

行政院及所屬各機關出國報告提要	
出國報告名稱：參加天然氣暨液化天然氣資訊動態訓練課程	
	頁數 <u>35</u> 含附件 ☐ 是 ☒ 否
出國計劃主辦機關/聯絡人/電話 台灣電力公司/陳德隆/23667685	
出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話 林富和/台灣電力公司/燃料處/物料管理師/23666744	
出國類別： ☐ 1 考察 ☐ 2 進修 ☐ 3 研究 ☒ 4 實習 ☐ 5 其他(國際會議)	
出國期間： 102.10.7--102.10.11	出國地區： 新加坡
報告日期： 102.12.10	
分類號/目	
關鍵詞：天然氣、液化天然氣	
1. 參與此次國際性天然氣(包括液化天然氣)課程，除可瞭解天然氣的組成、型態、計算單位轉換、蘊藏量等初步知識，LNG 上、中、下游產業中有關開發、生產、運輸之 LNG 整體供應鏈、全球及區域性 LNG 市場發展、LNG 合約架構及價格協商、全球天然氣交易形式外，並藉由與 LNG 開發商、LNG 貿易商、LNG 船運公司、LNG 進口商、經濟研究學人等不同領域之受訓學員之互動，交換實務經驗及市場資訊，建立商業聯繫並拓展人脈關係，可為本公司未來自行進口天然氣預作準備。 2. 全球 LNG 市場需求強勁成長，到 2025 年預計需求量可達約 470 百萬噸，依現有及興建中之 LNG 液化廠產能，預期 2018 年因液化產能不足將開始出現供應缺口，到 2025 年將進一步擴大至 170 萬噸。 3. 近幾年非傳統天然氣蓬勃發展，如美國和加拿大的頁岩氣及澳洲的煤層氣開發計畫，而東非的莫三比克亦發現蘊藏廣大的傳統天然氣，若這些生產計畫能如期投產，應可對天然氣供應吃緊的情況有所緩和。惟美國為了維持國內氣價穩定，其出口計畫核准數目應有限；澳洲則受到勞力短缺及原物料上漲使得建廠成本高於預算，未來預期市場氣價將影響其開發計畫；加拿大則因其氣田距 LNG 出口廠距離較遠，管線的鋪設墊高生產成本，加上受到美國低價天然氣的威脅，成為其出口計畫之隱憂。故未來新生產計畫是否能如期上線仍充滿不確定性。 4. 目前本公司發電所需之天然氣，皆由台灣中油公司獨家供應予本公司，且國內所有天然氣相關之卸、輸、儲設施均為台灣中油所有。為配合政府穩定減核及擴大使用天然氣之政策，以及滿足北部電力負載需求，本公司規劃增建大潭#7-10 號燃氣機組，其年用氣量約 228 萬噸，加上中油公司現有兩座 LNG 接收站之營運容量已接近飽和，本公司目前已積極考量能參照大潭#1~6 號機天然氣採購經驗，以公開招標方式採購#7~10 號機組所需氣源，並配合公開招標方式興建接收站，以達自行採購天然氣之目標，並進一步抑低購氣成本及增加營運自主、加強調度彈性。	
本文電子檔已上傳至出國報告資訊網(http://open.nat.gov.tw/reportwork)	

行政院所屬各機關出國報告
(出國類別：實習)

參加天然氣暨液化天然氣資訊動態訓練課程

(Natural Gas & LNG Dynamics)

服務機關：台灣電力公司燃料處

出國人 職 稱：物料管理師
姓 名：林富和

出國地區：新加坡

出國期間：102.10.7-102.10.11

報告日期：102.12.10

目 錄

壹、出國緣起與任務	1
貳、出國行程	2
參、工作內容	3
參加天然氣暨液化天然氣資訊動態訓練課程	3
一、天然氣的組成	4
二、天然氣的形成	5
三、天然氣的探勘	9
四、天然氣的製程	13
五、液化天然氣(LNG)鏈	15
六、天然氣價格及合約	22
七、國際天然氣交易	32
心得及建議事項	34

壹、出國緣起與任務

本次課程係由 Conference Connection Group 主辦，於 102 年 10 月 8-10 日在新加坡舉辦 Gas(天然氣)&LNG(液化天然氣)之基礎教育及商業知識訓練課程，課程內容簡單分述如下：基礎教育包括從天然氣的組成、型態、計算單位轉換、蘊藏量等初步知識介紹，再深入到天然氣開發、生產、運輸說明 LNG 整體供應鏈，以及非傳統天然氣的介紹，並就面臨的挑戰等議題進行討論。商業層面知識包含不同地域天然氣之經濟性比較、天然氣買賣合約介紹、國際天然氣價格模組、全球天然氣交易形式等課題。

參與此次國際性天然氣(包括液化天然氣)課程，除可瞭解 LNG 上、中、下游產業、天然氣生產計畫結構及商業模式、全球及區域性 LNG 市場發展、非傳統天然氣之發展近況、LNG 合約架構及價格協商外，並藉由與其他受訓學員之互動，交換實務經驗及市場資訊，建立商業聯繫並拓展人脈關係，可為本公司未來自行進口天然氣預作準備。

目前本公司燃氣機組裝置容量為 10,590MW，已達公司總發電裝置容量 31,954MW 之 33%，在政府穩定減核政策下，未來燃氣機組及發電用天然氣需求將增加，102 年本公司採購發電用天然氣預算已高達 1,700 億元以上，約占總燃料費用 60%，影響供電成本甚鉅，為有效降低天然氣發電成本，本公司亦將規劃自行興建 LNG 接收站並自行購氣列為推動的目標。

