

出國報告（出國類別：其他）

第 26 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：李奇勳 經理

盧韋儒 業務管理師

派赴國家：馬來西亞

出國期間：105 年 10 月 30 日至 11 月 5 日

報告日期：105 年 12 月 5 日

摘要

馬來西亞國營石油公司 (Petroleum National Berhad) 每年皆定期舉辦天然氣會議並邀請其他國家共襄盛舉，該會議的舉辦除了自訓員工提升人力素質，更希望藉由其他國家的參與達到交流合作目地。第 26 屆天然氣會議自 2016 年 10 月 31 日至 11 月 4 日共為期 5 日，前三日於首都吉隆坡舉行，主要由 Petronas 公司及專業顧問 Wood Mackenzie 公司為演講者；藉由 Petronas 的實務經驗搭配 Wood Mackenzie 的專業研究及演講者深入淺出的解說，可讓與會者快速了解天然氣產業上、中、下游技術面及商業面概況。會議後兩日則前往東馬民都魯 Petronas 公司的 Kompleks 天然氣廠參訪，再配合專人解說可加深前三天會議討論議題及得到相關應證。

目次

項目	頁次
壹、目的	4
貳、行程安排	4
參、會議過程	5
肆、心得與建議	15

出國報告

壹、 目的

本公司與主辦單位 PETRONAS LNG 公司訂有長期合約，並於 103 年初續簽訂兩紙短期及中期合約，應就合約執行狀況及品質、調度等需求進行協商、研討解決方式。

為上述業務需要赴馬來西亞，本事業部擬藉此參訪 LNG 液化廠等設施、應邀出席 PETRONAS LNG 舉辦之天然氣會議，可使業務人員認識該公司天然氣事業之生產供給設施並有利日後進行專業知識之交流與經驗分享，對未來促進業務聯繫及推展有所幫助。

貳、 行程安排

10 月 30 日：由台灣啟程前往馬來西亞吉隆坡。

10 月 31 日至 11 月 2 日：參加第 26 屆馬來西亞天然氣會議。

11 月 3 日：由西馬吉隆坡啟程至東馬民都魯參觀 PETRONAS LNG Kompleks 廠。

11 月 5 日：自東馬來西亞民都魯啟程經吉隆坡轉機返抵台灣。

參、 會議過程

第一天 10月31日(星期一)

一、 液化天然氣探勘與開採：

本節會議針對天然氣上游業務”探勘與開採”進行討論，而該業務也是本事業部較無法著墨(屬本公司探採事業部範疇)的領域。

完整的天然氣探勘與開採為五大步驟，分別為礦區取得、探勘、開採、量產、枯竭棄置；其中以開採前的效益評估為最重要環節以避免投入過多資金卻面臨投資無法回收的窘境。

現今天然氣以各種以型式，例如傳統氣、頁岩氣、煤層氣、甲烷冰(冰火)…等，儲存在地球各角落。為探索資源儲藏地，探勘車(船)搭配精密儀器及配合 3D 立體圖的解讀來尋找資源儲藏地。待發現儲藏地後，須藉由專業的經濟分析來評估該儲藏地是否具開採價值。經專業評估後，如該儲量具開採價值，專業人員則會進一步評估最佳開採計畫，一般而言海上開採需投入較多的資金。在開採及量產階段，專業人員仍持續一系列的評估以確保能從油氣田獲取最大產量。當油田開採至一定年限將面臨產量減少甚至枯竭，這時專業人員需評估何時棄置油氣田。

總和來說，天然氣探勘與開採是結合眾多專業人員的合作與評估，其中包括地質探勘、效益評估、鑽井工程、採油工程、生產工程…等，以期創造產能極大化之效益。

二、 非傳統天然氣：

油、氣是藻類與浮游生物等有機物死亡及腐泥物質大量堆積並經高溫、高壓作用而形成石化原料。目前非傳統天然氣包含頁岩氣(Shale gas)、煤層氣(Coal Bed Methane,CBM)、緻密氣(Tight Gas)…等。

