

Cosa è presumibilmente successo

Scritto da **Anacho** (Esperto petrolifero)

Giugno 2010

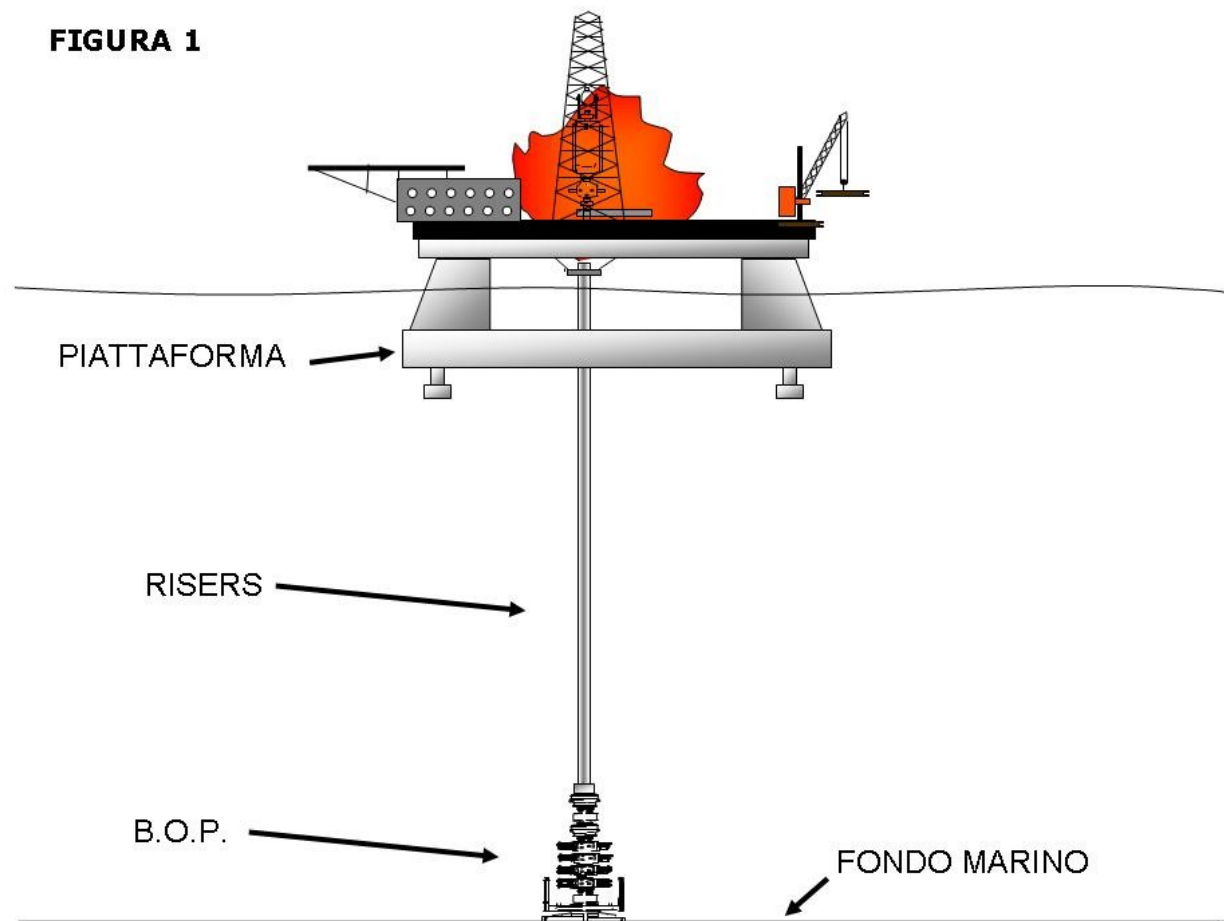
<http://www.aspoitalia.it>

L'incidente in cui è andata distrutta la piattaforma Deepwater Horizon rischia di diventare il più grave disastro ambientale della storia, quando ho appreso la notizia mi sono sentito gelare, l'incubo di ogni perforatore si era avverato, un passaggio diretto era stato aperto tra il fondo marino e un giacimento, il primo incidente in deepwater e forse il più grande disastro ambientale della storia.

Con questo articolo cercherò di fare il punto della situazione e decifrare quanto è successo.

La piattaforma Deepwater Horizon, di proprietà Transocean, era un mezzo semisommersibile capace di operare in acque profonde sino a 3.000 metri con un sistema di posizionamento dinamico, ovvero eliche che possono ruotare e contrastare la spinta di vento e correnti, in grado di mantenere la piattaforma ferma nello stesso punto senza bisogno di ancore e ormeggi.

Durante le operazioni di perforazione la piattaforma è collegata al fondo da una serie di tubi d'acciaio chiamati riser, sul fondo si trova il BOP stack, un insieme di valvole che permettono la chiusura del pozzo in emergenza (**figura 1**).