貳、出國行程

102.10.7—102.10.7	往程（台北—新加坡）
102.10.8—102.10.10	參加天然氣暨液化天然氣資訊動態訓練課程 (Natural Gas & LNG Dynamics)
102.10.11—102.10.11	返程（新加坡—台北）

參、工作內容

參加天然氣暨液化天然氣資訊動態訓練課程

天然氣暨液化天然氣資訊動態訓練課程由 Conference Connection Group 主辦，自 2008 年開始已在全球各地舉辦過 18 次訓練課程，其與會者主要來自政府能源部門、全球大型油氣能源公司、LNG 生產供應商、電力公司、市場顧問、LNG 貿易商、LNG 船運公司以及經濟研究學人等不同領域人員。其內容為天然氣基礎教育及商業知識之訓練課程，適合剛接觸天然氣產業人員接受訓練。

課程型式主要以簡報為主，輔以部分影片教學，並於中間穿插師生問題之互動，在小章節結束後進行測驗以瞭解課程吸收狀況，為期 3 天的課程以天然氣的組成、型態、計算單位轉換、蘊藏量等初步知識介紹，再深入到天然氣開發、生產、運輸說明 LNG 整體供應鏈，以及國際市場天然氣價格、天然氣合約款條、全球天然氣市場等商業知識。

以下謹將本課程重點內容摘述如下，供作本公司天然氣營運之參考。

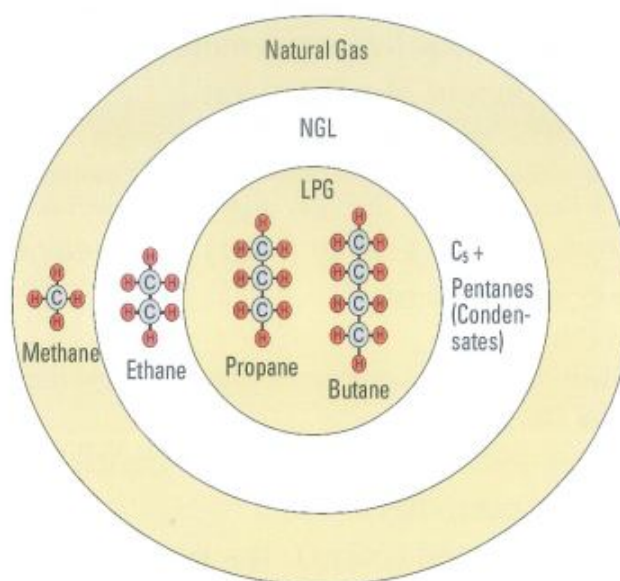
一、天然氣的組成

天然氣、原油及煤炭均為碳氫化合物，係由碳、氫元素及雜質所構成。碳數越低、混和物越輕質，則碳氫化合物將以氣態呈現，如天然氣；原油因含長鏈碳原子而較天然氣重，常以液態存在；煤炭常以固態存在且以更長鏈之碳原子組成。

天然氣在常溫常壓下係以氣態存在，主要成分為甲烷(C_1H_4)、乙烷(C_2H_6)、丙烷(C_3H_8)及丁烷(C_4H_{10})，而戊烷(C_5H_{12})可能會以凝結油型態與天然氣伴生。一般來說，天然氣不會含有碳數高於己烷(C_6H_{14})或固態蠟質成分。

甲烷為天然氣主要成分，其占比範圍通常為 70%~90%，如果天然氣甲烷成分超過 95%，則可被歸類為乾氣或貧氣(lean gas)，且所開採的天然氣僅含少量液態物；反之，如果天然氣甲烷成分低於 95%且有超過 5%乙烷、丙烷、丁烷等成分，則通常被歸類為濕氣或富氣(rich gas)，這類天然氣在開採過程中所產生之液態物較具經濟價值，可進一步萃取出液化石油氣(LPG)或天然氣液化物(NGLs)，前者主成分為丙烷及丁烷，置於高壓容器內儲存、運輸及市場銷售；後者以 C_2 ~ C_4 為主要成分。

天然氣亦可能包含一些非碳氫類的成分，如二氧化碳(CO_2)、硫化氫(H_2S)、氫氣(H_2)、氮氣(N_2)及氦氣(He)、氬氣(Ar)等惰性氣體，前述所列雜質於銷售前均須經過處理去除，尤其是 CO_2 及 H_2S 等兩種成分。

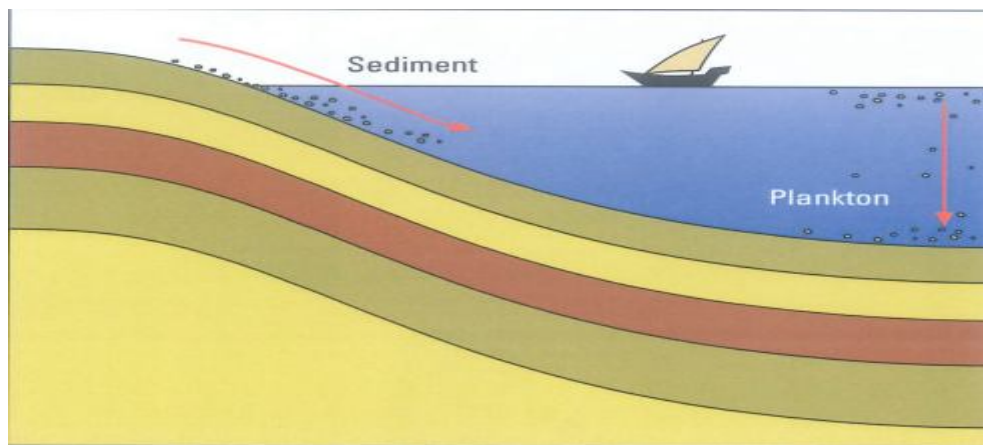


- Natural Gas: 1 to 5 carbon molecules (Methane, Ethane, Propane, Butane, & Condensate)
- Natural Gas Liquids (NGL): 2 to 5 carbon molecules (Ethane, Propane, Butane & Condensate)
- Liquefied Petroleum Gas (LPG) : 3 & 4 carbon molecules (Propane and Butane)

