

ISTANZA DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE "D.30.B.C. - MD"

PROGETTO OMBRINA MARE

DESCRIZIONE DEL PROGETTO

1 INTRODUZIONE

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO

2.1.1 Inquadramento Geologico Regionale

2.1.2 Storia Esplorativa e Stratigrafia dei Pozzi

2.1.3 Considerazioni Geominerarie

2.1.4 Risultati Geologici e Minerari del Pozzo Esplorativo Ombrina Mare 2-2Dir

2.1.5 Giacimento Ombrina Mare

2.2 OPZIONI DI SVILUPPO DEL PROGETTO

2.2.1 Opzione con Serbatoio Galleggiante (FPSO)

2.2.2 Opzione con Invio dell'Olio al Centro Olio Miglianico

2.2.3 Confronto tra i Due Scenari di Sviluppo ad Olio

2.3 FINALITÀ ED OBIETTIVI DEL PROGETTO

2.4 DESCRIZIONE E SEQUENZA DELLE ATTIVITÀ IN PROGETTO

2.4.1 Dati Generali

2.4.2 Tempi di Realizzazione delle Operazioni

2.5 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

2.5.1 Perforazione

2.5.2 Componenti dell'Impianto di Perforazione

2.5.3 Programma di Perforazione e Completamento Pozzi

2.5.4 Tempi di esecuzione degli interventi di perforazione

2.5.5 Tecniche di prevenzione dei rischi ambientali

2.5.6 Misure di Attenuazione di Impatto ed Eventuale Monitoraggio

2.5.7 Stima della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera, della Produzione di Rumore

2.5.8 Tecniche di Trattamento e Conferimento dei Rifiuti

2.6 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PRODUZIONE

2.6.1 Descrizione del processo

2.6.2 Consumi connessi ai processi di produzione

2.6.3 Descrizione Piattaforma Ombrina Mare A

2.6.4 Descrizione della FPSO

2.6.5 Personale e traffico marittimo

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

2.6.7 Monitoraggi Ambientali Previsti

2.6.8 Tempi di Realizzazione delle strutture

2.6.9 Misure di Attenuazione di Impatto

2.7 DESCRIZIONE DEI SISTEMI DI TRASPORTO

2.7.1 Condotte Sottomarine

2.7.2 Messa in Opera delle Condotte Sottomarine

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

2.7.4 Tempi di Realizzazione

2.8 DECOMMISSIONING

2.9 ANALISI DEI RISCHI E PIANO DI EMERGENZA

1. INTRODUZIONE

Di seguito verranno descritte le caratteristiche del progetto di sviluppo del Campo Ombrina Mare, fornendo un quadro generale delle caratteristiche del giacimento in base alle attività pregresse già svolte nell'area.

Verranno inoltre brevemente illustrate le motivazioni dell'alternativa di sviluppo selezionata e quindi descritte le caratteristiche del progetto, in relazione alle interazioni con le matrici ambientali potenzialmente interessate dall'intervento, le risorse impiegate e le emissioni generate in ciascuna fase del progetto stesso.

2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO

2.1.1 Inquadramento Geologico Regionale

Da un punto di vista geologico e geodinamico il mare Adriatico rappresenta l'avanfossa comune alle catene appenninica e dinarica dopo avere costituito, fino al Pliocene medio, l'avampese stabile nel contesto del ciclo orogenico appenninico.

Da un punto di vista minerario, il mare Adriatico rappresenta invece una importante provincia petrolifera, nella quale sono state fatte numerose e importanti scoperte di idrocarburi liquidi e gassosi, sia all'interno della serie clastica d'avanfossa (prevalentemente gas biogenico) sia nelle successioni bacinali e di piattaforma carbonatica che ne costituiscono il substrato (prevalentemente olio e gas termogenico).

Il processo evolutivo che condurrà alla formazione di questo dominio geologico ha inizio nel tardo Triassico, quando sul margine settentrionale della placca africana si instaurano condizioni di mare sottile, ove si deporranno sedimenti evaporitici e dolomitici e, successivamente, compensando la progressiva subsidenza del margine, si svilupperà una estesa piattaforma carbonatica di tipo bahamiano, ora rappresentata dalla Formazione del Calcare Massiccio.

Questa situazione, comune a gran parte dell'area mediterranea, verrà modificata, a partire dal Liassico inferiore, da una importante fase tettonica estensionale, collegata ai movimenti sin-rift di apertura dell'oceano Tetide.

Questa fase estensionale determinerà lo smembramento della piattaforma provocando lo sprofondamento di estesi settori, ove si imposterà una sedimentazione di tipo bacinale, e la persistenza di aree rilevate nelle quali le condizioni di piattaforma carbonatica si manterranno sostanzialmente invariate fino a tutto il Paleogene e consentiranno la deposizione di una successione carbonatica dello spessore di oltre 5 km (Piattaforma Apula).

L'evoluzione sedimentaria dei settori di alto persistente sarà condizionata in modo importante da lacune ripetute ed estese mentre nei settori ribassati, ove si depositerà, al di sopra della Formazione del Calcare Massiccio, una sequenza pelagica calcareo-marnosa di tipo Umbro-marchigiano, la sedimentazione avverrà con continuità fino al Pleistocene.

Il substrato dei sedimenti dell'avanfossa Plio-pleistocenica è quindi costituito, nel settore Adriatico, sia dalla successione carbonatica di piattaforma (Piattaforma Apula) sia da quella bacinale (Umbro-marchigiana).

La transizione tra questi due domini sedimentari, ricostruibile in base all'analisi dei sondaggi per esplorazione di idrocarburi, si deve ipotizzare lungo una direttrice ad orientamento SW-NE che decorre all'incirca dalla latitudine di San Vito Chietino e, dunque, all'interno del permesso, nei pressi della sua porzione Nord-occidentale (Limite della Piattaforma Apula in figura 2.1.1.a).

Tale transizione, verso Nord, deve infatti collocarsi in un punto intermedio tra i pozzi Rombo Mare 1 e Ombrina Mare 1, che hanno intercettato la successione di piattaforma carbonatica, e il pozzo Elsa 1, che ha attraversato una serie stratigrafica di tipo pelagico riferibile alla serie Umbro-Marchigiana.

A terra, tale limite va posto tra il pozzo Villa Grande 1, con serie di piattaforma, e il pozzo Miglianico 1, a serie pelagica, e quindi proseguito verso SW ove la transizione da facies di piattaforma a facies transizionali è ben esposta nel massiccio della Maiella.

Verso Est, le facies di piattaforma sono state incontrate nei pozzi del campo Rospo Mare, nei pozzi Nasello Mare 1, Sonia 1, Katia 1, mentre i pozzi Famoso 1 e Eterno 1 attraversano una classica successione pelagica.

Si deve quindi ritenere che la transizione tra i due domini paleogeografici attraversi, da SW a NE, la porzione Nord-occidentale dell'area del permesso e, andando verso NE, pieghi in direzione NW-SE passando tra Eterno 1 e l'allineamento Katia 1- Sonia 1 - Rospo Mare 1, oltre il limite orientale dell'area del permesso (Figura 2.1.1.a).

L'inizio dell'orogenesi appenninica muterà, a partire dal Pliocene medio, il quadro geodinamico di sostanziale stabilità del settore adriatico determinando la traslazione progressiva del fronte compressivo e il concomitante arretramento dell'asse di flessurazione della placca di avampaese

L'instaurarsi di un regime prevalentemente compressivo coinvolge dapprima i domini più interni e occidentali (dominio ligure) e la migrazione del sistema catena-avanfossa-avampaese verso i quadranti Nord-occidentali arriverà a coinvolgere il settore in esame nel Pliocene inferiore.

Nel settore centrale del mare Adriatico, la fase di flessurazione della piastra di avampaese, che segnala l'instaurarsi dell'avanfossa, è infatti registrata da depositi argilloso-marnosi databili alla parte alta del Pliocene inferiore (zona a Globorotalia puncticulata); a partire da questo momento, il bacino Adriatico sarà sede di un'intensa sedimentazione torbiditica che consentirà l'accumulo di quantità enormi di materiale detritico, con spessori localmente superiori ai 7000 m (bacino di Pescara – Figura 2.1.1.b).

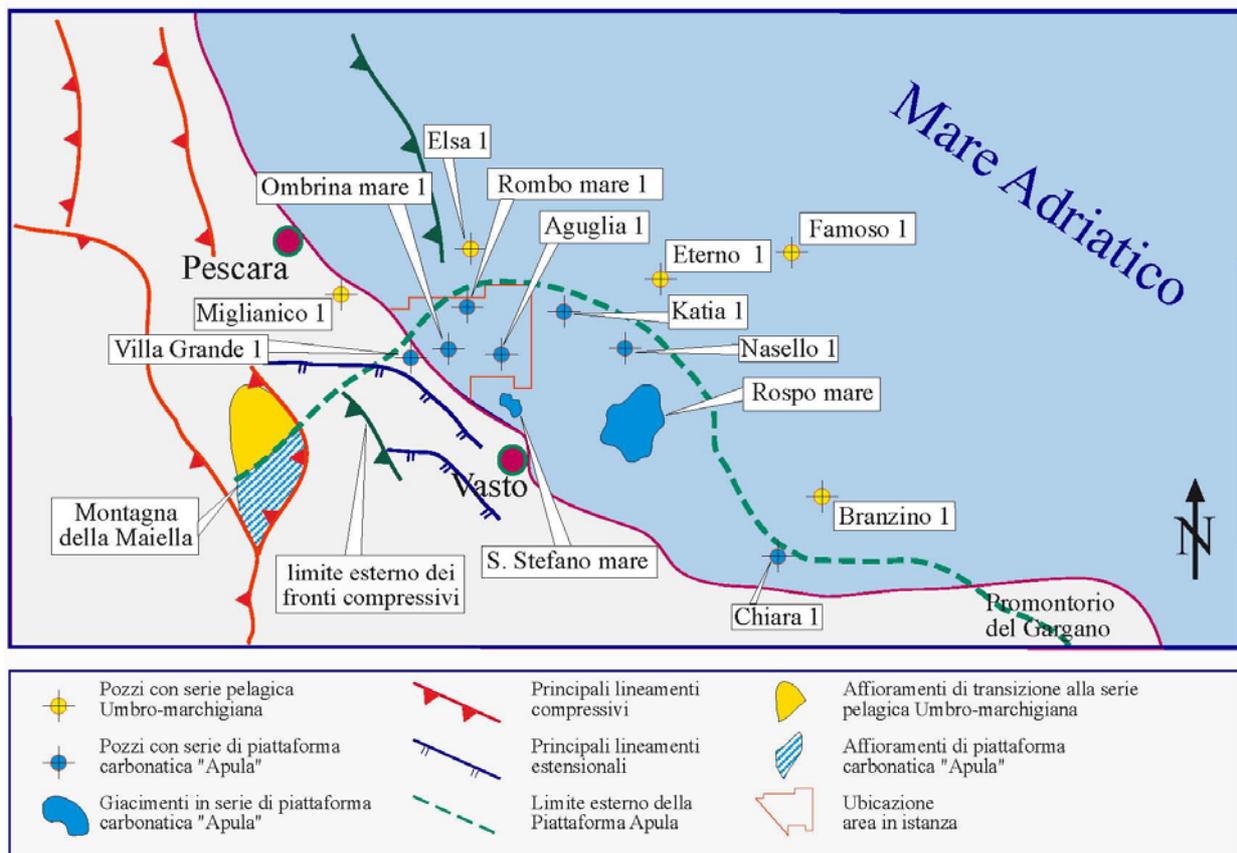


Figura 2.1.1.a - Schema tettonico sintetico e delimitazione dei domini paleogeografici

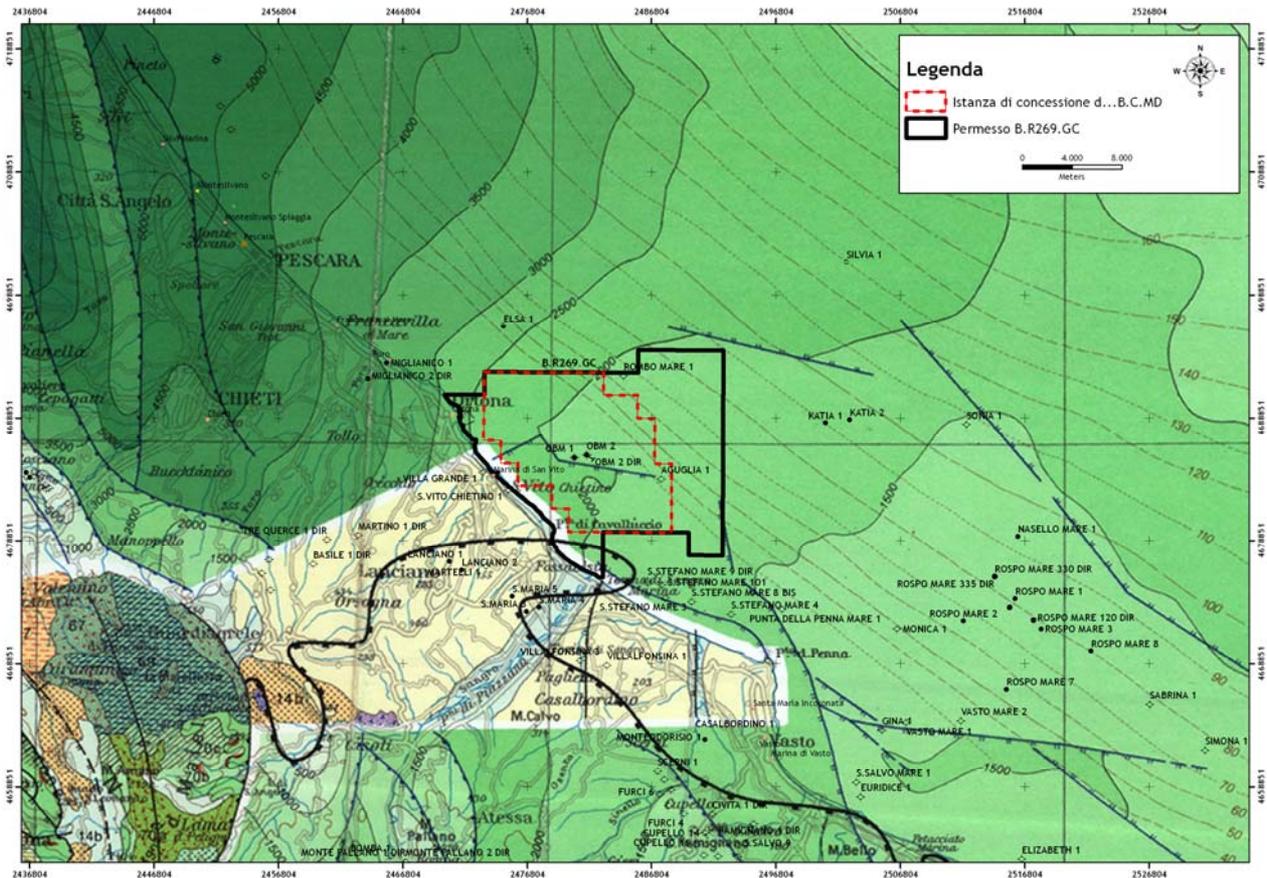


Figura 2.1.1.b - Carta strutturale e isobate base del Pliocene (Fonte: CNR "Structural model of Italy"; Scala 1:500.000)

2.1.2 Storia Esplorativa e Stratigrafia dei Pozzi

Come accennato in precedenza, il settore centrale dell'avanfossa adriatica è caratterizzato dalla presenza di successioni litostratigrafiche differenti che costituiscono il substrato della successione clastica di avanfossa. Le caratteristiche di queste successioni litostratigrafiche possono essere definite mediante l'analisi delle stratigrafie delle perforazioni effettuate per la ricerca di idrocarburi. All'interno del permesso di ricerca sono stati perforati nel passato alcuni pozzi dai precedenti operatori (Aguglia 1; Ombrina Mare 1; Rombo Mare 1) che hanno attraversato la successione clastica di avanfossa e si sono attestati nel substrato carbonatico della piattaforma Apula, a profondità comprese tra circa 2000 m e 4100 m; al di fuori dell'area del permesso, appena a Nord del suo margine settentrionale, il pozzo Elsa 1 ha invece incontrato, al di sotto dei terreni Plio-pleistocenici, una serie di bacino/transizione affine alla serie Umbro-marchigiana (Figura 2.1.2.a).

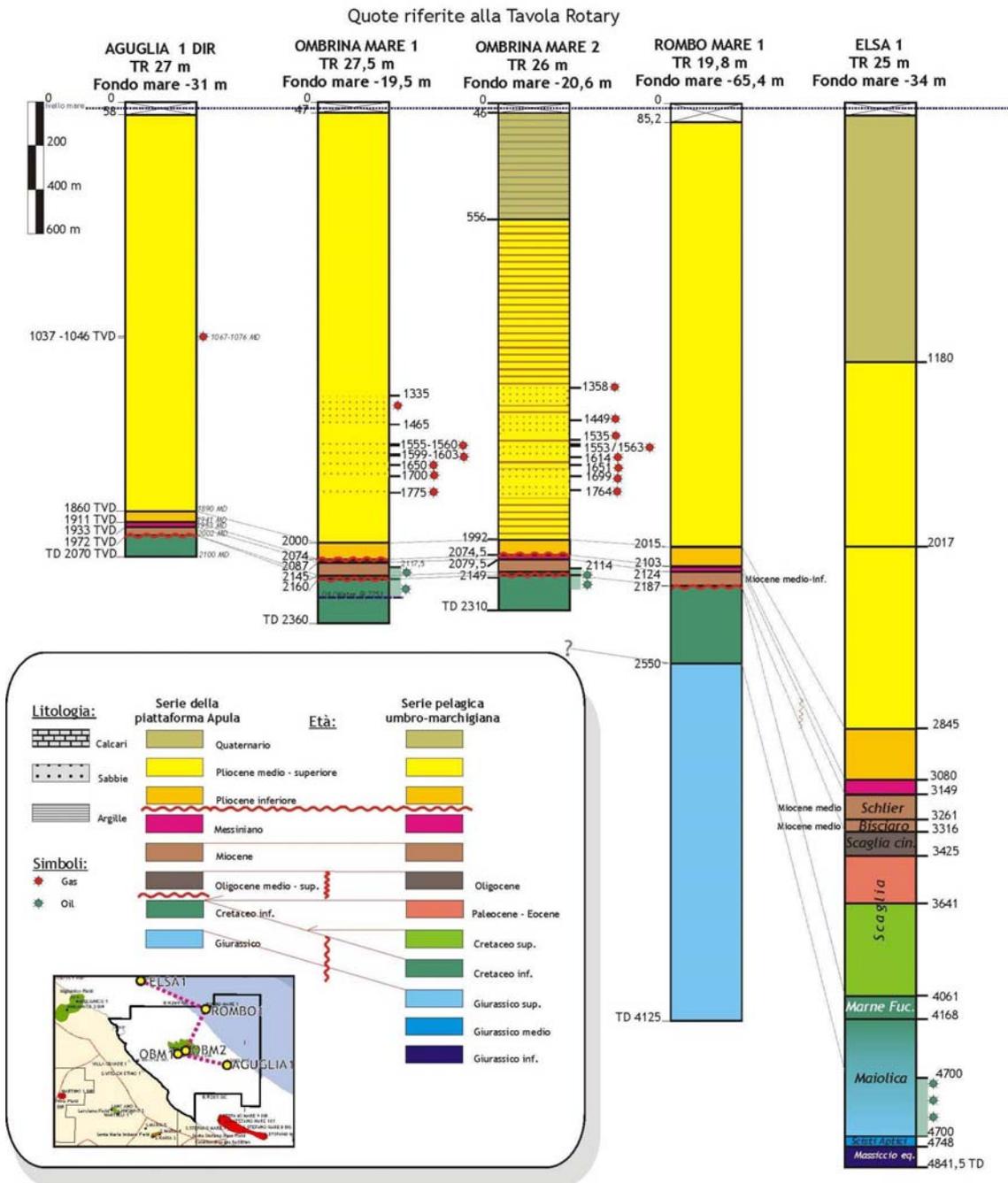


Figura 2.1.2.a - Correlazione tra i pozzi AGUGLIA 1 Dir – OBM1 – OBM2 – ROMBO MARE 1 – ELSA 1

2.1.2.1 Pozzo Rombo Mare 1

In particolare, il pozzo Rombo Mare 1, perforato nel 1979 dalla Elf fino alla profondità di 4125 mTR e ubicato presso il margine settentrionale dell'area del permesso, fornisce la registrazione più estesa della sequenza stratigrafica di piattaforma (Figura 2.1.2.a).

La successione incontrata da TD a 2550 mTR è riferibile al Giurassico superiore ed è costituita da un'alternanza di mudstone/wackestone beige a foraminiferi, alghe (zona a Kurnubia nella parte bassa, Clypeina jurassica, Salpingoporella annulata nella parte alta), a gasteropodi.



Da 2550 mTR a 2180 mTR si rinvengono ancora calcari mudstone/wackestone a pellets, foraminiferi e rare alghe con intercalazioni, più frequenti verso l'alto, di grainstone/packstone a foraminiferi ed alghe del Cretacico inferiore localmente vacuolari.

I litotipi riconosciuti si riferiscono ad un ambiente di piattaforma subsidente caratterizzata da una notevole variabilità di condizioni e frequenti oscillazioni del livello marino che consentivano lo sviluppo di facies prevalenti di bassa energia, di retroscogliera e di piattaforma interna ma anche, soprattutto nella parte sommitale, ad alta energia, di margine e di soglia.

Al di sopra di questi depositi separati da una superficie discordante, che segna una lacuna stratigrafica dal Cretaceo fino all'Oligocene, si ritrovano circa 27 m (da 2187 mTR a 2160 mTR) di calcari wackestone bioclastici e glauconitici con livelli di mudstone bianchi a intraclasti e pellets di età Miocene inferiore (a *Lepidocyclina*).

Al di sopra seguono circa 40 m (da 2160 mTR a 2124 mTR) di alternanze di packstone/wackestone argillosi organo-detritici, glauconitici di età Miocene medio, riferibile ad una facies di rampa carbonatica.

Fra 2124 mTR e 2103 mTR seguono 21 metri di sedimenti evaporitici (gessi e anidriti) del Messiniano.

Una nuova trasgressione separa questi termini dalla sequenza clastica di avanfossa che ha uno spessore di circa 2000 metri.

Tale sequenza da 2015 mTR a 2103 mTR è costituita da argille e marne del Pliocene inferiore che segnalano la fase di flessurazione della placca di avampaese e il conseguente passaggio a condizioni francamente bacinali.

Quindi, in probabile continuità stratigrafica, segue il Pliocene medio con uno spessore di circa 400 m (da 2015 mTR a 1620 mTR). I depositi riferiti a questo periodo continuano con una facies pelitica prevalente cui si intercalano sporadicamente sabbie consolidate di spessore metrico e, a luoghi, livelli a strati sottili.

Infine, da 1620 mTR fino al fondo marino, è presente un'alternanza di argille e sabbie di età compresa tra il Quaternario e il Pliocene superiore in cui prevale nettamente la frazione pelitica, con inserimenti sabbiosi sporadici e di modesto spessore.

Le caratteristiche sedimentologiche di questi depositi, che registrano la fase in cui questo settore costituiva un bacino subsidente di avanfossa, consentono di riferirli ad un ambiente di piana sottomarina.

2.1.2.2 Pozzo Ombrina Mare 1

Il pozzo Ombrina Mare 1 perforato nel 1987 dalla Elf Italiana S.p.A. ha raggiunto una profondità finale di 2360 mTR. Il pozzo ha attraversato da 2160,5 mTR a TD i calcari mudstone a laminazioni algali del Cretaceo inferiore con intercalazioni di calcare argilloso. Sono presenti fratture centimetriche riempite da packstone miocenico (Figura 2.1.2.a).

Al di sopra di questi depositi separati da una superficie discordante troviamo tra 2160,5 mTR a 2117,5 mTR calcari packstone bioclastici di età Langhiano-Tortoniano (Miocene) con livelli porosi, impregnati di olio.

Tra 2117,5 mTR e 2087 mTR il pozzo ha attraversato una calcarenite fossilifera, glauconitici con livelli marnosi di età Langhiano-Tortoniano.

Tra 2087 mTR e 2074 mTR seguono 13 metri di calcari azoici bianchi della Gessoso-Solfifera di età messianiana.

In trasgressione seguono le argille grigie con livelli brunastri da 2074 mTr a 2000 mTR di età Pliocene inferiore.

Segue la sequenza del Pliocene medio fino al Quaternario da 2000 mTR a fondo mare costituita da argilla siltosa con intercalazioni sabbiose di spessore metrico tra 1275 mTR e 1750 mTR, che hanno mostrato manifestazioni a gas in diversi livelli.

2.1.2.3 Pozzo Aguglia 1 Dir

Il pozzo Aguglia 1 Dir (Figura 2.1.2.a) perforato nell'anno 1997 ha raggiunto la profondità finale di 2100 mTR (2070 m TVD).

Dalla profondità di 2001,7 mTR (1971,7 TVD) fino a TD ha attraversato calcari riferibili al Cretaceo inferiore costituiti da mudstone biancastri con fessure di dissoluzione carsica riempite da breccie di demolizione di packstone bioclastici rimaneggiati, di marne e di terre rosse. E' presente tra 2041 mTR a 2056 mTR un canale probabilmente riempito di terre rosse e di marne verdi. Alla profondità di 2007 m TR è stato rinvenuto bitume secco.

Al di sopra in trasgressione si trovano calcareniti packstone grigi chiari a foraminiferi, glauconitici tra 2001,7 mTR (1971,7 TVD) e 1981 mTR (1951 TVD); mentre tra 1981 mTR (1951 TVD) e 1953 mTR (1933 TVD) si trovano calcari argillosi, glauconitici a foraminiferi di età Miocene inferiore-medio.

Seguono i calcari evaporitici bianchi messianiani tra 1953 mTR e 1941 mTR.

Si istaura al di sopra la sequenza argillosa del Pliocene inferiore fino a 1890 mTR, costituita da argille calcaree, marne a foraminiferi con livelletti di argilla brunastra.

Da 1890 mTR al fondo del mare troviamo la sequenza di alternanze di sabbia argilla del Pliocene medio fino al Quaternario.

2.1.2.4 Pozzo Elsa 1

Per quanto riguarda la successione pelagica Umbro-marchigiana, presumibilmente presente nel settore Nord-occidentale dell'area del permesso, è necessario fare riferimento ai dati del sondaggio Elsa 1 (TD 4841 mTR), perforato nel 1992 e ubicato fuori dall'area del permesso a circa 2,5 km a Nord del suo margine settentrionale (Figura 2.1.2.a).

Il pozzo Elsa 1, terminato alla profondità di 4841 mTR, ha attraversato per circa 50 m, dal fondo pozzo a 4748 mTR, degli strati ascritti alla Formazione del Calcarea Massiccio, di età liassica, qui costituita da calcari e dolomie grigio-nocciola a grana grossolana con rara selce.

Seguono, separati da una lacuna stratigrafica e fino a 4700 mTR, circa 50 m di dolomie a grana medio-fine con intercalazioni di mudstone/wackestone ascritti dubitativamente alla Formazione dei Calcari ad Aptici di età Giurassico medio-superiore.

Da 4700 mTR a 4168 mTR, per uno spessore superiore ai 500 m, il pozzo ha attraversato dei calcari micritici bianchi a calpionelle e radiolari, passanti a dolomie grigio chiaro a grana fine con selce di età Titonico-Barremiano, riferibili alla Formazione della Maiolica e, da 4168 mTR a 4061 mTR, delle marne grigio verdi con livelli di selce appartenenti alla Formazione delle Marne a Fucoidi di età riferibile all'intervallo Aptiano-Albiano.

Nell'intervallo 4061 mTR - 3425 mTR si rinvengono le formazioni della Scaglia Bianca e della Scaglia Rosata nelle loro facies classiche con frequente contenuto micropaleontologico che attesta età comprese tra l'Aptiano p.p. e l'Eocene superiore p.p..

Seguono le formazioni della Scaglia Cinerea (da 3425 mTR a 3316 mTR) di età Eocene p.p.-Oligocene, del Bisciario (da 3316 mTR a 3261 mTR) di età Aquitaniano-Burdigaliano e dello Schlier (fino a 3149 mTR) che si estende fino al Tortoniano. Una breve lacuna separa lo Schlier dalla Formazione Gessoso-solfifera, attraversata da 3149 mTR a 3080 mTR e costituita da gessi e anidriti con intercalazioni di marne grigio-verdastre, che testimonia la nota crisi di salinità messiniana.

Il ritorno a condizioni di mare profondo è segnalato dalla Formazione delle Argille del Santerno, che segue in trasgressione la Gessoso-solfifera con una facies pelitica monotona dello spessore di oltre 600 m (da 3080 mTR a 2476 mTR) di età Pliocene inferiore-Pliocene medio p.p. e, in seguito,

da una successione detritica a dominante argillosa con intercalazioni sabbiose di spessore metrico con uno spessore complessivo di circa 2500 m estesa dal Pliocene medio p.p. al Pleistocene.

La successione appena descritta presenta caratteristiche riferibili ad un ambiente di transizione tra la piattaforma carbonatica e un ambiente schiettamente bacinale nel quale si risentono le interferenze nella sedimentazione di una scarpata attiva.

Tra queste, si nota infatti in questo settore che l'annegamento della piattaforma è stato tardivo e le condizioni di paleoalto sono persistite almeno fino al Dogger medio, testimoniate dalla mancanza di alcuni termini della successione Umbro-marchigiana (formazioni della Corniola e del Rosso Ammonitico) e lo scarso sviluppo di altri (Scisti ad Aptici); le caratteristiche transizionali sono inoltre sottolineate dalla presenza di intercalazioni detritiche a più livelli della serie fino alla Formazione delle Marne a Fucoidi. Infine, il disequilibrio tra i due settori sembra avere un'influenza attiva fino al Pliocene considerando che, nel settore del pozzo Elsa 1, lo spessore dei depositi clastici di avanfossa è di quasi 3000 m rispetto ai 2000 metri del pozzo Rombo Mare 1 (Figura 2.1.2.a).

2.1.3 Considerazioni Geominerarie

2.1.3.1 Temi Minerari

La storia esplorativa dell'area ha dimostrato l'esistenza dei seguenti temi minerari:

- Gas biogenico in sabbie plio-pleistoceniche;
- Olio nei carbonati della serie bacino/transizione della successione Umbro-Marchigiana eq.;
- Olio nei calcari della piattaforma apula.

Gas biogenico in sabbie Plio-pleistoceniche

La successione clastica di avanfossa (figura 2.1.3.1.a) ha mostrato mineralizzazioni a gas metano su livelli multipli al pozzo Ombrina Mare 1 e al pozzo Ombrina Mare 2 e, su un livello singolo, probabilmente non corrispondente ai precedenti, nel pozzo Aguglia 1 Dir.

Questo gas, localizzato nei reservoir sabbiosi, è di origine biogenica; la sua formazione sembra imputabile alle intercalazioni argillose associate, spesso ad elevato contenuto di materia organica di origine prevalentemente vegetale, che si possono quindi considerare la roccia madre primaria.

La presenza di notevoli accumuli di gas biogenico è inoltre favorita dalla combinazione di numerosi eventi favorevoli tra cui l'alto tasso di sedimentazione, nell'ordine di 1000-1500 m/My (condizioni di rapido accumulo) e dalla deposizione di una successione in alternanza di sabbie (reservoir) e argille (cap rock).

L'evoluzione tettonico-sedimentaria di questo settore, caratterizzato da strutture deformative poco marcate e di tipo estensionale, limita il play relativo al gas biogenico alle sole trappole di tipo stratigrafico, in un contesto sedimentario costituito da complessi sistemi di canali.

Olio in carbonati della successione Umbro-marchigiana eq.

Un tema esplorativo presente all'interno della parte nord-occidentale dell'area in istanza è costituito dalla serie di bacino/transizione, nella quale sono state rinvenute mineralizzazioni ad olio in pozzi ubicati appena a Nord dell'area in istanza (pozzo Elsa 1).

In base alla particolare evoluzione sedimentaria locale di questa successione, con caratteristiche transizionali e, dal top Maiolica, più francamente bacinali, gli obiettivi possibili sono rappresentati dalle formazioni del Calcare Massiccio, della Maiolica e della Scaglia e, in particolare, dai corpi detritici provenienti dalla piattaforma e intercalati a diversi livelli della serie.

Le trappole relative sono di tipo stratigrafico, in corrispondenza di eventuali alti strutturali giurassici nel Calcarea Massiccio o, al di sopra di questa Formazione, per draping nei depositi stratificati e, infine, nelle intercalazioni detritiche di piattaforma per limite di permeabilità.

La copertura a tali trappole può essere provvista a più livelli dalle numerose intercalazioni marnose della serie (Marne a Fucoidi; Scaglia Cinerea; Bisciario/Schlier) la cui continuità, scarsamente compromessa dagli stress tettonici, dovrebbe garantire una notevole efficacia.

Olio nei carbonati della Piattaforma Apula

Il tema esplorativo costituito dai carbonati della piattaforma Apula, è stato provato in 2 reservoir mineralizzati ad olio pesante (16°-18° API):

- Il principale, di età oligo-miocenica, risultato mineralizzato ad olio nei pozzi Ombrina Mare, è costituito da grainstone detritici, packstone a macro foraminiferi ad alta porosità primaria, depositi in un ambiente di rampa carbonatica intermedia.
- Il secondario, di età cretacea, mineralizzato ad olio nei pozzi Ombrina Mare, è riferibile ad un ambiente deposizionale di piattaforma interna con porosità primaria più bassa.

Come dimostrato dai risultati minerari del pozzo Aguglia 1 Dir, peraltro, si rileva l'importanza di definire la distribuzione delle facies della sezione oligo-miocenica, rinvenute mineralizzate ad olio nel settore di Ombrina e invece assenti nei pozzi Aguglia 1dir e Rombo Mare 1, dove la sezione oligocenica della serie stratigrafica è mancante.

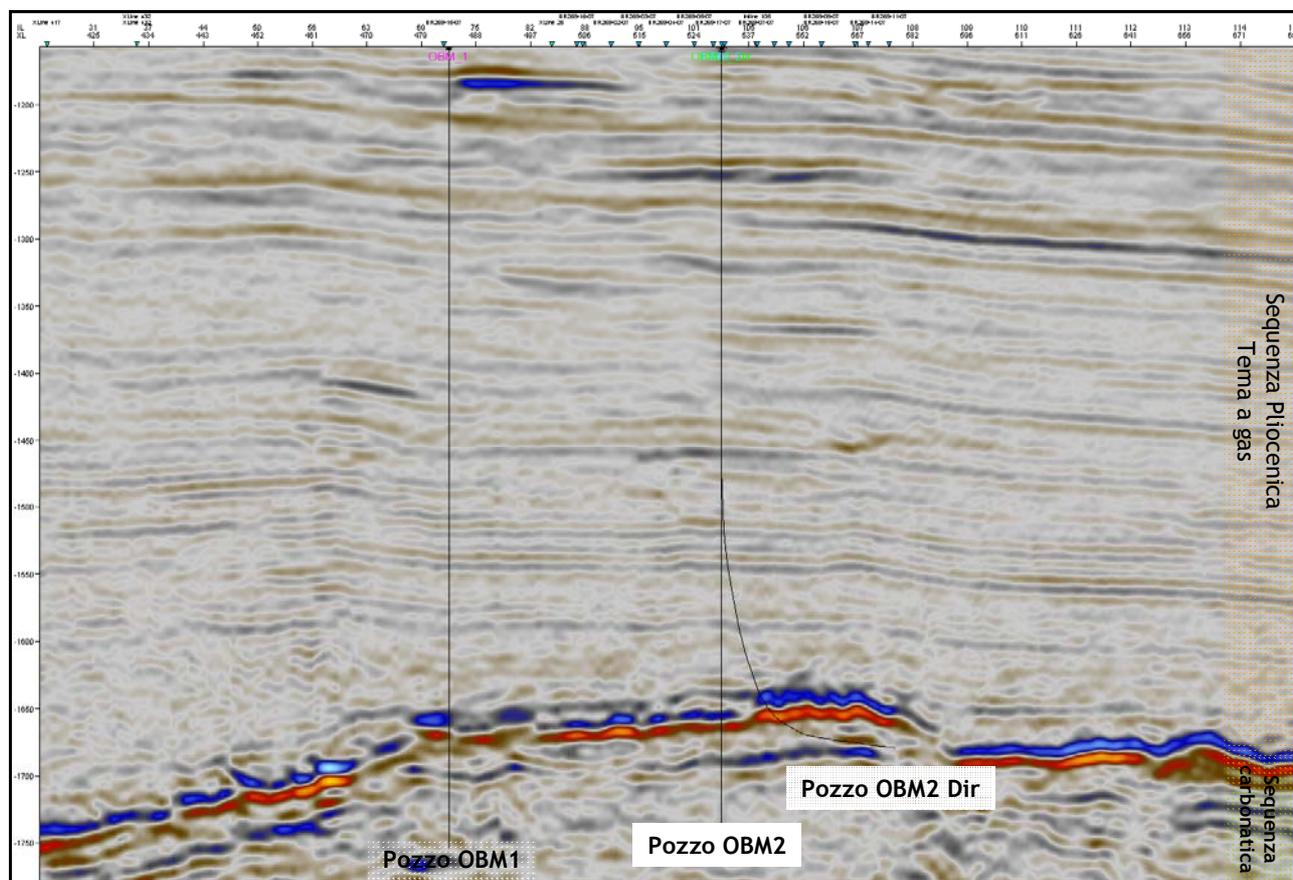


Figura 2.1.3.1.a - Temi minerari: gas biogenico nelle sabbie Plio-pleistoceniche - olio nei carbonati della piattaforma Apula

2.1.3.2 Risultati minerari dei pozzi

Rombo Mare 1

Il pozzo Rombo Mare 1 (Figura 2.1.2.a), perforato nel 1979 fino alla profondità di 4125 mTR nel settore settentrionale del permesso B.R269.GC aveva lo scopo di esplorare la serie carbonatica di piattaforma in corrispondenza di un'anomalia sismica riferita ad una facies di scogliera nei pressi del margine settentrionale della piattaforma e, contemporaneamente, verificare alcuni rinforzi del segnale sismico all'interno della sequenza Plio-pleistocenica.

Il tema minerario era inoltre connesso alla ricerca di zone in cui l'erosione subaerea nel corso della lacuna alto cretacea avesse generato un reticolo di circolazione carsica all'interno dei calcari e, quindi, la genesi di serbatoi dalle caratteristiche petrofisiche estremamente favorevoli, così come riscontrato nel campo di Rospo Mare, ubicato circa 30 km a SE di Rombo, nel quale era stato rinvenuto un olio con gravità 15°-18° API.

