

BP 公司墨西哥灣鑽井平台爆炸沉沒事故

一、事故概況

(一)摘要

Macondo 井位於密西西比河三角洲南邊約 50 英哩處(圖一),水深 5000 呎;在 2010 年 4 月 20 日(星期二)約 21:50 深水地平線(Deepwater Horizon)鑽井平台上的工作人員,於鑽井作業完成後,正進行收工時發生油氣衝噴(kick)事故,情況嚴重以致發生兩次爆炸,竄流的油氣使得火勢更加旺盛,持續燃燒到 4 月 22 日,10:22 整個鑽井平台就沉沒了(圖二)。平台上共有 126 位工作人員,大部分都安全撤離,有些以救生艇逃離,有些跳入海中獲救,但在那個晚上,在平台上有 11 位男性工作人員罹難。經緊急處理後該井在 2010 年 7 月 15 日成功被封住,為期 87 天估計有 5 百萬桶原油污染墨西哥灣。

(二)人員傷亡及財物損失情形

- 1.人員傷亡:11 人死亡,數十人受傷。
- 2.財物損失:總估計損失約 345.6 億美金以上。
 - (1)2011 年 9 月已支出 136 億美金。
 - (2)提供 200 億美金的理賠申請。
 - (3)損失鑽井平台現值 5.6 億美金(圖三)。
 - (4)500 萬桶原油蘊藏量的流失約 4 億美金。

二、事故原因分析

美國海洋能源管理局(BOEMRE,前身是礦業管理部 MMS)及美國海岸防衛隊聯合調查小組(The Panel)對於 Macondo 的爆炸事件,已經確認出許多原因。英國石油公司(BP)是總負責者,Transocean 公司為鑽井平台擁有者並負責鑽井工作,Halliburton 公司則負責下水泥工作(cement job),本事故主要原因為下水泥工作時無法依預期封住該口井;且三家公司內部管理不善,彼此間溝通不良,亦無妥善風險管控,而發生此次重大事故。

(一)直接原因

生產套管串(production casing string)的水泥封固(cement barrier)失效(圖四),以致油氣由套管內經升導管(riser)衝噴到鑽井平台(rig)

處遇火源（疑為主引擎室設備）引發爆炸。

(二) 間接原因

1. 不安全狀況：爆炸發生時正進行「暫時性封井 (temporary abandonment)」(註 1) 的工作。

(1) 組下完生產套管串，於水泥封固作業前，未施作泥漿全循環，與 API RP65 的建議作法不符。

(2) 生產套管串設置的位置涵蓋高低壓地層，造成下水泥作業之困難與風險。

(3) 靠近井底套管鞋箍 (shoe track) 處的水泥受到泥漿混合污染無法凝固，水泥封固因此失效。

(4) 套管鞋箍內單向止回閥阻隔失效，致油氣從儲集地層流出進入套管內。

(5) 衝噴時造成鑽管彎曲移位(圖五)致盲瓣(BSR: blind shear ram)無法完全關閉；又因爆炸使防噴器組(註 2)遙控線損毀，致無法以手動操作關閉盲瓣。

2. 不安全行為

(1) 不重視衝噴(kick)現象之嚴重性：早在 2010 年 3 月 8 日曾有一次衝噴現象，直至 30 分鐘後才被發現，事後亦未完成事故調查。在此次 4 月 20 日之衝噴事故 11 位工作人員中有 10 人也在 3 月 8 日當班，仍未記取失誤經驗。

(2) 在進行負壓測試程序以確認水泥封固完整性時，工作人員同時兼作泥漿移轉及清洗泥漿槽等工作，以準備收工，無法專心監控負壓測試成果。

(3) 將流量計旁通：大約在 21:10 平台工作人員將井內泥漿回流經旁通繞過 Sperry Sun 公司（負責泥漿測錄工作）的流量計而導引至平台外，以致未能即時偵測到有油氣衝噴的現象。

(4) Transocean 公司將深水地平線鑽井警報系統設定在「不連鎖作動」(inhibited) 模式，使平台上各不同區域的警報系統無法讓全區警報系統 (general alarm system) 產生連動。當時大約有 20 個警訊顯示在平台上的不同區域有極高量的油氣存在，值班人員已知道是「井控問題(well control problem)」，但仍大約等待了 12 分鐘才啟動全區警報。