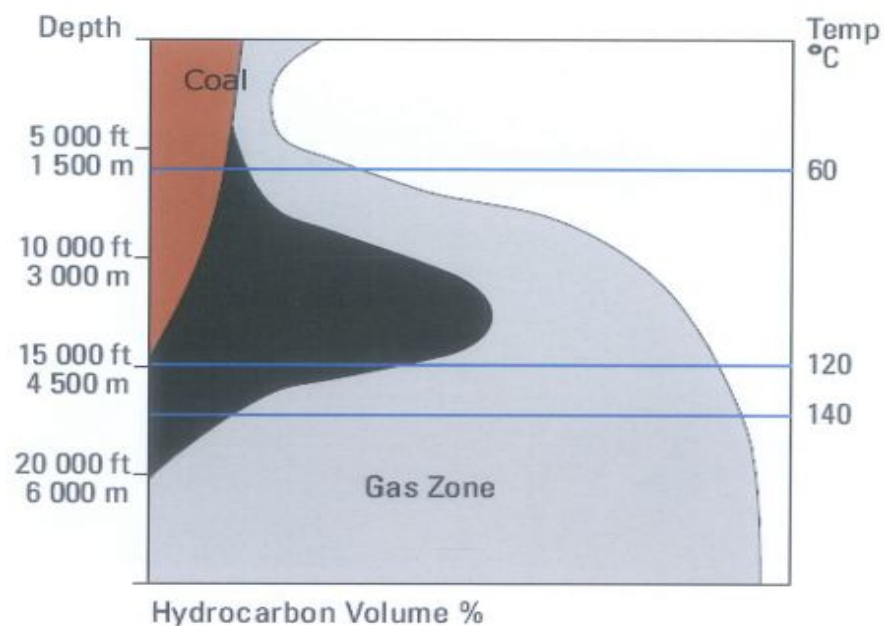
二、天然氣的形成

(一) 天然氣的成因及影響因素

天然氣及石油等碳氫化合物之形成，係因古代生物(從最簡單的浮游生物及單細胞生物到高等大型動植物)均含有有機成分，當這些生物死亡後並歷經數百萬年的腐敗分解，堆積在沉積岩內形成油母岩質(kerogen)，經過高溫及高壓過程，油母岩質將逐步降解成各類碳氫化合物，而隨著時間累積到足夠的數量並經過地層變動後則可形成儲油岩層(Reservoir Rock)。



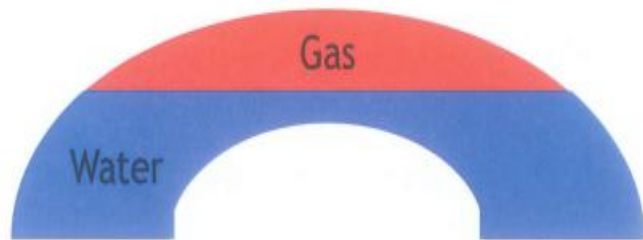
一般來說，溫度越低、深度越淺，所形成的碳氫化合物質量越重，雖然溫度是重要因素，但有機物質所處環境的壓力亦是產生碳氫化合物的主要因素，下圖顯示不同深度及溫度影響化石燃料產生的比例，因高溫高壓的環境有助於打斷碳分子的鍵結，所以輕質的碳氫化合物(如天然氣)通常於在較深的地層中被發現並開採



(二) 天然氣田種類

任何可產原油的生油岩層(Source Rock)均可能同時開採出天然氣，在這種案例中，與原油存在同一蘊藏地點的天然氣可稱為伴生氣(Associated Gas)，然而，並非所有產氣的沉積岩層中均可開採出原油，故大多數的氣源均為非伴生氣(Nonassociated Gas)，這種情形在世界各地較常見。

非伴生氣：
僅有水層及氣層



伴生氣：
分為水層、油層及氣



伴生氣：
因壓力因素天然氣融
於油層中



(三) 天然氣儲藏地質構造

假使自然環境提供下列情境，天然氣可在特殊地點持續累積形成儲氣層：

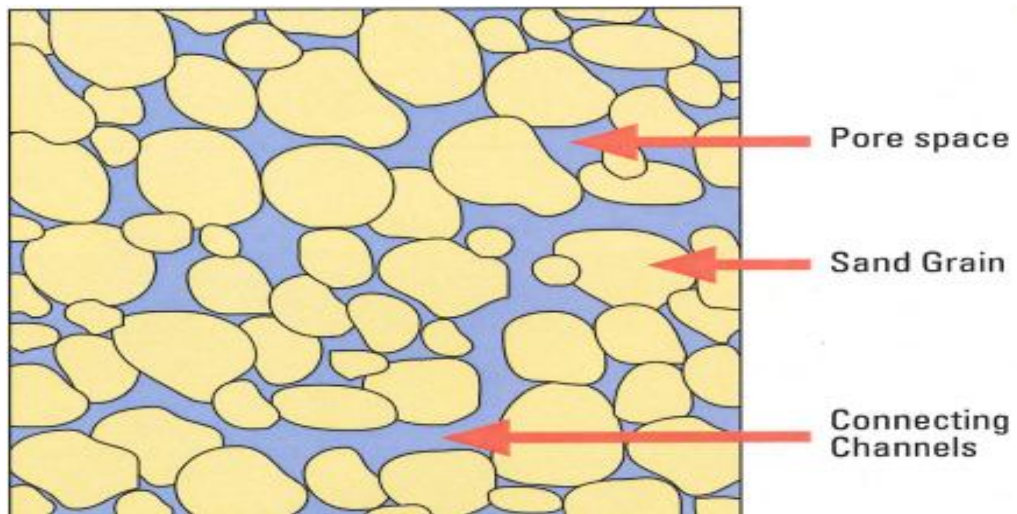
1. 生油岩層擁有足夠分解的有機物質。
2. 儲油岩層具有合適的孔透性(Porosity)及滲透性(Permeability)。
孔透性：指岩石顆粒間所占空隙的比率，一般優良的儲油岩層應擁有大於 10%~15% 的孔透性。

