive System**



**Figura 2.15 – Asta di Perforazione**

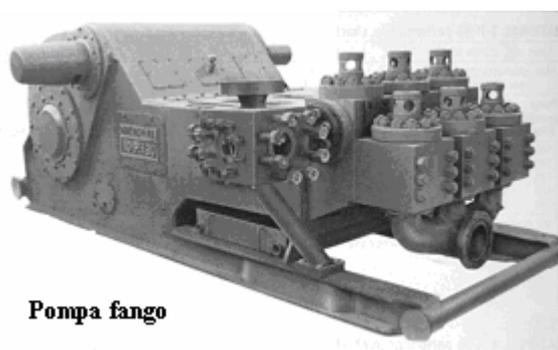
### 2.6.2.3.3 Il Circuito Fanghi

Questo sistema serve a realizzare la circolazione del fango che viene pompato attraverso la batteria di perforazione, fuoriesce attraverso lo scalpello (dotato di appositi orifizi), ingloba i detriti di perforazione e quindi risale nel foro fino alla superficie.

All'uscita dal pozzo, il fango passa attraverso il sistema di rimozione solidi che lo separano dai detriti di perforazione e viene quindi raccolto nelle vasche per essere nuovamente condizionato e pompato in pozzo.

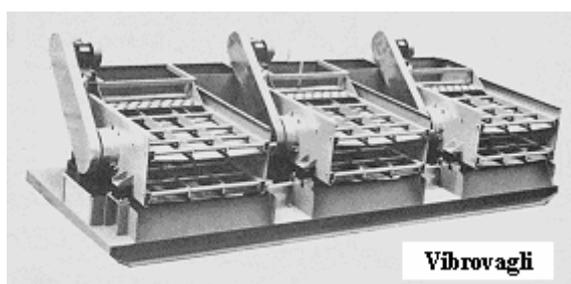
Gli elementi principali del circuito del fango sono:

- pompe fango (Figura 2.16): pompe volumetriche a pistoni che forniscono al fango la pressione e la portata necessarie a superare le perdite di carico nel circuito e garantirne la circolazione;
- 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 2.17), cicloni, centrifughe per separare il fango dai detriti di perforazione di varia pezzatura. Questi ultimi vengono raccolti in appositi cassonetti e trasportati a terra mediante supply vessels.



**Pompa fango**

**Figura 2.16 – Pompa Fango**



**Vibrovagli**

**Figura 2.17 – Vibrovagli**

### 2.6.2.3.4 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) per impedire l'eruzione incontrollata in atmosfera di fluidi di strato eventualmente entrati in pozzo.

Queste apparecchiature svolgono un ruolo fondamentale per prevenire potenziali rischi alle persone, alle attrezzature e all'ambiente. La descrizione dettagliata e la loro filosofia di impiego è descritta in dettaglio nella sezione 2.9.1.4 "Prevenzione dei Rischi Ambientali durante la Perforazione".

#### 2.6.2.4 Sistema di Illuminazione

Nel seguito viene descritto il sistema di illuminazione (navigational and signal lights locations) dell'unità di perforazione Labin, una delle unità operanti in Adriatico potenzialmente utilizzabile su Annamaria B e considerata rappresentativa delle caratteristiche generiche dei sistemi di illuminazione (Figura 2.18 e Figura 2.19).

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

Il sistema è costituito dai seguenti sotto-sistemi principali:

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

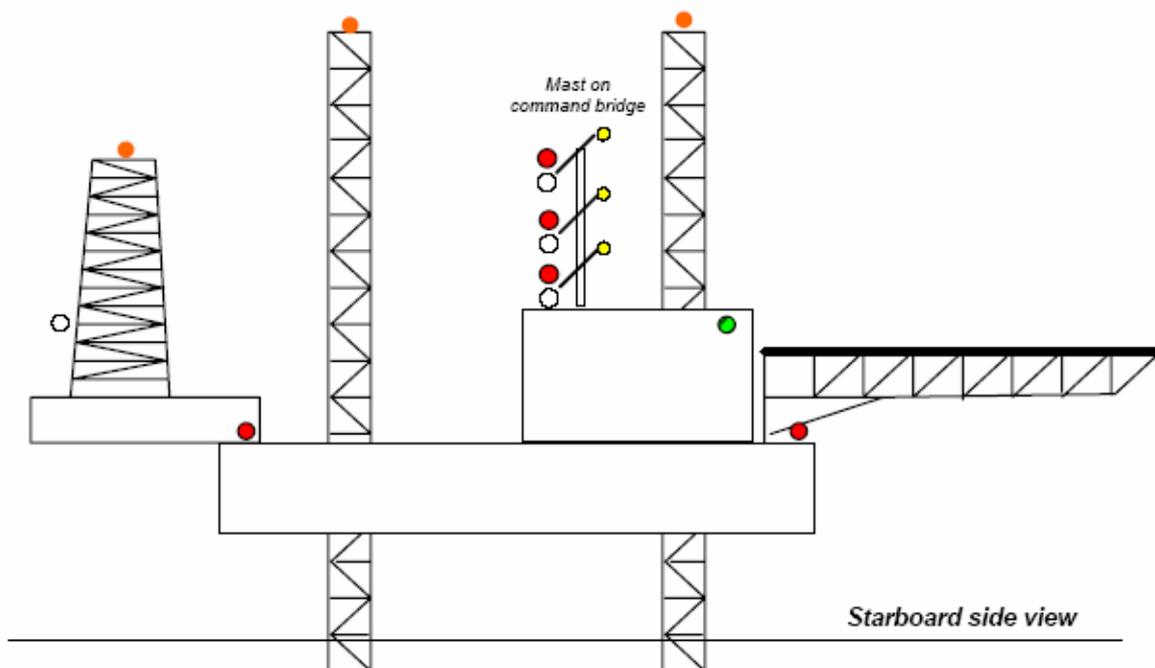


Figura 2.18 - Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale dello Starboard

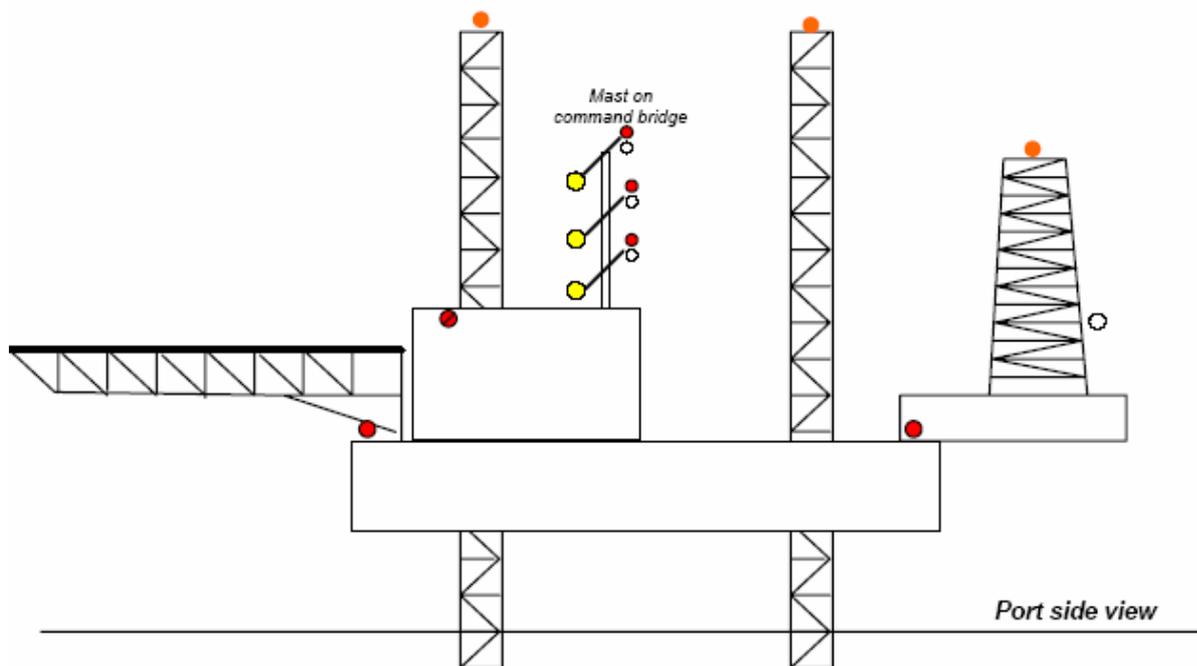


Figura 2.19 - Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale del Port

### 2.6.3 Programma di Perforazione - Piattaforma Annamaria B

Lo scenario di sviluppo della piattaforma Annamaria B prevede una prima fase con perforazione di sei pozzi. Solo successivamente, in caso di esito positivo delle prove di produzione del primo pozzo nei livelli sottili del giacimento, verrà effettuata una seconda fase di *drilling* con perforazione di ulteriori due pozzi (sempre per intercettare i livelli sottili) in contemporanea all'attività di produzione (Figura 2.20).

#### 2.6.3.1 Programma di Perforazione Direzioneata

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

- conductor pipe con diametro 26";
- colonna di superficie con diametro 13  $\frac{3}{8}$ ";
- colonna intermedia con diametro 9  $\frac{5}{8}$ ";
- colonna di produzione con diametro 7".

I profili dei pozzi sono di tipo ad "S" e "SLANT". Il profilo ad "S" identifica pozzi deviati con rientro in verticale nel tratto in giacimento mentre il profilo "SLANT" è riferito a pozzi direzionati in cui la massima inclinazione raggiunta viene mantenuta anche nel tratto in reservoir.

Le caratteristiche dei pozzi, tutti direzionati, sono riassunte nella Tabella 2.8 seguente.

**Tabella 2.8 - Identificativo e Profili dei Pozzi - Piattaforma Annamaria B**

<b>PRIMA FASE</b>						
<b>POZZI</b>	<b>TVD (m)</b>	<b>TMD (m)</b>	<b>TIPO</b>	<b>MAX INCL (°)</b>	<b>SCOSTAMENTO (m)</b>	<b>AZIMUTH (°)</b>
AM-B06D	1235,70	1273,42	S-SHAPE	26,33	201,7	201,74
AM-B07D	1378,59	1422,6	S-SHAPE	22,49	208,54	208,54
AM-B08D	1236,00	1282,08	S-SHAPE	29,04	227,21	227,21
AM-B09D	1750,8	2038,62	SLANT	36,65	908,4	908,4
AM-B10D	1750,8	2108,73	SLANT	40,7	1013,56	1013,56
AM-B15D	1457,3	2049,27	SLANT	54,96	1214,68	1214,68
<b>SECONDA FASE</b>						
AM-B16D	1458,0	2005,65	SLANT	53,43	1160,4	1160,4
AM-B17D	1458,1	2004,36	SLANT	55,38	1158,72	1158,72

Note:

- S-shape: pozzo caratterizzato da un profilo ad "S";
- Slant: pozzo che ad una certa profondità assume una curvatura e mantiene l'angolo fino a fondo pozzo.

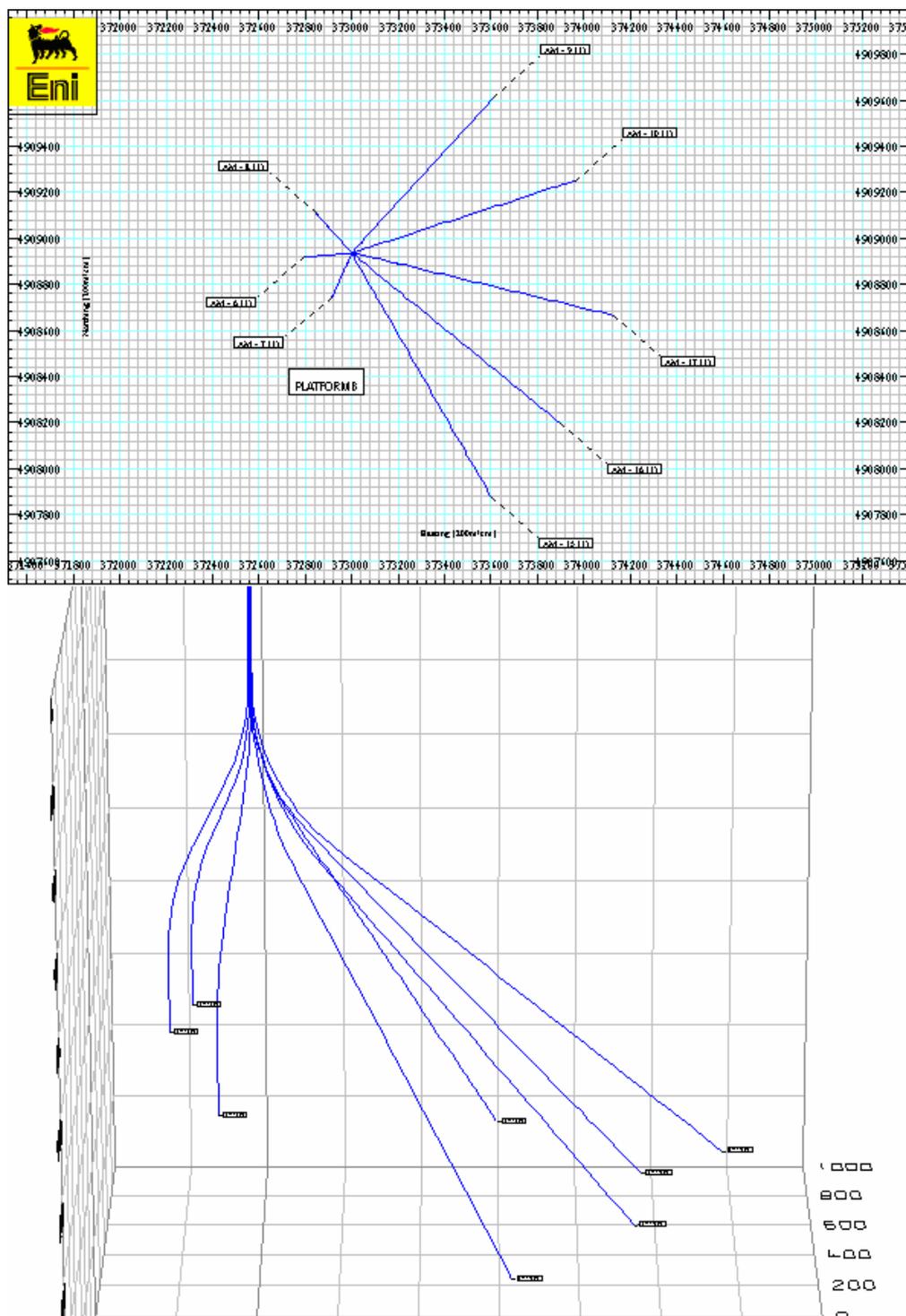


Figura 2.20 - Profilo dei Pozzi afferenti Annamaria B (vista dall'alto e vista tridimensionale)

Le caratteristiche dei pozzi perforati sulla piattaforma Annamaria A, di competenza Croata, sono riportate nell'Appendice A al presente documento che raccoglie tutte le considerazioni di carattere programmatico, ambientale e progettuale relative alla piattaforma Annamaria A.

### 2.6.3.1.1 Programma Fango

Il programma fango prevede l'utilizzo di fanghi a base acquosa e di additivi specifici, differenziati per le diverse fasi di perforazione (Tabella 2.9).

**Tabella 2.9 - Tipologie dei Fanghi di Perforazione**

Fase	Intervallo Perforato (profondità misurata-md)	Descrizione	Codice Fango
Foro superficiale 16" per casing 13 3/8"	da fondo mare a m 300 (MD)	Fango bentonitico a base acqua dolce	FW - GE
Foro intermedio 12 1/4" per casing 9 5/8"	da m 300 a m 1200 (MD)	Fango a base acqua dolce al lignosulfonato	FW-LS-LU
Foro finale 8 1/2" Per casing 7"	da m 1200 a m 2100 (MD)	Fango polimerico con lubrificante biodegradabile	FW-PO-LU

Nella Tabella 2.10 seguente vengono elencati gli additivi chimici, suddivisi per proprietà, maggiormente utilizzati per il confezionamento dei fanghi a base di acqua dolce. Nella Tabella 2.11 viene invece riportata una stima dei volumi di fango prodotti per la perforazione di un pozzo tipo. La composizione per ciascuna fase è riportata in Tabella 2.12.

**Tabella 2.10 - Stima dei Volumi di Fanghi Prodotti per Pozzo Tipo**

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

**Tabella 2.11 - Stima dei Volumi di Fanghi Prodotti per Pozzo Tipo**

Fase	Codice Fango	Fango Confezionato (m <sup>3</sup> )
Foro Superficiale	FW-GE	200
Foro Intermedio	FW-LS-LU	300
Foro Finale	FW-PO-LU	180
TOTALE		680

Nota:

i volumi sopraelencati sono quelli necessari alla perforazione di ogni singola fase senza considerare i volumi di superficie (circa 160 m<sup>3</sup>)

**Tabella 2.12 - Composizione Media dei Fanghi per Singola Fase di Perforazione**

MUD CHEMICALS	FASE 16" (kg/m <sup>3</sup> )	FASE 12"1/4 (kg/m <sup>3</sup> )	FASE 8"1/2 (kg/m <sup>3</sup> )
BARITE	120	200	250
BENTONITE	40	10	0
NaOH	1	1	1
CMC HVs	2	2	2
CMC LVs		4	4
Bicarbonato di sodio		1	1
Dispersant		5	3
Presantil		2	2
XC-Polymer		2	2
Cellulosic plugging agent	143		
Drilling water	700	850	870

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

#### 2.6.3.1.2 Stima dei Prodotti Utilizzati per il Confezionamento dei Fanghi di Perforazione

Allo stato attuale, lo scenario di sviluppo proposto prevede la perforazione di 6 pozzi, 3 dei quali con profilo ad "S" e 3 con profilo "SLANT". È inoltre prevista la successiva perforazione di 2 pozzi aggiuntivi con profilo "SLANT", da confermare dopo le prime prove di produzione. Per effettuare una stima dei volumi di chemicals utilizzati si è considerata la perforazione in batch di tutti i pozzi (Tabella 2.13 e Tabella 2.14).

