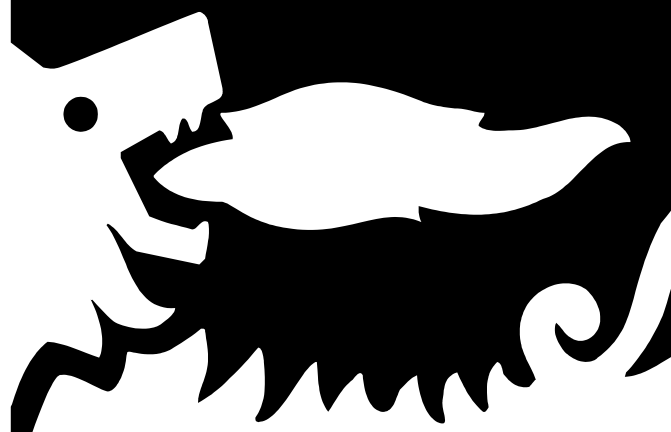


ENI DIVISIONE **EXPLORATION & PRODUCTION**



Studio di impatto ambientale

Progetto Bonaccia Est

Descrizione del progetto

Settembre 2007

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DESCRIZIONE DEL PROGETTO</p>	<p>Pag. 2</p>
---	--	---------------

STUDIO D'IMPATTO AMBIENTALE

PROGETTO BONACCIA EST

DESCRIZIONE DEL PROGETTO



INDICE

1	Scenario di sviluppo del progetto.....	4
1.1	Descrizione delle alternative di progetto per la rotta della condotta.....	6
2	Finalità ed obiettivi dell'alternativa selezionata	8
3	Descrizione delle attività di perforazione	9
3.1	Caratteristiche dell'impianto di perforazione.....	9
3.2	Tecniche di perforazione e circolazione dei fluidi di perforazione.....	14
3.3	Programma di perforazione dei pozzi Bonaccia Est 2 e 3	17
3.4	Caratteristiche chimiche dei fluidi di perforazione.....	18
3.5	Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali durante la perforazione.....	21
3.6	Misure di attenuazione di impatto e monitoraggio dei parametri	24
3.7	Stima della produzione di rifiuti, emissione di inquinanti chimici nell'atmosfera e produzione di rumori e vibrazioni	25
3.8	Tecniche di trattamento e discarica dei rifiuti.....	27
3.9	Prove di produzione, chiusura mineraria od eventuale completamento, programma di rimozione delle strutture	30
3.10	Tempi di realizzazione	34
4	Descrizione delle attività e dei sistemi di produzione.....	35
4.1	Descrizione del processo produttivo.....	35
4.2	Caratteristiche delle "strutture" di produzione.....	35
4.3	Sistemi di esercizio, manutenzione e monitoraggio dei pozzi.....	36
4.4	Stima della produzione di rifiuti, degli scarichi idrici, della emissione di inquinanti chimici in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni in fase di esercizio	38
4.5	Tempi di realizzazione	38
5	Descrizione del sistema di trasporto	39
5.1	Descrizione del tracciato sottomarino.....	39
5.2	Caratteristiche tecniche dell'opera.....	39
5.3	Dimensionamento della condotta e della risalita	40
5.3.1	Spessori selezionati	40
5.4	Realizzazione e messa in opera della condotta	40
5.4.1	Cantiere/i di prefabbricazione e/o stoccaggio.....	40
5.4.2	"Cantiere" lungo la rotta di posa	40
5.4.3	Varo e posa della condotta.....	41
5.4.4	Collaudo della condotta.....	41
5.5	Esercizio, manutenzione, gestione e sicurezza del sistema di trasporto	42
5.6	Tempi di realizzazione	42
5.7	Standard di riferimento	42
6	Analisi dei rischi e piano di emergenza.....	45
6.1	Premessa e scopo.....	45
6.2	Metodologia di studio.....	45
6.3	Valutazione dei rischi.....	47
6.4	Conclusioni.....	59
7	Chiusura Mineraria e Decommissioning delle strutture di produzione	61

1 SCENARIO DI SVILUPPO DEL PROGETTO

Lo scenario di sviluppo del campo Bonaccia Est presentato in questo documento è costituito da due pozzi sottomarini (Bonaccia Est 2 e 3) collegati in *tie-back* all'esistente piattaforma Bonaccia mediante una *flow-line* sottomarina per il trasporto del gas prodotto e un ombelicale di controllo per la gestione delle croci sottomarine e delle apparecchiature di fondo pozzo.

Location	Central Well & Central Platform Co-ordinates		
	Type	East	North
BONACCIA EST 2	Geografiche	14° 26' 15.356"	43° 34' 43.22"
	Metriche	2 474 590.00	4 825 320.00
BONACCIA EST 3	Geografiche	14°26'15.356"	43°34'43.026"
	Metriche	2 474 589.96	4 825 314.00
BONACCIA PTFM	Geografiche	14°21'.35.143"	43°35'.30.724"
	Metriche	2468316.5	4826831

Tab. 1/A Coordinate delle teste pozzo sottomarine e della esistente piattaforma Bonaccia

Pozzo Bonaccia Est 2	Completamento singolo	Livelli PLQ1-D, PLQ-A-B
Bonaccia Est 3	singolo	PLQ1-D, PLQ-A

Tab. 1/B Dati principali di completamento

Per le operazioni di perforazione e completamento dei pozzi si prevede di utilizzare un Jack-Up.

In particolare, l'impiego di Jack-Up per le operazioni subsea comporta l'utilizzo di sistemi *mudline suspension* e appositi *tie-back tools* mediante i quali è possibile perforare e completare pozzi sottomarini con BOP di superficie. Ad oggi, l'industria offre sistemi *mudline suspension* di tipo convenzionale o *drill-through*; entrambi i sistemi sono stati presi in considerazione ed analizzati da un punto di vista tecnico ed economico e definiti i vantaggi e svantaggi di ciascuno.

Il sistema di produzione sottomarino considerato prevede due croci sottomarine, ciascuna delle quali integrata all'interno di un'apposita struttura di produzione / protezione (indicata con il termine "*template*"), distanti tra loro all'incirca 6m, come mostrato indicativamente nella Fig. 1/1 seguente. Le due croci saranno collegate tra di loro mediante *spool* e la produzione di entrambi i pozzi verrà inviata alla piattaforma Bonaccia mediante un'unica flowline.



I due pozzi saranno collegati alla piattaforma Bonaccia mediante *flowline* sottomarina da 6" e mediante un ombelicale elettro-idraulico per il controllo delle croci e delle apparecchiature di fondo pozzo.

L'estremità sottomarina dell'ombelicale di controllo verrà collegata ad una *junction box*, indicata in genere con la sigla UTA (*Umbilical Termination Assembly*). Da quest'ultima verranno realizzati i collegamenti elettrici ed idraulici verso il sistema di controllo installato su ciascuna croce.

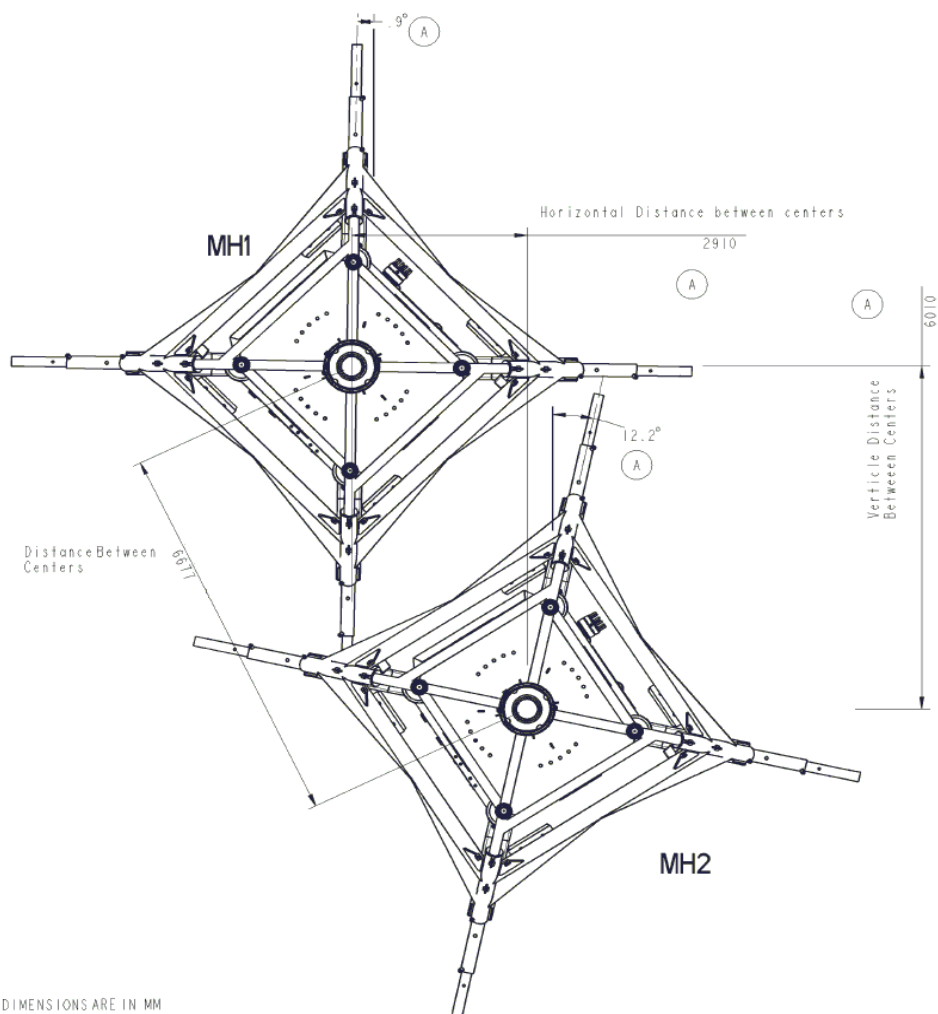


Fig. 1/1 – Croci Sottomarine con *template*: esempio



1.1 DESCRIZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO PER LA ROTTA DELLA CONDOTTA

Il gas prodotto dal campo sarà trasportato, mediante una *flowline* rigida sottomarina lunga circa 6,5km, sulla piattaforma Bonaccia per essere trattato e separato dall'acqua di formazione e successivamente sarà immesso nel *sealine* da 24" esistente (lungo circa 75 Km) di collegamento con la piattaforma Barbara C dove, una volta compresso, sarà inviato alla centrale gas di Falconara. I risultati dello studio di *flow assurance* del sistema di trasporto del gas hanno portato a definire come diametro ottimale della condotta sottomarina il valore di 6".

Per quanto riguarda la sorte delle acque di strato separate dal gas sulla piattaforma Bonaccia, si prevede che esse verranno inviate per il trattamento alla piattaforma Barbara C mediante un *sealine* (esistente) da 3".

Il percorso della condotta sottomarina DN 6" (168.3 mm) è raffigurato in Fig. 1.1/1

Nelle aree circostanti la piattaforma e il tracciato della condotta Piattaforma Bonaccia - Bonaccia Est sono presenti delle depressioni sub-circolari caratterizzate dalla presenza, nella loro zona centrale, in concomitanza delle risalite gassose, di concrezioni biogeniche, le quali costituiscono aree di substrato duro di differente spessore ed estensione.

Il tracciato della condotta eviterà il coinvolgimento nelle operazioni di posa delle aree interessate da queste concrezioni biogeniche, la cui integrità deve essere salvaguardata anche alla luce della minore sensibilità agli impatti dei fondali incoerenti che le circondano.

Per un maggior approfondimento sul significato e le caratteristiche ecologiche di tali strutture si veda il Cap.3.7 Parag. 3.7.2.

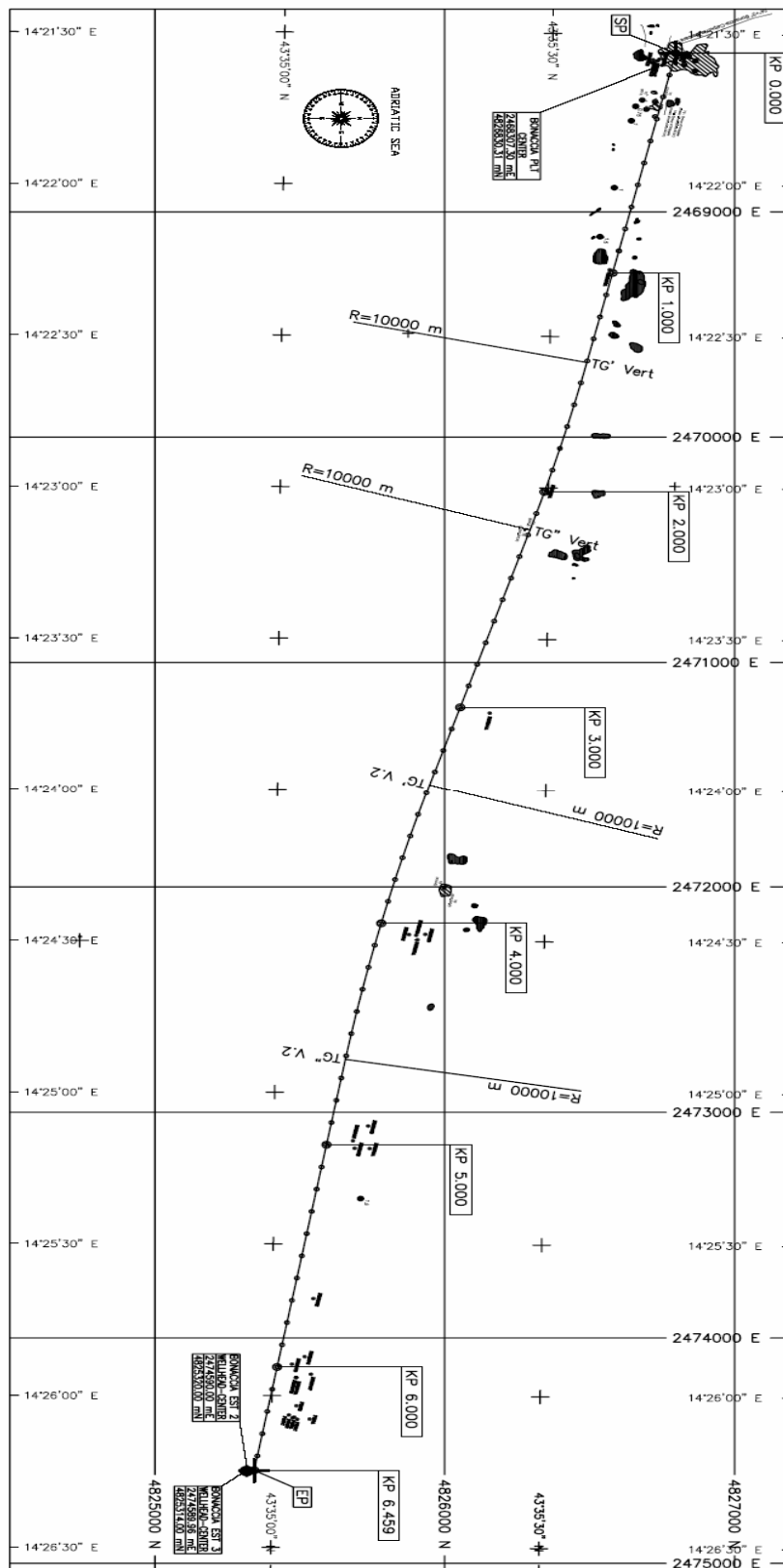



Fig. 1.1/1 – Tracciato della condotta 6'' tra la piattaforma Bonaccia e l'area di Bonaccia Est

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DESCRIZIONE DEL PROGETTO</p>	<p>Pag. 8</p>
---	--	---------------

2 FINALITÀ ED OBIETTIVI DELL'ALTERNATIVA SELEZIONATA

Il giacimento di Bonaccia è ubicato nell'off-shore adriatico a 57 km dalla costa al largo di Ancona e a 180 km dalla base operativa di Ravenna ad una profondità di 82 metri.