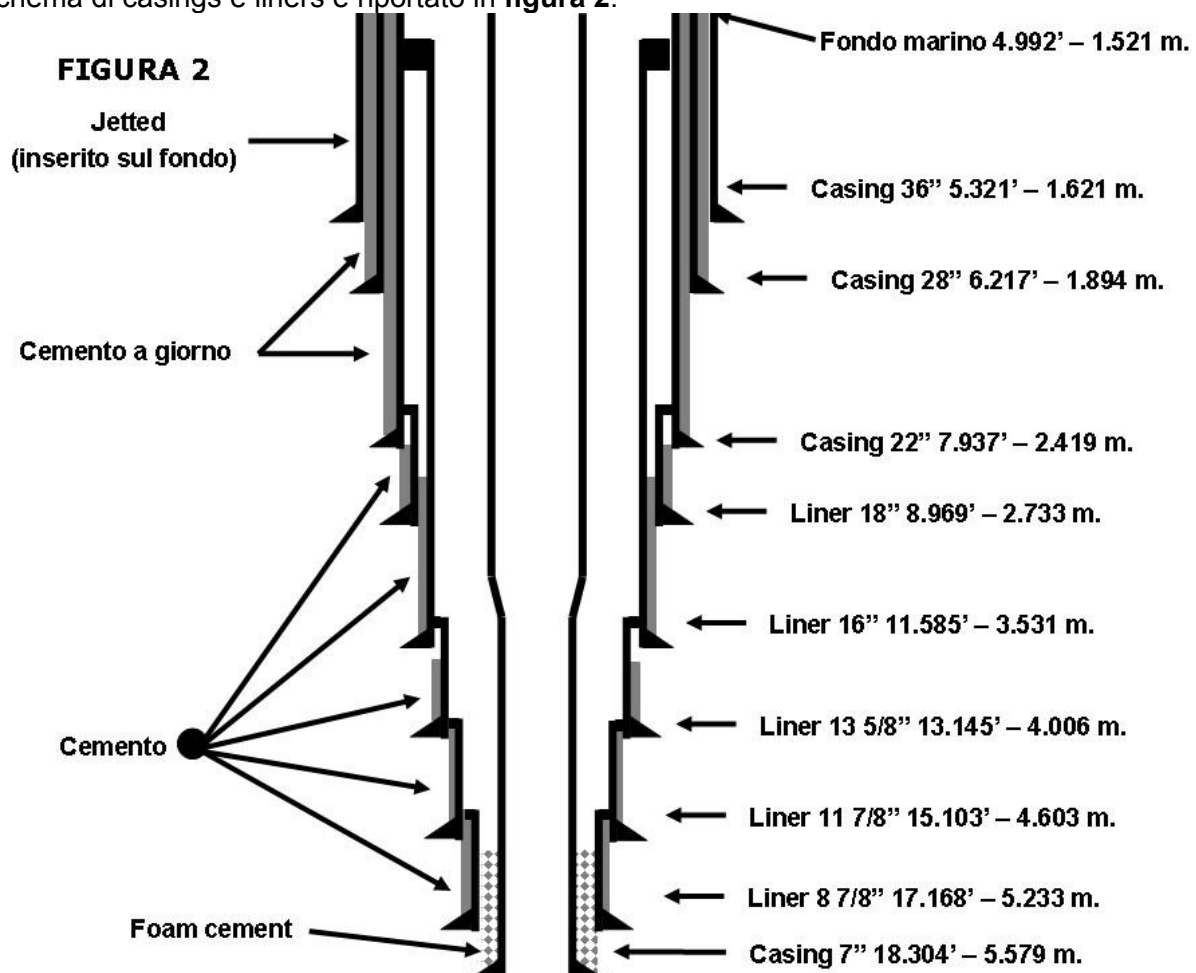
Il giorno 20 aprile 2010, alle ore 22,00 locali, una terribile esplosione ha devastato il mezzo, provocando la morte di 11 persone, il ferimento di altre 17 e la perdita dell'unità, affondata il 22 aprile.

Al momento dell'incidente si era terminata la perforazione (operata dapprima dall'impianto Transocean Marianas) e poi dalla Deepwater Horizon) di un pozzo appraisal verticale, profondo 18.360 piedi (5.596 metri), perforato in 1.521 metri d'acqua, e si stavano completando le operazioni di abbandono temporaneo.

I pozzi appraisal sono pozzi che vengono eseguiti subito dopo che il primo pozzo (detto esplorativo, o wildcat), ha individuato un giacimento e servono a determinarne le potenzialità produttive, nel caso specifico si trattava del primo appraisal, quindi il secondo pozzo perforato nel giacimento.

Le prove di produzione, durate una settimana ed eseguite nel foro da 8 1/2", avevano dato come risultato una produzione di circa 8.000 barili di petrolio e condensati al giorno.

Successivamente si era disceso un casing da 7" / 9 7/8" a fondo pozzo, il casing è una colonna di tubi di ferro che si scende in pozzo e viene cementata all'esterno per isolare le formazioni, se il casing non arriva sino alla superficie ma si ancora a un casing precedente viene chiamato liner, lo schema di casings e liners è riportato in figura 2.



