

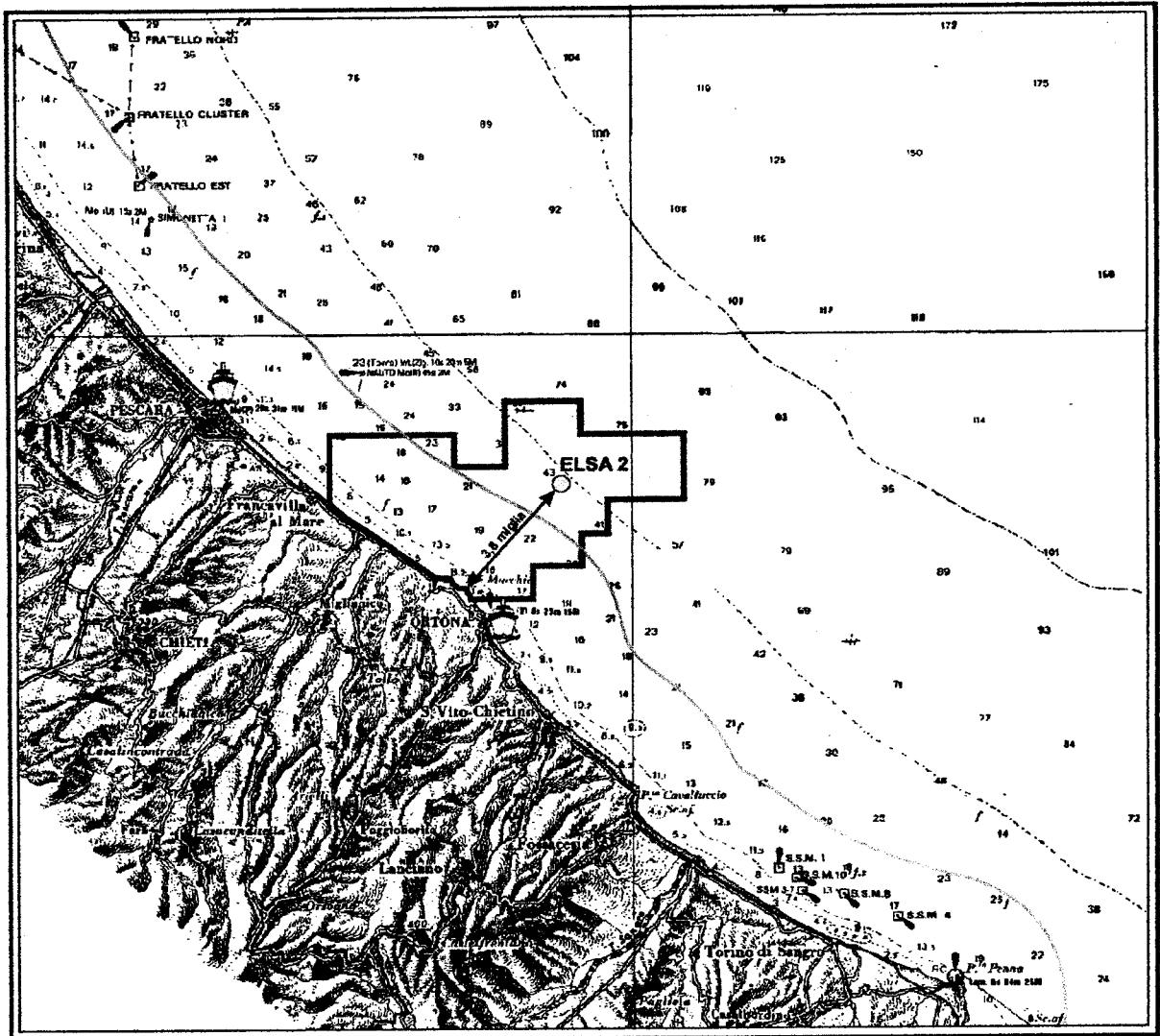


PERMESSO DI RICERCA PER IDROCARBURI "BR 268 RG"

Pozzo esplorativo
"ELSA 2"

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE



Luglio 2009

INDICE

2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	3
2.1 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI.....	3
2.2 FINALITÀ ED OBIETTIVI DEL PROGETTO	5
2.3 DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DI PERFORAZIONE	7
2.3.1 Tecniche di perforazione e circolazione dei fluidi di perforazione	9
2.3.2 Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali	13
2.3.3 Misure di attenuazione di impatto ed eventuale monitoraggio	17
2.3.4 Stima della produzione dei rifiuti, dell'emissione di inquinanti chimici nell'atmosfera e della produzione di rumori e vibrazioni	18
2.3.5 Tecniche di trattamento e scarica dei rifiuti (compresi i detriti di perforazione)	20
2.3.6 Chiusura mineraria con programma di rimozione delle strutture o eventuale completamento	23
2.3.7 Tempi di messa in posto dell'impianto, della perforazione, di eventuali prove di produzione, della rimozione delle strutture e dell'abbandono postazione	27
2.3.8 Normativa e standard di riferimento	28
2.4 ANALISI DEI RISCHI E PIANO DI EMERGENZA	32
2.4.1 Eruzione Incontrollata	33
2.4.2 Collisione di Navi	35
2.4.3 Rilascio di gas e perdite di idrocarburi solidi	36
2.4.4 Incendi ed esplosioni	36
2.5 PIANI DI EMERGENZA	37
2.6 PRINCIPI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI.....	39
2.6.1 Prevenzione dei Rischi Ambientali durante la Perforazione	39
2.6.2 Monitoraggio dei Parametri di Perforazione	41

ALLEGATI

Allegato 1 - Programma di Perforazione del pozzo Elsa 2 (Vega Oil)

2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il presente rapporto costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del progetto di perforazione del pozzo Elsa 2, relativo alla ricerca di idrocarburi nel mare Adriatico, al largo delle coste abruzzesi.

Il Quadro di Riferimento Progettuale, sviluppato ai sensi del D.Lgs. n. 4/2008 e D.Lgs. n. 152/2006, 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.

2.1 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI

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

Le eventuali restrizioni di natura programmatica sono trattate in dettaglio nel Quadro di Riferimento Programmatico del presente Studio di Impatto Ambientale, dove sono stati analizzati i principali strumenti di pianificazione e di programmazione di interesse per l'opera proposta.

Le verifiche condotte hanno rilevato che non sussistono condizionamenti tali da non consentire la realizzazione del progetto.

Tutte le attività di esplorazione svolte sul territorio della Repubblica Italiana devono essere condotte in conformità alle normative vigenti in materia di sicurezza del lavoro e tutela dell'ambiente.

Nel seguito viene riportata una descrizione dei contenuti di alcuni Decreti ritenuti di particolare interesse per l'intervento proposto.

SICUREZZA DEL LAVORO

Decreto Legislativo 19 settembre 1994, n.626: Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE, 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. Testo coordinato ed aggiornato al D.M. 26 febbraio 2004, recante: "Definizione di una prima lista di valori limite indicativi di esposizione professionale agli agenti chimici", pubblicato su G.U. n.58 del 10-3-2004; D.Lgs. 23 giugno 2003, n.195: "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n.626, per l'individuazione delle capacità e dei requisiti professionali richiesti agli addetti ed ai responsabili dei servizi di prevenzione e protezione dei lavoratori, a

norma dell'articolo 21 della legge 1° marzo 2002, n.39", pubblicato su G.U. n. 174 del 27-7-2003; D.Lgs. 12 giugno 2003, n.233, recante: "Attuazione della direttiva 1999/92/CE relativa alle prescrizioni minime per il miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori esposti al rischio di atmosfere esplosive", pubblicato su G.U. n.197 del 26-8-2003; D. Lgs. 8 luglio 2003, n.235, recante: "Attuazione della direttiva 2001/45/CE relativa ai requisiti minimi di sicurezza e di salute per l'uso delle attrezzature di lavoro da parte dei lavoratori" pubblicato su GU n.198 del 27-8-2003; L. 18 aprile 2005, n.62, recante: "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità Europea. Legge comunitaria 2004" pubblicata su G.U. n. 96 del 27-4-2005 - S.O. n.76; al D.Lgs. 10 aprile 2006, n.195, recante: "Attuazione della direttiva 2003/10/CE relativa all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (rumore)", pubblicato nella G.U. n.124 del 30-5-2006; decreto legislativo 25 luglio 2006, n.257, recante: "Attuazione della direttiva 2003/18/CE relativa alla protezione dei lavoratori dai rischi derivanti dall'esposizione all'amianto durante il lavoro", pubblicato nella G.U. n.211 dell'11-9-2006; Legge 3 agosto 2007, n.123, recante "Misure in tema di tutela della salute e della sicurezza sul lavoro e delega al Governo per il riassetto e la riforma della normativa in materia", pubblicata nella G.U. n.185 del 10-8-2007; D. Lgs. 19 novembre 2007, n.257, recante "Attuazione della direttiva 2004/40/CE sulle prescrizioni minime di sicurezza e di salute relative all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (campi elettromagnetici)", pubblicato nella G.U. n. 9 del 11-1-2008; D.M. 4 Febbraio 2008, recante "Recepimento della direttiva 7 febbraio 2006, n. 2006/15/CE. Direttiva della Commissione che definisce un secondo elenco di valori indicativi di esposizione professionale, in attuazione della direttiva 98/24/CE del Consiglio, e che modifica le direttive 91/322/CEE e 200/39/CE", pubblicato nella GU n. 48 del 26-2-2008.

TUTELA AMBIENTALE

D.Lgs. 03/4/2006, n. 152 - "Norme in materia ambientale"

Disciplina le materie seguenti: procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC). Testo vigente - aggiornato, da ultimo, al D.L. n. 90/2008

D.Lgs. 16/01/2008, n.4 - "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D.Lgs. n.152, recante norme in materia ambientale"

2.2 FINALITÀ ED OBIETTIVI DEL PROGETTO

Il pozzo esplorativo Elsa 2 è localizzato a circa 7 km (3,8 miglia) dalla costa abruzzese in un'area caratterizzata da una profondità d'acqua di circa 33 m.

L'interesse minerario è legato all'accertamento della mineralizzazione ad olio nei calcari dolomitici e dolomie con selce del Cretacico Inferiore.

I livelli mineralizzati sono localizzati ad una profondità di circa 4.500 m.

Nella tabella seguente sono riassunte le principali caratteristiche del progetto:

DATI GENERALI

Nome del pozzo	Elsa-2
Classificazione	Esplorativo
Profondità finale prevista (vert./s.l.m P.T.R.)	4.700 m
Permesso di ricerca	B.R268.RG
Operatore	Vega Oil
Quote di titolarità	Vega Oil S.p.A. 60% Petroceltic Elsa S.r.l. 40%
Capitaneria di porto	Ortona
Zona mineraria	"B"
Distanza dalla costa	7 km (3.8 miglia)
Fondale	- 33 m

OBIETTIVI

Linea sismica di riferimento	B89-815
Litologia obiettivo principale	Calcari dolomitici e dolomie con selce
Formazione obiettivo principale	Maiolica Equivalente
Profondità obiettivo principale	4.500 m
Formazione di fondo pozzo	Maiolica Equivalente



RIFERIMENTI TOPOGRAFICI

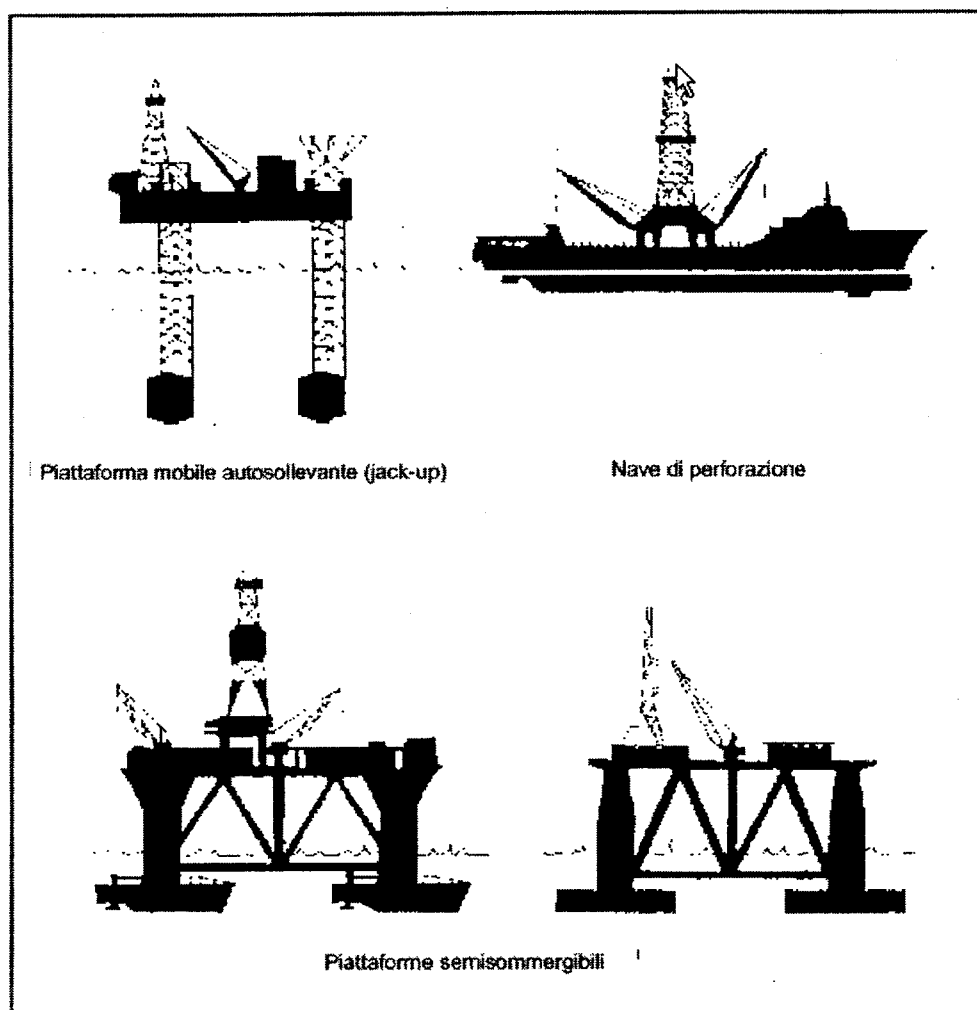
Latitudine di partenza (geografica)	42° 25' 02.55" N
Longitudine di partenza (geografica)	14° 27' 02.87" E
Latitudine di partenza (metriche)	Y = 4696348.49 m
Longitudine di partenza (metriche)	X = 2474812.72 m
Tipo di proiezione	Gauss-Boaga (ED50)
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato// (1/F)	1/297
Central meridian	15°
Falso Est	2520000
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996

2.3 DESCRIZIONE DELLE OPERAZIONI DI PERFORAZIONE

L'esecuzione di un pozzo esplorativo ha lo scopo di esplorare gli obiettivi stratigrafico-strutturali evidenziati dai rilievi geofisici e dagli studi geologici, per verificare la presenza di idrocarburi, provarne la qualità e la quantità.