Esso è compreso nella concessione B.C17.TO, acquisita interamente da Eni E&P nel 1997. La concessione fu conferita il 18/10/1988, con scadenza il 18/10/2018, alla società T.M.F. (Total, Merloni e Foster Wheeler).

Tra fine febbraio e inizio marzo del 2002 è stato perforato il pozzo esplorativo **Bonaccia Est 1** per verificare la mineralizzazione nell'area denominata Bonaccia Est. Il pozzo ha incontrato i livelli principali del campo ancora mineralizzati a gas.

I livelli mineralizzati appartengono alla formazione Carola del Pleistocene.

Il programma di sviluppo con due pozzi sottomarini è stato scelto dopo aver effettuato, in fase di prefattibilità, uno screening delle possibili alternative considerabili (in particolare, sviluppo con teste pozzo sottomarine o con piattaforma 4 gambe) e privilegiando, in accordo all'Allegato 5 della parte seconda del Decreto Legislativo n°152/2006, la soluzione ritenuta più vantaggiosa in termini di impatto ambientale e costi di sviluppo.

Occorre infatti considerare che, data la profondità di acqua (circa 82m) ed il numero limitato di pozzi da perforare, l'altra alternativa (minima) fattibile al sistema di produzione con pozzi sottomarini è rappresentata da una piattaforma con 4 gambe, la quale avrebbe comportato maggiori costi di sviluppo senza apportare vantaggi in termini ambientali rispetto alla alternativa selezionata.

Inoltre, al momento attuale, la tecnologia sviluppata per la realizzazione di pozzi sottomarini può essere considerata *field-proven*, in quanto impiegata anche da altre compagnie del settore petrolifero e in altre regioni del mondo, soprattutto nei casi in cui è possibile sfruttare la presenza di *facilities* esistenti nelle vicinanze.



3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

3.1 CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Le operazioni di perforazione dei pozzi saranno effettuate con l'utilizzo di un impianto di tipo "Jack-up Drilling Unit" (Fig. 3.1/1).

Un Jack-up è una piattaforma autosollevante costituita da uno scafo galleggiante con dimensioni circa di 56 x 60 m e da tre gambe a sezione quadrangolare lunghe fino a 125 m. Al di sopra e all'interno dello scafo della piattaforma sono alloggiati le attrezzature di perforazione, i materiali utilizzati per perforare il pozzo e il modulo alloggi per il personale di bordo e altre attrezzature di supporto (gru, eliporto, ecc.).

Questo tipo di piattaforma viene trasferita, in posizione di galleggiamento, sul luogo dove è prevista la perforazione del pozzo. Le tre gambe vengono calate, tramite guide a cremagliera, fino ad appoggiarsi saldamente sul fondo marino; lo scafo della piattaforma viene quindi sollevato al di sopra della superficie marina al fine di evitare interazioni col moto ondoso e con gli 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.



Fig. 3.1/1 – Jack-up drilling unit

Descrizione del Jack-up Drilling Unit



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

Modulo alloggi: è composto da un blocco unico a più piani situato sul lato opposto della piattaforma rispetto la 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.

Impianto di perforazione: comprende le attrezzature per la perforazione del pozzo. Impianto di sollevamento, organi rotanti, circuito del fango e apparecchiature di sicurezza, sono sostanzialmente simili a quelli utilizzati per perforazioni sulla terraferma. A causa delle ridotte dimensioni dello scafo le attrezzature sono disposte in modo da adattarsi agli spazi disponibili sulla piattaforma.

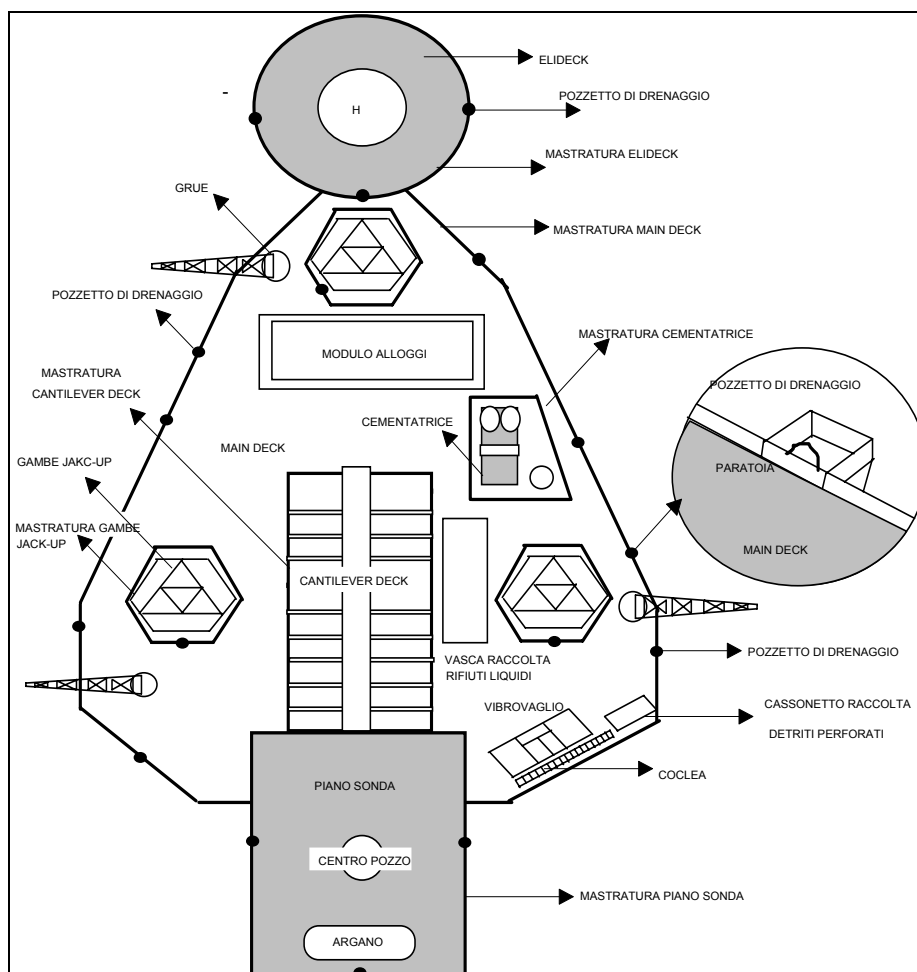


Fig. 3.1/2 – Planimetria impianto (piano principale)

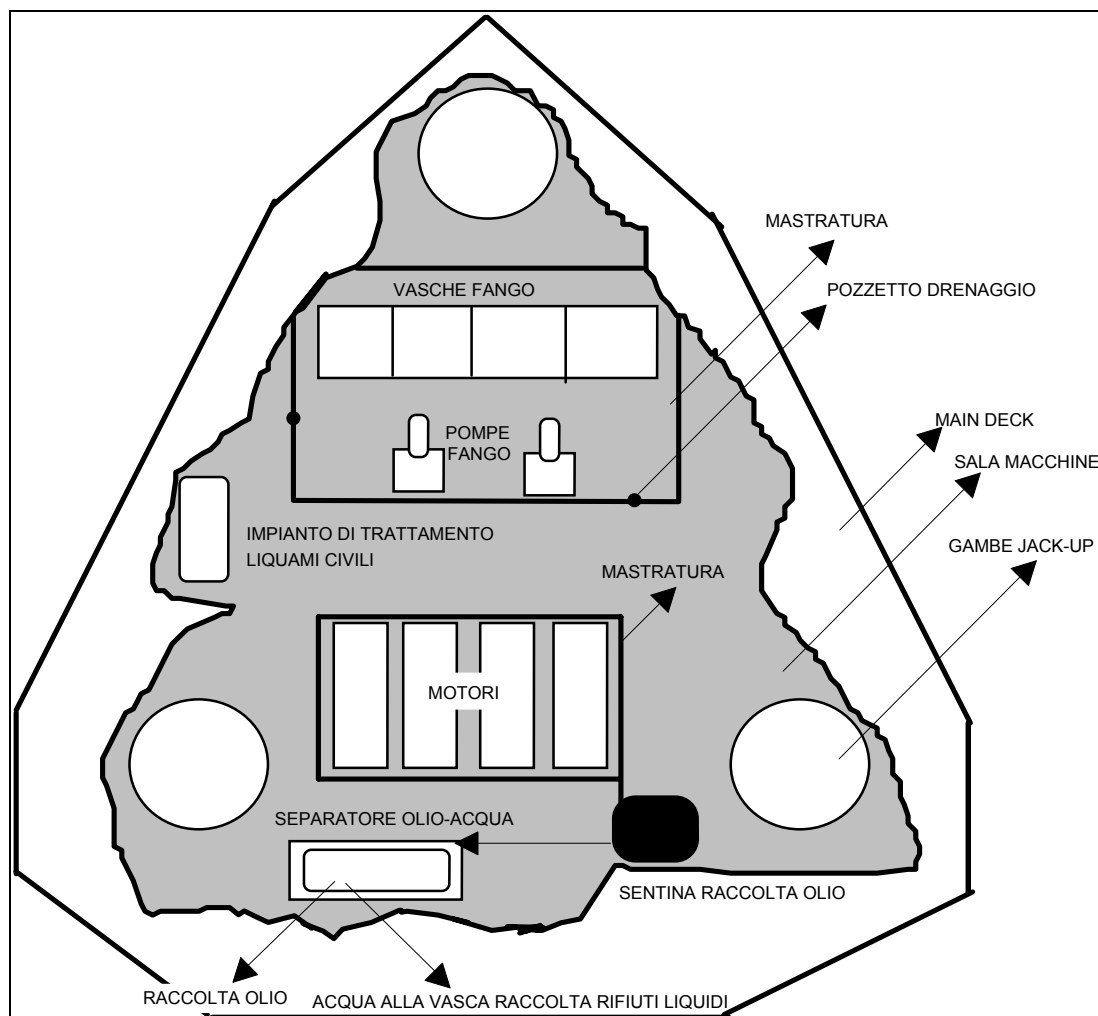


Fig. 3.1/3 – Planimetria impianto (piano motori, pompe, vasche)

Elementi componenti l'impianto di perforazione

Gli elementi essenziali che caratterizzano l'impianto di perforazione sono: il sistema di sollevamento, il sistema rotativo e il circuito fanghi.

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 ton.) e permette le manovre di sollevamento e discesa nel foro. E' costituito dalla torre di perforazione, dall'argano, dalla taglia fissa, dal *motion compensator*, dalla taglia mobile e dalla fune.

Il *motion compensator* e' un sistema a pistoni che compensa il moto delle onde mantenendo ferma la batteria di perforazione rispetto al fondo mare

Il sistema rotativo trasmette il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello. E' costituito dalla testa di iniezione, dalla tavola *rotary* o dal *top drive*, dalla batteria di perforazione.



La tavola *rotary* o il top drive sono gli elementi che producono il moto di rotazione. Il top drive, 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; viene sospeso alla taglia mobile per mezzo di un apposito gancio dotato di guide di scorrimento. Inclusi nel top drive vi sono la testa di iniezione (l'elemento che permette il pompaggio del fango all'interno della batteria di perforazione mentre questa è in rotazione), un sistema per l'avvitamento e lo svitamento della batteria di perforazione, un sistema di valvole per il controllo del fango pompato in pozzo. Negli impianti moderni il top drive sostituisce la tavola *rotary*.

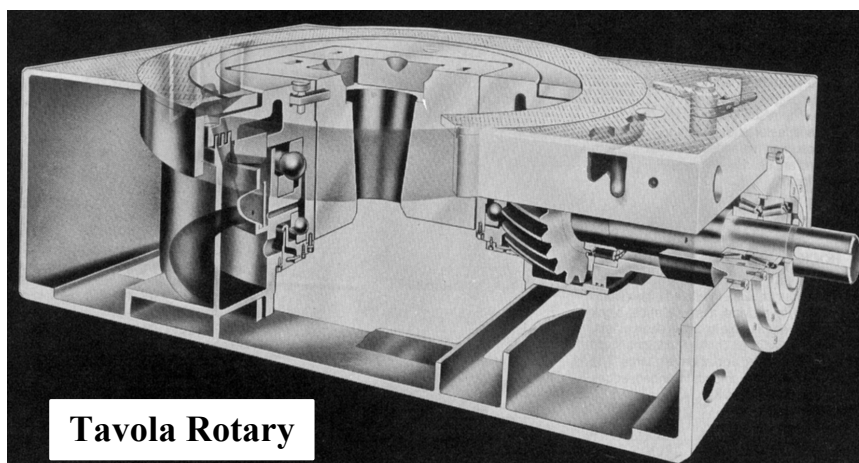


Fig. 3.1/4 – Tavola rotary

Le aste che compongono la batteria di perforazione si distinguono in aste di perforazione e aste pesanti (di diametro e spessore maggiore). Queste ultime vengono montate, in numero opportuno, subito al di sopra dello scalpello, permettendo di far gravare 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.

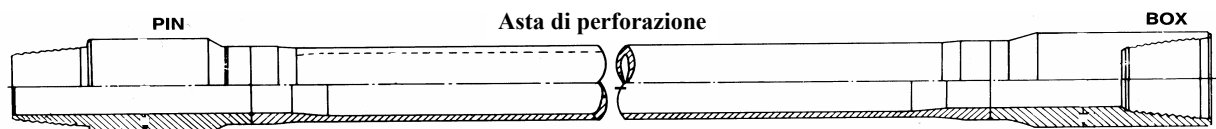


Fig. 3.1/5 – Aste di perforazione

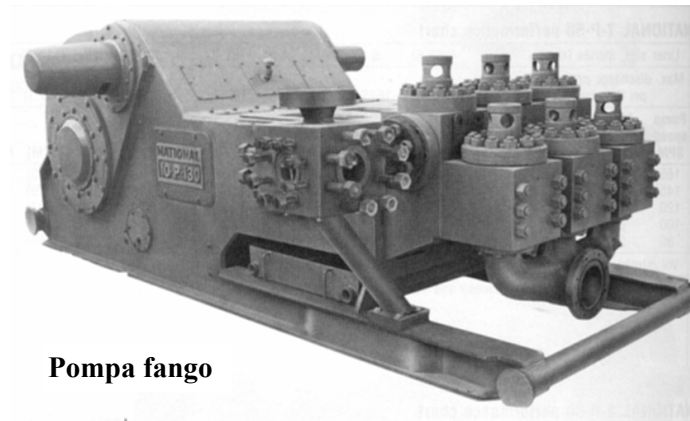


Circuito fango

Il circuito del fango in un impianto di perforazione è particolarmente complesso in quanto deve comprendere anche un sistema per la separazione dei detriti perforati e per il trattamento del fango stesso.

Il fango viene pompato tramite pompe ad alta pressione nelle aste di perforazione, esce, tramite appositi orifizi, dallo scalpello al fondo pozzo, ingloba i detriti perforati e risale nel foro fino alla superficie. All'uscita dal pozzo passa attraverso un sistema di vagli e cicloni (sistema di trattamento solidi) che lo separano dai detriti di perforazione prima di essere ricondizionato in apposite vasche e ripompato in pozzo. Gli elementi principali del circuito del fango sono:

Pompe fango: pompe volumetriche a pistone che forniscono al fango pompato in pozzo l'energia necessaria a vincere le perdite di carico nel circuito;



Pompa fango

Fig. 3.1/6 – Pompa fango

Condotte di superficie - Manifold - Vasche: le condotte di superficie, assieme ad un complesso di valvole posto a valle delle pompe (*manifold* di sonda), consentono di convogliare il fango per l'esecuzione delle funzioni richieste. Nel circuito sono inoltre inserite diverse vasche di stoccaggio contenenti una riserva di fango adeguata a fronteggiare improvvise necessità derivanti da perdite di circolazione o assorbimento del pozzo;

Sistema di trattamento solidi: apparecchiature, (vibro vaglio, *desilter*, *desander*, centrifughe ecc.) disposte all'uscita del fango dal pozzo, che separano il fango stesso dai detriti di perforazione: questi ultimi vengono raccolti in appositi cassonetti e trasportati a terra mediante *supply vessels*.