**Tabella 2.13 - Quantitativi Totali Stimati, per i primi Sei Pozzi (FASE 1) dei Prodotti utilizzati per il Confezionamento dei Fanghi (Tonnellate)**

TOTAL CHEMICALS ITALIA (t)				
FASI	16"	12 ¼"	8 ½"	TOTALE
BARITE	150	450	300	900
BENTONITE	50	20	0	70
NaOH	1	1	1	3
CMC HVs	3	7	2	12
PAC LV	0	13	11	24
Bicarbonato di sodio	0	1	5	6
Dispersant	1	22	18	41
XC-Polymer	0	4	2	6
Lubrificante (biodegradabile)		0	36	36
Drilling water	900	1500	900	3300

**Tabella 2.14 - Quantitativi Totali Stimati, per i due Pozzi Aggiuntivi (Fase 2) dei Prodotti utilizzati per il Confezionamento dei Fanghi (Tonnellate)**

TOTAL CHEMICALS ITALIA (t)				
FASI	16"	12 ¼"	8 ½"	TOTALE
BARITE	50	150	100	300
BENTONITE	20	10		30
NaOH	1	1	1	3
CMC HVs	1	2	1	4
PAC LV	0	4	3	7
Bicarbonato di sodio	0	0,5	1,5	2
Dispersant	0,3	7	6	13,3
XC-Polymer	0	1,5	0,5	2
Lubrificante (biodegradabile)	0	0	12	12
Drilling water	300	600	300	1200

#### 2.6.4 Completamento Pozzo

Una volta terminata la perforazione i pozzi del campo Annamaria verranno completati, spurgati ed allacciati alla produzione (Paragrafo 2.7).

Solo nel caso di eventi quali pozzi incidentati o fuori obiettivo (in cui non è più possibile raggiungere l'obiettivo minerario) questi può essere chiusi minerariamente (con metodologia descritta nella sezione dedicata al decommissioning) tecniche al termine della perforazione e l'obiettivo raggiunto perforando un nuovo pozzo con la

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 50
---	--	--	------------------

tecnica del “side track” oppure utilizzando uno degli slot di riserva predisposti sulla piattaforma.

#### 2.6.4.1 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;
- l'estensione aerale e le caratteristiche dei livelli produttivi (la quantità di idrocarburi in posto e la quantità estraibile);
- la necessità di effettuare operazioni di stimolazione per accrescere la produttività degli strati;
- la durata prevista della vita produttiva del pozzo;
- la possibilità di effettuare lavori di work-over.

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

In generale, nel caso di pozzi a gas, il tipo di completamento utilizzato è infatti quello denominato "in foro tubato" in cui la zona produttiva viene ricoperta con una colonna ("casing o liner di produzione") con elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Successivamente, vengono aperti dei fori nella colonna per mezzo di apposite cariche esplosive ad effetto perforante (“perforazioni”). In questo modo gli strati produttivi vengono messi in comunicazione con l'interno della colonna (Figura 2.21).

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

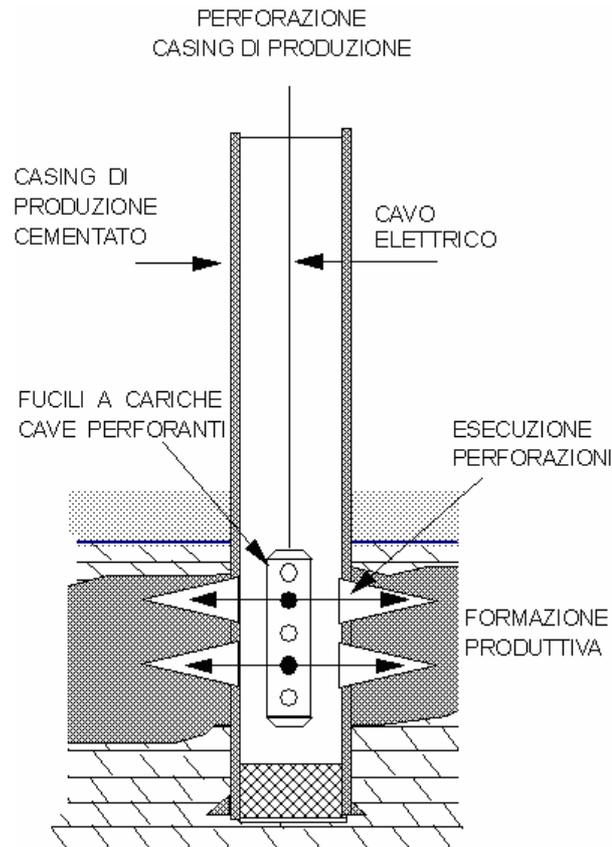
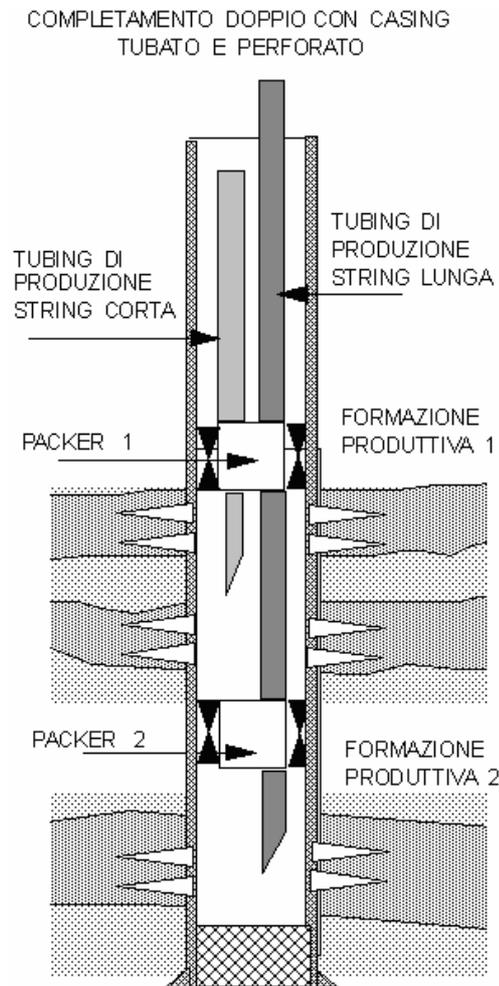


Figura 2.21 - Schema di Perforazione del Casing

el caso del campo Annamaria, caratterizzato dalla presenza di più livelli produttivi, verrà utilizzata una string di completamento "doppia", composta cioè da due batterie di tubings da 2 3/8" in grado di produrre, in modo indipendente l'una dall'altra, da livelli diversi (Figura 2.22).

Contestualmente alle operazioni di completamento dei pozzi, vengono anche eseguite le operazioni per la discesa del completamento in "Sand Control" utilizzando una delle numerose tecniche disponibili, sia in foro scoperto che tubato. Tale tipologia di completamento ha lo scopo di prevenire l'ingresso di sabbia nel pozzo e ridurre o limitare fenomeni di erosione sugli equipment di fondo foro e sulle facilities di superficie. Nel caso particolare del campo Annamaria, le tecniche di Sand Control previste sono quelle in foro tubato (Inside Casing Gravel Pack) e, in particolare, l'High Rate Water Pack ed il Frac Pack. Nell'High Rate Water Pack la sabbia viene trasportata mediante brine, con pressioni di trattamento ben inferiori alla pressione di fratturazione e con elevate portate. Nel Frac Pack, invece, vengono realizzate delle vere e proprie fratture che vengono riempite di proppant a granulometria controllata per mantenere nel tempo aperta la frattura e consentire di avere una produttività del livello più elevata. Le tipologie di Sand Control da adottare vengono scelte di volta in volta sulla base delle caratteristiche della formazione, distanza dalla tavola d'acqua, numero di livelli produttivi presenti, distanza tra gli stessi, presenza di livelli di argille o strati impermeabili.

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



**Figura 2.22 - 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.

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 53
---	--	--	------------------

- 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 2.23).

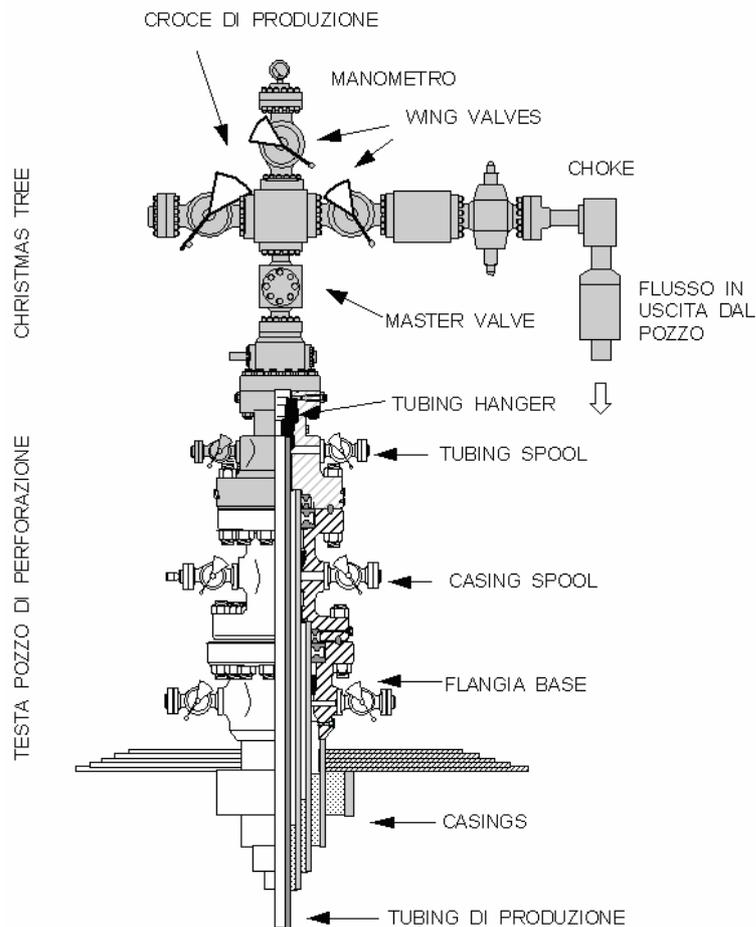


Figura 2.23 - Schema Semplicato di Christmas Tree

### 2.6.5 Misure di Attenuazione di Impatto

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

#### 2.6.5.1 Trattamento dei Detriti Perforati e del Fango di Perforazione

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

Inoltre, sempre con l'intento di minimizzare gli impatti derivanti dalle attività di perforazione sulle varie componenti ambientali, vengono adottate durante tutte le fasi

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 55
---	--	--	------------------

operative una serie di misure antinquinamento preventive in accordo a precise specifiche tecniche stabilite da Eni Divisione E&P - UGIT.

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

Tutti i piani di lavoro (piano sonda, main deck, cantilever deck, B.O.P deck, elideck) (Figura 2.12 e Figura 2.13) sono a tenuta e provvisti di mastra. Inoltre lungo tutto il perimetro della piattaforma sono presenti pozzetti di drenaggio per raccogliere le acque piovane, quelle di lavaggio impianto ed eventuali sversamenti di fango. Questi fluidi vengono convogliati in apposite vasche da 3 m<sup>3</sup> e trasferiti tramite pompe di raccolta ad una vasca da 50 m<sup>3</sup> 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 come descritto nel Paragrafo 2.5.7.1. Nel caso del progetto in esame, non sono previsti sistemi di trattamento in banchina.

#### 2.6.5.2 Trattamento dei Liquami Civili e delle Acque Oleose

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

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 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.

#### 2.6.5.3 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 10 fusti di disperdente ed attrezzata con appositi bracci per il suo eventuale impiego in mare in caso di sversamenti accidentali di fluidi oleosi. A terra inoltre, presso il Distretto operativo, conformemente a quanto stabilito dal "Piano Emergenza Inquinamento Marino" Eni S.p.A. Divisione E&P, è stoccata l'attrezzatura necessaria ad intervenire in caso di sversamento accidentale di inquinanti in mare.

In particolare, l'attrezzatura disponibile consiste in:

- 500 m di panne galleggianti antinquinamento;
- No. 2 recuperatori meccanici ("*skimmer*") per il recupero dell'olio galleggiante sulla superficie dell'acqua;
- No. 200 fusti di disperdente chimico;

- materiale oleoassorbente (*sorbent booms, sorbent blanket, etc.*).

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

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

##### 2.6.6.1 Tipologia e Quantità Rifiuti Prodotti

I rifiuti prodotti sono costituiti da:

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

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

**Tabella 2.15 - Tipologia e Stima dei Rifiuti Prodotti**

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

Per quanto riguarda i detriti ed il fango di perforazione esausto, in accordo alla politica di Eni Divisione E&P di limitare il più possibile l'impatto ambientale dalle attività di perforazione, dalla Piattaforma Annamria B non verrà effettuato alcuno scarico a mare (SIA, Capitoli 4.5 e 4.7).

Inoltre, poiché per il raffreddamento dei generatori di potenza necessari alla produzione di energia verrà adottato un sistema a circuito chiuso, non sono previsti prelievi e scarichi a mare di liquididi raffreddamento.

##### 2.6.6.2 Emissione di Inquinanti in Atmosfera

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

Sulla piattaforma è installato un impianto di produzione di energia elettrica con generatori diesel per un totale di potenza installata pari a circa 5500 - 6000 HP (4100-4500 Kw). Durante il normale funzionamento, tutti i generatori presenti vengono utilizzati per la produzione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento della piattaforma ad esclusione di uno adibito alle emergenze (es.: black-out). Il combustibile utilizzato è gasolio per auto trazione con tenore di zolfo inferiore allo 0,2% in peso.

Vengono nel seguito riportate le caratteristiche dei generatori di potenza installati sul Jack-Up Rig modello Labin, caratteristiche analoghe agli altri tipi di impianto che potranno essere impiegati nella perforazione dei pozzi di Annamaria A e B:

- Motori principali: No. 4 CATERPILLAR, modello 3516 DITA, potenza di 1200 kW ciascuno;
- Motore di Emergenza: No.1 CATERPILLAR, modello 3508 TA, potenza 590 kW.

**Tabella 2.16 - Caratteristiche di Emissione dei Generatori di Potenza**

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

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 Capitolo 4 (Paragrafo 4.4) del presente SIA.

#### 2.6.6.3 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 (tavola rotary o top drive), delle pompe fango e della cementatrice.

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

**Tabella 2.17 - Pressione Sonora Rilevata in Progetti Similari**

Zona Motori Leq (A) <sub>T</sub>	Piano Sonda (Tavola Rotary e Argano) Leq (A)	Zona Pompe Leq (A)	Cementatrice Leq (A)
98	85	82	88

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 58
---	--	--	------------------

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, stimata fra i 140 e i 150 dB (SIA, Capitolo 4, Paragrafo 4.6.2.2);
- 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.

## 2.6.7 Tecniche di Trattamento e Conferimento a Discarica dei Rifiuti

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

### 2.6.7.1 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.

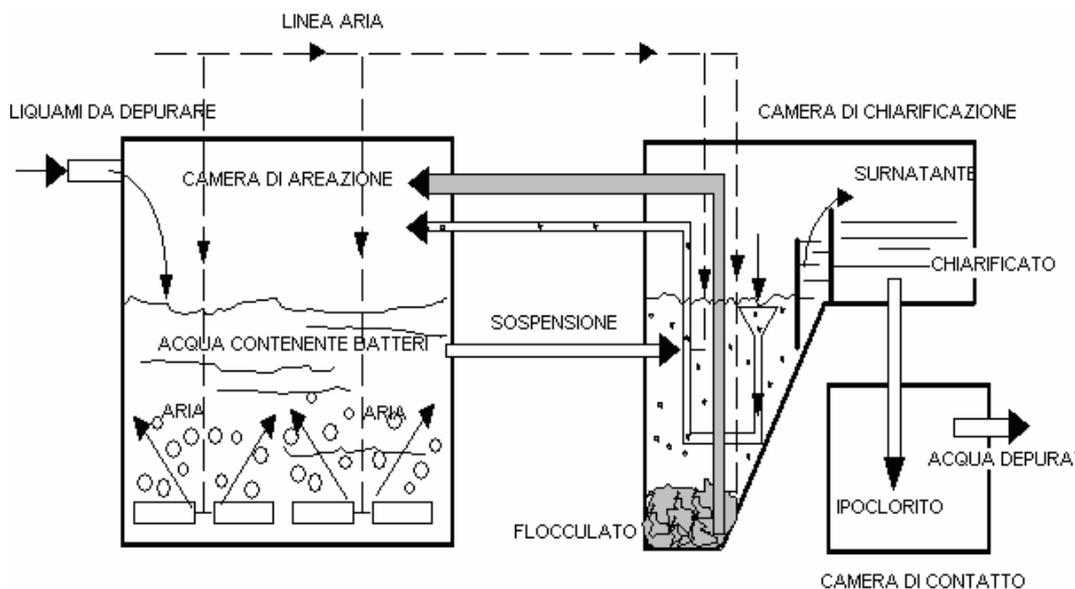
Una volta trasportati a terra i rifiuti vengono trasferiti dalla nave appoggio ad appositi mezzi cassonati a tenuta stagna, per il trasporto presso un centro di trattamento dove si procede con la loro inertizzazione, disidratazione e depurazione acque reflue. Al termine dei trattamenti i residui vengono riutilizzati o conferiti a discariche autorizzate.