因水平鑽井與水力壓裂技術成熟，美國近年積極開採頁岩氣，與傳統天然氣相較，頁岩氣擁有開採快速、低廉的生產成本優勢，然其氣井產量生命週期較短，廠商需持續開發新氣井以確保及維持長期產量，而頁岩氣的開發同時也為當地帶來環境衝擊，引發地震或自來水中參雜天然氣…等。澳洲的煤層氣(CBM)也蓬勃發展，預計至 2020 年澳洲將成為全球液化天然氣主要出口國之一，現今澳洲正在建造、開發的液化天然氣主要建案有 QCLNG、GLNG、APLNG。

浮式天然氣裝置(FLNG)：目前已有多座 FLNG 正在建造中，例如 Cameron FLNG、Prelude FLNG、Petronas FLNG…等。一艘 FLNG 船約 488 公尺(約 7 台波音 747 長度)，主要優點為對於規模較小且離岸較遙遠之氣田具有操作便利性、節省管線建造成本…等，因此吸引大家目光及引起熱烈的討論；然而浮式天然氣裝置易受到天氣海象影響、當今未成熟的技術操作、高投資成本…等討挑戰，亦增加廠商投資浮式天然氣裝置的疑慮。

三、 液化天然氣：

液化天然氣開採後，首先會做分餾處理，即是將油、氣分離，接下來做淨化處理，其流程包括去除酸性氣體(如：二氧化碳、硫化氫)、水分、雜質及汞…等，讓 LNG 更純化，以讓天然氣更符合品質規範。而上述處理設備、流程正是本事業部較無法參與的部份。

完成前端處理後，利用低溫低壓的方式將天然氣冷凝液化使天然氣體積縮小 1/600 倍並儲放在儲槽。最後，以船運等最具經濟效益方式將液化天然氣送至終端客戶，現今馬來西亞目前主要供應日本、韓國、台灣及中國等四國買家。

除了液化天然氣的說明，Petronas 公司也介紹 MLNG, MLNG DUA 和 MLNG TIGA 三條產線計畫設備之差異性與天然氣廠工安設計、工安管理與執行制度。

四、 液化天然氣專案實行

本節會議討論細分成三大部份，分別為液化天然氣計畫案營運方式、計畫案成功因素及計畫之經濟面考量。

(一)、液化天然氣計畫案營運方式：

1、 Integrated：供應商同時擁有上游生產設備及液化天然氣廠房設施並可直接與買方簽訂 SPA 進行液化天然氣買賣。卡達的 Ras Gas 與澳洲的 Pluto 皆為 Integrated Structure。

2、 Merchant:上游生產設備及液化天然氣廠房設備分別由不同業者所持有。天然氣廠與上游生產者簽定 GSA 合約並購進天然氣後，天然氣廠將購進天然氣液化再與買方簽定 SPA 並銷售其購入之天然氣。千里達第一條產線與奈及利亞 LNG 皆為 Merchant Structure。

3、 Tolling structure:液化天然氣廠可視為上游生產者的協力廠，將天然氣液化並將其液化天然氣銷售予買家；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。千里達第二、三、四條產線即為此生產營運方式。

(二) 計畫案成功因素：

一個成功的天然氣開發案，通常由下列六大因素環環相扣而成：

- 1、 氣田特性：氣田的儲量及成份含量。
- 2、 政府支持：政府是否能提供完善的法規、優惠的稅率。
- 3、 企業組織：合作伙伴的選擇及合作方式。
- 4、 市場與客戶：市場供需狀態及貨氣運送到客戶所需航程。
- 5、 融資：要以何種方式取得最低融資成本，是找股東投資、銀行借貸

或是到債券市場取得資金。

6、 風險管理：環評、財務風險與營運風險的管控來降低損失。

(三)計畫案之經濟面考量：

液化天然氣的開發,無非是想創造就業機會與利潤極大化。任何大型投資計畫皆會透過淨現值法(NPV)、內部報酬率(IRR)及財務槓桿操作…等,來評估投資報酬率、是否值得投資及該計畫案是否能順利執行。

五、 Petronas 的投資計畫案：

目前 Petronas 有許多液化天然氣投資案，其中包括：

- (一) 馬來西亞：馬來西亞本國的 MLNG1+2+3+Train 9 (25.7MTPA+3.6 MTPA)、FLNG Satu (1.2 MTPA)、FLNG Dua(1.5 MTPA)。
- (二) 澳洲：澳洲 Gladstone LNG 計畫，年產能為 2*3.9 MTPA
- (三) 埃及：埃及 LNG 計畫案，年產能為 2*3.6 MTPA
- (四) 加拿大：加拿大的西岸的 Pacific Northwest LNG 計畫，年產能為 2*6 MTPA