Una volta stabilita l'ubicazione di un pozzo è però necessario eseguire un ulteriore rilievo geofisico del fondo marino atto a definire tutti i parametri del sito (morfologici e geotecnici) e ad operare la scelta dell'impianto di perforazione più adatto, in funzione soprattutto della profondità d'acqua in cui si deve operare.

Tre sono i tipi di impianto comunemente utilizzati:



Schema di piattaforme petrolifere

Jack-up (piattaforma mobile con posizionamento al fondo tramite gambe retrattili) per perforazioni in acque profonde fino a 90m;

Semisommergibile o **drill-ship** (entrambe con posizionamento affidato ad un sistema di ancore) per perforazioni in acque superiori ai 90m;

Nave (con posizionamento dinamico) per perforazioni in acque superiori ai 200m.

Per il pozzo Elsa 2, in cui l'acqua ha una profondità media di 33m, verrà utilizzato un impianto di tipo *jack-up*.

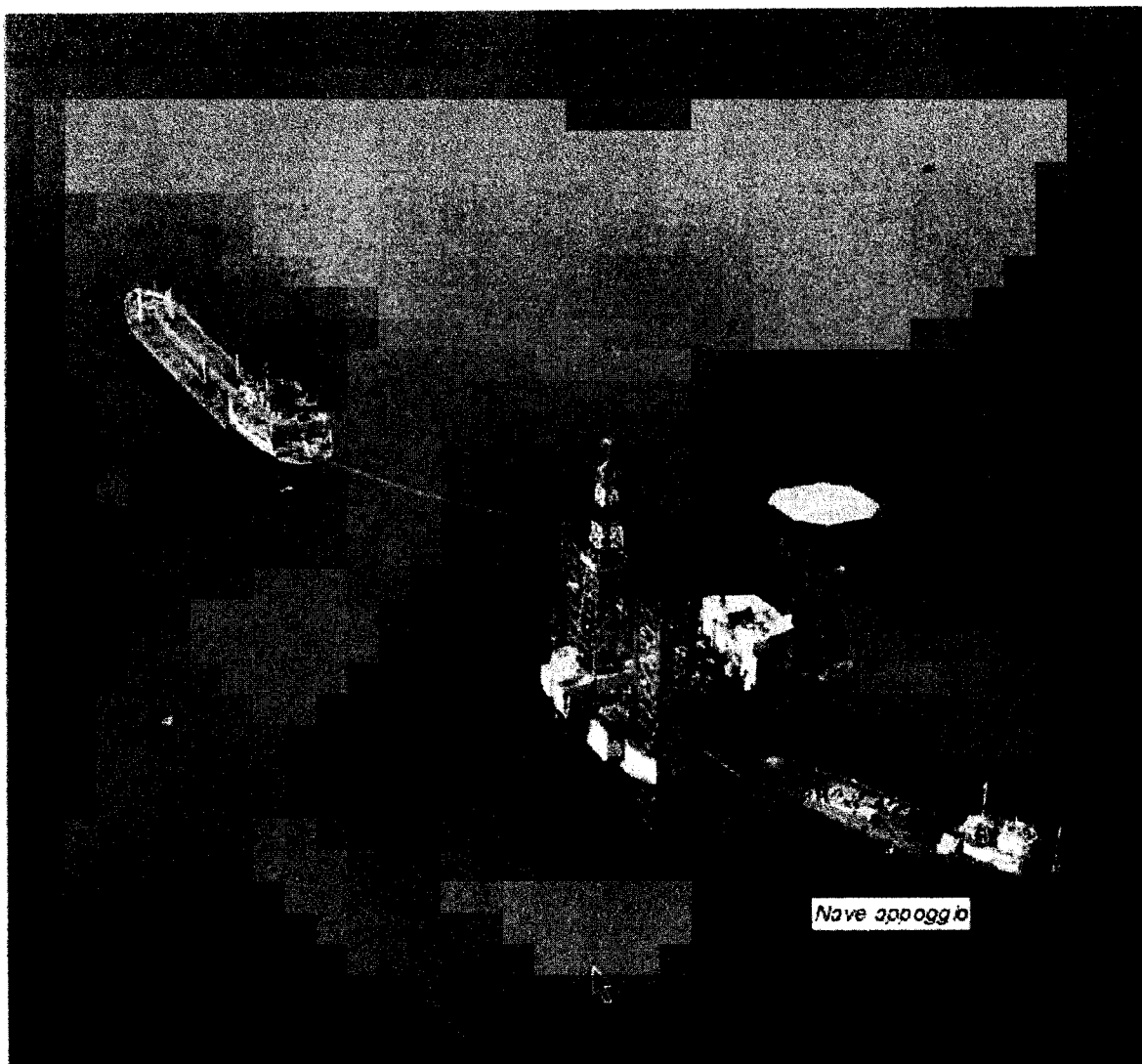


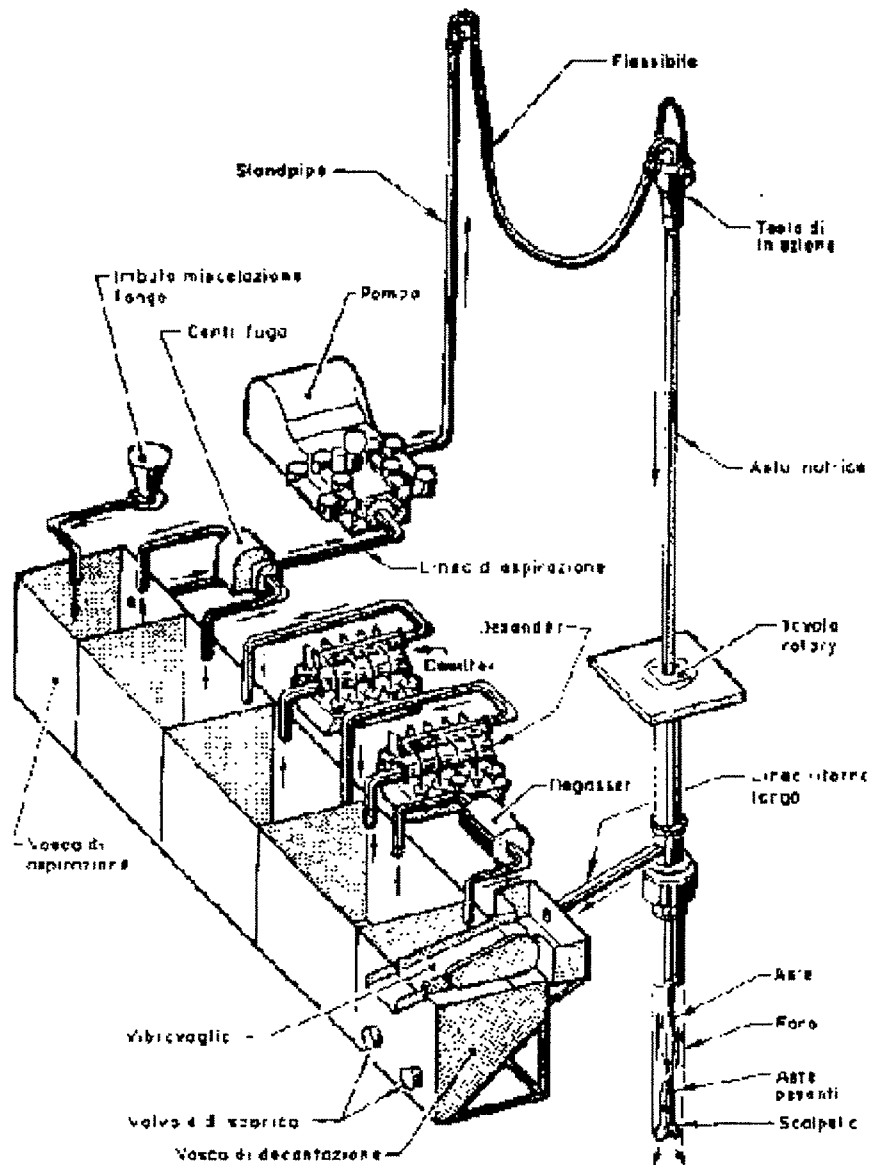
Foto di jack-up con nave appoggio

2.3.1 Tecniche di perforazione e circolazione dei fluidi di perforazione

Le moderne perforazioni per la ricerca di idrocarburi in mare vengono effettuate mediante un impianto di perforazione assemblato sul Jack-up. L'impianto è costituito dalla torre di perforazione o "derrick", l'argano, la tavola rotary, un sistema di vasche e pompe per il fango, l'attrezzatura di perforazione (aste e scalpelli), i generatori di elettricità e i motori. Per la circolazione del fango nelle perforazioni in mare si utilizza un tubo a cannocchiale di larghe dimensioni, detto "riser", che collega la testa pozzo, posizionata sul fondo del mare, con l'impianto in superficie.

Nel sistema rotary, lo scalpello poggia sul fondo del pozzo ed è collegato alla superficie da una serie di aste cave, avvitate l'una nell'altra, al cui interno circola il fango di perforazione, messo in movimento da un sistema di pompe idrauliche. La prima di queste aste, partendo dalla superficie, ha sezione poligonale (asta quadra) e passa attraverso una piastra (tavola rotary) che presenta un foro della stessa sezione. La tavola rotary ruotando mette in movimento l'insieme delle aste e lo scalpello presenti nel pozzo. La batteria (aste e scalpello) è sospesa ad un gancio a sua volta collegato ad un cavo che scorre su un sistema di carrucole appese alla sommità della torre di perforazione. Attraverso un manicotto flessibile, collegato all'estremità superiore dell'asta quadra, viene iniettato a pressione il fango, un fluido generalmente costituito da acqua e polimeri biodegradabili, la cui composizione viene costantemente controllata al fine di rispondere, in ogni momento della perforazione, a determinate caratteristiche di densità e viscosità, controbilanciando così la pressione dei fluidi presenti nelle formazioni mediante la creazione di un sottile pannello impermeabile lungo le pareti del foro; il fango inoltre, uscendo a pressione dagli ugelli dello scalpello, opera un'azione di disgregazione della roccia permettendone la risalita a giorno, oltre a raffreddare e a lubrificare lo scalpello stesso. Si prevede, per lo svolgimento della perforazione del pozzo, un fabbisogno medio di acqua dolce di $20 \text{ m}^3/\text{giorno}$ per il confezionamento del fango. L'approvvigionamento avverrà giornalmente tramite trasporto da terra con un supply vessel.

Con il procedere della perforazione, al fine di garantire la stabilità delle pareti del pozzo, vengono discesi, ad intervalli decisi in base alla stratigrafia e al top dell'obiettivo da raggiungere, una serie di tubi di acciaio - detti casing o colonne - di diametro inferiore a quello dello scalpello e decrescenti a partire dalla superficie. I casing hanno la primaria funzione di evitare il crollo delle pareti del foro, con conseguente perdita della batteria di perforazione; inoltre la cementazione dei casing alle pareti del pozzo evita la venuta di fluidi (acque di formazione o idrocarburi) dalle formazioni attraversate, che potrebbero compromettere la sicurezza del sondaggio.



Schema del circuito del fango in un impianto rotario

Prima di iniziare la perforazione sarà posizionata sul fondo del mare la testa pozzo, una struttura fissa collegata al primo casing, al quale vengono fissate le attrezzature di sicurezza (BOP) ed il riser.

Da quanto brevemente illustrato e sulla base della successione stratigrafica ipotizzata è stato stabilito il seguente programma di tubaggio:

Fase 1: perforazione con scalpello da 32" dal fondo del mare fino a circa 120m. Discesa e cementazione di un tubo guida da 30". La posa della colonna alla profondità indicata è dettata dalla necessità di mantenere la verticalità del pozzo.

Fase 2: perforazione con scalpello da 26" fino a circa 600 metri. Discesa e cementazione di un casing da 20" dal fondo del mare fino alla profondità di circa 600 metri. Il casing verrà cementato fino a fondo mare. Anche per questa fase la posa della colonna alla profondità indicata è dettata dalla necessità di mantenere la verticalità del pozzo.

Fase 3: perforazione con scalpello da 17"1/2 da 600 fino a circa 2100 metri. Discesa e cementazione di un casing da 13" 3/8 dal fondo del mare fino alla profondità di circa 2100 metri. Il casing verrà cementato fino a 750 m.

Fase 4: perforazione con scalpello da 12"1/4 da 2100 fino a circa 3310 metri. Discesa e cementazione di un casing da 9" 5/8 dal fondo del mare fino alla profondità di circa 3310 metri. Il casing verrà cementato fino a 2000 m.

Fase 5: perforazione con scalpello da 8"1/2 da 3310 fino a circa 4300 metri. Discesa e cementazione di un liner da 7", ancorato a 3150 metri all'interno della colonna 9" 5/8. Detta fase è stata condizionata dalla necessità di isolare la zona eventualmente produttiva dal resto del giacimento.

Fase 6: perforazione con scalpello da 6" da 4300 fino a 4700 m (profondità finale). La posa di un eventuale liner finestrato da 4"1/2 è subordinata dalla tenuta del foro. In caso contrario le prove verranno effettuate in foro scoperto. La posa del liner da 4"1/2 in corrispondenza della zona produttiva garantirebbe il necessario isolamento nel caso fossero presenti piccoli strati imbevuti ad acqua.