$$\text{孔透性} = \frac{\text{總體積} - \text{岩石顆粒體積}}{\text{總體積}}$$

滲透性：指物質在岩層中流動的能力，滲透性越高化石燃料越

容易在岩層中流動及開採。

沉積岩中，砂岩及部分石灰岩即是典型的儲油岩層，其可透過地層移動與生油岩層連結。

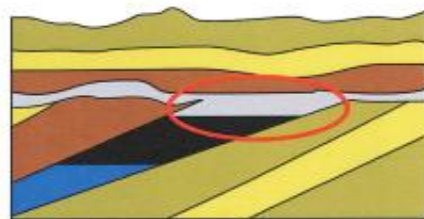


3. 在儲油岩層上面存在一低滲透性的岩層，以避免天然氣或原油向外溢出，通常這種封閉岩層為頁岩、鹽岩或黏土。
4. 地理/地質構造可防止天然氣從兩側逸散。

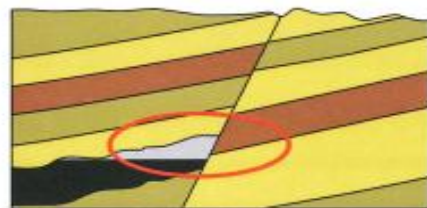
由於密度的差異，在儲油岩層中由下而上依次為水層、油層、氣層。如果儲油岩層有足夠的孔隙性和滲透性，則密度將是使原油及天然氣在地層變動時能位於儲油岩層最高點的原因。天然氣也可能於地底時以融入油層形式存在，開採時因地表壓力下降而與油分離。典型的儲氣地形構造有(1)背斜岩層(2)斷層(3)不整合岩層(4)鹽穹，如下圖所示：