### 2.6.7.2 Trattamento dei Rifiuti in Piattaforma

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

- Residui Alimentari: vengono per la maggior parte raccolti ed inviati a terra tramite supply vessel, per poi essere smaltiti in idoneo recapito autorizzato come rifiuto solido urbano (RSU). I restanti residui, originati ad esempio dalla lavorazione dei cibi, vengono triturati e scaricati in mare attraverso un setaccio le cui maglie hanno una luce di 25 mm, come stabilito dalle norme Internazionali "MARPOL (Marine Pollution)".

- Liquami Civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa): sono trattati con un impianto di depurazione omologato prima dello scarico in mare aperto. Lo scarico avviene in conformità a quanto stabilito dalle Leggi 662/80 e 438/82 che recepiscono le disposizioni delle norme internazionali "MARPOL". L'impianto di depurazione è di tipo biologico; i liquami sono mantenuti per circa 24 ore in una camera di aerazione dove vengono miscelati ad acqua contenente un'alta concentrazione di batteri aerobici. Un compressore inietta aria in pressione nel liquame, al fine di mantenere attivi i batteri, creare un certo grado di agitazione e mantenere in sospensione le particelle costituite da sostanza organica e batteri. La sospensione passa poi ad una camera di chiarificazione dove, in circa 6 ore, avviene una decantazione dei fiocchi e la stratificazione in zone rispettivamente di liquido chiarificato surnatante, di particelle ancora in sospensione ed di fiocchi decantati. Il surnatante, tramite troppo pieno, passa a trattamento di 30 minuti con ipoclorito (eliminazione dei batteri residui) e viene quindi scaricato in mare, dopo controllo della quantità di ossigeno disciolto e del pH. Il materiale ancora in sospensione e quello decantato tramite insufflazione di aria vengono rinviiati alla camera di aerazione dove il ciclo di trattamento prosegue (Figura 2.24).



**Figura 2.24 - Schema Impianto Trattamento Liquami Civili**

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

- $BOD_5 < 50 \text{ mg/l}$ ;
- Solidi sospesi  $< 50 \text{ mg/l}$ ;
- Coliformi totali  $< 250 \text{ MPN/100ml}$ ;
- $Cl_2 < 50 \text{ mg/l}$ .

- Liquidi di Sentina: sono costituiti da una miscela di olio ed acqua e vengono trattati in un separatore olio - acqua. L'olio viene filtrato e raccolto in un serbatoio per essere successivamente raccolto in fusti e trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli Esausti mentre l'acqua è inviata alla vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque piovane e/o di lavaggio) e quindi smaltita a terra da smaltitore autorizzato e certificato (Figura 2.25).

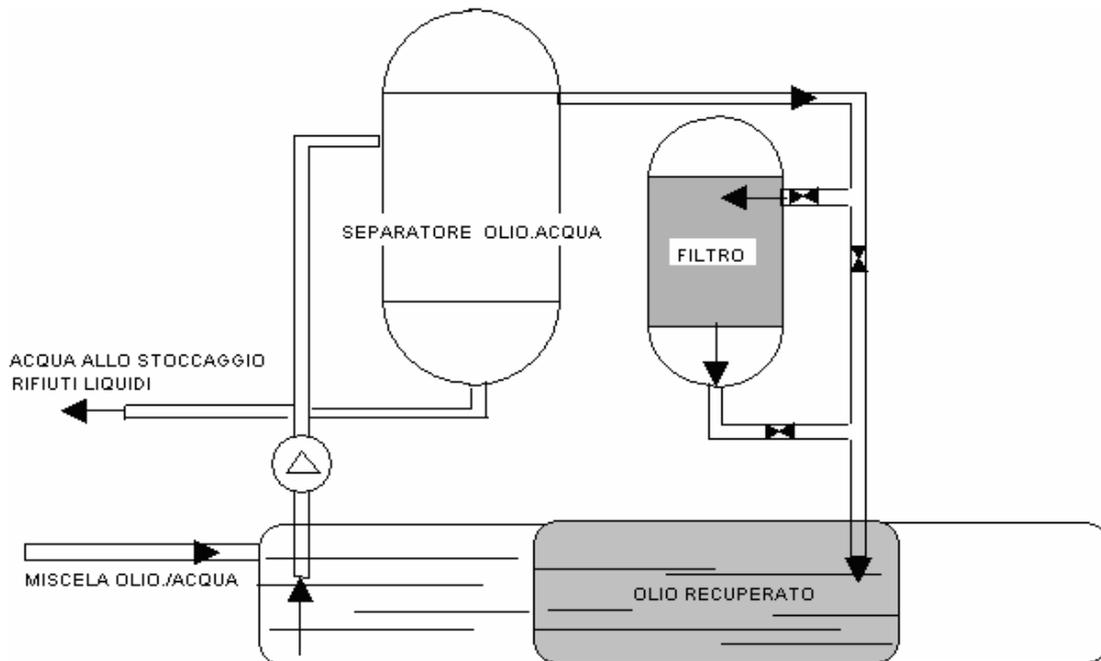


Figura 2.25 - Separatore Liquidi di Sentina

### 2.6.8 Mezzi Navali di Supporto alle Operazioni

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

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

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

- Ore di Viaggio/mese da Ravenna: No. 20.

- Elicotteri:

- Ore Viaggi/mese da Ravenna: No. 20

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

### 2.6.9 Tempi di Realizzazione

Nella Tabella 2.18 seguente sono indicati i tempi complessivi, suddivisi per le fasi di perforazione e completamento di tutti gli otto pozzi previsti per la piattaforma Annamaria B.

**Tabella 2.18 - Stima Tempi Perforazione e Completamento - Annamaria B**

POZZI	Perforazione (giorni)	Completamento (giorni)	Totale (giorni)
Prima Fase			
AM-B06D	15	24	39
AM-B07D	14	26	40
AM-B08D	12	25	37
AM-B09D	14	31	45
AM-B10D	14	25	39
AM-B15D	17	24	41
Moving			<b>7</b>
		<b>Totale fase</b>	<b>248</b>
Seconda Fase (eventuale)			
AM-B16D	16	23	39
AM-B17D	18	23	41
		<b>Totale fase</b>	<b>88</b>

## 2.7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PRODUZIONE

Nel seguito viene riportata la descrizione delle attività di coltivazione del giacimento per la piattaforma Annamaria B il cui impianto di trattamento sarà dimensionato per le seguenti portate:

- gas: circa 1300000 Sm<sup>3</sup>/g;
- acqua: circa 16 m<sup>3</sup>/g.

Per la parte relativa alla piattaforma Annamaria A, di competenza Croata, si rimanda ai contenuti dell'Allegato A al presente documento che raccoglie tutte le considerazioni di carattere programmatico, ambientale e progettuale relative alla piattaforma Annamaria A.

### 2.7.1 Descrizione Piattaforma Annamaria B

La piattaforma Annamaria B sarà una piattaforma temporaneamente presidiabile, dotata di un modulo alloggi integrato in grado di ospitare fino a 19 persone per le eventuali operazioni di manutenzione. Sulla piattaforma saranno comunque installati tutti i dispositivi di sicurezza necessari a garantire una permanenza a bordo sicura. L'accesso alla piattaforma è possibile tramite eliporto e imbarcadero fisso.

La sotto-struttura (jacket) è costituita da una struttura a telaio controventato formata da elementi tubolari in acciaio saldati tra loro, di forma a traliccio vincolato a fondo mare mediante quattro gambe, due verticali e due oblique per permettere l'avvicinamento del jack-up da un lato.

La sovra-struttura (deck) si sviluppa su quattro livelli, sul più elevato dei quali sarà installato il modulo alloggi (due piani) e l'eliporto. La Tabella 2.19 seguente riporta l'altezza e le dimensioni principali dei vari piani che costituiscono la piattaforma.

**Tabella 2.19 - Schema della Sovra-Struttura (Deck)**

	<b>Elevazione Top of Steel (T.O.S.) (m)</b>	<b>Dimensioni (m)</b>
Imbarcadero	2	-
Lower deck	13,2	30 x 22
Cellar deck	17,2	30 x 30
Mezzanine deck	23,2	30 x 30
Weather deck	29,2	30 x 30
Helideck deck	40,2	20 x 20

Sul Lower, sul Cellar e sul Mezzanine Deck trovano posto le unità di processo ed i servizi. Il weather deck sarà a disposizione per effettuare le operazioni di drilling e work over e non sarà interessato dall'installazione di apparecchiature e/o valvole a possibile rilascio di idrocarburi.

I diversi piani sono collegati da scale situate in modo opportuno, allo scopo di agevolare in ogni condizione la discesa dai piani superiori a quelli inferiori fino all'attracco dei natanti (vie di fuga). Nella Tabella 2.20 seguente si riporta il peso delle principali sezioni costituenti la piattaforma.

**Tabella 2.20- Peso delle Singole Sezioni della Piattaforma**

<b>Elemento</b>	<b>Peso (Tons)</b>
Jacket	1,010
Piles	930
Conductors	520
Wellhead Structures	60
Topside	1,646
<b>TOTALE PIATTAFORMA</b>	<b>4,166</b>

Le Tavole 2.2a e 2.2b riportano due viste laterali della piattaforma durante la fase di coltivazione (vista da Nord e vista da Est).



L'orientamento della piattaforma è stato definito in modo che i venti prevalenti siano tali da massimizzare la ventilazione naturale della piattaforma al fine di evitare che eventuali fuoriuscite accidentali di gas dai pozzi si concentrino nelle aree con apparecchiature.

### 2.7.2 Installazione della Piattaforma

La sotto-struttura (*jacket*) viene interamente prefabbricata in cantiere in posizione orizzontale e successivamente trasportata sul sito di installazione con una bettolina. Una volta raggiunta l'area selezionata per il posizionamento, mediante mezzo navale di sollevamento opportuno ("crane-barge" tipo Rambiz), il *jacket* viene ruotato in posizione verticale ed appoggiato sul fondo del mare (Figura 2.26). Successivamente, con l'impiego di un battipalo, vengono infissi i quattro pali di fondazione (uno per ogni gamba) 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.

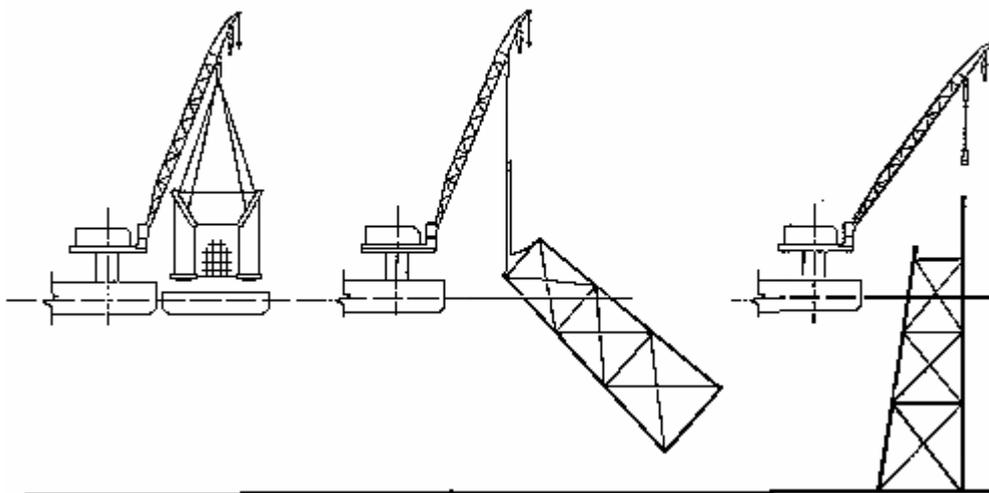
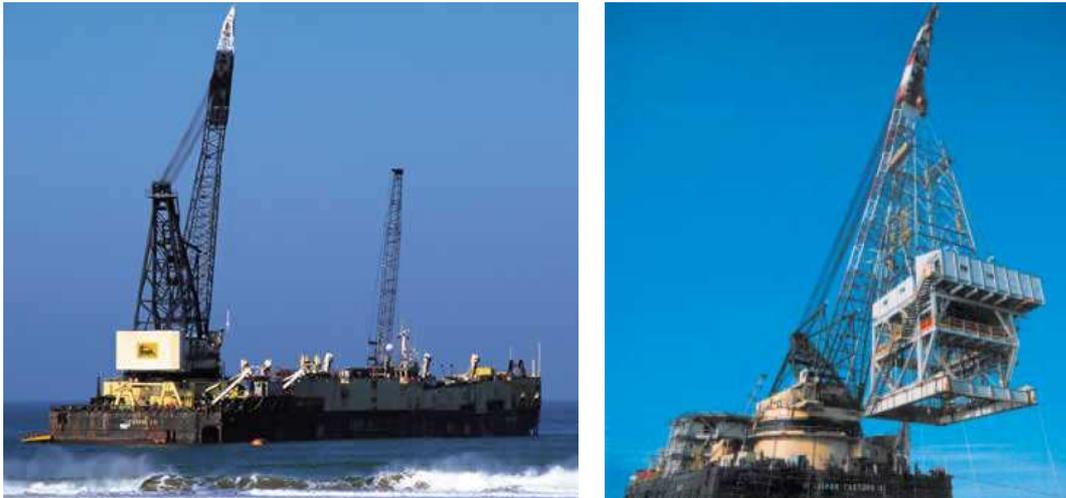


Figura 2.26 - Schema di Installazione del Jacket

Come il *jacket*, anche la sovra-struttura (*deck*) della piattaforma è interamente prefabbricata a terra e successivamente trasportata completa di tutti gli impianti al sito di installazione, al fine di limitare al massimo le operazioni di installazione a mare. Una volta in posizione, il *deck* viene sollevato mediante mezzo navale opportuno ("crane-barge" tipo Rambiz), e posato sulle gambe del *jacket* (Figura 2.27). Le due strutture, *deck* e *jacket*, vengono quindi rese solidali per mezzo di giunzioni saldate.



**Figura 2.27 - Immagini del Mezzo Navale di Sollevamento tipo Crane-Barge**

(Sito Web Saipem: <http://intermaresarda.it>)

Durante le varie fasi di installazione, in conformità all'art. 28 del DPR 886/79, è stabilita una zona di sicurezza attorno alle piattaforme, la cui estensione è fissata da un'ordinanza della Capitaneria di Porto competente o in base ad accordi stipulati con lo Stato frontista se detta zona si trovi in prossimità della linea di confine con detto Stato. 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.

In particolare, durante il periodo di svolgimento delle attività, i mezzi navali presenti nell'area delle operazioni e lungo i corridoi di navigazione che portano alle rispettive coste italiane e croate, saranno i seguenti:

- Pontone: mezzo navale di sollevamento tipo Crane-Barge Rambiz;
- 3 Supply Vessels da 1200 tonnellate ciascuno dotati di motore diesel da 6000 BHP, operanti 24 ore su 24.

### 2.7.3 Descrizione degli Impianti

La produzione di gas di spettanza italiana del campo di Annamaria subirà un primo trattamento in piattaforma tramite separazione dalle acque di strato e iniezione di inibitore di idrati. Il gas sarà quindi quasi totalmente esportato ad esclusione della parte utilizzata per la generazione di energia elettrica di piattaforma. Una nuova condotta sottomarina provvederà a trasportare il fluido di giacimento alla piattaforma esistente Brenda da dove sarà inviato alla centrale di trattamento di Fano tramite l'immissione nella rete di condotte sottomarine italiane esistenti.

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

#### 2.7.3.1 Unità di Processo

##### 2.7.3.1.1 *Teste Pozzo - Area Pozzi*

La piattaforma è predisposta per otto pozzi in doppio completamento (due stringhe di produzione per ogni pozzo). Di questi, sei verranno perforati nelle fase iniziale, gli

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 65
---	--	--	------------------

altri due in una seconda fase. In particolare, l'area pozzi di Annamaria B sarà costituita da un modulo di testa pozzo con dodici slot e sei pozzi. La piattaforma sarà dotata della strumentazione e del sistema di valvole richiesti per gestire i pozzi in sicurezza. L'apertura e la chiusura dei pozzi ed i principali parametri erogativi saranno gestiti dalla centrale di trattamento di Fano tramite un sistema di telecontrollo e telemisure.

#### 2.7.3.1.2 *Trattamento Gas*

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

Ciascuna stringa sarà collegata direttamente tramite flowline ad un separatore di produzione, operato alla relativa pressione dinamica di testa pozzo che assicurerà la separazione del gas grezzo dall'acqua di strato. Il gas separato sarà quindi inviato al collettore gas prodotto esercito alla minima pressione dinamica tra tutte le stringhe. La variazione tra la pressione di esercizio di ciascun separatore e la pressione di esercizio del collettore gas prodotto sarà effettuato tramite una valvola duse installata sulla linea del gas separato a valle di ciascun separatore. A causa delle condizioni operative di temperatura e pressione di ciascuna stringa, la variazione di pressione a cavallo 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.

#### 2.7.3.1.3 *Trasporto del Gas*

Una volta trattato nei separatori il gas verrà portato alla pressione necessaria per il trasferimento, collettato in un manifold di produzione, misurato tramite un misuratore fiscale ed infine inviato alla piattaforma di ricevimento mediante una nuova sealine dedicata ( $\phi$  18") e, da questa, inviato a terra tramite sealine esistente per il trattamento finale e la vendita. Sulla piattaforma è inoltre prevista l'installazione di una trappola di lancio per eventuale piggaggio della nuova linea.

Al fine di rispettare le quote di produzione spettanti ai due titolari della concessione, parte del gas prodotto da Annamaria A potrà essere inviato ad Annamaria B. La condotta sottomarina di compensazione che unirà Annamaria B e Annamaria A permetterà infatti che il gas di spettanza italiana possa essere inviato alla propria condotta sottomarina di trasporto anche se prodotto dalla piattaforma croata Annamaria A.