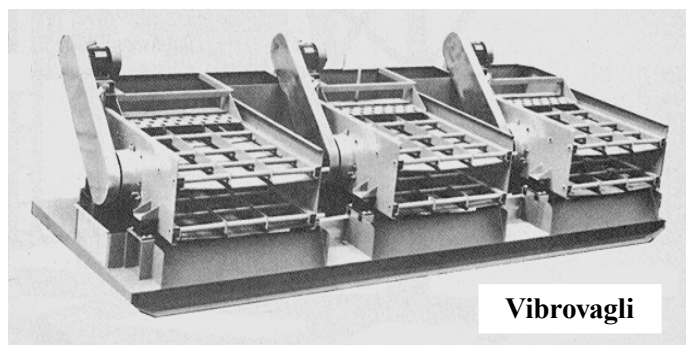


Fig.3.1/7 – Vibrovagli

3.2 TECNICHE DI PERFORAZIONE E CIRCOLAZIONE DEI FLUIDI DI PERFORAZIONE

Generalità

La tecnica di perforazione impiegata nell'industria petrolifera è detta a rotazione o *rotary*.

L'azione di scavo è esercitata tramite uno scalpello (Fig.3.2/1) posto all'estremità di una *batteria* di aste circolari cave, lunghe ciascuna circa 10 metri e avvitate fra di loro, che rende possibile calarlo e recuperarlo in pozzo, trasmettergli il moto di rotazione (originato in superficie da un'apparecchiatura, la tavola *rotary* o, più recentemente, il *Top Drive System*), far circolare nel pozzo il fluido di perforazione (fango) e imprimere peso all'utensile di scavo.

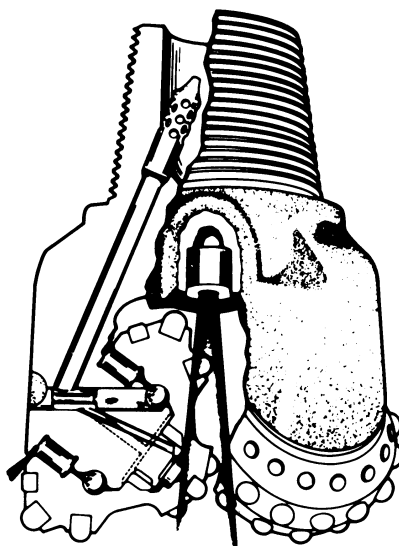


Fig. 3.2/1 – Scalpello



La pulizia del foro dai detriti scavati dall'azione dello scalpello è assicurata dalla circolazione del fango. Il fango di perforazione, la cui composizione è controllata in modo da rispondere a precise caratteristiche di densità e viscosità, ha inoltre la funzione di controbilanciare la pressione dei fluidi contenute nelle rocce attraversate e sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione. La pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fango è infatti maggiore di quella del normale gradiente idrostatico e anche pressioni anomale possono essere contenute aggiungendo al fango sostanze che ne aumentano la densità.

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. All'interno del *casing* si cala poi uno scalpello di diametro inferiore per perforare un successivo tratto, che a sua volta verrà protetto da un ulteriore *casing*. Il raggiungimento dell'obiettivo minerario avviene pertanto attraverso la perforazione di fori di diametro via via inferiori protetti dai *casing* (Fig. 3.2/2).

Una descrizione dettagliata della tecnologia di perforazione *rotary* è riportata su "Cenni introduttivi sulla perforazione dei pozzi petroliferi" AGIP S.p.A. TEPE Agosto 1985.

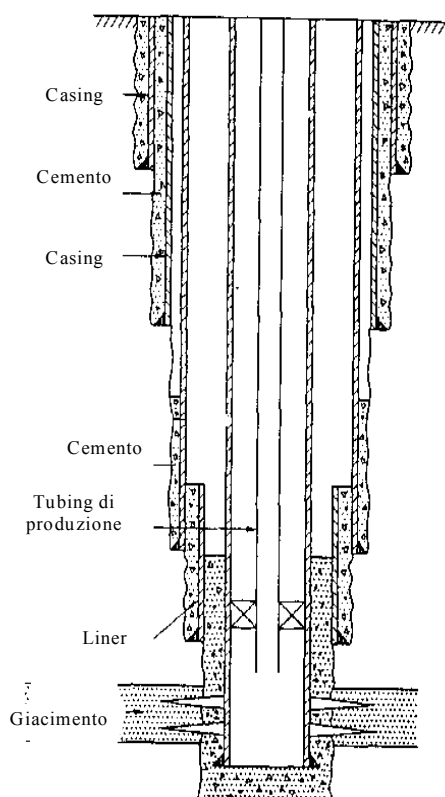


Fig. 3.2/2 – Casing e cementazioni

Note caratteristiche di un pozzo perforato con tecnica rotary

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

Il costo di utilizzo di tali impianti, delle attrezzature utilizzate e del personale tecnico è generalmente molto elevato per cui il pozzo deve essere perforato il più rapidamente possibile in modo da minimizzare i costi. Le operazioni vengono condotte in modo continuativo nell'arco delle 24 ore.

Il diametro iniziale del foro è di diversi decimetri (16-30 pollici), ma decresce con il numero delle colonne di rivestimento utilizzate; al fondo si riduce a 10-20 centimetri (4-8 pollici). La profondità del pozzo può essere di alcune migliaia di metri.

Il foro è normalmente verticale; raramente lo è in modo perfetto, ma nella maggior parte dei casi la deviazione dalla verticalità viene mantenuta nell'ordine di pochi gradi di inclinazione per cui lo scostamento delle coordinate di fondo pozzo rispetto alla superficie viene mantenuto nell'ordine delle decine di metri.

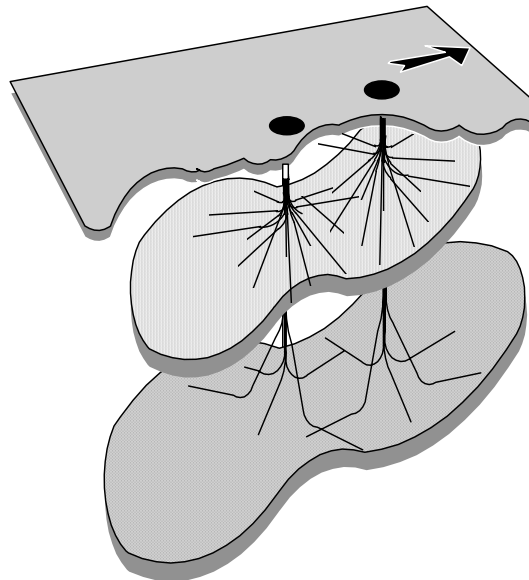


Fig. 3.2/3 - Pozzi direzionati e orizzontali

In alcuni casi il foro viene volutamente deviato dalla verticale, fino a raggiungere inclinazioni di 50 - 60°, 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.

Negli ultimi anni con l'utilizzo di attrezzature e tecniche particolari è stato possibile perforare anche tratti di foro ad andamento orizzontale (Fig. 3.2/3). 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 migliorando il recupero dei fluidi durante la vita produttiva del 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 contenuti. 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 permettono di effettuare misurazioni elettroniche la cui elaborazione consente di determinare le 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, quali, assorbimenti di fango nelle fratture o porosità della roccia, collasso delle pareti del foro, incastrò dello scalpello o della batteria di perforazione contro il terreno, rotture della batteria di perforazione dovute alle gravose condizioni di lavoro, oppure ingresso nel foro dei fluidi contenuti in uno strato quando la pressione di questi non è adeguatamente bilanciata dalla pressione idrostatica del fluido di perforazione.

La fase di perforazione ha termine con il rivestimento completo per mezzo di tubi d'acciaio (colonna di produzione) per i pozzi produttivi, oppure con la chiusura mineraria per mezzo di tappi di cemento del pozzo sterile.

3.3 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE DEI POZZI BONACCIA EST 2 E 3

Il programma di perforazione per i pozzi Bonaccia Est 2 e 3 prevede il seguente profilo di tubaggio ("casing"):

- *Conductor Pipe* 30";
- Colonna di superficie 20";
- Colonna intermedia 13 3/8";
- Colonna di produzione 9 5/8".

I due pozzi presentano un profilo di deviazione di tipo "Slant" (con inclinazione massima al fondo di circa 50°).

In particolare, per il pozzo Bonaccia Est 2 si ha:

- Profondità totale: 1267.00 m;
- *Kick-off point*: 360.00 m;



- Azimuth: 46.47°;
- Inclinazione massima: 49.42°;
- Inclinazione al fondo: 49.42°;
- Scostamento al fondo: 355.24 m N, 415.42 m E;
- Dog Leg massimo: 4.00° @ m 750.00;
- Profondità Target (livello PLQ1-D): 1155.18 m.

Mentre per il pozzo Bonaccia Est 3:

- Profondità totale: 1272.00 m;
- *Kick-off point*: 360.00 m;
- Azimuth: 223.48°;
- Inclinazione massima: 49.99°;
- Inclinazione al fondo: 49.99°;
- Scostamento al fondo: 401.69 m S, 381.00 m W;
- Dog Leg massimo: 4.00° @ m 750.00;
- Profondità Target (livello PLQ1-D): 1159.75 m.

Le profondità si intendono ipotizzando l'altezza della Tavola *Rotary* di 30.00 m dal livello mare e profondità di 80.00 m del fondale marino.

3.4 CARATTERISTICHE CHIMICHE DEI FLUIDI DI PERFORAZIONE

I fluidi di perforazione sono normalmente costituiti da un liquido (acqua od olio), reso colloidale ed appesantito con specifici prodotti. Le proprietà colloidali fornite da speciali argille (bentonite) ed esaltate da particolari composti (quali la Carbosil Metil Cellulosa o C.M.C.) danno al fango le caratteristiche reologiche che gli permettono di mantenere in sospensione i materiali d'appesantimento e i detriti, anche a circolazione ferma, con la formazione di gel.

In sintesi i fluidi di perforazione assolvono alle seguenti funzioni:

1. Asportazione dei detriti dal fondo pozzo e loro trasporto in superficie, sfruttando le proprie caratteristiche reologiche.
2. Raffreddamento e lubrificazione dello scalpello.
3. Contenimento dei fluidi presenti nelle formazioni perforate, ad opera della pressione idrostatica.
4. Consolidamento della parete del pozzo e riduzione dell'infiltrazione in formazione, tramite la formazione di un pannello che riveste il foro.

Per svolgere contemporaneamente ed in maniera soddisfacente tutte le suddette funzioni, i fluidi di perforazione richiedono continui interventi e controlli delle loro caratteristiche reologiche, con l'uso di prodotti chimici.

Il tipo di fango (e i suoi componenti chimici) viene scelto sia in funzione delle rocce che si devono attraversare che della temperatura. Esiste infatti una interazione tra i fluidi di perforazione e le formazioni rocciose per cui, utilizzando il corretto tipo di fango si evitano franamenti del foro e danni alle formazioni produttive. Anche temperature troppo elevate possono alterare le proprietà reologiche del fango (si possono superare i 200°C).

Di seguito vengono elencati gli additivi chimici, suddivisi in base alle diverse proprietà, maggiormente utilizzati per il confezionamento dei fanghi a base di acqua dolce (Tab. 3.4/A-E).

PRODOTTO	AZIONE
Bentonite - argilla sodica	Viscosizzante principale
Barite - BaSO ₄	Regolatori di peso
Carbonato di calcio - CaCO ₃	
CMC LV (a bassa viscosità) miscele di amidi – polisaccaridi	Regolatori di viscosità
Lignosolfonati - lignine solforate (residui della lavorazione della carta) Lignine e cromolognine - ligniti e lignine modificate chimicamente	Fluidificanti e disperdenti
CMC HV (ad alta viscosità) -Carbossimetilcellulosa (cellulosa modif.) PAC – Polimero cellulosico anionico (cellulosa modificata) AGIPAC – KCMC (CMC potassica) Xantam gum – biopolimero (prodotto con polisaccaridi modificati da batteri del genere " xantomonas")	Riduttori di filtrato
Lubrificante biodegradabile	
Soda caustica – NaOH Potassa caustica - KOH Carbonato e bicarbonato di sodio - Na ₂ CO ₃ , NaHCO ₃	Correttori di PH

Tab. 3.4/A – Prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione e loro caratteristiche

Fase	Intervallo perforato (Profondità misurata – MD)	Descrizione	Codice fango
Foro superficiale 26" per CSG 20"	da fondo mare a m 300 (MD)	Fango bentonitico a base acqua dolce	FW-GE
Foro intermedio 16" per CSG 13 3/8"	da m 300 a m 700 (MD)	Fango a base acqua dolce al lignosulfonato	FW-GE-LS
Foro finale 12 1/4" per CSG 9 5/8"	da m 700 a m 1200 (MD)	Fango a base acqua dolce al lignosulfonato con lubrificante	FW-LS-LU

Tab. 3.4/B – Tipologie dei fanghi di perforazione per pozzo



Fase	Codice fango	Fango confezionato m ³	Fango scartato m ³
Foro superficiale	FW-GE	340	100
Foro intermedio	FW-GE-LS	150	50
Foro finale	FW-LS-LU	100	100
TOTALE		590	250

Tab. 3.4/C – Stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo

Prodotti utilizzati:	Fasi:		
	26"	16"	12 1/4"
BENTONITE	70	45	40
BARITE		200	250
SODA CAUSTICA	1	3	3
CMC HV	2	2	2
CMC LV		5	7
LS		10	15
BICARBONATO/CARBONATO di SODIO	2	2	2
ANTISCHIUMA		0,5	0,2
LUBRIFICANTE BIODEGRADABILE			10/15

Tab. 3.4/D – Composizione media dei fanghi utilizzati: (Kg di prodotti utilizzati/ m³ di fango)

Prodotti utilizzati:	Fasi			Totale	Tossicità ALC 50 (ppm)
	26"	16"	12 1/4"		
BENTONITE	24	7	4	35	14.400
BARITE	0	40	25	65	100.000
SODA CAUSTICA	0,35	0,45	0,40	1,20	730
CMC HV	0,70	0,30	0,20	1,20	10000
CMC LV	0	1	0,7	1,7	10000
LS	0	2	2	4	1750
BICARBONATO/CARBONATO di SODIO	0,7	0,3	0,2	1,2	7500
ANTISCHIUMA	0	0,8	0,2	1,0	>500
LUBRIFICANTE BIODEGRADABILE	0	0	3	3	

Tab. 3.4/E – Quantitativi totali stimati, per pozzo, dei prodotti utilizzati per il confezionamento dei fanghi (ton.)