La cementazione delle suddette colonne verrà effettuata mediante la tecnica della risalita, del cemento posto nell'intercapedine tra foro e colonna al fine di garantire l'isolamento tra le formazioni attraversate e la superficie. Nel caso del casing da 20" la cementazione si arresterà a non meno di 10 m dal fondo mare. L'attesa per la presa del cemento non sarà inferiore alle 4 ore, per ogni discesa casing, prima di riprendere le operazioni di perforazione.

4700		4500		4000		3500		3000		2500		2000		1500		1000		500		0			
4500 m		4001 m		3941 m		3425 m		3281 m		3149 m		3080 m		2478 m		1980 m		787 m					
JUR.		CRETACEOUS		PALEOGENE		NEOGENE		QUATERNARY												DEPTH			
BARRHEMIAN		APTIAN		ALBAN		ZEMKAVIAN		SENONIAN		TURONIAN		Eocene PALEOCENE		OLIGOCENE		MIOCENE		PLIOCENE		PLEISTOCENE		AGE	
MAIOLICA		SCAGLIA		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		FORMATION	
MAIOLICA		SCAGLIA		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		LITHOLOGY	
MAIOLICA		SCAGLIA		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		SANTERNO		OBJECTIVE	
LINER 4" 1/2		LINER 7"		CSG 9" 5/8		CSG 13" 3/8		CSG 20"		CP 30"												CASING	
6"		8" 1/2		12" 1/4		17" 1/2		26"		32"												PHASE	
1 sample every 2 m 3 series		1 sample every 2-3 m - 3 series		1 sample every 10 m - 3 series																		SAMPLES	
Source rock every 10 m		Source rock every 25 m		Source rock every 50 m																			Source rock
Mini head space every 10 m		Mini head space every 25 m		Mini head space every 50 m																			Mini Head Space
																						CORES	
FMI-ARI-APS-DSI HNGS-MCFL poss. UBI-GR MDT Dual Packer		PI-AS-GR-SP-SHDT		NO ACQUISITION		NO ACQUISITION																LOGS	
				V S P																		SEISMIC	
																						OVERPRESSURES LOSSES	
FW-PA-XC 1050 g/l		FW-PA-XC 1080 g/l		FW-K2-GL 1100 - 1430 g/l		FW-K2-GL 1200 g/l		FWGE 1100 g/l														MUD	
																						NOTES	

P.T.D. = 4700 m

Prognosi e programma tubaggi del pozzo Elisa 2

2.3.2 Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali

Prima, durante e dopo lo svolgimento delle attività di perforazione in mare, particolare cura sarà posta nell'applicazione di una serie di provvedimenti e tecniche per la prevenzione dei rischi ambientali.

2.3.2.1 Sopralluogo dell'ubicazione scelta (well site survey)

Sul sito ove realizzare il pozzo sarà effettuato un sopralluogo a mezzo di apposite navi con lo scopo di raccogliere una serie di informazioni sul fondo del mare, disegnare un quadro ambientale completo e definire tutti gli interventi necessari a prevenire possibili rischi per l'ambiente, proteggere zone di particolare sensibilità e posizionare con sicurezza le strutture necessarie alle operazioni di perforazione.

Per ottenere questi risultati è necessario eseguire su un'area di almeno 1 km²:

- un accurato rilevamento della profondità del fondale marino;
- uno studio sulla natura del fondo marino e dei suoi aspetti morfologici per individuare il tipo di sedimenti presenti
- una lito-stratigrafia del fondo marino fino alla profondità di almeno 10m;
- un rilevamento particolareggiato del fondale mirato a individuare:
relitti, residui bellici, manufatti, irregolarità del fondale, ostruzioni, massi erratici, rocce affioranti e, comunque, ogni ostacolo che possa interferire con le operazioni di posizionamento dell'impianto o delle operazioni di perforazione;
- una delimitazione areale e in profondità di eventuali sacche di gas superficiali che rappresentano un pericolo durante la prima fase di perforazione;
- determinazione della eventuale presenza di Posidonia Oceanica al fine di evitare interferenze con la specie.

Saranno quindi adottate le seguenti tipologie di rilievo geofisico:

- **digitale** per la determinazione delle situazioni di eventuale pericolo alla perforazione fino a 1000m dal fondo del mare. Le attrezzature utilizzate saranno una sorgente di energia tipo air/water gun, un cavo sismico di 600m di lunghezza con 48 gruppi di ricevitori;
- **analogico** per un accurato dettaglio stratigrafico superficiale (fino a 100-200m dal fondo mare), con individuazione di eventuali pericoli alla perforazione e per ricostruire la morfologia del fondale. Le attrezzature utilizzate saranno la sorgente di energia air gun ed il Side Scan Sonar.

- **magnetometrico** per l'individuazione di eventuali materiali ferrosi, relitti, cavi, metanodotti presenti nell'area interessata al rilievo.

Prelievi del fondale marino, se necessari, saranno eseguiti impiegando un carotiere a gravità o una benna.

Durante le fasi del rilievo verranno inoltre registrati i dati di profondità a fondo mare per mezzo di ecoscandaglio idrografico. Le operazioni di acquisizione dei dati sono condotte da navi appositamente attrezzate, dotate di propulsori a elica, atte ad assicurare una bassa rumorosità eseguendo i rilievi a velocità non superiore a 3 nodi. Il mezzo navale è assistito da mezzi appoggio con lo scopo di monitorare l'area delle operazioni e di segnalare la presenza di un cavo di traino ai natanti che transitano nella zona interessata dai rilievi.

Il sopralluogo avrà una durata di circa 3 giorni.

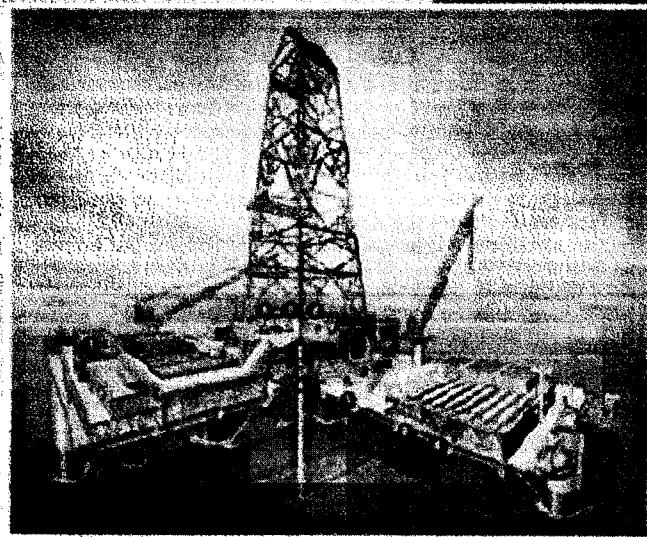
2.3.2.2 Apparecchiature di sicurezza (Blow out preventers)

Durante la fase di perforazione può realizzarsi il rischio di eruzioni incontrollate di idrocarburi liquidi e gassosi allorquando la pressione esercitata dai fluidi presenti nelle formazioni supera la pressione idrostatica del fango di perforazione. Tale condizione si riconosce quando appositi sensori visivi ed acustici accertano l'aumento di volume del fango nelle vasche.

I **Blow Out Preventers (B.O.P.)** sono delle attrezzature di sicurezza che hanno la precisa funzione di prevenire, od ostacolare, la fuoriuscita incontrollata di fluidi (fango e idrocarburi) dal pozzo.

I B.O.P., montati sulla testa-pozzo a fondo mare, dispongono di una serie di saracinesche che si chiudono sulle aste, a pozzo libero o tubato, e sono azionati da dispositivi automatici localizzati sull'impianto di perforazione.

Una volta bloccato il flusso e chiuso il pozzo, si provvede a mettere in atto tutte le procedure operative necessarie a ripristinare le condizioni di equilibrio nel pozzo, con pompaggio di fango a densità superiore a quella del fluido di formazione.



Subsea Drilling System Components (Surface)

Control System

1. Auxiliary Remote Control Panel and Operator Desk
2. Driller's Panel
3. Hydraulic Power Unit with Hydraulic and Electrical Controls
4. Inhibitor Bank
5. Hoist/Cable Rents

Choke System

6. Choke Manifold
7. Choke Manifold Control Console

Riser System

8. Telescopic Joint

Subsea Drilling System Components (Subsea)

Control System

1. Control Hoist/Cable Buncher
2. Hoist/Cable Buncher
3. Control Panel

Riser System

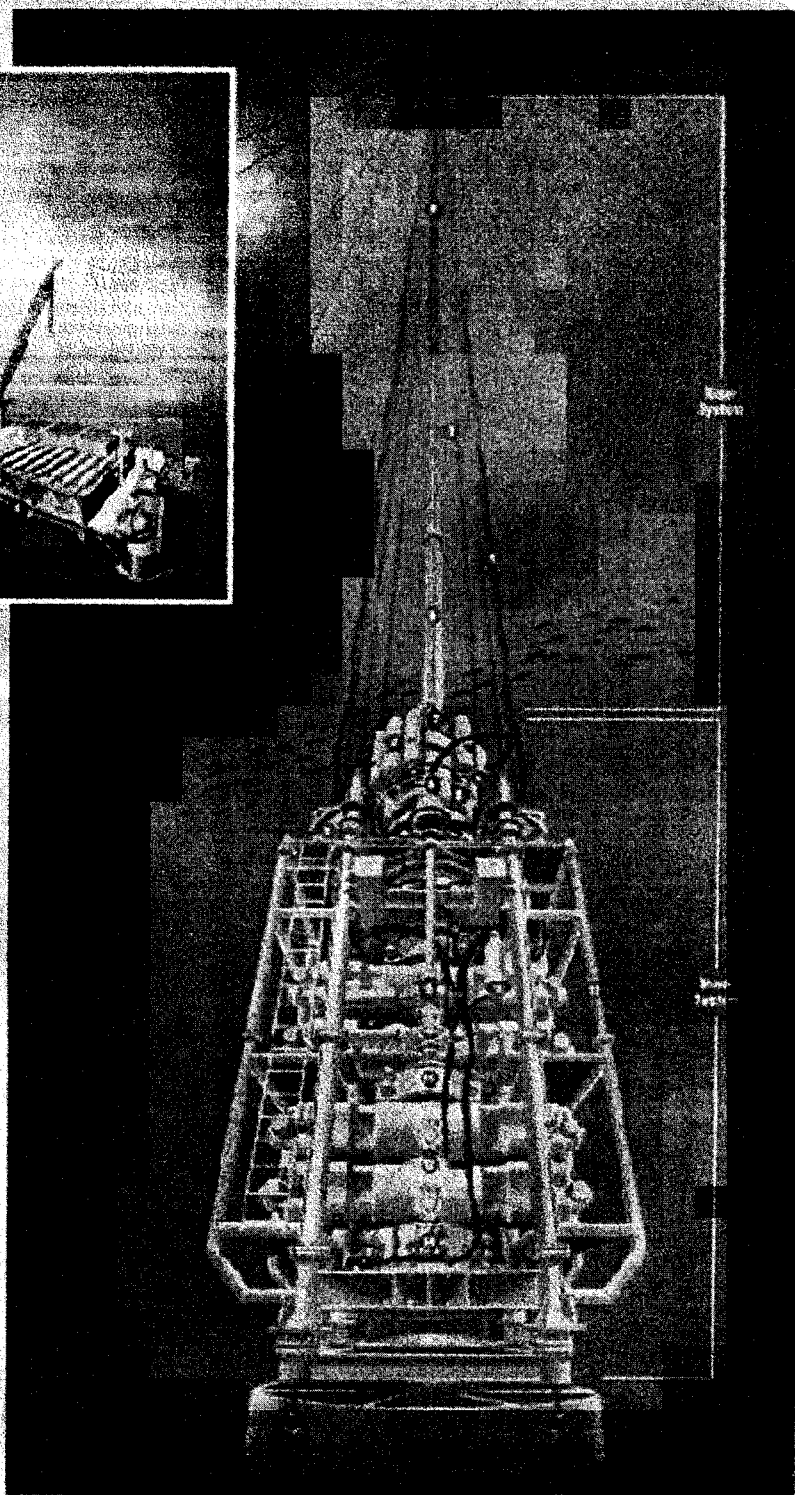
4. Riser Fill-Up Valve
5. Riser Connector Hardware
6. Riser Joint

Lower Marine Riser Package

7. Jumper
8. Annular BOP
9. Choke/GI Connector

BOP Stack

10. Isolated Gate Valve
11. BOP
12. BOP Type 100
13. Choke Function
14. Control Connector



Schema delle apparecchiature di sicurezza a fondo mare

2.3.2.3 Emissioni di gas

In generale i gas provenienti dalle formazioni sono, anche se in concentrazione diversa, H₂S (Solfuro di Idrogeno) e in misura lievemente minore CO₂ (Biossido di Carbonio); entrambi sono tossici e possono provocare forme di avvelenamento nell'uomo, nella fauna e nella flora.

La piattaforma di perforazione è dotata, in prossimità della tavola rotary, all'uscita del fango dai vibrovagli, al piano sonda, ai preventers, vicino i bacini di sedimentazione e lungo tutto il suo perimetro, di **sensori di gas** collegati con sistemi di allarme acustico che si azionano allorquando viene superata la concentrazione di 10 ppm per H₂S e 5000 ppm per CO₂.

I valori 10 e 5000 ppm rappresentano i limiti di soglia (TLW-TWA) stabiliti dall'ACGIH (American Conference of Governmental and Industrial Hygienist) e rappresentano una concentrazione media ponderata (per una giornata di 8h per 40h settimanali) a cui i lavoratori possono venire esposti giornalmente senza effetti negativi.

Segnalatori visivi del tipo a luci lampeggianti ed indicatori della direzione del vento sono inoltre presenti sulla piattaforma per meglio localizzare, nel caso ci sia la necessità, la via da seguire per l'abbandono immediato.