La sealine di interconnessione tra le due piattaforme è infatti predisposta per funzionare in entrambe le direzioni e verrà dotata di un dispositivo di controllo opportuno per consentire sia la spedizione che la ricezione del gas estratto. È inoltre prevista l'installazione di una trappola bidirezionale per l'eventuale piggaggio della linea di interconnessione

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 66
---	--	--	------------------

### 2.7.3.2 Unità di Servizio

#### 2.7.3.2.1 *Sistema Glicole*

Al fine di prevenire la formazione di idrati, su tutte le fasi miste in uscita dai separatori è prevista l'iniezione di glicole dietilenico (DEG). Il sistema è costituito da un serbatoio di stoccaggio del glicole sufficiente a garantire il fabbisogno di 7 giorni di consumo massimo. Il glicole potrà essere rifornito in piattaforma mediante una tubazione di diametro nominale pari a 3" proveniente dalla piattaforma Brenda oppure mediante bettolina. L'iniezione di glicole avviene per mezzo di pompe dosatrici elettriche.

Sono previste due pompe in esercizio dotate ciascuna di otto teste pompanti (una per ogni punto d'iniezione) più due di riserva. Ogni testa pompante ha la possibilità di regolazione della portata di iniezione.

#### 2.7.3.2.2 *Sistema Fuel Gas*

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

#### 2.7.3.2.3 *Sistema Diesel*

L'unità deve fornire il diesel richiesto al generatore di emergenza in caso di necessità, alla gru di piattaforma. Il sistema è costituito da un serbatoio di stoccaggio riempito manualmente da fusti, da una pompa di rilancio e da due filtri a coalescere (uno di riserva all'altro).

#### 2.7.3.2.4 *Sistema Aria Strumenti*

L'unità, costituita da due compressori a vite, filtri, essiccatori, un accumulatore per l'aria anidra e uno per l'aria umida, deve garantire aria strumenti o aria servizi a tutti gli utilizzatori di piattaforma.

#### 2.7.3.2.5 *Sistema Elettrico Principale*

Il sistema di generazione elettrica principale è costituito da due generatori elettrici alimentati con il gas estratto, normalmente operanti in configurazione 1+1. I gruppi motore-generatore sono opportunamente dimensionati (2x100%, ciascuno per il totale del carico di impianto) 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.

#### 2.7.3.2.6 *Sistema Elettrico di Emergenza*

I carichi preferenziali, per i quali non sono accettabili tempi di interruzione medio-lunghi, devono essere alimentati con una fonte di riserva fornita da un gruppo elettrogeno di emergenza (generatore azionato da motore diesel). In mancanza della

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 67
---	--	--	------------------

fonte di alimentazione elettrica principale, il gruppo elettrogeno è predisposto per l'avviamento automatico tramite un dispositivo di commutazione automatica, installato sul quadro di distribuzione di emergenza, che garantisce l'alimentazione delle utenze preferenziali. Le apparecchiature elettriche del sistema elettrico di emergenza sono separate da quelle del sistema elettrico principale.

#### 2.7.3.2.7 *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, oltre a fornire la continuità dell'alimentazione, garantiscono il fattore di forma dell'onda sinusoidale e una buona qualità dell'alimentazione; commutano in modo automatico l'alimentazione di rete perturbata con l'alimentazione autonoma senza che i carichi privilegiati risentano di tale commutazione. L'alimentazione di utilizzatori o sistemi elettrici di sicurezza, oltre ad essere alimentati da gruppi di continuità di autonomia appropriata devono anche essere coordinati con il gruppo elettrogeno.

#### 2.7.3.2.8 *Sistema di Drenaggio*

Il sistema di drenaggio raccoglie tutti i drenaggi oleosi o potenzialmente oleosi tramite due reti di raccolta separate: una dedicata al collettamento di tutti i drenaggi chiusi, l'altra dei drenaggi aperti.

Entrambi i collettori convogliano i fluidi raccolti ad un comparto del serbatoio raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina. I drenaggi chiusi ed aperti del sistema diesel e del sistema idraulico delle teste pozzo vengono invece inviati ad un comparto separato per permettere il recupero del gasolio o dell'olio in caso di loro rilascio. Anche in questo caso il comparto sarà periodicamente svuotato tramite bettolina.

I dreni (principalmente acque meteoriche) dell'eliporto sono raccolti in un serbatoio dedicato. Il recipiente è dimensionato in modo da raccogliere il carburante dell'elicottero in caso di rottura del suo serbatoio. L'acqua separata in questo serbatoio viene inviata al sea-sump mentre gli idrocarburi separati vengono inviati al serbatoio recupero drenaggi della piattaforma.

Tutti gli scarichi non inquinanti (principalmente acque meteoriche) vengono scaricati direttamente al sea-sump<sup>2</sup> dove gli eventuali idrocarburi, separati dall'acqua per gravità, si accumulano in superficie. La frazione separata viene quindi raccolta ed inviata periodicamente tramite una pompa portatile ad una bettolina per opportuno smaltimento a terra. Le dimensioni del cassone sono calcolate per garantire che l'acqua immessa nell'ambiente marino abbia un contenuto di idrocarburi entro i limite di legge.

In particolare, il sea-sump è dimensionato per una velocità di separazione degli idrocarburi di 4 mm/sec e, pertanto, il minimo diametro risulta pari a 500 mm. La minima profondità di scarico del sea-sump dovrà essere di 26 m.

---

<sup>2</sup> Sea-sump: tubo immerso in mare per separare gli eventuali idrocarburi presenti.

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 68
---	--	--	------------------

#### 2.7.3.2.9 *Sistema Trattamento Acque Oleose*

Le acque di strato, separate nei separatori di testa pozzo, vengono inviate all'unità di trattamento acque oleose. L'unità è costituita da un serbatoio di degasaggio in cui vengono separati tutti i gas disciolti nell'acqua e da un separatore a coalescenza in cui le due fasi liquide (acqua e idrocarburi) vengono separate per gravità. Gli eventuali idrocarburi presenti vengono inviati al sistema di trasporto e spediti a terra attraverso la condotta di trasporto del gas. L'acqua subisce un primo trattamento di filtrazione meccanica, seguito da una sezione a carboni attivi, per poi essere inviata al collettore drenaggi chiusi. Nell'ottica di un continuo miglioramento delle prestazioni ambientali delle operazioni condotte da Eni E&P, il sistema, in accordo a quanto previsto dal Sistema di Gestione Ambientale UGIT, è in grado di garantire allo scarico un contenuto di particelle di idrocarburi pari a 38 ppm, inferiore rispetto all'attuale limite normativo di 40 ppm (Decreto Ministeriale 28 Luglio 1994, "Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi").

#### 2.7.3.2.10 *Vent Atmosferici*

È prevista l'installazione di due vent atmosferici per raccogliere e convogliare all'atmosfera e in luogo sicuro tutti gli scarichi di gas, continui e d'emergenza, provenienti dalle apparecchiature di processo e servizi.

Un Vent (ad alta pressione) tratterà solo gli scarichi discontinui provenienti dalle apparecchiature operanti ad alta pressione durante le emergenze mentre l'altro (a bassa pressione) tratterà gli scarichi continui e discontinui provenienti dalle apparecchiature operanti a bassa pressione sia durante l'esercizio, sia durante le emergenze.

In particolare, sul collettore di bassa pressione verranno installati un arrestatore di fiamma per evitare ritorni di fiamma accidentali ed un sistema di spegnimento automatico a CO<sub>2</sub> per soffocare eventuali accensioni accidentali del vent.

#### 2.7.3.2.11 *Purge Burner*

È prevista l'installazione di due purge burners che hanno la funzione di raccogliere e bruciare tutti i fluidi provenienti dai pozzi durante le operazioni di Start up o work over.

#### 2.7.3.2.12 *Sistema Aria Condizionata*

È prevista l'installazione di due differenti sistemi di aria condizionata: uno dedicato al modulo alloggi e uno dedicato ai cabinati servizi.

#### 2.7.3.2.13 *Sistema Antincendio*

In caso di incendio, per la salvaguardia della piattaforma, sono previste le seguenti protezioni:

- un sistema acqua e schiuma ed uno a polvere dedicati all'eliporto, attivati contemporaneamente in caso di emergenza. In caso di incendio, l'acqua e la schiuma alle manichette è fornita dalla pressurizzazione provocata dall'utilizzo

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 69
---	--	--	------------------

di bombole d'azoto, la polvere da due skid posizionati sui due lati opposti dell'eliporto;

- un sistema acqua per la protezione personale costituito da un anello di distribuzione di acqua alimentato da due (una di riserva all'altra) pompe antincendio che prelevano acqua dal mare. L'anello di distribuzione alimenta i nassi delle manichette sistemate all'interno del modulo alloggi e nei punti strategici dei deck di piattaforma. L'anello è costantemente mantenuto in pressione da due (una di riserva all'altra) pompe di pressurizzazione;
- un sistema Inergen per le sale tecniche e le sale motori costituito da bombole di Inergen. Questo gas è in grado di soffocare eventuali incendi senza danneggiare le apparecchiature e può essere rilasciato anche in locali presidiati.

#### 2.7.3.2.14 *Mezzi di Sollevamento*

Sul weather deck è posta una gru con motore diesel con le seguenti caratteristiche di sollevamento:

- 18 tonnellate a 6 m;
- 5 tonnellate a 18 m;
- 4 tonnellate a 20 m;
- 3 tonnellate a 22 m;
- raggio minimo operative 4,5 m.

#### 2.7.3.2.15 *Attrezzature di Salvataggio, Estinzione Incendio e Pronto Soccorso*

La piattaforma è provvista di 2 scialuppe di salvataggio da 25 posti ciascuna come mezzi di evacuazione. Inoltre, nella zona processo, è prevista l'installazione di una zattera di salvataggio da 8 posti. Vicino alle scialuppe e alla zattera di salvataggio saranno installati appositi box con i giubbotti di sicurezza da indossare durante l'evacuazione. La piattaforma è inoltre provvista di un kit di pronto soccorso e di barelle. Tutto il personale di bordo dovrà essere provvisto dei dispositivi di protezione personale (elmetto, occhiali di sicurezza, scarpe antinfortunistiche, rilevatori di gas portatili etc).

Sulla piattaforma saranno installati degli estintori portatili a CO<sub>2</sub> e polvere e delle ciambelle da gettare in caso di uomo in mare.

La piattaforma è equipaggiata di un Emergency Equipment Box e di un Helideck Crash Box come richiesto dagli standard di sicurezza Eni E&P - UGIT.

#### 2.7.3.2.16 *Sistema di Controllo*

Come anticipato, la piattaforma Annamaria B è temporaneamente presidiabile in modo tale da potere essere utilizzata come centro temporaneo per le attività di manutenzione. Nella sua normale attività è controllata e gestita da remoto dal centro di raccolta: i dati di processo e di sicurezza vengono inviati al sistema SCADA di Fano/Rubicone, permettendo agli operatori in sala controllo di monitorare i parametri operativi della piattaforma.

In aggiunta, la piattaforma è sempre controllata e protetta da sistemi di controllo e sicurezza locali (PCS e ESD/F&G) capaci di gestire la piattaforma durante le partenze, le normali operazioni e le condizioni di emergenza.

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 70
---	--	--	------------------

In condizioni di presidio è possibile controllare localmente la piattaforma dalla sala controllo sempre sotto la supervisione degli operatori in sala controllo della centrale di Fano/Rubicone.

I principali sistemi di controllo della piattaforma sono:

- Sistema di Controllo (PCS) con il compito di controllare e gestire le variabili di processo, gestire gli allarmi, mostrare le pagine video, etc.;
- Sistema di Sicurezza (ESD e F&G) i cui obiettivi principali sono la protezione del personale, la protezione dell'ambiente e delle apparecchiature. In particolare, ci sono diversi livelli d'emergenza in funzione della gravità delle cause rilevate:
  - blocco di emergenza ESD (I0, I1, I2, I3) attivabile via telemetria o localmente tramite pulsanti per scelta dell'operatore;
  - blocco di produzione PSD (I4) attivabile via telemetria o localmente tramite pulsanti per scelta dell'operatore;
  - blocco Locale LSD (I5).

Il sistema di F&G ha lo scopo di rilevare e generare le azioni automatiche per la protezione contro il fuoco ed il gas. In particolare, la piattaforma è monitorata da sensori gas, sensori fiamma e sensori fumo.

Inoltre una rete di tappi fusibili sarà distribuita lungo la piattaforma per rilevare la presenza d'incendio. La rete tappi fusibili pressurizzata con aria strumenti, controlla la zona pozzi e processo e provoca il blocco della produzione (PSD) e il blocco di emergenza (ESD). Nel caso di rilevazione di gas, incendio o fumo il sistema di emergenza (ESD e F&G) metterà automaticamente la piattaforma in sicurezza ed attiverà il sistema PABX, in grado di fornire quattro livelli di segnali d'emergenza.

- Unità di Controllo a Distanza (RTU), la cui funzione principale è acquisire i dati relativi al processo, i servizi ausiliari e la sicurezza e di trasmetterli per mezzo del sistema telemetrico al centro di raccolta Fano/Rubicone. L'unità consente inoltre di lanciare comandi di blocco delle singole flowlines, di blocco di produzione (PSD) e di blocco di emergenza (ESD);
- Strumentazione locale di tipo pneumatico e/o elettrico. E' inoltre di tipo pneumatico l'attuazione delle valvole di piattaforma ad eccezione delle valvole di fondo pozzo (SSSV) che sono di tipo idraulico.

#### 2.7.3.2.17 Pannello di Controllo Testa Pozzo

Il pannello di controllo di testa pozzo è costituito da un'unità pneumatica ed un'unità idraulica, in grado di comandare tutte le valvole di piattaforma direttamente dal quadro, senza pannelli di comando locali. L'unità pneumatica ha il compito di gestire le logiche interne al quadro e dare l'alimentazione pneumatica per l'azionamento delle valvole wing (WV) e master (SSV). L'unità idraulica, responsabile dell'azionamento delle valvole di fondo pozzo (SSSV), è costituita da due pompe idrauliche attivate elettricamente (una principale ed una di riserva) e da una pompa ad azionamento manuale di emergenza. Il sistema sarà provvisto di un serbatoio di accumulo olio per permettere adeguata un'autonomia.

### 2.7.3.2.18 Sistema di Illuminazione Piattaforma

L'impianto d'illuminazione della piattaforma è suddiviso in tre sistemi separati:

- Illuminazione "Normale" (alimentazione da generazione principale a gas);
- Illuminazione di "Emergenza" (alimentazione da generazione diesel d'emergenza);
- illuminazione di "Sicurezza" (alimentazione da batterie tramite sistema UPS).

I livelli minimi di illuminamento (Emin./E minSICUR.) da soddisfare rispettivamente con l'illuminazione "Normale"/"Emergenza" sotto generatori e con l'illuminazione di "Sicurezza" da batterie U.P.S., assieme ai massimi fattori di uniformità (Ug) da rispettare per ognuno dei sopraelencati sistemi, e per ogni tipologia di area (sia interna che esterna) della piattaforma, seguono le specifiche standard Eni E&P.

In particolare, sono di seguito riportati i valori indicativi di illuminamento richiesto e di uniformità di distribuzione:

- Area esterna offshore  
("Boat Landing"–"Lower Deck"–"Cellar Deck"– "Mezzanine Deck"–"Weather Deck"):  
E min. = 60 lux  
E minSICUR. = 5 lux  
Ug = 3
- Strumenti singoli (al punto):  
E min. = 100 lux
- Quadri elettrici:  
E min. = 70 lux  
Ug = 1,5
- Sala elettrica - Area generale:  
E min. = 240 lux  
E minSICUR. = 50 lux  
Ug = 2
- Sala controllo – Banchi:  
E min. = 600 lux  
E minSICUR. = 50 lux  
Ug = 1,5
- Sala controllo - Area generale:  
E min. = 360 lux  
E minSICUR. = 50 lux  
Ug = 2

La piattaforma è dotata di un sistema di segnalamento ostacoli sia per la navigazione marina, sia per la navigazione aerea. Il sistema di segnalamento per la navigazione marina è costituito da quattro luci lampeggianti in codice "Morse" di colore bianco, poste agli angoli della piattaforma con una visibilità minima di 10 miglia nautiche in ogni direzione d'approccio. Il sistema di segnalamento per la navigazione aerea è costituito da luci fisse di colore rosso poste sui punti più alti (es. tetto e braccio della gru e estremità del "Vent") della piattaforma.

L'"Helideck" è dotato di un sistema di identificazione perimetrale costituito da luci verdi distribuite e da proiettori che devono illuminare uniformemente con luce bianca la superficie di appontaggio e decollo dell'elicottero. La "Manica a Vento" è illuminata e due luci di colore verde sono fornite per segnalare lo stato della piattaforma relativamente alla presenza di fuoco e/o miscele esplosive.

#### 2.7.3.2.19 Sistema di Protezione Catodica di Piattaforma

La sottostruttura jacket è provvista di sistema di protezione catodica attraverso anodi sacrificali di alluminio-zinco-indio. Gli anodi tipicamente impiegati per le piattaforme sono del tipo "Stand-off" (Figura 2.28) e vengono saldati direttamente sulla struttura.

La quantità totale di anodi è pari a 60 tonn, quantitativo dimensionato sulla base dell'intera vita utile della piattaforma stimata in 30 anni.



Figura 2.28 - Anodo Sacrificale saldato sulla Struttura della Piattaforma di tipo "Stand-off"

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

Nel seguito vengono individuati i principali scarichi durante la fase di coltivazione della piattaforma Annamaria B. Per la parte relativa alla piattaforma Annamaria A, di competenza Croata, si rimanda ai contenuti dell'Appendice A al presente documento che raccoglie tutte le considerazioni di carattere programmatico, ambientale e progettuale relative alla piattaforma Annamaria A.