3.5 TECNICHE DI PREVENZIONE DEI RISCHI AMBIENTALI DURANTE LA PERFORAZIONE

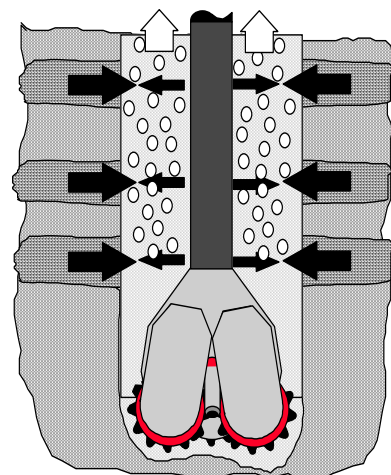
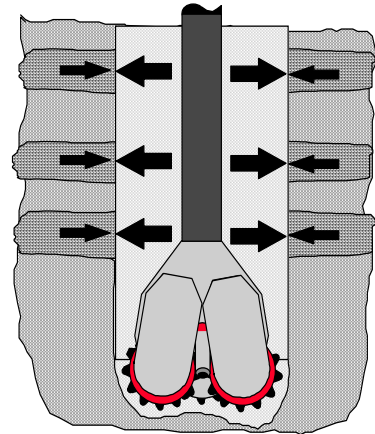
Fango di perforazione

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

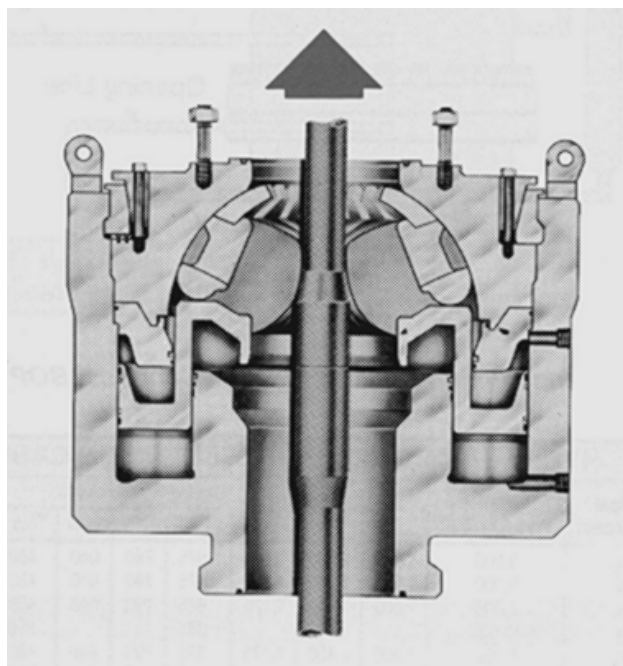
La condizione ora descritta detta *kick* si riconosce inequivocabilmente dall'aumento di volume del fango nelle vasche. In questa fase di controllo pozzo, per prevenire le eruzioni, servono alcune apparecchiature di sicurezza che vengono montate sulla testa pozzo sottomarina. Esse prendono il nome di *blow-out preventers* (B.O.P.) e la loro azione è sempre quella di chiudere il pozzo, sia esso libero che attraversato da attrezzature (aste, casing, ecc.). I due tipi fondamentali di B.O.P. sono l'annulare e quello a ganasce.

Affinché una volta chiuso l'annulus per mezzo dei B.O.P. non si abbia risalita del fluido di strato all'interno delle aste di perforazione sulla batteria di perforazione e nel top drive sono disposte apposite valvole di arresto (*inside BOP* e *kelly cock*).

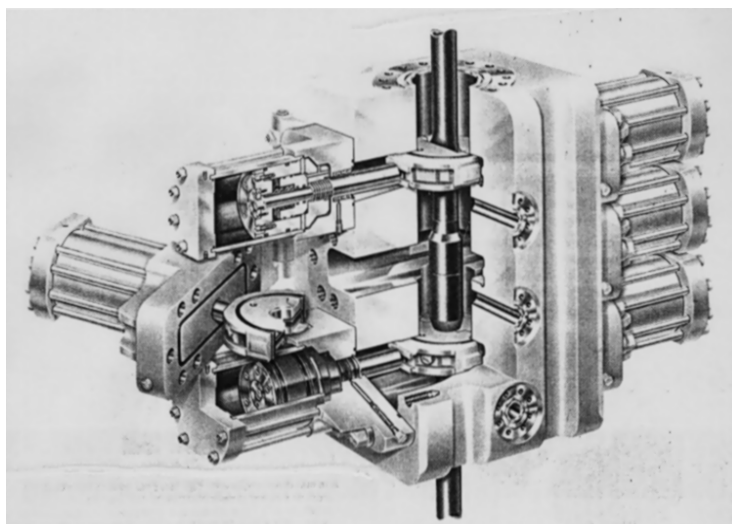


Apparecchiature di sicurezza (Blow Out Preventers)

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



- Il B.O.P. a ganasce dispone di due saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo, che possono essere serrate tra loro da un meccanismo idraulico. Il numero e la dimensione delle ganasce è in funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione.



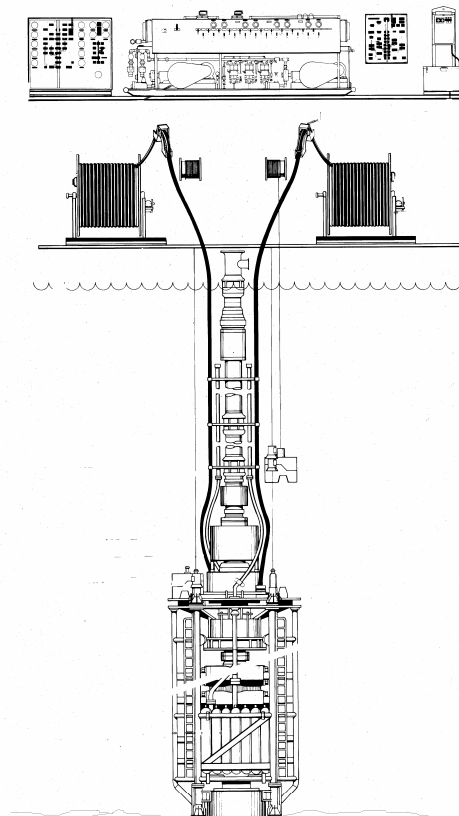
E' presente anche un set di ganasce trancianti "*shear rams*" che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. Queste ganasce possono essere in grado, in caso di emergenza, anche di tranciare le aste di perforazione qualora si trovassero tra di esse all'atto della chiusura.



Questi elementi sono normalmente assiemati 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.

Gli impianti galleggianti operanti su alti fondali utilizzano uno stack di BOP installato sulla testa pozzo che si trova sul fondo mare. Le funzioni dei BOP, così come quelle di tutte le valvole e delle linee di circolazione *kill* e *choke*, sono operate dalla superficie tramite comandi elettroidraulici. Tutte le funzioni ed i comandi sono ridondanti e “*fail safe*”.



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 di sensori, funzionanti in modo continuativo durante l'attività di perforazione. Il primo sistema di monitoraggio è inserito nello stesso impianto di perforazione, il secondo sistema è composto da una unità computerizzata presidiata da personale specializzato che viene installata sull'impianto di perforazione su richiesta ENI E&P con il compito di fornire l'assistenza geologica e il controllo dell'attività di perforazione.



3.6 MISURE DI ATTENUAZIONE DI IMPATTO E MONITORAGGIO DEI PARAMETRI

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, che viene installata sull'impianto di perforazione con il compito di fornire l'assistenza geologica e il controllo dell'attività di perforazione.

Misure preventive antinquinamento

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, ENI 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 delle attività di perforazione sulle varie componenti ambientali, vengono adottate in tutte le fasi una serie di misure preventive antinquinamento derivanti da precise specifiche tecniche stabilite da ENI E&P.

Le suddette specifiche richiedono impianti "impermeabilizzati", in grado cioè di impedire qualsiasi tipo di sversamento 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*) (vedi Figg. 3.1/2 e 3.1/3) sono a tenuta e mastrati; inoltre attorno al perimetro della piattaforma sono presenti pozzetti di drenaggio collegati tramite un collettore in modo da raccogliere per gravità le acque piovane, quelle di lavaggio impianto, eventuali sversamenti di fango sui piani suddetti. Questi fluidi vengono collettati in apposite vasche da 3 m³ e trasferiti tramite pompe di raccolta ad una vasca da 50 m³ alloggiata sul *main deck*.

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

I detriti perforati sono anch'essi raccolti in appositi cassonetti e trasferiti a terra per il trattamento e lo smaltimento finale.

I liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa) vengono trattati per mezzo di impianti omologati dal R.I.Na., 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 mastrate, fornite di sentina per la raccolta di liquidi oleosi. Tali fluidi possono provenire anche da tutte quelle zone suscettibili di sversamenti di oli lubrificanti. I liquidi raccolti tramite pompa di rilancio sono inviati ad un impianto separatore olio-acqua.

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DESCRIZIONE DEL PROGETTO</p>	<p>Pag. 25</p>
---	--	----------------

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.

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 (gasolio, acqua, bentonite, barite) è dotato di 10 fusti di disperdente ed attrezzato con appositi bracci per il suo eventuale impiego in mare in caso di sversamenti accidentali di olio.

A terra inoltre, presso il Distretto operativo, conformemente a quanto stabilito dal "Piano Emergenza Inquinamento Marino" ENI E & P, è stoccata l'attrezzatura necessaria, ad intervenire in caso di sversamento accidentale di inquinanti in mare.

L'attrezzatura citata consiste in:

- m. 500 di panne galleggianti antinquinamento,
- nr. 2 recuperatori meccanici (skimmer) per il recupero dell'olio galleggiante sulla superficie dell'acqua,
- nr. 200 fusti di disperdente chimico,
- materiale oleoassorbente (sorbent booms, sorbent blanket, etc).

3.7 STIMA DELLA PRODUZIONE DI RIFIUTI, EMISSIONE DI INQUINANTI CHIMICI NELL'ATMOSFERA E PRODUZIONE DI RUMORI E VIBRAZIONI

I rifiuti prodotti in piattaforma, di qualsiasi natura essi siano e qualunque sia il sistema di smaltimento adottato, seppur temporaneamente, sono stoccati in adeguate strutture di cantiere. Successivamente potranno essere riutilizzati o trattati e smaltiti in idoneo recapito.

Per quanto riguarda la fase di perforazione del pozzo, essa implica l'impiego di motori diesel ed organi meccanici in movimento con inevitabile produzione di rumori ed emissione di sostanze inquinanti in atmosfera.

Tipologia e quantità rifiuti

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 esperienze precedenti si può stimare le quantità di rifiuti prodotti per singolo pozzo perforato come di seguito mostrato.

rifiuti di tipo urbano (t)	rifiuti liquidi fangosi ed acquosi (mc)	detriti perforati (t)	liquami civili (mc)
21	1180	120	260

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 sono installati nr. 4 motori Caterpillar 3516 DITA diesel di potenza pari a 1600 HP ognuno, più un motore Caterpillar 3516 SN di emergenza.

Il combustibile utilizzato è gasolio per autotrazione con tenore di zolfo inferiore allo 0,2% in peso. I dati disponibili da precedenti rilevazioni ci consentono di stimare, per singolo generatore, in condizione di normale operatività, le seguenti emissioni:

portata gas di scarico (Nm ³ /h)	portata gas di scarico (Kg/h)	temperatura di emissione (°C)
Da 825 a 1331	Da 391 a 630	Da 160 a 360

I dati disponibili da precedenti rilevazioni ci consentono di stimare, per singolo generatore, in condizione di normale operatività, le seguenti concentrazioni:

idrocarburi incombusti	monossido di carbonio (CO)	ossidi di azoto (NO _x)	biossido di zolfo (SO ₂)	particolato (PTS)
40 g/h	Da 129 a 405 g/h	Da 772 a 3040 g/h	700 g/h	Da 13 a 72 g/h
11 mg/Nmc	Da 156 a 370 mg/Nm ³	Da 936 a 2471 mg/Nm ³	190 mg/Nmc	Da 16 a 54 mg/Nm ³

Le emissioni nell'arco delle 24 ore, considerando nr. 3 generatori funzionanti contemporaneamente a normale regime, si possono stimare come segue:

idrocarburi incombusti	monossido di carbonio (CO)	ossidi di azoto (NO _x)	biossido di zolfo (SO ₂)	particolato (PTS)
2,9 Kg	25 Kg	212 Kg	51 Kg	5 Kg

Generazione di rumore

Sull'impianto di perforazione le fonti di rumore sono riconducibili ai motori diesel, alla tavola *rotary*, all'argano, alle pompe e alla cementatrice.

Il genere di rumore prodotto è del tipo a bassa frequenza ed il lato più rumoroso risulta quello sul quale sono ubicati i motori. La pressione sonora rilevata in pozzi precedenti nelle zone di ubicazione delle fonti di rumore, con le modalità prescritte dal D.P.C.M. 1 Marzo 1991, ha evidenziato i seguenti valori di rumorosità:

zona motori Leq (A)	piano sonda (tavola rotary e argano) Leq (A)	zona pompe Leq (A)	cementatrice Leq (A)
105.5	93.6	85.6	104.2

Tali dati sono stati rilevati precedentemente all'entrata in vigore del D.M. 16/03/98, seguendo quindi le modalità indicate nel D.P.C.M. 01/03/91. Sono comunque disponibili rilievi più recenti (Agriparadigma S.r.l. Ravenna - Impianto di perforazione *Jack-up* "Labin" Rilievi fonometrici, Agosto 2004), eseguiti secondo il D.M. 16/03/98, in attuazione della L. 477/95, che confermano quanto riportato nella tabella sopra riportata.

I valori della tabella precedente esprimono, in dB(A), il livello continuo equivalente di pressione sonora ponderata "A", come indicato anche nel D.M. 16/03/98.

3.8 TECNICHE DI TRATTAMENTO E DISCARICA DEI RIFIUTI

I fanghi di perforazione, i detriti perforati, le acque di lavaggio, gli oli e i rifiuti solidi urbani e/o assimilabili vengono raccolti e trasferiti a terra per il successivo trattamento e smaltimento:

A bordo dell'impianto di perforazione vengono effettuati solo trattamenti relativi a: residui alimentari, liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa), e liquidi di sentina.

- Il *fango di perforazione* rappresenta la principale fonte di produzione di rifiuti. Il suo volume tende ad aumentare proporzionalmente all'approfondimento del foro, a causa degli scarti dovuti al suo invecchiamento e per le continue diluizioni che sono necessarie a contenere la quantità di detriti inglobati durante la perforazione. E' 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 in cisterne, autospurghi e cassonati a tenuta stagna, che li trasportano presso un centro di trattamento. Presso il centro di trattamento si effettuano trattamenti di:

- innocuizzazione detriti perforati,
- disidratazione fango di perforazione esausto,
- depurazione acque reflue.



Il risultato del trattamento è controllato attraverso test di eluizione con acido acetico (D.C.I. del 14 luglio 1986) per procedere al successivo trasporto e smaltimento o riutilizzo nelle opportune discariche secondo quanto previsto dal D.P.R. 915/82 e dal D.L. 463/95.

- I *residui alimentari* 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)".
- I *liquami civili* - scarichi w.c., lavandini, docce e cambusa - sono trattati con un impianto di depurazione omologato da R.I.Na. prima dello scarico in mare. Lo scarico avviene in conformità a quanto stabilito dalla L. 662/80 che recepisce le disposizioni delle norme internazionali "MARPOL". L'impianto di depurazione è di tipo biologico; i liquami da trattare sono convogliati in una camera di areazione nella quale permangono circa 24 ore miscelandosi ad acqua contenente un'alta concentrazione di batteri aerobici, responsabili della demolizione della sostanza organica contenuta nei liquami da trattare.

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. Questa 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 liquido surnatante, tramite troppo pieno, passa e permane per 30 minuti in una camera di contatto con ipoclorito (eliminazione dei batteri residui) e viene quindi scaricata 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 rinviati alla camera di areazione dove il ciclo di trattamento prosegue (Fig. 3.8/1).

- I *liquidi di sentina* sono costituiti da olio ed acqua mescolati tra loro. Dalla sentina, ove si raccolgono, vengono inviati tramite pompa ad un separatore olio/acqua. L'olio viene filtrato e raccolto in un serbatoio per essere successivamente infustato 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) (Fig. 3.8/2).

