

出國報告（出國類別：其他）

第 24 屆 PETRONAS LNG 天然氣會議 報告書

服務機關：台灣中油股份有限公司

姓名職稱：羅月涓 業務管理師、

陳筱淇 業務管理師

派赴國家：馬來西亞

出國期間：103 年 11 月 09 日至 11 月 14 日

報告日期：104 年 01 月 29 日

摘要

馬來西亞國營石油公司 (Petroleum National Berhad, 簡稱 PETRONAS) 為培訓其新進員工及加強自身及買家之間的交流合作, 每年定期舉辦天然氣會議 (Natural Gas Conference), 本次第 24 屆天然氣會議自 2014 年 11 月 10 日至 11 月 14 日為期共 5 日, 前三日於馬來西亞吉隆坡舉行, 主要針對天然氣產業鏈上、中及下游做深入淺出的介紹。會議中邀請了 PETRONAS、Mitsubishi 及專業顧問公司 POTEN&PARTNERS 等業界豐富經驗之高階主管擔任講師授課, 介紹天然氣事業之整體供應鏈概念, 交流探討全球天然氣市場前景、LNG 投資計畫(如非傳統氣源)、LNG 交易計價機制、及合約議題及談判技巧、天然氣上游產業(如氣源開發及生產&液化設備)、LNG 運輸及基礎建設(如接收站、儲槽管線)等議題, 並於課程最後舉行個案模擬演練, 藉此讓各個與會者對商業談判及合約訂定有更深入的認識。

會議後兩日則移師馬來西亞民都魯, 主要針對馬方天然氣液化廠進行實地參觀。除了解馬方液化廠歷史及設備外, 亦由專人帶領參觀液化廠儲槽及其相關附屬設備。

目次

項目	頁次
壹、目的	4
貳、行程安排	4
參、會議過程	4
肆、心得與建議	9

出國報告

壹、 目的

本次第 24 屆天然氣會議自 2014 年 11 月 10 日至 11 月 14 日為期共 5 日，前三日於馬來西亞吉隆坡舉行，針對天然氣產業鏈包含上游開採、投資計畫、船運與輸儲、交易計價、合約談判等做初步的介紹及進行個案研討與模擬。後兩日則轉至馬來西亞民都魯進行液化廠的實地參訪。

在國內尚無進口管道天然氣之情況下，為確保穩定供氣，LNG 船舶運輸及操航安全尤為重要。目前本事業部租用台達一號~四號共四艘 LNG 船運載卡達 FOB 合約貨氣，藉此會議可進一步了解全球 LNG 船運市場概況及未來展望，同時亦可訪查馬方及其他供應商對 LNG 船舶之營運及操作，以做為我方之借鏡。

而本公司與馬來西亞 LNG 供應商簽訂之長期合約(Dua)，更於去年初續簽訂兩紙短期及中期合約，藉參加此會議除了建立加強本公司與 PETRONAS LNG 公司間之互動及合作外，亦可藉此增加與亞洲鄰近買家互動之機會，並建立未來業務聯繫管道。

貳、 行程安排

11 月 09 日：由台灣啟程前往馬來西亞吉隆坡。

11 月 10 日至 12 日：第 24 屆馬來西亞天然氣會議(24th Natural Gas Conference)。

11 月 13 日：由馬來西亞吉隆坡啟程至民都魯。

11 月 14 日：參觀馬來西亞 PETRONAS 位於民都魯之液化天然氣廠，結束後自馬來西亞民都魯啟程經亞庇轉機返抵台灣。

參、 會議過程

第一天 11 月 10 日（星期一）

一、 天然氣探勘及生產：

本章節主要介紹天然氣上游生產面介紹，其主要流程為(Life of Field, LoF)：取得礦區、探勘、發展(development)、生產、拋棄(Abandonment)。其中，