除上述液化天然氣投資案，Petronas 近期也積極在執行 RAPID 計畫案。該計畫案於 2014 年 4 月 3 日確定投資，並預計 2019 年開始營運。廠址位於馬來西亞柔佛州的 Pengerang 地區，主要投資項目為大型煉油廠與化工廠垂直整合，以立足於東南亞並滿足不斷增長的成品油與化工原料需求。

第二天 11 月 1 日 (星期二)

六、 天然氣再氣化接收站與管線

天然氣再氣化接收站是透過管線將天然氣供給當地國內市場或輸送至鄰國市場，因此接收站的配置及規劃須考量廠址、市場需求、規範與當地法規。目前接受度最高的天然氣再氣化設施分別為傳統陸地與離岸型的 FSRU，其主要優缺

點如下：

	傳統陸地型	FSRU
資本支出	預估每噸液化天然氣資本支出約 80~300 美金	預估每噸液化天然氣資本支出約 150 美金
營運成本	較低的營運成本	較高的營運成本
建造工期	約 3 年	約 1 年
儲放量	可擴建，較具彈性	受限於船舶容量
操作費用	較低的操作費用支出	較高的操作費用支出

全球天然氣貿易主要是依靠管道輸送或以 LNG 船運輸。在管道氣方面，東南亞國與國之間的管線建設相較完善，例如印尼與新加坡、泰國與緬甸…等，然而卻缺乏完整管道網可連結東南亞國協各國；反觀歐洲，各國之間的網線則有較完善的建設與連結。

液化天然氣船的運輸雖然初期建造成本較高，然而無國界相鄰、兩地距離遙遠的國家使用此運送模式較具優勢。以下表格為液化天然氣與管道氣輸送之比較表：

	液化天然氣	管道氣
輸(運)送距離	遠距運送較能達到節省運送成本（運送距離超過 2500 英哩）。	適合輸送至鄰近國家；輸送距離越長，單位成本越高。
運送量	需有基本運量以達損益平衡	經濟效益的基本輸送量較 LNG 低
價格	較高的固定成本，主要包括液化費、船運費	較低的固定成本
市場	擁有較高的彈性	受制於管道連結之國家
土地取得	較低的土地成本	需大量土地興建管道且有跨國境土地取得、法規問題

七、 全球天然氣概況

本節會議以供給面與需求面來簡介全球天然氣市場概況：

(一)、需求面：全球液化天然氣整體需求將以4.1%複合年均增長率成長至2035年，其中亞太地區仍是全球液化天然氣需求最強勁地區。預計至2035年止，中國及印度需求將增加29MMTPA及36MMTPA成為液化天然氣進口大國；而JKT三國(日本、南韓、台灣)因經濟成長遲緩、替代燃料…等因素，使得總體需求增長趨緩。值得一提的是，亞洲新興買家例如泰國、印尼、馬來西亞及新加坡…等，2035年需求量將達70MMPTA，佔亞洲總體進口量的21%。

(二)、供給面：開採技術的進步及頁岩氣革命，使得非傳統天然氣((煤層氣、頁岩氣…等)的供給崛起進而改變全球天然氣供給版圖，其中美國因頁岩氣的開採，由傳統油氣進口國改為出口國，其產量2025年時將達140MMTPA。另外加拿大西岸蘊藏豐富的天然氣且航行至亞洲距離較短，促使天然氣業蓬勃發展，唯建造成本較高而降低競爭優勢。

八、 天然氣價格

由於缺乏國際報價，LNG的計價指標通常以具互補性、替代性能源(如原油)為計價參考指標，再依每個地區之特性與供需情況而有不同的計價指標。例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、西歐、北歐則多以NBP為計價指標。而亞洲地區，特別是台灣、日本與韓國因無管線與產氣國連結，因此都以船運方式運送液化天然氣。礙於國際市場上無液化天然氣交易指標，故亞洲地區的價格多與國際原油價格(一般為JCC)指標連動。現今因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。