##### 2.7.4.1 Emissioni in Atmosfera

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

- Gas naturale derivante dalla depressurizzazione manuale delle apparecchiature e dei pozzi durante le operazioni di manutenzione e/o emergenza. Queste operazioni sono da considerarsi di tipo eccezionale, non programmabile e comunque rare, considerando l'estrema semplicità degli impianti a bordo della piattaforma.
- Gas combustibili 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 Sm<sup>3</sup>/h. L'emissione è discontinua per un periodo di 1 ora al giorno ogni 7 giorni circa.
  - Portata di Emissione: 10 Sm<sup>3</sup>/h CH<sub>4</sub>;



- Portata DEG:  $9,0 \times 10^{-5}$  kg/h;
- Tipo di Inquinante: glicole DEG;
- Concentrazione:  $9,5 \text{ mg/Nm}^3$ .
- Gas combustibili 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.  $1284 \text{ Sm}^3/\text{h}$  (fumi),
  - Tipo di Inquinante: COx, NOx,
  - Concentrazione:  $\text{CO} < 650 \text{ mg/Nm}^3$ ,  
 $\text{NO}_x < 500 \text{ mg/Nm}^3$ ,  
 $\text{H}_2\text{S}$  assente,
  - Punto di Emissione: top del Cellar Deck;
- Gas proveniente dal vent a bassa pressione a seguito del degasaggio dell'acqua di produzione scaricata discontinuamente dai 16 separatori:
  - Portata di Emissione: max.  $1,3 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ,
  - Tipo di Inquinante:  $\text{CH}_4$ ,
  - Concentrazione: 99% molare.

#### 2.7.4.2 Emissioni Liquide

Per quanto riguarda le emissioni liquide si segnalano:

- Acqua di produzione, raccolta ed inviata ad un sistema di trattamento dedicato in cui acqua e idrocarburi vengono separati. Una volta raggiunti i limiti di legge (D.Lgs. 152/2006, Art.104, comma 5), l'acqua viene scaricata a mare tramite il *sea-sump*.
  - Portata di Emissione: max.  $0,675 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ,
  - Tipo di Inquinante: idrocarburi liquidi,
  - Concentrazione:  $< 38 \text{ ppm}$  oleose nell'acqua trattata;
- Scarichi sanitari dal modulo alloggi: questo scarico, limitato ai periodi di presidio della piattaforma, viene trattato in un sistema dedicato e quindi inviato al *sea-sump*.
  - Portata di Emissione: max.  $0,119 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ,
  - Tipo di Inquinante: scarichi biologici;
  - Concentrazione:  $\text{BOD}_5 < 50 \text{ mg/l}$ , Solidi sospesi  $< 100 \text{ mg/l}$ , Coliformi totali  $< 200 \text{ MPN/100ml}$ ,  $\text{Cl}_2 < 2 \text{ mg/l}$
- 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;

 Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 74
--	--	------------------

- Drenaggi dell'eliporto: vengono raccolti e trattati in un serbatoio dedicato. Gli idrocarburi separati vengono quindi inviati al serbatoio drenaggi e da qui trasportati a terra. Le acque meteoriche vengono invece mandate al sea-sump;
- Drenaggi non inquinati (principalmente le acque meteoriche): vengono raccolti e convogliati al sea-sump per essere poi trasportati a terra mediante bettolina.

Per quanto riguarda le acque di raffreddamento dei generatori di potenza necessari alla produzione di energia verrà adottato un sistema a circuito chiuso che non prevede prelievi e/o scarichi a mare in quanto, una volta esausti, i liquidi di raffreddamento verranno raccolti in fusti e smaltiti a terra.

#### 2.7.4.3 Produzione di Rifiuti

Nel seguito si riporta una stima dei rifiuti prodotti dalla piattaforma Annamaria B:

- Rifiuti Solidi Urbani: 3000 kg/anno;
- Imballaggi Misti: 1300 kg/anno;
- Olii Esausti: 1300 l/anno;
- Filtri Carbone: 850 kg/anno;

Tali rifiuti verranno trasportati con due viaggi/anno e saranno smaltiti o recuperati (oli) a terra (base UGIT per Annamaria B).

#### 2.7.4.4 Emissioni Sonore

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

Le immissioni sonore e vibrazioni trasmesse all'ambiente circostante non si prevede *possano causare disturbo alla fauna marina*, adattatasi al livello di rumore generato dal traffico marittimo.

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



### 2.7.5 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.

### 2.7.6 Tempi di Realizzazione delle Operazioni

Come anticipato al Paragrafo 2.5.2 ed in Figura 2.7, i tempi previsti per la realizzazione di entrambe le piattaforme sono:

In generale, i tempi stimati per la realizzazione del progetto sono i seguenti:

- Inizio Ingegneria 2006
- Inizio Costruzione Piattaforme 2°Q 2007
- Installazione Piattaforme 1°Q 2008 (jacket)  
4°Q 2008 (deck)
- Perforazione e Completamento 2008
- Installazione Condotte 3°Q 2008 (Annamaria B – Brenda);  
4°Q 2008 (Annamaria B – Annamaria A;  
Annamaria A – Ika A)
- Start-up Gennaio 2009

Si stima che la vita produttiva della piattaforma sarà di circa 30 anni.

Tale schedula potrà subire delle variazioni in funzione dei tempi autorizzativi.

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 76
---	--	--	------------------

## 2.8 DESCRIZIONE DEI SISTEMI DI TRASPORTO

### 2.8.1 Condotte Sottomarine

Durante lo studio di fattibilità sono state considerate due alternative progettuali (posa e interro) e due alternative di tracciato delle condotte sottomarine per il trasporto del gas. In particolare, entrambi i tracciati valutati prevedono il passaggio su strutture esistenti, evitando l'approdo costiero di una condotta dedicata:

- trasporto della produzione alla centrale di Fano attraverso le piattaforme esistenti Brenda e Basil;
- trasporto della produzione alla centrale di Rubicone attraverso le piattaforme esistenti Cervia K e Cervia A.

Dallo studio la prima alternativa è risultata la migliore in quanto permette l'utilizzo degli impianti esistenti sulla rete verso Fano, sufficienti per lo sfruttamento dell'intera produzione del campo Annamaria. Inoltre, la piattaforma Brenda è più vicina ad Annamaria B rispetto a Cervia K (40 km contro 65 km), con una conseguente riduzione dell'impatto ambientale e dei costi di investimento.

Sulla base delle esperienze maturate da Eni E&P in Adriatico, è stato possibile scegliere l'alternativa progettuale della posa senza interro, garantendo la massima sicurezza delle condotte. Tale soluzione consente una riduzione degli impatti ambientali evitando la movimentazione di grandi quantitativi di sedimenti e la possibilità di risospensione di eventuali inquinanti quiescenti.

Il gas di pertinenza italiana prodotto dal campo Annamaria verrà quindi trasportato mediante una condotta sottomarina di diametro nominale 18" e di lunghezza pari a circa 40 km che collegherà la piattaforma Annamaria B all'esistente piattaforma Brenda. Tale linea avrà una "spare capacity" pari a circa il 50%.

Eventuali quantitativi di gas di bilanciamento in rispetto della ripartizione del gas prodotto saranno trasportati attraverso una condotta sottomarina di circa 5 km che collegherà Annamaria A e Annamaria B.

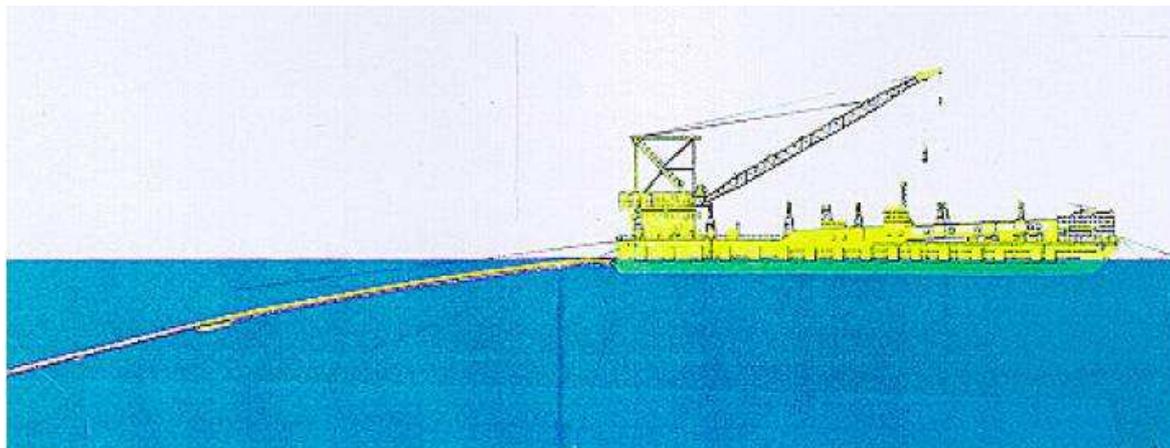
Dalla piattaforma esistente Brenda, il gas sarà quindi inserito nel sistema di condotte sottomarine esistenti afferenti alla centrale di trattamento di Fano, destinazione finale del gas di pertinenza italiana proveniente da Annamaria B. Un'ulteriore nuova condotta sottomarina sarà prevista per il trasporto del glicole dietilenico necessario ad inibire la formazione di idrati generata dalla variazione di pressione a cavallo della valvola duse sulla piattaforma Annamaria B.

Il glicole dietilenico proveniente dalla centrale di Fano attualmente raggiunge la piattaforma esistente Brenda. Il collegamento richiesto tra Brenda e Annamaria B sarà assicurato da una nuova condotta sottomarina di diametro nominale 3", che sarà fascettata alla condotta dedicata al trasporto del gas prodotto.

Il gas inviato a Brenda potrà essere trasferito alla centrale di Fano per mezzo di due sealine esistenti:

- condotta da 16" di lunghezza paria a circa 3,8 km che collega Brenda a Basil;
- condotta da 16" di lunghezza paria a circa 34 km che collega Basil alla centrale di Fano.

Tutte le condotte saranno installate utilizzando delle navi apposite per la posa di condotte sottomarine, denominate lay barge con sistema piggy back (Figura 2.29). Tale sistema prevede l'uso della condotta da 18" come tubo di supporto alla condotta da 3" (accoppiamento mediante fascette di tipo "Band-it") durante le operazioni di varo.



**Figura 2.29 - Nave Vara Condotte**

Dopo il controllo non distruttivo operato su tutte le saldature ed il ripristino della continuità del rivestimento anticorrosivo e del calcestruzzo di appesantimento, la condotta sarà varata facendola scorrere per tratti sulla "rampa di varo", mediante l'avanzamento dello stesso lay-barge.

La "rampa di varo" permetterà di far assumere alla condotta, trattenuta a bordo da un sistema di tensionamento (tensionatore), una conformazione pre-definita (varo ad "S") per limitare sollecitazioni sulla tubazione durante la posa.

Il mezzo, la cui posizione sarà continuamente verificata con un sistema di radio-posizionamento (tipo satellitare), verrà mantenuto in assetto mediante 8÷10 ancore ed avanzerà gradualmente, in relazione alle sezioni di condotta varate, attraverso un sistema di controllo centralizzato degli argani. Al procedere delle operazioni di posa, le ancore saranno via via salpate e spostate in un'altra posizione a mezzo di rimorchiatori (1 o 2 rimorchiatori).

Per evitare fenomeni di corrosione esterna, le tubazioni saranno provviste di un rivestimento anticorrosivo le cui caratteristiche saranno definite durante l'ingegneria di base del sistema. Le condotte saranno inoltre protette contro la corrosione esterna (in caso di rottura/deterioramento del rivestimento anticorrosivo) mediante anodi sacrificali a bracciale, installati ad intervalli regolari per tutta la lunghezza sommersa.

Per minimizzare l'impatto ambientale si è preferito prevedere l'appesantimento delle linee posate sul fondo del mare evitando l'operazione di interro sia per la condotta di collegamento alla rete italiana (Annamaria B – Brenda), sia per la condotta fra le due piattaforme (Annamaria A – Annamaria B) che comporterebbe:

- aumento della torbidità nell'area a ridosso della rotta delle condotte a causa della mobilitazione e risospensione dei sedimenti;

- sotterramento degli organismi che vivono sul fondo del mare causato dalla rimozione dei sedimenti durante le fasi di interro;
- liberazione, insieme alla mobilitazione dei sedimenti, di sostanze inquinanti nella colonna d'acqua sovrastante il fondo del mare.

La linea da 18" sarà provvista di appesantimento in calcestruzzo armato con rete in ferro per garantire la stabilità della stessa contro le correnti marine indotte da fenomeni ambientali (onde, venti, etc.) con un periodo di ritorno di 100 anni.

La linea glicole da 3" non sarà provvista di rivestimento in calcestruzzo in quanto fissata alla linea da 18" anche dopo la posa in opera.

Le risalite sulla piattaforma di ricevimento (Brenda) e su Annamaria B saranno realizzate impiegando le stesse tubazioni della condotta sottomarina. Questi tratti (riser) saranno rivestiti esternamente con uno strato di 20 mm di resina poliuretanicca per garantire la protezione sia contro la corrosione che contro i carichi dinamici.

I tubi di risalita saranno fissati alle gambe delle piattaforme per mezzo di clampe metalliche rivestite internamente con neoprene per evitare interferenza tra il sistema di protezione catodica della sealine con quello della piattaforma. L'isolamento elettrico dei 2 sistemi (piattaforma e sealine) verrà inoltre assicurato con il montaggio in arrivo sulle topside di appositi giunti dielettrici.

I collegamenti tra la condotta sottomarina ed i risers saranno realizzati mediante bracci di espansione "*expansion loops*" flangiati in modo da mantenere le sollecitazioni indotte dalla temperatura e pressione entro i valori ammissibili.

Tutte le curve sottomarine e dei "risers" avranno un raggio di curvatura pari a 5 diametri in modo da permettere anche il passaggio di pigs intelligenti al termine delle operazioni di posa e per manutenzione durante la vita della condotta.

Le principali caratteristiche delle due condotte Annamaria B - Brenda sono riportate nelle Tabelle seguenti.

**Tabella 2.21- Sealine Annamaria B - Brenda - Tubazione 18" Trasporto Gas <sup>(1)</sup>**

DN x Spessore [poll.] x [mm] <sup>(2)</sup>	Lunghezza complessiva [m]	Pressione di Progetto [bar]	Materiale ISO STD
18" x 12,7-14,3	41.000	99	L415

<sup>(1)</sup> I dati riportati sono da considerarsi preliminari e saranno da definire/confermare in sede di ingegneria di dettaglio

<sup>(2)</sup> Incluso 3 mm di sovrasspessore di corrosione

In particolare, il rating della tubazione 18" verrà verificato durante la progettazione della condotta e verrà ottimizzato in funzione dei risultati dell'analisi di espansione e di variabilità della linea. La lunghezza media della singola barra sarà pari a 12,1m.

Per assicurare la stabilità della condotta sul fondo marino si prevede l'utilizzo di un rivestimento di appesantimento in calcestruzzo (Gunitatura) con spessore di almeno 40-60mm e densità 3044 Kg/m<sup>3</sup>.

Per quanto riguarda le caratteristiche del sistema di protezione catodica, in questa fase preliminare si ipotizza l'utilizzo di anodi sacrificali a bracciale di Alluminio-Zinco-Indium con spessore pari a 60mm e lunghezza pari a 500mm, posizionati 1 ogni 8 tubi, dimensionato per l'intera vita dell'impianto stimata pari a 30 anni.

**Tabella 2.22 - Sealine Annamaria B - Brenda - Tubazione 3" Trasporto Glicole <sup>(1)</sup>**

DN x Spessore [poll.] x [mm] <sup>(2)</sup>	Lunghezza Complessiva [m]	Pressione di Progetto [bar]	Materiale ISO STD
3" x 6,4-7.1	41.000	150	L415

<sup>(1)</sup> I dati riportati sono da considerarsi preliminari e saranno da definire/confermare in sede di ingegneria di dettaglio

<sup>(2)</sup> Incluso 3 mm di sovrasspessore di corrosione

Per quanto riguarda la condotta 3" per il trasporto glicole, si prevede una lunghezza media della singola barra pari a 12,1m e, in via preliminare, un sistema di protezione catodica mediante anodi sacrificali a bracciale di Alluminio-Zinco-Indium con spessore pari a 35mm e lunghezza pari a 330mm, posizionati 1 ogni 6 tubi, dimensionato per l'intera vita dell'impianto stimata pari a 30 anni.

Per la condotta sottomarina di compensazione Annamaria A - Annamaria B, si prevede una lunghezza di circa 5,5 km e diametro 16". Tale condotta renderà possibile l'invio ad Annamaria B di parte del gas prodotto da Annamaria A, assicurando in tal modo il rispetto delle quote di export stabilite. Questa linea avrà le stesse caratteristiche costruttive previste per la linea Annamaria B – Brenda (Tabella 2.23), ad esclusione del diametro (16") e dell'assenza della tubazione glicole da 3".

I dati riportati in Tabella sono tuttavia da considerarsi preliminari e saranno definiti/confermati in sede di ingegneria di dettaglio.

**Tabella 2.23 - Sealine Annamaria A - Annamaria B - Tubazione 16" per il trasporto del gas <sup>(1)</sup>**

DN x Spessore [poll.] x [mm] <sup>(2)</sup>	Lunghezza complessiva [m]	Pressione di Progetto [bar]	Materiale ISO STD
16" x 12.7-14,3	5.500	99	L415

<sup>(1)</sup> I dati riportati sono da considerarsi preliminari e saranno da definire/confermare in sede di ingegneria di dettaglio

<sup>(2)</sup> Incluso 3 mm di sovrasspessore di corrosione

In particolare, il rating della tubazione 16" verrà verificato durante la progettazione della condotta e verrà ottimizzato in funzione dei risultati dell'analisi di espansione e di variabilità della linea. La lunghezza media della singola barra sarà pari a 12,1m.