Casing e liner sono chiusi sul fondo da una valvola di contro (shoe) che serve a impedire il ritorno del cemento (slurry) dentro il casing stesso, per sicurezza un'altra valvola (collare) del genere viene posta a 12 o 24 metri sopra la scarpa.

Il casing era stato cementato il 20 aprile alle 00,35, poco dopo mezzanotte, pompando una miscela di cemento e azoto (cement foam) per evitare che il cemento si perdesse in formazione e spazzandolo con fango; 51 barili (8.100 litri circa) di slurry sono stati pompati, questo permetteva una copertura di cemento di circa 1.000', il che significa che il cemento è risalito per 300 metri, sino a 5.270 metri.

Successivamente il casing è stato installato nella testa pozzo, posta sul fondo marino, e le guarnizioni di tenuta (seal assembly) sono state testate, a oggi il risultato di questo test non è stato rivelato.

Una colonna di aste è stata inserita in pozzo e a 8.000' (2.438 metri) è stata eseguita una prova di tenuta, non sono noti i particolari di esecuzione, ma il test è stato ripetuto, e questo significa che la prima prova non ha dato esito positivo.

Alle 20,00 del 20 aprile è stata presa la decisione di sostituire il fango a densità 1.700 grammi/litro con acqua di mare, per poi scollegare i Blow Out Preventer e abbandonare temporaneamente il pozzo.

La sostituzione (piazamento) con acqua di mare ha tolto pressione idrostatica per circa 170 atmosfere, e questo è stato probabilmente il fattore scatenante dell'incidente.

Alle 22,00 un violento getto d'acqua, seguito da gas, ha dato inizio all'eruzione, il gas ha preso fuoco quasi subito, e dopo pochi minuti la torre di perforazione (derrick) è crollata.

Per capire cosa significhi un blowout di gas bisogna fermarsi un attimo e capire come si espande un cuscinio di gas che risale in una colonna di fluido, la legge che regola questo fenomeno è di una semplicità assoluta: $P_1V_1=P_2V_2$, il volume moltiplicato per la pressione danno un risultato costante.

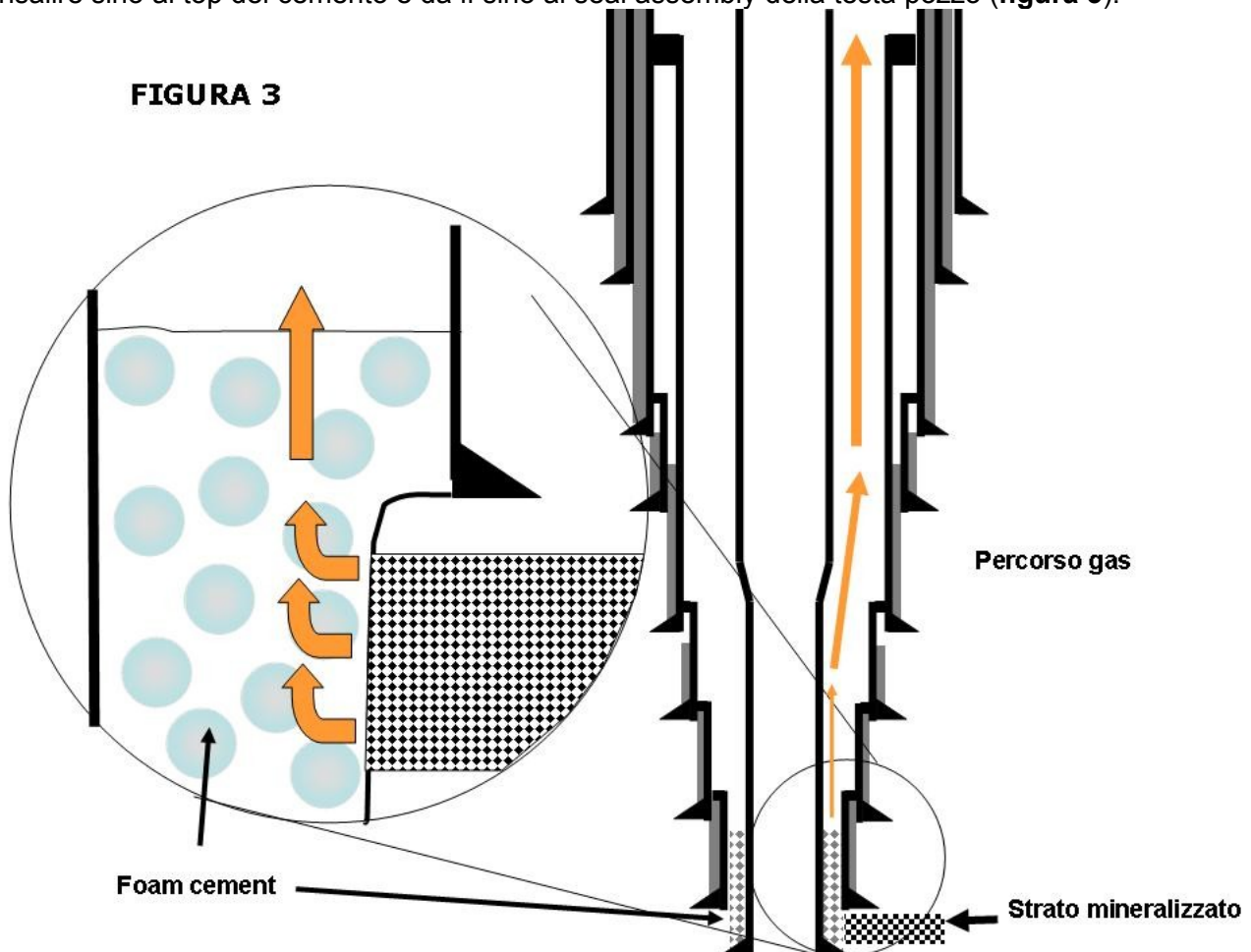
Questo significa che un cuscinio di gas di 1 metro cubo a 5.000 metri sarà sottoposto a una pressione di 500 atmosfere, se è immerso in acqua.