2.3.2.4 Tecniche di prevenzione inquinamento marino

L'impianto di perforazione off-shore è dotato di un sistema drenaggi e contenitori onde impedire qualsiasi sversamento in mare di acque piovane contaminate, fango di perforazione e/o oli di sentina. Detti rifiuti vengono raccolti in cassonetti e trasferiti a terra per il successivo smaltimento finale. I detriti di perforazione sono anch'essi raccolti in cassonetti e trasferiti a terra per il trattamento e lo smaltimento finale.

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

La testa pozzo, montata in fondo al mare, è dotata di apparecchiature di sicurezza (BOP), comandate dall'impianto di perforazione, il cui scopo è quello di bloccare fuoriuscite incontrollate di fluidi di strato (olio, gas, acqua). Queste apparecchiature vengono montate in numero e tipo tali da garantire la tenuta idraulica sulla pressione esercitata dai fluidi di strato con tutta l'attrezzatura che si può avere in pozzo al momento dell'eruzione ed anche con pozzo senza attrezzatura. Inoltre il

loro numero e la sequenza di montaggio sono tali da consentire in caso di malfunzionamento di una di queste, di poter impiegare quella montata in successione.

L'impianto di perforazione è assistito 24 ore su 24 da una nave appoggio che, oltre a fungere da stoccaggio temporaneo per i materiali necessari alla perforazione (gasolio, acqua, bentonite, barite, casings), è dotata di opportuna scorta di disperdente e attrezzata con appositi bracci per il suo eventuale impiego in mare in caso di sversamenti accidentali di olio.

La base di appoggio a terra (Ortona) sarà dotata dell'attrezzatura necessaria per un primo intervento di emergenza tramite le navi appoggio in caso di sversamenti accidentali di olio in mare.

L'attrezzatura citata consisterà in:

- 500m di barriere antinquinamento;
- 2 skimmer (recuperatori meccanici) per la raccolta dell'olio galleggiante sulla superficie dell'acqua;
- 200 fusti di disperdente chimico;
- materiale oleo-assorbente (sorbent booms, sorbent blanket, ecc.).

2.3.3 Misure di attenuazione di impatto ed eventuale monitoraggio

Il monitoraggio delle operazioni di perforazione inizia con il sopralluogo al sito di possibile ubicazione per ottenere tutte le informazioni sul fondale marino, disegnare un quadro ambientale completo e definire tutti gli interventi necessari a prevenire possibili rischi per l'ambiente, proteggere zone di particolare sensibilità e posizionare con sicurezza le piattaforme di perforazione.

La piattaforma di perforazione, prima di essere posizionata sull'ubicazione prescelta, dovrà essere dotata di un sistema antinquinamento così predisposto:

- Piani di lavoro (piano sonda, main deck, ecc.) provvisti di drenaggi che impediscano qualsiasi fuoriuscita in mare e raccolgano le acque piovane, quelle di lavaggio impianto e gli eventuali sversamenti di fango sui piani in apposite vasche.
- Svuotamento periodico delle vasche con trasbordo nelle cisterne della nave appoggio (supply-vessel), che staziona 24 ore su 24 nelle immediate vicinanze della piattaforma, e successivo trasporto via terra a idonei recapiti per lo smaltimento.

- La sala macchine, la zona pompe e quella motori dotate di sentina per la raccolta di liquidi oleosi provenienti da tutte le zone in cui sono possibili sversamenti di oli lubrificanti.
- I liquidi raccolti tramite pompa di rilancio inviati ad un impianto separatore olio-acqua; l'acqua separata inviata nella vasca di raccolta dei rifiuti liquidi; l'olio stoccato in appositi fusti in attesa di essere trasportato a terra per lo smaltimento in loco dedicato.
- I detriti perforati, separati dal fango di perforazione ai vibrovagli, raccolti da una coclea ed inviati ad un cassonetto di raccolta della capacità di 6 m³ da rimpiazzare quando pieno, per essere poi inviati a terra.
- I rifiuti di bordo (lattine, bottiglie, imballaggi, ecc.) raccolti in cassonetti e periodicamente trasferiti sulla nave appoggio per il trasporto a terra.

2.3.4 Stima della produzione dei rifiuti, dell'emissione di inquinanti chimici nell'atmosfera e della produzione di rumori e vibrazioni

Durante le operazioni di perforazione inevitabilmente vengono prodotti dei rifiuti, così come l'impiego di motori diesel ed organi meccanici implicano la produzione di rumori e di emissione in atmosfera di inquinanti chimici.

2.3.4.1 Produzione dei rifiuti

I rifiuti sono costituiti da:

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

Una stima delle quantità di rifiuti che verranno prodotti durante la perforazione di un pozzo nell'area in esame, utilizzando i dati statistici raccolti per pozzi eseguiti in passato nelle vicinanze, è riportata in tabella:

Rifiuti urbani	Fango (solidi + acqua)	Detriti di perforazione	Liquami civili
ton.	m³	m³	m³
25	1800	600	3

2.3.4.2 Emissione di inquinanti chimici nell'atmosfera

Oltre alle già citate emissioni legate alla fuoriuscita di elementi gassosi col fluido di perforazione, altre sorgenti inquinanti dell'atmosfera sono i gruppi elettrogeni. Il loro grado d'impatto sulla componente ambientale "aria" è ampiamente condizionato dal loro regime di funzionamento, dalla potenza termica del motore e dal tipo di combustibile usato; tali fattori verranno in maniera continua tenuti sotto controllo, anche in funzione di quelle che sono le indicazioni specifiche imposte dalla normativa in materia di inquinamento dell'aria (D.P.R. 203/88 e D.M. 12/7/90). Sull'impianto sono installati 5 generatori di potenza pari a 1200 HP ciascuno. Dei 5 generatori uno è adibito al solo caso di emergenza, mentre gli altri 4 sono contemporaneamente in funzione in condizione di normale operatività. Il combustibile utilizzato è gasolio per autotrazione con tenore di zolfo inferiore allo 0,2 % in peso.

Dai dati forniti dai costruttori è stato sintetizzato, nella seguente tabella, il mix dei componenti in emissione per un singolo generatore:

portata gas di scarico (m ³ /h)	portata gas di scarico (kg/min)	temperatura (°C)
11.400	89,5	495

Idrocarburi Incombusti	CO	NO _x	SO ₂	Particolato (PTS)
72 g/h	607 g/h	8000 g/h	850 g/h	242 g/h
18 mg/Nm ³	150 mg/Nm ³	2000 mg/Nm ³	210 mg/Nm ³	60 mg/Nm ³

LIMITI DI LEGGE (D.M. 12/07/1990)

	650 mg/Nm ³	4000 mg/Nm ³		130mg/Nm ³
--	------------------------	-------------------------	--	-----------------------

Si osserva che i valori in emissione di CO, NO_x e PTS sono decisamente inferiori ai valori limite di legge.



2.3.4.3 Produzione di rumori

Sulla piattaforma di perforazione le fonti di rumore sono date da: motori diesel, tavola rotary, argano, pompe e cementatrici. Il rumore prodotto è di tipo a bassa frequenza ed è più intenso nella zona motori. Dai dati forniti dai costruttori in relazione al rumore prodotto dalle diverse attrezzature si hanno i valori mostrati nella seguente tabella.

Zona motori diesel	Piano sonda (tavola rotary e argano)	Zona pompe
100dB	90dB	90dB

2.3.5 Tecniche di trattamento e scarica dei rifiuti (compresi i detriti di perforazione)

A bordo della piattaforma vengono effettuati solo trattamenti relativi a:

- residui alimentari;
- liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa);
- liquami di sentina;

mentre vengono raccolti e trasferiti a terra per successivo trattamento e smaltimento:

- fango di perforazione;
- detriti perforati;
- acque di lavaggio;
- oli;
- rifiuti solidi urbani e assimilabili.

I *residui alimentari* vengono scaricati in mare solo se di dimensioni che attraversino la rete di un setaccio le cui maglie abbiano un diametro di 25 mm, come stabilito dalle norme internazionali "MARPOL" (Marine Pollution). A questo scopo i residui vengono sottoposti a preventiva triturazione.

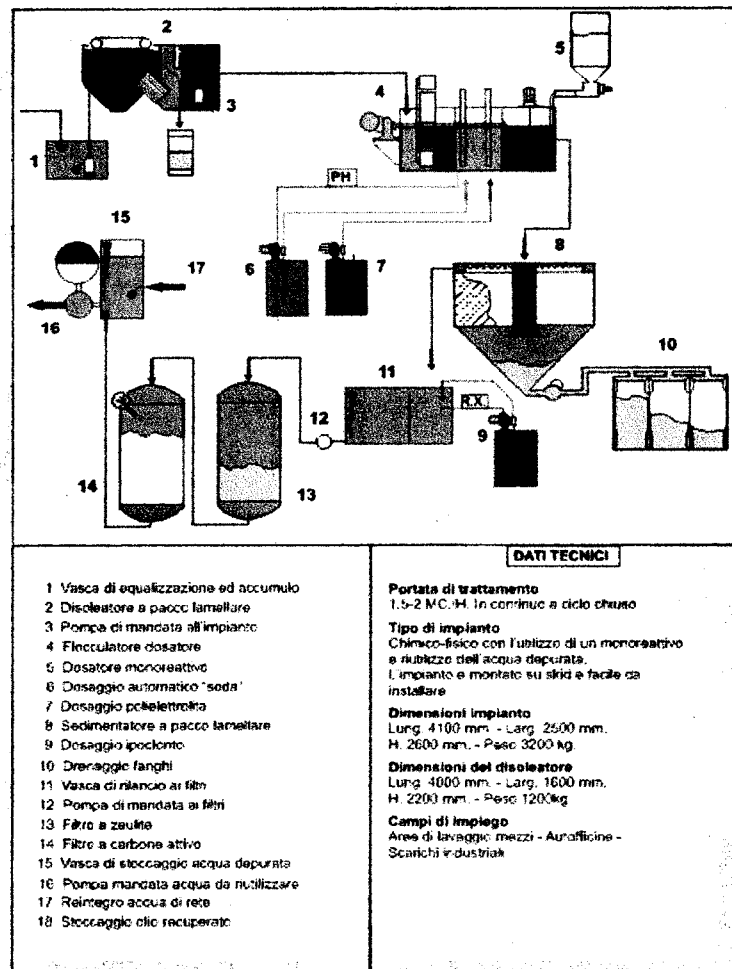
I *liquami civili* prima di essere riversati in mare sono trattati con impianto biologico di depurazione omologato RINA. Lo scarico avviene in conformità con quanto stabilito dalla Legge 662/80, che si adegua alla normativa internazionale "MARPOL".

I *liquidi di sentina*, costituiti da olio ed acqua mescolati tra loro, vengono trattati mediante separatore, che provvede alla separazione delle due fasi. L'olio viene filtrato e raccolto per essere

successivamente infustato e trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli Esausti. L'acqua è inviata alla vasca di raccolta rifiuti liquidi, fango ed acque piovane e/o di lavaggio.

I rifiuti non trattati vengono trasferiti dalla nave appoggio in cisterne, autospurghi e cassonati a tenuta stagna, che li portano presso un centro di trattamento dove si effettuano i processi di innocuizzazione, disidratazione e depurazione.

I *detriti di perforazione* (cuttings) in uscita dal vibrovaglio, una volta portati a terra, vengono stoccati inizialmente in un corral in acciaio o cemento e in un secondo momento inertizzati con cemento, quindi previo controllo della composizione con test di eluizione con acido acetico (D.C.I. 14/7/86), prelevati con automezzi autorizzati e trasportati in opportuna discarica ai sensi del D.Lgs.22/97.



Schema di trattamento fanghi e detriti

I *fluidi* (fanghi e acque di lavaggio), non più idonei per la perforazione, vengono portati in un centro di trattamento dove, dopo un passaggio in una vasca di equalizzazione per stabilizzare il valore del

pH, vengono sottoposti al trattamento chimico-fisico di destabilizzazione e successiva disidratazione a mezzo centrifuga, al fine di eliminare tutte le componenti inquinanti presenti nel fango e di modificarne le sue caratteristiche in modo da renderlo compatibile con la sua destinazione finale.

Il processo di destabilizzazione consiste nell'aggiunta al fango di coagulanti di natura organica (policloruro di Al, cloruro ferrico, solfato di Al) che favoriscono la coagulazione e la flocculazione delle particelle solide; la successiva centrifugazione separa del tutto l'acqua dai fanghi.

I fanghi disidratati subiscono quindi il trattamento di inertizzazione e, previo controllo della composizione con test di eluizione con acido acetico (D.C.I. 14/7/86), smaltiti in una discarica opportuna ai sensi della normativa vigente.