Il pozzo confermò la presenza di numerose intercalazioni sabbiose nella serie Plio-pleistocenica con buone caratteristiche petrofisiche, mentre la serie carbonatica risultava caratterizzata dalla mancanza di orizzonti pelitici (Marne ad Orbitolina) e dalla presenza di terreni miocenici trasgressivi sopra facies cretache di piattaforma interna e di margine, nella cui parte alta si rilevava lo sviluppo di un carsismo poco evoluto.

L'intera successione attraversata è risultata mineralizzata ad acqua. Le manifestazioni di metano e altri idrocarburi superiori riscontrate nei calcari di piattaforma testimoniano comunque la possibilità di una avvenuta naftogenesi in questo settore.

Ombrina Mare 1

Il pozzo Ombrina Mare 1 (Figura 2.1.2.a e Figura 2.1.3.2.a) (TD 2360 mTR) fu perforato nel 1987 nel settore centrale del permesso al fine di esplorare alcuni livelli sabbiosi caratterizzati da buoni parametri petrofisici al pozzo Rombo Mare 1. Tali livelli si trovavano, all'ubicazione del pozzo, a quota più elevata ed erano evidenziati da anomalie di ampiezza del segnale sismico. Si intendeva inoltre esplorare il tetto della serie carbonatica e verificare, in particolare, la mineralizzazione dei calcari cretacei potenzialmente carsificati al di sotto dei livelli oligocenici.

Il pozzo ha rinvenuto mineralizzazione a gas metano (Figura 2.1.3.2.b), in alcuni strati porosi Plio-pleistocenici con buona porosità (25%), e ad olio, con densità 18° API (Figura 2.1.3.2.b), nei calcari Oligo-miocenici ricoperti da livelli calcareo-marnosi Langhiano-tortoniani dello spessore di circa 30 m che svolgono funzione di seal.

Il serbatoio oligocenico ha notevoli caratteristiche petrofisiche determinate da una buona porosità primaria di tipo intergranulare e intrabioclastico e da una porosità secondaria modesta per fratture sub-verticali con apertura millimetrica. Al di sotto di questo serbatoio, i calcari cretacei mostrano una porosità primaria abbastanza ridotta e, alla sommità, le tracce di un'alterazione carsica incipiente in cui è frequente la presenza di materiale detritico e di ricristallizzazione all'interno dei vacuoli.

Aguglia 1 Dir

Il pozzo Aguglia 1 Dir (Figura 2.1.2.a), perforato nel 1997-98 circa 8 km a ESE del pozzo Ombrina Mare 1, doveva provare l'estensione delle mineralizzazioni rinvenute in quest'ultimo. Il pozzo, attestato nei carbonati di piattaforma alla profondità finale di 2100 mTR, ha rinvenuto un livello mineralizzato a gas nella serie pliocenica non omologo a quelli di Ombrina ed è risultato sterile nella serie carbonatica.

Il reservoir Oligo-miocenico mineralizzato ad Ombrina è assente nel pozzo Aguglia 1 lasciando ipotizzare una paleogeografia molto articolata della piattaforma.

I carbonati cretacei sono anche qui caratterizzati, alla sommità, da vacuoli di alterazione carsica riempiti da materiale detritico.

Anche in questo caso, alcune manifestazioni di olio comprovano il potenziale naftogenico della serie carbonatica Apula.

Elsa 1

Al di fuori del permesso B.R 269 GC, circa 10 km a Nord dei pozzi Ombrina, il pozzo Elsa 1 (Figura 2.1.2.a), perforato nel 1992 fino alla profondità di 4841 mTR, permette di definire ulteriori temi minerari all'interno della successione di bacino con caratteri transizionali descritta in precedenza (Paragrafo 2.1.2.4). Il pozzo, che aveva il fine di esplorare i livelli liassici della Formazione del Calcere Massiccio in situazione di paleoalto, incontrò infatti due livelli mineralizzati ad olio (densità 15° API) corrispondenti ad una facies dolomitizzata della Formazione Maiolica. Il serbatoio di dolomia aveva una porosità primaria del 15% circa ed era ricoperto da un livello compatto di calcari dolomitici dello spessore di circa 6 m che agiva da copertura.

Livelli raffrontabili a questi sono stati inoltre rinvenuti mineralizzati ad olio dal pozzo Miglianico 1, perforato a terra appena a NW dell'area del permesso di ricerca B.R 269 GC.

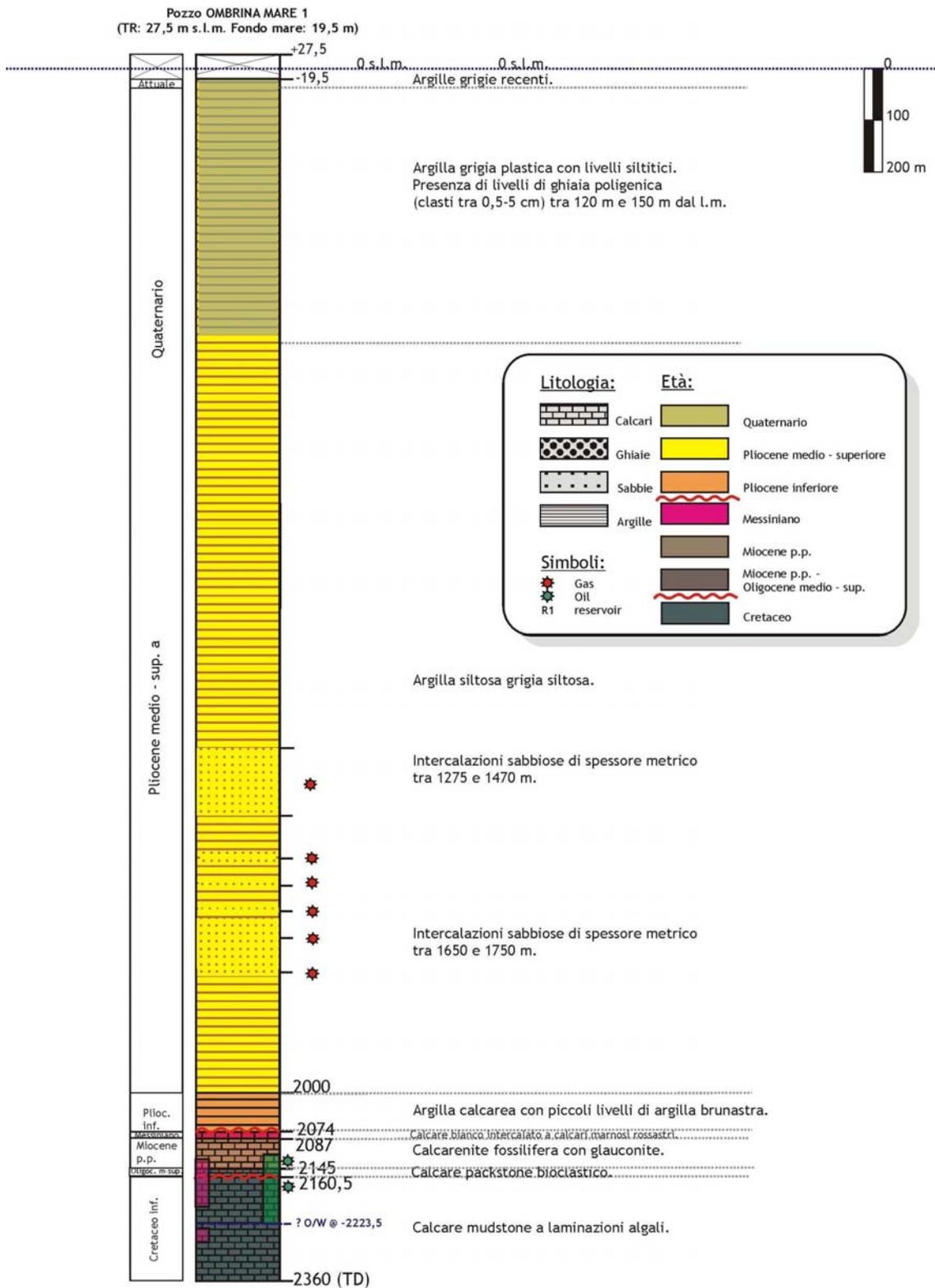


Figura 2.1.3.2.a – Profilo del pozzo Ombrina Mare 1

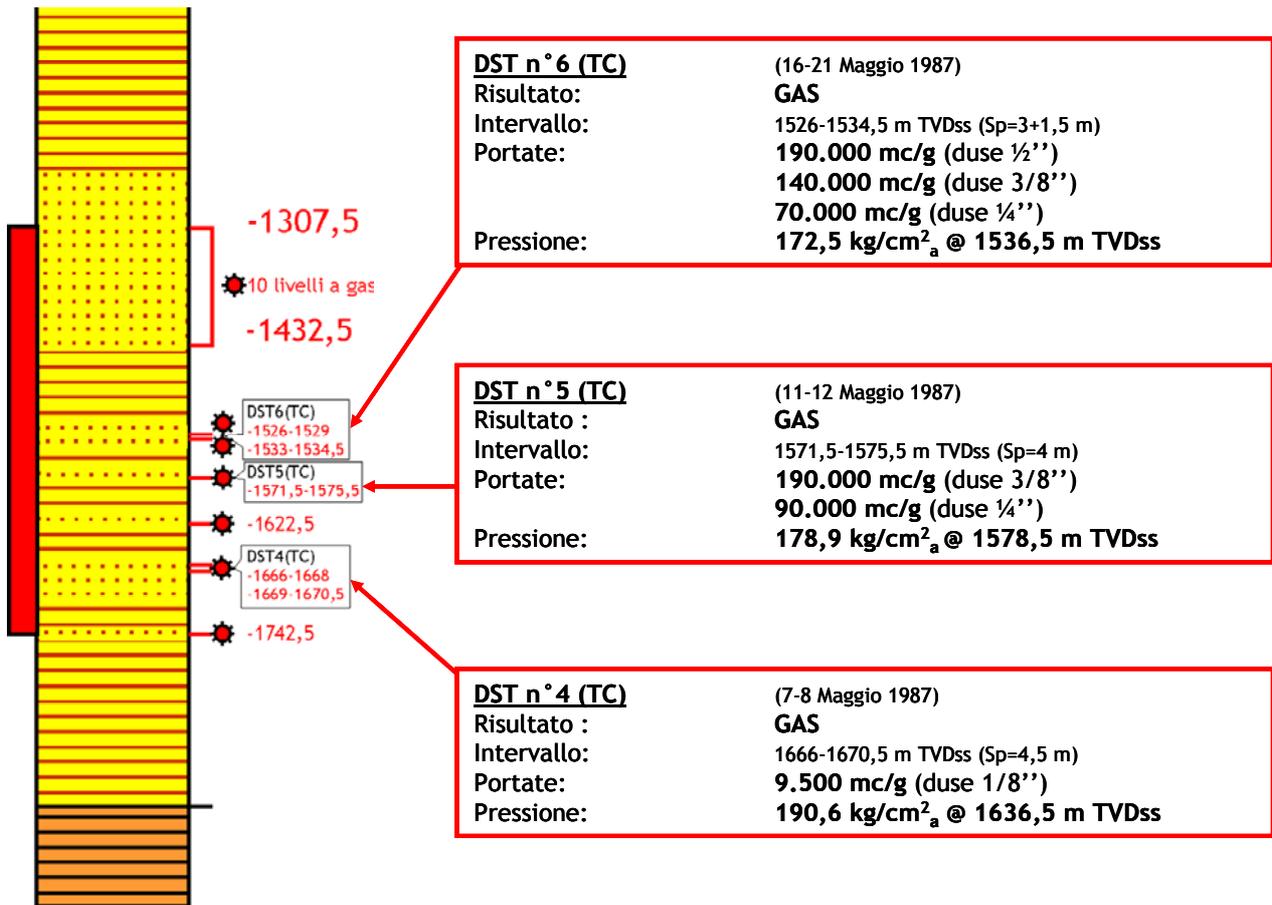


Figura 2.1.3.2.b – Risultati minerali del pozzo OBM1 - Dettaglio della sequenza pliocenica

TR= 27.5 m s.l.m.

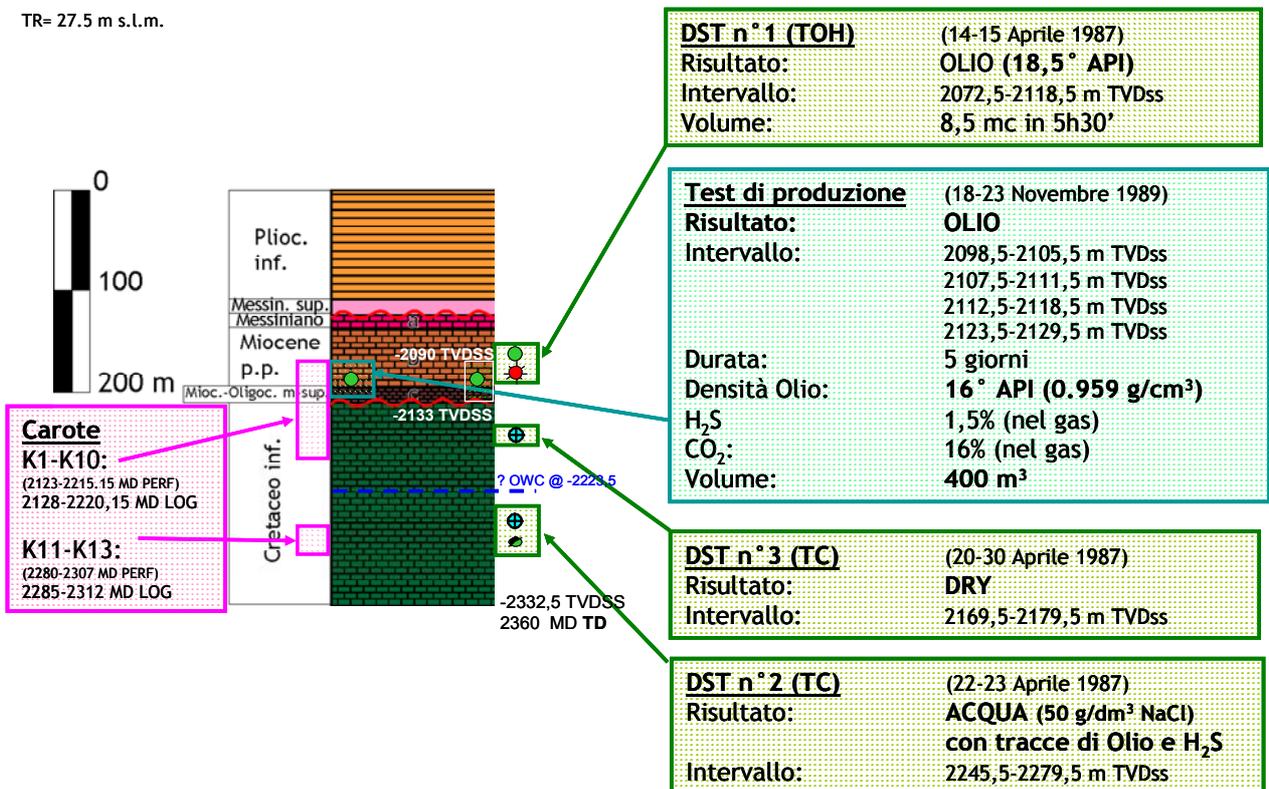


Figura 2.1.3.2.c – Risultati minerali del pozzo OBM1 - Dettaglio della sequenza carbonatica

2.1.4 Risultati Geologici e Minerari del Pozzo Esplorativo Ombrina Mare 2-2Dir

2.1.4.1 Generalità

Il pozzo Ombrina Mare 2-2dir (OBM2-2Dir) è stato perforato con l'impianto jack-up "G.H. GALLOWAY" della Società Transocean circa un chilometro a E del pozzo Ombrina Mare 1 (OBM1), su un fondale di circa 20,5 m di profondità. Il foro verticale (OBM2) è stato chiuso minerariamente mentre il dreno sub-orizzontale (OBM 2Dir) è stato completato in singolo con tubino da 3''1/2 rivestito in Duoline. La testa pozzo è attualmente posizionata su una struttura di sostegno a circa 13 m s.l.m. in attesa della fase di coltivazione del giacimento ad olio. La tabella 2.1.4.1a riassume i dati principali relativi al pozzo.

Pozzo:	Ombrina Mare 2	Ombrina Mare 2 Dir
Classificazione iniziale:	NFW	NFW
Classificazione finale:	NFDW	NFDW
Esito minerario:	Mineralizzato a gas e olio	Mineralizzato a gas e olio
Status:	Tappato e abbandonato	Completato
Profondità finale:	2.310 m MDTR	2.615 m MDTR / 2.143,5 m TVD
Coordinate superficie:	Lat. 42° 19' 21.896" N Long. 14° 32' 00.828" EGRW 4.685.800,50 N 2.481.564,85 E	
Coordinate fondo pozzo:		Lat. 42° 19' 10.209" N Long. 14° 32' 23.808" EGRW 4.685.437,14 N 2.482.088,89 E
Scostamento a fondo pozzo:		637,94 m - Azimuth 126,21°
Inizio perforazione:	01-04-2008	09-05-2008
Fine perforazione:	04-05-2008	23-05-2008
Inizio test:		28-05-2008
Fine test:		01-06-2008
Impianto rilasciato:		23-06-2008

Tabella 2.1.4.1.a – Sommario dati dei pozzi Ombrina Mare 2 e Ombrina Mare 2 Dir

2.1.4.2 Obiettivi

Scopo principale del sondaggio Ombrina Mare 2 era quello di verificare e quantificare l'estensione e le capacità produttive dei livelli carbonatici del Miocene-Oligocene, rinvenuti mineralizzati nel pozzo di Ombrina Mare 1 (perforato dalla Società ELF Italiana nel 1987) circa 1 km a Ovest dal pozzo Ombrina Mare 2.

Inoltre, il sondaggio doveva verificare eventuali variazioni laterali di facies sia nella sezione oligo-miocenica sia in quella cretacea fornendo maggiori informazioni di carattere stratigrafico, petrofisico e sul contenuto dei fluidi all'interno della serie calcarea, possibilmente fino all'individuazione del contatto olio-acqua. Infine, il sondaggio doveva individuare gli intervalli con le migliori caratteristiche di reservoir e verificarne la produttività mediante esecuzione di MDT.

L'obiettivo secondario del sondaggio era invece costituito dalle intercalazioni sabbiose (già rinvenute a gas nel pozzo Ombrina Mare 1) presenti nella serie clastica del Pliocene medio-superiore.

Per raggiungere gli obiettivi proposti si è quindi inizialmente proceduto all'esecuzione di un foro pilota verticale nel punto di ubicazione (Ombrina Mare 2) e di un dreno sub-orizzontale (Ombrina

Mare 2 dir) (si veda Figura 2.1.4.2.a) ove si è successivamente effettuato un flow test a seguito della rinvenuta mineralizzazione ad olio nei livelli mio-oligocenici del foro pilota.

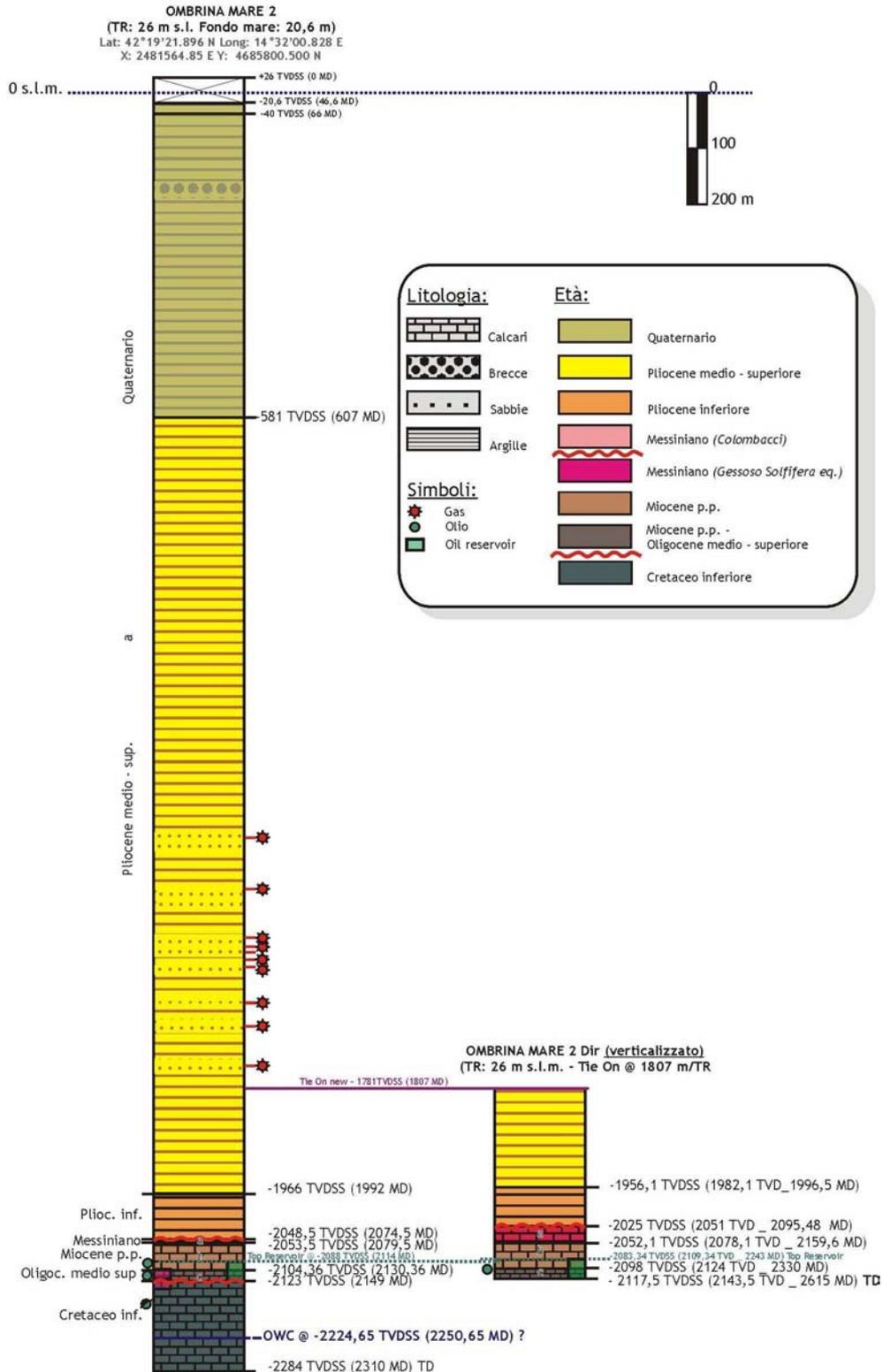


Figura 2.1.4.2.a – Profili dei pozzi Ombrina Mare 2 e Ombrina Mare 2 Dir

2.1.4.3 Risultati

Il pozzo Ombrina Mare 2 (Figura 2.1.4.2.a) ha attraversato la successione argilloso-sabbiosa Plio-Pleistocenica e quella carbonatica Mio-Oligocenica e Cretacica sostanzialmente in accordo con le previsioni lito-stratigrafiche, raggiungendo l'obiettivo principale dei calcari Oligo-miocenici alla profondità di 2079,5 m MD (-2053,5 m TVDSS).

La perforazione è terminata alla profondità di 2310 m MD all'interno dei calcari del Cretacico inferiore. La successione litostratigrafica attraversata ha mostrato una buona correlabilità con il pozzo di riferimento Ombrina Mare 1 (Figura 2.1.4.3.a).

Durante la perforazione sono stati riscontrati rilevanti indizi di mineralizzazione a gas nella serie pliocenica e ad olio nella serie mio-oligocenica (Figura 2.1.4.3.a e 2.1.4.3.b). Presenza di olio, anche se in misura minore, è stata osservata anche nelle fratture dei calcari cretacei.

Nei livelli mineralizzati ad olio sono state prelevate due carote di fondo negli intervalli 2129 m MD – 2146 m MD e 2146 m MD - 2164 m MD (Figura 2.1.4.3.c).

L'obiettivo secondario (livelli a gas pliocenici), benché non sottoposto a test nel pozzo OBM2, ha evidenziato frequenti manifestazioni durante la perforazione, successivamente confermate dall'analisi dei log e, in alcuni casi, dalla correlazione con livelli del pozzo OBM1 che dimostrarono una notevole capacità produttiva nel corso dei DST (Figura 2.1.3.2.b) effettuati all'epoca.

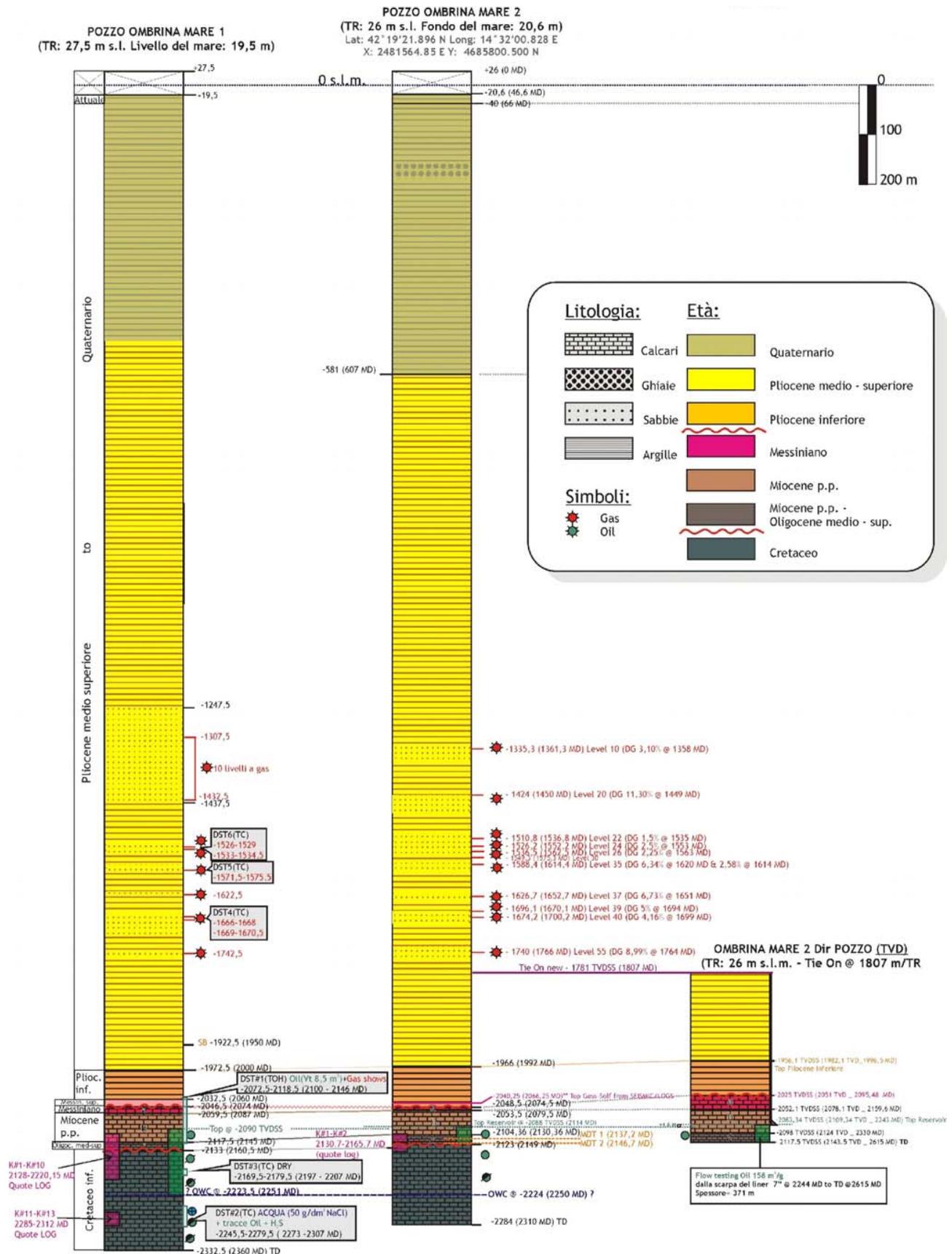
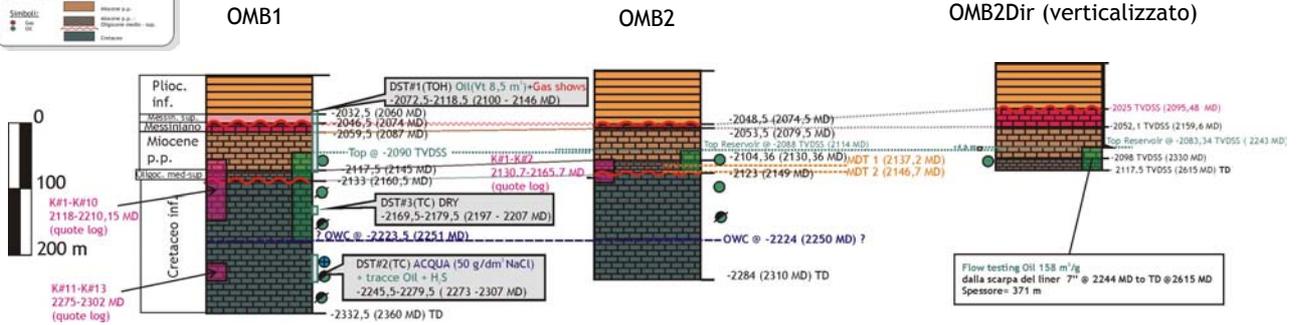
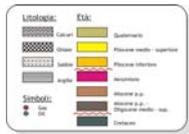


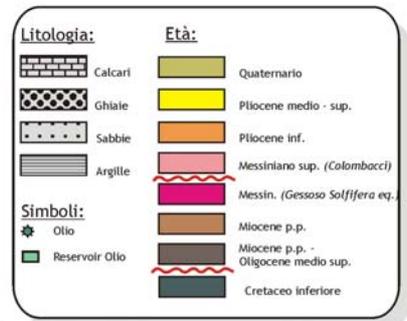
Figura 2.1.4.3.a – Confronto tra i profili dei pozzi Ombrina Mare 1 e Ombrina Mare 2 Dir



Correlazione pozzi - Dettaglio carbonati		OBM1			OBM2			OBM2Dir				
		MD (m)	TVDSS (m)	SPESS (m)	MD (m)	TVDSS (m)	SPESS (m)	MD (m)	TVD (m)	TVDSS (m)	SPESS (m MD)	SPESS (m TVD)
top	MESSINIANO (Gessoso-Solfifera)	2074	2046.5	13	2074.5	2048.5	5	2095.5	2051	2025	64.1	27.1
base	MESSINIANO (Gessoso-Solfifera)	2087	2059.5		2079.5	2053.5		2159.6	2078.1	2052.1		
top	MIOCENE p.p.	2087	2059.5	58	2079.5	2053.5	50.86	2159.6	2078.1	2052.1	170.4	45.9
top	RESERVOIR (principale)	2117.5	2090		2114	2088		2243	2109.3	2083.3		
base	MIOCENE p.p.	2145	2117.5	15.5	2130.36	2104.4	18.64	2330	2124	2098	285	19.5
top	OLIGOCENE med. - sup.	2145	2117.5		2130.4	2104.4		2330	2124	2098		
base	OLIGOCENE med. - sup.	2160.5	2133	43	2149	2123	35	2615	2143.5	2117.5	372	34.16
base	RESERVOIR (principale)	2160.5	2133		2149	2123		2615	2143.5	2117.5		
top	CRETACEO	2160.5	2133	199.5	2149	2123	161					
	TD	2360	2332.5		2310	2284		2615	2143.5	2117.5		

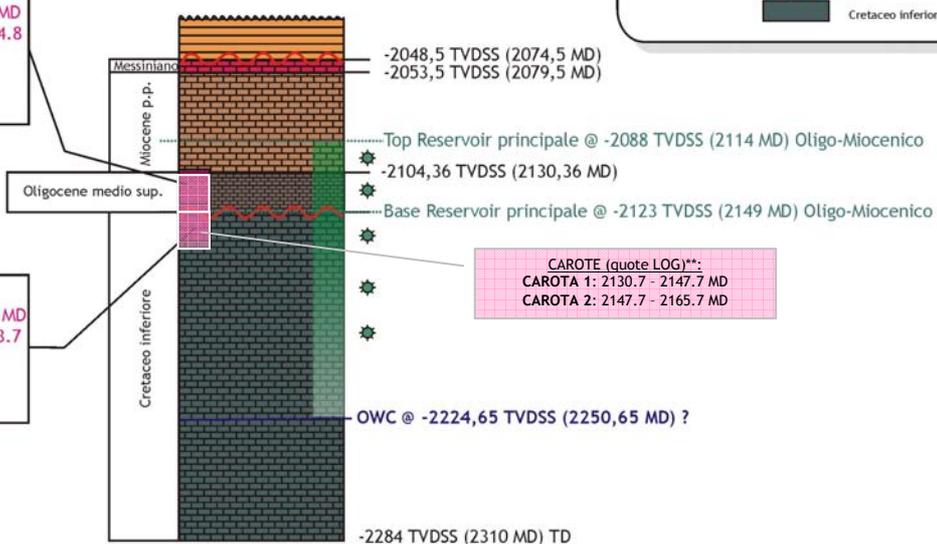
Figura 2.1.4.3.b – Correlazione tra i pozzi OBM1 - OBM2 - OBM2dir – Dettaglio carbonati

Pozzo OMBRINA MARE 2
(TR: 26 m s.l. Fondo mare: 20,6 m)



CAROTA#1*
Intervallo carotato: 2129-2146 MD
Intervallo recuperato: 2129-2144.8
Totale carotato: 17 m
Totale recuperato: 15.8 m
% recuperato: 93%

CAROTA#2*
Intervallo carotato: 2146-2164 MD
Intervallo recuperato: 2146-2163.7
Totale carotato: 18 m
Totale recuperato: 17.7 m
% recuperato: 98%



CAROTE (quote LOG):**
CAROTA 1: 2130.7 - 2147.7 MD
CAROTA 2: 2147.7 - 2165.7 MD

* QUOTE PERFORATORI

**PROFONDITA' LOG = PROFONDITA' PERFORATORI + 1,7 m

Figura 2.1.4.3.c - Pozzo Ombrina Mare 2 – Dettaglio dei carbonati della Piattaforma Apula

2.1.5 Giacimento Ombrina Mare

2.1.5.1 Reservoir a gas

Regimi di pressione

Sul pozzo OBM1 sono stati effettuati 3 DST in livelli sabbiosi del Pliocene. In particolare, i livelli provati sul pozzo OBM1 sono: livello 22-26 (DST n°6), livello 35 (DST n° 5), livello 39 (DST n°4). I dati di pressione relativi ai livelli non testati sono stati estrapolati sulla base del gradiente ricavato da questi DST. I principali risultati dei DST sono qui di seguito riportati:

- ✓ DST n° 4 (intervallo 1693,5 - 1698 m/TR, cased hole), reservoir pliocenico
 - Spari: 1693,5 – 1698,0 m/TR;
 - Psin @ -1636,5 m/lm = 190,6 kg/cm²abs;
 - Produzione di gas; Qg = 9.500 stm³/g duse 1/8”.

- ✓ DST n° 5 (intervallo 1599 - 1603 m/TR, cased hole), reservoir pliocenico
 - Spari: 1599– 1603 m/TR;
 - Psin @ -1578,5 m/lm = 178,9 kg/cm²abs;
 - Produzione di gas; Qg = 190.000 stm³/g duse 3/8”; Qg = 90.000 stm³/g duse 1/4”.

- ✓ DST n° 6 (intervallo 1553,5 - 1562 m/TR, cased hole), reservoir pliocenico
 - Spari: 1553,5 – 1556,5 / 1560,5 – 1562 m/TR;
 - Psin @ -1536,5 m/lm = 172,5 kg/cm²abs;
 - Produzione di gas; Qg = 190.000 stm³/g duse 1/2”; Qg = 140.000 stm³/g duse 3/8”; Qg = 70.000 stm³/g duse 1/4”.

Per ogni livello elencato in tabella 2.1.5.1.a sono state estrapolate le pressioni iniziali di formazione e le temperature in base ai gradienti di pressione e temperatura risultanti dalle misure effettuate nei pozzi Ombrina Mare 1 e 2.

Livelli	P	T	Bg
	Kg/cm ² a	°C	m ³ /stm ³
Livello 10	158.6	54.9	0.00637
Livello 20	168.2	57.6	0.00608
Livello 22	177.3	60.2	0.00584
Livello 24	179.0	60.7	0.00580
Livello 26	180.0	61.0	0.00577
Livello 35	186.1	62.7	0.00563
Livello 39	190.6	64.0	0.00553
Livello 40	193.9	64.9	0.00546
Livello 55	201.3	67.0	0.00532

Tabella 2.1.5.1.a - Pressioni e temperature dei livelli individuati

Composizione dei fluidi

Le caratteristiche fisiche e di composizione dell'acqua di strato e del gas, ricavate dai DST effettuati nel pozzo Ombrina Mare 1, sono riportati nelle tabelle seguenti:

Componenti	% Volume
CH ₄	98.98 – 99.44
C ₂ H ₆	0.05 – 0.06
C ₃ H ₈	tracce
N ₂	0.34 – 0.78
CO ₂	0.07 – 0.09
H ₂ S	assente
H ₂ O*	35

*NaCl eq. in g/l

Tabella 2.1.5.1.b – Composizione del gas e dell'acqua in Ombrina Mare 1 ricavati dai DST

Caratteristiche	Fisiche gas
Densità (aria = 1)	0.56
Viscosità*	0.0175
Peso specifico**	0.6845 – 0.6868

*centipoise @ 56° C

**Kg/Nm³ @ 15° C

Tabella 2.1.5.1.c – Caratteristiche fisiche del gas di Ombrina Mare 1

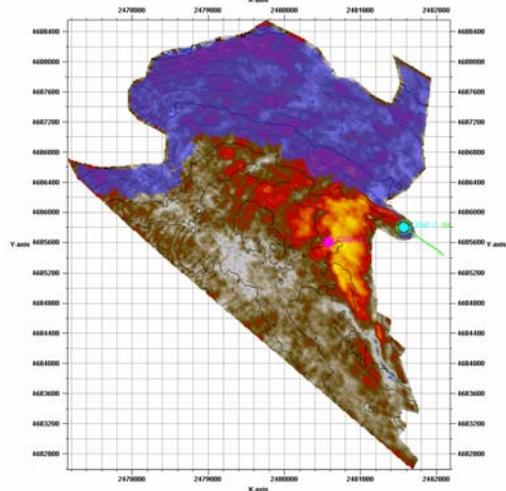
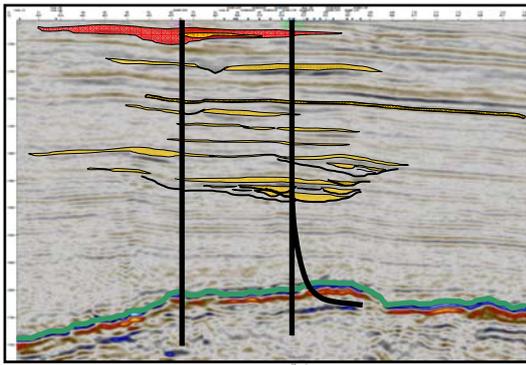
Interpretazione sismica, analisi delle ampiezze e mappe dei livelli

La buona qualità del dato sismico 3D ha consentito di interpretare e mappare la maggior parte dei livelli trovati mineralizzati ai pozzi; l'analisi delle ampiezze sismiche, inoltre, è sufficiente per valutare qualitativamente la presenza ed distribuzione di tali livelli e l'estensione della zona mineralizzata.