A 2.500 metri il suo volume sarà di 2 metri cubi e la pressione di 250 atmosfere, a 1.250 metri 4 metri cubi e 125 atmosfere, a 625 metri 8 metri cubi e 72,5 atmosfere... in pratica la storia della scacchiera e dei chicchi di grano, anche se i chicchi di grano non hanno l'abitudine di esplodere carbonizzandoti.

In realtà i fluidi del giacimento Macondo erano sottoposti a una pressione di quasi 950 atmosfere (densità fango 1,7 Kglitro * 5.579 metri di profondità / 10), a quella pressione il gas è condensato ma, risalendo e perdendo idrostatica raggiunge il punto di bolla, passando da liquido a gassoso e iniziando a espandersi.

La domanda è come abbia fatto il gas ad arrivare in superficie se il giacimento era stato sigillato, e a questo punto si entra nel campo delle supposizioni.

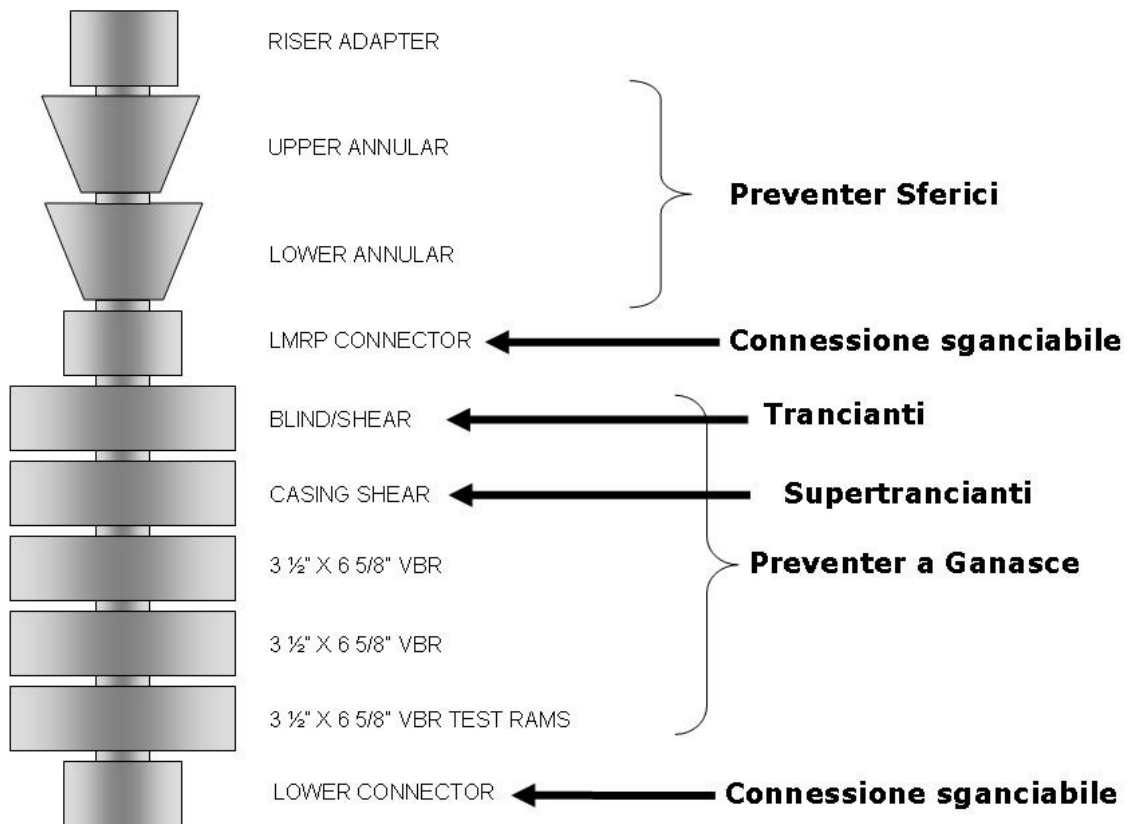
E' quasi certo che la cementazione del casing di produzione non sia riuscita, questo ha permesso ai fluidi di giacimento, uno strato di circa 100' (30 metri) il cui top si trova a 18.083' (5.511 metri), di risalire sino al top del cemento e da lì sino al seal assembly della testa pozzo (**figura 3**).