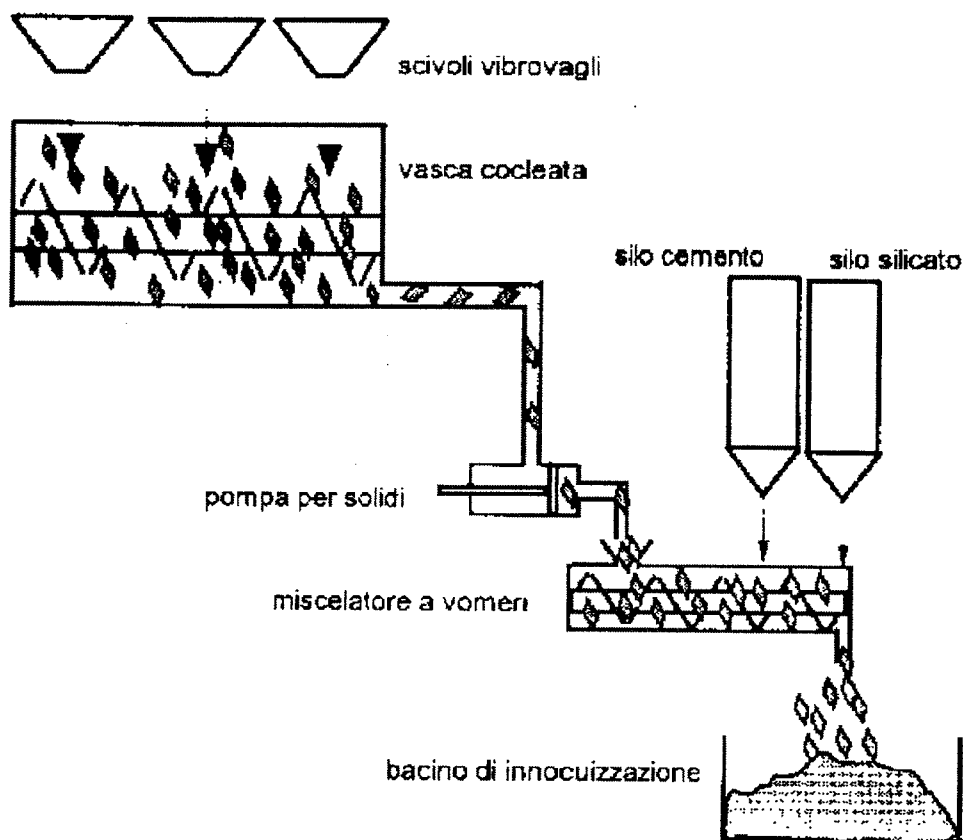


Figura 2.7 - impianto di innocuizzazione detriti perforati

Le acque provenienti dal trattamento di disidratazione, incluse le acque di lavaggio e le acque meteoriche, convogliate in un altro vascone di raccolta, vengono sottoposte al trattamento di depurazione chimico-fisica consistente nella neutralizzazione cioè aggiunta di NaOH che riporta il pH a valori di norma tra 7,5 e 8, e di un polielettrolita-cationico che favorisce prima la coagulazione e poi la formazione dei flocculi che vengono separati per decantazione e recuperati nei vasconi reflui ed inertizzati come precedentemente descritto. Il fluido residuo passa quindi attraverso opportuni filtri (filtro a sabbia e filtro a carbone), da cui l'acqua ormai chiarificata può essere riutilizzata nell'area del cantiere.

La eventuale presenza di idrocarburi liquidi comporterà la loro preventiva eliminazione e separazione dall'acqua in vasche con boe e teli assorbenti e al loro successivo stoccaggio in serbatoi impermeabili alloggiati all'interno di una vasca di contenimento in cemento armato prima della definitiva eliminazione da parte di Operatori specializzati nel settore muniti delle autorizzazioni previste dalla Legge (D.L. 27/1/92, n° 95).

Il trattamento dei cuttings e dei fluidi di perforazione, il trasporto e il loro successivo smaltimento definitivo viene effettuata da Operatori specializzati nel settore, muniti delle autorizzazioni previste dal D.Lgs. 22/97.

Pertanto il controllo che tutte le fasi si svolgano nel rispetto della normativa vigente in materia si attesta attraverso: le analisi chimico-fisiche dell'acqua depurata, dei detriti e fanghi inertizzati, il registro di carico e scarico e il certificato di avvenuto smaltimento.

2.3.6 Chiusura mineraria con programma di rimozione delle strutture o eventuale completamento

2.3.6.1 Chiusura mineraria

Nel caso di mancati indizi di manifestazioni durante la perforazione o a seguito di esito negativo o non economico da parte dei test condotti nelle formazioni obiettivo del sondaggio (in foro scoperto o tubato), il pozzo sarà considerato sterile e si procederà alla sua chiusura mineraria, cioè alla sequenza di operazioni che precede il suo definitivo abbandono.

La chiusura mineraria consiste:

- nel ripristino nel sottosuolo delle condizioni idrauliche precedenti la perforazione;
- nel ripristino sul fondo del mare delle condizioni morfologiche preesistenti.

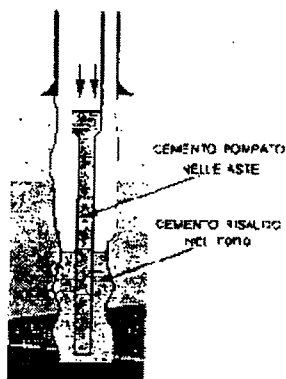
La prima condizione serve ad evitare la fuoriuscita a fondo mare di fluidi di strato e a garantire l'isolamento dei fluidi dei singoli strati.

Questo obiettivo si ottiene con l'uso combinato di:

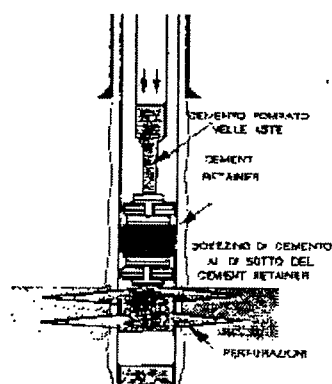
- tappi di cemento nel casing o nel foro;
- squeeze di cemento nella formazione attraversata;
- bridge-plugs;
- fango a densità calibrata.

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

**CEMENTAZIONE AL FONDO
IN FORO NON TUBATO**



**CEMENTAZIONE INTERVALLI
TESTATI IN FORO TUBATO**



CEMENTAZIONE A TESTA POZZO

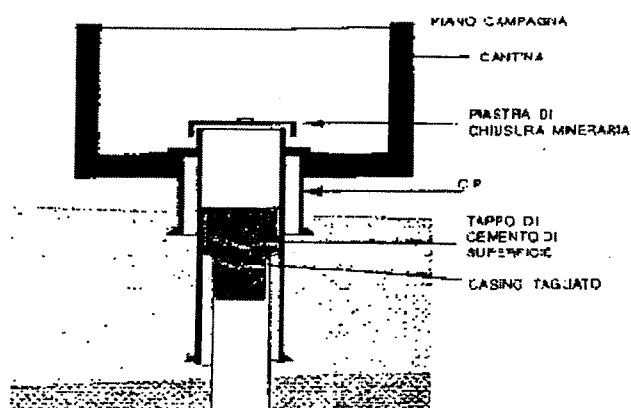


Figura 2.8 - Tecniche di chiusura mineraria con tappi di cemento

In caso di chiusura mineraria con o senza l'esecuzione di test in foro scoperto, dei tappi di cemento, di almeno 50m, vengono posti in corrispondenza di quei livelli con caratteristiche di maggiore porosità e permeabilità al fine di evitare qualsiasi movimento di fluidi (liquidi o gassosi) dalle formazioni al pozzo; mentre un ulteriore tappo di cemento di 100m sarà realizzato tra la scarpa dell'ultima colonna discesa (50m) ed il foro scoperto (50m).

Se la chiusura mineraria viene decisa dopo l'esecuzione di test a esito negativo e in foro tubato, ogni livello provato dovrà essere chiuso con Cement Retainer, squeezing di cemento, isolato con un bridge-plug, posto al di sopra degli intervalli sparati e cementato con un tappo al di sopra, di almeno 50m.

Nel restante foro tubato non soggetto a prove è prevedibile la posa di minimo 2 tappi di cemento posti a profondità da definire e di lunghezza non inferiore ai 100 metri e di un tappo superficiale di circa 200 m.

Il ripristino del fondo del mare sarà effettuato, dopo l'esecuzione del tappo di cemento superficiale, con il taglio delle colonne sporgenti (come prescritto dal D.P.R: 886/79) che potrebbero provocare danno alle reti di pesca utilizzate dai pescherecci.

2.3.6.2 Prove di produzione

Alla conclusione della perforazione del pozzo esplorativo, nel caso che siano stati rinvenuti idrocarburi, si procederà all'esecuzione di prove che accertino la produttività dei livelli mineralizzati.

I fluidi eventualmente erogati saranno così distribuiti:

- gas: bruciato in torcia
- olio: convogliato in contenitori dedicati e quindi trasportati a terra mediante nave appoggio

2.3.6.3 Completamento del pozzo e misure di prevenzione dei rischi ambientali

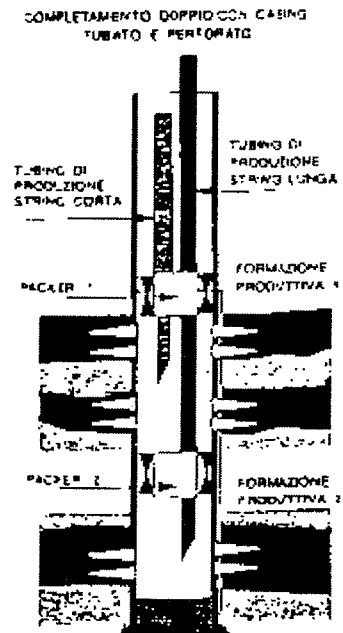
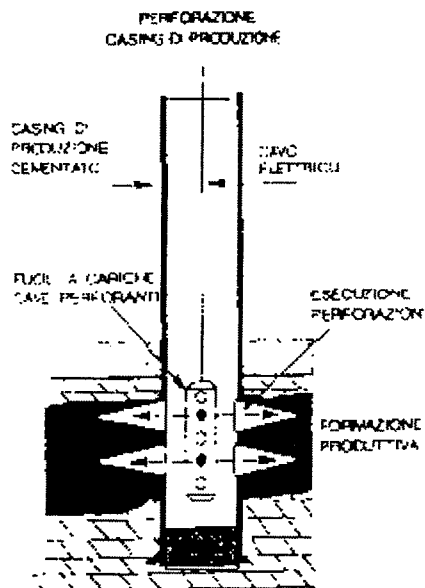
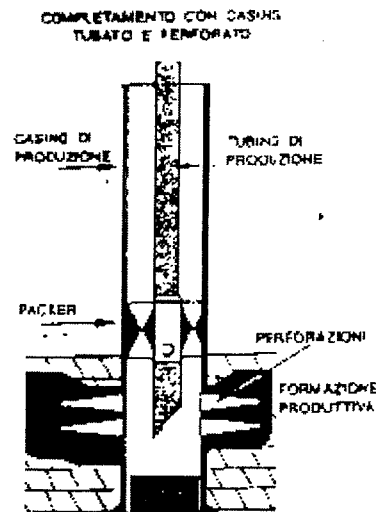
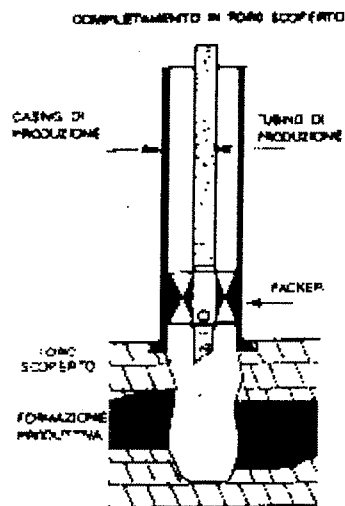
Nel caso che l'esito del sondaggio sia positivo ed economico, il pozzo verrà "completato" e preparato per la produzione.

Il completamento ha lo scopo di predisporre il pozzo alla produzione in modo permanente e in condizione di sicurezza.

I principali fattori che determinano il progetto di completamento sono:

- il tipo e le caratteristiche dei fluidi di strato (es. gas, olio leggero, olio pesante, presenza di idrogeno solforato o anidride carbonica, acqua di strato, ecc.);
- la capacità produttiva, cioè la permeabilità dello strato, la sua pressione, ecc.;

- l'estensione dei livelli produttivi, il loro numero e le loro caratteristiche;
- l'erogazione spontanea o assistita.



Tecniche di completamento pozzo

In funzione delle condizioni del pozzo rispetto agli intervalli produttivi, si hanno due tipi di completamento:

a) Completamento in foro scoperto

La zona produttiva è separata dalle formazioni superiori solo dalle colonne cementate durante la perforazione. E' un sistema utilizzato solo per formazioni compatte e stabili (calcari e/o dolomie) che non tendono a franare provocando l'occlusione del foro.

b) Completamento in foro tubato

La zona produttiva viene ricoperta con una colonna (casing o liner di produzione) a cui successivamente, per mezzo di cariche esplosive ad effetto perforante, vengono aperti dei fori che mettono in comunicazione gli strati produttivi con l'interno della colonna.

Il trasferimento degli idrocarburi dalla zona produttiva alla testa pozzo viene effettuato mediante una batteria di tubi di protezione detta "string di completamento" che consiste nella discesa in pozzo di una serie di tubini, del diametro di 3" 1/2 per il completamento singolo o di 2" 1/4 per il completamento doppio, fino all'intervallo produttivo della formazione. Questi tubini vengono fissati, all'interno del casing/liner, per mezzo di packer (guarnizioni di gomma ad alta pressione), permanenti o mobili, che isolano idraulicamente la parte di colonna in comunicazione con le zone produttive dal resto della colonna, che per ragioni di sicurezza viene mantenuta piena di fluido di completamento. All'interno della batteria di completamento vengono installate valvole di sicurezza (safety valve) che hanno lo scopo di chiudere automaticamente l'interno del tubing in caso di rotture incontrollate, bloccando il flusso di idrocarburi verso l'alto.

L'intera batteria viene quindi collegata a fondo mare ad una complessa serie di valvole per il controllo del flusso erogato (X-MAS Tree o Croce di produzione). L'installazione di una piattaforma fissa (monotubolare in questo caso) permetterà lo sfruttamento del giacimento a livello del mare.

2.3.7 Tempi di messa in posto dell'impianto, della perforazione, di eventuali prove di produzione, della rimozione delle strutture e dell'abbandono postazione

Tempi della messa in postazione dell'impianto

I tempi della messa in postazione sono legati al tipo di impianto che verrà utilizzato. Nel caso di Jack-up, il posizionamento potrà richiedere al massimo 3 giorni in quanto l'unica operazione da eseguire è la verifica di tenuta al fondo delle gambe.

Tempi di realizzazione della perforazione

Anche la stima del tempo necessario ad eseguire il sondaggio è soggetto a numerosi fattori (difficoltà di perforazione di alcune formazioni, prese di batteria, durata delle circolazioni, ecc). Nell'eventualità che le difficoltà operative siano ridotte al minimo la perforazione di un pozzo di circa 4700 metri, in queste condizioni geologiche, richiederà circa 90 gg.

Prove di produzione

I tempi per eseguire le eventuali prove di produzione dipenderanno dal numero di test che verranno programmati in funzione degli intervalli formazionali più interessanti ai fini di una corretta valutazione del reservoir. Tali prove verranno eseguite al termine della perforazione e successivamente al completamento del pozzo; per ogni prova la durata prevista è di circa 4 gg.