如何評估一個礦區是否有開採價值尤為重要。可藉由聲波探測之方式來了解地層之背斜、斷層、油氣蘊藏情況及地質特性。除了技術上的地質探勘外，亦須藉由相關的經濟分析評估以選擇最適之開採計畫。常見之經濟分析方式有：Unit Development Coast(UDC)、Profit to Investment Ratio(PIR)、Internal Rate of Return(IRR)、Net Present Value(NPV)。當探勘、鑽井活動後，仍需持續進行 RMP(Reservoir Management Plan)、Full Field Review(FFR)、Facilities Rejuvenation、Enhance Oil Recovery(EOR)讓油氣井能獲取最大產量。總和來說，天然氣探勘與生產須結合包含地質、鑽井工程、採油工程、生產工程及經濟分析等專業技術部門的合作與評估，方能創造出油氣井之最大效益。

二、 天然氣液化：

馬來西亞主要的四大客戶分別為日本、南韓、中國及台灣，與其他運輸方式(海管、路管)相較之下，將 NG 液化成 LNG 出口的成本最低。天然氣液化的流程為先將二氧化碳、硫化氫、水分及汞等雜質去除，以符合產品規範後，利用兩套冷卻系統：甲烷及 MCR(Mixed Component Refrigerant)將 NG 液化成 LNG，輸送至碼頭儲槽儲存，並利用專用之液化天然氣船運載出口。此外，上述液化過程中，亦會伴隨著價值性高的副產品(byproduct)，如液化石油氣(LPG)及凝結油(Condensate)。

馬來西亞天然氣液化廠亦相當重視工安，本章節末亦簡介廠區工安政策及施行情況，惟有安全的工作環境，企業才能永續的經營與發展。

三、 天然氣船運：

在天然氣供應鏈裡，除了透過管線將天然氣運送予客戶端外，有一重要關鍵即將天然氣液化後，透過特定專用船舶進行運輸。下面即針對船舶租賃形式、LNG 船舶類型、液化天然氣船操作、全球 LNG 造船及船運市場概況進行概要介紹。

(一) LNG 船租賃型式：

契約形式	說明
定程租船契約	租船人以每噸單位成本或總運量之方式計算租金，相似於「搭乘計

(Voyage Charter)	「程車」之概念
計時租船契約 (Time Charter)	乃船舶所有人把船舶出租予租船人使用一段期間的租船方式，租賃期間租船人可指定港口及控制船舶之目的地，租船人除支付以日計價之租金外，亦必須支付港埠費用及船舶燃料等費用。
空船租船契約 (Bareboat Charter)	租船人向船東公司租賃空船，且必須負擔所有操作成本，包含燃料、船員、港埠費及保險費，相似於「租車」之概念。
轉讓傭船契約 (Demise Charter)	租船方可擁有船舶的所有控制權、法律及財務責任。

(二) LNG 船類型：

類型	獨立 Type B Tank		薄膜型(Membrane Type)	
	SPB	MOSS(球型)	N096	MarkIII
最低 BOR	0.08%/天	0.08%/天	0.105~0.11%/天	0.1%/天
優點	1. 無沖激效應問題 2. 可部分裝貨 3. 風阻較小	1. 保溫絕緣可靠度高 2. 沖激效應低 3. 可部分裝貨 4. 維修及養護成本較低	1. 資產成本(CAPEX)較低 2. 總噸位較低 3. 風阻較小	1. 資產成本(CAPEX)較低 2. 總噸位較低 3. 風阻較小
缺點	1. 資產成本(CAPEX)較高 2. 冷卻時間需較長(約 60 小時) 3. 只有 2 艘老舊且中型的船舶營運中	1. 資產成本(CAPEX)較高 2. 風阻較高 3. 總噸位(gross tonnage)較高	1. 沖激效應及裝貨限制必須裝滿貨艙約 80%容量 2. 維修成本較高	1. 沖激效應及裝貨限制必須裝滿貨艙約 80%容量 2. 維修成本較高
備註	獨立 Type B Tank 與薄膜型相較之下建造成本較貴，但耐用性較高			