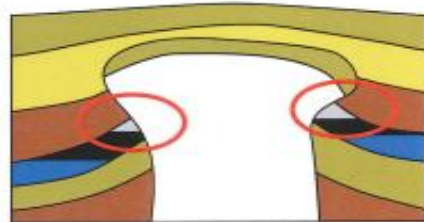
Anticlinal Trap



Pinch out trap against unconformity

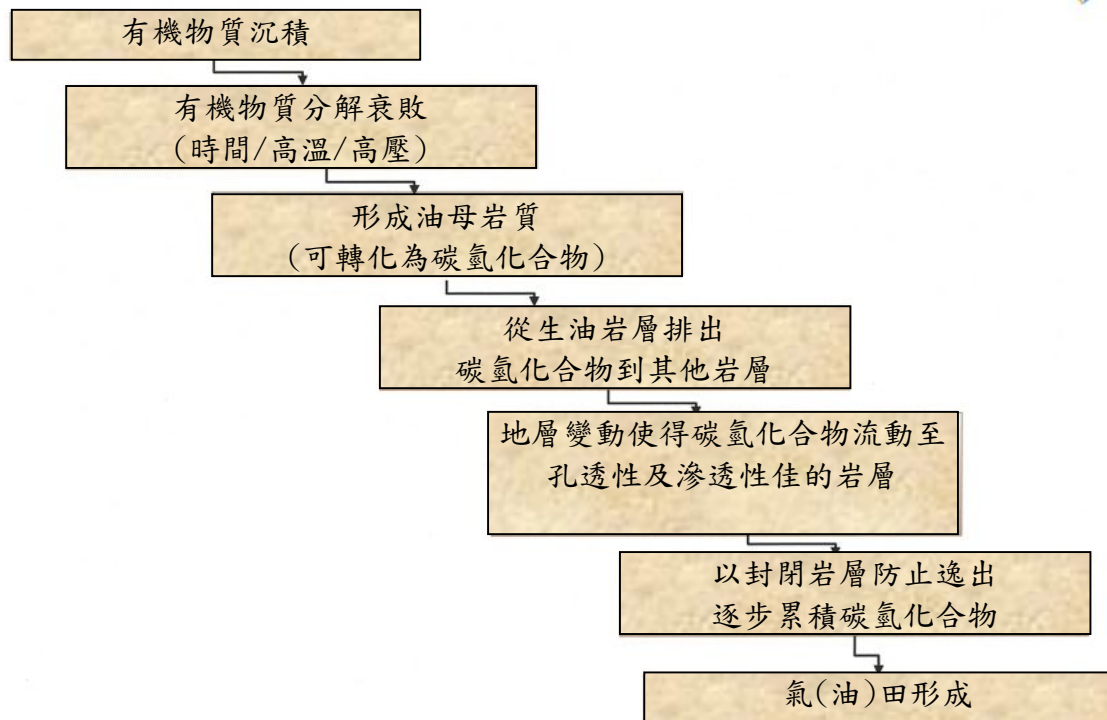


Pinch out trap against fault



Pinch out trap against salt dome

天然氣田形成示意圖如下：

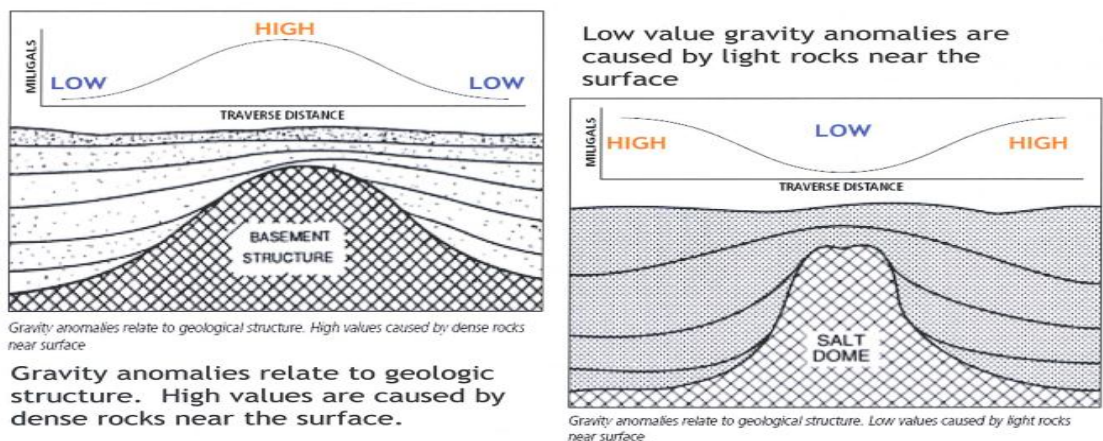


三、天然氣的探勘

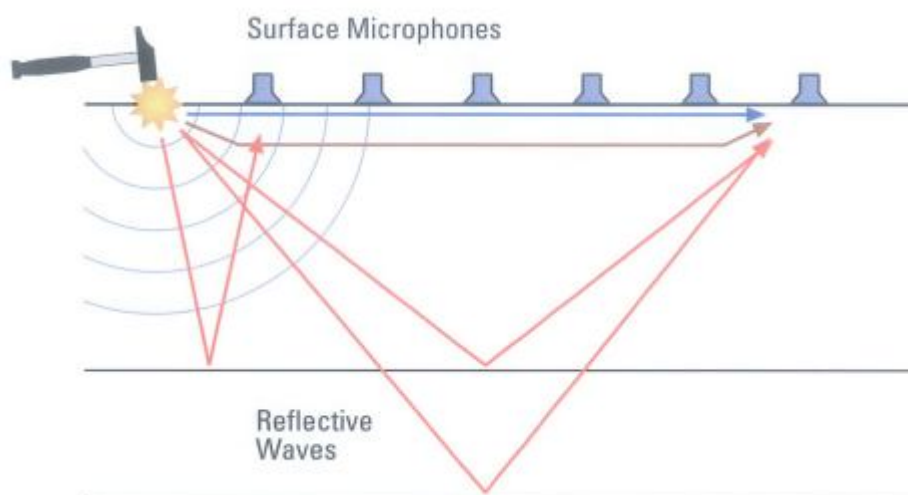
(一) 探勘方法

石油和天然氣的勘探過程是非常相似的，油、氣田的發現常係因地表有原油或氣體滲漏的跡象而具有開採價值，探勘的原理及法則係以地質學及地球物理學為基礎。運用地球物理學的物理性質於地表或鑿井內判斷蘊藏資源的特性及岩層結構，起初於地表上進行重力及磁力調查，再進行分析地底震波、放射性及聲波特性等測量。

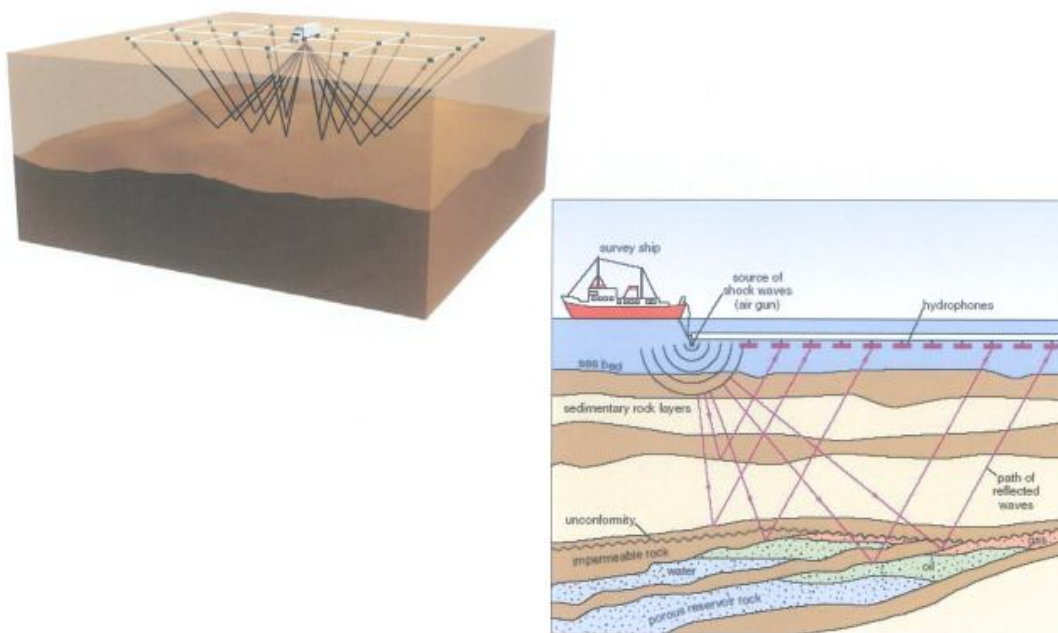
重力測量係觀測重力讀數的細微變化，以定位不同密度的地下岩層，重力異常(gravity anomaly)數值高代表靠近地表岩層緻密，重力異常數值低則靠近地表岩層疏鬆(如下圖所示)；磁力測量則為觀測某個區域磁場的變化，以發現磁場較火成岩和變質岩低的沉積岩。藉由前述重力和磁力讀數變化之觀測結果繪製潛藏帶狀儲油岩層之地底地圖。在沉積岩層高點鑽探以期發現背斜儲油、氣地層。