Rimozione strutture e abbandono postazione

E' prevedibile che un periodo di 2 gg. sia sufficiente per la rimozione delle strutture di fondo mare e l'abbandono della postazione.

SOMMARIO DEI TEMPI DI REALIZZAZIONE DELLA PERFORAZIONE

Operazione	Tempo Previsto (numero giorni)
Messa in postazione	3
Perforazione pozzo	90
Prova di produzione	4
Rimozione strutture e Abbandono postazione	2

2.3.8 Normativa e standard di riferimento

Tutte le attività vengono svolte in conformità alle normative vigenti in materia di sicurezza del lavoro e tutela dell'ambiente.

In particolare si fa riferimento a:

- R.D. 32719/42 "Codice della Navigazione"
- D.P.R. 328/1952 "Regolazione della Navigazione"
- D.P.R. 547/1955 "Norme per al prevenzione degli infortuni sul lavoro"

D.P.R. 303/1956	“Norme generali per l’igiene sul lavoro”
Legge 6/1957	“Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”
D.P.R. 128/1959	“Norme di polizia delle miniere e cave”
Legge 813/1967	“Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla Legge 11/01/57 n.6 sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”
D.M. 29/09/1967	“Approvazione del disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”
D.P.R. 886/1979	“Norme di sicurezza off-shore”
Legge 662/1980	“Ratifica ed esecuzione della convenzione internazionale per la prevenzione dell’inquinamento causato da navi e del protocollo sull’intervento in alto mare in caso di inquinamento causato da sostanze diverse dagli idrocarburi, con annessi, adottati a Londra il 2/11/73”
D.P.R. 691/1981	“Smaltimento oli esausti”
D.C.I. 27/07/1984	“Disposizioni per la prima applicazione dell’art: 4 del DPR 10/9/82, n.915”
Legge 441/1987	“Albo Nazionale Smaltitori”
D.P.R. 203/1988	“Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884, 84/360 e 85/203 concernenti norme in materia di qualità dell’aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e inquinamento prodotto dagli impianti industriali ai sensi dell’art. 15 della Legge 16/4/87 n. 183”
D.M. 12/7/1990	“Legge guida per il contenimento delle emissioni inquinanti degli impianti industriali e al fissazione dei valori minimi di emissione”
DPCM 1/3/1991	“Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”
D.M. 277/1991	“Norme in materia di protezione dei lavoratori dal rumore”

- D.L. 95/1992 “Attuazione delle direttive CEE 75/439 e 87/101, relative alla eliminazione degli oli usati”
- D.M.A. 28/7/1994 “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”
- D.M.A. 126/1994 “Attuazione degli artt. 2 e 5 del D.L. 8/7/94 n. 438 recante disposizioni in materia di riutilizzo dei residui derivanti da cicli di produzione o di consumo in un processo produttivo o in un processo di combustione, nonché in materia di smaltimento dei rifiuti”
- D.L. 616/1994 “Disposizioni in materia di riutilizzo dei residui derivanti da cicli di produzione o di consumo in un processo di combustione, nonché in materia di smaltimento dei rifiuti”
- D.L. 162/1995 “Disposizioni in materia di utilizzo dei residui derivanti da cicli di produzione o di consumo in un processo produttivo o in un processo di combustione, nonché in materia di smaltimento reflui”
- D.L. 113/1996 “Disposizioni in materia di riutilizzo dei residui derivanti da cicli di produzione o di consumo in un processo produttivo o in un processo di combustione, nonché in materia di smaltimento reflui”
- D.Lgs 624/1996 “Norme di sicurezza industrie estrattive”
- D.Lgs. 22/1997 “Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e rifiuti di imballaggio”
- D.Lgs. 152/1999 “Disposizioni per la tutela delle acque dall’inquinamento”

Norme Ingiuntive

Il D.P.R. n. 886 del 24/5/79 è la principale legge sulle norme di sicurezza nelle acque territoriali italiane e stabilisce condizioni e norme generali da applicare nel caso di impianti fissi e mobili off-shore e fa riferimento a varie altre norme di legge per antincendio, incidenti, relazioni scritte, dotazione di apparecchiature di salvataggio, ecc.



In particolare, tale Decreto è suddiviso nei seguenti argomenti:

- Provvedimenti generali, comprendenti responsabilità e organizzazione, limitazione di accesso, rapporti di incidenti, ecc.
- Sicurezza nelle attività di esplorazione.
- Sicurezza nelle attività di perforazione, comprendente i requisiti per la sottomissione del programma di perforazione, sicurezza dell'unità e delle apparecchiature di perforazione, sicurezza antincendio, comunicazioni, segnalazioni, prevenzione dell'inquinamento, regolamenti del personale, requisiti e organizzazione dei soccorsi.
- Norme di sicurezza per operazioni su tubazioni e apparecchiature di produzione, comprese le norme applicabili tratte da attività di perforazione, attività di workover, ecc.
- Provvedimenti temporanei.
- Avvisi, documentazione e altro materiale amministrativo.
- Provvedimenti penali.

2.4 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.

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

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

Il presente paragrafo intende fornire adeguate informazioni tecniche ed operative circa i rischi ambientali sul territorio dovuti alla perforazione di pozzi di coltivazione di gas naturale, dell'installazione di una nuova piattaforma.

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

- incendi ed esplosioni.

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

2.4.1 Eruzione Incontrollata

La fuoriuscita di idrocarburi per effetto di un incidente durante la perforazione di un pozzo è un evento a bassa probabilità di accadimento, come testimoniano le statistiche in merito. Negli ultimi 70 anni sono stati perforati, a terra e in mare, da tutte le compagnie operanti sul territorio nazionale, oltre 5000 pozzi.

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

Criteria di Valutazione per le Attività di Perforazione

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

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*". 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.

2.4.1.1 Analisi delle Frequenze

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

2.4.1.2 Analisi delle Conseguenze

Ancora oggi la simulazione, l'analisi e la valutazione preventiva dell'evolversi dei fenomeni di sversamento e diffusione di idrocarburi liquidi 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.

Per quanto concerne le tecniche utilizzate per il contenimento dei rischi di Blow-Out, si disporrà di una autonomia tecnologica che le Società contrattiste mettono a punto nel corso della loro attività. 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 della società 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 dalle Società per il contenimento dei rischi di *blow-out* in fase di perforazione.

2.4.2 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 *racket* 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.

2.4.3 Rilascio di gas e perdite di idrocarburi solidi

Durante l'attività di una piattaforma è possibile avere rilasci di idrocarburi attraverso:

- il bruciatore di spurgo;
- eventuali perdite.

Sulla piattaforma Elsa 2 è prevista l'installazione di un bruciatore di spurgo montato su braccio orizzontale snodabile. Il bruciatore di spurgo viene impiegato durante le prove di produzione, al fine di bruciare il gas non a specifica. L'utilizzo del bruciatore di spurgo è relativo, quindi, ad un periodo di tempo limitato, durante il quale si avrà l'emissione in atmosfera di bassi quantitativi di CO/CO₂.

I fluidi presenti in piattaforma che potrebbero essere fonte di inquinamento sono principalmente costituiti da gasolio. Il gasolio è utilizzato per alimentare il generatore elettrico di emergenza. Il serbatoio di stoccaggio del gasolio ha una capacità geometrica totale di 5,3 m³. Le precauzioni adottate consistono nel posizionamento dei serbatoi di stoccaggio in area sicura e nella presenza di una vasca di raccolta che convoglia eventuali tracimazioni verso il serbatoio di raccolta drenaggi.

2.4.4 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 da utilizzare è stata progettata in quest'ottica.

2.5 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, il personale operativo verrà addestrato su:

- Piano di Emergenza;
- Procedura di Emergenza pozzo in occorrenza di *Blow-Out*;
- Dispositivo di Emergenza Antinquinamento Marino;

- Procedura di Emergenza per costruzioni e installazioni off-shore.

L'attivazione del Piano di Emergenza comporta il coinvolgimento di risorse interne ed esterne 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.

Per la piattaforma Elsa 2, 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.

2.6 PRINCIPI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI

2.6.1 Prevenzione dei Rischi Ambientali durante la Perforazione

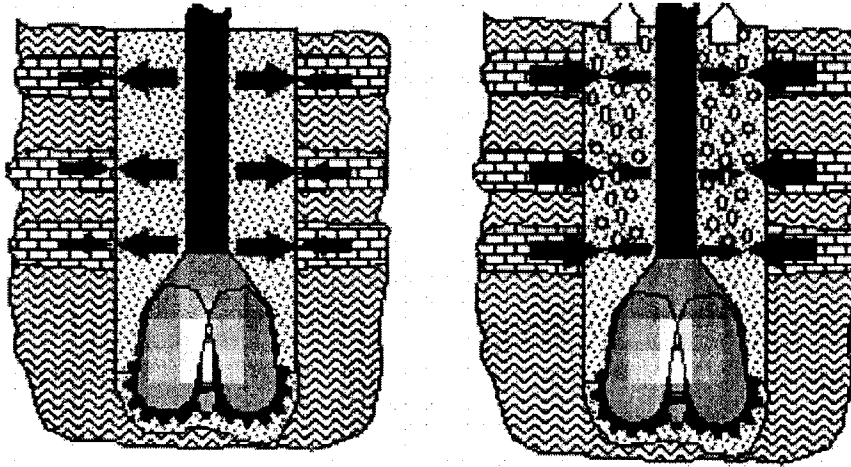
I rischi in fase di perforazione sono per lo più legati alla possibilità di un'eruzione incontrollata del pozzo, ovvero il rilascio incontrollato di fluidi di strato (acqua o idrocarburi). Per questo motivo durante la perforazione si prevedrà sempre e comunque la contemporanea presenza di almeno due 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.

2.6.1.1 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.).



Scalpello e Fango di Perforazione

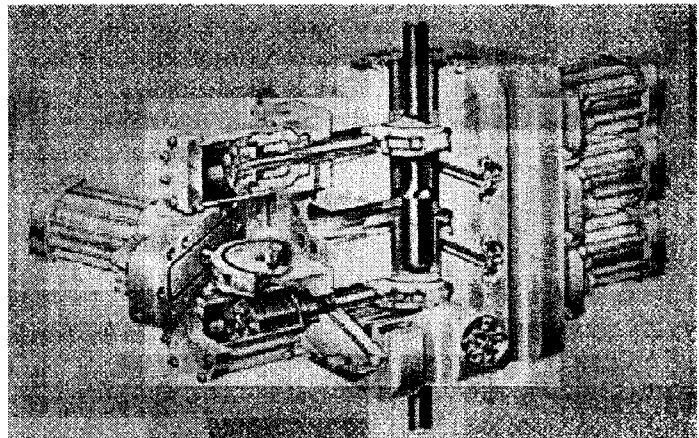
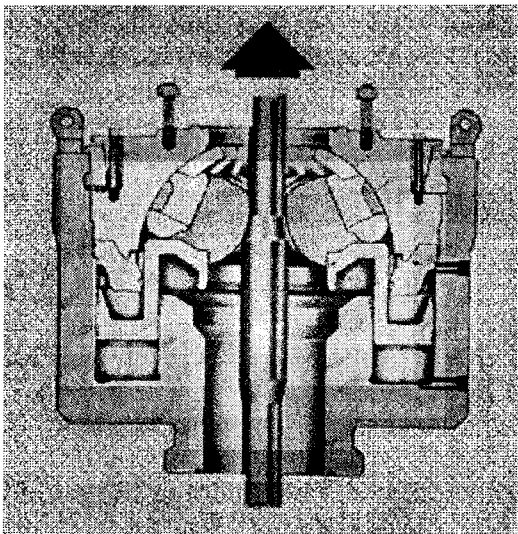
2.6.1.2 Apparecchiature di Sicurezza (Blow-Out Preventers)

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

- Il BOP anulare, o a sacco, per via della forma dell'organo di chiusura, montato superiormente a tutti gli altri. Esso dispone di un elemento in gomma, opportunamente sagomato, che sollecitato da un pistone idraulico con spinta in senso assiale, si deforma aderendo al profilo dell'elemento interno su cui fa chiusura ermetica. La chiusura avviene quindi per ogni diametro e sagomatura della batteria di perforazione o di *casing*. Anche nel caso di pozzo libero dalla batteria di perforazione, il BOP anulare assicura sempre una certa tenuta.
- Il BOP a ganasce, dotato di diverse coppie di saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo, che possono essere serrate tra loro da un meccanismo idraulico ad azionamento automatico, completamente indipendente dal resto dell'impianto. Il numero e la dimensione delle ganasce è funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione. È inoltre presente un set di ganasce

trancianti, "*shear rams*", che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. In caso di emergenza, le ganasce possono tranciare le aste di perforazione, qualora presenti all'atto della chiusura. Questi elementi sono normalmente messi insieme a formare lo "*stack BOP*", generalmente composto da 1 o 2 elementi a sacco e 3 o 4 elementi a ganasce. Le funzioni dei BOP sono operate idraulicamente da 2 pannelli remoti. Per la circolazione e l'espulsione dei fluidi di strato vengono utilizzate delle linee ad alta pressione dette "*choke*" e "*kill lines*" e delle apposite valvole a sezione variabile dette *choke valves* che permettono di controllare pressione e portata dei fluidi in uscita.

Tutte le funzioni dei BOP, così come tutte le valvole e linee di circolazione *kill* e *choke*, sono operate dalla superficie tramite comandi elettroidraulici. Inoltre, tutte le funzioni ed i comandi sono "*fail safe*". Per gli impianti galleggianti (diversi da quello proposto per Elsa 2) operanti su alti fondali, viene inoltre utilizzato uno *stack* di BOP installato sulla testa pozzo che si trova sul fondo mare.