Inoltre, attraverso l'analisi degli attributi (ampiezza e continuità), è stato possibile definire la geometria dei corpi reservoir e comprenderne le caratteristiche deposizionali, permettendo di distinguere eventi sismici assimilabili a sistemi di canale, riempimento di canale, levee etc.

La complessità delle geometrie rilevate ha confermato la necessità di disporre del dato sismico 3D per la loro analisi, in assenza del quale ogni valutazione risulta assai problematica o quanto meno molto incerta.

Infine, a valle dell'interpretazione sismica, è stata quindi eseguita la conversione in profondità "layer cake", utilizzando le funzioni di velocità ricavate dai pozzi e distinguendo l'intervallo Plio-Pleistocenico da quello carbonatico pre-Pliocenico, caratterizzati da trend di velocità sismiche molto diversi. Le mappe in isobate ricavate sono illustrate, per ciascun livello, nelle schede di sintesi riportate da figura 2.1.5.1.a e 2.1.5.1.b.



- Pozzi di Calibrazione: OBM 1, OBM 2
- Superficie: 12716 m²
- Profondità: 1300-1410 m (TVDSS), 1160-1250 ms TWT
- Manifestazioni: Drilling gas in OBM1e OBM2 (3.1% @ 1358 MD)
- Reservoir: sottili livelli sabbioso/siltoso
- Trappola: stratigrafica

Valutazione del GOIP (Most likely case)

Parametri di input:

- GBV(x10³ m³): 1674
- N/G: 0.55
- Porosità: 0.22
- Sw: 0.6
- Bg: 0.006370
- GOIP (in Msm³): P1: 6.019
P2: 6.698
P3: -

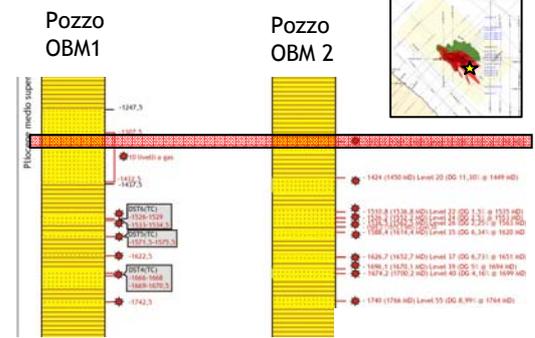
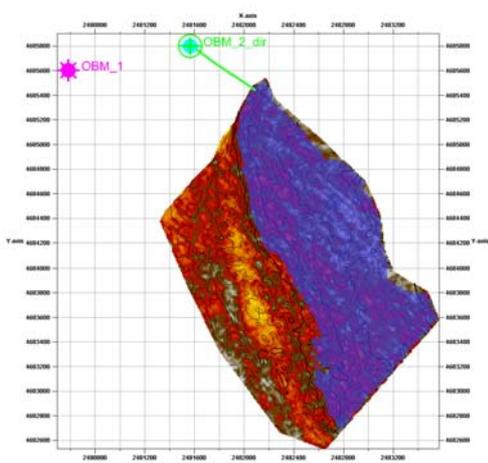
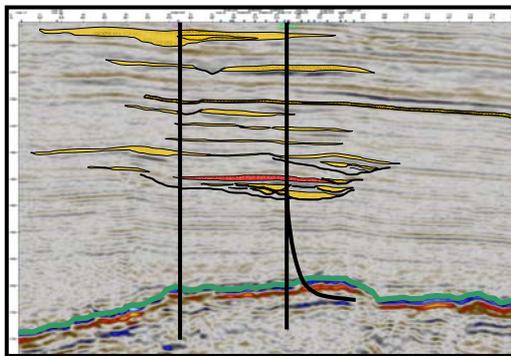


Figura 2.1.5.1.a – Mappa delle isobate – Livello 10



- Pozzi di Calibrazioni: possibile calibrazione con OBM2
- Estensione areale: 6429 m²
- Intervallo di profondità: 1720-1780 m (TVDSS), 1440-1480 ms (TWT)
- Reservoir: sabbie di spessore metrico - modello deposizionale canalizzato (canale originario 55S+55N successivamente tagliato trasversalmente da un altro canale)
- Trappola: stratigrafica
- DHI and note geofisiche: l'anomalia di ampiezza maggiore coincide con l'asse del canale

Valutazione del GOIP (Most likely case)

Parametri di input

- GBV(x10³ m³): 12031
- N/G: mappa N/G
- Porosità (PHI): 0.22
- Sw: 0.4
- Bg: 0.005320
- Contatti: GWC @ -1742 TVDSS da OBM2



Figura 2.1.5.1.b – Mappa delle isobate – Livello 55S

2.1.5.2 Reservoir a olio

Metodologia studio

L'interpretazione sismica dei dati 3D, integrata con i risultati dei pozzi esistenti, ha permesso di mappare i principali livelli stratigrafici di interesse (vedi paragrafo successivo) e gli elementi strutturali.

Il risultato di tale interpretazione (Figura 2.1.5.2.a - mappa in profondità smoothed Near Top Reservoir), insieme a valutazioni areali sugli spessori del reservoir (in prima approssimazione costanti su tutta l'area del campo), ha rappresentato l'input iniziale per la valutazione delle volumetrie.

In tale studio sono stati presi in considerazione gli elementi strutturali principali evidenziati dall'interpretazione sismica e la variazione di facies ipotizzabile a E dei pozzi Ombrina, a chiusura laterale del campo, in accordo con i risultati dei pozzi Ombrina e Aguglia e con le evidenze sismiche.

Regimi di pressione

La pressione del reservoir ad olio del campo di Ombrina Mare è stata definita in occasione della prova di lunga durata condotta nel periodo novembre – dicembre 1989 sul pozzo Ombrina Mare 1 (OBM1). I valori di pressione e temperatura determinati in tale circostanza debbono considerarsi molto ben rappresentativi in quanto ricavati a seguito di una fase di build up della pressione che si può considerare completamente stabilizzata e, dunque, comparabile a quella originaria.

I valori iniziali di pressione e temperatura del reservoir oligo-miocenico sono i seguenti:

- Pressione statica, Ps @ -2133 m/lm: 220,6 kg/cm²a;
- Temperatura di reservoir, Tg @ -2133 m/lm: 87,8 °C.

Durante il flow test condotto su OBM2Dir non è stata registrata la pressione di fondo; la pressione statica di testa, comunque, risultava perfettamente correlabile con quella di OBM1 e dunque i dati sopra riportati si possono considerare rappresentativi del reservoir oligo-miocenico.

Per quanto concerne la formazione cretacea, non si hanno indicazioni definitive circa la pressione di giacimento. E' stata misurata la pressione in acquifero (@ -2236,7 m/lm), ricavata dal DST n° 1, eseguito in open hole sul pozzo OBM1 pari a 231,7 kg/cm²a; tale valore appare compatibile con l'OWC che si ritiene individuato intorno ai -2224 m/lm circa.

Risultati test e prove

I pozzi OBM1 ed OBM2Dir sono stati interessati da test o da prove, mentre il pozzo OBM2, successivamente chiuso minerariamente, non è stato interessato da alcun test.

Sul pozzo OBM1 sono stati effettuati 6 DST (di cui 3 nella sequenza cretacea) ed una prova di produzione (in foro tubato) successiva al rilascio dell'impianto. I principali risultati delle prove sono qui di seguito riportati:

- ✓ DST n° 1 (intervallo 2100 – 2146 m/TR, open hole), reservoir oligo-miocenico
 - Ps @ -2023,5 m/lm = 212,4 kg/cm²abs;
 - Produzione di 8,5 m³ di olio in 5h30' (233 bbl/g circa);
 - Caratteristiche dell'olio: do = 0,943 Kg/l (18,5°API).

- ✓ DST n° 2 (intervallo 2273 – 2307 m/TR, open hole), reservoir cretatico
 - Ps estrapolata @ -2236,7 m/lm = 231,7 kg/cm²abs;
 - Produzione di 8 m³ di acqua salata (50 g/l NaCl) in 6h05', tracce di olio e presenza (circa 1000 ppm) di H₂S.
- ✓ DST n° 3 (intervallo 2197 - 2207 m/TR, cased hole), reservoir cretatico
 - Ps misurata @ -2163,0 m/lm = 148,8 kg/cm²abs, dato non attendibile;
 - Prova dry.

In linea di principio, visti i risultati ottenuti dai pozzi OBM1 ed OBM2Dir, si può affermare che i pozzi di sviluppo del campo di Ombrina Mare saranno trattati con un lavaggio acido o con un'acidificazione più intensa secondo un programma di stimolazione da definire con uno studio specifico la cui esecuzione è prevista nel corso dei primi mesi del 2009. Inoltre, il flow test ha fornito dati affidabili per quanto riguarda la capacità produttiva e le portate di esercizio presumibili per ogni pozzo, che sono alla base dei modelli di sviluppo e dei conti economici.

Composizione dell'olio

L'olio di Ombrina Mare è stato campionato nella fase di prova di lunga durata effettuata sul pozzo OBM1. L'olio in questione è stato sottoposto ad analisi PVT nei laboratori ELF di Bousens nel gennaio 1991. La composizione dell'olio in giacimento è stata ottenuta da un'analisi effettuata su un campione acquisito in condizioni di reservoir; tale composizione è riportata in figura 55, insieme con il dettaglio della definizione della pressione di bolla. In un secondo campione di fluido, ricavato dalla ricomposizione ottenuta dall'olio stabilizzato di superficie e dal gas campionato al separatore, si sono ottenuti risultati analoghi della composizione ed un valore della pressione di bolla pari a 22 kg/cm².

Le caratteristiche principali dell'olio campionato in giacimento risultano dunque le seguenti (i dati relativi al tenore in zolfo, il punto di scorrimento, il contenuto asfaltenico sono stati ricavati da un'analisi su un campione recuperato durante il DST n°1 del 1987):

• Pressione di saturazione (Pb), kg/cm ² a	50,0
• Densità (do), kg/l	0,9425
• Densità (do), °API	18,6
• Fattore di volume (Bo), m ³ /m ³ ST	1,095
• Gas disciolto (Rs), stm ³ /m ³	18,4
• Compressibilità dell'olio in giacimento (co), bar ⁻¹	8,22*10 ⁻⁵
• Tenore in zolfo (% peso)	5,54
• Punto di scorrimento olio di superficie (Psc), °C	-24,0
• Tenore in asfalteni (% peso)	12,6.

Su un olio campionato durante il flow test su OBM2Dir, inoltre, è stata effettuata un'analisi semplificata dell'olio di superficie che ha dato i seguenti risultati:

• Densità (do), kg/l	0,9521
• Densità (do), °API	17,1
• Tenore in zolfo (% peso)	5,43
• Punto di scorrimento olio di superficie (Psc), °C	-27,0.

Come si vede, i campioni di olio campionati in varie fasi ed in diverse circostanze sui due pozzi di Ombrina Mare presentano tutti (anche quelli non qui riportati) parametri comparabili ad eccezione al valore dell'Rs, che risulta comunque fortemente condizionato dalla rappresentatività del campione (nel caso di valore di laboratorio) o dalla capacità di misura durante le prove di erogazione (che, si ricorda, avevano dato valori di 5 – 6 stm³/m³).

Tuttavia, a causa della presenza di H₂S, questo aspetto sarà oggetto di analisi qualitative e quantitative del gas di soluzione per ridurre al minimo l'errore possibile (influenza sul dimensionamento, sullo stoccaggio e sull'evacuazione dello zolfo derivante).

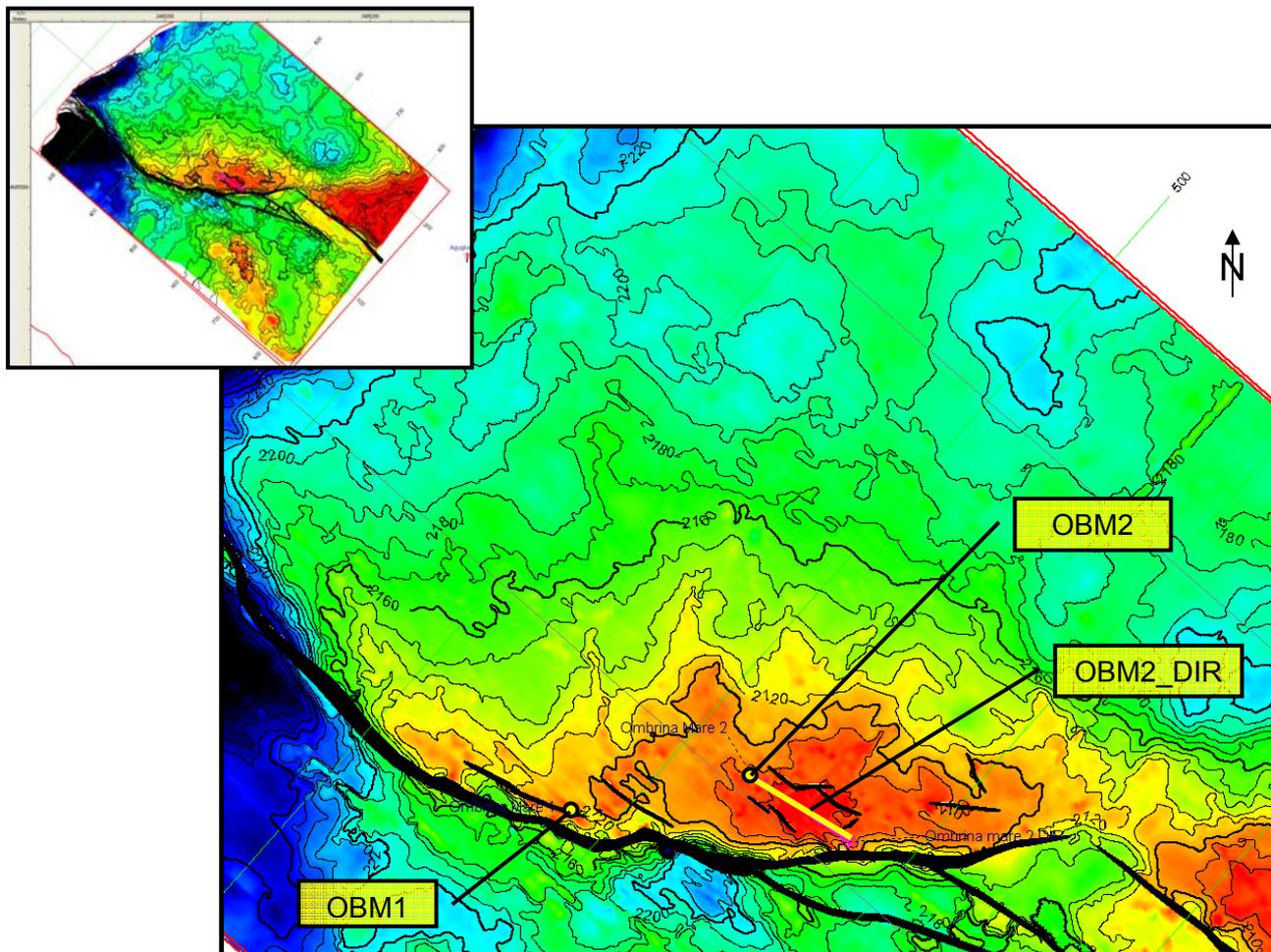


Figura 2.1.5.2.a – Near Top Reservoir - Mappa in isobate con i pozzi OBM1 - OBM2 - OBM2Dir

2.2 OPZIONI DI SVILUPPO DEL PROGETTO

I possibili scenari di sviluppo considerati in fase preliminare, hanno riguardato principalmente il trattamento, lo stoccaggio e il trasporto dell'olio.

Il progetto di sviluppo dell'olio e del gas hanno dovuto necessariamente essere integrati dal punto di vista infrastrutturale, al fine di minimizzare l'impatto sull'ambiente, oltre che l'impegno economico complessivo del progetto.

Il trattamento e, soprattutto, l'evacuazione dell'olio e del gas hanno dovuto invece necessariamente seguire strade diverse. Infatti, mentre la possibilità di allacciamento del sealine di trasporto del gas al campo esistente di Santo Stefano Mare si è subito manifestata come la migliore via percorribile (impiego di infrastrutture onshore e offshore già esistenti con conseguente loro razionalizzazione d'uso, minimizzazione dell'impatto sull'ambiente e sulle attività antropiche, ecc.), per il trattamento, lo stoccaggio e il trasporto dell'olio sono emerse due alternative progettuali:

- lo scenario di base che prevede la presenza di un serbatoio galleggiante (FPSO) di ultima generazione con capacità di stoccaggio;
- l'invio dell'olio a terra al Centro Olio di Miglianico (di seguito Centro Olio) di futura realizzazione, per mezzo di sealine per il trasporto dell'olio con approdo circa 15 km a N di Ortona, un oleodotto on-shore di circa 2,5 km tra il punto di approdo e la postazione del pozzo Miglianico 1 e, da questo, al Centro Olio a circa 5 km dal pozzo.

Di seguito vengono sintetizzati gli scenari possibili tenendo in considerazione le possibili variabili.

2.2.1 Opzione con Serbatoio Galleggiante (FPSO)

Tale scenario di sviluppo proposto per il campo Ombrina Mare prevede la realizzazione delle seguenti strutture:

- piattaforma OBM-A di produzione olio in multifase e di produzione del gas pliocenico, normalmente non presidiata, con minima presenza a bordo di sistemi di processo per il trattamento del gas pliocenico;
- FPSO con sistemi di processo per il trattamento olio, gas e acqua di strato e sistema di generazione elettrica per i consumi interni e l'alimentazione della piattaforma OBM-A;
- Sealine per il trasporto in multifase da OBM-A a FPSO;
- Sealine per il trasferimento del gas da OBM-A alla piattaforma esistente Santo Stefano Mare 9;
- Cavo di alimentazione elettrica da FPSO a OBM-A e ombelicali di servizio.

La piattaforma OBM-A verrà connessa all'esistente pozzo Ombrina Mare 2 Dir (OBM2 Dir) la cui testa pozzo è impostata su un CP da 30" stabilizzato da due pali verticali, anch'essi da 30", con un sistema di struttura a traliccio munito di imbarcadero (Figura 2.2.1.a). Le coordinate del pozzo OBM2Dir sono di seguito riportate:

	LATITUDINE		LONGITUDINE	
Gauss Boaga Roma 40 MM	4.685.800,5	m	2.481.564,85	m
Geografiche	42°19'21,897"	NORD	14° 32' 00,828"	EST GR

Il serbatoio galleggiante (FPSO) sarà presidiato ed ubicato circa 4-5 km a NE della piattaforma centrale OBM-A, avrà – oltre alle funzioni di trattamento e di stoccaggio dell'olio (circa 45-50.000 tonn) – anche quella di alloggio del personale del campo.

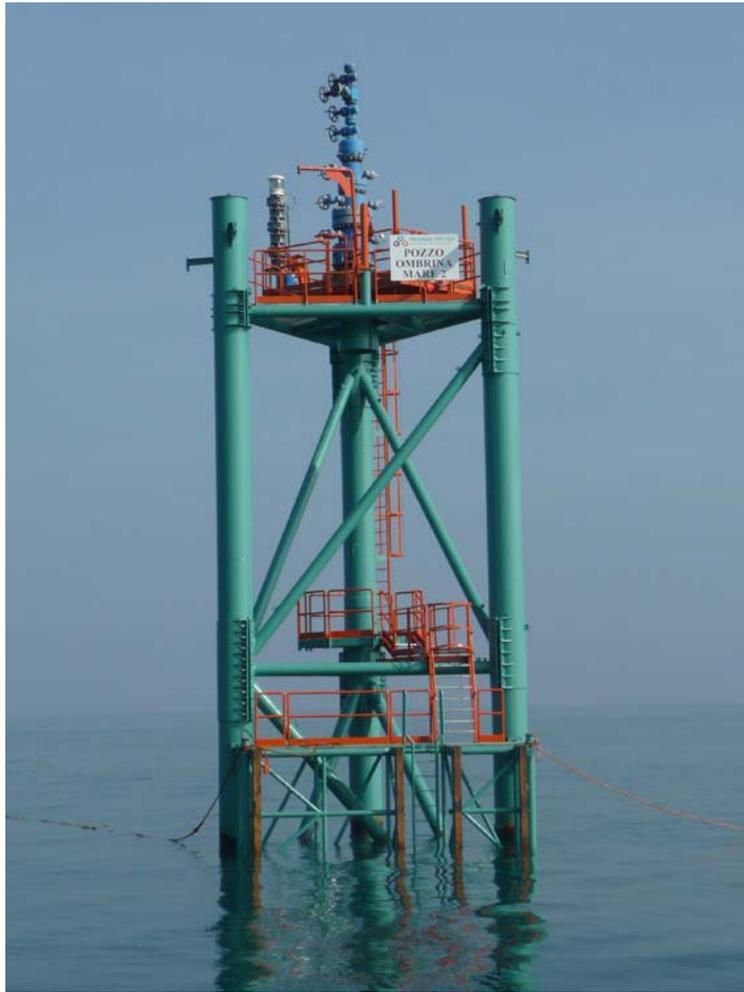


Figura 2.2.1.a – Struttura a traliccio con testa pozzo Ombrina Mare 2 Dir

Sarà inoltre equipaggiato con l'attrezzatura anti-inquinamento del campo (recuperatori meccanici, panne galleggianti, disperdente, ecc) e elementi di segnalazione, di sicurezza e di evacuazione (*helideck*) previsti dalla legge.

La produzione di energia elettrica con l'impiego del gas di giacimento sarà centralizzata sull'FPSO e distribuita a tutte le strutture del campo.

La boa di ormeggio del serbatoio galleggiante sarà solidale con lo stesso, permettendogli di ruotare a 360° per ottimizzare la posizione rispetto al vento attivo. Sarà attrezzata per permettere il passaggio dell'olio proveniente da OBM-A e avviato verso l'FPSO.

Con frequenza di circa una volta al mese, un tanker verrà affiancato al FPSO per svuotarne i serbatoi (operazione di allibo).

2.2.2 Opzione con Invio dell'Olio al Centro Olio Miglianico

Tale soluzioni non prevede particolare modifiche alle strutture per la produzione (piattaforma OBM A) e per il trattamento preliminare del gas che continuerebbe ad essere inviato tramite sealine al vicino campo Santo Stefano Mare.

Lo scenario alternativo per lo sviluppo del campo petrolifero di Ombrina Mare è, invece, caratterizzato dalla potenziale presenza futura di infrastrutture dell'ENI per la coltivazione dell'olio del campo di Miglianico, caratterizzato anch'esso dalla presenza di H₂S ed ubicato circa 15 km a nord di Ortona.

In tal caso, non si dovrebbe più prevedere un serbatoio galleggiante per l'olio e l'acqua prodotti (né, ovviamente, la boa di ormeggio), ma solamente la piattaforma OBM-A oltre, ovviamente, ad un sealine per il trasporto dell'olio (25 km circa) con approdo circa 15 km a N di Ortona, un oleodotto on-shore di circa 2,5 km per raggiungere la postazione del pozzo Miglianico 1 e, da qui, il Centro Olio a circa 5 km dal pozzo.

Qui l'olio verrebbe trattato (desolforazione) ed inviato nell'area di stoccaggio già esistente ubicata circa 5 km ad Ovest di Ortona per poi prendere la strada del molo di carico nel porto di Ortona dove verrebbe scaricato su tankers. L'acqua prodotta verrebbe inviata al pozzo di iniezione Miglianico 3, mentre il gas sarà completamente utilizzato per la generazione di energia presso il Centro Olio.

Per l'energia necessaria sulle piattaforme, si deve prevedere la generazione *in situ* mediante impiego del gas pliocenico o con gasolio. Alternativamente, l'alimentazione degli impianti potrebbe essere generata nel Centro Olio e inviata agli impianti tramite un ombelicale.

In questo scenario, occorre prevedere un'integrazione degli impianti di trattamento da costruire nel Centro Olio che, allo stato attuale, non è quantificabile. Si dovrebbe, infatti, prevedere l'aumento della capacità di trattamento e stoccaggio per l'olio (pari a circa 20.000 tonn) e per lo zolfo, il *piping* relativo all'inserimento dei nuovi volumi, gli elementi aggiuntivi di sicurezza e controllo.

Infine, i fluidi provenienti da Ombrina Mare e trattati al Centro Olio vanno quindi inviati nell'area di stoccaggio e di caricamento nel porto di Ortona.

2.2.3 Confronto tra i Due Scenari di Sviluppo ad Olio

L'ipotesi dello sviluppo con l'invio dei fluidi prodotti attraverso il Centro Olio rispetto al serbatoio galleggiante presenta le seguenti difficoltà:

- Incertezza circa i tempi di realizzazione del Centro Olio;
- Il Centro Olio è stato dimensionato sulla capacità produttiva dei pozzi del campo di Miglianico e non sull'ipotesi di trattare anche l'olio di Ombrina Mare;
- Il Centro Olio ha avuto un'iter e un esito di autorizzazione ambientale basati su un progetto definito, che non contempla il trattamento dell'olio di Ombrina Mare né, soprattutto, tutte le necessarie infrastrutture supplementari;
- La costruzione di una *sealines* lunga circa 25 km inciderebbe sui costi e tempi del progetto;
- L'individuazione della possibile ubicazione dell'approdo della *sealines* a terra potrebbe risultare difficoltosa;
- Si creerebbero notevoli interazioni con l'ambiente onshore, altrimenti inesistenti (posa condotta, realizzazione approdo, aumento capacità di trattamento del Centro olio Miglianico, ecc.);
- Lo sviluppo completamente off-shore consente una maggiore flessibilità dell'ubicazione delle strutture, un trattamento dei fluidi integrato con le esigenze energetiche delle installazioni, la gestione immediata dell'H₂S, una relativa semplicità operativa e logistica rispetto allo scenario on-shore e, infine, un'impatto ambientale nel complesso sensibilmente inferiore.

La possibilità di sviluppare il progetto interamente in ambito offshore, utilizzando parzialmente strutture già esistenti e strutture non fisse (FPSO) comporta che l'opzione Centro Olio risulti decisamente più gravosa dal punto di vista ambientale, oltre che dal punto di vista socio-economico, facendo ricadere la scelta sull'opzione progettuale che prevede l'impiego di FPSO.

2.3 FINALITÀ ED OBIETTIVI DEL PROGETTO

In base a quanto esposto nel precedente paragrafo, la scelta della soluzione di trattamento e stoccaggio olio con FPSO, concentrando tutte le operazioni in alto mare, permette di minimizzare gli impatti sulla componente antropica, sugli elementi ambientali e paesaggistici della costa non andando a modificare l'assetto produttivo della costa stessa (soprattutto in presenza di agricoltura di tipo intensivo: vigneti, uliveti e frutteti).

Il progetto di sviluppo del Campo Ombrina Mare è in linea con i piani di sviluppo energetico sia europeo che nazionale che prevedono la riduzione della dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero compatibilmente con i principi di sostenibilità ambientale.

L'iniziativa prevede di sfruttare i giacimenti, già oggetto di successive campagne di ricerca effettuate negli anni, che hanno evidenziato, in particolare con le esplorazioni dei pozzi Ombrina Mare 1 (1987) e Ombrina Mare 2-2dir (2008), la presenza di diffuse mineralizzazioni a gas biogenico nella successione pliocenica sovrastante i carbonati della piattaforma Apula e una cospicua mineralizzazione ad olio in questi ultimi. Il piano di sviluppo comprende, quindi, sia la coltivazione dell'olio presente nei carbonati sia quella del gas biogenico, mediante pozzi perforati a partire dall'ubicazione del pozzo Ombrina Mare 2dir, in corrispondenza del quale si installerà la piattaforma di produzione denominata "Ombrina Mare A" (OBM-A).

2.4 DESCRIZIONE E SEQUENZA DELLE ATTIVITÀ IN PROGETTO

2.4.1 Dati Generali

Con la perforazione nella parte crestale del giacimento del pozzo Ombrina Mare 1 (OMB1) e le ultime esplorazioni, risultate positive, dei pozzi Ombrina Mare 2 (OBM2) e Ombrina Mare 2 Dir (OBM2Dir), si può ritenere verificata l'esistenza di un giacimento economicamente sfruttabile.

Sulla base di quanto esposto, lo sviluppo del campo di Ombrina, risulta ben delineato per quanto concerne le strutture da prevedere.

Lo sviluppo completamente off-shore consente una maggiore flessibilità dell'ubicazione delle strutture, un trattamento dei fluidi integrato con le esigenze energetiche delle installazioni, la gestione immediata dell'H₂S e, infine, una relativa semplicità operativa e logistica rispetto allo scenario on-shore.

Il progetto integra necessariamente lo sviluppo dell'olio e quello del gas per la parte infrastrutturale, per ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente e sull'economicità del progetto e, naturalmente, prevede l'utilizzo di infrastrutture già esistenti, ovvero il pozzo Ombrina Mare 2 Dir (OBM2Dir) la cui testa pozzo è impostata su una struttura a traliccio con pali da 30''(tripode) munito di imbarcadero, nel punto di coordinate:

Latit: 42°19'21,897'' N (y = 4685800,5);

Long.: 14°32'00,828'' E Gr (x = 2481564,85).

le piattaforme del campo a gas di Santo Stefano Mare, a Sud del campo di Ombrina, e della omonima centrale per il trattamento e la compressione del gas, in territorio di Torino di Sangro (CH), attiva da quasi 40 anni.

Il piano di sviluppo sarà dunque interamente off-shore (figura 2.4.1a) con una piattaforma di produzione (Ombrina Mare A, adiacente al pozzo OBM2Dir), da cui sarà perforato un numero di pozzi di sviluppo variabile tra 4 e 6, in funzione dei risultati minerari progressivamente ottenuti.

Il trattamento dell'olio, l'addolcimento del gas associato e lo stoccaggio dell'olio prodotto, dell'eventuale acqua di produzione o dello zolfo di recupero dal gas di soluzione, si effettueranno su serbatoio galleggiante (Floating Production Storage Offloading - FPSO) ancorato in prossimità della piattaforma.

Il gas "dolce" pliocenico sarà esportato, tramite sealine, verso le strutture esistenti del campo di Santo Stefano Mare. L'energia necessaria all'intero sistema sarà generata sul serbatoio galleggiante e servirà, tramite ombelicali, tutte le strutture del campo.

Le infrastrutture per lo sviluppo del campo Ombrina Mare saranno progettate per rispondere ai seguenti obiettivi:

- contenimento impatto ambientale;
- produzione in multifase dal reservoir ad olio;
- produzione gas dai livelli a gas metano e trattamento;
- trasferimento del gas pliocenico verso l'esistente piattaforma Santo Stefano Mare 9 (SSM-9) del vicino campo Santo Stefano Mare;
- trattamento del gas associato all'olio per generazione dell'energia necessaria al sistema;
- trattamento e stoccaggio o reiniezione dell'acqua di strato;
- rimozione H₂S dal gas e stoccaggio zolfo inerte;
- trasferimento olio a petroliere.

Le strutture previste, illustrate in maggior dettaglio nel seguito, sono schematicamente le seguenti (figura 2.4.1a):

- una piattaforma di produzione gas pliocenico ed olio (OBMA)
- un serbatoio galleggiante per il trattamento e lo stoccaggio della produzione di olio (FPSO)
- sealines ed ombelicali per i trasferimenti tra OBMA e il FPSO;
- Sealine per il trasferimento del gas pliocenico da OBM-A alla piattaforma esistente Santo Stefano Mare 9.

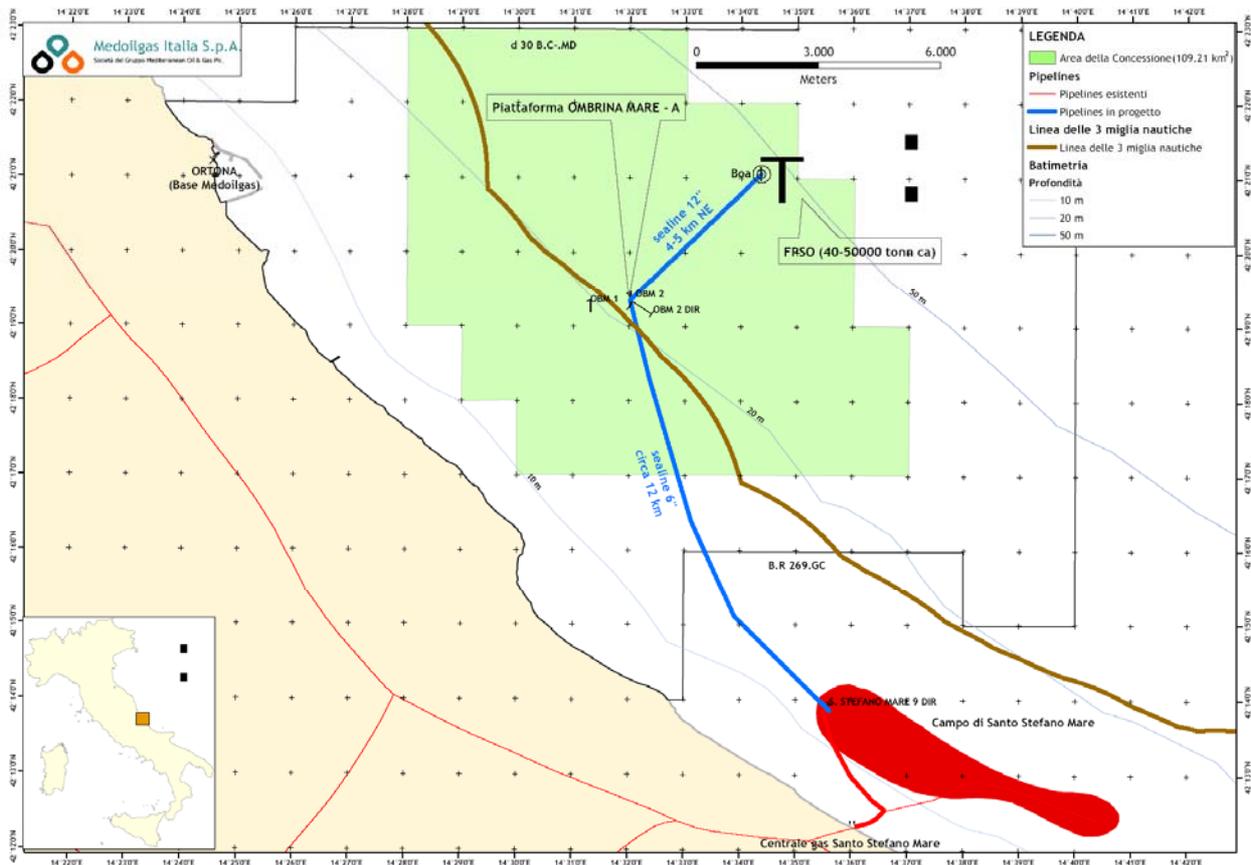


Figura 2.4.1.a – Programma di sviluppo “Campo Ombrina Mare” – Ubicazione infrastrutture

La figura 2.6.6.a riportata nei paragrafi successivi, sintetizza l’insieme degli impianti previsti dal progetto, ripartiti tra le diverse strutture che lo compongono, assieme agli elementi di interconnessione tra le stesse.

2.4.2 Tempi di Realizzazione delle Operazioni

Sulla base del programma di sviluppo sopra presentato, si stima la seguente durata complessiva delle diverse fasi di allestimento del campo:

a) Perforazione

move in impianto	3 gg
posizionamento impianto	1 g
perforazione (e completamento) pozzi (da 4 a 6)	45 gg/pozzo
move out impianto	3 gg

b) Infrastrutture

b1)	Piattaforma	
	trasporto piattaforma + deck	4 gg
	battitura pali (n° 4)	10 gg
	installazione deck	2 gg
	battitura C.P. (n° 6)	12 gg
b2)	posa sealines (tot. circa 16-17 km)	0.5 km/g
b3)	posa ancoraggi (6/8) boa ormeggio FPSO	1 g/cad
b4)	trasporto/posizionamento FPSO	7 gg

2.5 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

Per la perforazione dei nuovi pozzi verrà utilizzato un impianto di tipo *Jack-up*, simile o identico a quello impiegato per la perforazione del pozzo OMB 2/2 Dir, adeguato alle perforazioni per la ricerca di idrocarburi in mare con battente d'acqua inferiore a circa 100 m.

In sintesi, gli impianti di tipo Jackup sono costituiti (fig.2.5.a) da uno scafo galleggiante con dimensioni di circa 50/60 x 45/40 m e da tre gambe retrattili, a sezione triangolare, lunghe fino a 120 m, che, discese fino al fondo marino, ne consentono il sollevamento. Su questa piattaforma, che viene trainata sul luogo definito da uno o più rimorchiatori, è installato l'impianto di perforazione, con una torre di circa 45 m di altezza (fig. 2.5.a) e tutte le apparecchiature necessarie alla perforazione, descritte nei successivi paragrafi.

Una volta posizionato sull'ubicazione prescelta, lo scafo viene sollevato al di sopra della superficie marina fino ad una quota che ne eviti l'interazione con il moto ondoso e gli effetti di marea. Tale quota viene definita in base all'altezza massima delle onde misurata nel periodo di cento anni (onda centenaria).

L'impianto rimarrà posizionato sul sito per un periodo variabile tra circa 6 e 9 mesi, in funzione del numero di pozzi da perforare (da 4 a 6).



Figura 2.5.a – Foto dell'impianto di perforazione Jack-up "G.H. GALLOWAY" con nave appoggio

2.5.1 Perforazione

Durante la fase di perforazione di un pozzo esplorativo, come in ogni altra operazione di scavo, si presenta la necessità di:

- Vincere la resistenza del materiale roccioso in cui si opera in modo da staccare parti di esso dalla formazione (mediante l'utilizzo di opportune attrezzature);
- Rimuovere queste parti per continuare ad agire su nuovo materiale ottenendo così un avanzamento della perforazione stessa.

L'industria petrolifera utilizza una tecnica a rotazione (rotary), o con motore di fondo/turbina, che si basa sull'impiego di uno scalpello che ruotando esercita un'azione di scavo.