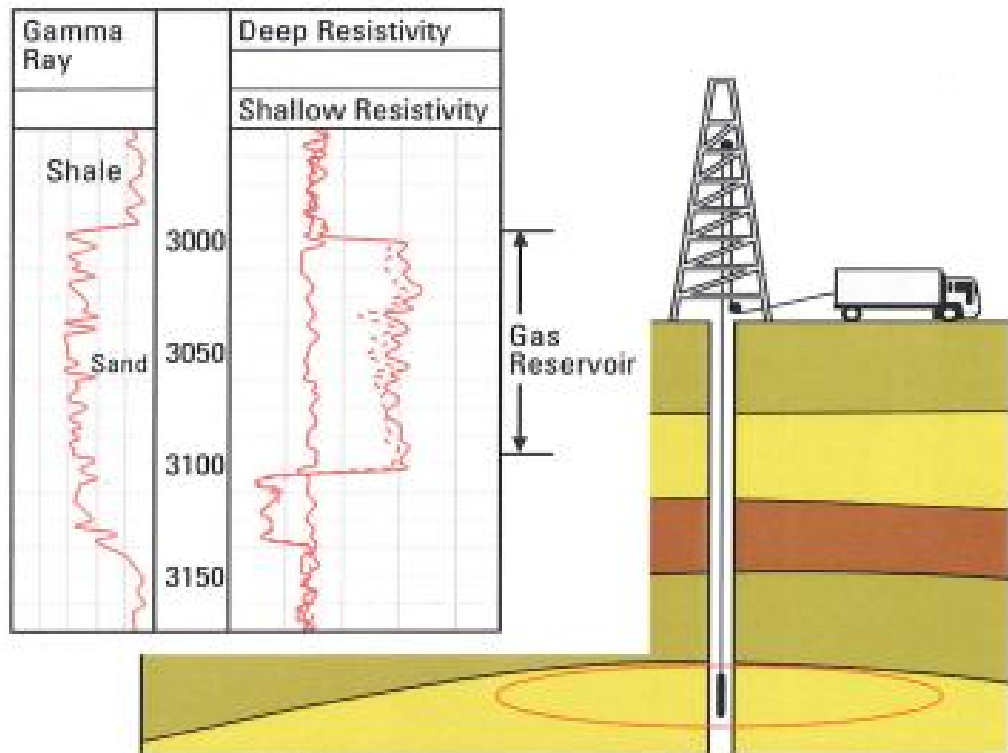
震波探測技術的使用可能是油、氣工業發展中最具深刻影響的技術，運用炸藥、空氣槍、或是直接利用振動板在地表上產生低頻能量震波，利用通過不同地層時發生反射及折射以探測地層結構，下圖為震波探測過程簡化原理圖。震波傳遞的速度與岩層的密度相關，因密度不同震波通過岩層時，可經探測及折射到下一個岩層，或以反射回地表的時間不同，運用在位於地表類似地震儀的高感度接收器記錄回波時間，以繪製地底的岩層結構圖並分析地底儲層特性、地下地質及碳氫化合物分布位置。



對於地表或海底的地層探測，需設置上百組震波檢測器或水聽器進行三維圖像量測，如下圖所示，以顯示儲層特性及更細微的結構特徵，並將該數據進一步處理後，可具體將地下地質、含碳氫化合物總類，及儲層位置之圖像可視化。



利用挖掘鑽探井於岩層孔洞中置入精密傳感器測量岩層各種物理及化學特性及岩石孔隙中的流體，常見測量項目包括電阻率、聲波孔隙度、放射性及密度。因原油及天然氣較水的導電性低，所以定時內量測岩層電阻率可辨別岩層中流體的性質；緊密材質的聲波傳遞速度快，故岩層孔隙率大則聲波傳遞速度慢；由於頁岩中放射性元素濃度較高，量測岩層放射性濃度可分辨頁岩與沉積岩的所在區塊；測量密度亦可區分岩層類型。



(二) 天然氣儲量預估

地底資源的蘊藏量在未開發前、探勘、規劃、興建、生產等階段都需要對其蘊藏量進行估算，因預估蘊藏量對於買賣合約簽訂、開發計畫的財務分析、開發公司股價都具有極為重要的影響力，但過去對資源蘊藏量卻無明確定義，不同公司、組織運用不同的原理進行蘊藏量預估，往往無一致的標準可依循。

石油工程師學會(Society of Petroleum Engineers ,SPE)遂於 1997 年認可將資源蘊藏量劃分為已證實儲量(proved reserves)、可信儲量(probable reserves)、可能儲量(possible reserves)。

1. 儲量(Reserves)

在規定的條件下，從一個訂定日期開始的期限內，對已知的蘊藏點進行開發而預期可供應商業用途開採油、氣量。儲量必須滿足四個標準：(1)已發現的；(2)可開發的；(3)具商業價值的；(4)從既定開發項目實施起截至評估日期未產出的蘊藏量。依據評估的確定性程度，儲量可進一步分類；以項目成熟度，儲量再進一步分級；還可根據開發及生產狀態對項目進行描述。

2. 已證實儲量(proved reserves)-1P 或 P

透過地球科學及工程數據分析，事先訂定的期間內，依據已知的經濟情況、作業工法及政府制度下估算，以合理評估已知資源可商業性開發的資源量。其實際開採量等於或超出估算量的