Per assicurare la stabilità della condotta sul fondo marino si prevede l'utilizzo di un rivestimento di appesantimento in calcestruzzo (Gunitatura) con spessore di almeno 40-60mm e densità 3044 Kg/m<sup>3</sup>.

 <p>Eni S.p.A. Divisione Exploration &amp; Production</p>	<p>Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA</p>	<p>Cap.2 Pag. 80</p>
--	--	--------------------------

Per quanto riguarda le caratteristiche del sistema di protezione catodica, in questa fase preliminare si ipotizza l'utilizzo di anodi sacrificali a bracciale di Alluminio-Zinco-Indium con spessore pari a 40mm e lunghezza pari a 760mm, posizionati 1 ogni 9 tubi, dimensionato per l'intera vita dell'impianto stimata pari a 30 anni.

### **2.8.2 Messa in Opera delle Condotte Sottomarine**

Le condotte sottomarine di collegamento verranno realizzate in mare con il sistema convenzionale, ossia mediante pontone posatubi che si muove tirandosi sulle sue stesse ancore e vara progressivamente la condotta, realizzata per successive aggiunte di tubi mediante saldatura a bordo. Nel corso delle operazioni di posa tutte le saldature vengono radiografate per accertarne la buona esecuzione. Le radiografie vengono eseguite in un apposita stazione a bordo del pontone e la certificazione del risultato è sempre verificata anche dal rappresentante della committente. In caso di difetti le saldature vengono riparate o totalmente rifatte in accordo alle procedure e requisiti tecnici fissati dal progetto.

Il controllo della sollecitazione indotta sulla condotta durante la posa viene eseguito dai tecnici dell'impresa costruttrice in presenza di supervisor della committente controllando le reazioni sui supporti, il tiro al tensionatore e la lunghezza della campata sospesa.

Durante la posa vengono inoltre utilizzati strumenti per il controllo dell'ovalizzazione del tubo (buckle detector) e R.O.V. (veicolo telecomandato) per la verifica della campata sospesa.

Al termine della posa e dopo l'esecuzione dei collegamenti con i rispettivi risers vengono eseguite le operazioni di pre-avviamento che consistono nell'allagamento della condotta, nella pulizia interna, nella calibrazione e nel collaudo idrostatico. La pulizia interna della linea viene eseguita con il flussaggio e passaggio di appositi "pigs" (cilindri provvisti di spazzole e guarnizioni in gomma).

La calibrazione consiste nel far passare attraverso la tubazione un "pig" sul quale viene montato una piastra calibrata il cui diametro è il 95% del minimo diametro interno presente sulla condotta (curve ,valvole, flange, etc..).

Il collaudo idrostatico consiste invece nel riempire la condotta con acqua, innalzare la pressione fino al valore di collaudo definito dal progetto, stabilizzare la suddetta pressione per 24 ore, mantenere la pressione di collaudo per altre 24 ore all'interno delle tolleranze previste dalle specifiche di progetto.

La successiva fase prevede la depressurizzazione, svuotamento e messa in gas del sistema.

Lungo la rotta delle nuove condotte verrà stabilita dall'Autorità competente una fascia di rispetto nella quale saranno vietati l'ancoraggio dei natanti e la pesca di profondità.

### **2.8.3 Mezzi Impiegati nelle Operazioni di Posa e Messa in Opera delle Condotte**

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

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 81
---	--	--	------------------

- una nave di assistenza al ROV<sup>4</sup>, il mezzo che provvede all'esecuzione delle indagini sottomarine prima, durante e dopo la posa;
- il mezzo posa-tubi (*lay-barge*), sul quale sarà assemblata la condotta;
- i mezzi navali di assistenza al lay-barge (*spread* di posa), ovvero i rimorchiatori salpa ancore, le navi per il trasporto dei tubi e del materiale di supporto (*pipe carriers*) ed i mezzi per la movimentazione del personale.

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

#### 2.8.4 Tempi di Realizzazione

Di seguito vengono riportati i tempi stimati per la realizzazione delle due tratte di condotte previste, Brenda - Annamaria B ed Annamaria B - Annamaria A:

- Ingegneria: entro il 2006;
- Approvvigionamento materiali: entro il 2007;
- Posa in opera: entro il 2008;

Per quanto riguarda le operazioni di posa, la sequenza e la relativa durata delle attività sono riassunte nel seguito:

- Sealine Brenda - Annamaria B: circa 80 giorni (circa 40 km di condotte);
- Sealine Annamaria B - Annamaria A: circa 10 giorni (circa 5,5 km di condotte).

La sequenza riportata è puramente indicativa e potrà essere ottimizzata una volta definita l'ingegneria di installazione delle sealine e in relazione alle altre attività previste durante lo sviluppo del campo.

In linea generale, al fine di limitare le eventuali interferenze con l'ambiente circostante durante le operazioni di posa dei sealine, per il progetto Annamaria si è assunta una velocità di avanzamento pari a circa 500m/giorno, rispetto ad un avanzamento ipotizzabile fino a 1km/giorno.

Per ogni tratto di condotta sarà inoltre necessario considerare ulteriori 30 giorni per lo spool<sup>5</sup> (incluso lo stand-by).

Secondo il programma attuale, la posa dei sealine verrà effettuata in contemporanea all'attività di perforazione sulle due piattaforme.

<sup>4</sup> ROV = Remotely Operated Vehicle, mezzo sottomarino senza equipaggio (unmanned submersible) telecomandato da un operatore in superficie, utilizzato in alternativa ai sommozzatori, collegato ad una nave mediante un ombelicale che serve sia per la sua movimentazione che per la trasmissione delle informazioni in superficie

<sup>5</sup> Inserto per collegare due estremità di tubazioni

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 82
---	--	--	------------------

## 2.9 DECOMMISSIONING

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

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

Questa operazione viene realizzata tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento dei livelli produttivi, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del pozzo. Scopo di quest'attività è evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato e garantire l'isolamento dei diversi strati, ripristinando le chiusure formazionali. La chiusura mineraria (Figura 2.30) è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza ed include la realizzazione di:

- **Tappi di Cemento:** isolano le pressioni al di sotto di essi, annullando l'effetto del carico idrostatico dei fluidi sovrastanti. Una volta calata la batteria di aste fino alla prevista quota inferiore del tappo si procede con l'esecuzione dei tappi di cemento pompando e spiazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione, una malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. Ultimato lo spiazzamento si estrae dal pozzo la batteria di aste;
- **Squeeze di Cemento:** operazione di iniezione di fluido in pressione verso una zona specifica del pozzo. Nelle chiusure minerarie gli squeeze di malta cementizia vengono eseguiti per mezzo di opportuni "cement retainer" con lo scopo di chiudere gli strati precedentemente aperti tramite perforazioni del casing;
- **Bridge-Plug - Cement Retainer:** i bridge plug (tappi ponte) sono dei tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del bridge plug sono: i cunei, per ancorare l'attrezzo contro la parete della colonna e la gomma (packer) che espandendosi contro la colonna isola la zona sottostante da quella superiore. Alcuni tipi di bridge plug detti "cement retainer" sono provvisti di un foro di comunicazione fra la parte superiore e quella inferiore con valvola di non ritorno, in modo da permettere di pompare la malta cementizia al di sotto di essi.
- **Fango di Perforazione:** le sezioni di foro libere (fra un tappo e l'altro) vengono mantenute piene di fango di perforazione a densità opportuna, in modo da controllare le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei bridge plug.

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

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.

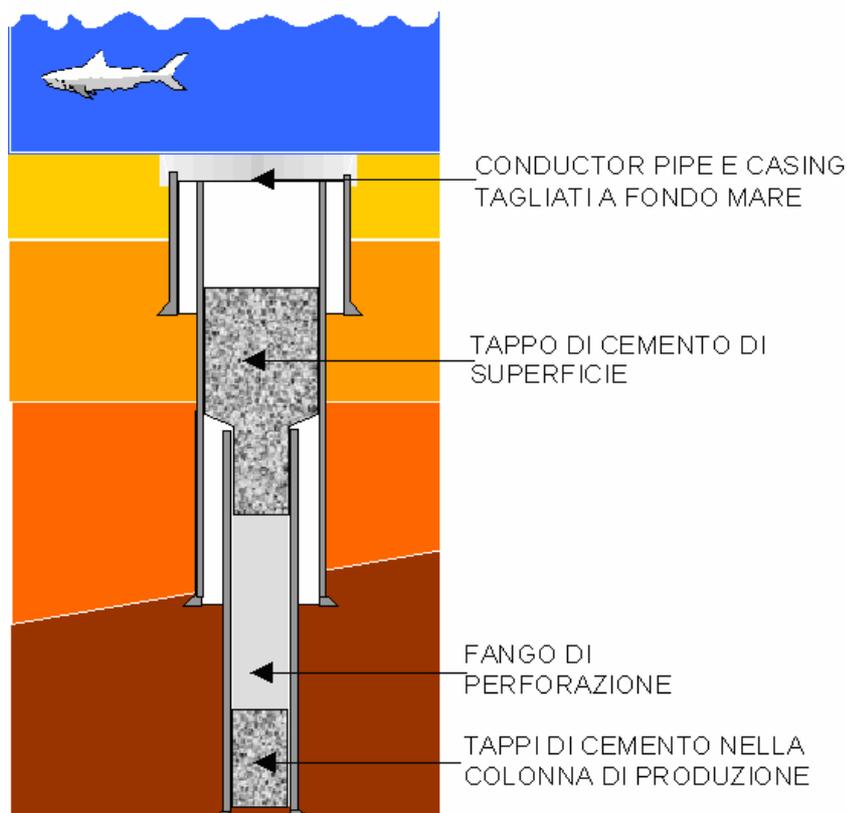


Figura 2.30 - Esempio di Profilo di Chiusura Mineraria

### 2.9.1 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 Annamaria B lo stato dell'arte e le tecnologie, soprattutto per quanto riguarda alcune attrezzature speciali subacquee, potranno essere ulteriormente evoluti. I principi fondamentali ed i criteri generali indicati nel seguito resteranno comunque invariati.

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

Le operazioni riguardanti il decommissioning della piattaforma Annamaria B saranno successive alla chiusura mineraria degli otto pozzi (si ricorda che i tubi guida previsti sono comunque sedici).

 Eni	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 84
--	--	--	------------------

Come anticipato, gli unici elementi strutturali di connessione della piattaforma Annamaria B al terreno sono rappresentati dai quattro pali di fondazione e dai sedici tubi guida dei pozzi, tutti elementi tubolari in acciaio infissi nel fondale 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 marino (Figura 2.31).

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.

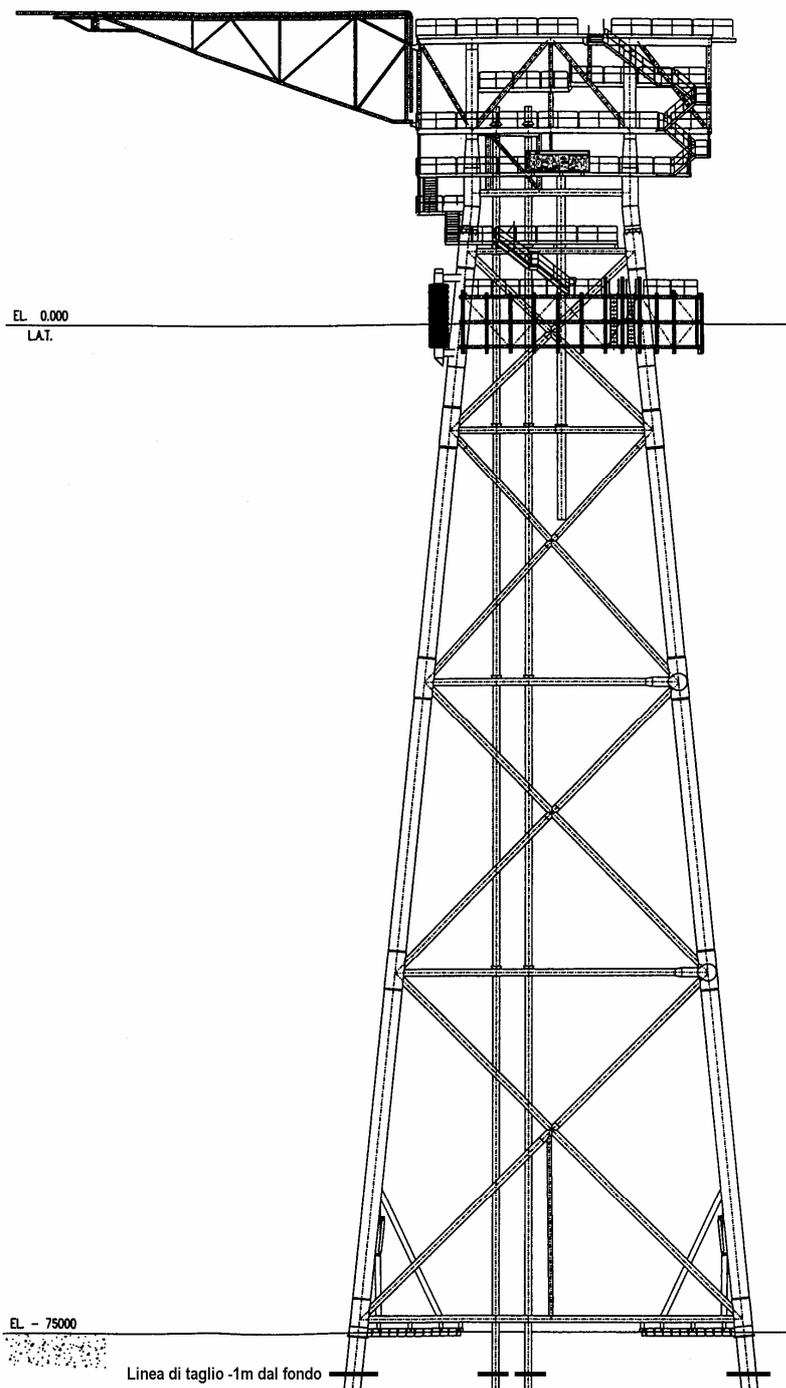


Figura 1

Figura 2.31 - Linea di Taglio 1 Metro al di sotto del Fondale Marino

### 2.9.2 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.

Quando ancora tutto l'impianto è in condizioni operative, la prima operazione è la pulizia delle condottei.

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 86
---	--	--	------------------

Le condotte vengono pulite usando il metodo “progressive pigging”; questo processo prevede il flussaggio di una serie di “pig” di schiuma polietilenica attraverso le condotte con agenti chimici e acqua di flussaggio per rimuovere i residui di idrocarburi.

Il “pig” è spinto dalla trappola di lancio verso la condotta pressurizzando con aria, azoto acqua o agenti chimici. Dopo una quantità prestabilita di fluido o gas pompato, viene lanciato un secondo “pig” secondo la procedura sopra descritta.

Il processo continua sino a quando i “pig” previsti sono stati lanciati e la quantità di fluido flussante è tale da rimuovere ogni residuo di idrocarburi. I “pig” sono quindi ricevuti da una trappola di ricevimento posizionata all’altro capo della condotta.

Un’ulteriore attività preliminare è quella 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, gasolio, 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. La procedura prevede di isolare le diverse unità di impianto mediante sigillatura delle estremità delle tubazioni mediante diverse tecniche che variano dalla ciecatura delle linee per mezzo di tappi meccanici all’iniezione di schiume per creare tappi all’interno delle tubazioni stesse. Al termine di queste attività preliminari si procede con le operazioni vere e proprie di taglio e rimozione della piattaforma.

### **2.9.3 Attività di Rimozione**

#### **2.9.3.1 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.

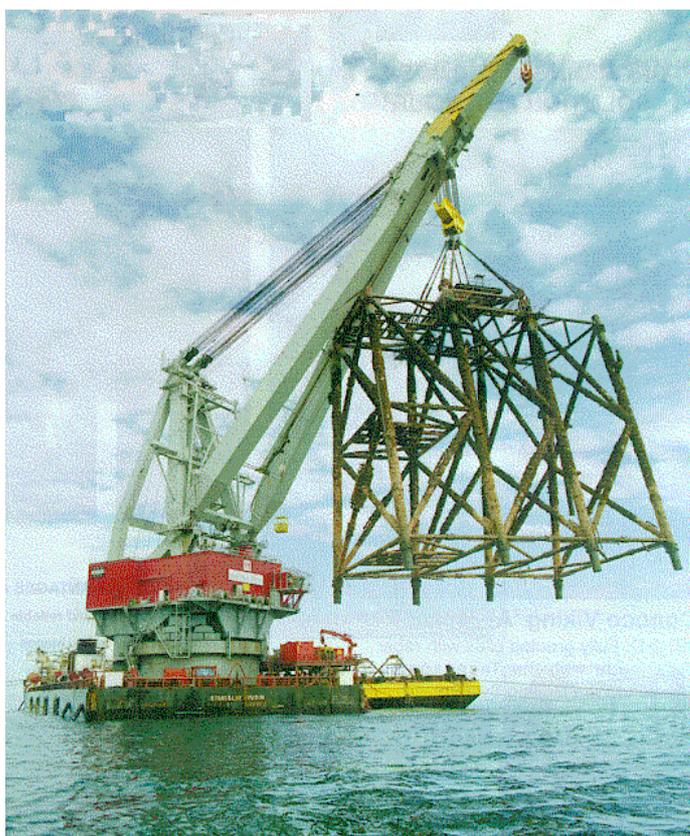
Al contrario, l’impiego a mare di pontoni di capacità e potenza inferiore comporta un numero maggiore di sezionamenti della piattaforma ma consente un trasporto per mare più agevole ed un minor lavoro per le operazioni di rottamazione a terra.

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

- rimozione del Deck (Figura 2.32);
- rimozione del Jacket (Figura 2.33).