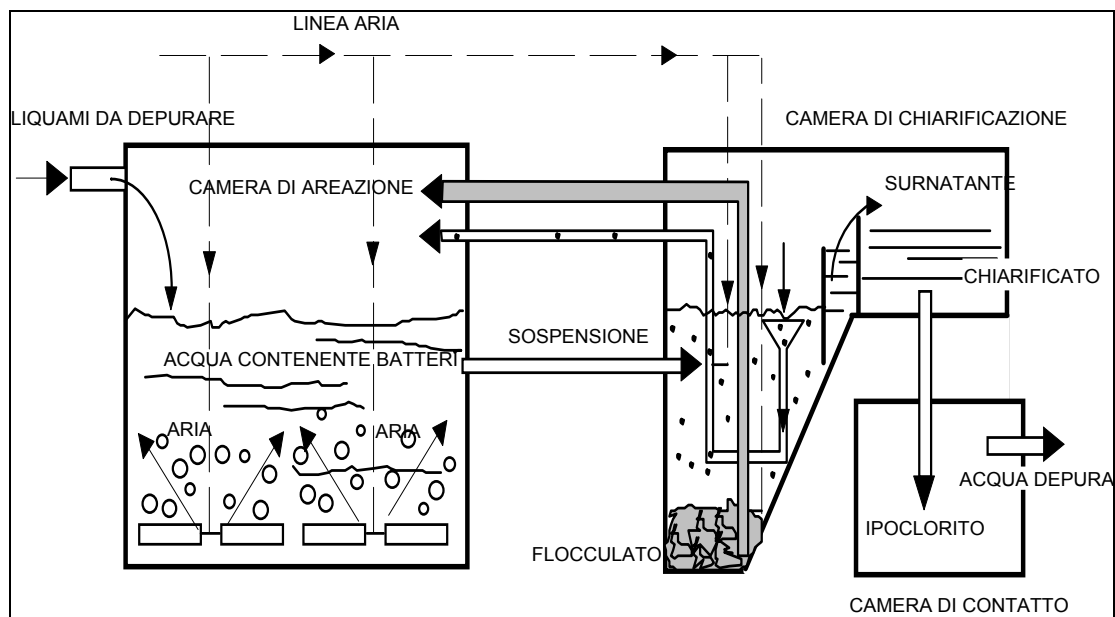


Fig. 3.8/1 – Impianto trattamento liquami civili

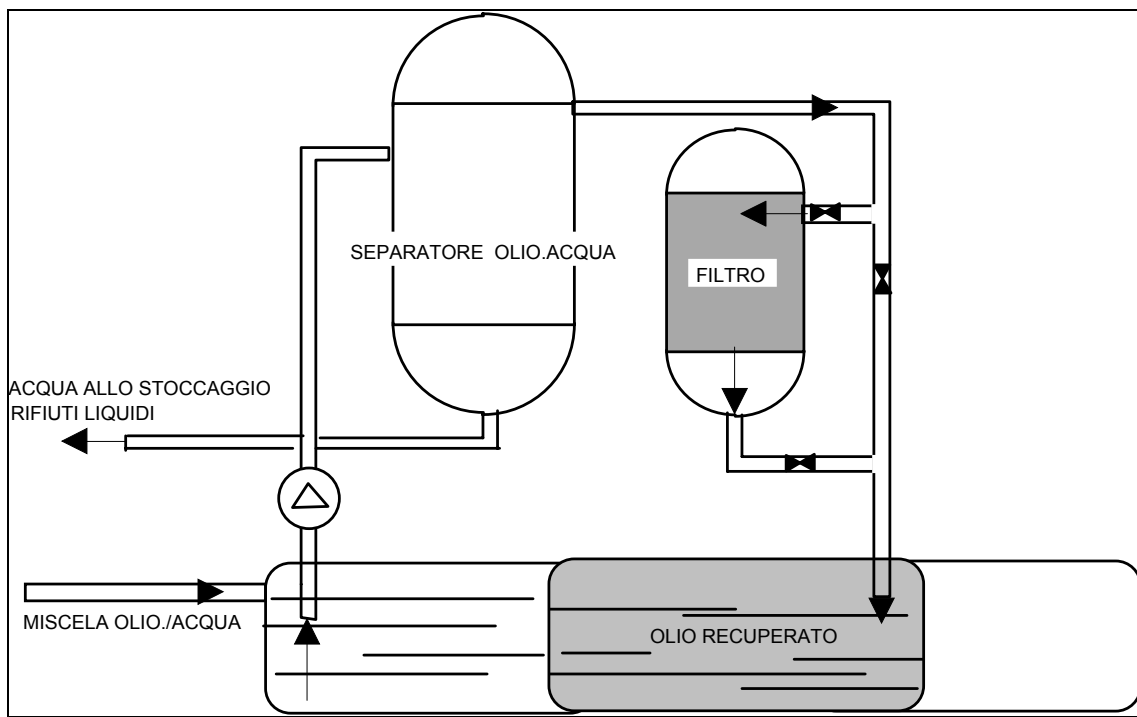


Fig. 3.8/2 – Separatore liquidi di sentina



3.9 PROVE DI PRODUZIONE, CHIUSURA MINERARIA OD EVENTUALE COMPLETAMENTO, PROGRAMMA DI RIMOZIONE DELLE STRUTTURE

Con l'esecuzione di apposite "prove di produzione" effettuate al termine delle operazioni di perforazione è possibile avere indicazioni precise sulla presenza di idrocarburi negli strati indagati, la loro natura e le loro caratteristiche di pressione, ricevendo indicazioni sulla loro quantità.

Al momento si prevede di mettere in erogazione i due pozzi oggetto del progetto di sviluppo prima dell'allaccio; tali erogazioni avranno lo scopo di spurgare i pozzi e stimarne la potenzialità.

Le prove saranno eseguite a step di portata per monitorare al meglio le performance erogative dei pozzi; ognuna delle due erogazioni avrà le seguenti caratteristiche:

Durata	12 ore
Portata gas bruciato in fiaccola (val .medio)	100.000 m³/giorno
Portata idrocarburi liquidi raccolti (val. medio)	0 m³/giorno
Concentrazione H₂S in fluidi raccolti	0 ppm in peso
Numero separatori	1

La stima dei tempi e delle portate ha carattere forzatamente indicativo.

Il programma potrà subire variazioni in funzione delle potenzialità dei livelli mineralizzati e delle performance del pozzo durante l'andamento delle operazioni.


Nel caso l'esito del sondaggio sia negativo (pozzo sterile o la cui produttività non è ritenuta economicamente valida), il pozzo sarà chiuso minerariamente secondo quanto descritto nel § 7.

Nel caso l'esito del sondaggio sia positivo, il pozzo viene "completato" e allacciato alla produzione.

Completamento dei pozzi di produzione

Per completamento si intende 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 e in condizioni di sicurezza il pozzo perforato. 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, 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.).
- L'estensione verticale dei livelli produttivi e il loro numero.

 <p>Eni S.p.A. Divisione E&P</p>	<p>Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DESCRIZIONE DEL PROGETTO</p>	<p>Pag. 31</p>
---	--	----------------

- L'estensione areale e le caratteristiche dei livelli produttivi (la quantità di idrocarburi in posto e la quantità estraibile).
- La eventualità 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 *workover*.

Per i pozzi in questione, tenendo conto dei dati disponibili per i pozzi perforati nella stessa area, è possibile ipotizzare che lo schema di completamento non si discosti da quelli dei pozzi analoghi perforati nell'off-shore adriatico (pozzi a gas).

Di seguito vengono espone le caratteristiche salienti e i principi costruttivi utilizzati nei completamenti dei pozzi a gas.

Il tipo di completamento utilizzato è quello detto "in foro tubato". In questo caso la zona produttiva viene ricoperta con una colonna ("casing o liner di produzione") avente elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Successivamente nella colonna vengono aperti dei fori per mezzo di apposite cariche esplosive ad effetto perforante. Si mettono così in comunicazione gli strati produttivi con l'interno della colonna (Fig. 3.9/1).

Il trasferimento degli idrocarburi dal giacimento in superficie viene effettuato per mezzo di una batteria di tubi di produzione detta "batteria o string di completamento". Questa è composta da una serie di tubi ("tubings"), e di altre attrezzature che servono a rendere funzionale e sicura la messa in produzione del pozzo.

Nel caso siano presenti più livelli produttivi, verrà utilizzata una string di completamento "doppia", composta cioè da due batterie di *tubings* che sono in grado di produrre, in modo indipendente l'una dall'altra, da livelli diversi (Fig. 3.9/2).

Lungo la string di completamento viene installata una valvola di sicurezza del tipo SCSSV ("Surface Controlled Subsurface Safety Valve") che opera automaticamente la chiusura della string di produzione in caso di possibili emergenze operative (ad es. la rottura della testa pozzo).

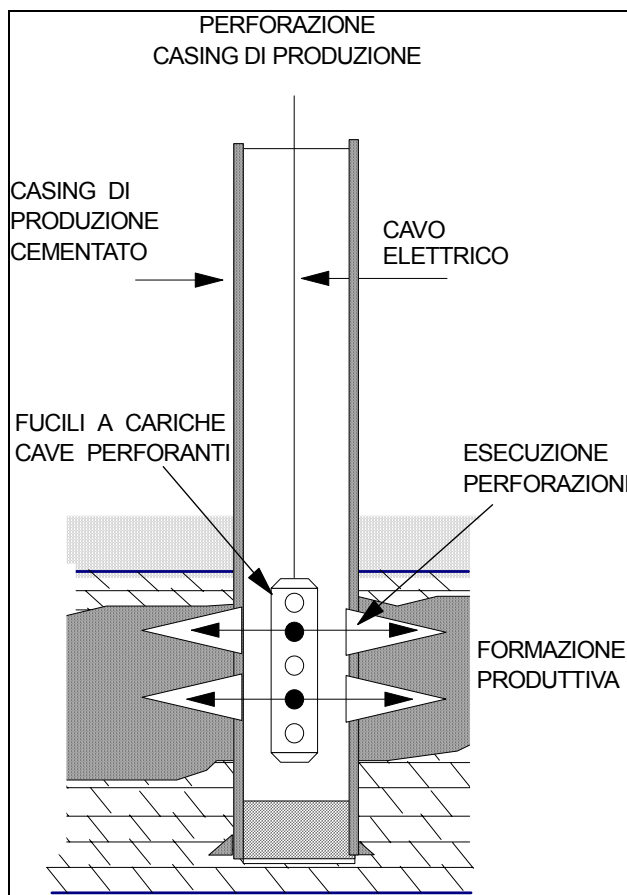


Fig. 3.9/1 – Perforazione del casing

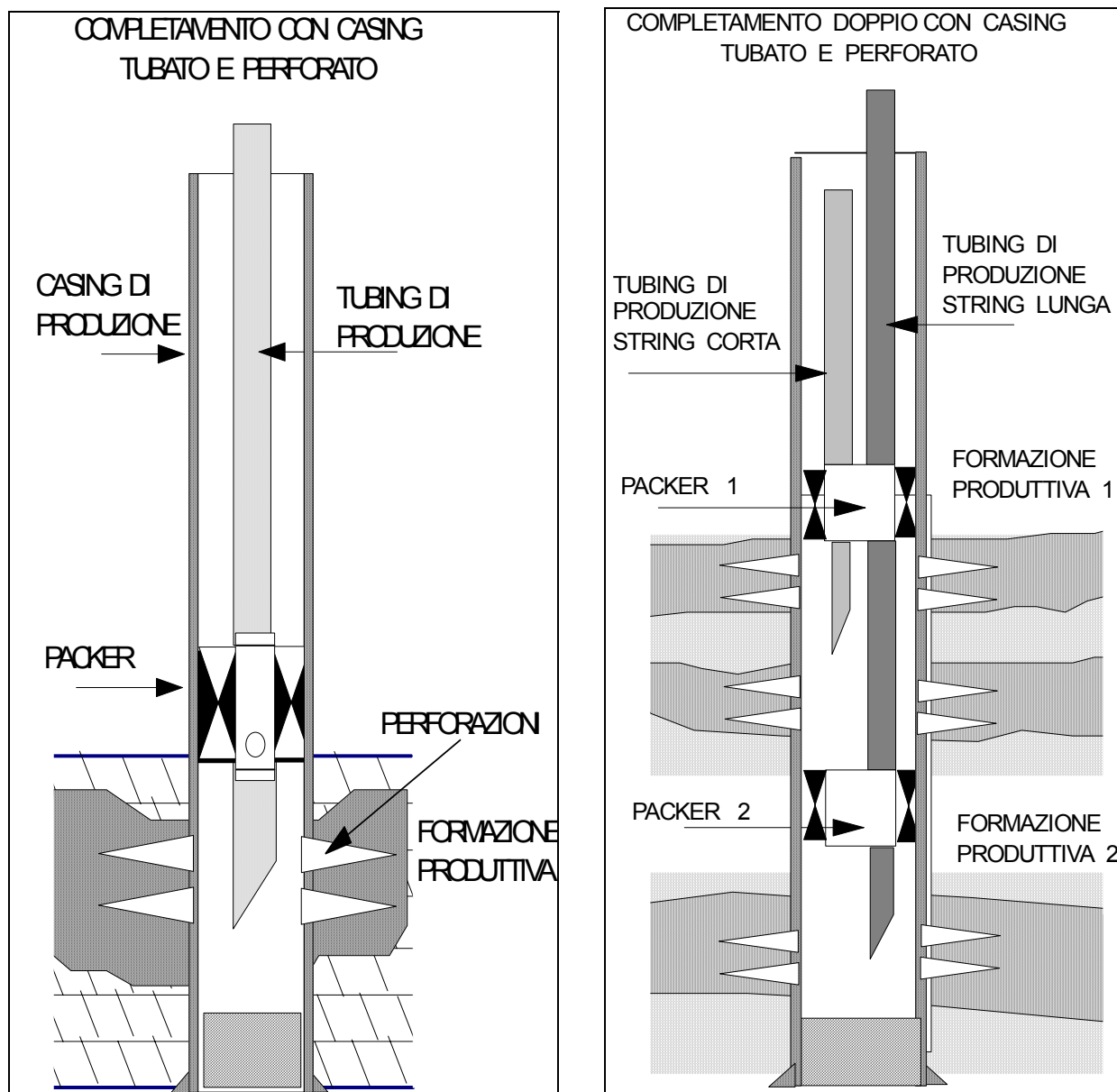


Fig. 3.9/2 – Schemi esemplificativi di string di completamento

Di seguito vengono indicate le principali attrezzature di completamento:

String di completamento

Tubing: sono dei tubi generalmente di piccolo diametro (4 1/2" - 2 1/16") ma di grande resistenza alla pressione, vengono avvitati uno sull'altro in successione a seconda della profondità del pozzo.

Paker: è un attrezzo metallico, con guarnizioni di gomma per la tenuta ermetica e con cunei di acciaio per il bloccaggio meccanico contro le pareti della colonna di produzione. Lo scopo dei paker 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 paker nella batteria dipende dal numero dei livelli produttivi del pozzo.

Safety Valves: sono valvole di sicurezza installate nella batteria di tubing. Vengono utilizzate nei pozzi gas o comunque nei pozzi che producono spontaneamente; hanno lo scopo di chiudere automaticamente l'interno del tubing in caso di rottura della testa pozzo, bloccando il flusso di idrocarburi verso la superficie.

In Italia l'ENI E&P utilizza valvole di sicurezza del tipo SCSSV "*Surface Controlled Subsurface Safety Valve*" per i pozzi ad erogazione spontanea. La SCSSV viene installata 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 tubing string, sia manuale, tramite un comando inviato attraverso una linea idraulica detta "control line".

Testa pozzo di completamento

Sopra i primi elementi della testa pozzo, installati per l'aggancio e l'inflangiatura delle varie colonne di rivestimento durante le fasi di perforazione, vengono aggiunti altri elementi che costituiscono la testa pozzo di completamento. Essi servono a sospendere la batteria di *tubings* e a dotare la testa pozzo di un adeguato numero di valvole per il controllo della produzione. Le parti fondamentali della testa pozzo di completamento sono:

- **Tubing spool:** è 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 sottomarina** è un'apparecchiatura per il completamento di un pozzo collegata alla testa pozzo mediante speciali connettori meccanici o idraulici. Consiste in una serie di valvole di intercettazione a saracinesca con attuatore idraulico o pneumatico, o manuali disposte su una croce a T oppure a V.