(三) 液化天然氣船操作：

液化天然氣船之操作順序包含 Inerting(以惰性氣體如氮氣去除可燃氣體，使氧氣濃度低於 2%)、Gassing Up(利用加熱氣化後之天然氣來置換氮氣，使貨艙達到承載環境之安全要求)、Cooling Down(使貨艙及管線處於適合裝貨之低溫，利用 LNG 將貨艙及管線以每小時 10°C 的速度冷卻至 -130°C 以下)、Loading(裝貨)、Discharging(卸收)、Warning Up(利用循環加溫之方式加熱氣化船上之液化天然氣，通常為塢修前之準備工作)、Aerating(利用乾燥空氣替換惰性氣體，讓氧氣濃度達 20%，使貨艙能達到人員進出安全無虞之狀態)。

其中在船舶進塢前，除必須清空貨艙外(Heel out)，船舶貨艙亦需進行 Warning up、Inerting、Aerating 及 Gas free 以符合塢修前之安全要求。

航行中需注意蒸發器率之控制，使貨艙能維持一定低溫。另亦須注意貨艙液

面高度，避免沖激(Sloshing)效應。

(四) 全球 LNG 造船/船運市場概況：

2007 年中，因卡達 LNG 計畫的啟動，大量 LNG 船舶需求導致 LNG 造船市場價格自 2 億美金推升至約 2 億 3 千萬美金。2008 年 5 月，由於美元貶值、國際貨幣市場緊縮政策、造船廠產能不足及鋼鐵價格上漲，造成 LNG 造船市場價格攀至高峰約 2 億 5 千 9 百萬美元。2014 年 LNG 船造價約 2 億美金上下，而近期受美國頁岩氣出口需求及船舶大型化的影響，造船價格將呈現持續上漲。2014 年至 2018 年，預計共有 106 艘新造 LNG 船交船(高峰落在 2015 年~2016 年，平均每年交船量約 32 艘)，其中約有 53 艘新造 LNG 船為因應美國頁岩氣出口之需求。近年來，租船契約的型式也由長期租賃轉向短期租賃外加 1~6 年的選擇性延約，以增加操作上之彈性。另為降低船運成本並符合規模經濟，船東公司傾向建造較大型之船舶，但為使船舶能順利通過巴拿馬運河，目前較熱門的船舶建造大小貨艙容量約落在 180,000m³。

四、 天然氣再氣化接收站及管線：

天然氣再氣化接收站特性是透過管線供給當地國內市場，且供給時無法區分貨源，故接收站的配置及規劃必須考量：廠址選擇、市場需求與規範、當地法規。再氣化接收站的形式主要有下列幾種：以傳統陸地(land based)及離岸(offshore)接收站兩種再氣化接收站。傳統陸地(land based)可再細分為比鄰碼頭或透過海管連接的離岸碼頭兩種。離岸(offshore)接收站可分為 FSRU 及 LNGRV 兩種。目前營運中最大的 FSRU 儲槽容量約為 174,300m³，多數選擇 FSRU 的原因為 FSRU 可藉由改建原有 LNG 船或是新建的方式，且建造時程短(約 2.5 年)、投資成本低，故近年來廣受市場討論。目前 FSRU 主要集中在新興市場如南美、中國及義大利(因土地稀少，故只能用 FSRU)。

全球天然氣目前約有 70%的天然氣貿易仍選擇以管線輸送為主。管線輸送分為陸管(onshore)及海管(offshore)管線。陸管成本約美金 80,000~120,000/英里/吋(仍視地形、路線及土地取得成本等而定)；離岸海底管線固定成本約為美

金 100,000~220,000 /英里/吋(仍視海管深度等而定)。短程以陸地管線輸送，其運輸成本仍較具有優勢，惟若輸送距離超過約 5,500 公里(單位運輸成本約為美金 50 cent/mmbtu)，則以 LNG 運輸方式較為經濟實惠。

五、 液化天然氣專案實行：

液化天然氣專案的行形式有下列三種：

- (一) Integrated structure: 上游生產者同時擁有液化天然氣廠，與買方以簽訂 SPA 之形式進行 LNG 買賣。(如卡達 RasGas 公司)
- (二) Merchant structure: 上游生產者將天然氣以 GSA 合約之形式賣予液化天然氣廠業主。而液化天然氣廠業主將天然氣液化後，以簽訂 SPA 之形式將液化天然氣賣給買方客戶。
- (三) Tolling structure: 上游生產者透過給予液化天然氣廠處理費的方式，請其將天然氣液化，並將液化天然氣賣予買家。上游生產者除與買家簽訂 SPA 外，另須與液化天然氣廠簽訂 Tolling Agreement。