**Figura 2.32 - Sollevamento di un Deck**



**Figura 2.33- Sollevamento completo di un Jacket**

#### 2.9.3.2 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 (Saipem Castoro 2, Crawler) caratterizzati da una capacità di sollevamento superiore alle 500 t ma da elevatissimi costi giornalieri, è preferibile disconnettere il deck dalla struttura a livello della base delle

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 88
---	--	--	------------------

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 minore 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.

#### 2.9.3.3 Rimozione della Sotto-Struttura (Jacket)

Come anticipato, la rimozione del jacket viene eseguita per 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 la tecnica di immersione si fa notare che dovendo lavorare in profondità elevate, dell'ordine dei 60 metri per la piattaforma Annamaria B, è indispensabile l'impiego di sommozzatori in saturazione, ossia operanti con l'ausilio di camera iperbarica posta sulla nave appoggio e di campana di immersione che trasporta i sommozzatori dalla camera alla profondità di lavoro mantenendoli alla pressione costante.

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 2.34), taglio con idrogetto ad altissima pressione ecc.), la tecnica attualmente più impiegata è quella del taglio con cavo diamantato (Figura 2.35). La macchina è composta da due parti collegate fra di loro, una delle quali può muoversi ruotando sull'altra. Il corpo inferiore della macchina viene fissato sul tubo da tagliare (esempio palo oppure tubo guida) mentre la parte superiore è costituita da una serie di pulegge che sostengono un cavo flessibile diamantato che lavora come una cinghia di trasmissione. La potenza per mettere in rotazione le pulegge e di conseguenza il cavo diamantato è di tipo idraulico ed è fornita da un motore posto sul mezzo navale di appoggio. Un ombelicale collega la macchina da taglio al suddetto e trasporta il fluido in pressione evitando ogni potenziale spargimento del fluido in mare. Il tubo viene quindi tagliato dal progressivo movimento del cavo diamantato.

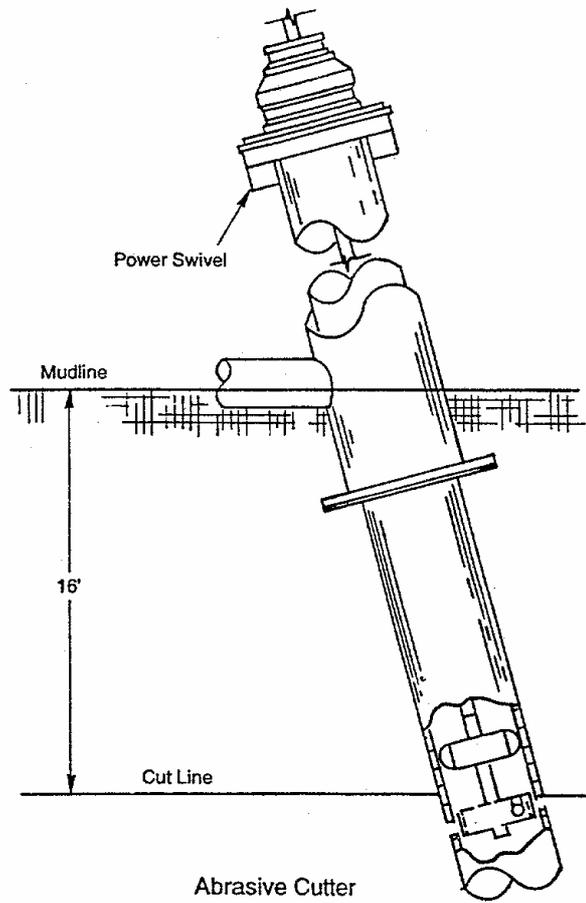


Figura 2.34 - Fresatrice per Taglio dall'interno

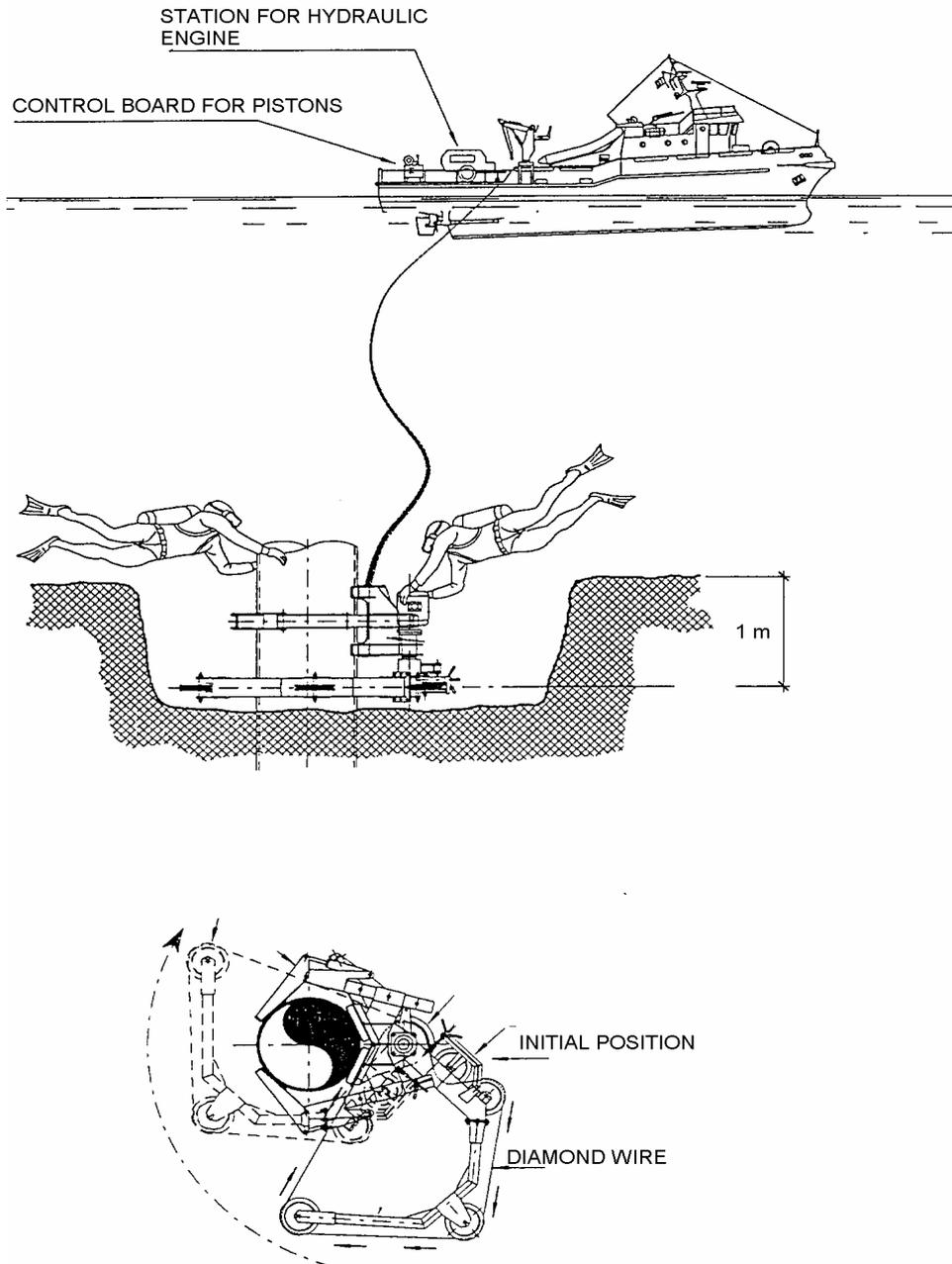


Figura 2.35 - Taglio con Macchina a Cavo Diamantato



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

Come già accennato e come illustrato nella Figura 2.35, 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 Annamaria, 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.

#### 2.9.3.4 Demolizione sulla Banchina

Una volta trasportati (Figura 2.36) 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 2.36 - Trasporto delle Strutture Rimosse**

 Eni	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 92
--	--	--	------------------

#### **2.9.4 Decommissioning Condotte**

Al termine del processo di bonifica sopra descritto, 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.).

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 93
---	--	--	------------------

## 2.10 ANALISI DEI RISCHI E PIANO DI EMERGENZA

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

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

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

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

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

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

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

Gli eventi accidentali di riferimento per lo scenario considerato sono:

- eruzione incontrollata (blow-out);
- rottura di una tubazione sottomarina;
- collisione di una nave con la piattaforma;
- rilascio di gas da apparecchiature di processo e da sistemi di depressurizzazione (Blow-down);

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 94
---	--	--	------------------

- versamenti a mare di gasolio e/o di prodotti ausiliari;
- incendi ed esplosioni.

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

### 2.10.1 Eruzione Incontrollata

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

Negli ultimi 70 anni sono stati perforati, a terra e in mare, da tutte le compagnie operanti sul territorio nazionale, circa 5000 pozzi. Dal 1980 ai giorni nostri gli eventi di eruzione incontrollata che hanno coinvolto i pozzi della Eni E&P, o di sue consociate in Italia, sono stati 4 su 2136 pozzi perforati. Di questi, l'unico caso in cui si è verificata la contaminazione con olio della zona circostante la postazione, è quello dell'incidente al pozzo Trecate 24 (onshore-1994), due sono relativi ai pozzi a gas Larissa 1 (offshore-1988) e Policoro 1 (onshore-1991) ed il quarto si riferisce al pozzo Trecate 3 (onshore-1989), dove si è verificata un'eruzione di acqua salata (acqua di strato) senza rilascio di idrocarburi.

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

#### 2.10.1.1 Approccio Eni al contenimento del Rischio di Blow-Out

Nella Tabella 2.24 di pagina seguente è indicato il processo decisionale utilizzato per la definizione del grado di sicurezza richiesto nella progettazione e nella perforazione di un pozzo petrolifero. Nella stessa Tabella sono anche indicati gli strumenti di supporto utilizzati durante le varie fasi in cui si articola il progetto ingeneristico, e che possono essere così schematizzate:

- Fase di Prefattibilità o di Programmazione preliminare, in cui vengono delineati gli standard ed i criteri da utilizzare nella progettazione del pozzo e nella quale i processi decisionali integrano gli aspetti operativi con quelli di sicurezza;
- Fase di Fattibilità o di Programmazione Definitiva e di Individuazione dei Mezzi, nella quale vengono analizzate le situazioni di rischio e individuate le caratteristiche delle soluzioni tecniche e procedurali atte alla realizzazione del progetto, garantendo un livello di sicurezza intrinseco od equivalente pari a quello voluto;
- Fase di Realizzazione o di Reperimento dei Mezzi, nella quale gli strumenti atti alla realizzazione del Progetto vengono acquisiti, secondo le procedure aziendali, e ne viene verificata la rispondenza agli standard;
- Fase di Gestione Operativa, in cui i materiali ed i servizi necessari alla realizzazione del progetto vengono gestiti assicurando il mantenimento dei livelli di sicurezza accettati.

**Tabella 2.24 - Criteri di Valutazione per le Attività di Perforazione**

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

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

Per quanto riguarda pozzi in perforazione e in completamento le emergenze blow-out vengono affrontate applicando le "Procedure di Emergenza Pozzo in Occorrenza di Blow Out Italia" (DOC.TEAP P-1-M-6040M). Tali procedure, sottoposte ad un periodico aggiornamento in funzione delle variazioni della normativa e degli sviluppi tecnologici, prevedono la gestione di emergenze così classificate:

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

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

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

#### 2.10.1.2 Analisi delle Frequenze

##### 2.10.1.2.1 *Frequenze di Accadimento di Blow - Out*

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

### **Numero Incidenti/1000 Pozzi perforati**

Non considerando il periodo pionieristico degli anni '50, ma focalizzando l'attenzione sull'attività svolta da Eni S.p.A. sul territorio nazionale dal 1980 ai giorni nostri, periodo caratterizzato dall'utilizzo di tecnologie più moderne e dalla raccolta sistematica dei dati, si sono verificati 4 blow-out (due di gas naturale, uno di acqua di strato ed uno di olio e gas associato) su 2009 pozzi perforati. È quindi possibile determinare una frequenza di accadimento pari a 1,87 ogni 1000 pozzi (aggiornamento al 31 Dicembre 2005).

Tale valore risulta essere **sensibilmente inferiore** alle frequenze medie notificate da varie fonti ufficiali e per diverse aree di interesse, come evidenziato nella Tabella 2.25 seguente.

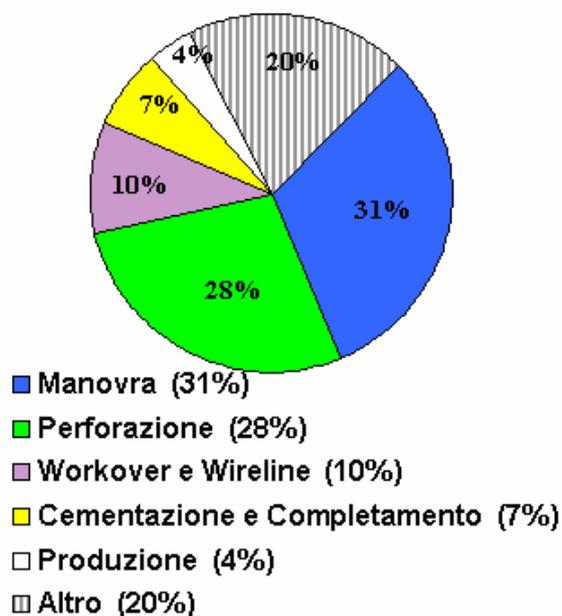
**Tabella 2.25 - Frequenza Blow-Out nel Mondo**

Area	Periodo	Pozzi Perforati	No. Blow-out	Freq. Blow-out	Fonte dati
Mare del Nord (complessivo)	1970-1990	5688	18	3,16	Det Norske Veritas
Offshore nel Mondo (complessivo)	1971-1991	21436	87	4,06	OTC 7248
Offshore inglese	1971-1990	4030	8	1,98	HSE & others
Offshore norvegese	1971-1990	1243	8	6,43	Norwegian Petroleum Directorate & others
Golfo del Messico	1971-1990	19817	120	6,05	Mineral Management Service (USA)
Louisiana (onshore e offshore)	1973-1992	38720	128	3,30	PODIO 1983 (University of Austin-Texas)
Altre aree (onshore e offshore)	1971-1991	5381	23	4,27	ENERTECH
Agip Italia (on-shore e offshore)	1978-1999	2009	4	1,99	Agip S.p.A.
Eni E&P Italia (onshore e offshore)	1980-2005	2136	4	1,87	Eni E&P

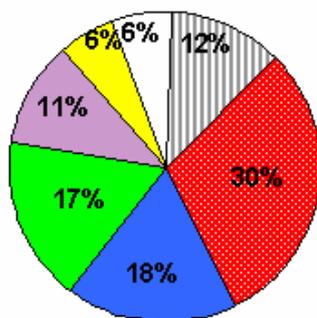
La frequenza dei blow-out per l'attività della Divisione E&P di Eni in Italia è anche sensibilmente inferiore al valore massimo accettato dalle compagnie di assicurazione che considerano 4 incidenti ogni 1000 pozzi come limite per classificare i clienti "a rischio".

La Tabella mostra come l'applicazione dei vari strumenti di riduzione del rischio di blow out (attrezzature, tecnologie innovative, pratiche operative ecc.) ha fatto sì che il dato di incidenza di blow-out a di Eni E&P sia ulteriormente migliorato rispetto alla precedente statistica calcolata al 1999.

I due grafici di seguito riportati (Figura 2.37 e Figura 2.38) evidenziano, rispettivamente, la distribuzione della frequenza di blow-out rispetto alla tipologia delle operazioni in corso al momento dell'incidente, e la ripartizione percentuale delle cause/condizioni che hanno portato a fenomeni di eruzione incontrollata nel mondo.



**Figura 2.37 - Distribuzione delle Frequenze di Blow-Out per Tipologia delle Operazioni**



- Perdita di carico statico o di circolazione fangoc
- Malfunzionamento apparecchiature o del B.O.F
- Danni al pozzo e cedimenti (17%)
- Zone anomale di gas in pressione (11%)
- Cattiva cementazione (6%)
- Errore umano (6%)
- Altro (12%)

**Figura 2.38 - Ripartizione delle Cause di Blow-out (Worldwide)**

#### 2.10.1.2.2 *Eruzione Incontrollata durante la Produzione*

L'eruzione incontrollata di un pozzo durante la produzione è un evento possibile ma piuttosto remoto (Figura 2.37), le cui conseguenze sono limitate sia dal punto di vista ambientale che di sicurezza. Le precauzioni adottate della Divisione E&P di Eni per minimizzare le conseguenze di tale evento accidentale sono:

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

#### 2.10.1.3 Analisi delle Conseguenze

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

L'utilizzo di metodologie di simulazione consente di prevedere realisticamente l'evolvere di alcuni aspetti dei complessi fenomeni associati a un rilascio improvviso di olio o di gas da un pozzo fuori controllo. L'incertezza cui ci si riferisce è accentuata dalla difficoltà di definire le condizioni al contorno specifiche, determinate

dalle caratteristiche meteo- climatiche e geomorfologiche del territorio, nonché dalle caratteristiche fisiche del mezzo in cui potrebbe avvenire la dispersione.