3.10 TEMPI DI REALIZZAZIONE

Nella seguente tabella sono indicati i tempi, in funzione delle relative operazioni per entrambi i pozzi Bonaccia Est 2 e Bonaccia Est 3.

Operazione	Tempo previsto (giorni)
Moving e posizionamento impianto di perforazione	5
Perforazione	33
Completamento dei pozzi	58
Prove di produzione*	1

* durata complessiva delle prove di produzione per i pozzi Bonaccia Est 2 e 3.



4 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ E DEI SISTEMI DI PRODUZIONE

4.1 DESCRIZIONE DEL PROCESSO PRODUTTIVO

Lo schema di riferimento del sistema di produzione sottomarino prevede lo sviluppo di due pozzi completati con croce sottomarina, distanti tra loro circa 6m, e loro collegamento alla piattaforma Bonaccia mediante un'unica flowline. Ciascuna croce sarà inserita all'interno di una *template* di produzione / protezione. I pozzi saranno controllati dalla piattaforma Bonaccia mediante un ombelicale elettro-idraulico, attraverso il quale sarà anche possibile iniettare glicole a testa pozzo, qualora necessario.

Per la realizzazione del collegamento alla piattaforma Bonaccia sono necessari dei lavori di modifica / adattamento della piattaforma, quali, ad esempio, l'installazione di una risalita per il gas e di un *J-Tube* per il contenimento dell'ombelicale di controllo.

Il processo realizzato sulla piattaforma consiste essenzialmente nella separazione per gravità dell'acqua di strato associata al gas che viene prodotta dalle singole stringhe. Sulla base di valutazioni preliminari relative alla capacità di trattamento della piattaforma e alla produzione prevista dei campi Bonaccia e Bonaccia Est, si è ritenuto non necessario aggiungere nuovi separatori dedicati in piattaforma.

Le acque di strato separate dal gas sulla piattaforma Bonaccia saranno inviate alla piattaforma Barbara C tramite un sealine (esistente) da 3" per il successivo trattamento.

4.2 CARATTERISTICHE DELLE "STRUTTURE" DI PRODUZIONE

Un sistema sottomarino è l'insieme degli impianti necessari al collegamento dei pozzi agli impianti di produzione. I principali elementi costitutivi di un sistema sottomarino sono:

- Croce di produzione sottomarina;
- Sistema di controllo;
- Ombelicale di controllo;
- Dispositivi di connessione.

Croce di produzione sottomarina

La croce di produzione sottomarina è un'apparecchiatura per il completamento di un pozzo, collegata alla testa pozzo mediante speciali connettori meccanici o idraulici. Consiste in una serie di valvole di intercettazione automatiche e manuali, disposte su una croce a T oppure a V.

Tutte le valvole della croce automatiche sono di tipo *fail safe close* e sono dotate di un *visual position indicator* per permettere di rilevarne la posizione.

Le valvole disposte sull'asse verticale sotto la croce sono dette *master*, quelle sopra sono dette *swab*. Le valvole laterali (*wing*) vengono azionate per aprire e chiudere il pozzo in condizioni di esercizio.



Allo scopo di proteggere il sistema sottomarino da urti accidentali ciascuna croce sottomarina sarà dotata di un sistema di protezione integrato. Tale sistema è costituito da un telaio che è normalmente progettato per contenere tutte le interfacce della croce con l'esterno e allo stesso tempo per fornire protezione.

Le dimensioni della struttura che sarà utilizzata per la protezione di ciascuna croce sottomarina, la cui esatta tipologia non è stata ancora definita, sono dell'ordine di 5,5 m di larghezza, 5,5 m di lunghezza e circa 5 m di altezza.

Tali dimensioni sono da considerare a titolo indicativo.



Fig. 4.2/1 – Esempio di Struttura protettiva


4.3 SISTEMI DI ESERCIZIO, MANUTENZIONE E MONITORAGGIO DEI POZZI

Sistema di controllo

Il sistema di controllo delle croci sottomarine di Bonaccia Est è composto da tutte le apparecchiature di piattaforma e sottomarine necessarie ad operare le valvole delle croci, a monitorare la strumentazione di processo installata sulle croci sottomarine e a monitorare pressione e temperatura del gas in uscita dalle croci.

Visto il numero delle croci sottomarine in questione, la distanza dalla piattaforma Bonaccia e la necessità di produrre da più livelli, il sistema di controllo ritenuto più adatto è di tipo Multiplex elettro-idraulico.

Quando un segnale di comando è ricevuto dal sistema di controllo Multiplex, questo lo invia verso l'attuatore associato alla valvola di testa/fondo pozzo che si vuole azionare. Il sistema consente inoltre l'acquisizione e la trasmissione di dati quali pressione e

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DESCRIZIONE DEL PROGETTO	Pag. 37
---	--	---------

temperatura del gas a testa pozzo e la posizione delle valvole del pozzo per mezzo di segnali elettrici.

I principali componenti del sistema di controllo che saranno installati sulla piattaforma sono:

- Hydraulic Power Unit (HPU), che avrà il compito di generare la potenza idraulica necessaria al funzionamento degli attuatori delle valvole presenti a testa / fondo pozzo;
- Electrical Power Unit (EPU), che fornirà l'alimentazione elettrica sia alla Master Control Station sia al sistema di produzione sottomarino, tramite l'ombelicale.;
- Master Control Station (MCS), che svolgerà funzioni di controllo e monitoraggio di tutti i parametri del sistema di produzione sottomarino e relativi sistemi ausiliari;
- Hydraulic/Electrical Junction Box (TUTU), che rappresenterà l'interfaccia tra l'ombelicale di controllo e i sistemi EPU, MCS e HPU;

NOTA: Il circuito idraulico che dall'HPU, tramite l'ombelicale, giungerà alle due croci di produzione, sarà di tipo *Closed Loop*: il fluido di controllo utilizzato per l'azionamento delle valvole, sebbene a base d'acqua, verrà recuperato mediante una linea di ritorno all'interno dell'ombelicale, evitando quindi scarichi a mare durante le operazioni di apertura e chiusura delle valvole.

I principali componenti che saranno installati subsea sono:

- Subsea Control Module (SCM) e SCM Mounting Base pre-installati su ciascuna croce;
- Umbilical Distribution (UTA).
- Ombelicale di Controllo.


Subsea Control Module e Umbilical Distribution (UTA)

Ogni croce dovrà essere equipaggiata con un sistema di controllo sottomarino (Subsea Control Module – SCM). Lo scopo di questo sistema è di trasferire dati dalla strumentazione situata sulla croce al sistema di controllo situato sulla piattaforma attraverso l'ombelicale, di ricevere i comandi provenienti dalla piattaforma relativi alla apertura e chiusura delle valvole e trasmetterli agli attuatori delle valvole che devono essere azionate.

I due SCM si interfacceranno con l'ombelicale di controllo mediante un'opportuna junction box sottomarina, indicata in genere con l'acronimo UTA (Umbilical Termination Assembly). La parte terminale sottomarina dell'ombelicale verrà collegata alla UTA e, da quest'ultima, si effettueranno i collegamenti idraulici / elettrici verso ciascun SCM per mezzo di speciali tubi idraulici/ cavi elettrici detti *flying lead*.

Ombelicale di Controllo

L'ombelicale di controllo è un cavo di controllo multifunzionale che contiene sia cavi elettrici che tubi idraulici. I cavi elettrici sono utilizzati per trasferire sia l'alimentazione elettrica che i segnali di comunicazione, mentre le linee idrauliche forniscono la potenza

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DESCRIZIONE DEL PROGETTO	Pag. 38
---	--	---------

idraulica per operare gli attuatori delle valvole idrauliche e per l'iniezione di inibitori chimici nella croce sottomarina.

Protezione Catodica

Le apparecchiature sottomarine (es.: croci di produzione, UTA, SCM, ecc.) saranno opportunamente protette contro fenomeni di corrosione mediante l'impiego di un sistema di protezione catodica. A tal fine verranno utilizzati solo anodi ottenuti da leghe di Alluminio – Zinco – Indio, con una percentuale di Zinco compresa generalmente tra 2,5% e 5%.

4.4 STIMA DELLA PRODUZIONE DI RIFIUTI, DEGLI SCARICHI IDRICI, DELLA EMISSIONE DI INQUINANTI CHIMICI IN ATMOSFERA, DELLA PRODUZIONE DI RUMORE E VIBRAZIONI IN FASE DI ESERCIZIO

La fase di esercizio delle teste pozzo sottomarine di Bonaccia Est 2 e Bonaccia Est 3 non comporterà la produzione di alcun tipo di rifiuto, né l'emissione di rumore o di inquinanti in atmosfera. Infatti, la produzione di gas del campo Bonaccia Est verrà interamente trattata dalle apparecchiature già esistenti in piattaforma ed attualmente non più utilizzate appieno a causa della diminuita produzione del campo Bonaccia. Per questo motivo, si può ragionevolmente supporre che il livello di emissioni in atmosfera sarà inferiore o al più uguale a quello del 1999 (anno di inizio produzione) relativo alla piattaforma Bonaccia.

4.5 TEMPI DI REALIZZAZIONE

Poiché la croce di produzione e la struttura di protezione costituiscono un complesso unico i tempi di installazione sono compresi in quelli riportati nel paragrafo 3.10.



5 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI TRASPORTO

5.1 DESCRIZIONE DEL TRACCIATO SOTTOMARINO

Il gas prodotto dal campo Bonaccia Est verrà trasportato per mezzo di una condotta sottomarina della lunghezza 6460 m alla piattaforma esistente Bonaccia.

La rotta prevista per il futuro *sealine* permette di evitare il disturbo delle aree concrezionate individuate.

5.2 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'OPERA

L'opera, progettata per il trasporto di gas naturale con densità compresa tra $0,68\pm 0,80\text{kg/m}^3$ in condizioni standard, ad una pressione di progetto di 118 bar, sarà costituita da una condotta formata da tubi in acciaio collegati mediante saldatura.

La condotta sarà fabbricata con tubi in acciaio di qualità rispondente a quanto prescritto dalla normativa ISO 3183-3 ed al punto 2.1 del DM 24-11-84.

L'acciaio impiegato ha carico unitario al limite di snervamento pari a 415 N/mm^2 , corrispondente alle caratteristiche della classe API-5L-X60 (ISO 3183-3 L415).

Le barre saranno collaudate singolarmente dal produttore.

I tubi avranno le seguenti caratteristiche geometriche:

- diametro nominale pari a 6"
- diametro esterno costante pari a 168,3 mm
- lunghezza media della singola barra pari a 12,1 m
- spessore nominale pari a 9,5 mm

Per il calcolo dello spessore della tubazione, i coefficienti di sicurezza adottati, rispetto al carico unitario al limite di allungamento totale (carico di snervamento), sono maggiori di quanto richiesto dalla normativa vigente: $K > 1,4$.

Le curve saranno ottenute mediante piegamento dei tubi ad induzione direttamente in officina.

La condotta sarà protetta dalla corrosione esterna mediante:

- una protezione passiva esterna costituita da un rivestimento in polietilene, applicato in fabbrica, dello spessore minimo di 2,7 mm. Il rivestimento sarà applicato su tutta la superficie esterna di ciascun tubo, escluse le due estremità per una lunghezza (singola) di circa 0,15 m, dove si effettua la saldatura di giunzione.
- una protezione attiva costituita da un sistema di anodi galvanici, a bracciale, in alluminio (privi di mercurio). Gli anodi saranno installati su alcune delle barre nel cantiere di prefabbricazione. Le barre con anodi saranno inserite opportunamente, durante il varo, lungo tutta la condotta in mare (spaziatura media: 1 anodo ogni 7/8 barre).



Contro la corrosione interna viene previsto, a scopo cautelativo, un sovraspessore della condotta pari a 1mm di acciaio.

A bordo del mezzo posa-tubi sarà ripristinata la continuità del rivestimento anti-corrosivo nei giunti di saldatura, utilizzando resine di adeguato spessore e densità.

5.3 DIMENSIONAMENTO DELLA CONDOTTA E DELLA RISALITA

5.3.1 Spessori selezionati

Gli spessori di acciaio selezionati per la condotta da 6", sono riassunti nella seguente tabella:

OD	Spessori Selezionati (mm)		Riser
	Pipeline		
6"	Zona 1	Zona 2	
	9,5	9,5	9,5

Tali spessori soddisfano i criteri di progetto a pressione interna in accordo a quanto prescritto dal D.M. del 24/11/84 e successive modifiche, con uno spessore di corrosione pari a 1 mm.

Si rileva che la zona entro la quale la condotta è stata dimensionata con una pressione maggiorata del 25% rispetto a quella di progetto è stata estesa a 500m (dai 100m previsti dal D.M. del 24/11/84).

5.4 REALIZZAZIONE E MESSA IN OPERA DELLA CONDOTTA

5.4.1 Cantiere/i di prefabbricazione e/o stoccaggio

Si tratta normalmente di un'area/e industriale o con caratteristiche simili nella quale viene effettuato il rivestimento dei tubi, installati gli anodi per la protezione catodica ed è realizzato lo stoccaggio delle barre in attesa di essere caricate sulle bettoline che riforniranno la nave posa-tubi.

5.4.2 "Cantiere" lungo la rotta di posa

Il "cantiere" lungo la rotta di posa è costituito dalle diverse navi e/o mezzi subacquei che si succederanno, lungo il tracciato di posa, durante le diverse fasi del lavoro.

- La nave di assistenza al "ROV", il mezzo che provvede all'esecuzione delle indagini sottomarine prima, durante e dopo la posa;
- DSV (diving support vessel) per il posizionamento dei materassi eventualmente necessari;



- il mezzo posa-tubi (lay-barge), sul quale sarà assemblata la condotta che verrà posata in mare;
- l'insieme di mezzi navali di assistenza al mezzo di posa (*spread* di posa), costituito da rimorchiatori salpa ancore, dalle navi per il trasporto dei tubi e dai mezzi per la movimentazione del personale.

5.4.3 Varo e posa della condotta

La condotta di cui sopra sarà realizzata a terra in spezzoni di tubo lunghi circa 12 m, caricati poi su un apposito mezzo navale e trasportati al sito di installazione a mezzo rimorchio. Il metodo di posa previsto è quello tradizionale con l'impiego di una nave di posa del tipo SAIPEM Castoro II, che sarà guidata lungo la rotta prevista usando tipicamente 8 punti di ormeggio che verranno rilocati quando necessario mediante l'ausilio di uno o più rimorchiatori (Fig. 5.4.4/1).

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

Una volta ultimata la fase di varo della linea, saranno eseguite le connessioni tra la linea varata e la risalita sulla piattaforma, procedendo alla giunzione flangiata delle parti mediante l'ausilio di sommozzatori.

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

5.4.4 Collaudo della condotta

Completate tutte le attività sulla condotta si procederà all'esecuzione del collaudo idraulico. Il collaudo idraulico viene eseguito pressurizzando la condotta ad almeno 1,3 volte la pressione massima d'esercizio, per una durata di 48 ore.