Blow Out Preventers

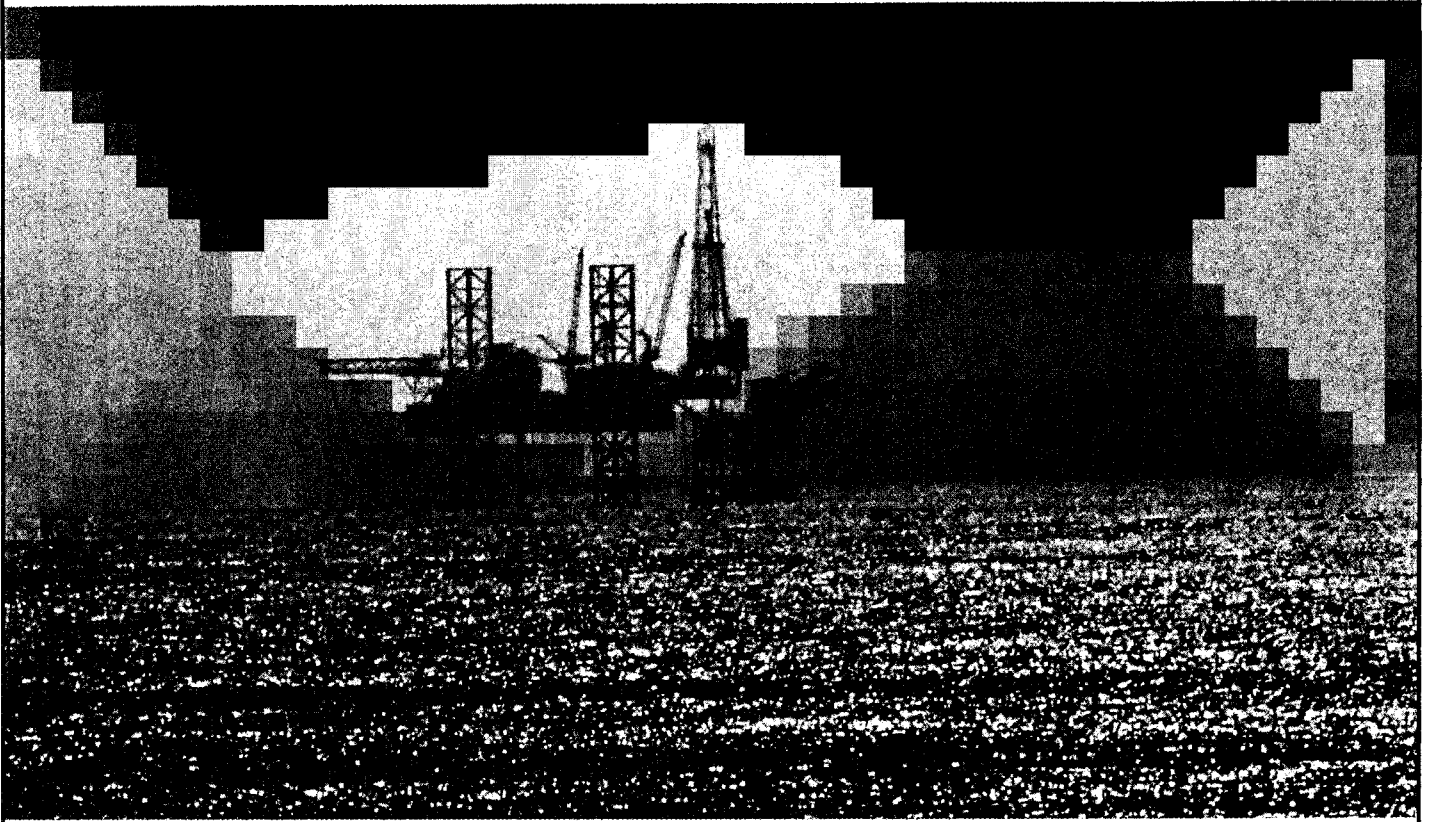
2.6.2 Monitoraggio dei Parametri di Perforazione

Il monitoraggio dei parametri di perforazione (essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative) viene operato da due sistemi indipendenti, ciascuno dei quali opera tramite sensori dedicati ed è presidiato 24 ore/giorno da personale specializzato. Il primo sistema di monitoraggio è compreso nell'impianto di perforazione, il secondo è composto da una cabina computerizzata, presidiata da personale specializzato, installata sull'impianto di perforazione per fornire l'assistenza geologica ed il controllo dell'attività di perforazione. In particolare, mediante

continue analisi del fango, vengono rilevati i parametri geologici inerenti le formazioni attraversate, nonché la tipologia dei fluidi presenti nelle stesse e le relative quantità, con metodi di misurazione estremamente sensibili, sia automatizzati, sia mediante operatore in modo da identificare in maniera sicura ed istantanea la presenza di gas in quantità superiori a quelle attese e rilevare 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 cuscinio di gas). Tutti i parametri controllati durante la perforazione vengono anche registrati dal personale specializzato e riportati sui documenti di bordo.



ALLEGATO 1
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE
DEL POZZO ELSA 2



Data di emissione: 9/07/2009

Emissione del: 9.07.09	Preparato da: Adelio Boccaccia	Controllato da: Pasquale Robustini	Approvato da: Giuseppe Rigo
AGGIORNAMENTI			



INDICE GENERALE

1. DATI GENERALI	Pag. 3
Diagramma Tempi/Profondità	Pag. 4
Previsioni litostratigrafiche e programmi operativi	Pag. 5
Programma tubaggi (calcolo dei volumi e dei materiali estratti)	Pag. 6
2. UBICAZIONE POZZO	Pag. 7
3. SEQUENZA OPERATIVA	Pag. 7
3.1 Tubo guida da 30"	Pag. 7
3.2 Foro da 26"	Pag. 7
3.3 Foro da 17" ½	Pag. 8
3.4 Foro da 12" ¼	Pag. 10
3.5 Foro da 8" ½	Pag. 11
3.6 Foro da 6"	Pag. 12
3.7 Programma prove e completamento	Pag. 13
3.8 Chiusura mineraria	Pag. 13
4. PREVISIONE SVILUPPO GRADIENTI E TEMPERATURE	Pag. 14
5. SCELTA QUOTA TUBAGGIO	Pag. 15

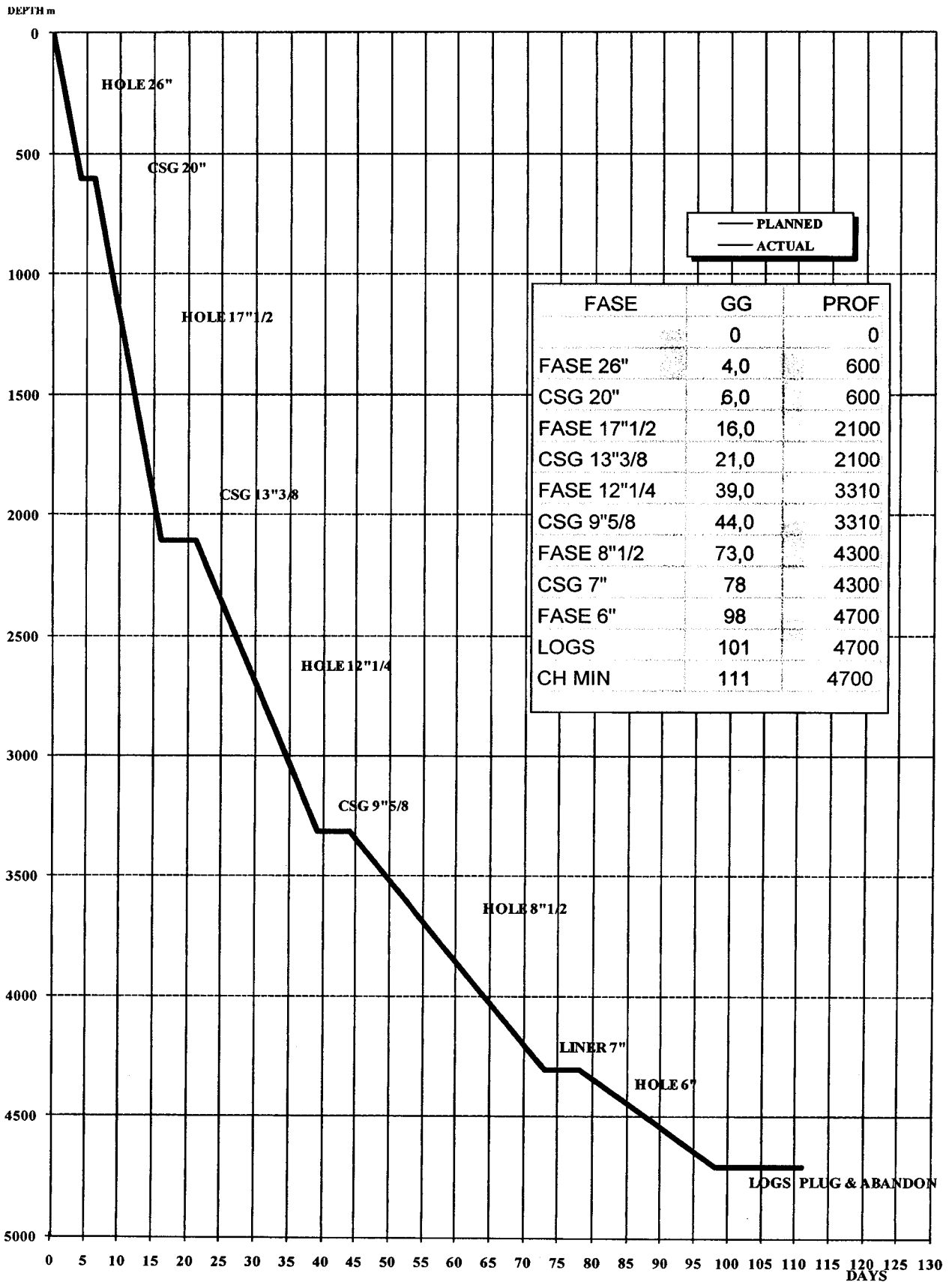


1. DATI GENERALI

POZZO ELSA 2						
FASE		26"	17"1/2	12"1/4	8"1/2	6"
PROFONDITA' (m)		600	2100	3310	4300	4700
C A S I N G	DIAM.	20"	13"3/8	9"5/8	7"	4"1/2
	Peso (lb/ft)	106.5	68	47 53.5	29	11.6
	Grado	J-55	N-80	P-110	P-110	L-80
	Connessione	ANT	ANT	T-BLUE	T-BLUE	T-BLUE
	Da (m)	P.C.	P.C.	P.C. 2000	3150	4250
	A (m)	600	2100	2000 3310	4300	4700
C E M E N T O	Classe	"G"	"G"	"G"	"G"	
	Top (m)	Fondo Mare	750	2000	3150	
	Malta leggera q.tà	97.4 m3		24.5 m3		
	Densità (kg/l)	1.5		1.50		
	Cemento q.tà	69.2 t		18.1 t		
	Malta pesante q.tà	15 m3	104,5 m3	22 m3	18.6 m3	
	Densità (kg/l)	1.90	1.90	1.90	2.0	
Cemento q.tà	19.8 t	137.9 t	29 t	21.6 t		
M U D	Tipo	FW-PO-KC	FW-FD-KC	FW-FD-KC	FW-PO-DIF	FW-PO-DIF
	Densità (kg/l)	1.10	1.20	1.43	1.08	1.05
L O G S	1° run			GR-DSHRLA	GR-DSHRLA	GR-DSHRLA
	2° run					SP - PEX
	3° run					MDT-GR
	4° run					FMI-GR
	Prove di Velocità			VSP	VSP	VSP
T O P F O R M A Z I O N I	Santerno	P.C.				
	Carassai		757			
	Santerno			2610		
	Gessoso Solfifera			3081		
	Schlier			3162		
	Bisciario			3261		
	Scaglia				3316	
	Maiolica				4168	
	FONDO POZZO					4650



DIAGRAMMA TEMPI / PROFONDITÀ



LUGLIO 2009



VEGA OIL S.P.A.
CISGAM Group

Pozzo ELSA-2

Programma di Perforazione

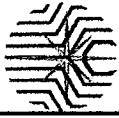
Pag. 5

di 15

PREVISIONI LITOSTRATIGRAFICHE E PROGRAMMI OPERATIVI

DEPTH	AGE	FORMATION	LITHOLOGY	OBJECTIVE	CASING	PHASE	SAMPLES	CORES	LOGS	SEISMIC	OVERPRESSURES LOSSES	MUD	NOTES
0	QUATERNARY	SANTERNO											
757 m	PLEISTOCENE	SANTERNO SHALES			CSG 20" CP 30" 120 m	32"	Washed & dried		NO ACQUISITION			FWGE 1100 g/l	
1180 m		CARASSAI SANDS			CSG 13" 3/8 2100 m	17" 1/2	Source rock		NO ACQUISITION	← V S P →		FW-K2-GL 1200 g/l	
2478 m	PLIOCENE	SANTERNO SHALES			CSG 9" 5/8 3310 m	12" 1/4	Mini Head Space		NO ACQUISITION			FW-K2-GL 1100 - 1430 g/l	
3000 m		MIOCENE	Gasoso Schiefer Bisciaro			LINER 7" 4300 m	8" 1/2	Source rock every 10 m	PI-AS-GR-SP-SHDT			FW-PA-XC 1080 g/l	
3281 m	PALEOCENE	OLIGOCENE				6"	Source rock every 25 m					FW-PA-XC 1050 g/l	
3316 m		PALEOCENE	Senonian Turonian			LINER 4" 1/2	Source rock every 50 m						
3425 m	PALEOGENE	Senonian				1 sample every 2 m 3 series	Mini head space every 10 m						
3841 m		Senonian	Senonian Turonian			1 sample every 2-3 m - 3 series	Mini head space every 25 m						
4001 m	CRETACEOUS	Senonian				1 sample every 10 m - 3 series	Mini head space every 50 m						
4188 m		Senonian	Senonian Turonian				Source rock every 10 m						
4500 m	CRETACEOUS	Senonian					Source rock every 25 m						
4500 m		Senonian	Senonian Turonian				Source rock every 50 m						
4700 m	JUR.	Senonian					Source rock every 10 m						