亞洲國家對液化天然氣有強勁的需求，因此希望能建立起專屬亞洲地區並公開、透明天然氣價格指標。現今中國上海、日本東京與新加坡分別成立天然氣交

易中心並互相競爭，以期能脫穎而出成為亞洲計價參考指標中心。

九、 液化天然氣購買契約與談判

液化天然氣契約的洽談，主要是擁有氣源的賣方及有天然氣需求的買方依其需求進行談判，以期取得最有利買賣條件。目前買、賣方皆可區分成四大類：

賣方：

- 1、計畫案股東：投資股東依股權取得相對貨氣量，例如 Chevron 擁有 Gorgon 50%的股權。
- 2、氣源組合供應商：供應商銷售非單一氣源，例如 BG 銷售的氣源可能來自 Sabine、QCLNG、千里達…等計畫案。
- 3、國營油氣公司：國營油氣公司供應本國所生產或國外投資之氣源，例如 PETRONAS 銷售 Bintulu 天然氣。
- 4、貿易商及金融機構：貿易商及金融機構主要活躍在現貨市場以買低賣高方式進行套利賺取價差，例如 Vitol、Trafigura。

買方：

- 1、公用事業及工業用戶：天然氣的採購主要供自己使用或轉售至下游廠商，例如東京瓦斯。
- 2、氣源組合買家：從不同氣源採買天然氣後再轉售。例如 BG 氣源可能來自 Sabine、QCLNG、千里達…等計畫案，再轉售給第三方。
- 3、整合供應轉售：獨占市場供應商，通常簽定長約來穩定供應國內市場，例如韓國的 KOGAS 與台灣的 CPC
- 4、貿易商及金融機構：貿易商及金融機構主要活躍在現貨市場以買低賣高方式進行套利賺取價差，例如 Vitol、Trafigura。

買賣雙方簽署購氣契約(SPA)前，會有不同程度承諾條約之簽訂，依約束程

度由低到高分別為：意願書(LOI)、合作備忘錄(MOU)、框架協議(HOA)。購氣合約的簽署，因買賣雙方立場不同、金額龐大，合約複雜因此談判曠日廢時，通常需談判2年左右。再者，合約談判非零和賽局，應彼此相互信任及理解對方需求以達雙贏局面。

十、天然氣船運：

從供應鏈角度切入，介紹天然氣船運在供應鏈所伴演的角色，同時簡易介紹天然氣船的租賃方式(論時傭船、論程傭船、光船租賃)、LNG 船型優缺點比較分析(Moss、SPB 及 Membrane type)、LNG 船之設備構造、操作、船型價格及未來 LNG 船型趨勢。以下為 LNG 船型優缺點比較分析：

類型	獨立Type B Tank		薄膜型(Membrane Type)	
	SPB	MOSS(球型)	NO96	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.良好的絕緣 2.低沖激效應 3.可部分裝貨 4.低維修及維護費用	1.資產支出低 2.總噸位較低 3.低風阻	1.資產支出低 2.總噸位較低 3.低風阻
缺點	1.資產支出高 2.較長的冷卻時間(約60小時) 3.僅2艘老舊中型船舶營運中	1.資產支出高 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.高維修成本	1.沖激效應及裝貨限制必須裝滿貨艙約80%容量 2.高維修成本
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			

另外，為提供優良服務及提升船運調度彈性，Petronas 成立 MISC 船運公司，現今裝載量為全球第三大，共管理 138 艘油、氣船（包含 35 艘租賃船）。

第三天 11 月 2 日（星期三）

本日的課程是專題討論，亦液化天然氣合約的討論及談判。所有成員分成十組，每組成員皆來自不同國家；其中五組扮演買方角色另外五組扮演賣方角色來進行液化天然氣合約的討論與談判。談判進行前，Wood Mackenzie 顧問公司會給所有組別相同的情境假設題，並讓各組有 90 分鐘進行內部討論。買、賣雙方需以情境題為藍本，先進行內部討論來擬定談判時的出價、談判條件底限、預達成目標及談判策略，時同 Wood Mackenzie 及 Petronas 人員也會到各組觀察討論情形。討論時間結束後，則是五組買賣雙方進行一小時的合約談判，談判中雙方需不停臆測對方底線且爭取最有利條件，以期在一小時內達成協議。談判結束後由 Wood Mackenzie 依談判結果評分選出最佳買方及賣方進行第二回合談判。