Il fluido accumulato alla testa pozzo aveva la pressione della formazione produttiva, 950 atmosfere, mentre la pressione a quella quota era di circa 260 atmosfere con il fango e di circa 160 con il riser pieno d'acqua, quindi un differenziale di quasi 800 atmosfere.

Si può presupporre che abbia ceduto il seal assembly o che il casing sia collassato, permettendo l'ingresso del fluido nel riser e la successiva eruzione (**figura 4**),

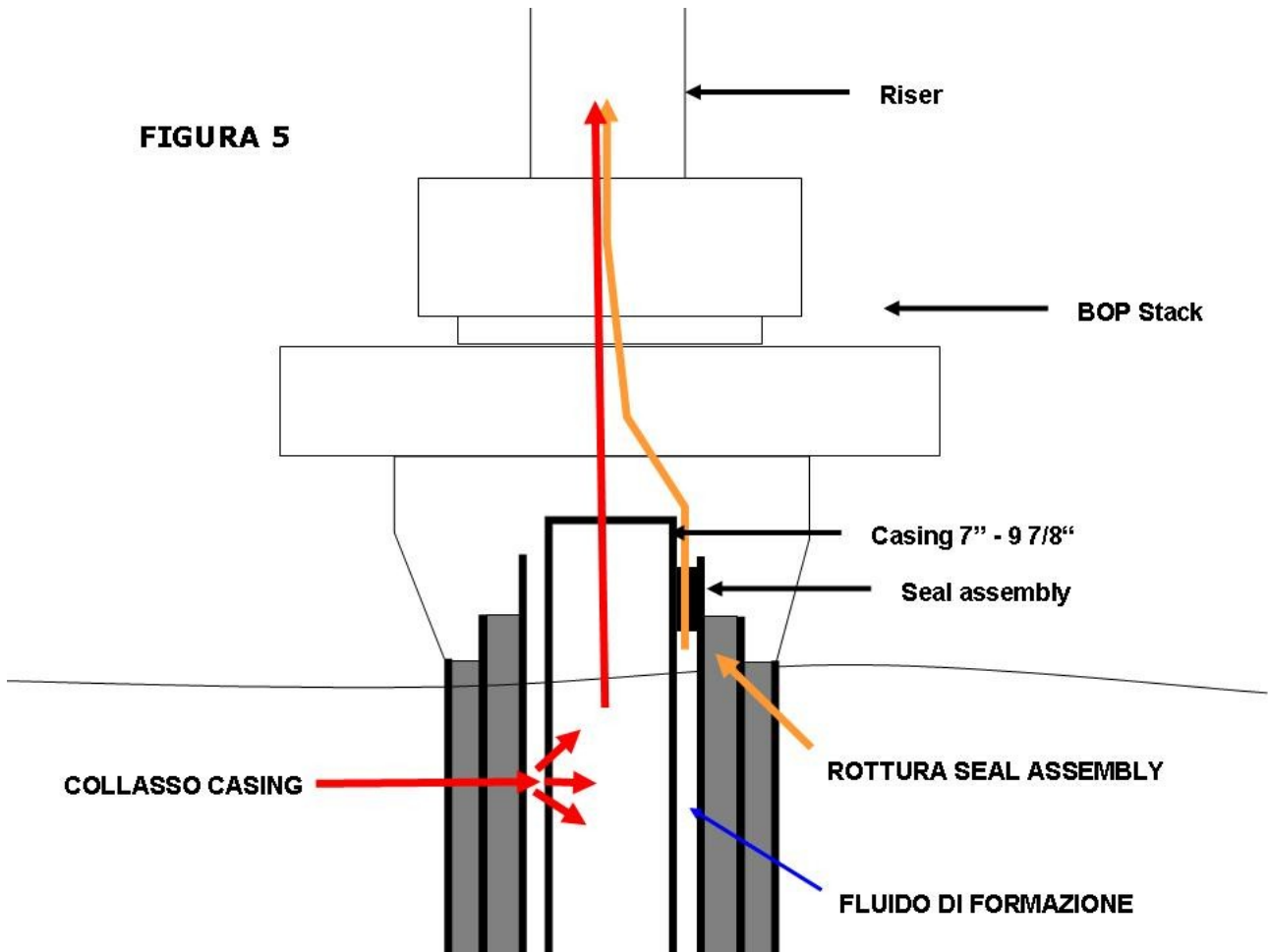
FIGURA 4



in una situazione del genere l'unico modo per fermare l'eruzione è chiudere le valvole di testo pozzo, i Blow Out Preventer.