(三) 基本原因

1. BP 公司做出了一系列變更水泥封固作業的決策，未進行風險管理及未告知 Transocean 等相關公司採取應變措施。

2. BP 公司過度重視控制成本和趕工，忽略施工安全及品質。在爆炸發生時，鑽井進度已明顯落後，BP 公司原規劃在 2010 年 3 月 8 日前要移往下一口 Nile 井位。截至 4 月 20 日鑽井操作費用已超出 5 千 8 百萬美金。
3. 人事變動及衝突：BP 公司在 2010 年的 3 月及 4 月作了一次人事重組，更換重要角色之鑽井與完井等經理人員，導致工作團隊間發生了衝突。

三、改善及防範建議

- (一) 水泥封固作業前應先進行泥漿全循環，以符合 API RP65 的建議作法。
- (二) 油井各套管串的設計(Well design)應考量週延：對於有高低壓地層或具潛在高流量的油井，要考量套管設計與生產套管串的位置與深度，水泥亦應有不同的配方。
- (三) 油井要落實完整性測試(Well integrity testing)：油井完整性測試要更加落實(如負壓測試等)，讓各公司間工作人員明確各工作步驟，並能辨識出可能發生井噴的問題。
- (四) 應精確偵測到衝噴現象與強化應變措施(Kick detection and response)：使用更精確的油氣偵測器(不得旁通)及其更高階的設備，並教育訓練平台上工作人員能及早發現，避免油氣上升至防噴器而衍生井控問題與井噴風險。另教導平台工作人員在特殊情況下須將油氣導引至平台外，並正確發揮應變功能。
- (五) 長保防噴器組(Blowout preventers)的效性(圖六)：防噴器組正確配置與定期功能測試與制壓操作演練，讓平台工作人員能妥善應付井噴事件。
- (六) 標準化水下遙控作業車(ROVs: Remotely-operated vehicles)操控防噴器組控制盤規格、作業能力及實務演練：水下作業車之遙控控制與操作定期檢測，以使發生油氣衝噴時，確實發揮其功能與應變。
- (七) 計劃變更應與相關單位充分的溝通，並落實風險評估。
- (八) 平時對工作人員要有充足的訓練並作好緊急應變演練。
- (九) 作業有異常徵兆應進行調查，查明原因並改善。
- (十) 專業性高的工作，不宜突然更換人事，以避免人員間發生衝突而無法發揮團隊力量。
- (十一) 建議臨時性封井作業須設下二道安全屏障措施，除水泥塞(Cement

barrier) 外，應增加機械式橋塞 (Mechanical barrier) 的設置以增加井況安全。

備註：

註 1：暫時性封井：探勘井鑽井作業完成後予以暫時的水泥封固作業，待後續進行整體區域性的油氣測試與規劃生產程序。

註 2：防噴器組(BOP stack) (如圖六) 是一套不同功能的防噴設備組合而成，重達 360 噸，安置在井孔頂部(井口)，為發生噴井時予以控制的裝置。

學習重點

- 一、不可因降低成本或趕工理由而忽略安全，所有計劃變更應與相關單位充分溝通，各項作業應依規範來執行。
- 二、儀控設備不可任意旁通並應妥善設置與測試功能，對工作人員給予充足的訓練與緊急應變演練，落實風險管理。
- 三、重視異常徵兆，落實事故調查探討真正原因，並教育訓練人員吸取經驗。



圖一 深水地平線鑽井平台沉沒位置及污染情況

(http://www.eoearth.org/article/Deepwater_Horizon_oil_spill?topic=5036)