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

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

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

**Tabella 2.26 - Confronto Potenziale Eruzione pozzi Annamaria A e B in fase di Perforazione con il caso Larissa 1 (1988)**

	<b>Caso Pozzo Larissa 1</b>	<b>Caso Pozzi Annamaria</b>
Pressione statica di fondo pozzo	84 bar a	Max. 202 bar a
Gradiente dei pori	1,24 bar/10m	1,15 bar/10m
Pressione a testa pozzo durante il blow-out	Circa 8 bar a (stimata)	Non valutabile a priori
Profondità del pozzo	677,5 metri	1750 metri
Profondità d'acqua	45 metri	60 metri
Sistemi di intervento	B.O.P. anulari + ganasce sagomate + ganasce trancianti	B.O.P. anulari + ganasce sagomate + ganasce trancianti
Durata blow-out	43 giorni	Non valutabile a priori
Condizioni meteo	Venti medi o moderati (venti prevalenti da N-NW)	Venti medi o moderati (venti prevalenti da NE-SE)
Velocità vento	~ 6,0 m/s (media annuale)	~ 5,5 m/s (media annuale)
Presenza di idrogeno solforato (H <sub>2</sub> S) nel gas	No	No

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

- la pressione di fondo dei pozzi in esame sarà di circa 2,4 volte superiore a quella del pozzo Larissa 1. In caso di eruzione ciò comporterebbe (qualora la sezione di efflusso e la permeabilità della formazione erogante fossero paragonabili) una maggiore portata del gas rilasciato rispetto al caso di riferimento;

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 100
---	--	--	-------------------

- Esistono elementi che portano a ritenere che sul campo Annamaria il rischio di blow out sia minore di quella nel campo Larissa:
  1. la maggiore profondità del giacimento di Annamaria fa sì che un evento di ingresso accidentale di gas in pozzo impieghi un tempo più lungo prima di degenerare in un'eruzione incontrollata. L'applicazione delle procedure di controllo pozzo avrà una maggiore probabilità di successo e quindi la probabilità di blow out sarà parimenti ridotta.
  2. Il minore gradiente dei pori rende comunque meno critiche le attività di perforazione
  3. La conoscenza del campo acquisita con il pozzo esplorativo consente di escludere la presenza di zone a gradiente a gradiente anomalo
- la dinamica dell'efflusso gassoso durante un blow-out sottomarino è analoga a quella che si avrebbe nell'ipotesi di rottura di una condotta sottomarina, descritta in dettaglio nel paragrafo seguente;
- la maggiore profondità d'acqua dei pozzi della piattaforma Annamaria rispetto al caso di riferimento, rispettivamente 60 metri e 45 metri, implica che il cono di rilascio del gas avrebbe in superficie un'estensione maggiore rispetto a quanto riscontrato durante il blow-out del pozzo Larissa 1 (rilascio concentrato in un'area circolare di circa 10 metri di diametro con centro nel pozzo, e piccole bolle di gas affioranti in superficie entro un raggio massimo di 30 metri).

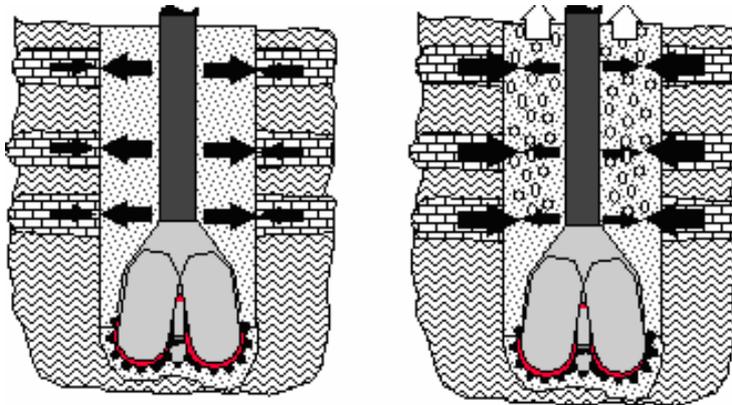
#### 2.10.1.4 Prevenzione dei Rischi durante la Perforazione

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

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

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

#### 2.10.1.4.1 Fango di Perforazione



**Figura 2.39 - Scalpello e Fango di Perforazione**

Il fango di perforazione rappresenta la prima barriera contro l'ingresso dei fluidi di formazione in quanto contrasta, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro. Perché ciò avvenga la pressione idrostatica esercitata dal fango deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi (acqua, olio, gas) contenuti negli strati rocciosi permeabili attraversati, quindi il fango di perforazione deve essere appesantito ad una densità adeguata.

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

#### 2.10.1.4.2 Apparecchiature di Sicurezza (Blow-Out Preventers)

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

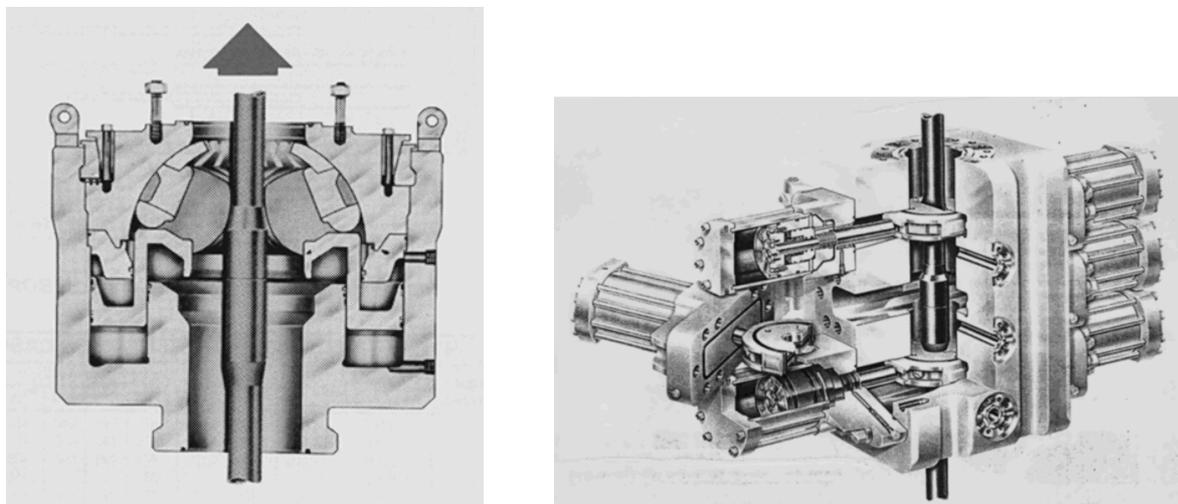
- Il BOP anulare, o a sacco, per via della forma dell'organo di chiusura, montato superiormente a tutti gli altri. Esso dispone di un elemento in gomma, opportunamente sagomato, che sollecitato da un pistone idraulico con spinta in senso assiale, si deforma aderendo al profilo dell'elemento interno su cui fa chiusura ermetica. La chiusura avviene quindi per ogni diametro e sagomatura della batteria di perforazione o di casing. Anche nel caso di pozzo libero dalla batteria di perforazione, il BOP anulare assicura sempre una certa tenuta;

- Il BOP a ganasce, dotato di diverse coppie di saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo, che possono essere serrate tra loro da un meccanismo idraulico ad azionamento automatico, completamente indipendente dal resto dell'impianto. Il numero e la dimensione delle ganasce è funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione. È inoltre presente un set di ganasce trancianti "shear rams" che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. In caso di emergenza, le ganasce possono tranciare le aste di perforazione, qualora presenti all'atto della chiusura.

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

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

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



**Figura 2.40 – Blow-out Preventers**

#### 2.10.1.4.3 Monitoraggio dei Parametri di Perforazione

Il monitoraggio dei parametri di perforazione (essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative) viene operato da due sistemi indipendenti, ciascuno dei quali opera tramite sensori dedicati ed è presidiato 24 ore/giorno da personale specializzato.

Il primo sistema di monitoraggio è compreso nell'impianto di perforazione, il secondo è composto da una cabina computerizzata, presidiata da personale specializzato, installata sull'impianto di perforazione per fornire l'assistenza geologica ed il controllo

 <b>Eni</b>	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 103
---	--	--	-------------------

dell'attività di perforazione. In particolare, mediante continue analisi del fango, vengono rilevati i parametri geologici inerenti le formazioni attraversate, nonché la tipologia dei fluidi presenti nelle stesse e le relative quantità, con metodi di misurazione estremamente sensibili, sia automatizzati, sia mediante operatore in modo da identificare in maniera sicura ed istantanea la presenza di gas in quantità superiori a quelle attese rilevando eventuali sovrappressioni derivanti da tali fluidi. In base a tali analisi, la densità del fango può essere regolata in maniera opportuna. Viene inoltre costantemente monitorato il livello delle vasche (sempre al fine di identificare un possibile ingresso di un cuscino di gas).

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

#### 2.10.1.5 Tecniche utilizzate da Eni per il Contenimento dei Rischi di Blow-Out

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

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

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

Un prospetto dell'evoluzione storica delle tecniche utilizzate da Eni Divisione E&P per il contenimento dei rischi di blow-out è riassunto nelle Tabelle Tabella 2.27, 2.28 e 2.29 di seguito riportate.

**Tabella 2.27 - Evoluzione Storica delle Tecniche utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-out (Anni '60-'70)**

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

**Tabella 2.28 - Evoluzione Storica delle Tecniche Utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-out (Anni '80)**

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



**Tabella 2.29 - Evoluzione Storica delle Tecniche utilizzate per il Contenimento dei Rischi di Blow-out (Anni '90)**

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

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 107
---	--	--	-------------------

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

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

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

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

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

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

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

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

#### 2.10.2.1 Analisi delle Possibili Cause

##### 2.10.2.1.1 *Oggetti in Caduta dalla Piattaforma*

Oltre lo studio relativo alla necessità di prevedere SSIVs, viene effettuata un'analisi ad hoc di caduta oggetti dalla piattaforma in mare (Dropped Object Analysis), che quantifica la frequenza effettiva (Annamaria Platform Related) di impatto, con successivo rilascio, per la tubazione. Lo studio si basa sulla metodologia suggerita da DNV-RP-F107.

### 2.10.2.1.2 *Collisione di Navi*

Una collisione può accadere in diverse situazioni, generalmente riconducibili a cattive condizioni meteo marine o a non governo di un'imbarcazione per danni ai sistemi di manovra o per avaria ai motori.

Per limitare la probabilità di collisioni, intorno alle piattaforme fisse o mobili è stabilita una zona di sicurezza nella quale è proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati. Il limite della zona di sicurezza, che può estendersi fino alla distanza di 500 metri intorno alle installazioni, è fissato con un'ordinanza dalla Capitaneria di Porto competente, sentita la Sezione Idrocarburi.

L'ordinanza precisa inoltre il divieto o le limitazioni imposte alla navigazione, all'ancoraggio e alla pesca.

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

### 2.10.2.2 Analisi Qualitativa delle Conseguenze e Gestione delle Emergenze

#### 2.10.2.2.1 *Rilascio Sottomarino di Idrocarburi*

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

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

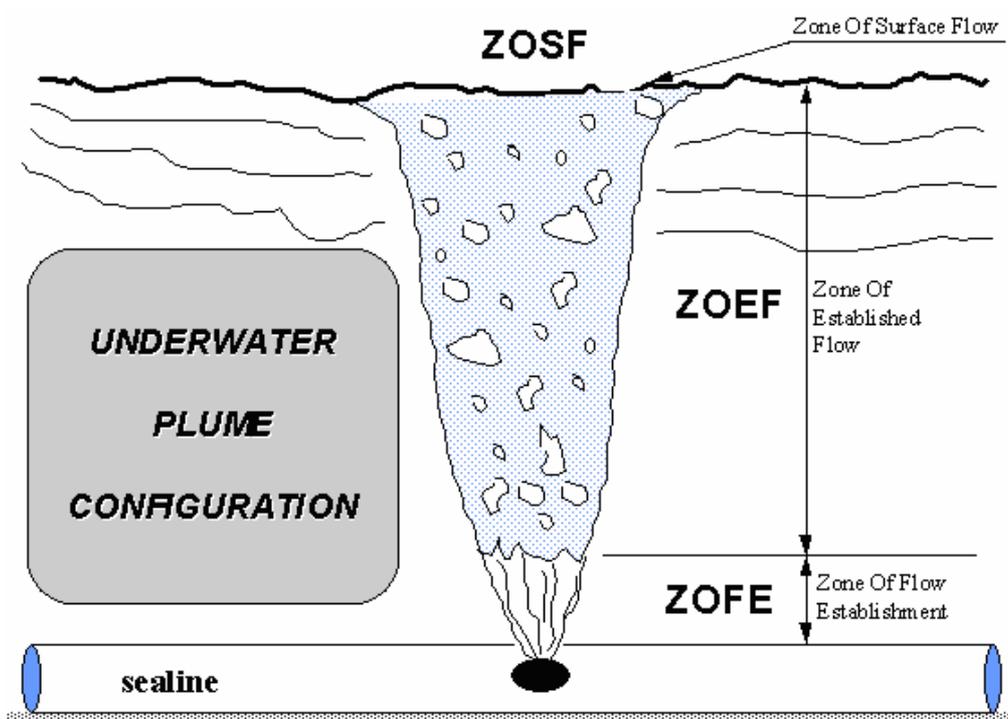


Figura 2.41 - Schema delle Zone di Efflusso Sottomarino

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 109
---	--	--	-------------------

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

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

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

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

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

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

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

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

Il bruciatore di spurgo viene impiegato prima dell'attività di avviamento e durante il work-over dei pozzi produttori, al fine di bruciare il gas non a specifica. L'utilizzo del bruciatore di spurgo è relativo, quindi, ad un periodo di tempo limitato, durante il quale si avrà l'emissione in atmosfera di bassi quantitativi di CO/CO<sub>2</sub>. Nel corso delle normali operazioni di produzione, invece, viene impiegata unicamente la candela di sfiato fredda, alla quale viene convogliato il solo gas di depressurizzazione.

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

Le eventuali perdite possono originarsi da flange e/o da fessurazioni di tubazioni. Le contromisure adottate da Eni Divisione E&P-UGIT consistono nell'utilizzare, su tutte le apparecchiature di processo, flange di tipo ring joint (ad anello metallico) con diametri di perdita non superiori a 3 mm e, quindi, con eventuali rilasci di gas metano estremamente

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 110
---	--	--	-------------------

ridotti. Inoltre, poiché le piattaforme sono aperte e naturalmente ventilate, non è possibile avere un accumulo di gas metano (più leggero dell'aria) nelle aree di processo.

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

I fluidi presenti in piattaforma che potrebbero essere fonte di inquinamento sono il glicole e il gasolio. Il glicole viene utilizzato per evitare la formazione di idrati, ovvero prodotti solidi che possono ostruire le linee di processo provocandone, in certe circostanze, il danneggiamento. Il gasolio è utilizzato per alimentare il generatore elettrico di emergenza. Sulla piattaforma Annamaria B il serbatoio di stoccaggio del glicole ha una capacità di circa 15 m<sup>3</sup> ed è posizionato in area sicura: il glicole utilizzato è glicole dietilenico, che perviene alla piattaforma mediante sealine di collegamento alla piattaforma Brenda. Il serbatoio di stoccaggio del gasolio ha una capacità di 5 m<sup>3</sup>. Le precauzioni adottate da Eni S.p.A. Divisione E&P-UGIT consistono nel posizionamento dei serbatoi di stoccaggio (sia glicole che gasolio) in area sicura e nella presenza di una vasca di raccolta che convoglia eventuali tracimazioni verso il serbatoio di raccolta drenaggi.

#### 2.10.2.2.3 Incendi ed Esplosioni

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

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

- separare aree pericolose da aree non pericolose tramite distanze adeguate e/o pareti tagliafuoco;
- minimizzare la possibilità di accumuli di gas infiammabili o nocivi garantendo un'opportuna ventilazione;
- limitare le zone che potrebbero essere coinvolte in caso d'incendio attraverso l'installazione di sistemi di rivelazione e spegnimento;
- ridurre al minimo il rischio che eventuali rilasci di gas possano incontrare possibili fonti d'innesco, disponendo le apparecchiature in modo da sfruttare favorevolmente la direzione prevalente dei venti;
- utilizzare materiali sicuri;
- ridurre le sorgenti di innesco limitando, ad esempio, il numero di macchine a combustione interna, portandole fuori dalle aree pericolose e convogliando i fumi di combustione in zone dove essi non possono costituire fonte di innesco.

La piattaforma Annamaria è stata progettata in quest'ottica.

 <p>Eni S.p.A. Divisione Exploration &amp; Production</p>	<p>Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA</p>	<p>Cap.2 Pag. 111</p>
--	--	---------------------------

### 2.10.3 Piani di Emergenza

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 112
---	--	--	-------------------

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

- Problemi di controllo eruzioni;
- Inquinamento delle acque;
- Fuoco o presenza di miscele esplosive o esplosione.

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

#### 2.10.3.1 Problemi di Controllo Eruzioni

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

#### **Caso A) - Emergenza di Livello 1**

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

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

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

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

#### **Caso B) - Emergenza di Livello 2**

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

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

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

#### **Caso C) - Emergenza di Livello 3**

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

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 113
---	--	--	-------------------

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

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

#### 2.10.3.2 Inquinamento delle Acque

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

##### **Caso A) - Emergenza di Livello I**

Scenario ipotizzato: rilascio idrocarburi inferiore a 1-10 m<sup>3</sup>.

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

##### **Caso B) - Emergenza di Livello 2**

Scenario ipotizzato: rilascio idrocarburi di entità variabile tra 10 e 100 m<sup>3</sup>.

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

Il Responsabile del Distretto di Produzione ha i seguenti compiti:

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

#### 2.10.3.3 Incendio - Presenza di Miscele Esplosive - Esplosione

L'emergenza può essere segnalata:

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

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

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 114
---	--	--	-------------------

#### **Caso A) - Emergenza di Livello 1**

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

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

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

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

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

#### **Caso B) - Emergenza di Livello 2**

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

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

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

	Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production	Doc. SAOP/111 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE PROGETTO DI COLTIVAZIONE CAMPO ANNAMARIA	Cap.2 Pag. 115
---	--	--	-------------------

## RIFERIMENTI

Eurogas Annual Report 2004-2005, [www.eurogas.org](http://www.eurogas.org)

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

H. Pielou, 1974 Indice di Diversità specifica di Shannon-Weaver

## SITI WEB

[http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat\\_gas.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html) consultato nel Febbraio 2005