I BOP del Deepwater Horizon erano stati fabbricati da Cameron, avevano una pressione massima di 15.000 PSI (1.050 atmosfere) ed erano composti da due preventer sferici e cinque ram preventer (**figura 5**).

FIGURA 5



I preventer sferici sono in grado di chiudere su tutti i diametri, quelli a ganasce erano armati con tre chiusure da 3 1/2", un paio di trancianti e un paio di supertrancianti.

Le ganasce trancianti sono in grado di tagliare le aste di perforazione e sigillano il pozzo, le supertrancianti tagliano praticamente qualsiasi cosa, compresi i casing, e non sono in grado di chiudere il pozzo.

Questo sistema può essere operato sia in remoto (dalla piattaforma) che localmente mediante un ROV (Remotely Operated Vehicles), inoltre esistevano due sistemi EDS (Emergency Disconnected), due pulsanti il primo dei quali chiudeva le trancianti e poi sganciava il LMRP connector, il secondo chiudeva in sequenza le supertrancianti e poi le trancianti, prima di disconnettersi.

Questo permette all'unità di interrompere il flusso di gas e mettersi in salvo, al momento del disastro in pozzo c'erano aste da 6 5/8", che avrebbero dovuto essere tranciate senza grossi problemi dalle supertrancianti ma, anche se a detta di BP i BOP sono stati azionati tre volte questo non è successo.

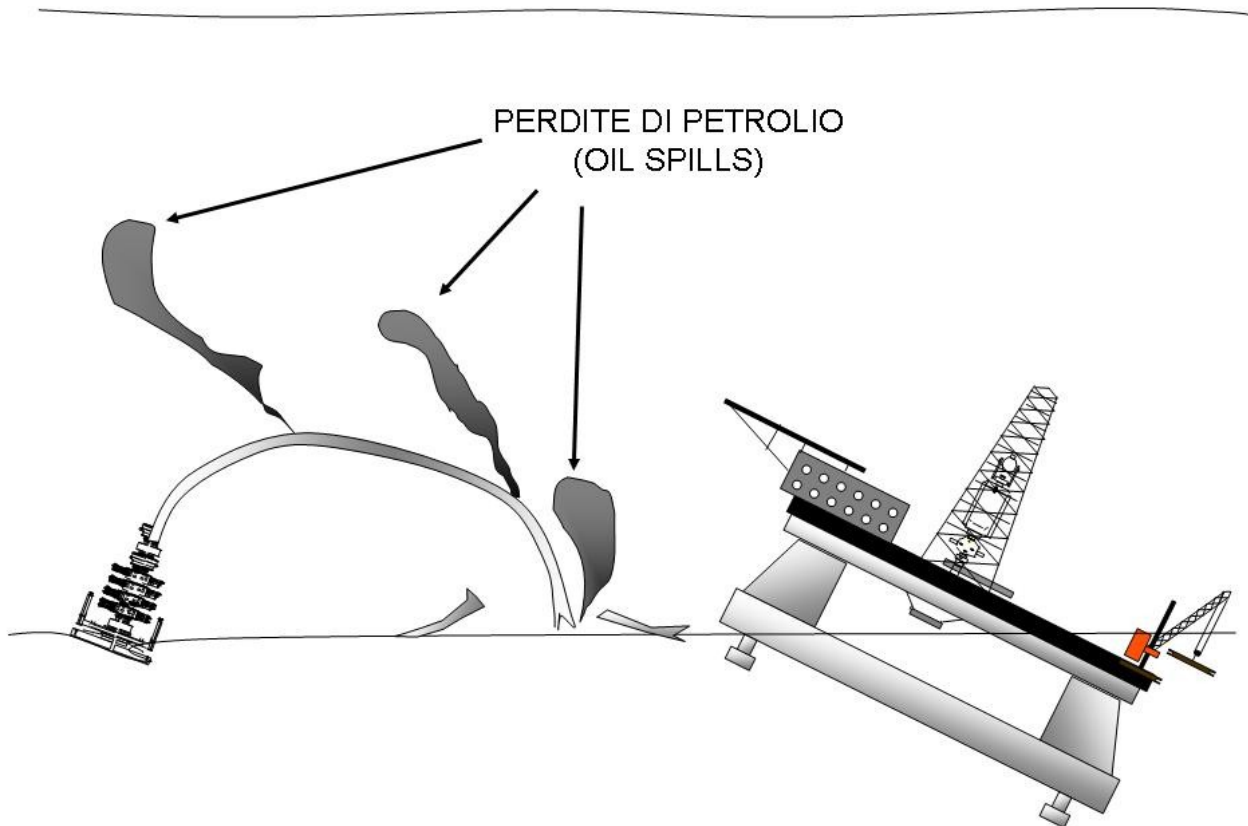
Perché i BOP non abbiano funzionato è difficile a dirsi, le linee di comando sono doppie, ma probabilmente l'esplosione le ha danneggiate e i comandi non hanno raggiunto i BOP, il successivo intervento con ROV non ha dato esito perché lo stack BOP è stato piegato quasi di 90 gradi quando la piattaforma ha perso il posizionamento dinamico e ha trascinato con sé i riser.