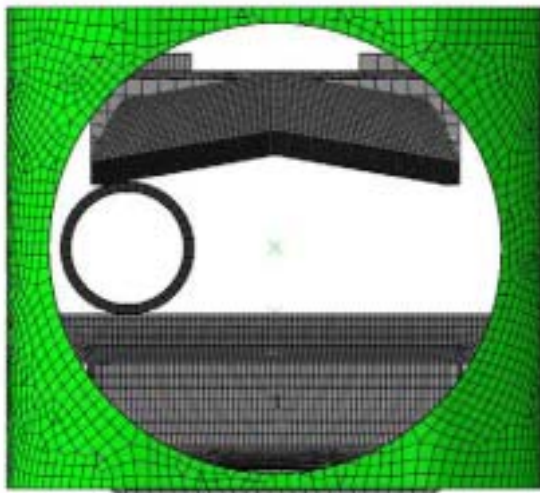




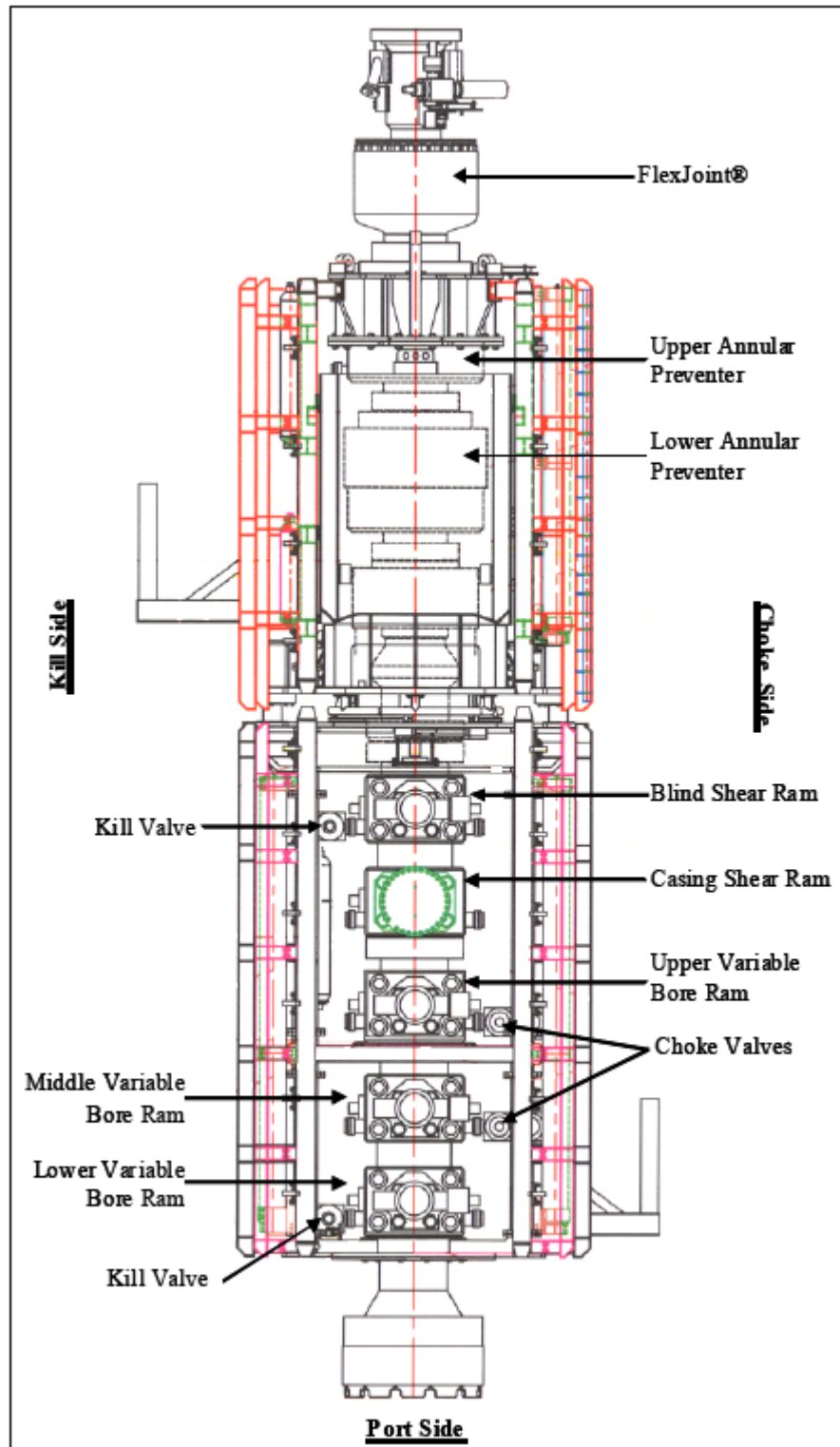
圖二、2011 年 4 月 21 日起火、滅火及快要沉沒之景象(2011 年 4 月 22 日上午 10:22)情形



圖三、深水地平線鑽井平台之歷史照片（2001 年完成建造，當時造價 3.5 億美金，現值約 5.6 億美金）



圖五、衝噴時造成鑽管移位示意圖(Source: DNV)



圖六、防噴器組示意圖

誌謝：

本事故案例感謝探採研究所研究員丁信修先生及探採事業部海域處陳裕國組長協助，將美國海洋能源管理局及美國海岸防隊聯合調查小組報告等整理摘譯及參與討論。

參考資料：

美國海洋能源管理局及美國海岸防隊聯合調查小組之英文報告：

<http://www.boemre.gov/pdfs/maps/DWHFINAL.pdf>

後記：

美國海洋能源管理局及美國海岸防衛隊聯合調查小組之報告厚達 212 頁於 2011.9.14 公佈，內容詳實且涉及鑽井專業面頗多，受限人力與時間，僅摘寫重點，未盡及疏漏之處難免，有興趣者請詳閱原文之調查報告。