Lo scalpello si trova all'estremità di una batteria di aste tubolari o BHA (Bottom Hole Assembly) a sezione circolare, unite tra loro da apposite giunzioni. Per mezzo del BHA è possibile calare in pozzo lo scalpello, recuperarlo e trasmettergli il moto di rotazione originato in superficie attraverso un motore di fondo/turbina. La BHA permette la circolazione all'interno delle aste e nel pozzo del fluido di perforazione (fango), e nello stesso tempo scarica sullo scalpello il peso, necessario ad ottenere l'azione di perforazione e quindi l'avanzamento. La BHA ricopre un ruolo fondamentale anche nella geometria e nella traiettoria del foro: variando la sua rigidità e/o la sua composizione può essere variata la direzione di perforazione.

La rigidità e la stabilità di una BHA di perforazione sono fornite da particolari attrezzature di fondo denominate drill collars (aste pesanti) e stabilizzatori. I drill collars, ubicati nella parte inferiore della BHA, oltre a conferire rigidità scaricano sullo scalpello il peso necessario alla perforazione. Gli stabilizzatori sono costituiti da una camicia di diametro leggermente inferiore a quello dello scalpello e vengono disposti lungo la batteria di perforazione, intervallati dai drill collars. Il numero di stabilizzatori e la loro disposizione determinano quindi la rigidità e la stabilità della batteria.

Dopo essere stato eseguito, il foro viene rivestito con tubi metallici (casing), uniti tra loro da apposite giunzioni le cui spalle sono cementate con le pareti del foro. In tal modo si isolano gli strati rocciosi attraversati dalla perforazione, evitando connessioni fra le formazioni attraversate (ad esempio le falde freatiche) e i fluidi in esse contenuti, da una parte, e il foro e i fluidi in esso circolanti (fanghi di perforazione; vedi 2.5.2.a). Infatti, è prevista l'infissione "a secco" (senza l'utilizzo di fluidi di perforazione) del "tubo guida" sino alla profondità massima di circa 50 m (indipendentemente dalle caratteristiche litologiche degli strati attraversati) al fine di evitare ogni possibile connessione con gli strati attraversati e le falde freatiche subsuperficiali.

All'interno dei casing vengono poi introdotti in pozzo scalpelli di diametro inferiore ai precedenti, per la perforazione di un successivo tratto di foro, anch'esso protetto dal casing.

Il raggiungimento dell'obiettivo minerario avviene pertanto attraverso la perforazione di fori di diametro progressivamente inferiore (in differenti fasi di perforazione) e protetti da casing. I principali parametri che condizionano la scelta delle fasi sono:

- Profondità complessiva del pozzo;
- Caratteristiche geografiche degli strati rocciosi da attraversare;

- Andamento del gradiente di porosità del terreno;
- Numero degli obiettivi minerari.

a) Fanghi di perforazione

I fluidi di perforazione sono estremamente importanti in quanto assolvono contemporaneamente a quattro funzioni principali:

- asportazione dei detriti dal fondo pozzo e loro trasporto a giorno, sfruttando le caratteristiche reologiche dei fanghi stessi;
- raffreddamento e lubrificazione dello scalpello;
- contenimento dei fluidi presenti nelle formazioni perforate, ad opera della pressione idrostatica;
- consolidamento della parete del pozzo e riduzione dell'infiltrazione in formazione, tramite la formazione di un pannello rivestente il foro.

I fanghi sono normalmente costituiti da acqua resa colloidale ed appesantita con l'uso di appositi additivi (Tabella 2.5.a). Le proprietà colloidali, fornite da speciali argille (bentonite) ed esaltate da particolari prodotti (quali la Carbossil Metil Cellulosa), permettono al fango di mantenere in sospensione i materiali d'appesantimento ed i detriti, anche a circolazione ferma, con la formazione di gel, e di formare il pannello di copertura sulla parete del pozzo.

Gli appesantimenti servono a dare al fango la densità opportuna per controbilanciare, col carico idrostatico, l'ingresso di fluidi in pozzo.

Per svolgere contemporaneamente ed efficacemente tutte le suddette funzioni, i fluidi di perforazione richiedono continui controlli delle loro caratteristiche reologiche e correzioni da parte di operatori specialisti (fanghisti).

Il tipo di fango ed i suoi componenti chimici sono scelti principalmente in funzione delle litologie attraversate e delle temperature.

PRODOTTO	AZIONE
Bentonite - bentonite argilla sodica - argille modificate	Viscosizzante principale
Barite (BaSO ₄)	Regolatori di peso
CMC LV (a bassa viscosità) miscele di amidi - polisaccaridi	Riduttori di filtrato
Lignosolfonat - Lignine solforate (residui della lavorazione della carta). Lignine - ligniti. Zirconio citrato	Fluidificanti e disperdenti
CMC HV (ad alta viscosità) - carbossimetilcellulosa (cellulosa modificata) PAC - polimero celluloso anionico (cellulosa modificata) Xantan gum - biopolimero (prodotto con polisaccaridi modificati da batteri del genere "xantomonas")	Regolatori di viscosità
Soda caustica Carbonato e bicarbonato di sodio – calce spenta	Correttori di pH Alcalinizzanti
Lubrificante ecologico	Lubrificante

Tabella 2.5.a - Possibili additivi dei fanghi di perforazione

b) Tecniche di tubaggio e protezione delle falde superficiali

Nella prima fase della perforazione può verificarsi l'attraversamento di terreni e formazioni rocciose caratterizzati da elevata porosità o da un alto grado di fratturazione, spesso associati ad una rilevante circolazione idrica sotterranea. In questi casi è necessario prevenire ogni interferenza con le acque dolci sotterranee per mezzo di misure di salvaguardia messe in atto fin dai primi metri di perforazione.

Una prima misura è il posizionamento di un tubo di grande diametro chiamato *conductor pipe* (tubo guida), che ha lo scopo principale di isolare il pozzo dai terreni attraversati nel primo tratto di foro. Il conductor pipe viene generalmente infisso, con un battipalo, nel terreno ad una profondità variabile in funzione della natura dei terreni attraversati, in particolare della permeabilità e della loro stabilità. In genere, quando il terreno lo consente, esso raggiunge profondità di 30 ÷ 50 metri. Viceversa esso viene comunque infisso fino al rifiuto.

Alternativamente, soprattutto ove fosse necessario raggiungere profondità maggiori, si procede con la perforazione in foro scoperto, avvalendosi di fluidi di perforazione quali acqua viscosizzata, schiume o addirittura acqua semplice, cui segue il posizionamento della colonna di ancoraggio.

La colonna di ancoraggio ha, tra le sue funzioni, quella di isolare in profondità il pozzo dai sistemi di alimentazione e/o circolazione delle acque dolci sotterranee, spesso captate ad uso potabile, riducendo al minimo la possibilità di interferenza con le falde da parte dei fluidi di perforazione o delle acque salmastre più profonde. Inoltre questa colonna deve fornire il supporto alle apparecchiature di sicurezza e soprattutto deve resistere al carico di compressione della testa pozzo e delle colonne di rivestimento seguenti.

La profondità di discesa della colonna di ancoraggio viene comunque imposta da parametri quali il gradiente di fratturazione sottoscarpa, le caratteristiche degli strati rocciosi da attraversare, l'andamento del gradiente dei pori, il numero e la profondità dell'obiettivo minerario.

c) Cementazione della colonna

La cementazione delle colonne consiste nel riempire con malta cementizia (acqua, cemento ed eventualmente specifici additivi), l'intercapedine tra le pareti del foro e l'esterno dei tubi. Il risultato dell'operazione di cementazione delle colonne è estremamente importante perché essa deve garantire sia la tenuta idraulica del pozzo sia l'isolamento dalle formazioni rocciose attraversate. I compiti affidati alle cementazioni delle colonne di rivestimento sono principalmente i seguenti:

- consentire al sistema casing - testa pozzo di resistere alle sollecitazioni meccaniche e agli attacchi degli agenti chimici e fisici a cui viene sottoposto;
- formare una camicia che, legata al terreno, contribuisca a sostenere il peso della colonna a cui aderisce e di eventuali altre colonne agganciate a questa (liner);
- isolare gli strati con pressioni e mineralizzazioni diverse, ripristinando quella separazione delle formazioni che esisteva prima dell'esecuzione del foro.

Il risultato della cementazione viene verificato con speciali tecniche (cement bond log).

2.5.2 Componenti dell'impianto di perforazione

Durante la fase di perforazione, l'impianto (Figura 2.5.2.a) deve assolvere essenzialmente a tre funzioni: sollevamento, o più esattamente manovra degli organi di scavo (batteria, scalpello), rotazione degli stessi e circolazione del fango di perforazione. Queste funzioni sono svolte da sistemi indipendenti che ricevono l'energia da un gruppo motore comune accoppiato con generatori di energia elettrica.

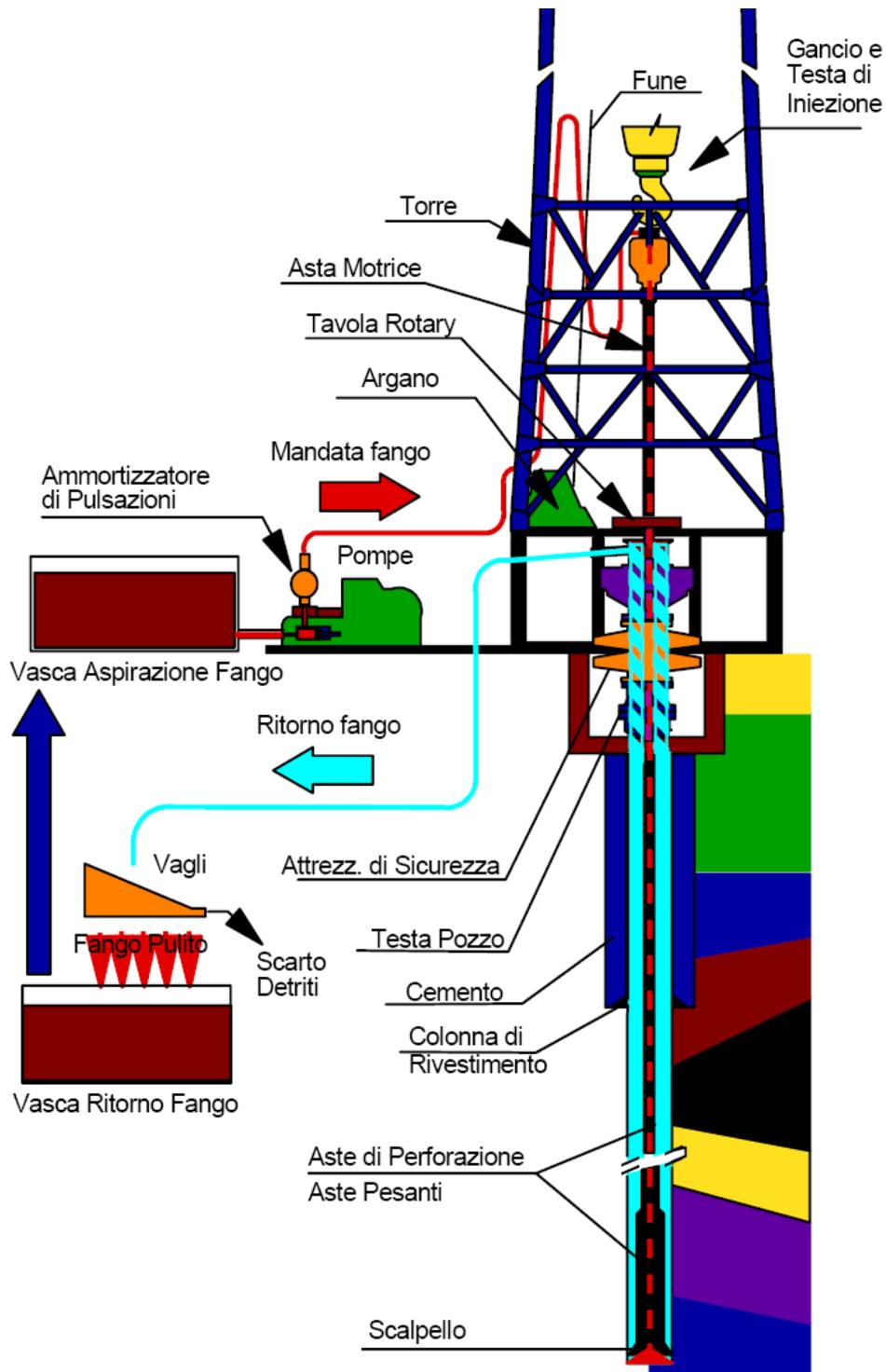


Figura 2.5.2.a - Elementi principali dell'impianto di perforazione (tipico)

Impianto di sollevamento

È costituito dalla torre, dall'argano, dalle taglie fissa e mobile e dalla fune. La sua funzione principale è di permettere le manovre di sollevamento e discesa in foro della batteria di aste e del

casing e di mantenere in tensione le aste in modo da far gravare sullo scalpello solo il peso della parte inferiore della batteria.

La torre, struttura metallica a traliccio, che sostiene la taglia fissa di rinvio della fune, appoggia su un basamento su cui è disposto il piano di lavoro della squadra di perforazione che, scorrendo su due binari, può essere spostato all'esterno dello scafo. Sulla torre, all'altezza corrispondente generalmente a tre aste di perforazione unite insieme (circa 27 m), è posizionata una piccola piattaforma sulla quale lavora il pontista; circa alla stessa altezza vi è una rastrelliera in cui vengono alloggiato le aste ogni volta che devono essere aggiunte o levate dalla batteria di perforazione.

L'argano è costituito da un tamburo attorno al quale si avvolge o svolge la fune di sollevamento della taglia mobile con l'uso di un inversore di marcia, un cambio di velocità e dispositivi di frenaggio. In cima alla torre è posizionata la taglia fissa, costituita da un insieme di carrucole rotanti coassialmente, che sostiene il carico applicato al gancio. La taglia mobile è analogamente costituita da un insieme di carrucole coassiali a cui è collegato, attraverso una molla ammortizzatrice, il gancio.

Organi rotanti

Essi comprendono la tavola rotary o top drive, la testa di iniezione, l'asta motrice, la batteria di aste e gli scalpelli.

La tavola rotary consta essenzialmente di una piattaforma girevole recante inferiormente una corona dentata su cui ingrana un pignone azionato dal gruppo motore. Essa, oltre alla funzione fondamentale di far ruotare la batteria e lo scalpello, sopporta il peso della batteria o del casing durante la loro introduzione o estrazione (manovre), quando non possono venire sostenuti dall'argano, essendo vincolati tramite la sede conica per mezzo di slip (cunei).

Negli impianti moderni la tavola rotary è sostituita dal top drive, che trasmette il moto di rotazione. Esso consiste essenzialmente in un motore di elevata potenza al cui rotore viene avvitata la batteria di perforazione; è sospeso alla taglia mobile per mezzo di un apposito gancio dotato di guide di scorrimento. Incluso 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 e un sistema di valvole per il controllo del fango pompato in pozzo.

La testa di iniezione è l'elemento che fa da tramite tra il gancio della taglia mobile e la batteria di aste. Attraverso di essa il fango viene pompato, tramite le aste, nel pozzo.

L'asta motrice, o kelly, è un elemento tubolare generalmente a sezione esagonale, appeso alla testa d'iniezione che permette lo scorrimento verticale e la trasmissione della rotazione.

Le altre aste della batteria, a sezione circolare, si distinguono in normali e pesanti (di diametro e spessore maggiore). Le aste pesanti vengono montate, in numero opportuno, subito al di sopra dello scalpello, permettendo una adeguata spinta sullo scalpello senza problemi di inflessione.

Tutte le aste sono avvitate tra loro in modo da garantire la trasmissione della torsione allo scalpello e la tenuta idraulica.

Circuito fango

Il circuito del fango è un circuito chiuso, che comprende: le pompe di mandata, il manifold, le condotte di superficie, rigide e flessibili, la testa di iniezione, la batteria di perforazione, il sistema di trattamento solidi, le vasche del fango ed il bacino di stoccaggio dei residui di perforazione.

Le pompe (a pistoncini) forniscono al fango l'energia necessaria a vincere le perdite di carico nel circuito.

I parametri idraulici variabili per ottimizzare le condizioni di perforazione, sono la portata e il diametro delle duse. Si fanno variare quindi la velocità e le perdite di carico attraverso lo scalpello e

la velocità di risalita del fango nell'intercapedine in funzione del diametro, del tipo di scalpello, di fango e di roccia perforata.

Le condotte di superficie, insieme ad un complesso di valvole posto a valle delle pompe (manifold di sonda), consentono di convogliare il fango per l'esecuzione delle funzioni richieste (Figura 2.5.2.b).

Nel circuito sono inoltre inserite diverse vasche, alcune contenenti una riserva di fango (pari in genere alla metà del volume del foro) per fronteggiare improvvise necessità derivanti da perdite di circolazione per assorbimento del pozzo, altre con fango pesante per contrastare eventuali manifestazioni improvvise nel pozzo. Le apparecchiature del Sistema di trattamento solidi (vibroaglio, desilter, desander, ecc.), disposte all'uscita del fango dal pozzo, separano il fango stesso dai detriti di perforazione; questi ultimi vengono accumulati in un'area idonea (vascone) impermeabile oppure in un'area in cemento localizzata in prossimità del vibroaglio.

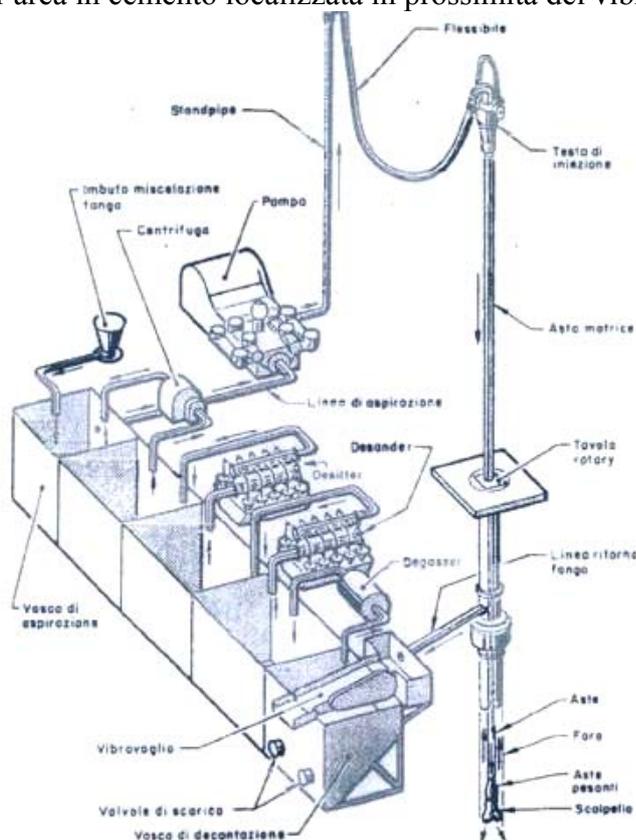


Figura 2.5.2.b - Impianto di perforazione – Schema del circuito del fango

Apparecchiature e sistemi di sicurezza

Il fango ha la funzione di contrastare, con la pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro. Per evitare che si verifichi questo fenomeno la pressione esercitata dal fango deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi di strato.

Se i fluidi di strato si trovano in condizioni di pressione superiore a quella esercitata dalla colonna di fango in pozzo, può verificarsi un imprevisto ingresso, all'interno del pozzo, dei fluidi di strato i quali, avendo densità inferiori al fango, risalgono verso la superficie.

Tale situazione si riconosce inequivocabilmente dall'aumento del volume di fango nelle vasche di miscelazione.

In tale condizione viene attivata la procedura di controllo pozzo, che prevede l'intervento di speciali apparecchiature meccaniche di sicurezza, montate sulla testa pozzo. 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.).

Vi sono due tipi fondamentali di B.O.P. (Figura 2.5.2.c).

Il B.O.P. anulare dispone di un organo in gomma di forma toroidale che, si deforma se sollecitato idraulicamente in senso assiale, facendo di conseguenza diminuire il diametro del foro interno e potendo così fare tenuta attorno a qualsiasi elemento si trovi nel pozzo. Anche nel caso di pozzo sgombero il B.O.P. anulare assicura sempre una certa tenuta.

Il B.O.P. a ganasce dispone di due saracinesche prismatiche che possono essere serrate tra loro con azionamento idraulico o manuale.

Naturalmente, quando in pozzo sono presenti attrezzature, le ganasce devono essere opportunamente sagomate in modo da fornire loro un alloggio. In caso di pozzo libero, le ganasce sono cieche, ma possono essere in grado, in caso di emergenza, anche di tranciare quanto si trovasse tra di esse all'atto della chiusura (ganasce trancianti).

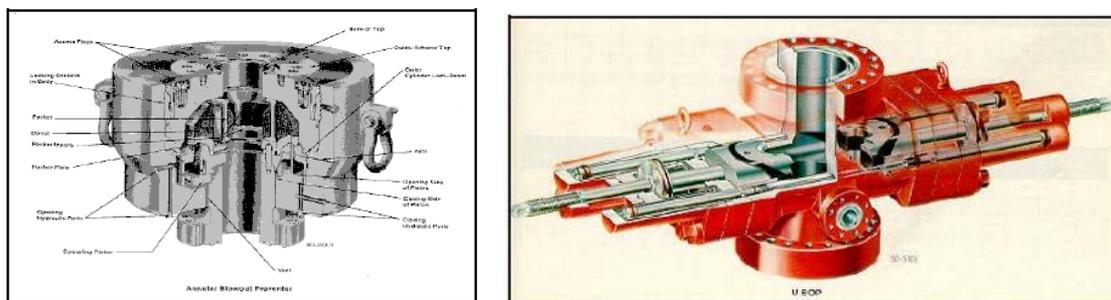


Figura 2.5.2.c - Impianto di perforazione – BOP anulare (a sinistra) e a ganasce (a destra)

Una volta chiuso il pozzo col B.O.P., si provvede a ripristinare le condizioni di normalità, controllando la fuoriuscita a giorno del fluido e ricondizionando il pozzo con fango di caratteristiche adatte, secondo quanto stabilito dalle procedure operative e dai Piani di Emergenza. Per la circolazione e l'espulsione dei fluidi di strato vengono utilizzate due linee dette choke e kill e delle duse a sezione variabile dette choke valve.

La testa pozzo è una struttura fissa collegata al primo casing (surface casing) e consiste essenzialmente in una serie di flange di diametro decrescente che realizzano il collegamento tra il casing e gli organi di controllo e sicurezza del pozzo (B.O.P.). La successione delle operazioni di assemblaggio della testa pozzo a terra si può così brevemente descrivere: il primo passo è quello di unire al casing di superficie la flangia base (normalmente tramite saldatura); in seguito, procedendo nella perforazione e nel tubaggio del pozzo, i casing successivi vengono via via incuneati all'interno delle flange corrispondenti, precedentemente connesse tra loro tramite bulloni o clampe. Il collegamento superiore con l'insieme dei B.O.P. è realizzato con delle riduzioni (spools) che riconducono il diametro decrescente della testa pozzo a quello della flangia dei B.O.P. utilizzati.

2.5.3 Programma di Perforazione e Completamento Pozzi

2.5.3.1 Programma di Perforazione

I pozzi previsti per lo sviluppo del giacimento Ombrina Mare saranno da 4 a 6, oltre al pozzo esistente OMB2 Dir che è stato completato con tbg da 3"1/2 rivestito da duoline, e partiranno dalla postazione della piattaforma OBM-A, che si posizionerà in corrispondenza dell'attuale ubicazione del pozzo Ombrina Mare 2.

I nuovi pozzi saranno direzionati, con dreni sub-orizzontali guidati all'interno delle facies con le migliori caratteristiche di reservoir, e saranno completati in doppio, con una stringa dedicata alla produzione di gas dai livelli pliocenici e una seconda dedicata ai carbonati mineralizzati ad olio, quest'ultima sarà completata con tbg da 3"1/2 rivestito da duoline, come nel pozzo OMB2 Dir, per prevenire i fenomeni corrosivi indotti dalla presenza di H₂S nell'olio.

Sulla base dell'esperienza maturata per la perforazione del pozzo OMB 2 Dir si può prevedere il seguente programma di perforazione e tubaggio (preliminare), preceduto dalla battitura del Conductor Pipe (CP) da 30" fino a una profondità di circa 50 m.

La perforazione di ogni pozzo verrà eseguita come segue:

- Fase 1:** perforazione con scalpello da 26" dalla base del CP 30" (circa 50m) fino a circa 300 m. Discesa e cementazione di un casing da 20" fino al fondo. La posa della colonna alla profondità indicata è dettata dalla necessità di mantenere la verticalità del pozzo (durata stimata: 180 ore).
- Fase 2:** perforazione con scalpello da 16" fino a circa 1200 metri. Discesa e cementazione di un casing da 13"3/8 (top del cemento a 150 m circa) fino al fondo (tempo stimato: 290 ore).
- Fase 3:** perforazione con scalpello da 12"1/4 da 1200 fino a circa 1800 metri. Discesa e cementazione di un casing da 9" 5/8 (risalita del cemento a circa 1150 m) fino alla profondità di circa 1800 metri (144 ore).
- Fase 4:** perforazione deviata (angolo max di circa 74°) con scalpello da 8"1/2 fino a circa 2250m MD. Discesa e cementazione di un liner da 7" fino a 2240m, con Top Liner a 1780 m (tempo previsto 218 ore).
- Fase 5:** perforazione deviata a foro aperto (angolo max di circa 86°) con scalpello da 6" fino ai circa 2600 m TD di profondità (circa 110 ore).

La cementazione delle colonne (casing/liner) verrà effettuata mediante la tecnica della risalita del cemento nell'intercapedine tra foro e colonna al fine di garantire l'isolamento tra le formazioni attraversate e la superficie oltre che la stabilità del pozzo. L'attesa per la presa del cemento non sarà inferiore alle 4 ore, per ogni casing messo in opera, prima di riprendere le operazioni di perforazione.

Uno schema della futura configurazione dei nuovi pozzi è riportato nella figura 2.5.3.a, che rappresenta lo schema (preliminare) di perforazione e di tubaggio previsto.

2.5.3.2 Completamento dei pozzi di produzione

Terminata la perforazione del pozzo, in caso di esito minerario positivo, verrà eseguito il completamento dello stesso.

Il completamento ha lo scopo di consentire l'erogazione degli idrocarburi attraverso il pozzo in modo permanente e in condizioni di sicurezza.

I principali fattori che determinano il progetto di completamento sono:

- il tipo e le caratteristiche dei fluidi di strato (es. gas, olio leggero, olio pesante, presenza di idrogeno solforato o anidride carbonica, acqua di strato, ecc.);
- la capacità produttiva, cioè la permeabilità dello strato, la sua pressione, ecc.;
- l'estensione dei livelli produttivi, il loro numero e le loro caratteristiche;
- l'erogazione spontanea o assistita (gas lift).;
- la reiniezione in formazione dell'acqua di strato.

Per il completamento del pozzo, data la presenza di H₂S nel giacimento ad olio, saranno impiegate attrezzature e teste pozzo resistenti a tale gas. I tubing da 3" ½ saranno quindi rivestiti all'interno con una camicia di materiale "duoline 20" resistente all'H₂S.

La filosofia del completamento (Figura 2.5.3.a), seguendo quanto già adottato per il pozzo OMB 2 Dir, è molto semplice e prevede l'installazione di due packer singoli, fissati nella colonna da 9" 5/8 e all'interno del liner 7" a una profondità in cui il profilo del pozzo non deve superare i 50° di inclinazione, che isoleranno la porzione di foro scoperto di 6" in cui è localizzato il reservoir dell'olio. Il tubino di produzione, come detto, avrà un diametro da 3" ½.

Al di sopra del packer singolo nella colonna da 9" 5/8, sarà presente un secondo tubino, del diametro 2" 3/8, dedicato alla produzione del gas pliocenico.

Gli intervalli produttivi saranno naturalmente isolati dalla superficie da un packer doppio; inoltre, ogni tubino sarà dotato di "nippli" per consentire l'alloggiamento delle valvole di sicurezza tra cui una safety valve controllata dalla superficie mediante control-line idraulica.

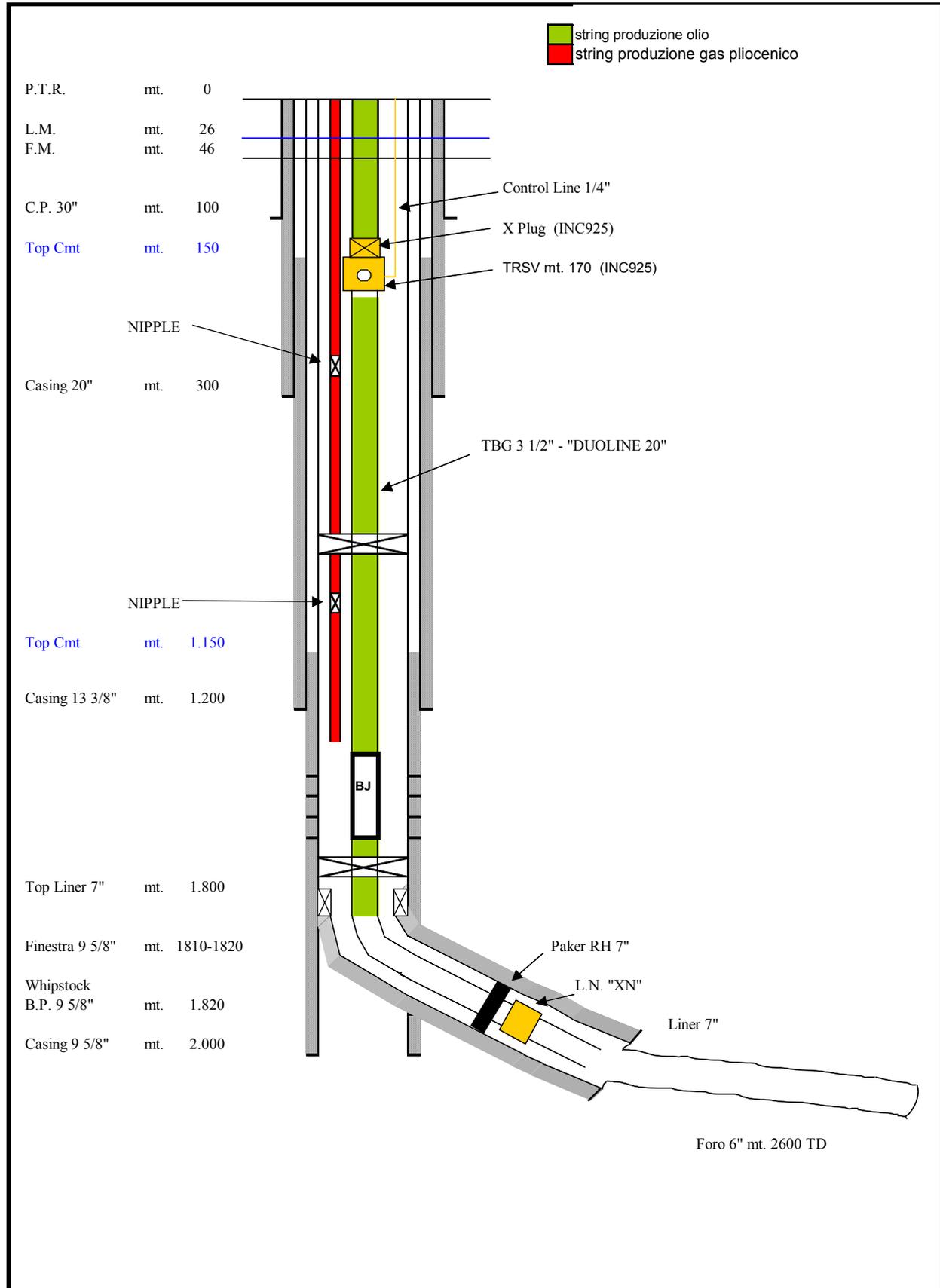


Figura 2.5.3.a – Esempio di schema di perforazione e completamento dei pozzi produttivi a olio e gas pliocenico

2.5.3.3 Prove di produzione

Alla conclusione della perforazione di ciascun pozzo si procederà all'esecuzione di prove che accertino la produttività dei livelli mineralizzati. Le prove avranno durata di poche ore (6/12 h) e l'olio prodotto sarà conferito a discarica autorizzata mentre il gas disciolto verrà bruciato in fiaccola. I quantitativi di idrocarburi erogati in ciascuna prova sono stimati in circa 8 m³/h di olio e circa 40 Sm³/h di gas.

2.5.4 Tempi di esecuzione degli interventi di perforazione

Sulla base dell'esperienza maturata con la perforazione del Pozzo OMB 2/2 Dir, si riportano di seguito i tempi stimati per la fase di perforazione dei nuovi pozzi.

2.5.4.1 Tempi della messa in postazione dell'impianto

I tempi della messa in postazione dell'impianto Jack up ammonteranno a circa un giorno. Ai tempi di messa in posizione del Jackup andranno aggiunti quelli necessari all'infissione dei conductor pipe CP 30", stimabili in circa 1 giorno per ogni CP.

2.5.4.2 Tempi di realizzazione della perforazione

Il tempo necessario alla fase di perforazione vera e propria, complessivo delle operazioni di tubaggio, cementazione e completamento, è stimabile in circa 45 giorni per ogni pozzo.

2.5.4.3 Rimozione strutture e abbandono postazione

Un periodo di 3 gg. si ritiene sufficiente per la rimozione delle gambe del jack up appoggiate sul fondo mare e l'abbandono della postazione.

2.5.4.4 Sommario Dei Tempi Di Realizzazione Della Perforazione

Nella tabella seguente sono riepilogati i tempi stimati per la fase di perforazione dei nuovi pozzi. Complessivamente per la perforazione si prevede un periodo variabile tra sei e nove mesi circa.

Operazione	Tempo Previsto (numero giorni)
Move in impianto	3
Posizionamento impianto	1
Perforazione pozzo	45 x pozzo
Prova di produzione	1 x Test
Move out impianto	3

2.5.5 Tecniche di Prevenzione dei Rischi Ambientali

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

2.5.5.1 Apparecchiature di sicurezza (Blow Out Preventers)

Come già detto precedentemente, è compito del fango contrastare, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso dei fluidi di strato nel foro. Perché ciò avvenga, ovviamente, la pressione esercitata dal fango deve essere sempre superiore o uguale a quella di strato.

Durante la fase di perforazione, in particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere pressione superiore a quella dovuta al solo normale gradiente idrostatico dell'acqua con il rischio di eruzioni incontrollate di idrocarburi liquidi e gassosi. Tale condizione si riconosce quando appositi sensori visivi ed acustici accertano l'aumento di volume del fango nelle vasche.

I Blow Out Preventers (B.O.P.) sono delle attrezzature di sicurezza che hanno la precisa funzione di prevenire, od ostacolare, la fuoriuscita incontrollata di fluidi (fango e idrocarburi) dal pozzo. I B.O.P. (di tipo a sacco o a ganasce), montati sulla testa-pozzo, dispongono di una serie di saracinesche che si chiudono sulle aste, a pozzo libero o tubato, e sono azionati da dispositivi automatici o manuali localizzati sull'impianto di perforazione. Una volta bloccato il flusso e chiuso il pozzo, si provvede a mettere in atto tutte le procedure operative necessarie a ripristinare le condizioni di equilibrio nel pozzo, con pompaggio di fango a densità superiore a quella del fluido di formazione.

Si consideri, a tale proposito, che l'esperienza maturata con la perforazione dei pozzi OBM 1 e OBM 2/2dir ha consentito di avere una dettagliata conoscenza dei regimi di pressione nel sottosuolo, ciò che costituisce il presupposto fondamentale per l'elaborazione delle caratteristiche del fango di perforazione.

Di seguito sono riportati gli schemi dei sistemi di sicurezza B.O.P e della testa pozzo, utilizzati per il pozzo OMB2 e che saranno installati in sequenza durante la perforazione dei nuovi pozzi.