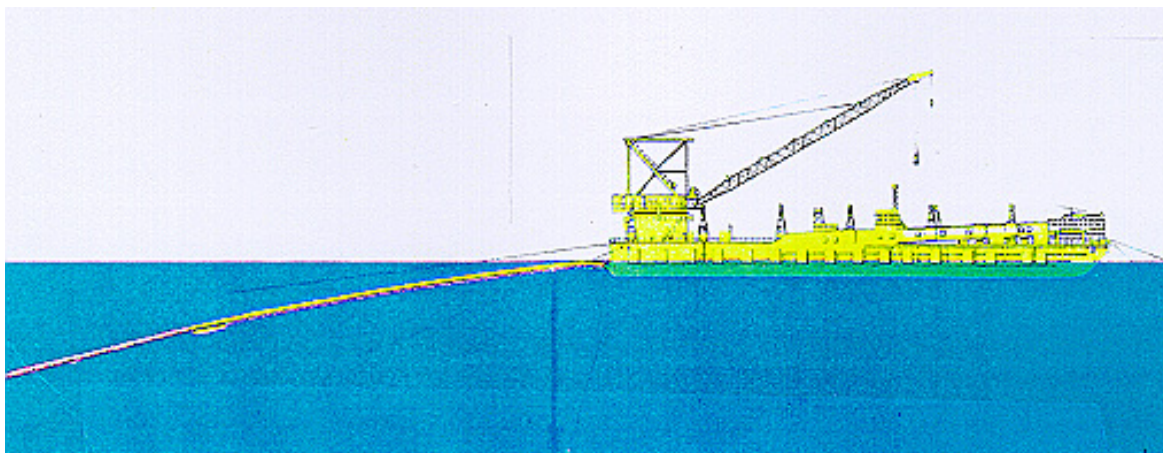


Fig. 5.4.4/1 – Nave utilizzata per le operazioni di posa di una condotta



5.5 ESERCIZIO, MANUTENZIONE, GESTIONE E SICUREZZA DEL SISTEMA DI TRASPORTO

Nel corso della vita operativa della condotta saranno eseguiti i seguenti controlli:

- monitoraggio continuo delle pressioni e delle portate in arrivo ed in partenza, in modo da rilevare in tempo reale situazioni anomale ed intervenire immediatamente di conseguenza (ad esempio con il blocco del flusso). La funzione di coordinare e controllare tali attività è affidata a unità organizzative con base presso la Centrale trattamento gas di Falconara;
- eventuali ispezioni visive e strumentali periodiche lungo la condotta sottomarina al fine di verificare lo stato del rivestimento, lo stato degli anodi, oppure eventuali affioramenti della condotta o erosioni di materiale al di sotto del tubo (campate);
- controllo periodico della funzionalità del sistema di protezione catodica lungo la linea, mediante misure del potenziale elettrico della condotta e degli anodi rispetto al terreno.

5.6 TEMPI DI REALIZZAZIONE

Con riferimento alle fasi di costruzione descritte ai precedenti paragrafi, di seguito si fornisce una stima dei tempi previsti per l'esecuzione delle principali fasi costruttive.

Operazione	Tempo previsto (gg)
Installazione della nuova risalita verticale (<i>riser</i>), del tubo protettivo ombelicale sulla piattaforma Bonaccia e degli <i>spools</i>	17
Varo della condotta in mare (varo convenzionale), mediante il mezzo posa tubi	7
Posa ombelicale e collegamenti	6

N.B.: questa stima non considera eventuali giorni di stand-by marino dovuti, ad esempio, a condizioni meteo tali da impedire l'esecuzione dei lavori.

5.7 STANDARD DI RIFERIMENTO

Eni Divisione E&P ha definito gli standard e le procedure specifiche per la conduzione delle diverse operazioni. In particolare, con riferimento alle attività previste nell'ambito del progetto Bonaccia EST, 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 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Utilizzo di Gru e Mezzi di Sollevamento (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-003 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Movimentazione Manuale (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-004 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Gestione delle attività di imbarco del gasolio sulle navi e della consegna alle piattaforme (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-1-003 del 16/12/05);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Norme di Comportamento per Attività con Utilizzo di Mezzi Navali (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-012 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Implementazione Articoli di Legge su Infortuni/Incidenti nei Luoghi di Lavoro di Pertinenza Mineraria UGIT (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-020 del 02/02/06);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Gestione Rapporti Interni Infortuni Incidenti Near Miss Occorsi nei Luoghi di Lavoro UGIT (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-021 del 15/07/04);



- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. Riunioni di Sensibilizzazione su Near Miss in Luoghi Tecm/Peit. (Doc. SGI-UGIT-D-IDL-3-022 del 15/07/04);
- UGIT - Sistema di Gestione Integrato, Istruzione di Lavoro Integrata. 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);
- 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).



6 ANALISI DEI RISCHI E PIANO DI EMERGENZA

6.1 PREMESSA E SCOPO

Le attività di esplorazione e di produzione di Olio e Gas sono caratterizzate da diversi possibili rischi per l'Ambiente. L'identificazione preliminare degli stessi, basata sulla considerazione delle proprietà fisiche e chimiche dei fluidi interessati, della tipologia e delle conformazioni delle apparecchiature, delle procedure di manutenzione e delle condizioni di processo, diventa così un importante strumento per la riduzione e l'eliminazione del rischio.

Scopo del presente documento è una *Analisi di Rischio* associato alle installazioni *SubSea* del campo "BONACCIA EST", descritte nel Capitolo 2.

Lo studio è stato condotto sulla base dei seguenti riferimenti documentali, integrati dalla letteratura e dall'esperienze del Gruppo di Lavoro.

- Norme UNI EN ISO 17776:2003 – Installazioni di produzione in mare: linee guida relative alle attrezzature e tecniche per l'identificazione dei pericoli e la valutazione dei rischi
- "Bonaccia Est – Studio di Pre-Fattibilità " Doc. Num 0553 00 FGRF 10015
- "Bonaccia Est – "Analisi Comparativa del Rischio – Evaluation Phase"
- Procedure Sistema di Gestione Integrato ENI E&P – UGIT

6.2 METODOLOGIA DI STUDIO

Gli strumenti adottati ai fini della stesura dell'Analisi di Rischio, riferita alle installazioni *SubSea* del campo "BONACCIA EST" rientrano nella sfera delle tecniche di tipo qualitativo e semiquantitativo, tipicamente proprie della fase iniziale della progettazione.

Nella fattispecie le tecniche di analisi di rischio utilizzate per la redazione del presente documento sono:

- ✓ Identificazione dei principali rischi propri di ogni stadio del ciclo di vita dell'installazione offshore (HAZID)
- ✓ Costruzione di una matrice qualitativa di rischio, per ogni ciclo di vita dell'installazione offshore

La tecnica HAZID, utilizzata per l'identificazione dei rischi nei diversi aspetti delle varie attività, permette un'analisi dei fattori che possono mettere a rischio la salute dei lavoratori e danneggiare l'ambiente circostante.

All'interno del ciclo di vita dell'installazione sono stati esaminati le seguenti fasi:

- *Perforazione e Completamento*
- *Installazione*
- *Produzione e Manutenzione*

Per ogni fase del ciclo di vita si sono ipotizzati i vari rischi ad essa pertinenti, identificando al contempo i possibili effetti ambientali che si possono sviluppare in caso d'incidente e fornendo una stima della severità degli effetti stessi ed un probabilità di accadimento, desunta dalla casistica di incidente relativa al settore E&P.

Ulteriormente, sono riportate a fronte di ogni rischio le barriere (ovvero le misure tecniche o organizzative) adottate per prevenire l'incidente e ridurre i suoi effetti dannosi. Ove, per



un determinato rischio, siano presenti più barriere fisiche e/o organizzative e/o sistemi attivi/passivi di controllo e di allarme, si è ritenuto opportuno correggere la severità dell'effetto e/o la stima della probabilità di accadimento desunta da dati storici, al fine di avere una valutazione dei rischi più aderente alla realtà studiata, che corrisponde allo stato dell'arte delle tecnologie disponibili nel settore offshore. Tale correzione è stata effettuata sulla base dell'esperienza degli analisti, sentiti i tecnici esperti nel settore E&P. Inoltre, si sottolinea che, ai fini dell'analisi al presente documento, sono stati considerati unicamente i rischi derivanti da eventi non associabili alle normali condizioni di operatività e/o di conduzione delle varie attività proprie di ogni ciclo di vita, così come sopra identificati. Gli effetti sull'ambiente associati alle normali condizioni di operatività e/o conduzione delle varie attività sono rintracciabili sul documento di Valutazione d'Impatto Ambientale redatto da ENI E&P – UGIT e riferito alle medesime installazioni SubSea. Nell'analisi condotta, si assume, in via semplificata, che gli aspetti esaminati nelle fasi dei cicli di vita abbiano la stessa rilevanza, al fine di facilitare l'analisi di rischio. In dettaglio l'analisi è effettuata calcolando la media dei punteggi corretti relativi ai potenziali livelli di danno e la media dei punteggi corretti relativi alle probabilità di accadimento di ogni rischio. I valori finali saranno riportati sulla matrice di valutazione del rischio (Fig. 6.2/1), inquadrando il livello di rischio della fase del ciclo di vita esaminato:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^N L_{ef}}{N} ; Y = \frac{\sum_{i=1}^N P}{N}$$

L_{ef} = punteggio corretto relativo ai potenziali livelli di danno

P = punteggio corretto relativo alle probabilità di accadimento

N = numero aspetti considerati per ogni fase del ciclo di vita

Livello rischio fase del ciclo di vita esaminato = $X \& Y$ (A1/A2/A3....) R1 o R2 o R3.
Ai fini del calcolo i valori decimali inferiori allo 0,5 sono approssimati all'unità inferiore mentre i valori uguali o superiori saranno approssimati all'unità superiore.

Severità	Livello Potenziali Effetti sull'Ambiente	Livello Probabilità Accadimento					
		0	A(1)	B(2)	C(3)	D(4)	E(5)
		Può succedere nel settore E&P	Accaduto nel settore E&P	Accaduto almeno una volta nelle attività di ENI E&P - UGIT	Accaduto diverse volte nelle attività di ENI E&P - UGIT	Accaduto diverse volte/anno nelle attività di ENI E&P - UGIT	Accaduto diverse volte/anno nel sito
1	Effetti trascurabili						
2	Effetti minimi						
3	Effetti circoscritti						
4	Effetti gravi						
5	Effetti enormi						
R1		-Area in cui ricadono attività con rischio intollerabile per le quali sono richieste misure di controllo per spostare le attività nelle aree con rischio minore					
R2		-Area in cui ricadono attività il cui rischio, pur essendo tollerabile, richiede misure di mitigazione ulteriori ammesso che il costo per mitigare gli effetti non sia sproporzionato rispetto ai benefici					
R3		-Area in cui ricadono attività da sottoporre a miglioramento continuo e in cui non sono richieste misure di riduzione del rischio					

Fig. 6.2/1 Matrice di valutazione del rischio dello scenario esaminato



6.3 VALUTAZIONE DEI RISCHI

Nel presente Capitolo sono analizzati i vari scenari sviluppati nelle **Fasi del Ciclo di Vita** previsti (Perforazione e Completamento, Installazione, Produzione e Manutenzione).

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DESCRIZIONE DEL PROGETTO	Pag. 48
--	---	---------

PERFORAZIONE e COMPLETAMENTO

N.	Rischi	Potenziali Effetti sull'Ambiente	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
1.	Sversamento accidentale in mare dei rifiuti prodotti dalle attività di cantiere (fanghi di perforazione esausti, detriti di perforazione, acque reflue, rifiuti urbani, liquami civili)	Impatto sull'ambiente marino	2	2	Tutti i piani di lavoro sono a tenuta e mastrati. Intorno al perimetro dell'unità sono presenti pozzetti di drenaggio collegati tramite un collettore in modo da raccogliere per gravità le acque piovane, quelle di lavaggio impianto, eventuali sversamenti di fango sui piani suddetti. Questi fluidi vengono collettati in apposite vasche. il contenuto della vasca viene trasferito, sulle cisterne della nave appoggio (supply-vessel), per essere in seguito trasportato a terra per il trattamento e lo smaltimento in idonei recapiti. I detriti perforati sono anch'essi raccolti in appositi cassonetti e trasferiti a terra per il trattamento e lo smaltimento finale. I liquami civili vengono trattati per mezzo di impianti omologati dal R.I.Na., prima di essere scaricati in mare. ENI E&P dispone di procedure per la corretta gestione e trasporto dei rifiuti prodotti e di un Piano di Antinquinamento per la gestione delle emergenze ambientali.	2	1

N.	Rischi	Potenziali Effetti sull'Ambiente	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
2.	<p>Sversamento accidentale in mare di sostanze diverse dai rifiuti. Es. prodotti per il confezionamento dei fanghi e per le operazioni in pozzo</p>	<p>Impatto sull'ambiente marino</p>	<p>3</p>	<p>1</p>	<p>Tutti i piani di lavoro sono a tenuta e mastrati. Intorno al perimetro dell'unità sono presenti pozzetti di drenaggio collegati tramite un collettore in modo da raccogliere per gravità le acque piovane, quelle di lavaggio impianto, eventuali sversamenti di fango sui piani suddetti. Questi fluidi vengono collettati in apposite vasche. il contenuto della vasca viene trasferito, sulle cisterne della nave appoggio (supply-vessel), per essere in seguito trasportato a terra per il trattamento e lo smaltimento in idonei recapiti. ENI E&P dispone di un Piano di Antinquinamento per la gestione delle emergenze ambientali.</p>	<p>3</p>	<p>0</p>

N.	Rischi	Potenziali sull'Ambiente	Effetti	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
3.	Blow – Out di gas	Rilascio in atmosfera		3	2	L'evenienza di un blow-out è molto remota in quanto è contrastata da due barriere fisiche: il fango di perforazione, ed i Blow-Out Preventer (BOP), apparcchiate di sicurezza appositamente installate per intercettare la risalita incontrollata dei fluidi di formazione, alle quali va associato un sistema di sicurezza che prevede l'adozione di elevati standard tecnici e procedurali, l'impiego di un sistema di controllo in continuo nella cabina di "logging" ed allarme ridondato e l'addestramento del personale a gestire prontamente eventuali situazioni di emergenza. ENI E&P dispone inoltre, per l'abbattimento dei rischi residui di Procedure di Controllo Pozzo e di piano di emergenza per fronteggiare l'evenienza. Si fa notare, inoltre, che, sulla base delle esperienze pregresse, l'accadimento di Blow – Out in ambiente marine con fuori uscita di gas naturale provoca effetti circoscritti in una zona limitata.	3	0

N.	Rischi	Potenziali sull'Ambiente	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
4.	Rilascio di gas esplosivo nell'area di cantiere	Rilascio in atmosfera	2	2	L'Unità 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, di sensori di gas collegati con sistemi di allarme acustico che si azionano allorquando viene superata la concentrazione di soglia, attivando le procedure di emergenza. ENI E&P dispone di un Piano di Emergenza per fronteggiare l'evenienza.	1	1

N.	Rischi	Potenziali sull'Ambiente	Effetti	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
5.	Incendi o esplosioni sulla Jack Up Drilling Unit	Rilascio in atmosfera		2	2	<p>Sono applicati i Principi di Sicurezza Intrinseca: separazione delle aree pericolose da aree non pericolose tramite distanze adeguate e/o pareti tagliafuoco; minimizzazione della possibilità di accumuli di gas infiammabili o nocivi garantendo un'opportuna ventilazione; limitazione delle zone che potrebbero essere coinvolte in caso d'incendio attraverso l'installazione di sistemi di rivelazione e spegnimento; riduzione 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; utilizzo di materiali sicuri; riduzione delle 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. ENI E&P dispone di un Piano di Emergenza per fronteggiare l'evenienza.</p>	1	1

N.	Rischi	Potenziali Effetti sull'Ambiente	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
6.	Collisione tra la Jack-up Drilling Unit ed imbarcazioni	<p>Rilascio in atmosfera, qualora vi sia emissione di gas</p> <hr/> <p>Impatto sull'ambiente marino, qualora vi sia lo sversamento in mare di sostanze</p>	3	2	<p>Intorno all'unità 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 ed l'installazione di un sistema per la segnalazione di ostacoli alla navigazione, comprendenti luci d'ingombro, autofoni e racon, con portata minima di 10 miglia nautiche. ENI E&P dispone di un Piano di Antinquinamento per la gestione delle emergenze ambientali.</p>	3	1

Valutazione del rischio dello stadio di vita ($=\Sigma$ punteggi livello effetti/n e Σ punteggi probabilità/n):
Media Severità: 13/6= 2,16
Media Probabilità: 4/6= 0,66
Il punto di valutazione del rischio dell'attività si posiziona sulla matrice alla casella corrispondente ai valori: 2 – A(1)