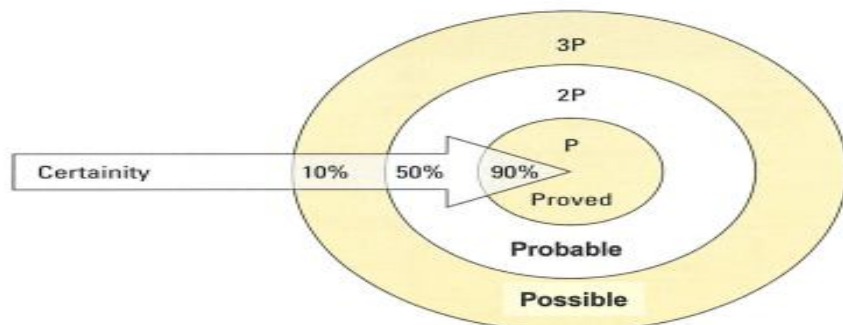
機率約有 90%。可簡稱為 1P 或 P。

3. 可信儲量(probable reserves)-2P

透過地球科學和工程數據分析，對未證實儲量評估，其開採可能性小於已證實儲量，但可開採的儲量仍高，其預估儲量包含以尚未成熟技術開採之資源量。其實際開採量等於或超出估算量的機率約有 50%。可簡稱為 2P(P+Probable)。

4. 可能儲量(possible reserves)-3P

透過地球科學和工程數據分析，對未證實儲量評估，其開採可能性小於可信的儲量，其預估儲量包含未具經濟性開採之數量。其實際開採量等於或超出估算量的機率約有 10%。可簡稱為 3P(P+Probable+Possible)。

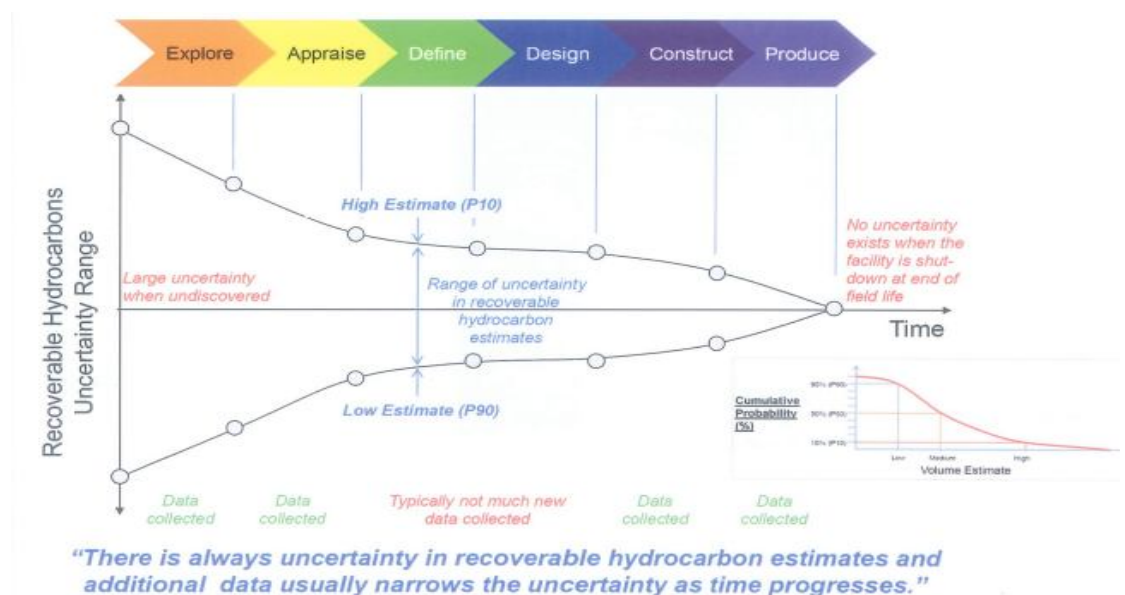


1P = Proved Reserves

2P = Proved + Probable Reserves

3P = Proved + Probable + Possible Reserves

而開發計畫隨著時間推動，其證實儲量與可信儲量的差異性也會逐漸縮小，直到開始生產後確定總儲量(如下圖所示)。

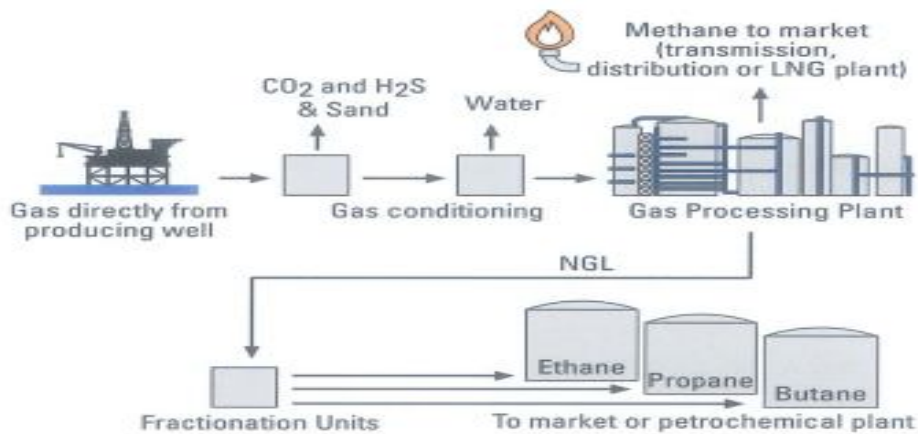


四、天然氣的製程

(一) 處理程序

天然氣加工的形式和程度取決於氣源的成分及消費者所要求的規範。大多數的天然氣在消費者使用前必須以天然氣處理設施先行處理，目前已有超過 2,000 個天然氣處理廠在全球各地營運，這些處理廠作業的範圍主要有(如下圖所示)：