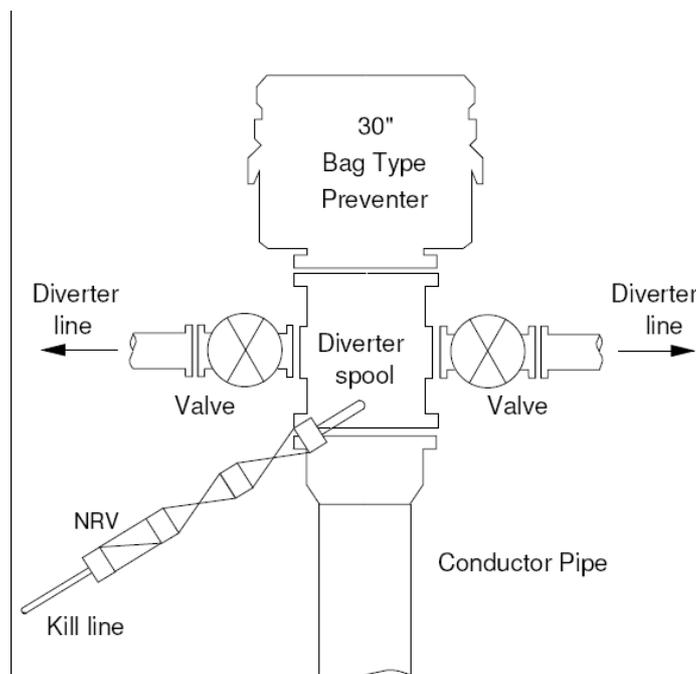


Figura 2.5.5.1.a – Schema di Diverter di superficie installato sul conductor pipe

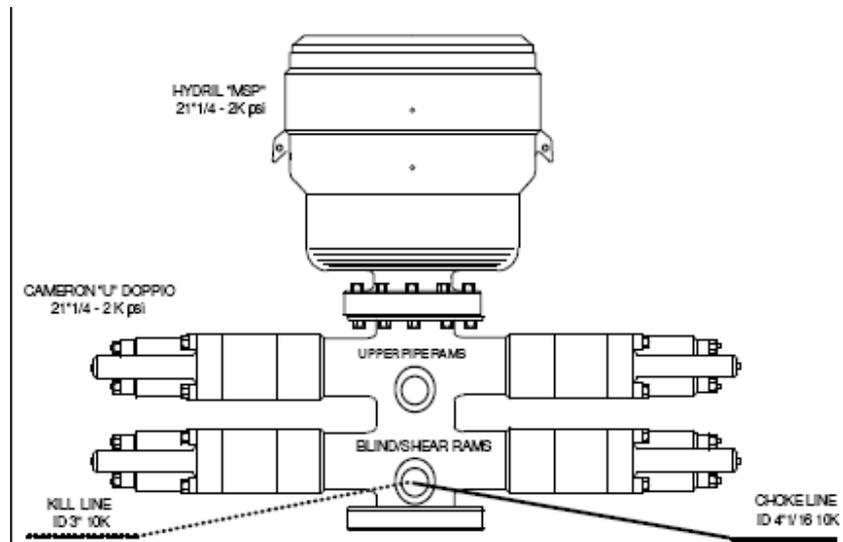


Figura 2.5.5.1.b – Schema del B.O.P da 21”1/4-2000

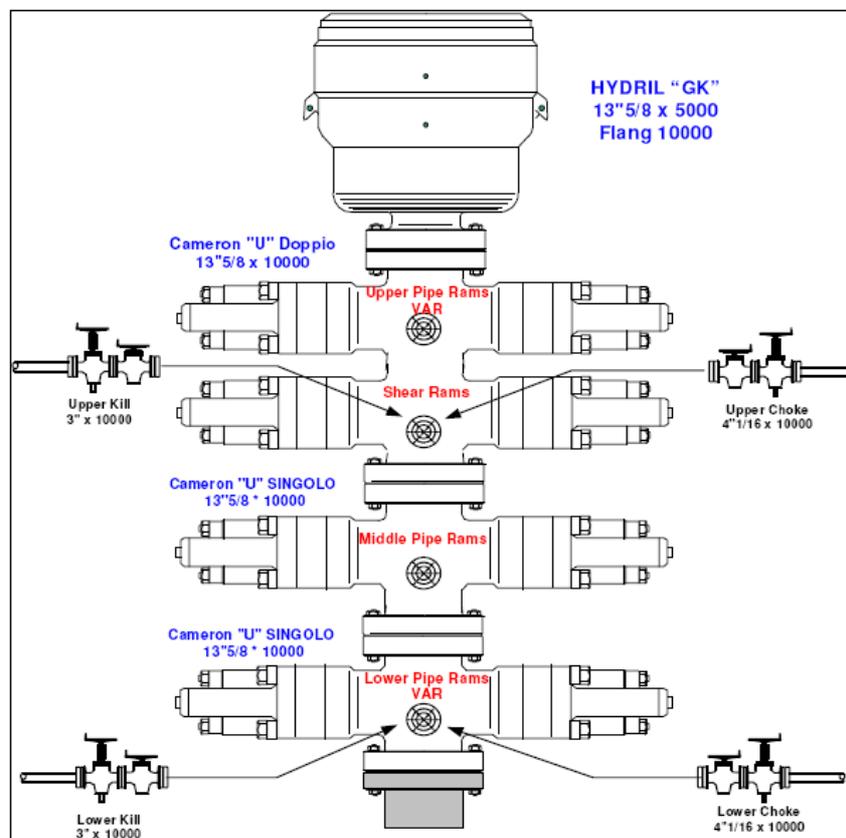


Figura 2.5.5.1.c – Schema del B.O.P da 13”5/8-10000

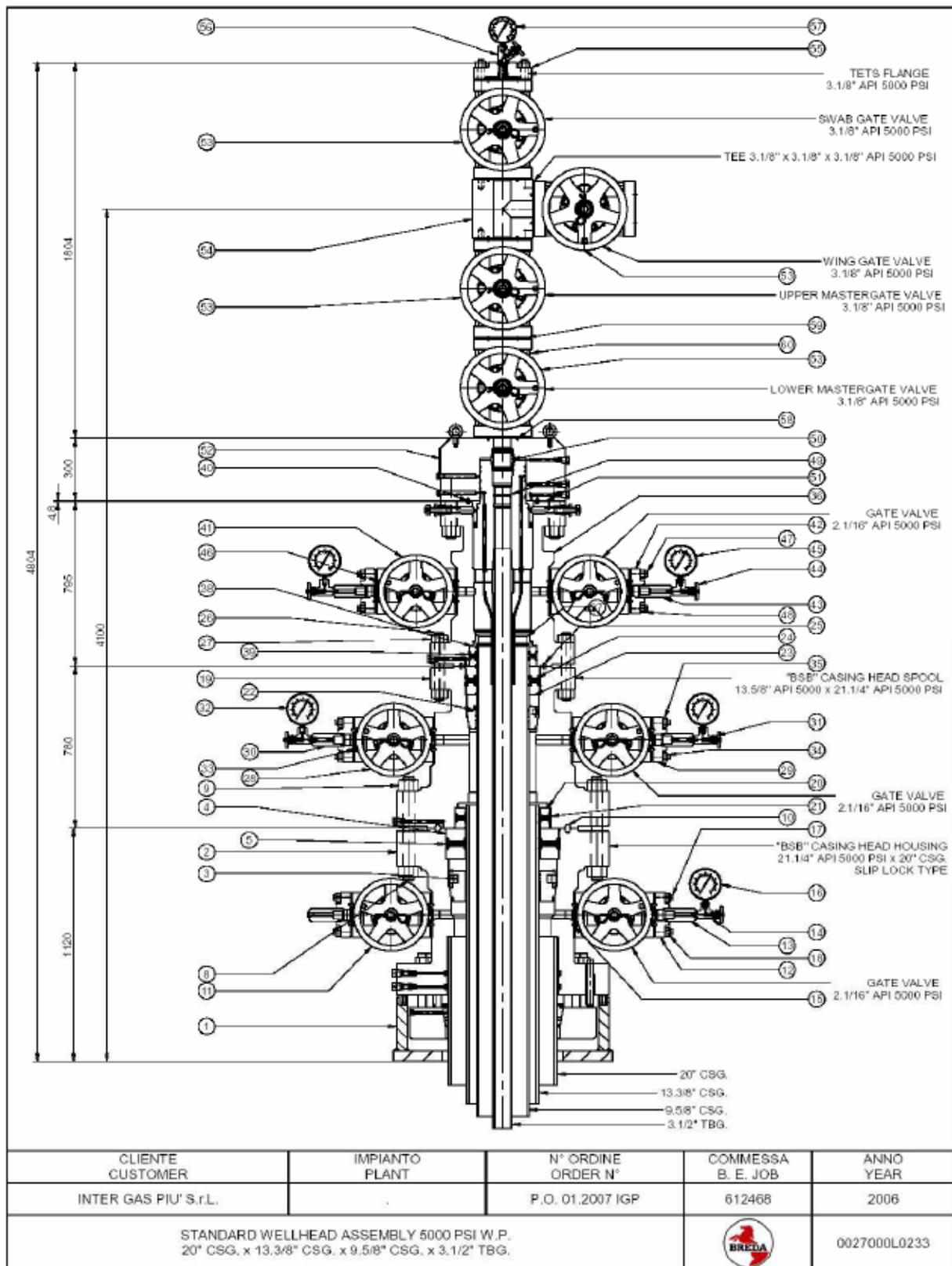


Figura 2.5.5.1.c – Schema della testa pozzo

2.5.5.2 Segnalazione presenza gas

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

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

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

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

2.5.5.3 Tecniche di prevenzione inquinamento marino

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

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

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

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

La base di appoggio a terra, in questo caso Ortona, sarà dotata dell'attrezzatura necessaria per un primo intervento di emergenza tramite le navi appoggio in caso di sversamenti accidentali di olio in mare. L'attrezzatura citata consisterà in:

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

2.5.6 Misure di Attenuazione di Impatto ed Eventuale Monitoraggio

Al fine di disegnare un quadro ambientale completo e di definire tutti gli interventi necessari a prevenire possibili rischi per l'ambiente, proteggere zone di particolare sensibilità e posizionare con sicurezza le piattaforme di perforazione, prima della perforazione del pozzo OMB2/2 Dir, sono stati eseguiti i monitoraggi "Environmental Baseline Study (EBS)" sulle matrici ambientali interessate dal progetto (sedimenti, colonna d'acqua e comunità bentoniche) e il rilievo batimorfologico e stratigrafico per definire le caratteristiche del fondo marino ed individuare eventuali anomalie geomorfologiche compromettenti per la stabilità dell'impianto di perforazione.

Un ulteriore programma di monitoraggio ambientale (EBS) è stato eseguito dopo la perforazione del pozzo OMB2/2 Dir, allo scopo di ottenere dati confrontabili con quelli dello studio ante operam e valutare, pertanto, eventuali disturbi prodotti dalla perforazione. I risultati e le conclusioni dei tre studi sopra citati sono rintracciabile nel Capitolo "Quadro di Riferimento Ambientale" del presente Studio di Impatto Ambientale, e non evidenziano presenza di elementi di disturbo causati dalla perforazione.

La piattaforma di perforazione, prima di essere posizionata sul sito scelto, dovrà essere dotata di un sistema antinquinamento così disegnato:

- Tutti i piani di lavoro (piano sonda, main deck, ecc.) sono provvisti di drenaggi che impediscono qualsiasi fuoriuscita in mare e raccolgono le acque piovane, quelle di lavaggio impianto e gli eventuali sversamenti di fango sui piani in apposite vasche.
- Svuotamento periodico delle vasche con trasbordo nelle cisterne della nave appoggio (supply-vessel), che staziona 24 ore su 24 nelle immediate vicinanze della piattaforma, e successivo trasporto via terra a idonei recapiti per lo smaltimento.
- La sala macchine, la zona pompe e quella motori dotate di sentina per la raccolta di liquidi oleosi provenienti da tutte le zone in cui sono possibili sversamenti di oli lubrificanti.
- I liquidi raccolti tramite pompa di rilancio inviati ad un impianto separatore olio-acqua; l'acqua separata inviata nella vasca di raccolta dei rifiuti liquidi; l'olio stoccato in appositi fusti in attesa di essere trasportato a terra per lo smaltimento in loco dedicato.
- I detriti perforati, separati dal fango di perforazione ai vibrovagli, raccolti da una coclea ed inviati ad un cassonetto di raccolta della capacità di 6 m³ da rimpiazzare quando pieno, per essere poi inviati a terra.
- I rifiuti di bordo (lattine, bottiglie, imballaggi, ecc.) raccolti in cassonetti e periodicamente trasferiti sulla nave appoggio per il trasporto a terra.

2.5.7 Stima della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera e della Produzione di Rumore

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

2.5.7.1 Produzione dei rifiuti

Partendo dai dati sulla produzione di rifiuti della perforazione del Pozzo Ombrina Mare 2/2 Dir, è stato stimato il consumo di rifiuti previsto per l'intera fase di perforazione dei 4 nuovi pozzi. Di seguito sono riportate, suddivise per codice CER, le stime sulla produzione di rifiuti.

CODICE RIFIUTO	NOME CODIFICATO DEL RIFIUTO	STATO FISICO	QUANTITA' (Kg)
010506*	Fanghi di perforazione ed altri rifiuti di perforazione contenenti sostanze pericolose	Liquido	337.680
010507	Fanghi e rifiuti di perforazione contenenti barite, diversi da quelli delle voci 010505 e 010506	Liquido	11.590.960
010507	Fanghi e rifiuti di perforazione contenenti barite, diversi da quelli delle voci 010505 e 010506	Fangoso palabile	498.240
130205*	scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	Liquido	9.200
130403*	Altri oli di sentina della navigazione	Liquido	183.760
150106	Imballaggi in materiali misti	Solido non polverulento	138.800
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non polverulento	1.600
150202*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci ed indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	7.440
160107*	Filtri dell'olio	Solido non polverulento	400
160213*	Apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi (2) diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212	Solido non polverulento	80
160214	Apparecchiature fuori uso diverse da quelle di cui alle voci 160209 e 160213	Solido non polverulento	320
170203	Plastica	Solido non polverulento	7.520
190305	Rifiuti stabilizzati diversi da quelli di cui alla voce 190304	Fangoso palabile	1.621.040
200121*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non polverulento	160

Tabella 2.5.7.1.a – Stima della produzione di rifiuti in fase di perforazione

2.5.7.2 Emissione di inquinanti chimici nell'atmosfera

Oltre alle già citate emissioni legate alla possibile fuoriuscita di gas dal giacimento assieme al fluido di perforazione, le emissioni in atmosfera durante la perforazione provengono dai motori per la generazione elettrica.

L'impianto di jack-up "G.H. GALLOWAY" è sottoposto a verifica annuale delle emissioni in atmosfera provenienti dal sistema di generazione elettrica. Una stima delle emissioni per le attività di perforazione previste dal progetto "Ombrina mare" può essere ricavato dai dati contenuti nel rapporto annuale del 2008 con riferimento al periodo di perforazione del pozzo OMB2/2 Dir.

Sulla base di un consumo mensile stimato di combustibile pari a 235 tonnellate, nella tabella seguente sono riportate le emissioni mensili ed orarie, legate al funzionamento dei motori per la generazione elettrica necessaria alle attività sul jackup.

		CO ₂	CO	NO _x	N ₂ O	SO ₂	CH ₄	VOC
Emissioni dai motori per la generazione elettrica	ton/mese	752	1,95	8,55	0,05	0,94	0,026	0,28
	Kg/ore	1.011	2,6	11,5	0,1	1,3	0,03	0,4

Tabella 2.5.7.1.a – Emissione mensili ed orarie di inquinanti in atmosfera associate alla generazione elettrica

2.5.7.3 Produzione di rumore

La società proprietaria del jack-up "G.H. GALLOWAY" ha fatto eseguire nel Aprile del 2007 un monitoraggio del rumore prodotto sull'impianto durante le attività di perforazione off-shore.

Tale campagna, in adempimento alle normative europee ed italiane in materia di salute e sicurezza dei lavoratori, ha misurato i livelli di rumore (L_{eq} dB(A)) in diverse aree dell'installazione, comprendendo la misurazione dei valori di picco della pressione sonora (L_{Cpeak} dB (C)), al fine di determinare gli effetti dell'esposizione al rumore di lavoratori e gruppi di lavoratori particolarmente soggetti a tali sollecitazioni.

Il monitoraggio è stato eseguito durante la perforazione di un foro da 8" ½ mentre erano in funzione la maggior parte delle apparecchiature più rumorose quali: l'argano, le pompe di circolazione del fango, i vibrovagli, etc; sono state inoltre attivate apparecchiature non in uso nella fase operativa durante la quale è stata eseguita la misura al fine di considerare i diversi assetti operativi possibili dell'impianto.

L'area più rumorosa del jack-up è risultata essere la sala macchine, area all'interno della quale il personale deve indossare sempre i dispositivi di protezione dell'udito. La seconda area per rumorosità risulta essere l'helideck durante le fasi di decollo e atterraggio dell'elicottero, che hanno però una durata breve di circa 15 minuti.

Di seguito sono riportati risultati delle misurazione effettuate e le planimetrie del jack-up con l'indicazione dei punti di campionamento.

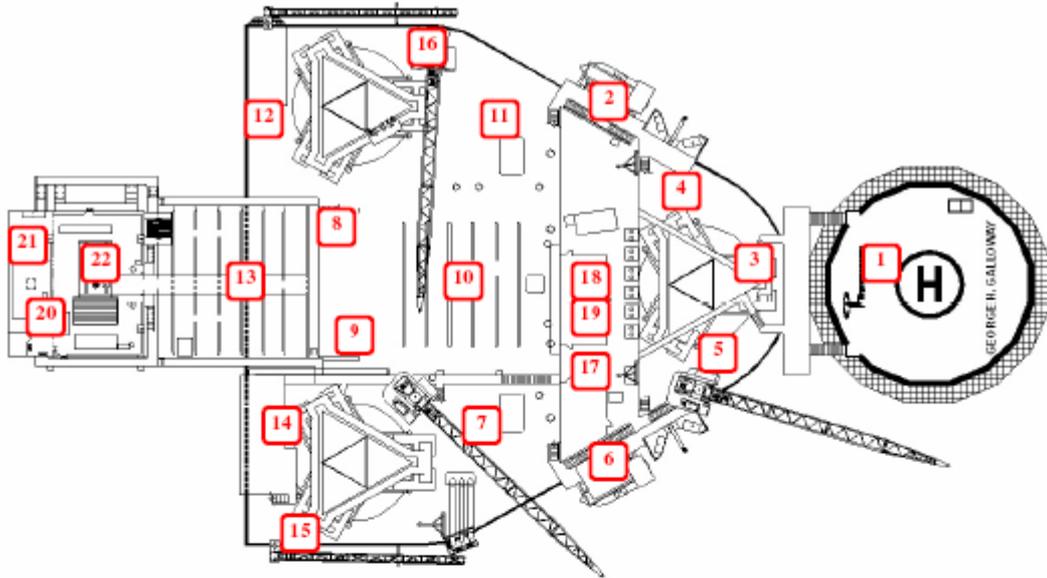


Figure 1: Deck layout

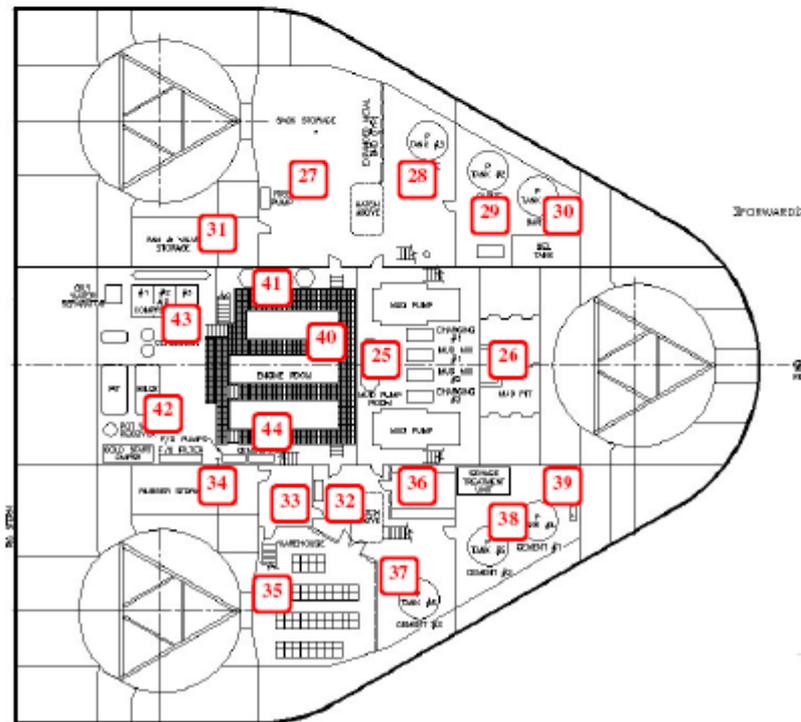


Figure 2: Machinery spaces layout

Figura 2.5.7.3.a – Planimetria dell’impianto jack-up “G.H. GALLOWAY2 con l’indicazione dei punti di campionamento

No.	LOCATION	Hz	Hz	Hz	Hz	Hz	kHz	kHz	kHz	kHz	L _{eq} dB(A)	L _{Cpeak} dB(C)	Equipment running or other conditions	
		31.5	62.5	125	250	500	1	2	4	8				16
DECK AREAS														
1	Helideck – AB 412 helicopter on deck	107.4	105.9	104.5	103.8	100.8	95.2	88.4	84.9	81	70.4	101.1	124.2	rotors turning: routine operation
2	Lifeboat station #1 – Port side											80	101.3	Port Crane running
3	Bow leg fwd											68.2	97.4	
4	Smoking area – port side											66.5	94.2	
5	Bow leg – starboard side											72.2	99.5	Galley fan running
6	Lifeboat station #2 – Starboard side											70.5	98.1	
7	Welder shop	92.8	85.4	86.1	84.9	81.8	77.6	72.3	65.3	57.6	45.8	83.7	106.8	
8	Main deck port side	90.6	88.2	90.5	85.2	82.7	79.1	73.2	65.5	57.5	43.5	84.8	84.7	
9	Main deck starboard side	85.7	90.4	91.1	85.1	81.5	78.3	73	64.9	56.2	41.1	84.1	109.8	
10	Main deck amidships	80.4	89.1	88	87.4	82.2	77.2	75.2	70	61.3	45.8	85.8	106.2	
11	Port side – below port crane	88.7	89.4	84.3	87.9	79.1	76.2	71.8	63.8	55.1	38.3	82.2	105.9	Port crane running
12	Cement unit	87.7	84	88.1	89.3	81.3	77.4	70.8	63.6	55	39	84.3	107.4	Unit off
13	Cantilever – Catwalk amidships											78.5	110.4	Drilling on the rig floor
14	Shale Shakers	108.1	101.4	93.7	91.9	88.3	87.6	85.4	81.3	72.9	61.4	91.9	119.8	All shakers running
15	Port aft – flare boom base	97.7	86.6	82.9	80.7	81	78.3	74.7	67.7	60.4	47.8	82.3	106.8	
16	Port crane cab	93.1	84.7	82.9	84	83.9	77.9	71.8	57.5	40.2	38.9	82.1	105.2	Crane engine running
17	Smoking area out side radio room											74.4	100.5	
18	Control room											57.1	87.2	
19	Radio room											72.1	104	
20	Rig Floor – Driller's Station	87	79.6	74.4	74.6	71.6	68.3	67.6	62.1	59.7	44.8	88.8	110.7	Drilling 8 1/2" hole section
21	Rig Floor – Behind Drawworks	86.3	87.5	82.4	86	86.1	81.3	79.6	77.2	75.5	68.2	87.1	110.2	Drilling 8 1/2" hole section
22	Rig Floor – Near rotary	86.4	82.9	80.7	85.6	91.3	87.2	76.1	67.3	63.5	51.6	83.9	103.3	Drilling 8 1/2" hole section
23	Drawworks band brake											103	124	Drilling 8 1/2" hole section
24	Below cantilever - main deck amidships											80	107.1	
MACHINERY SPACES														
25	Mud pump room – work bench	92.7	94.7	102.6	101.2	97.2	94.1	88.9	81.1	72	59.4	99.1	119.7	Both mud pumps running
26	Mud pits	90.6	87.1	93.3	92.9	89.9	85.4	78.2	71.9	64.7	54.4	91.3	111.7	All agitators running
27	Sack room – middle	85.7	89.4	90.6	89.3	87	82.3	73.7	64.8	51.1	41	88.2	108.5	
28	Sack room – P/Tank #3	88.4	92	88.5	87.2	84	79.4	72.9	62.8	49.8	33.8	85.2	108.8	
29	Between P/Tanks #1 & #2	85.5	87.4	86.5	87.5	81.2	75.2	72.7	57.8	45.8	38.8	82.4	103.9	
30	Head Painter work shop											69.8	94.7	Door closed
31	Heavy tools store	82	97.5	87.3	85	84.6	81.7	76	66.9	56.8	42.3	86.7	108.1	
32	Room in front of WHSE	84.9	82.8	87.4	83.3	84.1	84	72.6	64.7	50.6	30.3	85.5	104.0	
33	Warehouse office											72.5	95.2	Mud Pumps running: 3 engines on line
34	Warehouse – rubber store											74.3	98.5	
35	Warehouse - store	79.4	80.1	78.9	78.5	78.8	74	68.1	62.6	56.7	48	81	101	
36	Mechanic workshop											71.1	94.3	
37	Room in front of WHSE – P/Tank #6	87.5	84.3	82.2	81.9	82.7	74.6	66.8	59.2	45.7	33.3	82.2	102.5	
38	Between P/Tank #4 & #5	85.1	84	85	86	78.3	73.1	69.6	65	57.2	49.4	81.3	103.1	
39	Sewage unit											80	100.4	
40	Engine room between engine #1 & #2	90.7	98.6	109.4	102.8	109.8	109	100.9	93	83	64.6	111.4	127.3	Engine #2 online
41	In front of the water makers											107.6	123.7	Engine #2 online
42	Engine room – working bench	86.5	90.6	102.8	94.9	103.1	101.8	93.8	87.1	77.9	60.5	104.8	127.1	Engine #2 online
43	Engine room – Air compressors											104.1	120.3	Engine #2 online
44	Engine room – Marine Fuel Oil suction lines											109.8	125.5	Engine #2 online
45	SCR room – Above engine room	79.4	85.6	80.9	74.4	80.1	77.4	73	66.7	60.4	53.2	80.6	99.4	Engine #2 online
46	Electrical workshop/ Motor operator											65	93.3	Engine #2 online; door closed
47	Mess room											64.3	94.6	During drilling operations (both mud pumps running)
48	OIM Office											62	86	
49	Client representative office											57.7	83	
50	Coffee shop											70.4	97.2	
51	Room 101, 1 st level											61.3	85.2	During drilling operations (both mud pumps running)
52	Training room/PM office											66.2	90.3	During drilling operations (both mud pumps running)
53	Corridor 2 nd level											65	92.6	A/C Unit running
54	Galley in front of the cooking range											72.2	98.2	Both extraction fans running
55	Laundry											67	94.5	Two washing machine and dryer running
56	Hospital											56.5	87.8	

Tabella 2.5.7.3.a – Risultati delle misurazione della campagna di monitoraggio del Rumore (1 Aprile 2007)

In merito alle possibili perturbazioni delle attività di perforazione sull'ambiente marino, si evidenzia che la batteria di perforazione (scalpello e aste) è fisicamente isolata dal mezzo acquoso, poiché scorre all'interno di un tubo (C.P. – Conductor pipe) infisso sul fondo marino che arriva fino al piano sonda. La rotazione delle aste all'interno del C.P. non produce pertanto perturbazioni acustiche.

Lo scalpello, perforando le prime decine di metri di sedimenti, produce emissioni sonore di scarsa entità percepibili nell'ambiente marino. Tuttavia, tale perturbazione è estremamente limitata nel tempo, poiché la perforazione dei primi 50-100 m del pozzo dalla superficie ha una durata di poche ore.

2.5.8 Tecniche di Trattamento e Conferimento dei Rifiuti

A bordo della piattaforma vengono effettuati solo trattamenti relativi ai:

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

Vengono raccolti e trasferiti a terra per successivo trattamento e smaltimento:

- i fluidi di perforazione
- i detriti perforati
- le acque di lavaggio
- gli oli
- i rifiuti solidi urbani e assimilabili.

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

I **liquami civili** prima di essere riversati in mare sono trattati con impianto biologico di depurazione omologato RINA. Lo scarico avviene in conformità con quanto stabilito dalle Leggi 662/80 e 438/82 di recepimento delle disposizioni della normativa internazionale "MARPOL".

I **liquidi di sentina**, costituiti da olio ed acqua mescolati tra loro, vengono trattati mediante separatore che provvede alla separazione delle due fasi. L'olio viene filtrato e raccolto per essere successivamente infustato e trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli Esausti. L'acqua è inviata alla vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque piovane e/o di lavaggio) e quindi smaltita a terra da smaltitore autorizzato e certificato.

Il **fango di perforazione** (o il fluido di completamento) rappresenta la principale fonte di produzione di rifiuti. Il volume del fango tende ad aumentare proporzionalmente all'approfondimento del foro a causa degli scarti dovuti al progressivo invecchiamento e alle continue diluizioni necessarie a contenere la quantità di detriti inglobati durante la perforazione o a preservarne le caratteristiche principali. È possibile limitare i volumi di scarto con la separazione meccanica tra detriti perforati e fango, per mezzo di attrezzature di controllo dei solidi costituite da vibrovagli a cascata, mud cleaners e centrifughe. Una volta trasportati a terra i rifiuti vengono trasferiti dalla nave appoggio ad appositi mezzi cassonati a tenuta stagna, per il trasporto presso un centro di trattamento dove si procede con la loro inertizzazione, disidratazione e depurazione acque reflue. Al termine dei trattamenti i residui vengono riutilizzati o conferiti a discariche autorizzate.

2.6 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PRODUZIONE

2.6.1 Descrizione del Processo

Il processo di produzione e trattamento degli idrocarburi si svolgerà, come detto, su due strutture distinte, la piattaforma Ombrina Mare A e il serbatoio FPSO, collegate tra loro da sealines e ombelicali. Si utilizzeranno inoltre le strutture già esistenti del campo di Santo Stefano Mare per il vettoriamento del gas pliocenico alla rete di distribuzione a terra (figure 2.4.1.a e 2.6.6.a).

In particolare, il gas dei livelli pliocenici e l'olio dai calcari terziari verranno trattati separatamente in due circuiti differenti con attrezzature di processo posizionate su OBM-A per il gas pliocenico e su FPSO per l'olio.

Di seguito si fornisce una descrizione sintetica di tali processi, con un'analisi del fabbisogno energetico dei sistemi e dei consumi correlati.

La produzione prevista per lo sviluppo del campo "Ombrina Mare" è variabile tra circa 5.000 e 7.500 bbl/d di olio e circa 85.000 Sm³/d di gas. I profili di produzione attualmente disponibili prevedono una durata di circa 25 anni per la coltivazione del campo Ombrina Mare.

La piattaforma Ombrina Mare A (OBM-A), sarà adibita all'estrazione dell'olio (e del gas a esso associato) dal reservoir nei calcari oligo-miocenici e del gas biogenico dai livelli pliocenici soprastanti. L'erogazione degli idrocarburi avverrà mediante 4/6 pozzi completati in doppio, con una stringa da 3" 1/2 rivestita in Duoline per la coltivazione dell'olio e una stringa da 2" 3/8 per la coltivazione del gas.

Sulla piattaforma OBM-A verrà convogliata anche la produzione dal pozzo OBM-2Dir, la cui struttura sarà connessa ad OBM-A mediante bridge.

Il trattamento del gas pliocenico avverrà a bordo della piattaforma OBM-A, dalla quale il gas verrà inviato al campo "S. Stefano Mare" tramite una sealine da 6" della lunghezza di circa 12 km, mentre l'olio estratto dai pozzi transiterà in piattaforma attraverso il manifold di produzione e verrà trasferito in fase mista (olio/gas) mediante pompa al serbatoio galleggiante (FPSO) per essere trattato e successivamente trasportato a recapito finale per la commercializzazione con un tanker.

Il serbatoio galleggiante (FPSO) sarà pertanto dotato dei sistemi di processo per la separazione delle fasi, l'addolcimento del gas e lo stoccaggio dei diversi prodotti del processo, principalmente dell'olio ma anche dell'eventuale acqua di produzione non reiniettata e dello zolfo di recupero dal gas di soluzione.

Uno dei notevoli vantaggi della configurazione progettuale scelta è quello di gestire in maniera centralizzata la richiesta di energia di tutte le infrastrutture del campo producendola, a bordo del FPSO, utilizzando lo stesso gas di giacimento e di poter stoccare a bordo tutti i prodotti del processo e i chemicals.

Questo permette di ottimizzare i rendimenti energetici e tenere meglio sotto controllo eventuali rischi potenziali legati alle sostanze impiegate nel processo concentrandole in un unico luogo e riducendone i trasporti.

L'energia necessaria ad alimentare tutti i consumi elettrici delle strutture del campo (OBM-A, boa, ecc.) sarà quindi generata sul serbatoio galleggiante (FPSO) e trasferita all'intero sistema tramite ombelicali.

In figura 2.6.1.a è rappresentato uno schema semplificato del processo con indicati i trattamenti eseguiti rispettivamente sulla piattaforma e sull'FPSO.

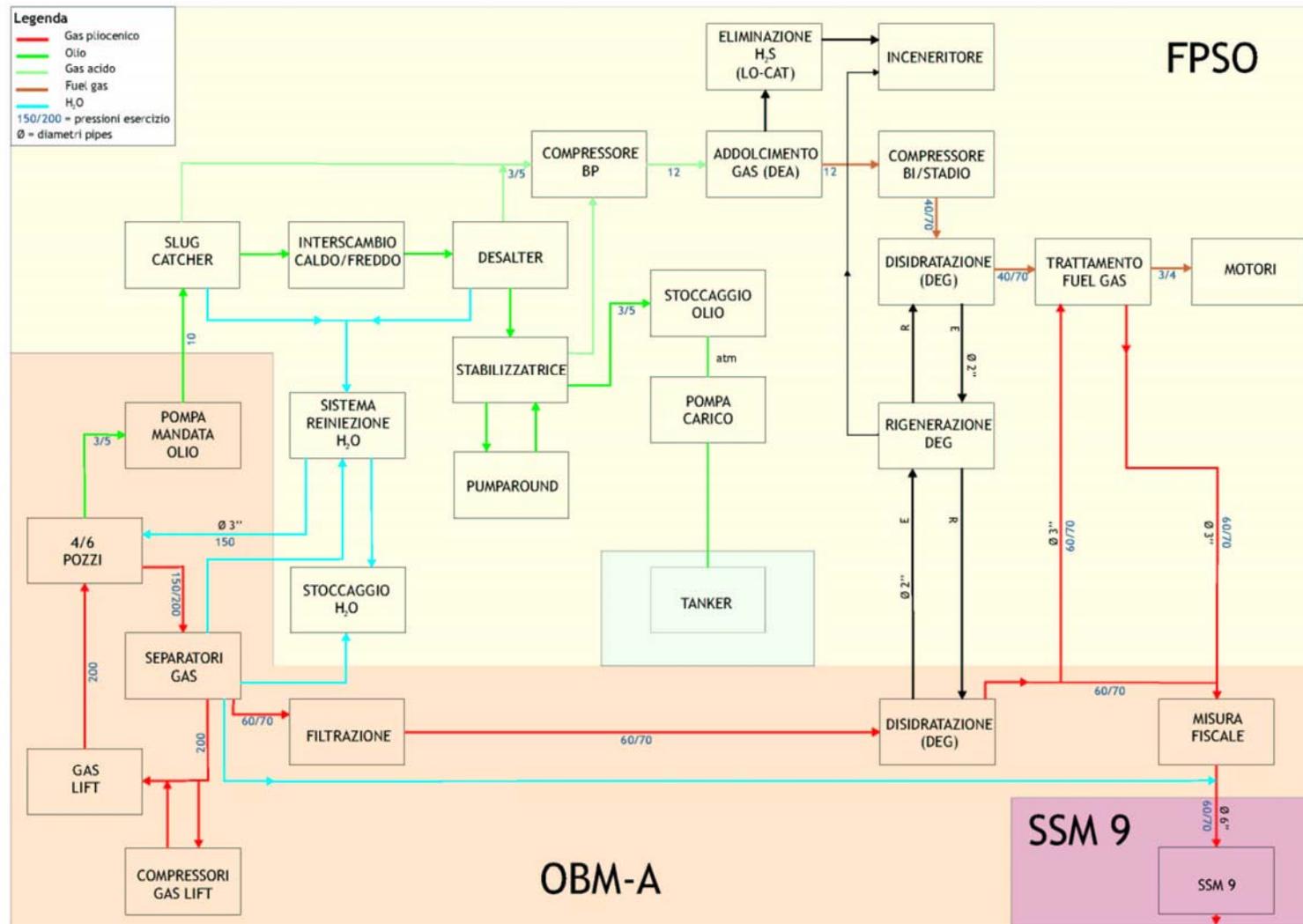


Figura 2.6.1.a – Schema di processo

2.6.1.1 Processo di produzione olio

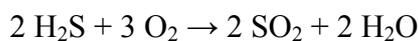
La produzione di olio tramite i tubini da 3" ½ rivestiti con Duoline è stimata tra i 5.000 e 7.500 bbl/d ed avverrà spontaneamente o mediante gas lift, quando necessario (vedi paragrafo 2.6.1.2 e figura 2.6.1.a).

Sulla piattaforma OBM-A, ogni string di produzione sarà connessa a un sistema di manifold di produzione, corredato di sistemi di drenaggio e sfiato, che permetterà il controllo dell'erogazione, l'eventuale esecuzione di test e la misura dei flussi.

Il fluido (olio/gas/acqua di strato), convogliato in un'unica linea da 12" della lunghezza di circa 4/5 km, sarà quindi inviato mediante una pompa di mandata, transitando per la boa, su FPSO per il trattamento e lo stoccaggio.

Il fluido in arrivo su FPSO verrà separato nelle varie fasi (A – gas; B – olio; C - acqua di strato) nel separatore e, dopo riscaldamento, nel desalter e, infine, nella colonna di stabilizzazione.

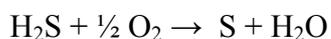
- A. La fase gassosa liberata in questi tre passaggi, con il suo contenuto in H₂S, viene quindi inviata al trattamento di addolcimento del gas nell'assorbitore ad ammina (DEA) dove l'H₂S viene rimosso. La corrente gassosa in uscita dall'assorbitore conterrà fino a 20 ppmv residue di H₂S e verrà successivamente compressa e disidratata per essere utilizzata come combustibile (fuel gas) per i motori alternativi. Da questi ultimi, dopo la combustione, l'H₂S residuo (≤ 20 ppmv) verrà rilasciato come anidride solforosa mediante la reazione:



Il fuel gas eventualmente eccedente il fabbisogno per l'alimentazione dei motori sarà reinviato alla piattaforma OBM-A tramite un sealine da 3" e immesso nella corrente del gas pliocenico verso Santo Stefano Mare.

Una linea da 3" dalla piattaforma a FPSO sarà predisposta per utilizzare il gas pliocenico come fuel gas in caso di interruzione della produzione di olio.

Il gas acido separato dall'assorbitore ad ammina, composto essenzialmente da H₂S e CO₂, viene invece inviato all'unità di recupero zolfo (LO-CAT) dove verrà ridotto a zolfo elementare mediante la seguente reazione di ossidoriduzione:



Si prevede che il processo genererà una quantità di zolfo elementare pari a circa 0,7 kmol/h, ovvero circa 540 kg/d. Tale quantità di zolfo potrà essere ulteriormente trattata per portarla a specifica commerciale (e quindi venduta) o, altrimenti, verrà conferita a un impianto autorizzato per lo smaltimento.

Infine, il gas di coda in uscita dall'unità di recupero zolfo (LO-CAT) sarà incenerito nel termodistruttore.

- B. l'olio in uscita dalla stabilizzatrice, ulteriormente separato dall'H₂S e dall'acqua di strato, verrà inviato direttamente allo stoccaggio nella stiva del FPSO, con una capacità di circa 50.000 tonnellate, equivalenti, data la densità dell'olio del giacimento di Ombrina Mare, a circa 315 000 bbl ovvero alla produzione di circa 42 o 63 giorni (con produzioni di 7500 bbl/d e 5000 bbl/d rispettivamente).

- C. L'acqua di strato, di cui è prevista la produzione a partire dal 4° anno di coltivazione del campo, separata dall'olio nel corso del processo (separatore/desalter), sarà inviata, mediante una pompa posizionata su FPSO, alla piattaforma OBM-A, e di qui reiniettata in giacimento tramite i pozzi appositamente completati con una portata massima stimata di circa 2.000 bbl/day. Un serbatoio di stoccaggio dell'acqua, con una capacità di circa 10 000/15 000 m³, sarà predisposto come soluzione di back up nelle stive del FPSO.

2.6.1.2 Processo di produzione gas

La produzione giornaliera stimata di gas pliocenico sarà di circa 85.000 Sm³/d.