液化天然氣專案的關鍵成功因素除了評估開發氣田的蘊藏量大小、政府支持與否、產品品質、目標市場、開發/採地點外，財務及風險管理評估亦相當重要。本單元亦介紹了常見的財務評估工具如淨現值法(NPV)及內部報酬率(IRR)，而任何大型投資計畫皆有其風險，故適當的財務槓桿操作評估與成本管控才能確保投資計畫能順利執行。

第二天 11月11日(星期二)

六、 非傳統天然氣應用

非傳統天然氣包含緻密氣(Tight Gas)、煤層氣(Coal Bed Methane, CBM)、頁岩氣(Shale gas)。頁岩氣目前預估的開採成本約每口井 150 萬美金，相較於其他傳統天然氣，開採較快速且便宜，惟其產量生命週期短，初期產氣量最高(以一口井 15 年生命週期來計算，前三年的累積產氣量可達 40%)，接下來產氣量便持續下滑，故生產商必須持續開發新的氣井以確保及維持長期產量。中國雖預估

有超過 1000Tcf 的頁岩氣蘊藏量，但仍面臨許多開採上的挑戰如水資源的缺乏、土地取得、管線基礎建設、財政制度等，導致目前開採成效仍有限。澳洲煤層氣 (CBM) 的蓬勃發展使其至 2020 年將成為全球重要 LNG 出口國之一，目前澳洲正有三個 CBM LNG 計畫正在建造中：QCLNG、GLNG、APLNG。然而由於澳洲近年來嚴重的缺工問題、澳幣貶值及嚴厲的環保法規將使這些計畫面臨挑戰。章節末亦提及近年熱門的話題：浮式天然氣裝置 (FLNG)。FLNG 可省去管線建造成本、對於過小或過遙遠氣田具有可接近性等因素，讓其引起廣泛的討論。然而 FLNG 的高操作成本 (OPEX)、技術成熟性、較易受海象影響及目前尚未有營運先例等疑慮，亦增加 FLNG 的投資障礙。

七、 全球天然氣市場概況

本章節以全球天然氣需求面及供給面分析市場趨勢：

(一) 需求面：全球 LNG 需求預測於 2020 年超過 360 百萬噸/年，2030 年甚至達到 450 百萬噸/年。而至 2020 年止，JKM(日本、南韓、台灣)的需求逐漸趨緩，取而代之的則為印度及其他亞洲新買家(如中國)。值得注意的是，亞洲新興買家的崛起包含泰國、馬來西亞、新加坡、印尼及越南菲律賓等，其需求缺口至 2020 年預計將共有 1,250 萬噸/年。至於歐洲地區，由於適逢景氣寒冬，2012 至 2013 年燃氣發電需求大幅下降，並預計於 2018 年前仍無法達到衰退前的基準。但顧問公司 POTEN&PARTNERS 認為，歐洲燃氣發電需求亦無須太悲觀，老舊核電廠的退役將帶動燃氣發電需求的提升，故可預見歐洲未來應會加重倚賴管道天然氣或液化天然氣的進口

(二) 供給面：非傳統天然氣(包含煤層氣、頁岩氣等)的崛起，未來將改變全球天然氣供給的版圖，。LNG 供給自 2013 年至 2025 年間，預計將會成長 70%，其中澳洲跟卡達將會占全球 44% 的 LNG 供給量。另東非及美國供給量 2030 年將會成長至每年 116 百萬噸，約占全球 26% 的 LNG 供給量。值得一提的是，北美頁岩氣由於開採技術的進步，預計至 2030 年，北美將會有超過 7,000 萬噸的 LNG 出口量。另西加拿大由於蘊藏量豐富且至亞洲航行距離較短，促使天然氣出口的