Altri due sistemi secondari avrebbero dovuto chiudere le trancianti in caso di perdita di comunicazione tra i BOP e la piattaforma, un dispositivo a Uomo Morto, che al momento del disastro non era attivato, va detto che i perforatori non amano questo tipo di apparati, in quanto una failure potrebbe avere gravi conseguenze.

Situazione attuale

Attualmente la situazione è la seguente: la Deepwater Horizon è affondata, a causa dell'indebolimento della struttura causato dall'incendio, il BOP stack è piegato e ancora collegato a parte dei risers, che formano una specie di arco alto circa 150 metri, altri giunti d'acciaio giacciono sul fondo, da tre punti fuoriesce il petrolio (**figura 6**).

FIGURA 6



Le prove di produzione hanno dato una portata di 8.000 barili di petrolio al giorno, pertanto questa è la massima quantità che può essere dispersa in mare ogni giorno, ma probabilmente la portata reale è minore, difficilissimo, ovviamente, misurare esattamente il flusso, il dato che viene fornito è di 5.000 barili al giorno (circa 800.000 litri).

Come petrolio in mare non siamo ancora ai livelli dei più gravi incidenti avvenuti in passato, tuttavia il fatto che non ci si trovi di fronte a una macchia unica, per quanto enorme, ma a una continua emissione di petrolio rende le operazioni di contenimento difficilissime, la macchia continua a espandersi per migliaia di chilometri quadrati di oceano, seguendo il gioco dei venti e delle correnti, e colpendo una vasta area costiera.

Cause

E' difficile capire esattamente cosa abbia causato il disastro, come in tutte le grandi tragedie un concorso di sfortuna, errori umani e failure ha provocato il disastro, solo alla fine delle varie inchieste avremo un quadro chiaro della situazione.

Quello che mi ha lasciato davvero perplesso è stato il casing design, un pozzo dove il giacimento ha un solo casing tra il giacimento e la testa pozzo non rientra nella cultura dei perforatori italiani: è vero che la regola aurea delle due barriere viene mantenuta, una era la cementazione, l'altra il casing, ma in un pozzo con una pressione di formazione tanto alta era meglio prevedere un liner reintegrato sino alla superficie.

Questo significa ancorare la colonna dei tubi a una certa profondità, e lì si trova una guarnizione in grado di fermare la risalita di fluidi, reintegrando il liner con una colonna detta di tie-back si ha la continuità dei tubi sino alla testa pozzo, inoltre anche il tie-back andrebbe cementato, in modo da

avere due strati di cemento in grado di fungere da barriera e fermare gli idrocarburi prima che la differenza di pressione tra l'interno dei tubi e l'esterno superi la resistenza dei tubi stessi. Dato che il pozzo è stato approvato dall'equivalente americano del Corpo delle Miniere, un ente rigido e severo, presumo che negli USA il profilo casing adottato da BP sia considerato normale e sicuro, adesso sappiamo che non è così.

Rimedi

E' ormai evidente che non si riesce a chiudere le valvole di testa pozzo mediante R.O.V., BP ha messo in atto alcuni tentativi per recuperare l'olio che si sta riversando in mare, la cupola sottomarina, il "Subsea Oil Recovery System", è stata un fallimento a causa del tappo di idrati che ha ostruito il condotto di aspirazione, mentre sembra che il tubo sceso per aspirare il petrolio abbia dato qualche risultato, peraltro molto parziale.

Un altro tentativo messo in atto è quello che BP chiama "Top kill", in pratica si tratta di connettersi alle linee laterali del BOP (choke e kill lines) dal Q4000, una semisommersibile in posizionamento dinamico, e "pompare" nel BOP una miscela di pezzi di pneumatici, palle da golf e tennis e camere d'aria in modo da tappare l'interno (**figura 7**).