LUGLIO 2009



PROGRAMMA TUBAGGI

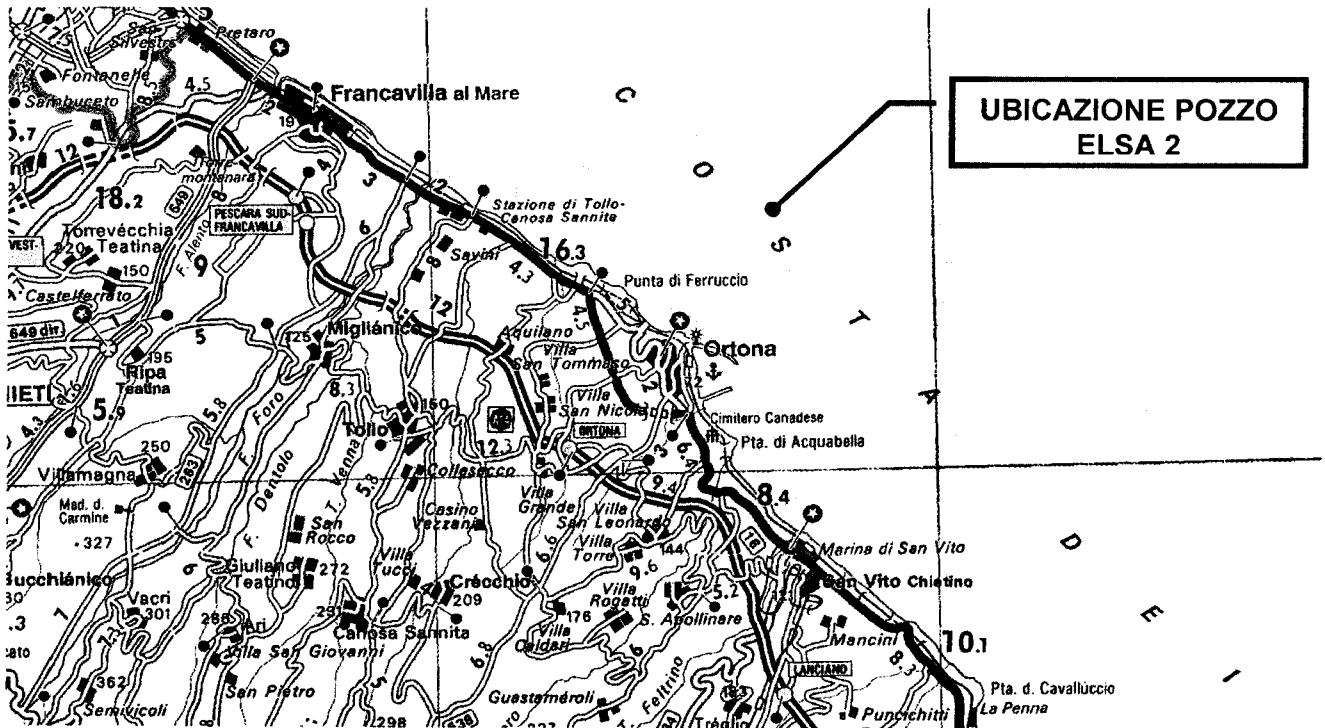
(CALCOLO DEI VOLUMI E DEI MATERIALI ESTRATTI)

Casing Diam (in)	Pozzo diam (in)	Programma Casing	Profondità (m)	Densità fango (Kg/lt)	Fango tipo
20"	26"		600	1.10	FW-PO-KC
13 3/8"	17"1/2		2100	1.20	FW-FD-KC
9 5/8"	12 1/4"		3310	1.43	FW-FD-KC
7"	8 1/2"		4300	1.08	FW-PO-DIF
4"1/2	6"		4700	1.05	FW-PO-DIF

Il quantitativo di detriti di perforazione (cuttings) del pozzo Elsa 2 sarà di circa **1300 Tonnellate**. Tale dato è stato desunto dal calcolo dei volumi totali delle previste fasi di perforazione, pari a circa **570 m³**.



2. UBICAZIONE POZZO



3. SEQUENZA OPERATIVA

3.1 TUBO GUIDA da 30"x 1" battuto a 120 m ca.

Istallare battipalo Delmag 44, discendere CP fino a fondo mare, rilasciare peso e registrare infissione spontanea. Collegare Battipalo e battere il CP fino a rifiuto.

3.2 FORO DIAM. 26" A 600 m

PERFORAZIONE

Saldare la flangia 29"1/2 sul tubo guida e montare il diverter spool, dotato di uscite laterali ed eseguire test di funzionalità. Confezionare 100 mc di Kill mud a densità 1.4 Kg/l. Assemblare BHA ed iniziare la perforazione del foro 26" con parametri ridotti. Registrare misure di inclinazione alla scarpa CP ed ogni 150 m. Con questa fase si attraverseranno i primi 600 metri di intercalazioni fra livelli di sabbie ed argille del PLEISTOCENE

a) Scalpelli

Si prevede l'uso di 1-2 scalpelli di tipo 1-1-3 / 1-3-5 con duse centrale.

c) Parametri di perforazione

Peso = 3 - 5 Tons; Giri/min. :100-120.

d) Fango



Tipo : FW-PO-KC

Densità 1.10 Kg/lt..

Funnel viscosity : 60 - 70

TUBAGGIO COLONNA DIAM. 20" a 600 m

Ripassare il foro a candela con la stessa batteria di perforazione e circolare il bottom up.

a) Colonna ed equipaggiamento

Il profilo è riportato nel diagramma casing. Usare scarpa e collare atto a ricevere lo stinger

b) Cementazione

Controllare il funzionamento delle valvole dopo i primi tubi. Al fondo circolare, iniziando con bassa portata ed aumentare progressivamente fino a Q=3.000 lt./min; fluidificare bene il fango. Discendere inner stinger+5"DP in scarpa verificandone la tenuta. Cementare secondo programma. Sollevare stinger e verificare la tenuta delle valvole, POOH stinger. WOC 8 h con diverter chiuso.

c) Infrangiatura + BOP

Scollegare il tubo pipa e tagliare il tubo 20" al di sopra del diverter; smontare il diverter e il diverter spool; effettuare il taglio del CP 30" a quota Texas Deck, tagliare il casing 20" ad una altezza sufficiente per l'installazione della flangia di base 21"1/4 5000 psi dotata di sistema Slip Lock per l'ancoraggio alla colonna da 20", controllandone l'orizzontalità e l'allineamento, fissare il sistema di tenuta a cuneo testandolo con tiro di 10 ton, energizzare i seal di tenuta e testare a 700 psi.

d) Collaudi

Provare la tenuta delle connessioni flange all' 80% della loro pressione di esercizio. Con la testa pozzo piena d'acqua eseguire i seguenti collaudi:

Ganasce trancianti a 30 atm. x 15'

Ganasce sagomate a 140 atm. x 15'

Hydrill a 40 e 100 atm. x 15'

Kill e choke-line, condotte di superficie e Kelly-cock a 250 atm.

Casing pressure test 800psi con fango a densità 1,2 Kg/l

Ulteriori collaudi dei BOP verranno eseguiti ogni 2 settimane e dovranno essere riportati sul rapportino delle novità giornaliere, durante questi test dovranno essere altresì controllati i comandi di controllo BOP, la pressione di esercizio del Koomey, il volume di olio negli accumulatori, i tempi di ricarica degli accumulatori, il funzionamento delle pompe di ricarica accumulatori, sia elettrica che pneumatica.

3.3 FORO DIAM. 17"1/2 a 2100 m. ca.



PERFORAZIONE

Riprendere la perforazione con scalpello 17"1/2, fresare scarpa fino ad intestare la nuova formazione per circa 5 metri, posizionare lo scalpello in scarpa CSG 20" ed eseguire LOT. Riprendere la perforazione ed avanzare fino a m 2100 circa eseguendo prove di verticalità ogni 150 m circa.

a) Scalpelli

Si prevede l'uso di 2-3 scalpelli del tipo 1-1-5 ; 4-1-6;

b) Parametri di perforazione

Peso = 7 - 10 Tons; Giri/min. = 100 - 120.

c) Fango

FW-FD-KC a densità : 1200 gr/lit.

Riprendere la perforazione con il fango della fase precedente. Mantenere le caratteristiche del fango in base al programma, adattando le densità alle reali condizioni del pozzo.

Utilizzare per la diluizione l'acqua recuperata nel sistema di ricircolo per quanto possibile.

Registrazione LOGS di pozzo

TUBAGGIO COLONNA DIAM. 13"3/8 a 2100 m

Ripassare il foro a candela con la stessa batteria di perforazione.

a) Colonna ed equipaggiamento

Il profilo è riportato nel programma casing. Usare scarpa e collare con valvole distanziati da due tubi. Centralizzare la colonna secondo il programma casing. Fissare i primi quattro giunti con Bakerlock o simile.

b) Cementazione

Controllare il funzionamento delle valvole dopo i primi tubi. Al fondo circolare, iniziando con bassa portata ed aumentare progressivamente fino a $Q=2.500$ lt./min; fluidificare bene il fango. Cementare secondo programma. Spiazzare a $Q=2500$ lt/min. per 2/3 del volume di spiazzamento, poi a $Q=600$ lt/min. fino al contatto tappi. Collaudare la tenuta della colonna e delle valvole di fondo. Attendere 8-10 ore per la presa del cemento con BOP chiusi.

c) Inflangiatura

Scollegare BOP ed incuneare la colonna con il peso residuo a fine spiazzamento.

Ultimare montaggio testa pozzo con corpo intermedio diam. 21"1/4.

d) Collaudi

Provare la tenuta delle connessioni flange all' 80% della loro pressione di esercizio. Con la testa pozzo piena d'acqua eseguire i seguenti collaudi:

Ganasce trancianti a 100 atm. x 10'

Ganasce sagomate a 400 atm. x 10'



Hydrill a 40 atm. e 100 atm x 10'

Kill choke-line e Kelly-cock a 400 atm. x 10'

Casing pressure test 1700psi con fango a densità 1,25 Kg/l.

Ulteriori collaudi dei BOP verranno eseguiti ogni 2 settimane e dovranno essere riportati sul rapportino delle novità giornaliere, durante questi test dovranno essere altresì controllati i comandi di controllo BOP, la pressione di esercizio del Koomey, il volume di olio negli accumulatori, i tempi di ricarica degli accumulatori, il funzionamento delle pompe di ricarica accumulatori, sia elettrica che pneumatica.

3.4 FORO DIAM. 12"1/4 a 3310 m. ca.

PERFORAZIONE

Riprendere la perforazione con scalpello 12"1/4, fresare scarpa fino ad intestare la nuova formazione per circa 5 metri, posizionare lo scalpello in scarpa CSG 13"3/8 ed eseguire LOT. Riprendere la perforazione ed avanzare fino a m 3310 circa eseguendo prove di verticalità ogni 150 m circa. La profondità di questa fase potrà variare in funzione delle quote delle formazioni attraversate, è previsto il posizionamento della scarpa al bottom della formazione Bisciario.

a) Scalpelli

Si prevede l'uso di 4 scalpelli dei tipi 4-3-5 ; 4-3-7; 4-4-7 o in alternativa valutare l'utilizzo di scalpelli diamantati PDC;

b) Parametri di perforazione

Peso = 7 - 10 Tons; Giri/min. = 100 - 120.

c) Fango

FW-FD-KC a densità : 1200-1430 gr/lt.

Riprendere la perforazione con il fango della fase precedente. Mantenere le caratteristiche del fango in base al programma, adattando le densità alle reali condizioni del pozzo.

Registrazione LOGS di pozzo

TUBAGGIO COLONNA DIAM. 9"5/8 a 3310 m

Ripassare il foro a candela con la stessa batteria di perforazione.

a) Colonna ed equipaggiamento

Il profilo è riportato nel programma casing. Usare scarpa e collare con valvole distanziati da tre tubi. Centralizzare la colonna secondo il programma casing. Fissare i primi quattro giunti con Bakerlock o simile.

b) Cementazione

Controllare il funzionamento delle valvole dopo i primi tubi. Al fondo circolare, iniziando con bassa portata ed aumentare progressivamente fino a Q=2.500 lt./min; fluidificare bene il fango.



Cementare secondo programma. Spiazzare a $Q=2500$ lt/min. per 2/3 del volume di spiazzamento, poi a $Q=600$ lt/min. fino al contatto tappi. Collaudare la tenuta della colonna e delle valvole di fondo. Attendere 8-10 ore per la presa del cemento con BOP chiusi.

c) Inflangiatura

Scollegare BOP ed incuneare la colonna con il peso residuo a fine spiazzamento. Ultimare montaggio testa pozzo con corpo intermedio diam. 13"5/8.

d) Collaudi

Provare la tenuta delle connessioni flange all' 80% della loro pressione di esercizio. Con la testa pozzo piena d'acqua eseguire i seguenti collaudi:

Ganasce trancianti a 100 atm. x 10'

Ganasce sagomate a 800 atm. x 10'

Hydrill a 40 atm. e 100 atm x 10'

Kill, choke-line, e Kelly-cock a 800 atm. x 10'

Casing pressure test 4000psi con fango a densità 1,4 Kg/l

Ulteriori collaudi dei BOP verranno eseguiti ogni 2 settimane e dovranno essere riportati sul rapportino delle novità giornaliera, durante questi test dovranno essere altresì controllati i comandi di controllo BOP, la pressione di esercizio del Koomey, il volume di olio negli accumulatori, i tempi di ricarica degli accumulatori, il funzionamento delle pompe di ricarica accumulatori, sia elettrica che pneumatica.

3.5 FORO DIAM. 8"1/2 a 4300 m. ca.

PERFORAZIONE

Riprendere la perforazione con scalpello 8"1/2, spiazzare fango in pozzo con fango leggero, fresare collare e scarpa fino ad intestare la nuova formazione per circa 5 metri, posizionare lo scalpello in scarpa CSG 9"5/8 ed eseguire LOT (registrare sul rapporto giornaliero e ricalcolare la Kick Tolerance). Riprendere la perforazione ed avanzare fino a m 4300 circa eseguendo prove di verticalità ogni 150 m circa.

a) Scalpelli

Si prevede l'uso di 2 scalpelli dei tipi 5-1-6 ; 5-3-7. o tipo PDC equivalente

b) Parametri di perforazione

Peso = 7 - 12 Tons; Giri/min. = 80 - 100.

c) Fango

FW-PO-DIF Densità : 1080 gr/lt.

Mantenere le caratteristiche del fango in base al programma, adattando le densità alle reali condizioni del pozzo.