發展，預計西加拿大有 12 個計劃正在進行，惟其絕大多數需耗費較高成本於管線建造。而中東地區的 LNG 出口量預計將繼續維持相對穩定狀態：每年約 100 百萬噸，其中絕大部分皆來自於卡達，而阿布達比與阿曼的出口量於 2035 年將預計持續減少。

(三) 結論：總括來說，POTEN&PARTNERS 認為長期來說，亞太地區的 LNG 計畫仍無法完全滿足全球 LNG 需求缺口，尤其目前澳洲許多計畫有延遲之風險。而至 2020 年，預計亞洲需求的缺口將由北美頁岩氣及部分西非貨氣滿足。

八、 PETRONAS 天然氣上游計畫簡介

馬來西亞境內石油蘊藏量預估可使用 28 年，天然氣尚有 44 年，排名全世界第 21 名。然而除了著重於境內的開發外，PETRONAS 自 2008 年起亦積極進行海外 LNG 計畫投資及佈局，以期晉身國際級的能源公司。PETRONAS 主要 LNG 投資計畫有：在澳洲之 Gladstone LNG 計畫(預計 2015 年開始生產每年 780 萬噸)、砂勞越及沙巴外海的 FLNG1 及 FLNG2 計畫(FLNG1 預計 2016 年開始生產每年 120 萬噸、FLNG2 預計 2018 年生產每年 150 萬噸)、加拿大的 Pacific Northwest LNG 計畫(預計 2019 年生產每年 1200 萬噸)、MLNG T9 生產線的擴增(預計 2016 年生產每年 360 萬噸)。LNG 計畫的投資除了須考量該國政府法規、環境保護外，當地社區及永續發展亦須全盤考量。另為滿足馬來西亞國內與日俱增的天然氣需求，PETRONAS 亦在麻六甲海峽建造第一個液化天然氣接收站，並已於 2013 年 5 月投入營運，其設備包含一座 JRU(Jetty regasification unit)及兩座 FSU(floating storage units)等，每年約可處理、儲存 380 萬噸的液化天然氣。

九、 天然氣價格

在缺乏全球統一計價指標的狀況下，LNG 的合約計價指標通常以競爭能源產品(如原油或管道天然氣)為計價參考指標。而每個地區依其區域內的供需情況會有不同的計價指標。如北美的氣價則與原油價格脫鉤，以管道天然氣(Henry

hub)做為計價指標。POTEN&PARTNERS 利用北美氣價模型，預測 Henry Hub 價格 2024 年將會達到\$5/MMBtu。南美國家的 LNG 價格計價機制則包含管道 Henry Hub、NBP 及布蘭特油價。西北歐則多以 NBP 為計價指標，NBP 則是以英國 GDP 成長、油價及西北歐淨進口天然氣做為基礎。歐洲國家亦有以其他替代能源商品(輕油、低硫/高硫燃料油、煤炭)做為氣價連動指數之氣價公式。

亞洲地區於 1970 年代以前，計價公式多採固定價格。1970 年代以後，由於油價所代表的包含能源供需平衡、政治風險、以及全球經濟情勢，自印尼開始使用以油價做為氣價連動指數後，此種與油價掛勾之價格連動計價公式就一直延用於亞太地區，計價公式多為： $P = \beta \times JCC + \alpha$ ，其中 β 為一係數，通常以油價相關性為考量基礎，而 α 為一固定常數。1980 年代，石油價格大跌使得買賣雙方開始考慮以 S-Curve 的方式保障雙方權益。目前亞太地區合約價格仍多以油價做為氣價連動指數，但近三年來，由於美國廉價頁岩氣的崛起，越來越多亞洲購氣合約改以 Henry Hub 做為計價指標，以期取得更有競爭力之價格。

十、 液化天然氣購買契約及談判

液化天然氣合約以時間長短分成長約(15~25 年)、中約(3~10 年)、短約或現貨(低於 3 年)。而長約主要條款可區分成三大部分：

- (一)基本商業條款：包括契約效期、數量、價格、品質等。
- (二)責任與義務：包括不可抗力條款、權力轉移、仲裁、保密協議等。
- (三)其他操作面條款：包括設備、船運、計量與品質分析、發票與付款等。