Il processo di produzione del gas pliocenico, che si svolgerà completamente sulla piattaforma OBM-A, prevede le seguenti fasi:

- erogazione dalle stringhe da 2" 3/8 dedicate (da 4 a 6);
- convogliamento nei separatori di testa pozzo (da 3 a 4);
- misura tecnica per ciascuna stringa, e raccolta di tutto il gas in unico manifold;
- disidratazione con glicole dietilenico (DEG);
- invio con condotta da 6" alla esistente piattaforma Santo Stefano Mare 9, previa misura fiscale;

Le apparecchiature necessarie al processo sopra descritto (separatori, manifold di produzione, flow meter) saranno ubicate a bordo della piattaforma OBM-A.

A valle dei separatori una derivazione preleverà il gas (a pressione di testa pozzo) da iniettare nei pozzi stessi per l'alleggerimento della colonna idrostatica che grava sul giacimento a olio e mantenere le sufficienti condizioni di erogazione (gas lift). Una batteria di compressori (HP; HHP) verrà utilizzata in seguito, quando la pressione di testa del gas sarà insufficiente per il gas lift. I consumi di energia connessi a tali compressori saranno quindi diluiti nel tempo con valori inizialmente minimi e successivamente in aumento.

Il gas, separato e disidratato, verrà inviato al pozzo Santo Stefano Mare 9 mediante una sealine con diametro 6" della lunghezza di circa 12 km e, da qui, all'esistente centrale di Santo Stefano Mare.

L'acqua di strato separata dal gas pliocenico potrà essere reimpressa nella corrente del gas dopo la misura fiscale e inviata alla centrale di Santo Stefano Mare per separazione definitiva e smaltimento oppure reiniettata in giacimento. Nel primo caso, si immetterà nel flusso un inibitore di formazione idrati (DEG).

2.6.2 Consumi connessi ai processi di produzione

I processi di produzione appena descritti richiederanno un fabbisogno energetico per alimentare le utenze elettriche e termiche. La potenza elettrica, come detto, sarà fornita da 2 motori alternativi da 1 MW ciascuno alimentati con il gas metano del campo Ombrina Mare (altri due motori identici saranno predisposti per back up).

Il bilancio elettrico dell'intero sistema di trattamento prevede:

- consumi per utenze continue di circa 1 MW,
- picco di consumo per utenze discontinue pari a circa 0.4 MW aggiuntivi, per circa 8 ore nell'arco della giornata.

Il funzionamento di due motogeneratori, alternativamente o simultaneamente, garantirà la potenza continua necessaria (circa 1 MW) e la copertura dei picchi (circa 0.4 MW addizionali) alimentando tutte le utenze con tensioni di 380 V e 660 V. Non si utilizzerà la media tensione (3000 V).

Sulla piattaforma OMB-A sarà posizionato un motore diesel per le emergenze, con la potenzialità di circa 100 kW. Similmente, un motore diesel di emergenza, con la potenzialità di circa 250 kW, sarà posizionato sulla FPSO.

Di seguito si riporta l'elenco delle varie unità di processo con i relativi consumi di energia elettrica e termica previsti suddivisi tra quelli continui (funzionamento h 24/24) e quelli discontinui (funzionamento stimato h 8/24)

SOMMARIO CONSUMI PROGETTO SVILUPPO					
OMBRINA MARE					
CONSUMO POTENZA MECCANICA / ELETTRICA			CONSUMO ENERGIA TERMICA		
ITEM	Potenza elettrica KW		ITEM	Calore assorbito, KCal/h	
	CONT.	DISC.		CONT.	DISC.
COMP LP	120		RIBOLLITORE STAB.	670000	
COMP MP	110		RIBOLL. RIGEN. DEA	200000	
COMP HP			LOCAT	75000	
COMP HHP			INCENERITORE	50000	50000
POMPA INIEZ. H2O	70		DISIDR. GAS (DEG)	35000	15000
POMPE DI PROCESSO	50		TORCIA	75000	
ALTRE POMPE		50	RISC. ALLOGGI	100000	100000
AIRCOOLERS	50	50			
AUTOMAZIONE	75	25			
AMMINA	50	10			
LOCAT	50	10			
DISIDRATAZIONE	25	5			
ARIA STRUMENTI / AZOTO	50	50			
POMPA BIFASE PIATTAFORMA "A"	100				
ALTRI USI FPSO	200	150			
PARZIALE KW	950	350	PARZIALE KCal/h	1.205.000	165.000
PROGRESSIVO KW	950	1300	PROGRESSIVO KCal/h	1.205.000	1.370.000
EFFICIENZA	0.35	0.35	EFFICIENZA	0,90	0,9
PCI - KCal/m3	8 161	8 161	PCI - KCal/m3	8161	8161
CONSUMO PER GENERAZIONE Sm3/h	286,03	105,38	CONSUMO TERMICO Sm3/h	164,06	22,46

Tabella 2.6.2.a – Sommario dei consumi

Nella tabella successiva si riporta il consumo di fuel gas per l'alimentazione dei motori per la generazione elettrica che viene stimato in circa 10.800 Sm3/d per gli usi continui e circa 1000 Sm3/d per le utenze discontinue, per un totale giornaliero di circa 11 800 Sm3/d.

DATI COMPLESSIVI PER UTENZE ELETTRICHE E TERMICHE					
	CONT.	DISC.		CONT.	DISC.
CONSUMO FUEL GAS Sm3/h	450,09	127,84	PROGRESSIVO Sm3/h	450,09	577,93
CONSUMO FUEL GAS Sm3/d	10802,13	1022,75	PROGRESSIVO Sm3/d	10802,13	11824,88

Tabella 2.6.2.b – Consumi complessivi

Si riportano nel seguito i consumi stimati delle materie prime, dei fluidi e dei chemicals che verranno utilizzati per la coltivazione del campo.

Materie Prime / Chemicals	Unita di Misura	Consumi
Acqua demineralizzata	kg/h	400
Azoto	kg/h	10
Aria strumenti	Nm ³ /h	350
Antischiuma	kg/giorno	0,1
Ammina (DEA)	kg/giorno	1
Glicole (DEG)	kg/giorno	1,2

Tabella 2. 6.2.c – Consumi materie prime e chemicals

I circuiti di processo nei quali vengono impiegate queste sostanze sono circuiti chiusi, nei quali i materiali vengono utilizzati, rigenerati e quindi rimessi in circuito, cui si aggiungono giornalmente le quantità sopra indicate per integrarne il consumo durante il trattamento.

Per quanto riguarda i chemicals, le modeste quantità consumate vengono diluite nei fluidi trattati (olio; gas pliocenico) pertanto il loro utilizzo non produce emissioni in atmosfera.

2.6.3 Descrizione Piattaforma Ombrina Mare A

La piattaforma OMB-A è composta da una struttura portante (jacket) a quattro gambe collegata al sovrastante Deck (Figura 2.6.3.a) che verrà posizionata adiacente all'esistente struttura tripode del pozzo Ombrina Mare 2 (figura 2.2.1.a) e a quest'ultima solidalmente collegata.

La piattaforma non prevede un presidio permanente del personale a bordo e l'accesso, per le attività operative e di manutenzione, è consentito attraverso un piccolo imbarcadero.

Il deck sarà composto da due piani; in quello inferiore (Cellar Deck), saranno posizionate tutte le apparecchiature di processo.

La seguente tabella riporta l'altezza (riferita alla Lowest Astronomical Tide) e le dimensioni principali dei due piani che costituiscono la piattaforma.

Elevazione [m]	Dimensioni [m]	Descrizione
13,10 L.A.T.	35 x 24	Cellar Deck
21,0 L.A.T.	29 x 21	Main Deck

Tabella 2.6.3.a – Schema della Sovra-Struttura (Deck) della piattaforma OMB-A

Nella Tabella 2.6.3.b seguente si riporta il peso delle principali sezioni costituenti la piattaforma.

Il peso degli anodi sacrificali per la protezione catodica è stato determinato in percentuale rispetto al peso delle strutture immerse.

Elemento	Peso (ton)
Deck	500
Jacket	470
Pali e tubi guida	550
Protezione catodica	30
Totale Piattaforma	1.550

Tabella 2.6.3.b - Peso delle singole sezioni della piattaforma



La piattaforma non sarà presidiata, ma sarà comunque provvista di un container alloggio adibito ad una sistemazione di emergenza per la sopravvivenza di 3÷4 persone per 2 giorni.

Al fine di permettere la coltivazione del giacimento secondo le ipotesi di processo esposte (paragrafo 2.6.1.2) si prevede l'installazione sulla piattaforma OBM-A delle seguenti unità di servizio:

- 4/6 teste pozzo con doppio completamento;
- 3/4 separatori di processo per il gas pliocenico con relativi manifold di servizio e strumenti di misura tecnica e fiscale;
- sistema di compressione per il gas lift (2 unità HP e HHP, oltre a una 1 di backup, tutte di installazione successiva);
- sistema di pompaggio bifase di mandata (2 unità; una di backup);
- generazione elettrica ausiliaria con motore da 0,1 MW, alimentato a gasolio (con relativo serbatoio da circa 2 m³), per le emergenze e utenze saltuarie (es. gru di carico).
- gru per il sollevamento del materiale.

La piattaforma sarà predisposta con apparecchiature di sicurezza per il personale e con un sistema di aiuto alla navigazione. La piattaforma sarà corredata di apparecchiature di sicurezza e salvataggio in numero adeguato e comunque rispondente ai requisiti richiesti dalle vigenti disposizioni legislative, posizionate in modo da garantire un'evacuazione rapida in caso di emergenza. Il posizionamento delle apparecchiature di salvataggio dovrà coprire tutti i piani della piattaforma e la quantità dovrà essere dimensionata per il 200% del massimo numero di persone che saranno presenti a bordo per le attività operative e di manutenzione.

Sarà presente un sistema antincendio composto da anello antincendio e pompe alimentate elettricamente. L'anello dovrà essere tenuto in pressione da una pompa jockey.

Saranno presenti sistemi di sicurezza e di controllo per il monitoraggio e la gestione dei seguenti rischi:

- sicurezza del personale;
- valutazione della presenza di sostanze infiammabili in piattaforma;
- controllo della propagazione del fuoco.
- monitoraggio presenza gas e/o idrogeno solforato (H₂S).

L'alimentazione di tutti i macchinari presenti sulla piattaforma (compressori, varie pompe di processo ecc.) sarà garantita dai motori alternativi installati sull'FPSO ad eccezione delle utenze estremamente saltuarie (es. gru di carico) e le emergenze, alimentate da un motore diesel.

Per consentire l'operazione manuale di spurgo pozzi (per gas pliocenico) verrà utilizzato un braccio di spurgo. L'occorrenza di tale operazione è assolutamente saltuaria, eseguendosi all'inizio della fase di produzione e, all'occorrenza, una volta l'anno. Il gas derivante dalla depressurizzazione automatica di emergenza dell'intero impianto, nonché tutti gli sfiati manuali provenienti dalle apparecchiature di processo e di servizio durante le operazioni di manutenzione, saranno convogliati e bruciati nella torcia di alta pressione. Inoltre, la piattaforma verrà equipaggiata con sistemi di vent locali per sfiati da serbatoi.

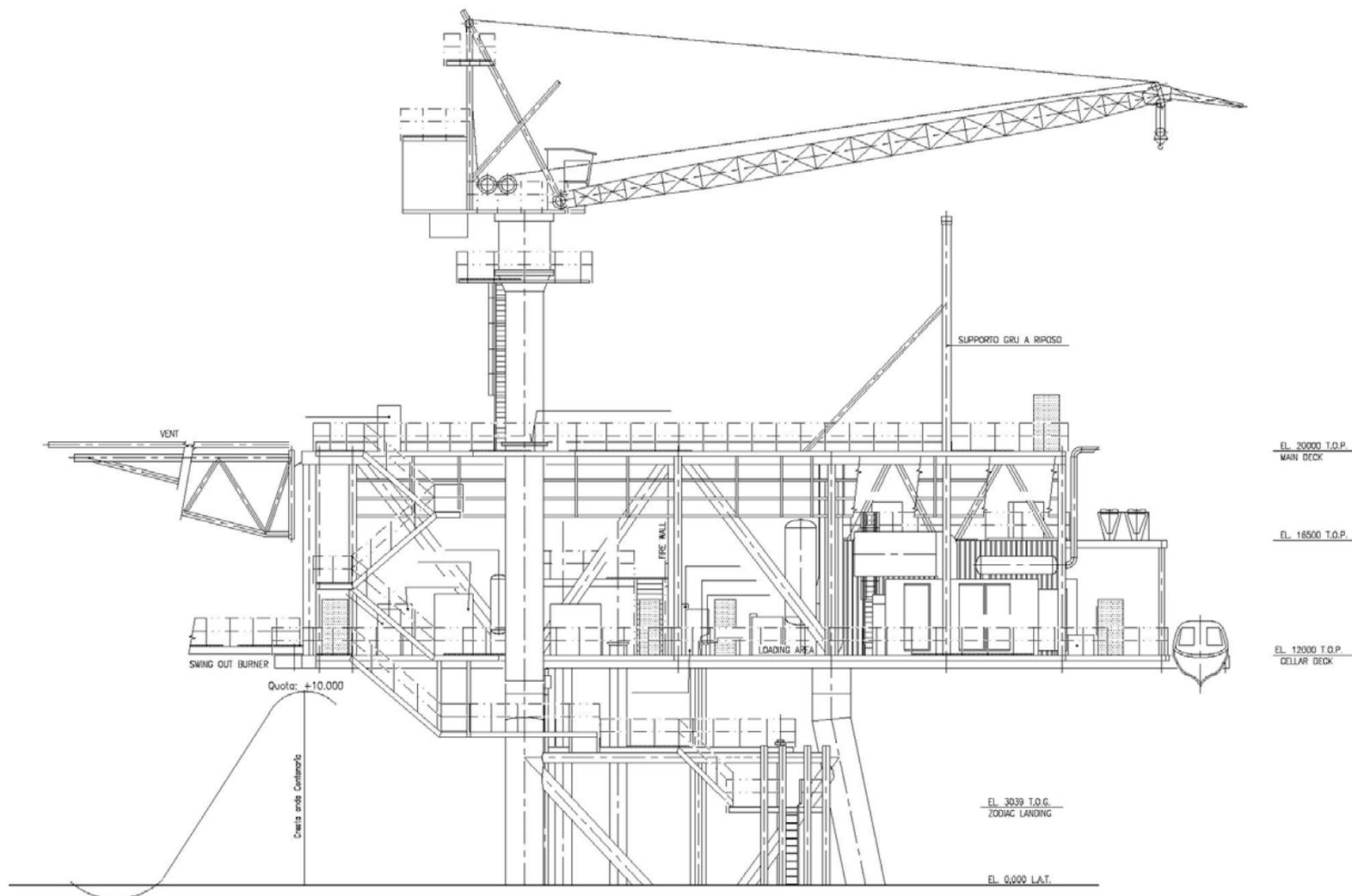


Figura 2.6.3.a – Schema tipo della piattaforma OMB-A

2.6.3.1 Installazione della piattaforma

La sotto-struttura (jacket) viene interamente prefabbricata in cantiere in posizione orizzontale e successivamente trasportata sul sito di installazione con una bettolina. Una volta raggiunta l'area selezionata per il posizionamento, mediante mezzo navale di sollevamento opportuno ("crane-barge" tipo Rambiz), il jacket viene ruotato in posizione verticale ed appoggiato sul fondo del mare (Figura 2.6.3.1.a). Per il corretto posizionamento del jacket potrebbe essere possibile il trascinarsi, dell'ordine di pochi metri, della struttura sul fondo. Successivamente, con l'impiego di un battipalo, vengono infissi i quattro pali di fondazione (uno per ogni gamba) per ancorare la struttura al fondale. Il battipalo è costituito da una massa battente che, colpendo ripetutamente la testa del palo, ne permette la progressiva penetrazione nel fondale marino.

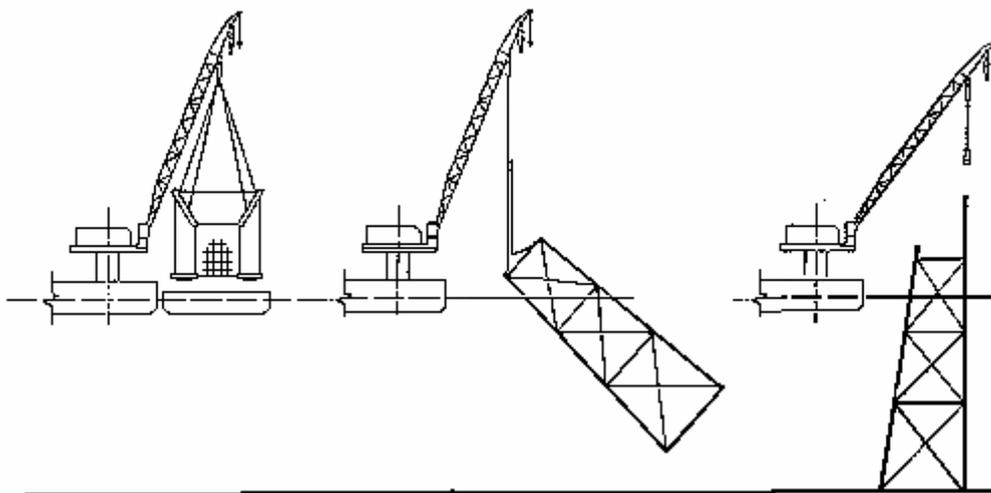


Figura 2.6.3.1.a - Schema di Installazione del Jacket

Come il jacket, anche la sovra-struttura (deck) della piattaforma è interamente prefabbricata a terra e successivamente trasportata completa di tutti gli impianti al sito di installazione, al fine di limitare al massimo le operazioni di installazione a mare. Una volta in posizione, il deck viene sollevato mediante mezzo navale opportuno ("crane-barge" tipo Rambiz), e posato sulle gambe del jacket, e posato sulle gambe del jacket (Figura 2.6.3.1.b). Le due strutture, deck e jacket, vengono quindi rese solidali per mezzo di giunzioni saldate.



Figura 2.6.3.1.b - Immagini del Mezzo Navale di Sollevamento tipo Crane-Barge (Fonte: sito web Saipem: <http://intermaresarda.it>)

Durante le varie fasi di installazione, in conformità all'art. 28 del DPR 886/79, è stabilita una zona di sicurezza attorno alle piattaforme, la cui estensione è fissata da un'ordinanza della Capitaneria di Porto competente. In tale zona sono vietate le operazioni di ancoraggio e la pesca di profondità. Durante l'installazione della piattaforma una serie di mezzi navali svolgerà attività di supporto per il trasporto e posizionamento del jacket e del deck, per la posa delle condotte e per supporto logistico alle operazioni.

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

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

2.6.4 Descrizione della FPSO

L'unità FPSO sarà posizionata circa 4-5 km a Nord-Est della piattaforma OBM-A e sarà composta principalmente da due macro componenti: la FPSO ed il sistema di ormeggio.

La FPSO e la piattaforma OBM-A saranno tra loro collegate mediante *sealines* e ombelicali per consentire il trasferimento dei fluidi di processo e di servizio e l'energia elettrica.

La FPSO è un mezzo navale con scafo a carena convenzionale a bordo del quale vengono installati gli impianti di produzione necessari al trattamento dell'olio proveniente dal Campo Ombrina Mare (vedi par. 2.6.1.1). Le stive vengono utilizzate per realizzare i serbatoi di stoccaggio. Lo scafo può provenire dalla riconversione di una petroliera, oppure può essere appositamente costruito.

Pertanto, l'unità di produzione è anche quella di stoccaggio (FPSO, Floating Production Storage Offloading) e l'esportazione dei fluidi prodotti si effettua con il trasferimento di questi ultimi (operazione di allibo) su una nave che, in funzione della capacità di stoccaggio del FPSO, avverrà all'incirca una volta al mese.



Figura 2.6.4.a - FPSO Firenze – estratto da sito internet SAIPEM www.saipem.eni.it/flotta/images/FPSOfirenze.jpg

Come ogni nave convenzionale un FPSO si dispone secondo una direzione preferenziale in funzione della direzione di onde, corrente e vento. Il modo più efficiente di ormeggiarlo è quindi quello di utilizzare una torretta rotante (boa di ancoraggio) ormeggiata al fondo marino mediante cavi di ormeggio e attorno alla quale la nave può ruotare di 360°, riuscendo a disporsi sempre con la

prua verso la direzione del vento e potendo in questo modo ridurre significativamente le azioni sugli ormeggi. La torretta rotante può essere installata esternamente a una estremità del FPSO tramite una struttura aggettante oppure può essere collocata all'interno dello scafo. La soluzione esterna è più conveniente nel caso in cui la torretta debba essere installata su una petroliera riconvertita, mentre l'installazione interna è più vantaggiosa nel caso in cui lo scafo venga costruito appositamente. In ogni caso, la torretta rappresenta un componente molto critico del sistema perché, oltre alle linee di ormeggio, anche i *sealines* di produzione e gli ombelicali devono essere collegati allo stesso sistema rotante per il trasferimento dei fluidi sulla nave senza rischi di perdite per trafilamento.

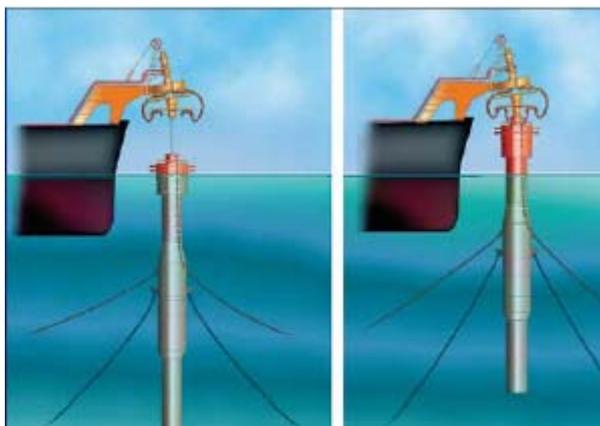


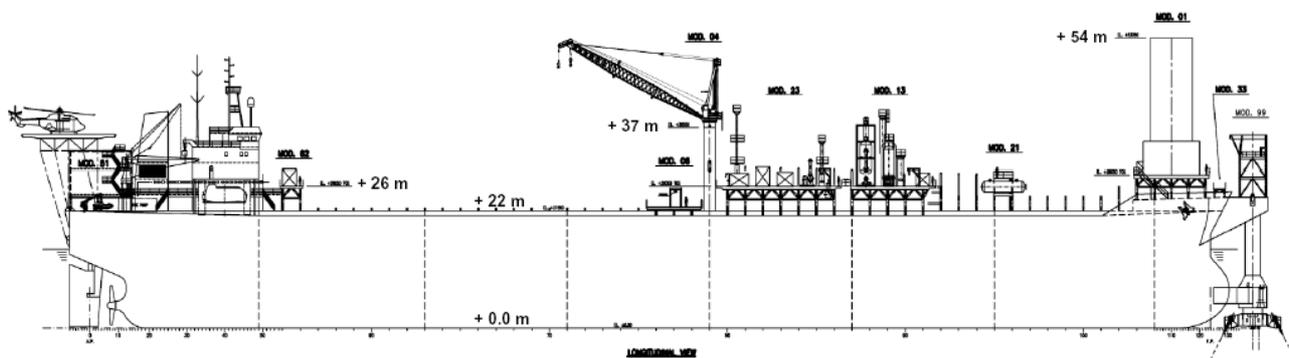
Figura 2.6.4.b - Sistema di ormeggio con torretta rotante esterna allo scafo, per boa di ancoraggio disinseribile. Fonte: Brochure SBM@Offshore.

In considerazione della tipologia di impianti e delle capacità di stoccaggio, si è identificato nella classe PANAMAX il tipo di nave (a doppio scafo) che potrà essere utilizzata per il progetto di sviluppo Ombrina Mare. La classe Panamax è contraddistinta dalle seguenti dimensioni:

- larghezza max 33 m circa,
- lunghezza max 320 m circa.

La capacità di stoccaggio del serbatoio dovrà essere la seguente:

- olio circa 45-50.000 tonnellate in camere riscaldate;
- acqua di formazione da 10000 a 15000 m³; ricavabile dal volume di stoccaggio disponibile inizialmente per l'olio;
- zolfo puro prodotto dalla desolforazione (circa 540 kg/d per circa un mese)



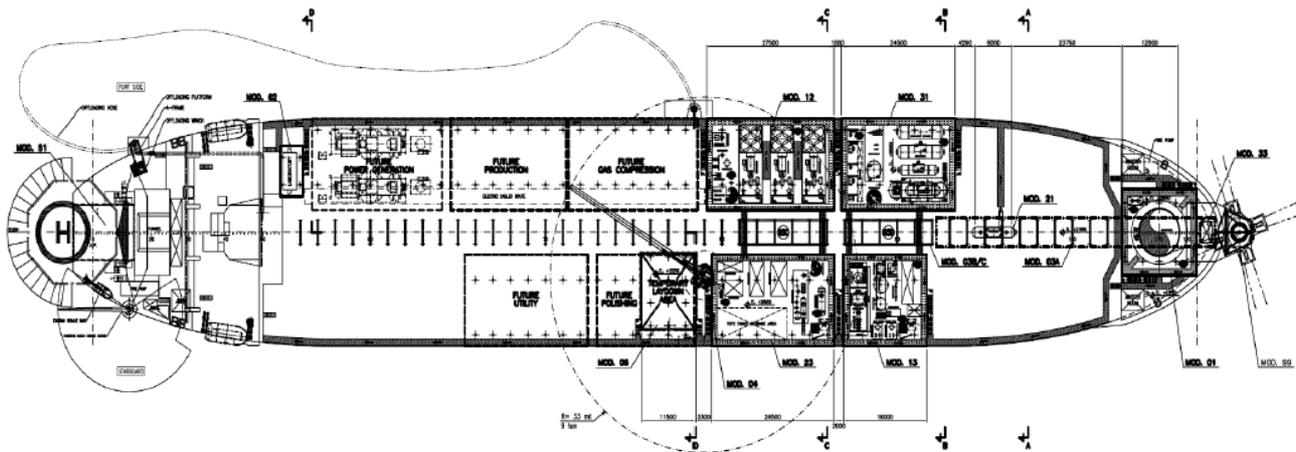


Figura 2.6.4.c – Esempio di FPSO attrezzata con impianti tipo di processo, torretta esterna per ormeggio, gru, eliporto, ecc. Fonte SAIPEM.

L'FPSO sarà inoltre equipaggiata con le seguenti unità di servizio:

- Sistema di generazione principale composto da motori alternativi alimentati a gas metano per produzione energia elettrica di servizio a tutte le apparecchiature presenti su OMB-A e FPSO (4 unità da 1MW ciascuna; 2 di backup)
- Unità di pompaggio per futura water reinjection (2 pompe, di cui una di backup);
- sistema di generazione energia elettrica di emergenza, composto da un motogeneratore da 0,25 MW, alimentato a gasolio (con relativo serbatoio da circa 2 m³), per le emergenze e utenze saltuarie (es. gru di carico).
- sistema fiaccole e scarichi gas avente lo scopo di raccogliere e smaltire gli scarichi gassosi operativi e di emergenza provenienti dalle Unità di processo e servizio a bordo FPSO;
- sistema olio diatermico per la fornitura del calore necessario al funzionamento agli impianti di processo a bordo FPSO;
- sistema aria compressa;
- sistema antincendio composto da anello antincendio e pompe (una in marcia, una in stand-by) alimentate elettricamente dal sistema di alimentazione di piattaforma e ad un sistema di generazione elettrica di emergenza. L'anello dovrà essere tenuto in pressione da una pompa jockey;
- sistemi di sicurezza e di controllo per il monitoraggio e la gestione dei seguenti rischi:
 - Sicurezza del personale;
 - Valutazione della presenza di sostanze infiammabili in piattaforma;
 - Controllo della propagazione del fuoco.
- modulo alloggi per 15 persone equipaggiato con cucina, lavanderia sale comuni e comforts normalmente resi disponibili su moduli alloggi offshore;
- gru per il sollevamento di apparecchiature e materiali vari.
- *helideck* con la dotazione di sicurezza richieste dalla legge
- attrezzatura anti-inquinamento dell'intero campo, come prevista dalla legge (recuperatori meccanici, panne galleggianti, disperdente, ecc)
- equipaggiamenti di tutti gli elementi di segnalazione, di sicurezza e di evacuazione previsti dalla legge;
- sistema di evacuazione olio verso i tankers allibanti;

L'FPSO sarà equipaggiata con sistemi di allertamento la cui funzione sarà quella di segnalare la presenza di situazioni pericolose e di malfunzionamento per le quali si renderà necessario l'intervento di personale specializzato.

L'FPSO sarà predisposta con vie di fuga (dimensionate in accordo alle disposizioni vigenti in materia) in modo da permettere una sicura evacuazione del personale presente a bordo.

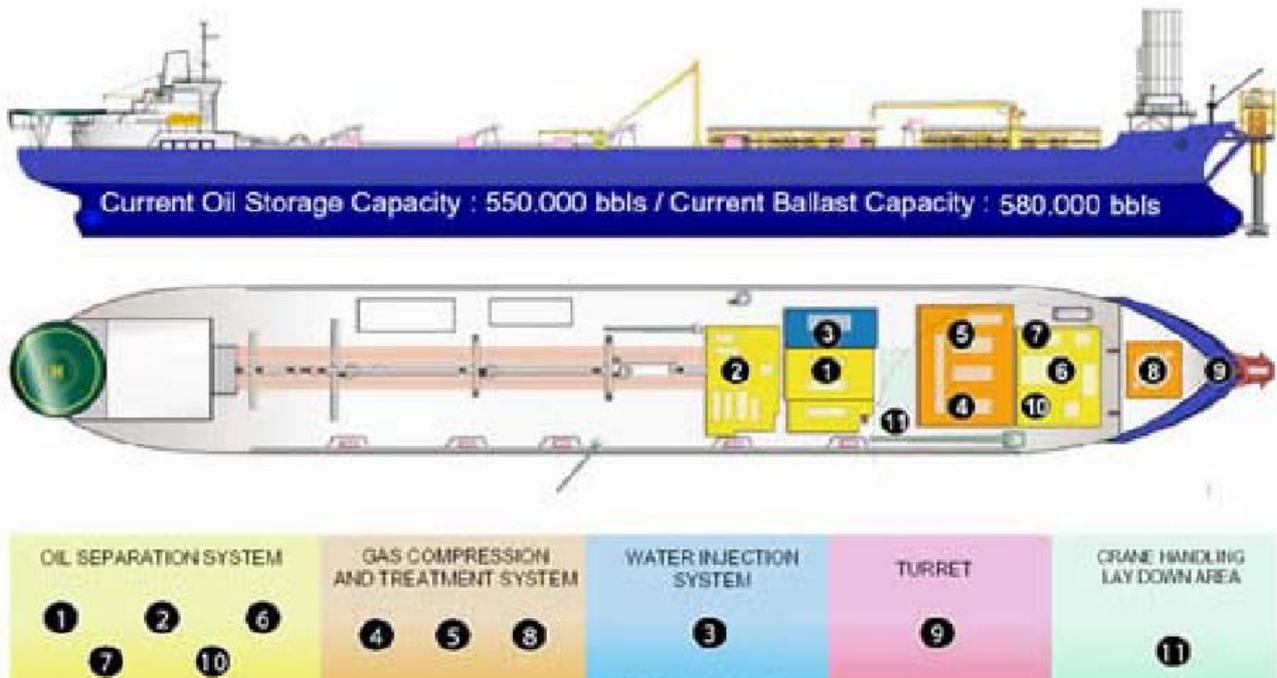


Figura 2.6.4.d – Allestimento tipico di un FPSO della tipologia che verrà impiegata nel progetto. Fonte: SAIPEM

2.6.4.1 Descrizione della boa di ormeggio

La boa di ormeggio, rispetto alla quale potrà ruotare la FPSO, sarà posizionata circa 4-5 km a nord-est dalla piattaforma OBM-A, nei punti di coordinate:

caso ormeggio 4 km a NE della piattaforma OBM-A

Lat: 42° 20' 52,4598" N (Greenwich – Roma 1940)

Long: 14° 34' 5,9189" E (Greenwich – Roma 1940)

caso ormeggio 5 km a NE della piattaforma OBM-A

Lat: 42° 21' 15,0987" N (Greenwich – Roma 1940)

Long: 14° 34' 37,2054" E (Greenwich – Roma 1940)

L'ubicazione definitiva della boa di ancoraggio verrà stabilita in seguito ad indagini di dettaglio per definire con esattezza le caratteristiche del fondale e delle correnti.

La boa è normalmente costituita da un cilindro dal diametro di circa 5 m, tenuto in posizione da un certo numero di catene collegate a raggiera al fondo del cilindro e, all'altra estremità, ad ancore di fondo mare.

La progettazione dell'intero sistema di ormeggio ed ancoraggio deve tener conto di innumerevoli fattori che dipendono dalle caratteristiche delle strutture e dell'ambiente marino locale:

- massime sollecitazioni sostenibili dalle strutture, in particolare dai risers,

- sollecitazioni trasmesse alla nave: movimento in avanti o indietro (surge), traslazione trasversale (sway), traslazione verticale (heave), rotazione intorno ad un asse longitudinale (heel or roll), rotazione intorno ad un asse trasversale (trim or pitch), rotazione intorno ad un asse verticale (yaw),
- frequenza e sovrapposibilità delle sollecitazioni, che possono amplificare gli effetti complessivi sulle strutture,
- effetti dovuti all'esposizione ripetuta delle strutture ad agenti atmosferici, quale ad esempio la corrosione.

Il numero e le caratteristiche strutturali degli ancoraggi al fondo della boa (catene, pali di ancoraggio, collegamenti con flow lines e ombelicali) saranno adeguatamente progettati per sopportare il sistema di sollecitazioni al quale sono sottoposte garantendo l'esercizio delle attività in completa sicurezza.

In linea di massima si può ipotizzare, facendo riferimento a progetti simili, che la boa di ancoraggio sarà vincolata da 6 catene del diametro di 5" $\frac{3}{4}$ della lunghezza di circa 500 metri. Le catene saranno fissate al fondo marino tramite dei pali con diametro di 72", lunghi circa 40 metri, infissi nel fondo marino per circa 30 metri.

Qualora, per situazioni meteomarine particolarmente severe, non fossero garantite tali condizioni, si potrà disinserire la boa di ancoraggio dalla torretta senza pregiudicare l'integrità dell'intero sistema. L'FPSO, che non sarà dotato di motore proprio, verrà rimorchiato per permetterne l'allontanamento e lo spostamento in zona sicura fino a quando non saranno ripristinate le condizioni meteomarine che garantiscano nuovamente l'ormeggio in sicurezza.

Un sistema di blocco della produzione posto in corrispondenza della boa verrà predisposto per permettere l'interruzione dell'erogazione dell'olio in caso di allontanamento dell'FPSO o in caso di rottura del flessibile di collegamento alla struttura di superficie dell'ormeggio.

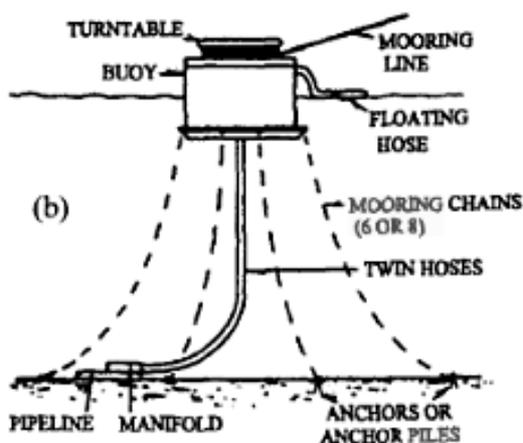


Figura 2.6.4.1.a – Schema di boa catenaria.

2.6.4.2 Installazione

L'FPSO sarà allestito e completato preliminarmente e in cantiere, lontano dal sito di installazione. Prima dello start-up degli impianti l'FPSO verrà ormeggiato alla boa.

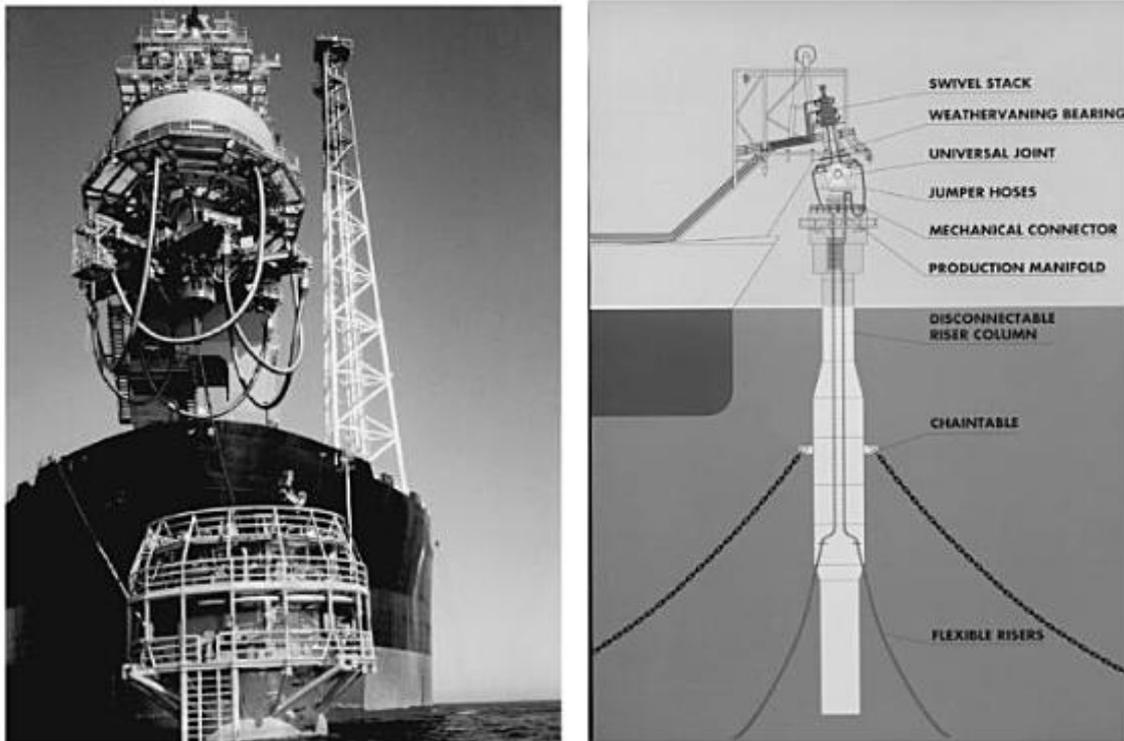


Figura 2.6.4.2.a – Operazioni di ormeggio di un FPSO con torretta ad una boa. Fonte: Paik, Thayamballi, Ship-shaped offshore installation.

L'installazione della boa comporta invece la realizzazione di pali di ancoraggio sul fondo marino, installati in modo analogo ai pali di fondazione realizzati per ancorare al fondo la sottostruttura della piattaforma.