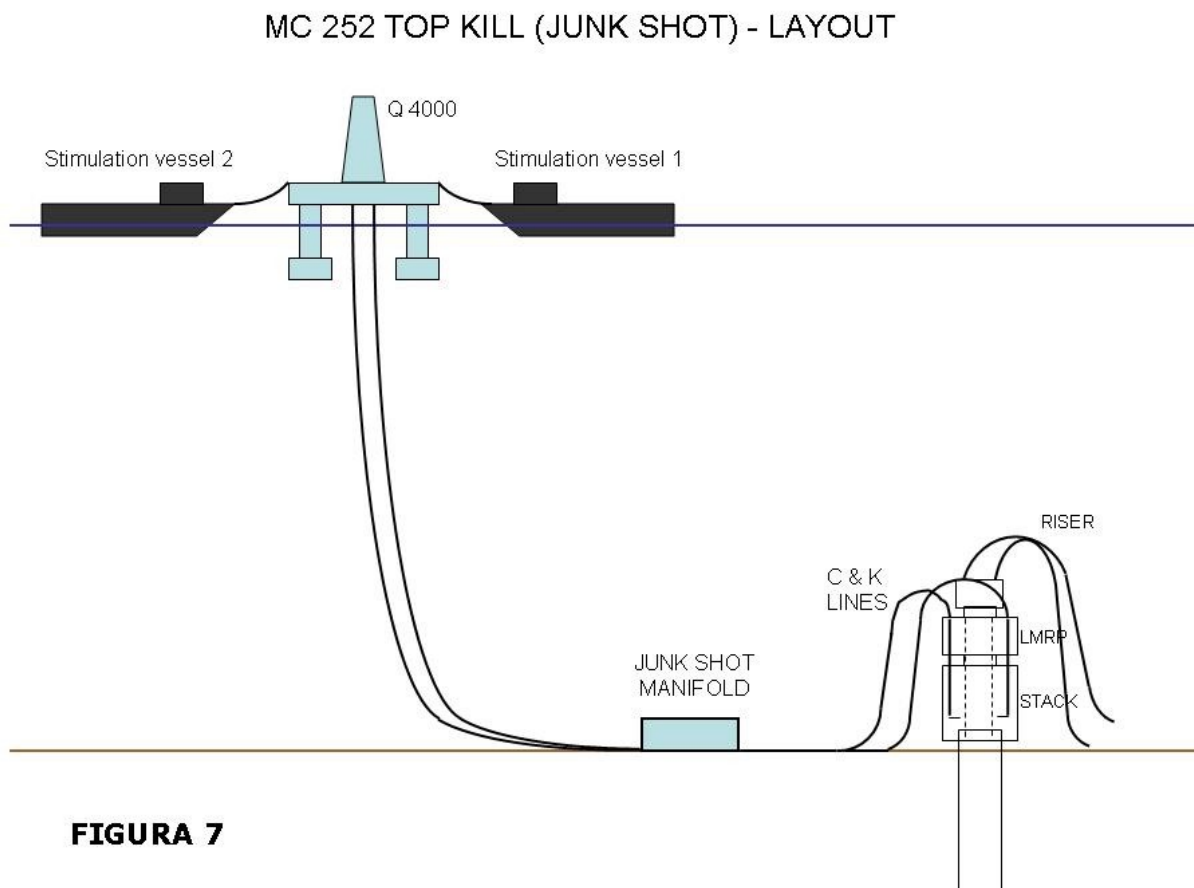


FIGURA 7

L'operazione è complessa e mai tentata prima, e non è riuscita perché una volta sistemato il tappo la pressione inizia a crescere sino a raggiungere quella di giacimento, e una spinta di 800 chilogrammi per centimetro quadrato è difficilmente contenibile.

A mio parere l'unica soluzione realizzabile in tempi ragionevoli è perforare un pozzo deviato (relief well) che intercetti il pozzo che sta erogando, BP lo sta già perforando, una volta raggiunto l'obiettivo si procederà a fermare il flusso dal giacimento pompando cemento sotto pressione (operazione chiamata "bullheading") e sigillando la formazione che sta erogando. Questa procedura potrebbe richiedere diverse settimane, considerando che BP ha iniziato le operazioni di perforazione del relief well, utilizzando la piattaforma semisommersibile "GSF

Development Driller III”, sempre di Transocean, ritengo che il “killaggio” del pozzo potrebbe avvenire non prima di venti/trenta giorni, sempre che le operazioni non subiscano ritardi, sempre possibili in casi del genere.

Per inciso anche BP sembra pensarla così, infatti sta perforando un secondo pozzo, giusto in caso le cose andassero storte con il primo.

Lesson learned

La Deepwater Horizon era una semisommergibile di quinta generazione, dotata di tutti i sistemi di sicurezza più moderni ed efficienti, capace di perforare un pozzo a più di 10.000 metri di profondità in alti fondali, con un equipaggio addestrato e preparato, certificata dal severo ABS (American Bureau of Ship).

Come dopo il disastro della Piper Alpha si stanno prendendo provvedimenti affinché questo tipo di disastro non abbia a ripetersi, tuttavia, operando in ambienti estremi come quello delle acque profonde gli incidenti sono sempre possibili, e le conseguenze possono essere molto gravi, come stiamo amaramente constatando nel Golfo del Messico.

Il Dipartimento degli Interni americano ha diramato, il 27 maggio, un documento dal titolo “INCREASED SAFETY MEASURES FOR ENERGY DEVELOPMENT ON THE OUTER CONTINENTAL SHELF”, che si sta diffondendo e che avrà ripercussioni su tutta l’industria petrolifera mondiale: probabilmente un incidente come questo non si ripeterà. Il che non assicura affatto che non ce ne saranno di altri tipi.