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DESCRIZIONE DEL PROGETTO	Pag. 53
--	---	---------

INSTALLAZIONE

N.	Rischi	Potenziali Effetti sull'Ambiente	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
1.	Sversamento in mare di gasolio durante il trasporto e lo stoccaggio	Impatto sull'ambiente marino	2	1	<p>Posizionamento dei serbatoi o contenitori di stoccaggio in aree sicure. Per evitare le collisioni, intorno all'unità è stabilita una zona di sicurezza nella quale è proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati. Il limite delle zone di sicurezza, che può estendersi fino a 500 dalle installazioni, è fissato con una ordinanza della Capitaneria di Porto competente, sentita la Sezione Idrocarburi.</p> <p>L'Ordinanza precisa inoltre, il divieto o le limitazioni imposte alla navigazione, all'ancoraggio ed alla pesca. ENI E&P dispone, inoltre, di un Piano di Antinquinamento per la gestione delle emergenze ambientali.</p>	2	0

 Eni S.p.A. Divisione E&P	Doc. SAOP n. 69 PROGETTO BONACCIA EST STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE DESCRIZIONE DEL PROGETTO	Pag. 54
--	---	---------

N.	Rischi	Potenziali Effetti sull'Ambiente	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
2.	Incendi o esplosioni sulle imbarcazioni	Rilascio in atmosfera	2	2	<p>All'interno delle imbarcazioni sono applicati i Principi di Sicurezza Intrinseca: separazione delle aree pericolose da aree non adeguuate e/o pareti tagliafuoco; minimizzazione della possibilità di accumuli di gas infiammabili o nocivi garantendo un'opportuna ventilazione; limitazione delle zone che potrebbero essere coinvolte in caso d'incendio attraverso l'installazione di sistemi di rivelazione e spegnimento. ENI E&P dispone, inoltre, di procedure di qualifica e valutazione dei fornitori ai quali richiede misure procedurali e l'esecuzione di esercitazioni volte a fronteggiare questo tipo di emergenze.</p>	1	1

Valutazione del rischio dello stadio di vita ($=\Sigma$ punteggi livello effetti/n e Σ punteggi probabilità/n):

Media Severità: $3/2= 1,5$

Media Probabilità: $1/2= 0,5$

Il punto di valutazione del rischio dell'attività si posiziona sulla matrice alla casella corrispondente ai valori: 2 – A(1)

PRODUZIONE E MANUTENZIONE

N.	Rischi	Potenziali Effetti sull'Ambiente	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
1.	Rottura o perdita ad una o più componenti del sistema di produzione (valvole, flowlines, ecc...)	Impatto sull'ambiente marino	2	2	<p>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 secondo le procedure.</p> <p>All'occorrenza, ispezioni visive effettuate mediante sommozzatori qualificati e/o veicoli controllati a distanza ("ROV": Remotely Operated Veichle), al fine di verificare lo stato del rivestimento e degli anodi di protezione o eventuali affioramenti della condotta sul fondo del mare, controllo della funzionalità del sistema di protezione catodica mediante misure del potenziale della condotta e degli anodi sacrificali. Eventuali rotture lungo la linea, con conseguente riduzione della pressione di esercizio, saranno rilevate da strumenti di misura dedicati che, attraverso sistemi di blocco, attiveranno la chiusura automatica delle valvole "Fail Safe" d'intercetto asservite.</p>	1	1

N.	Rischi	Potenziali Effetti sull'Ambiente	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
2.	Blow – Out di gas	<p>Rilascio in atmosfera</p> <hr/> <p>Impatto sull'ambiente marino</p>	3	1	<p>L'evenienza di un blow-out è molto remota in quanto è contrastata da apparecchiature di sicurezza appositamente installate per intercettare la risalita incontrollata dei fluidi, alle quali va associato un sistema di sicurezza che prevede il controllo in continuo dei parametri di produzione, l'adozione di elevati standard tecnici e procedurali, l'impiego di un sistema di blocco ed allarme ridondato con valvole "Fail Safe" e l'addestramento del personale a gestire prontamente eventuali situazioni di emergenza. ENI E&P dispone inoltre, per l'abbattimento dei rischi residui di Procedure di Controllo Pozzo e di piano di emergenza per fronteggiare l'evenienza. Si fa notare, inoltre, che, sulla base delle esperienze pregresse, l'accadimento di Blow – Out in ambiente marino con fuori uscita di gas naturale provoca effetti circoscritti in una zona limitata.</p>	3	0

N.	Rischi	Potenziali Effetti sull'Ambiente	Stima della severità dell'Effetto	Stima Probabilità Accadimento	Misure atte per la prevenzione dei rischi	Stima corretta della severità dell'Effetto	Stima corretta Probabilità Accadimento
3.	Collisione tra elementi di imbarcazioni (reti a strascico, ancore, "ROV", ecc...), l'umbilical, flowline o testa pozzo	Impatto sull'ambiente marino	3	1	<p>Il tracciato delle sealine e la posizione della testa pozzo sono segnate su carte nautiche. Il sistema sottomarino è protetto da urti accidentali grazie ad un sistema integrato con la croce sottomarina; tale sistema è costituito da un telaio che è normalmente progettato per contenere tutte le interfacce della croce con l'esterno e allo stesso tempo per fornire protezione.</p> <p>Danni all'impianto elettro-idraulico ed alle linee di produzione comportano la chiusura in automatico delle valvole della testa pozzo. ENI E&P dispone di una specifica Procedura Operativa Antinquinamento Marino per la gestione delle emergenze ambientali.</p>	3	0

Valutazione del rischio dello stadio di vita ($=\Sigma$ punteggi livello effetti/n e Σ punteggi probabilità/n):
Media Severità: 7/3= 2,3
Media Probabilità: 1/3= 0,3
Il punto di valutazione del rischio dell'attività si posiziona sulla matrice alla casella corrispondente ai valori: 2 – 0

MATRICE RIASSUNTIVA RELATIVA ALLE FASI IDENTIFICATE

Severità		Livello Probabilità Accadimento					
		0	A(1)	B(2)	C 3)	D(4)	E(5)
Livello Potenziali Effetti sull'Ambiente		Può succedere nel settore E&P	Accaduto nel settore E&P	Accaduto almeno una volta nelle attività di ENI E&P - UGIT	Accaduto diverse volte nelle attività di ENI E&P - UGIT	Accaduto diverse volte/anno nelle attività di ENI E&P - UGIT	Accaduto diverse volte/anno nel sito
1	<i>Effetti trascurabili</i>						
2	<i>Effetti minimi</i>	PRODUZIONE E MANUTENZIONE	INSTALLAZIONE				
3	<i>Effetti circoscritti</i>						
4	<i>Effetti gravi</i>						
5	<i>Effetti enormi</i>						



6.4 CONCLUSIONI

L'analisi e la valutazione del Rischio effettuata, pone in evidenza quanto segue:

Fase di Perforazione e Completamento

Il livello generale di Rischio è identificato sulla matrice con la posizione A(1) – 2.

La posizione ricade nell'area azzurra codificata R3 (Area in cui ricadono attività da sottoporre a miglioramento continuo e in cui non sono richieste misure di riduzione del rischio). A tale riguardo, si fa presente che ENI E&P, sulla base della sua lunga esperienza nel settore ha raggiunto tale risultato adottando le seguenti barriere di riduzione del rischio:

1. sistema di drenaggio nel cantiere per il contenimento delle acque di lavaggio e di eventuali sversamenti
2. segregazione dei detriti di perforazione per evitare rilasci nell'ambiente marino
3. trattamento con impianti omologati dei liquami civili
4. monitoraggio in continuo dei fanghi di perforazione ed installazione di BOP ridondanti per contrastare risalita di fluidi nel pozzo
5. standard tecnici conformi allo stato dell'arte
6. sistemi di allarme per rilevare deviazioni dai parametri di lavoro e fuori uscite di gas
7. adozione dei principi di sicurezza intrinseca (separazione delle aree pericolose da quelle non pericolose, ventilazione, sistemi di spegnimento, utilizzo di materiali sicuri) per limitare la probabilità e l'estensione degli effetti di incendi/esplosioni
8. procedure per il corretto trasporto e gestione dei rifiuti
9. procedure di controllo pozzi per reagire prontamente a fenomeni di risalita di fluidi nello stesso
10. adozione di una specifica Procedura Operativa Antinquinamento Marino e di un Piano di Emergenza
11. individuazione di zone di sicurezza con divieto di transito a mezzi non autorizzati attorno alle installazioni e sistemi di segnalazione di ostacoli alla navigazione per limitare la probabilità di collisione tra i mezzi e le unità
12. formazione ed addestramento del personale

Fase di Installazione

Il livello generale di Rischio è identificato sulla matrice con la posizione A(1) – 2.

La posizione ricade nell'area azzurra codificata R3 (area in cui ricadono attività da sottoporre a miglioramento continuo e in cui non sono richieste misure di riduzione del rischio). A tale riguardo, si fa presente che ENI E&P, sulla base della sua lunga esperienza nel settore ha raggiunto tale risultato adottando le seguenti barriere di riduzione del rischio:

1. standard tecnici conformi allo stato dell'arte
2. sistemi di allarme per rilevare deviazioni dai parametri di lavoro e fuori uscite di gas



3. adozione dei principi di sicurezza intrinseca (separazione delle aree pericolose da quelle non pericolose, ventilazione, sistemi di spegnimento, utilizzo di materiali sicuri) per limitare la probabilità e l'estensione degli effetti di incendi/esplosioni
4. scelta delle traiettorie delle sealines ed utilizzo di moderni sistemi di posizionamento delle ancore, per evitare danneggiamenti del fondale marino
5. procedure per il corretto trasporto e gestione dei rifiuti
6. adozione di una specifica Procedura Operativa Antinquinamento Marino e di un Piano di Emergenza
7. individuazione di zone di sicurezza con divieto di transito a mezzi non autorizzati attorno alle installazioni e sistemi di segnalazione di ostacoli alla navigazione per limitare la probabilità di collisione tra i mezzi e le unità
8. formazione ed addestramento del personale

Fase di Produzione e Manutenzione

Il livello generale di Rischio è identificato sulla matrice con la posizione 0 – 2.

La posizione ricade nell'area azzurra codificata R3 (area in cui ricadono attività da sottoporre a miglioramento continuo e in cui non sono richieste misure di riduzione del rischio). A tale riguardo, si fa presente che ENI E&P, sulla base della sua lunga esperienza nel settore ha raggiunto tale risultato adottando le seguenti barriere di riduzione del rischio:

1. monitoraggio in continuo dei parametri di produzione per rilevare eventuali scostamenti
2. eventuali ispezioni visive mediante sommozzatori o "ROV" per verificare il corretto stato delle apparecchiature
3. protezione catodica sulle *flowlines*
4. valvole di pozzo di tipo "Fail Safe" per blocco immediato in caso di rilasci di gas dalla condotta o dalla testa pozzo
5. protezione della testa croce di produzione da urti accidentali
6. segnalazione delle *sealines* e della posizione delle teste pozzo su carte nautiche
7. standard tecnici conformi allo stato dell'arte
8. sistemi di allarme per rilevare deviazioni fuori uscite di gas
9. adozione di una specifica Procedura Operativa Antinquinamento Marino e di un Piano di Emergenza
10. formazione ed addestramento del personale

A conclusione delle analisi si può pertanto affermare che, viste le migliori tecnologie disponibili in uso presso ENI e le misure di prevenzione dei rischi adottati dalla Compagnia, i rischi associati alle Fasi di Perforazione e Completamento, Installazione e Produzione e Manutenzione, sono da considerarsi estremamente limitati ed in molti casi trascurabili.



7 CHIUSURA MINERARIA E DECOMMISSIONING DELLE STRUTTURE DI PRODUZIONE

Al termine della vita mineraria dei campi di Bonaccia Est si procederà alla completa chiusura dei pozzi sottomarini con una serie di tappi di cemento atti a garantire un completo isolamento dei livelli da cui si è prodotto, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti all'esecuzione del pozzo. Ciò al fine di evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato, e di isolare i fluidi di diversi strati ripristinando le chiusure formazionali.

La chiusura mineraria è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza. Gli obiettivi cui si propone la chiusura mineraria si raggiungono con l'uso combinato di:

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

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

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

Tappi di cemento: l'esecuzione di un tappo di cemento avviene pompando e spiazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione (o aste con aggiunto un peduncolo di tubing), una malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. La batteria di aste viene discesa fino alla quota inferiore prevista del tappo; si pompa la malta cementizia e la si porta al fondo spiazzandola con fango di perforazione; ultimato lo spiazzamento si estrae dal pozzo la batteria di aste.

Squeeze di cemento: con il termine *squeezing* si indica l'operazione di iniezione di fluido, pompato sotto pressione, verso una zona specifica del pozzo. Nelle chiusure minerarie gli *squeeze* di malta cementizia vengono eseguiti per mezzo di opportuni "cement retainer" con lo scopo di chiudere gli strati precedentemente perforati per l'esecuzione di prove di produzione.

Bridge plug/cement retainer: i *bridge plug* (tappi ponte) sono dei tappi meccanici, vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del *bridge plug* sono: i cunei, che permettono l'ancoraggio dell'attrezzo contro la parete della colonna e la gomma ("*packer*") che espandendosi contro la colonna isola la zona sottostante da quella superiore. Alcuni tipi di *bridge plug* detti "*cement retainer*" sono provvisti di un foro di comunicazione fra la parte superiore e quella inferiore con valvola di non ritorno, in modo da permettere di pompare della 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*.

Norme di chiusura mineraria



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

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

A questo punto sarà rimossa la struttura sottomarina, caricata su bettolina e portata a terra previa pulizia. La struttura sarà debitamente ubicata in attesa di un suo eventuale riutilizzo per lo sfruttamento di un altro giacimento, oppure smantellata ed alienata come rottame.

Un possibile utilizzo della sotto-struttura può essere l'abbandono in zone marine adibite al ripopolamento ittico.

Taglio delle colonne a fondo mare

Dopo l'esecuzione del tappo di cemento detto di *superficie* (in realtà al di sotto del fondo mare) si provvede al taglio delle colonne di superficie al di sotto della superficie di fondo mare (come prescritto dal D.P.R. 886/ 1979), in modo da non avere parti sporgenti dal fondo mare che potrebbero provocare danno alle reti di pesca utilizzate dai pescherecci (Fig. 7/1).

Terminata questa operazione si procederà alla rimozione della sovrastruttura che sarà caricata su bettolina e portata a terra. I tubi guida ed i pali di fondazione verranno quindi tagliati a fondo mare in modo che non rimanga nessun corpo estraneo sporgente dal fondo.

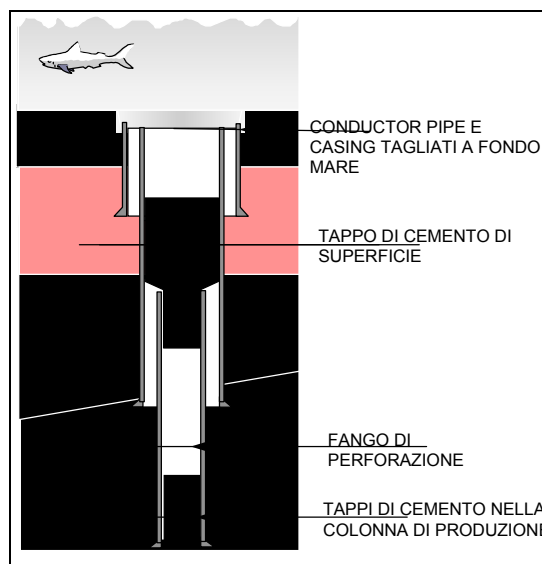


Fig. 7/1 – Taglio delle colonne a fondo mare

Rimozione della condotta

Al termine del suo utilizzo la condotta verrà allagata e bonificata al suo interno, disconnessa alle estremità e quindi abbandonata in loco.