In particolare con il supporto di un battipalo guida, i pali di fondazione vengono infissi con il palo al quale è fissata la catena di ancoraggio; tramite una massa battente che agisce sulla testa del palo, lo stesso penetra progressivamente nel fondale.

2.6.4.3 Export Olio: operazioni di allibo

L'allibo, ovvero le operazioni di caricamento dell'olio dal serbatoio galleggiante ad un tanker, si svolgono possibilmente con condizioni di bonaccia o onda massima di un metro.

La procedura può sinteticamente riassumersi come segue:

1. All'arrivo sul sito dell'FPSO viene verificato lo stato di inertizzazione delle cisterne del tanker in presenza del chimico del porto. A bordo sono inoltre presenti il "load master" della Oil Company, il pilota, l'ispettore al carico e la squadra di assistenza all'allibo, composta da 2 persone.
2. A bordo del tanker vengono preparate le manichette
3. Sull'FPSO si prepara il sistema di ormeggio e si fila in mare il cavo di ormeggio e di allaggio.
4. Per allineare il tanker con la prua dell'FPSO vengono eseguite le seguenti operazioni:
 - a. un rimorchiatore si prepara per il collegamento dei cavi con la poppa del tanker; dal rimorchiatore si mettono quindi in tensione i due cavi per il pareggio delle lunghezze (ad almeno 200 m dal tanker).
 - b. il tanker si collega tramite crew boat con la testata del cavo di allaggio a mezzo ghia (cima resistente di 32 mm).
 - c. Si recuperano ghia e testata del cavo per posizionamento (a circa 400 m dall'FPSO)

- d. Il tanker si allinea gradualmente con l'FPSO fino ad arrivare in prossimità di questo (qualche metro), avendo il rimorchiatore motori avviati pronto a tirare verso l'esterno
5. La tensione del cavo di collegamento è monitorata e registrata in continuo
 6. Mediante crew boat viene recuperata la testata della linea per il trasferimento dell'olio, ubicata su un fianco dell'FPSO (con flangia cieca e piena di acqua di mare). La linea, lunga circa 270 m e munita di segnalazioni luminose, viene trascinata verso il tanker.
 7. La testata viene passata al tanker mediante gru e viene collegata al manifold
 8. L'olio viene trasferito tramite un sistema di pompaggio ubicato sull'FPSO.
 9. Durante tutta la durata del trasferimento, il rimorchiatore tiene i cavi di collegamento al tanker in tensione per prevenire ogni eventuale brusco movimento dovuto al mare.
 10. Al termine delle operazioni di trasferimento viene eseguito il conteggio del fluido allibato sul tanker (riempimento cisterne).



Figura 2.6.4.3.a – Operazione di allibo dalla FPSO Alba Marina (Edison).

2.6.5 Personale e traffico marittimo

Durante la fase di coltivazione del giacimento Ombrina Mare si prevede il transito dei seguenti mezzi di trasporto con le frequenze indicate:

crew boat (stazza lorda 25 ton)	1 viaggio/giorno
supply vessel (stazza lorda 1200 ton)	1 viaggio/settimana
elicottero	1 viaggio/mese

L'FPSO sarà normalmente presidiato da circa 15 persone, comprendenti gli operatori di produzione e gli addetti ai servizi

2.6.6 Stima degli scarichi idrici, della produzione di rifiuti, delle emissioni di inquinanti in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni

Nello schema di figura 2.6.6.a sono riportati tutti i flussi di fluidi ed energia scambiati tra le strutture interessate dal progetto (Piattaforma OBM-A, FPSO, Piattaforma SSM 9), le principali apparecchiature ubicate sulla Piattaforma e sull'FPSO ed i punti di consumo e di emissione ad essi associati.

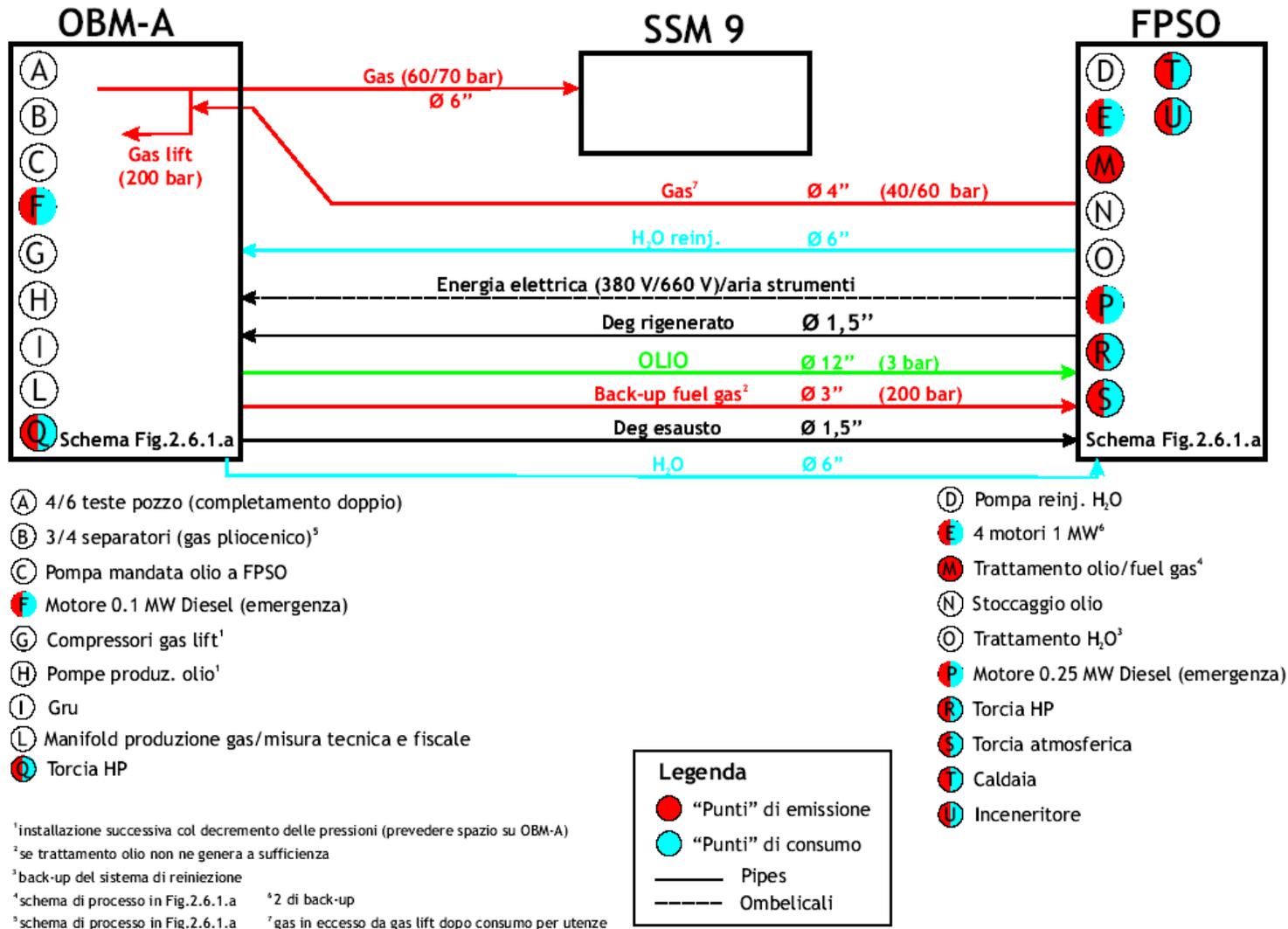


Figura 2.6.6.a – Flussi di materia ed energia scambiate dagli impianti in progetto

2.6.6.1 Scarichi idrici

Gli scarichi in mare prodotti dal progetto sono estremamente limitati; di seguito si riportano le descrizioni dei sistemi di raccolta e smaltimento dei fluidi di processo e dei drenaggi provenienti dalle strutture.

L'acqua di produzione separata dall'olio nei separatori sarà destinata alla reiniezione in giacimento mediante la pompa posizionata a bordo dell'FPSO, dove sarà presente comunque un serbatoio di stoccaggio come soluzione temporanea di back up in caso di malfunzionamento del sistema. Se necessario, l'acqua sarà trattata prima della reimmissione in giacimento.

Lo scopo di tali trattamenti, limitati all'immissione di poche quantità di chemicals, potrebbe essere quello di rendere compatibile l'operazione di reiniezione con le caratteristiche del giacimento ricevente, in modo da:

- evitare la formazione di precipitati nell'unità geologica ricevente;
- preservare l'iniettività della formazione ricevente;
- prevenire eventuali problemi di intasamento;
- stabilire gli eventuali trattamenti preventivi.

I problemi potrebbero infatti essere di diversa natura, in funzione delle caratteristiche chimiche dell'acqua di processo ottenuta dopo il trattamento del gas; ad esempio:

- precipitazione a seguito del riscaldamento e della pressurizzazione dell'acqua alle condizioni di reservoir
- formazione nel "near well bore" di un deposito di solfato di bario in seguito al mescolamento con l'acqua dell'unità geologica profonda
- corrosione sulle linee e sulle strutture del pozzo iniettore
- attività batterica nelle linee e nell'unità geologica profonda ricevente.

Poiché la composizione dell'acqua separata dal processo potrebbe variare nel tempo, sarà opportuno effettuare un monitoraggio in modo da valutare ogni significativa variazione.

In linea generale pertanto l'acqua di produzione sarà sottoposta ad analisi chimiche e, in funzione delle sue caratteristiche, prima di essere iniettata, potrà subire, se necessario, dei trattamenti con anticorrosivi, biocidi ed antifouling.

Questi trattamenti sono previsti nell'Allegato 5, punto 3 - Deliberazione del Comitato Interministeriale 4 febbraio 1977 relativo alla tutela delle acque dall'inquinamento, tuttora in vigore come da D.Lgs 152/2006 e smi, art. 104.

La reiniezione dell'acqua nelle unità geologiche di sottosuolo sarà in ogni modo eseguita secondo i disposti dell'art. 104 del D.Lgs 152/2006.

Secondo le attuali previsioni di produzione, il sistema di reiniezione entrerà in funzione nel quarto anno di produzione; quando si prevede l'inizio della produzione di acqua dal giacimento di olio, a cui si dovrebbe aggiungere l'acqua dagli strati a gas pliocenico a partire dall'ottavo anno di produzione. Non verrà pertanto predisposto, allo stato attuale del progetto, un pozzo iniettore e si prevede di individuare uno o più pozzi iniettori durante la produzione del campo, completando per la reiniezione uno dei pozzi che saranno perforati dagli slot già previsti dal progetto di sviluppo.

Nel periodo transitorio (0-4 anni) qualora fosse presente dell'acqua di formazione, questa potrà essere accumulata nel serbatoio di stoccaggio ubicato sull'FPSO, e quindi inviata a terra per lo smaltimento mediante bettolina. L'acqua derivante dagli strati del Pliocene potrà inoltre essere inviata negli impianti esistenti del gruppo "Santo Stefano Mare" tramite condotta di trasporto insieme al gas stesso e trattata e smaltita utilizzando le facilities già presenti.

Quanto sopra esposto relativamente alla reiniezione dell'acqua di strato, è valido anche per la frazione di acqua proveniente dalla disidratazione del gas separato dall'olio trattato sull'FPSO.

Nel periodo di transitorio tale acqua sarà raccolta in un serbatoio dedicato e smaltita tramite bettolina ad impianto autorizzato.

Durante la fase produttiva degli impianti (piattaforma ed FPSO) tutti i circuiti di processo saranno dotati di sistemi di drenaggio che permetteranno di raccogliere i fluidi di processo nel caso di depressurizzazione manuale delle linee per interventi di manutenzione (closed drains).

Queste attività sono da considerarsi assolutamente saltuarie e programmate

Nel sistema "closed drain" della piattaforma potranno essere convogliati anche i fluidi in fase liquida prodotti durante lo spurgo pozzi olio. Tale attività, che può essere eseguita all'inizio della vita produttiva di ciascun pozzo ed ha durata estremamente limitata. Tutti gli effluenti raccolti nel corso di tale operazione saranno convogliati al separatore di spurgo dal quale la fase gassosa verrà inviata alla torcia mentre la fase liquida, se di qualità adeguata, allo stoccaggio olio, o altrimenti, al serbatoio drenaggi chiusi.

Oltre alla rete di raccolta dei drenaggi chiusi sopra descritta, sia sulla piattaforma, sia sull'FPSO sarà presente una rete dei drenaggi aperti, che raccoglie le acque potenzialmente oleose provenienti da bacini di contenimento serbatoi, dal lavaggio aree cordonate, ecc.

Anche i drenaggi aperti saranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina.

Tutti gli altri scarichi non inquinanti della piattaforma e dell'FPSO (prevalentemente acque meteoriche) verranno scaricati in mare tramite il sea-sump, dove eventuali tracce di idrocarburi, separati dall'acqua per gravità, si accumulano in superficie. La frazione separata viene quindi raccolta ed inviata periodicamente tramite una pompa portatile ad una bettolina per opportuno smaltimento a terra.

I dreni (principalmente acque meteoriche) dell'eliporto presente sull'FPSO sono invece raccolti in un serbatoio dedicato dimensionato per raccogliere il carburante dell'elicottero in caso di rottura del suo serbatoio. L'acqua separata in questo serbatoio viene trattata e scaricata in mare mentre gli idrocarburi separati vengono inviati al serbatoio recupero drenaggi della piattaforma.

Per quanto riguarda i reflui civili provenienti dai moduli alloggi si precisa che:

- la piattaforma, spresidiata, sarà dotata esclusivamente di un modulo di sopravvivenza, da utilizzare solo nel caso in cui, in condizioni meteomarine avverse, la squadra di manutenzione non riuscisse ad abbandonare la struttura. Tale modulo sarà dotato di un sistema di raccolta dei reflui con recapito finale in un serbatoio che, quando necessario, verrà svuotato tramite bettolina.
- Sull'FPSO, che in fase di produzione si può assumere presidiato da 15 presone, i reflui civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa, etc..) prodotti verranno trattati in un impianto di trattamento omologato prima dello scarico in mare in conformità a quanto stabilito dalle Leggi 662/80 e 438/82 che recepiscono le disposizioni delle norme internazionali MARPOL.

2.6.6.2 Produzione di rifiuti

La gestione dei rifiuti prodotti sulla piattaforma OMB-A sarà contestuale ai rifiuti prodotti sull'FPSO.

La gestione e il successivo smaltimento/recupero di tutti i rifiuti prodotti avverrà in accordo al D.Lgs. 152/06 e s.m.i., Parte IV "Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati".

Si riporta di seguito l'elenco dei rifiuti di cui si prevede la produzione.

DESCRIZIONE	CODICE CER
NON PERICOLOSI	
rifiuti biodegradabili di cucine e mense	20 01 08 - RSU
imballaggi in materiali misti	15 01 06
batterie e accumulatori	16 06 02 (Cadmio) 16 06 04 (Alcaline)
stracci, assorbenti, materiali filtranti	15 02 03
materiali ferrosi	17 04 05
materiali isolanti	17 06 04
vetro	17 02 02
plastica	17 02 03
rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione	17 09 04
apparecchi elettrici ed elettronici	16 02 14
PERICOLOSI	
batterie e accumulatori	16 06 03 (Mercurio)
rifiuti oleosi; morchie di fondami di serbatoi	05 01 03
rifiuti contenenti olio	16 07 08
oli esauriti oli sintetici per circuiti idraulici	15 01 06
acqua/olio di sentina	13 04 03
tubi fluorescenti	20 01 21
filtri olio	16 01 07
imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose	15 01 10
assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	15 02 02
materiali isolanti	17 06 03

Tabella 2.6.6.2.a – Elenco rifiuti previsti per la fase di produzione

2.6.6.3 Emissioni di inquinanti in atmosfera

Per quanto riguarda la Piattaforma OBM-A il processo è virtualmente chiuso, non ci saranno pertanto rilasci in atmosfera, tranne gli sfiati di blow down, stimabili in circa 1.500 m³/d di gas, per depressurizzazione delle linee, in caso di emergenze o malfunzionamenti e da ritenere quindi assolutamente saltuari. Il rilascio sarebbe convogliato ad una torcia, dotata di piloti sempre accesi, in grado cioè di neutralizzare anche il gas acido associato all'olio in caso di emergenze.

Lo spurgo dei pozzi, altra possibile emissione della piattaforma, saltuaria e programmata, può essere eseguito all'inizio della vita produttiva di ciascun pozzo.

Per i pozzi a gas, lo spurgo può essere necessario anche successivamente, uno o due volte all'anno, quando le pressioni di testa si riducono e possono comprometterne le capacità erogative.

Per i pozzi a olio, al contrario, in presenza del sistema di gas lift, non si prevedono spurghi successivi.

Gli idrocarburi provenienti dallo spurgo pozzi gas verranno inviati direttamente in torcia e bruciati

Gli effluenti raccolti nel corso dello spurgo dei pozzi olio saranno invece convogliati al separatore di spurgo da cui la fase gassosa verrà inviata alla torce e la fase liquida raccolta come descritto nel paragrafo 2.6.6.1.

L'energia elettrica necessaria per il funzionamento delle apparecchiature presenti sulla piattaforma proverrà dall'FPSO, sul quale sarà presente il sistema di generazione elettrica principale, attraverso un cavo di alimentazione.

Sulla piattaforma sarà presente inoltre un generatore diesel utilizzabile in situazioni di emergenza. I limiti di emissione devono rispettare quanto imposto dal D. Lgs. 152/06 Allegato I – Parte IV Sezione 2 – 2.6; (Impianti per la coltivazione di idrocarburi e dei fluidi geotermici – Emissione da piattaforme di coltivazione idrocarburi offshore: "Per motori a combustione interna e le turbine a gas si applicano i pertinenti paragrafi della parte III " del Dlgs 152/06 Allegato 1 alla parte V – Parte 3, punto 3), di seguito riportati:

Inquinante	Limiti DLgs 152/06	
	Motore a gas	Motore Diesel
O ₂ % mol	5,00	5,00
POLVERI (mg/Nm ³)	130	130
CO (mg/Nm ³)	650	650
NO ₂ (mg/Nm ³)	500	4000

Tabella 2.6.6.3.a – Limiti di emissione per motori fissi a combustione interna parte III Dlgs 152/06 All. 1 alla parte V

Nella tabella seguente sono riportati i valori di emissione stimati.

Si evidenzia che, ai sensi della Parte III dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., "non si applicano valori di emissioni ai gruppi elettrogeni d'emergenza ed altri motori fissi a combustione interna funzionanti solo in caso di emergenza".

Servizio	Quantita'		Temperatura °C	Inquinanti			
	kg/h	Sm ³		NO _x	CO	SO _x	NMHC
				mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Generatore di emergenza OMB-A	1725	1318	441	< 1000	< 500	< 10	< 2500

Note: Emissioni riferite alla massima potenza operativa.

Tabella 2.6.6.3.b – Emissioni del generatore di emergenza sulla piattaforma OMB-A

Sulla piattaforma sarà inoltre presente una gru azionata da motore diesel con funzionamento saltuario, in occasione di alcune operazioni logistiche e di manutenzione periodiche effettuate sulla piattaforma. Le emissioni di tale motore saranno inferiori ai limiti di legge riportati nella tabella 2.6.6.3.a.

Per quanto riguarda il processo di trattamento dell'olio interamente eseguito a bordo dell'FPSO, i gas residui provenienti dall'unità di recupero zolfo e dall'unità di rigenerazione glicole verranno inviati a termodistruttore; in caso di avaria dell'unità di recupero zolfo il termodistruttore è predisposto per ricevere il gas acido proveniente dall'unità di rigenerazione dell'ammina.

Si riportano di seguito i limiti di emissione del termodistruttore imposti dal D. Lgs. 152/06 Allegato I – Parte IV Sezione 2 – 2.2; (Impianti per la coltivazione di idrocarburi e dei fluidi geotermici – Emissione da combustione di gas di coda).

Inquinante	Limiti DLgs 152/06
O ₂ % mol	≥ 6,00
SO _x (mg/Nm ³)	1200
H ₂ S (mg/Nm ³)	10
NO _x (mg/Nm ³)	350
CO (mg/Nm ³)	100
COV (mg/Nm ³)	20
POLVERI (mg/Nm ³)	10

Tabella 2.6.6.3.c – Limiti di emissione per termocombustori parte IV sez. II dell'All. 1 alla parte V del Dlgs 152/06.

La combustione deve avvenire ad una temperatura minima di 950°C per un tempo di almeno 2 secondi con eccesso di ossigeno non inferiore al 6%. Il termocombustore deve inoltre avere, quale unità riserva una torcia, con pilota, in grado di assicurare un'efficienza minima di combustione del 99% espressa come CO₂/(CO₂+CO).

Le emissioni del termodistruttore nei due casi di funzionamento (normale ed avaria LO-CAT) saranno:

Servizio	Quantita'		Temperatura	Inquinanti				
				H ₂ S	NO _x	CO	SO _x	NMHC
	kg/h	Sm ³	°C	ppm wt	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Termodistruttore (normale esercizio)	550	425	950	<< 1	< 250	< 10	44	< 100
Termodistruttore (emergenza)	1267	999	950	<< 1	< 250	< 10	25.000	< 100

Tabella 2.6.6.3.d – Emissione del termocombustore

La potenza termica necessaria alle diverse utenze di processo sull'FPSO (vedi tabella 2.6.2.a) viene generata attraverso un'unica caldaia e distribuita tramite circuito olio. La caldaia sarà alimentata con fuel gas ed avrà emissioni in atmosfera costituite dai prodotti di combustione del metano. Le concentrazioni degli inquinanti emessi (principalmente CO ed NO_x) saranno inferiori ai limiti imposti dal Dlgs 152/06 Allegato 1 - parte V. In ogni caso il gas metano utilizzato come combustibile è costituito da gas di giacimento per cui la scelta è in linea con quanto stabilito dal D. Lgs. 152/06 Allegato I – Parte IV Sezione 2 – 2.6.



La torcia atmosferica di emergenza al termodistruttore ha anche funzione di torcia di bassa pressione del sistema di depressurizzazione dell'FPSO in caso di emergenze. Ad essa sono convogliate tutte le linee e le PSV delle apparecchiature in bassa pressione. La torcia (6") è dotata al tip (4") di 3 bruciatori pilota, ciascuno da $3\text{Nm}^3/\text{h}$ di fuel gas, sempre accesi per evitare fuoriuscite di H_2S in caso di emergenza.

In condizioni operative di esercizio l'emissione ad essa associata sarà dovuta esclusivamente ad i fumi di combustione dei piloti (47 kg/h a 1750°C).

In caso di blocco contemporaneo del termodistruttore e del sistema di recupero zolfo, potranno verificarsi le massime emissioni dalla torcia atmosferica, pari a 50.740 Kg/h di fumi di combustione del gas acido, con una concentrazione di SO_x di circa 1050 mg/Nm^3 , derivanti dall'ossidazione dell' H_2S . Trattandosi di emissioni di emergenza, hanno carattere saltuario e bassa probabilità di accadimento, ma sono imprescindibili per garantire la sicurezza dell'intero impianto.

Le apparecchiature e le linee in alta pressione invece, in caso di depressurizzazione per emergenza a bordo dell'FPSO, scaricano in una torcia di alta pressione (12") equipaggiata al tip con 3 piloti da $5\text{ Nm}^3/\text{h}$ di fuel gas ciascuno, anch'essi sempre accesi.

La torcia ad alta pressione è dimensionata per il per il blow down dell'impianto e potrà scaricare la massima produzione di gas sotto forma di metano incombusto, pari a 2.468 kg/h . Anche in questo caso l'emissione è saltuaria e di emergenza, necessaria per garantire la depressurizzazione delle linee ed apparecchiature e quindi la sicurezza dell'impianto.

L'energia elettrica necessaria per il funzionamento delle apparecchiature presenti in tutto il Campo Ombrina Mare sarà fornita attraverso il sistema di generazione elettrica principale, presente sull'FPSO.

Il sistema è costituito da due motogeneratori da 1 MW ciascuno; saranno in aggiunta predisposti altri due motori di back-up con le stesse caratteristiche.

La richiesta di energia elettrica è così composta:

- circa 1 MW per le utenze continue (24 ore/d),
- circa 0.5 MW aggiuntivi per la copertura del picco di consumo per le utenze discontinue (circa 4 ore/d).

Il funzionamento dei due motogeneratori alternativamente o simultaneamente, garantirà la potenza continua necessaria (circa 1 MW) e la copertura dei picchi (circa 1.5 MW).

Ulteriori 2 motori identici a quelli normalmente in funzione saranno di back-up per garantire l'alimentazione agli impianti anche in caso di malfunzionamento contemporaneo dei 2 motori principali.

Come per la piattaforma, anche sull'FPSO sarà presente un generatore diesel utilizzabile in situazioni di emergenza.

I limiti di emissione devono rispettare quanto imposto dal D. Lgs. 152/06 (vedi tabella 2.6.6.3.a)

Nella tabella seguente sono riportati i valori di emissione stimati.

Si evidenzia che, ai sensi della Parte III dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., "non si applicano valori di emissioni ai gruppi elettrogeni d'emergenza ed altri motori fissi a combustione interna funzionanti solo in caso di emergenza".

Servizio	Quantita'		Temperatura °C	Inquinanti			
				NO _x	CO	SO _x	NMHC
	kg/h	Sm ³		mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Motogeneratore gas – utenze continue	7198	5497	448	250	<650	< 10	376
Motogeneratore gas – utenze di picco (4 ore/d)	2971	2269	448	250	<650	< 10	376
Generatore di emergenza FPSO	3146	2403	441	< 1000	< 500	< 10	< 2500

Note: Emissioni del generatore di emergenza riferite alla massima potenza operativa.

Tabella 2.6.6.3.e – Emissioni dei generatori presenti sulla piattaforma OMB-A

Anche su FPSO sarà presente un motore diesel per le emergenze o per utilizzo saltuario, in occasione di alcune operazioni periodiche. Le emissioni di tale motore saranno inferiori ai limiti di legge riportati nella tabella 2.6.6.3.a.

Relativamente alle emissioni diffuse potenzialmente presenti sugli impianti in progetto, si prevede l'installazione dei seguenti serbatoi per lo stoccaggio di materie prime e chemicals necessari al funzionamento delle apparecchiature di processo e trattamento, oltre che dei serbatoi di raccolta dei drenaggi (closed drains ed open drains).

Materie Prime/Chemicals	Volume	Ubicazione	Note	Emissioni
Acqua demineralizzata	5 m ³	FPSO	Serbatoio di back-up	NO
Antischiuma	fusti	FPSO		NO
Ammina (DEA)	12 m ³	FPSO	Circuito chiuso	NO
Ammina (DEA) drenaggi	3.8 m ³	FPSO	Circuito chiuso	NO
Glicole (DEG)	8 m ³	FPSO	Circuito chiuso	NO
Glicole (DEG) drenaggi	1.7 m ³	FPSO	Circuito chiuso	NO
Gasolio (motore 0.25 MW)	10 m ³	FPSO	Funzionamento emergenza	Trascurabile
Gasolio (motore 0.10 MW)	5 m ³	OBM-A	Funzionamento emergenza	Trascurabile
Closed drains	1.5 m ³	OBM-A	Circuito aperto	Locale
Closed drains	3 m ³	FPSO	Circuito aperto	Torcia
Open drains		OBM-A	Circuito aperto	Locale
Open drains		FPSO	Circuito aperto	Torcia

Tabella 2. 6.2.d – Caratteristiche dei serbatoi previsti

I serbatoi del glicole e dell'ammina sono chiusi e stabilizzati con azoto a una pressione lievemente superiore a quella atmosferica (circa 1,5 bar) per impedire la fuoriuscita dei vapori.

Gli sfiati dei serbatoi dei drenaggi sull'FPSO saranno convogliati alla torcia atmosferica, mentre sulla piattaforma saranno emessi tramite vent locali.

Durante le operazioni di riempimento delle stive dell'FPSO si avranno delle emissioni di vapori di idrocarburi che vengono spiazzati dall'ingresso del fluido nei serbatoi. Tali emissioni sono minimizzate grazie all'impiego, durante le operazioni di svuotamento, di gas inerte che permette di mantenere in leggera pressione l'olio e limitare la quantità di composti volatili presenti nella miscela gassosa in equilibrio con il la fase liquida. Durante le operazioni di riempimento, tutti i vapori di stiva verranno comunque collettati e bruciati nel termidistruttore.

Si ricorda infine che tutte le navi impiegate per lo stoccaggio e movimentazione di idrocarburi in mare (inclusa l'FPSO) devono rispettare i regolamenti e linee guida in materia di sicurezza della navigazione e prevenzione dell'inquinamento marino (RINA o altri Registri Navali), prevedendo la presenza di sistemi quali doppio scafo, blankettaggio con inerti, ecc. (vedi Rina Rules e GUI.9/E - Guide for the structural design of oil tankers).

2.6.6.4 Produzione di rumore e vibrazioni

I rumori prodotti sulla piattaforma saranno dovuti al funzionamento delle apparecchiature di processo presenti nell'impianto, in particolare:

- batteria di compressione per gas lift e rispettivo sistema di refrigerazione;
- pompa di circolazione glicole (DEG);
- pompa drenaggi DEG;
- motore diesel di emergenza;
- pompe bifase di mandata.

Le emissioni più significative saranno associate alla compressione del gas per gas lift: saranno assenti o minime nelle fasi iniziali e aumenteranno successivamente in funzione dell'andamento delle pressioni di testa.

Sull'FPSO i motori per la generazione elettrica risultano essere la fonte di rumore principale; tuttavia essendo l'FPSO presidiato, sono previste tutte le mitigazioni necessarie per garantire il rispetto delle normative in materia di protezione dei lavoratori dagli agenti fisici (D.Lgs. 81/2008); in corrispondenza del modulo alloggi saranno comunque garantiti gli standard di clima acustico necessari per la permanenza a bordo del personale.

2.6.7 Monitoraggi Ambientali Previsti

Si prevede l'esecuzione di monitoraggi ambientali *ante operam* nelle aree interessate dalla disposizione delle strutture di progetto (Environmental baseline Study) oltre a monitoraggi (misuratori e analizzatori) delle emissioni continue in atmosfera e degli scarichi idrici nel corso dell'attività di coltivazione del giacimento.

Oltre alle analisi della qualità dell'atmosfera e dell'acqua si prevederà anche ad effettuare un monitoraggio da satellite con frequenza mensile o settimanale, se ritenuto opportuno, di possibili sversamenti accidentali e dei principali fattori di qualità dell'acqua.

2.6.8 Tempi di Realizzazione delle strutture

Nella tabella seguente sono riepilogati i tempi stimati per la realizzazione della piattaforma OMB-A e per la messa in posa del serbatoio galleggiante, per un tempo complessivo di circa 40 giorni.

Infrastrutture	Attività di cantiere	Tempo Previsto (numero giorni)
Piattaforma	trasporto piattaforma + deck	4
	battitura pali (n° 4)	10
	installazione deck	2
	battitura C.P. (n° 6)	12
boa ormeggio FPSO	posa ancore (6/8)	1 g/cad
FPSO	trasporto/posizionamento	7

Tabella 2. 6.8.a – Tempi di realizzazione della piattaforma OMB-A

2.6.9 Misure di attenuazione di impatto

Le scelte che verranno attuate nella progettazione di dettaglio e nella costruzione degli impianti terranno conto delle conseguenze che ciascuna di esse potrà avere sull'ambiente. In particolare verranno prese in considerazione, dove tecnicamente possibili ed economicamente sostenibili, le Migliori Tecniche Applicabili al fine della riduzione dell'inquinamento.

Per quanto concerne le scelte progettuali, l'impiego di strutture già esistenti (Campo Santo Stefano Mare) e di un FPSO permettono di rendere minima la quantità di strutture fisse da installare per lo sfruttamento dei giacimenti.

I sistemi di trattamento che comportano emissioni in atmosfera (rigenerazione del glicole, addolcimento del gas acido e sistema recupero zolfo, sistema di trattamento acque di reiniezione, termocombustore dei gas di coda, sistema di generazione elettrica) saranno ubicati sull'FPSO, che verrà posizionato a distanza dalla costa sensibilmente maggiore della piattaforma OMB-A; in tal modo sarà annullato il rischio che le attività produttive influenzino la qualità dell'aria sulla terraferma.

L'energia necessaria ad alimentare tutti i consumi elettrici delle strutture del campo sarà generata da un unico sistema posizionato sul serbatoio galleggiante (FPSO) e trasferita alla piattaforma tramite ombelicali. Il combustibile selezionato è costituito dallo stesso gas di giacimento, trattato in sito e composto prevalentemente da metano.

Il sistema di generazione selezionato permette di ottenere elevata efficienza in quanto:

- l'impiego di un motore di taglia maggiore è energeticamente più vantaggioso rispetto all'utilizzo di generatori diversi per piattaforma ed FPSO;
- motori di potenza di circa 1 MW i motori a gas risultano avere rendimenti maggiori (circa 33%) rispetto alle turbine a gas della stessa taglia (circa 25%).

L'acqua di strato separata dagli idrocarburi sarà raccolta in un sistema di drenaggi chiusi e reiniettata in giacimento a partire dal 4° anno di esercizio, non appena cioè si renderà disponibile un pozzo di reiniezione.

La reiniezione in giacimento avrà come risultato:

- la riduzione dei rifiuti prodotti (acque oleose, altrimenti smaltite come rifiuto in idoneo impianto come previsto per i primi 4 anni di esercizio);
- il contrastare eventuali fenomeni di subsidenza, in quanto la reiniezione del fluido compenserà l'estrazione dell'idrocarburo dalla stessa formazione di giacimento;
- il miglioramento della capacità di sfruttamento del giacimento, contrastando l'abbassamento della pressione di esercizio del giacimento, che nel corso degli anni è destinata a diminuire

Per quanto riguarda il sistema drenaggi aperti, tutte le acque potenzialmente oleose, provenienti da bacini di contenimento per i serbatoi e vessel ed aree cordonate verranno convogliati in un serbatoio di raccolta, periodicamente svuotato per mezzo di bettolina.

Tutti gli altri scarichi non inquinanti della piattaforma e dell'FPSO (prevalentemente acque meteoriche) verranno scaricati in mare tramite il sea-sump, nel quale eventuali tracce di idrocarburi, separati dall'acqua per gravità, si accumulano in superficie. La frazione separata viene quindi raccolta ed inviata periodicamente tramite una pompa portatile ad una bettolina per opportuno smaltimento a terra.

Il sistema di raccolta e smaltimento dei drenaggi permette di escludere qualsiasi rilascio di idrocarburi in mare.

I serbatoi contenenti idrocarburi ubicati su FPSO saranno banchettati con gas inerte, allo scopo di ridurre emissioni inquinanti o perdite fuggitive di idrocarburi gassosi; dove tecnicamente possibile gli sfiati saranno collettati e inviati a termodistruzione o torcia, evitando l'emissione in atmosfera di metano incombusto. Il metano è infatti un gas serra con GWP (Global Warming Potential) pari a 25 ("IPPC's Fourth Assessment Report", Intergovernmental Panel on Climate Change; Massa CO₂ equivalente di CH₄ = (Massa CH₄) x GWP_{100 anni}).

In conclusione si rammenta che, poiché la potenza termica nominale relativa alle emissioni continue non supera i 5 MW, l'impianto produttivo non rientra nelle categorie di applicabilità delle direttive IPPC (Integrated Pollution Prevention & Control, dir. n. 2008/1/CE, "Attività energetiche – Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW") ed ETS (Emission Trading Scheme, dir. n. 2003/87/CE, "Attività energetiche – Impianti di combustione con potenza calorifica di oltre 20 MW").

Tuttavia nella progettazione e realizzazione degli impianti, al fine di conseguire la minimizzazione delle emissioni di sostanze inquinanti o, in generale, dannose nell'ambiente, sono state individuate ed applicate, ove possibile, le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) in riferimento ai documenti:

- di livello europeo, le "Best Available Techniques Reference documents (BRefs)" emanate dall'European IPPC Bureau nell'ambito dell'applicazione della Direttiva IPPC,
- di livello nazionale, le Linee Guida emanate con Decreti Ministeriali in attuazione del D.Lgs. 59/05 recepimento in Italia della direttiva IPPC.

2.7 DESCRIZIONE DEI SISTEMI DI TRASPORTO

2.7.1 Condotte Sottomarine

Di seguito si riporta una tabella con l'indicazione delle condotte e dei cavi sottomarini previsti nell'ambito dello sviluppo del progetto Ombrina Mare.

Diametro	lunghezza	Servizio
12"	4-5 km	Sealine trasporto olio multifase da OBM-A a FPSO
6"	12 km	Sealine trasporto gas da OBM-A a SSM -9
6"	4-5 km	Sealine trasporto acqua di formazione da FPSO a OBM-A
6"	4-5 km	Sealine trasporto acqua di formazione da OBM-A a FPSO
3"	4-5 km	Sealine trasporto back up fuel gas da OBM-A a FPSO
4"	4-5 km	Fuel gas in eccesso da FPSO a SSM-9 via OBM-A
1,5"	4-5 km	DEG esausto da OBM-A a FPSO
-	4-5 km	Cavo energia elettrica e aria strumenti: ombelicali da FPSO a OBM-A

Tabella 2.7.1.a – Condotte sottomarine previste nel Progetto Ombrina Mare

Le lunghezze sopra elencate sono indicative e andranno confermate nelle successive fasi di progetto. Tutte le condotte e gli ombelicali di servizio saranno protetti da corrosione mediante anodi sacrificali e saranno posate in modo da resistere all'azione marina, alla corrosione nonché le azioni delle correnti e di altri fattori ambientali. Il fondo marino nelle aree interessate dalle sealine di progetto ha una profondità d'acqua che varia tra circa 15 e circa 50 metri.

2.7.2 Messa in Opera delle Condotte Sottomarine

2.7.2.1 Caratteristiche dei cantieri

Cantiere/i di prefabbricazione e/o stoccaggio

Si tratta, normalmente di aree industriale o con caratteristiche simili, nella quale viene effettuato il rivestimento con calcestruzzo di appesantimento, vengono 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. L'ubicazione di tale aree verrà definita prima dell'inizio dei lavori, in base alle disponibilità di aree idonee nei pressi del sito di progetto.