本次與會人員在第一回合談判中被評選為最佳買方，並進入第二回合談判。第二回合的情境假設題比第一回合更嚴苛、複雜，內部討論也僅給予 60 分鐘。討論完畢後即進行一小時談判，而此次談判則是由所有與會同仁進行判斷並評選出心目中最優秀的談判小組。

第五天 11 月 4 日（星期五）

結束馬來西亞半島的會議後，次日搭乘飛機前往東馬的砂勞越州民都魯參訪 Petronas 的 Kompleks LNG 天然氣廠。目前馬來西亞的主要買家分別為日本、韓國、台灣。到了天然氣液化廠後，首先至該廠簡報室，觀看 MLNG 的介紹影片，內容從一開始介紹 MLNG 建置的緣由、初期的建置過程，到每個設備的產能，以及安全衛生政策的政策與落實、企業社會責任的作為與實踐，讓與會有能初步並

完整的了解 MLNG。

在 1980 年代，砂勞越的民都魯仍是一個小型的漁村，當地人民窮困，靠著捕魚為生，隨著在外海發現天然氣，發展 LNG 工業，轉變成一個繁榮現代化的工業城鎮，人口從一萬多人發展到現今 11 餘萬人。1983 年 1 月 29 日，馬來西亞第一次將 LNG 裝船運往日本，開始了 MLNG 的業務。現在 MLNG 共有四個生產區，首先，MLNG SATU 擁有 3 條生產線，約 8.4MTPA，隨後擴建 MLNG DUA 擁有 3 條生產線，產能 9.6MTPA，接著進行 MLNG TIGA 擴建，增加 2 條生產線，產能 7.7MTPA，最後是 MLNG TRAIN9，預計 2016 年投產，目前總共為 25.7MTPA。產出的 LNG 主要運往日本、韓國、台灣及中國。

在工業安全衛生方面，MLNG 定期舉辦各種消防演習，訂定各項安全措施以及針對高潛在風險制定了 10 項零容忍的安全規定。在員工健康照顧方面，定期舉辦身體健康檢查與關懷，此外還建置了鄰近醫院，設立燒燙傷病房，以維護員工健康安全。MLNG 也常在鄰近社區舉辦各項活動，開發的環境影響說明會，以及許多睦鄰工作，善盡企業社會責任。

影片簡介完畢後，接著換裝穿著現場人員的工作服裝，集體搭車前往生產線場。天然氣液化廠，製程從開採端獲得天然氣後，首先去除硫化氫、二氧化碳等污染物，稱為酸性氣體(Acid gas)，接著脫水，在分離汞金屬，獲得純度較高的天然氣後，最終再進入液化裝置，將天然氣降溫至-160 以下，儲存在 LNG 儲槽內，完成液化程序。

伍、 心得及建議

2016 年第 26 屆馬來西亞天然氣會議主要是以 Petronas 公司及專業顧問 Wood Mackenzie 公司為講者；Petronas 的實務經驗搭配 Wood Mackenzie 的專業研究，可讓與會者快速了解天然氣產業的上、中、下游技術面及商業面概況。此外，身為買家的我們，平日較少著重在探勘、船舶設計與接收站設備技術的著墨，透過此次的會議研討可讓我們建構更完整的產業結構鏈。再者，無論是會議報告內容的理解或是個案討論的表達，專業知識與外語能力(專有名詞、口語表達…等)扮演重要的角色，建議下次可提早告知與會人員讓他們有充份時間做行前準備以達事半功倍效果。

而參訪天然氣液化廠，其製程複雜程度比接收站複雜許多，但接收站較多其他多元化的設備，如熱值摻配、長途管線輸氣設備、冷能利用系統、發電系統等等，是其液化廠所沒有的，專業各有所不同。此外，本次現場參訪全程皆在車上導覽，無安排下車參觀，因此僅能看到天然氣液化廠的外觀，無了解操作的細節，未來若有機會，也可與其交流，了解彼此的製程，互相交換意見，或許會有不一樣的收穫。