在買賣雙方簽署購氣合約(SPA)前，會有不同程度承諾條約之簽訂，而依約束程度由低到高分別為：意願書(LOI)、備忘錄(MOU)、框架協議(HOA)。而液化天然氣購買契約近年來買賣雙方越來越傾向以短約或現貨的方式交易以增加操作彈性，而買方除越來越傾向以 FOB 方式交運外，更積極希望能參與並取得上游投資權益。而液化天然氣合約的談判買賣雙方依角色或文化的不同亦有不同的立場及考量，且以往 LNG 購買契約通常以長期合約居多，故相互的信任及理解在談

判的過程中尤為重要。

第三天 11月12日(星期三)

本日以分組競賽方式進行個案研討，每一組內分成上中下游三個小組進行 HOA 合約協商談判。由顧問公司 POTEN&PARTNERS 先行提供個案介紹及情境假設，各小組再依情境假設內的條件進行商業協商。主要學習依情境假設先行了解公司內部優點與缺點及外部條件優勢與劣勢後，利用前兩天研討會議中所學習到的產業知識，擬定談判策略並學習如何進行商業協商。而 POTEN&PARTNERS 亦會提供財務模型分析協助賣方與上游商談判 GSA 及與下游買家談判 HOA 並取得最佳之利潤。最後則由顧問公司 POTEN&PARTNERS 依談判結果及過程給予獎勵及講評。

第四天 11月13日(星期四)

由馬來西亞吉隆坡前往民督魯(Bintulu)。

第五天 11月14日(星期五)

本日主要參觀 PETRONAS 位於民都魯之液化天然氣廠。目前 PETRONAS 於民督魯有三個模組工廠：MLNG、MLNG DUA、MLNG TIGA，共有 8 條生產線，目前正進行擴廠工程—Train9，預定將於 2015 年第四季完工，並將會新增 360 萬噸產量。除進行廠區概略介紹外，亦參觀接收站、LNG 儲槽及管線、LNG 船停泊等設備。

伍、 心得及建議

本次 2014 年第 24 屆馬來西亞天然氣會議除召集馬方 PETRONAS、日方 Mitsubishi 以專業知識及實務經驗進行互動研討外，亦邀請到 POTEN&PARTNERS 擔任部份研討會講師及個案研討導師。會議內容融合天然氣產業鏈上、中、下游包含技術面及商業面介紹，綜合心得及建議如下：

(一)船舶大型化：為追求規模經濟，自 2008 年起，船東公司傾向建造較大型之船舶，船舶大小已從傳統 125,000m³~155,000m³ 逐漸轉向 160,000m³~180,000m³，2017 年以後，全球約有 23%的 LNG 船舶大小介於 160,000m³~180,000m³ 之間。由此可見，船舶大型化、快速化、專業化及自動化

等發展已成為趨勢主流，且船舶大型化具有節省燃油、船員配置、總靠泊在港時間與費用等優點，故若買方接收站可接受之船舶大小足以容納市場上之主流船舶大小，將可增進合約協商談判籌碼。

(二)個案研討：本次會議個案研討會，利用將學員分成 6 組生產商、6 組賣方、6 組買方，在既定時間及設定條件內，學習如何利用會議中所吸收之產業知識及協商技巧進行商業談判，談判內容主要針對合約貨量及價格公式進行雙方協商，藉由買賣雙方多次來回攻防，推論雙方談判底線進而訂定我方談判籌碼。另於買賣雙方的協商攻防間，POTEN&PARTNERS 之顧問人員亦會從旁給予適當的協助以促使雙方獲得最大利益。一直以來本公司皆是屬於買方，雖本次模擬研討仍然擔任買方角色，但過程中亦能觀察各國人士對於商業談判之思考邏輯及談判技巧，著實獲益良多。模擬結束，POTEN&PARTNERS 亦針對各組進行評論及講評，並歸納分享各組談判過程中值得表揚的協商技巧供與會者學習。