“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, quali:

- la nave di assistenza al Remotely Operated Vehicle (ROV), il mezzo subacqueo teleguidato che provvede all'esecuzione delle indagini sottomarine prima, durante e dopo la posa;
- il mezzo posa-tubi (lay-barge), sul quale sarà assemblata la condotta che verrà posata in mare e negli approdi alle piattaforme;
- 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 del materiale di supporto (pipe carriers) e dai mezzi per la movimentazione del personale;

- l'eventuale mezzo sottomarino di post-affossamento, assistito da una nave in superficie, che realizza l'affossamento della condotta dopo la posa (in caso di interro della condotta);

Cantieri per il collaudo finale

I cantieri per il collaudo finale sono allestiti alle due estremità della linea e sono costituiti dalle attrezzature e dalla strumentazione per:

- l'allagamento della condotta con acqua di mare;
- il lancio ed il ricevimento "pig" (scovoli per il riempimento/svuotamento della condotta);
- la messa in pressione ed i controlli di accettazione;
- lo spiazzamento (svuotamento della condotta) dell'acqua di mare usata per il collaudo.

2.7.2.2 Realizzazione dell'opera sottomarina

La realizzazione dell'opera prevede l'esecuzione di fasi sequenziali di lavoro, proprie della metodologia di posa delle condotte. Il fondo marino, nelle aree interessate dalla posa delle sealines di progetto, ha una profondità d'acqua che varia tra circa 10 e 50 metri; risulta quindi possibile operare con normali mezzi navali.

Qui di seguito vengono descritte le fasi di realizzazione dell'opera.

Le operazioni d'installazione delle condotte sottomarine (dalla piattaforma a FPSO e da OMB-A alla piattaforma SSM-9) si articolano nelle seguenti fasi principali:

1. fornitura dei materiali (tubi, anodi) presso il cantiere/i di rivestimento/stoccaggio;
2. lavori di rivestimento con polietilene e con calcestruzzo di appesantimento, "stagionatura" del calcestruzzo (28 giorni), installazione anodi e stoccaggio delle barre;
3. attività di trasporto via mare dei tubi, dal porto di carico al mezzo di posa;
4. posizionamento del mezzo di posa sul fondo marino nei pressi della piattaforma OMB-A e varo della condotta in mare (varo convenzionale) fino al punto di abbandono (target area) in prossimità della piattaforma Santo Stefano Mare 9;
5. installazione sulle due piattaforme (OBM-A; SSM9) delle rispettive risalite verticali (risers);
6. posizionamento del mezzo di posa sul fondo marino nei pressi della piattaforma OMB-A e varo delle condotte in mare (varo convenzionale) fino al punto di abbandono (target area) in prossimità del FPSO;
7. installazione sulla piattaforma OMB-A e in corrispondenza della boa di ancoraggio delle rispettive risalite verticali (risers);
8. esecuzione del collegamento sul fondo marino, tramite tronchetto, fra linea e tratto verticale (riser) installato sulle strutture;
9. affossamento (eventuale) della linea (interro/post-trenching) lungo l'intero tratto, ad eccezione delle sezioni di linea in prossimità degli approdi alle strutture fisse;
10. collaudo finale delle condotte;
11. svuotamento della linea.

Completate tutte le attività sulle condotte (varo, collegamenti alle piattaforme, eventuale affossamento dopo la posa) si procederà all'esecuzione del collaudo idraulico.

Il collaudo idraulico viene eseguito riempiendo l'intera condotta con acqua e pressurizzandola ad un valore massimo di 1,5 volte la pressione massima di progetto, per una durata di 48 ore.

La condotta è collegata alle estremità alla strumentazione necessaria per l'esecuzione del collaudo (trappole di partenza e ricevimento "pigs", pompe, compressori, strumentazione di controllo).

Le fasi di riempimento e svuotamento dell'acqua di collaudo sono eseguite utilizzando "pigs", che vengono impiegati anche per successive operazioni di pulizia e messa in esercizio della condotta.

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

2.7.3.1 Varo e posa delle condotte in mare (varo convenzionale)

Resa solidale alla condotta la testa di inizio varo mediante collegamento flangiato e completata la fase di inizio della posa delle linee in prossimità della piattaforma OMB-A, la posa delle condotte proseguirà verso le due destinazioni (SSM-9 e FPSO) per mezzo dello stesso lay-barge, sul quale verrà eseguito l'accoppiamento delle barre mediante saldatura elettrica.

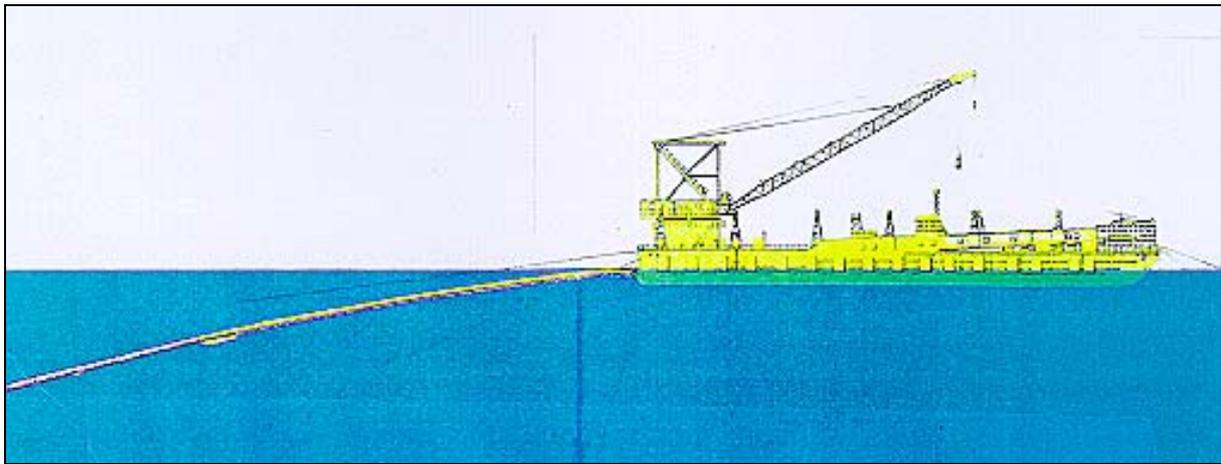


Figura 2.7.2.2.a – Varo della condotta

Dopo il controllo non distruttivo operato su tutte le saldature, il ripristino della continuità del rivestimento anticorrosivo e del calcestruzzo di appesantimento, la condotta sarà varata facendola scorrere sulla "rampa di varo" gradualmente a tratti, mediante l'avanzamento dello stesso lay-barge. La "rampa di varo" permetterà di far assumere alla condotta, trattenuta a bordo da un sistema di tensionamento (tensionatore), una conformazione pre-definita (varo ad "S") allo scopo di contenere nella tubazione le sollecitazioni di posa entro i limiti previsti.

Il mezzo, la cui posizione sulla rotta di posa sarà continuamente verificata con un sistema di radio-posizionamento (tipo satellitare), verrà tenuto in posizione per mezzo di 8÷10 ancore, sulle quali attraverso un sistema di controllo centralizzato degli argani avanzerà gradualmente in relazione alle lunghezze di condotta varate di volta in volta.

Man mano che proseguirà la posa, le ancore saranno salpate e spostate in un'altra posizione a mezzo di rimorchiatori adibiti a questo scopo (1 o 2 rimorchiatori).

La zona occupata dal sistema di ancoraggio (campo ancore) sarà segnalata a mezzo di boe poste in corrispondenza di ogni ancora.

Tenuto conto degli spazi necessari per la manovra dei rimorchiatori, l'area occupata dal campo ancore si estenderà per una lunghezza di circa 3 km nel senso di varo e di circa 2 km in senso trasversale.

Dette zone, maggiorate della distanza di sicurezza, rappresentano l'area da interdire alla navigazione durante i lavori di posa.

L'area di cui sopra si muoverà lungo il tracciato della condotta con una traslazione media di circa 1000 ÷ 1500 m/giorno.

In prossimità dell'approdo finale (SSM-9 e FPSO) la condotta sarà abbandonata sul fondo marino ad una distanza prestabilita.

La testa di abbandono sarà resa solidale alla condotta per mezzo di accoppiamento flangiato. Dopo aver installato le risalite verticali (risers), tramite sommozzatori si eseguiranno misure accurate della posizione della testa di abbandono/inizio varo rispetto ai riser già installate sulle strutture.

In base a dette misurazioni, si prefabbricheranno due spezzoni di linea, avente caratteristiche analoghe alla condotta già installata, da interporre fra linea e i risers per il collegamento finale tramite accoppiamenti flangiati.

2.7.3.2 Interro della condotta (eventuale)

Le condotte sottomarine, se necessario o se richiesto, saranno sottoposte ad interro.

L'interro (post-trenching) rappresenta una delle tecniche più comuni per proteggere la condotta ed allo stesso tempo lasciare il fondo marino libero da ostacoli.

Esso consiste nella realizzazione, dopo la posa della linea, di una trincea di profondità adeguata in cui viene calata la condotta.

Questa operazione viene eseguita tramite un veicolo subacqueo, posto a cavallo della condotta, controllato dalla superficie da un mezzo navale di supporto che, tramite un cavo ombelicale, fornisce potenza ed i segnali necessari.

Il mezzo d'interro si muove direttamente sulla tubazione.

In figura 2.7.3.2.a è mostrato un mezzo tipico utilizzato nell'operazione: la dimensione della macchina per interro è di circa 6 m di lunghezza, mentre il peso in aria è dell'ordine di 20 tonnellate; il peso in acqua dell'apparecchiatura viene regolato, in funzione delle caratteristiche geotecniche del terreno, per mezzo di cassoni opportunamente riempiti di aria o acqua, in modo da regolarne la spinta di galleggiamento.

Nessun additivo o prodotto chimico viene impiegato durante le operazioni di interrimento.

La trincea viene scavata o per mezzo di attrezzi di taglio meccanico (ruote dentate) o altri meccanismi che disgregano il terreno sottostante la tubazione o per mezzo di un sistema pneumatico. Il materiale disgregato viene asportato da un sistema di aspirazione e depositato ai lati della trincea.

All'avanzare della macchina di scavo la tubazione, posta alle spalle della macchina, si adagia sul fondo della trincea stessa.

In figura 2.7.3.2.a, è mostrata anche una sezione trasversale tipica di trincea eseguita con operazione di post-interrimento.

La velocità di avanzamento durante la realizzazione della trincea dipende dalla natura del terreno può variare da una decina ad alcune centinaia di metri l'ora.

Per quanto riguarda la nave appoggio all'operazione di interro, si tratta di un mezzo tipo pontone dotato di un opportuno sistema di radioposizionamento, eventualmente assistito da altri mezzi.

L'interrimento di una condotta è un'operazione che incide significativamente sui costi di realizzazione, ma contribuisce ad aumentare i margini di sicurezza contro il rischio di eventuali arature di ancore o attrezzature per la pesca a strascico.

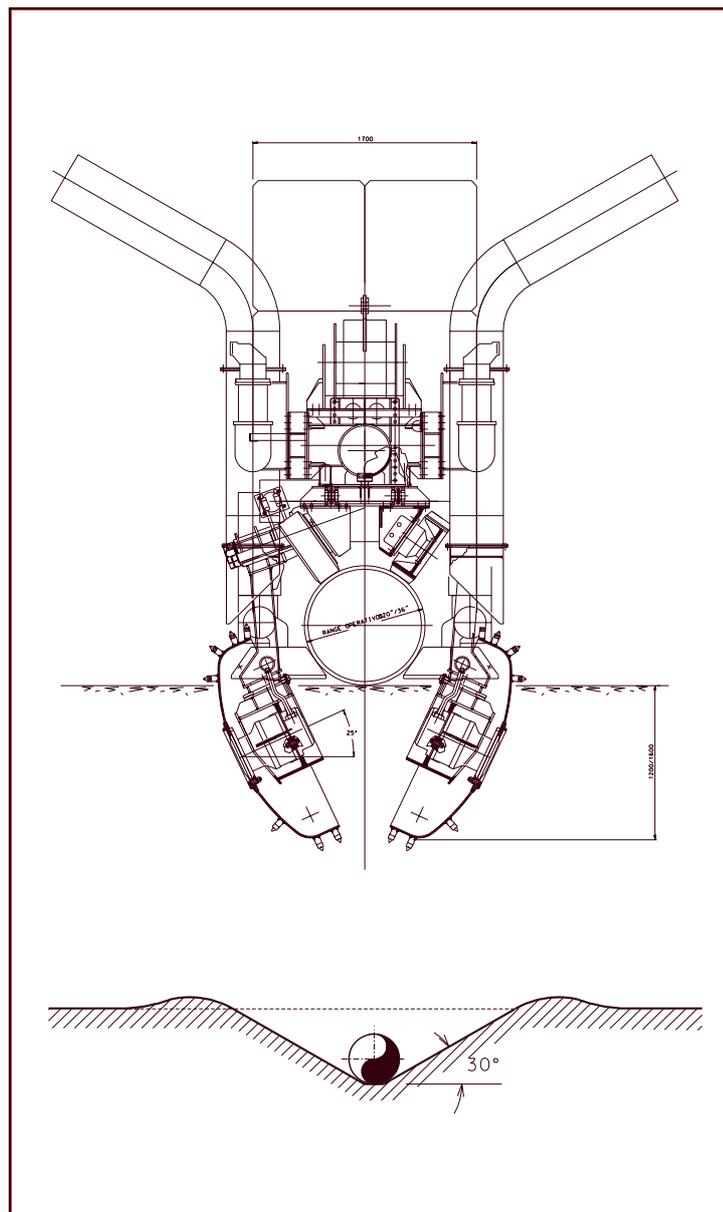


Figura 2.7.3.2.a - Esempio di mezzo per interro e sezione tipica.

Possibili mezzi di interro delle condotte

Di seguito sono fornite alcune descrizioni dei principali metodi di post trenching e dei rispettivi mezzi da impiegare qualora si rendesse necessario l'interro. Per individuare in dettaglio la metodologia di interro adeguata sarà necessaria un'analisi del tipo di terreno, del Top of Pipe (TOP) richiesto, delle caratteristiche dei tubi e delle condizioni meteo-oceanografiche. Per garantire l'integrità del tubo, ulteriori approfondimenti dovranno essere sviluppati durante la fase di scavo, in particolare nelle procedure di scavo e nelle modalità d'impiego del tipo di macchine utilizzate.

1. Macchina di scavo con water jetting

Una macchina di scavo di post trenching provvista di water jetting è un sistema utilizzabile unicamente ove il terreno sia sufficientemente "soffice" per essere tagliato dai getti d'acqua ad alta

pressione: con argilla limosa e limi sabbiosi con $Cu_{max} = 25$ KPa. Normalmente, tali macchine di scavo sono provviste o di un sistema di acqua a bassa pressione o di pompe di aspirazione per svuotare la trincea dal materiale scavato e permettere al tubo di adagiarsi a fondo trincea.

Grazie alle sue dimensioni, al suo peso contenuto (meno di 20 tonnellate) e al fatto che la trazione sia sviluppata dai cingoli, l'impiego di una tale attrezzatura di scavo non richiede mezzi navali provvisti di particolari dotazioni.

La larghezza della trincea ottenuta dallo scavo è pari a circa 2-3 m. Il numero di passate per raggiungere il Top of Pipe (TOP) richiesto dipende dal modello di macchina di scavo utilizzato: può variare indicativamente da 2 a 4 passate.

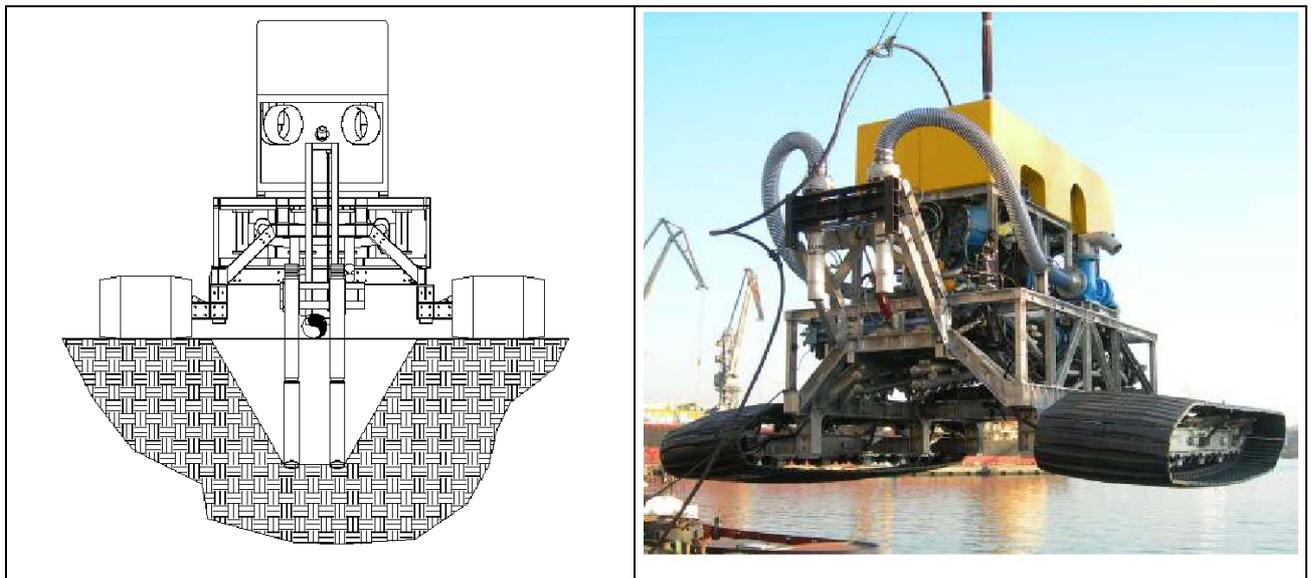


Figura 2.7.3.2.b – Schema di scavo e foto di una macchina di scavo con water jetting

2. Macchina di scavo con sistemi di taglio meccanico

Una macchina di scavo di post trenching provvista di sistemi di taglio meccanici è un sistema utilizzabile sia su terreni soffici sia su terreni consistenti (lenti di sabbia, argille consistenti e rocce). Normalmente, tali macchine di scavo sono provviste anche di pompe per svuotare la trincea dal materiale scavato e permettere al tubo di adagiarsi a fondo trincea.

Grazie alle sue dimensioni, al suo peso contenuto (meno di 40 tonnellate), l'impiego di tale attrezzatura di scavo non richiede mezzi navali provvisti di particolari dotazioni.

La larghezza della trincea ottenuta dallo scavo è pari a circa 6m. Il numero di passate per raggiungere il TOP richiesto dipende dal modello di macchina di scavo utilizzato: può variare indicativamente da 2 a 4 passate.

Ove il diametro del tubo lo consente, tali macchine sono clampate e locomosse con un particolare sistema di ruote sul tubo stesso. Nel caso di condotte di piccole dimensioni, come il 6" ed il 12" del progetto in essere, tali tubi potrebbero essere inadeguati a garantire il clampaggio delle macchine (per problemi di dimensioni/ingombri) o inadeguati a sostenere il peso della macchina, le forze di scavo o le clampate.

Alternativamente, esistono macchine di scavo con sistemi di taglio meccanici che sono locomosse da cingoli. Ciò evita di scaricare le forze di scavo ed il peso della macchina sul tubo. La trafficabilità dei cingoli deve essere attentamente valutata in funzione del tipo di terreno in superficie.



Figura 2.7.3.2.c –Foto di una macchina di scavo con sistemi di taglio meccanico

3. Aratro

Per completezza della trattazione viene descritto anche "l'aratro" che non risulta però essere un mezzo adeguato al sito di posa delle condotte in questione.

Un aratro trainato da un dedicato mezzo navale consente di realizzare il post trenching con una produttività giornaliera maggiore rispetto ad una macchina di scavo con water jetting o con sistemi di taglio meccanici. L'utilizzo dell'aratro è limitato dalla profondità d'acqua minima (pari a circa 11 m) necessaria per garantire il pescaggio del mezzo navale. L'aratro è utilizzabile con argille limose e limi argillosi "soffici". L'eventuale presenza di affioramenti rocciosi o la presenza di terreno più consistente andrebbe attentamente valutato in quanto non consentirebbero l'utilizzo dell'aratro.

Il peso elevato dell'aratro (intorno alle 200 tonnellate) ed il tiro richiesto (max 350 tonnellate) comporta l'utilizzo di un mezzo navale idoneo all'applicazione.

La larghezza della trincea ottenibile con l'aratro è pari a 8 m (se si considerano i cumuli di materiale spostato dall'aratro e posizionati a lato della trincea la larghezza complessiva risulta essere pari a 20 m)

Il numero di passate richieste per ottenere il richiesto TOP dipende dal tipo di aratro utilizzato. Normalmente si tratta di 1 o 2 passate (3 passate se s'include la passata per ottenere il back-filling)

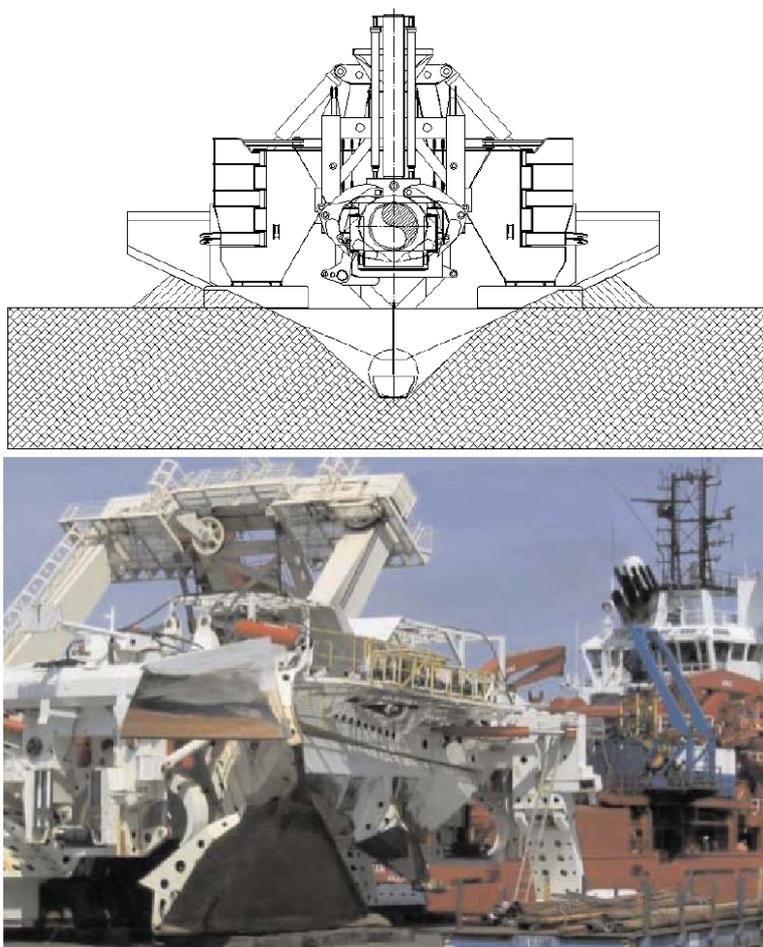


Figura 2.7.3.2.d – Schema di scavo e foto di una macchina ad aratro

Back-filling

L'utilizzo di una macchina di scavo con water jetting è una tipologia di scavo nella quale i tubi vengono usualmente ricoperti per natural back-filling dovuto all'azione delle correnti marine.

L'utilizzo di una macchina di scavo con sistemi di taglio meccanici non permette di effettuare un back-filling della trincea utilizzando il materiale scavato. Il backfilling naturale, ossia il fatto che il materiale scavato dalla macchina venga riportato sopra il tubo per effetto delle correnti, va attentamente valutato per capire l'effettiva necessità di riportare eventuale altro materiale.

Nel caso in cui l'operazione di post trenching sia effettuata con un aratro, il backfilling con il materiale scavato nella trincea può essere realizzato con un aratro di back-filling (che a volte è il medesimo aratro di scavo provvisto di lame aggiuntive per effettuare il back-filling).

Controllo delle macchine di post trenching

Le macchine di scavo sono gestite direttamente dal mezzo navale di supporto che provvede al varo/recupero della macchina durante le operazioni.

Ogni macchina di scavo è un sistema composto dalla macchina stessa, dal sistema di potenza e da una sua sala controllo dedicata (questi ultimi due posti sul ponte della nave).

La macchina di scavo che lavora sott'acqua è connessa con il mezzo navale tramite un ombelicale elettro-idraulico (la potenza è apportata alla macchina tramite un ombelicale idraulico ed il controllo tramite un ombelicale di trasmissione dati) o elettrico (la potenza è apportata alla macchina tramite un ombelicale elettrico ed il controllo sempre tramite un ombelicale di trasmissione dati).

Dalla sala controllo dedicata sono monitorati tutti i parametri di scavo e sono gestite tutte le attuazioni della macchina stessa.

2.7.4 Tempi di Realizzazione

Con riferimento alle fasi descritte di installazione delle condotte sottomarine, di seguito si fornisce una stima dei tempi previsti per l'esecuzione delle principali fasi costruttive.

- Installazione delle risalite verticali (risers) sulla piattaforma OMB-A ed installazione delle attrezzature necessarie ad iniziare la posa della condotta:
7 giorni
- Installazione della risalita verticale (riser) sulla piattaforma SSM-9:
3 giorni
- Installazione della risalita verticale (riser) in corrispondenza della boa di ancoraggio del FPSO:
7 giorni
- varo della condotta da OMB-A (varo convenzionale), mediante il mezzo posa tubi, fino al punto di abbandono (target area) in prossimità della piattaforma SSM-9:
12 giorni
- varo delle condotte da OMB-A (varo convenzionale), mediante il mezzo posa tubi, fino al punto di abbandono (target area) in prossimità della boa di ancoraggio:
15 giorni
- esecuzione dei collegamenti sul fondo marino fra linee e tratti verticali (riser):
6 giorni
- eventuale affossamento della linea (interro/post-trenching) lungo l'intero tratto in mare tra OMB-A e SSM-9 (eventuale):
30 giorni
- eventuale affossamento di ciascuna linea (interro/post-trenching) lungo l'intero tratto in mare tra OMB-A e la boa di ancoraggio (eventuale):
20 giorni
- pulizia, calibratura e collaudo finale delle condotte:
7 giorni

Sarà cura del proponente il progetto (Medoilgas Italia S.p.A.) ottimizzare la sequenza delle operazioni in mare.

2.8 DECOMMISSIONING

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

Relativamente al serbatoio galleggiante (FPSO) si precisa che al termine delle attività produttive, verrà disormeggiato dalla boa ed allontanato dal campo per essere eventualmente riutilizzato o modificato prima di essere destinato ad altro sito. Di seguito verranno pertanto descritte le attività necessarie per il decommissioning delle principali strutture fisse, e cioè la piattaforma, il tripode e le condotte sottomarine.

Le tecniche descritte si riferiscono alle tecnologie ad oggi disponibili anche se non è escluso che al momento effettivo della rimozione delle strutture del campo (non meno di 24 anni, che rappresenta la vita produttiva prevista del campo) lo stato dell'arte e le tecnologie, soprattutto per quanto riguarda alcune attrezzature speciali subacquee, potranno essere ulteriormente evoluti. I principi fondamentali ed i criteri generali indicati nel seguito resteranno comunque invariati.

Alla fine della vita produttiva del giacimento, si procederà alle seguenti operazioni:

- completa chiusura di tutti i pozzi collegati al processo produttivo;
- pulizia delle condotte e rimozione potenziali fonti inquinanti
- taglio e rimozione delle strutture
- decommissioning condotte

La **chiusura mineraria di un pozzo** viene realizzata tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento dei livelli produttivi, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del pozzo. Scopo di quest'attività è evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato e garantire l'isolamento dei diversi strati. La chiusura mineraria (Figura 2.7.a) è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza e include la realizzazione di:

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

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

Nel caso in cui per ragioni tecniche non sia possibile cementare le colonne fino a fondo mare, la chiusura mineraria deve prevedere il taglio ed il recupero di almeno una parte delle colonne non cementate.

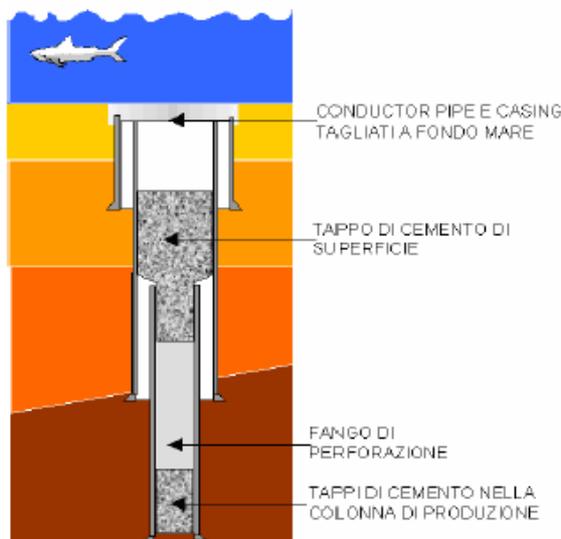


Figura 2.8.a – Esempio di profilo di chiusura mineraria

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

Innanzitutto viene eseguita la **pulizia delle condotte** usando il metodo “progressive pigging”; questo processo prevede il flussaggio di una serie di “pig” di schiuma polietilenica attraverso le condotte, con agenti chimici e acqua di flussaggio per rimuovere i residui di idrocarburi.

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

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

Un’ulteriore attività preliminare è quella di **asportare** con mezzi navali idonei al trasporto, **i liquidi eventualmente ancora stoccati a bordo**, prodotti di processo oppure necessari al processo stesso, che potenzialmente potrebbero essere inquinanti (glicole, gasolio, prodotti della separazione, drenaggi di piattaforma). Questi verranno smaltiti a terra secondo le normali procedure.

Una volta eliminati i liquidi resteranno a potenziale rischio di inquinamento i relativi **serbatoi e le tubazioni**. La procedura prevede di isolare le diverse unità di impianto mediante sigillatura delle estremità delle tubazioni mediante diverse tecniche che variano dalla ciecatura delle linee per mezzo di tappi meccanici all’iniezione di schiume per creare tappi all’interno delle tubazioni stesse. Al termine di queste attività preliminari si procede con le operazioni vere e proprie di taglio e rimozione della piattaforma.

Per "completa rimozione della piattaforma" si intende il taglio e l'asportazione totale di tutte le strutture esistenti fuori e dentro l'acqua, fino alla profondità di un metro sotto il fondale marino.

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

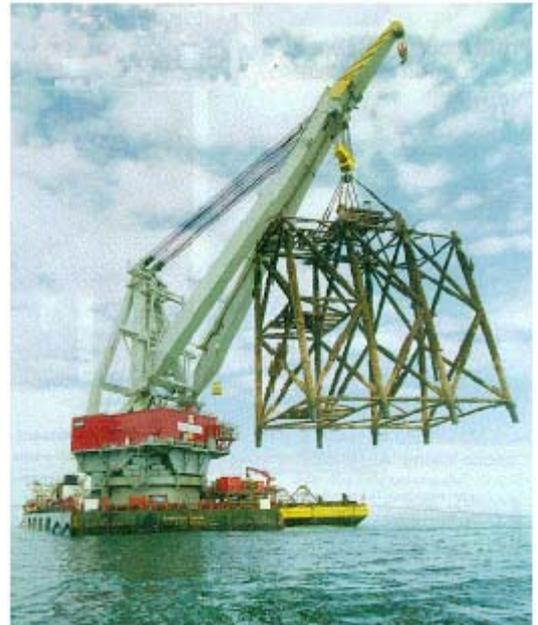
I mezzi navali che si impiegano per le operazioni di **taglio e rimozione** sono solitamente dello stesso genere di quelli usati per le operazioni di installazione, ossia pontoni dotati di gru di notevole capacità (fino a 1000 tonnellate). Possono tuttavia essere impiegati anche mezzi di capacità inferiore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

Dal punto di vista macroscopico le operazioni di rimozione della piattaforma si dividono in due fasi principali (Figura 2.8.b):

- rimozione del Deck;
- rimozione del Jacket.



Figura 2.8.c – Sollevamento di un deck e di un jacket



La **rimozione del deck** può essere eseguita con un'operazione simile a quella eseguita per il montaggio a mare, cioè disconnettendo il deck dalla struttura a livello della base delle colonne e procedendo al sollevamento completo della struttura.

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

La **rimozione del jacket** viene eseguita per ottenere la completa pulizia del fondale marino fino alla profondità di un metro nel terreno.

Come per la rimozione del deck, vengono eseguiti prima dei tagli preliminari con messa in sicurezza mediante clampe bullonate e successivamente sollevate le strutture con una gru. Le modalità operative sono invece differenti sia per l'ambiente in cui si deve operare sia per le attrezzature impiegate. Il taglio deve essere eseguito in immersione; l'attrezzatura impiegata per eseguire i tagli, benché le tecnologie attuali offrano svariate possibilità (taglio del palo dal suo

stesso interno mediante fresatrice calata, taglio con idrogetto ad altissima pressione ecc.), la tecnica attualmente più impiegata è quella del taglio con cavo diamantato (Figura 2.8.d).

La macchina è composta da due parti collegate fra di loro, una delle quali può muoversi ruotando sull'altra. Il corpo inferiore della macchina viene fissato sul tubo da tagliare mentre la parte superiore è costituita da una serie di pulegge che sostengono un cavo flessibile diamantato che lavora come una cinghia di trasmissione. La potenza per mettere in rotazione le pulegge è fornita da un motore posto sul mezzo navale di appoggio. Un ombelicale collega la macchina da taglio al suddetto e trasporta il fluido in pressione evitando ogni potenziale spargimento del fluido in mare. Il tubo viene quindi tagliato dal progressivo movimento del cavo diamantato.

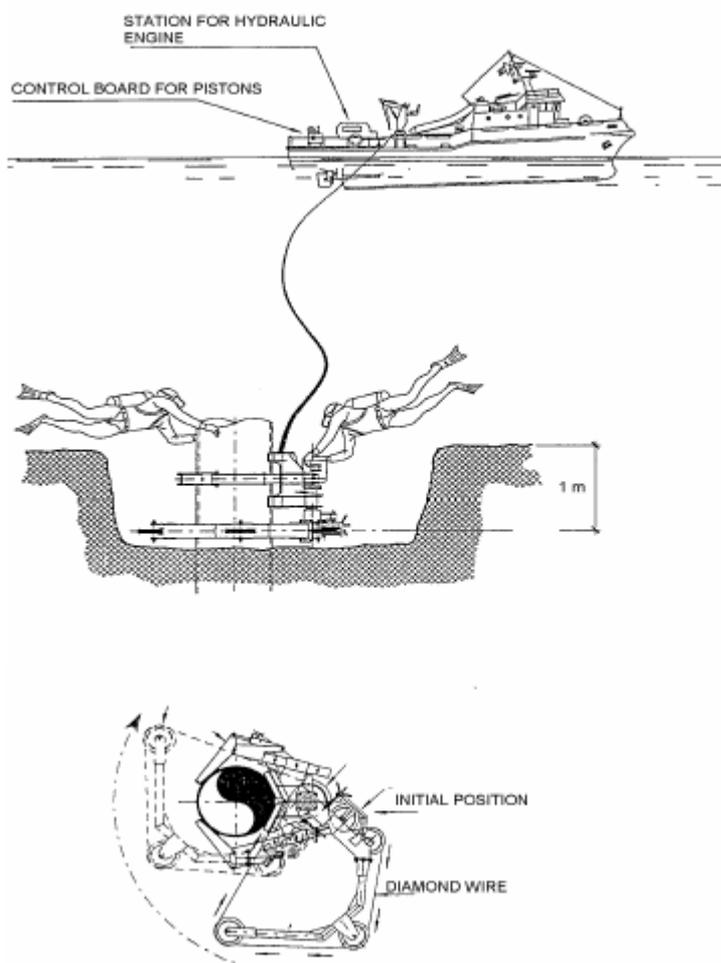


Figura 2.8.d – Taglio con macchina a cavo diamantato

L' intervento del pontone con gru e della bettolina è richiesto solo al momento dell'operazione di sollevamento.

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

Una volta trasportati fino alla banchina i pezzi di piattaforma rimossi saranno scaricati a terra e demoliti fino a ridurre i materiali alle dimensioni di rottami. Tutti i materiali ferrosi puliti verranno trasportati alle fonderie, mentre quelli potenzialmente inquinati verranno affidati ad imprese idonee a trattare i rifiuti speciali.

I materiali non ferrosi (ad esempio cemento, pareti coibentate con lana di roccia, vetri, legno ecc.) verranno smaltiti in idonei impianti autorizzati.

Le **condotte sottomarine**, al termine del processo di bonifica, vengono **disconnesse** per consentire la rimozione della piattaforma: i sommozzatori tagliano la condotta attraverso un fiamma ossidrica e installano un tappo sul capo della condotta.

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

2.9 ANALISI DEI RISCHI E PIANO DI EMERGENZA

L'assetto finale degli impianti e le modalità tecniche ed operative di progettazione, realizzazione e gestione degli stessi saranno determinati in modo da rendere minimi i rischi ambientali dovuti alla perforazione di pozzi di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, all'installazione ed all'esercizio di una nuova piattaforma e di un FPSO per l'estrazione di tali idrocarburi e delle relative condotte sottomarine.

Non è possibile a questo stadio di definizione del progetto effettuare un'analisi di dettaglio dei rischi e un conseguente specifico e dettagliato Piano di Emergenza. L'analisi di rischio sarà eseguita durante la progettazione, per individuare e quantificare tutte le possibili fonti di rischio e permettere la progettazione di eventuali modifiche o interventi migliorativi atti a ridurre tale rischio. A valle della definizione operativa del progetto ed ovviamente prima della messa in esercizio delle infrastrutture, sarà compiutamente formulato un Piano di Emergenza specifico per gestire i rischi residui e gli eventuali eventi incidentali.

Si sottolinea tuttavia in questa sede che Medoiligas Italia SpA fa parte dell'Associazione Mineraria Italiana (Assomineraria) all'interno della quale è stato istituito un "Gruppo Emergenze Rilevanti", del quale fanno parte tutte le più importanti società del settore (ENI, Edison, Total, ecc) che ha formulato un PIANO COMUNE DI EMERGENZA ed è in grado di gestire, su richiesta, le emergenze gravi legate alla condotta delle attività di perforazione e coltivazione degli idrocarburi.

A scopo indicativo, si riporta l'elenco delle Emergenze Rilevanti oggetto del PIANO:

- A - Blow Out
- B - Inquinamento
 - B1 a mare
 - B2 a terra
- C - Esplosione - Incendio
- D - Emergenze Specifiche
 - D1 Evacuazione sanitaria
 - D2 Mezzi aerei
 - D3 Mezzi navali
 - D4 Radioattività
 - D5 Operatori subacquei
 - D6 Idrogeno solforato
 - D7 Collisioni
 - D8 Altre (es. calamità naturali, etc)
- E - Eventuali combinazioni di eventi di cui ai punti A, B, C, D.

Le modalità operative di gestione di tali emergenze ed i relativi ruoli sono pertanto comunemente definite ed adottate in tutte le attività di Medoiligas Italia SpA e saranno pertanto definite ed adottate anche per lo Sviluppo del Campo Ombrina Mare.