1. 移除飼氣中的油、雜質(CO_2 、 H_2S 、惰性氣體)及水分。
2. 分離天然氣中各種烴類化合物氣體(乙烷、丙烷、丁烷等)，轉售其他市場。
3. 主要成分甲烷則經管輸網路送至市場銷售或送至 LNG 廠液化後出口。



(二) 天然氣需事先處理的原因

1. 天然氣銷售規範

消費者要求交運的天然氣成分配比及供應壓力應符合使用規範，如電廠所使用的天然氣應符合發電機組燃用之規格以避免機組故障或跳機，不符合所約定之品質規範標準則訂有相對應之罰則。

2. 天然氣管線運輸

運用天然氣管線運輸天然氣，常需限制飼氣成分以維持管線內氣體流量並減少管線遭受腐蝕，自氣田開採的天然氣可先被移除固體物質(如砂子)、水、 CO_2 及 H_2S ，水分常與天然氣同時產出，需先移除以防止管線或設備腐蝕及結冰，水分可能在低溫情況下與碳氫化合物形成結冰狀態的混和物，而對管線及處理廠設備造成損害，通常使用重力或添加化學物去除水分。而

CO₂ 和 H₂S 為腐蝕性高的化合物，且 H₂S 尚具有毒性。另可能會加入甲醇或乙二醇以避免管線結冰。

3. 高價值碳氫化合物

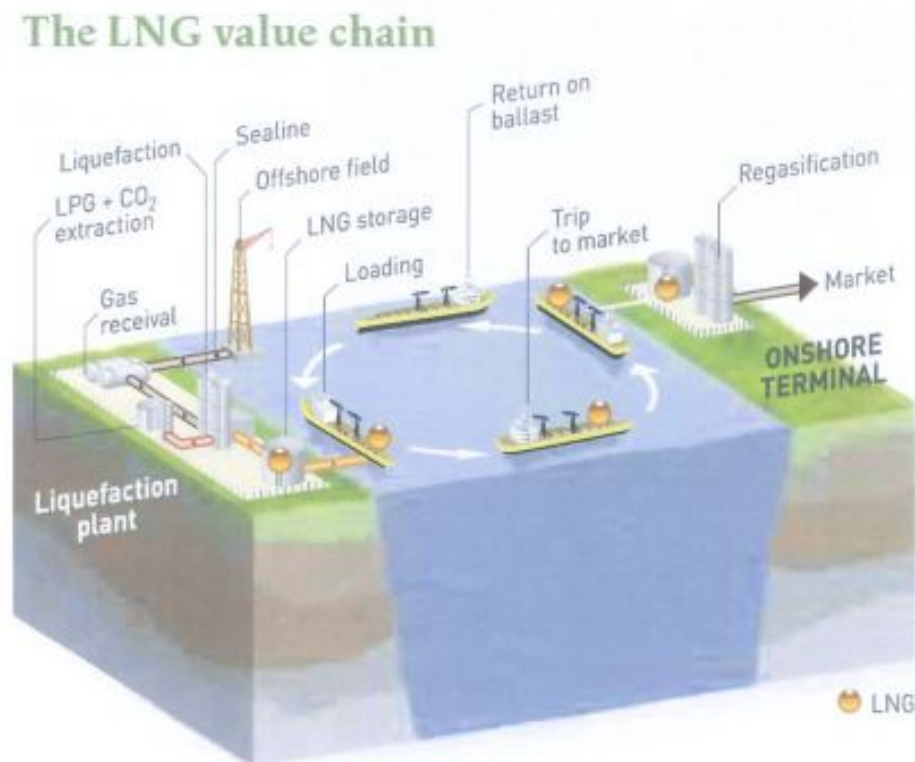
NGLs(乙烷、丙烷、丁烷、凝結油)通常可在大氣中恢復為液態，生產商從天然氣中移除以分開販售，石化業者常直接從天然氣生產商購買 NGLs。

4. LNG 的飼氣規範

LNG 廠對飼氣有較嚴格的規範，氣體含有任何雜質，尤其是水、CO₂、和較重的烴類，將嚴重影響 LNG 生產。

五、液化天然氣(LNG)鏈

LNG 是生產者將所開採的天然氣運送到消費者的一種形式，因天然氣主要成分為甲烷，其氣態冷卻至 -162°C 時轉化為液態，使得體積減少約 600 倍而易於運輸。天然氣液化為 LNG 可以船舶進行遠距離運輸，因運送距離太遠若以管道運送不具經濟性亦不可行，LNG 在接收站須從船上卸入儲槽中儲存，並經加熱後以氣態形式通過管線輸送給下游消費者。LNG 運送比起以管線運輸天然氣過程更為複雜，LNG 供應鏈由(1)上游：開採、生產，(2)中游：液化廠、運輸、(3)下游：再氣化廠及分配給下游消費者所組成，如下圖所示：



開採的氣田是否能商業化係依據其以 LNG 或管線運輸與市場的距離而定，通常生產商大致上會依循下列特點認定以 LNG 方式運輸是較為可行的：

- 氣田與供應市場的距離超過 2,500 公里。
- 氣田可開採天然氣資源量至少為 3~5 兆立方英尺(相當於 61.6~102.7 百萬噸)。
- 運交給天然氣液化廠前之生產成本低於 1 美元/百萬 Btu。
- 天然氣成分中僅含有最低限的雜質(二氧化碳或硫份)。
- 氣田離可興建 LNG 液化廠之距離近。
- 產地國家之政治情勢可支持大規模及長期投資的計畫。

- 進口國的市場價格足夠支付整個 LNG 供應鏈並提供 LNG 出口公司及產地國足夠之利潤。

在 LNG 交易中所使用的計量單位常常造成混淆，在測量生產天然氣的數量係以體積計算(常以立方公尺或立方英尺表示)；但若轉換為 LNG 則是以重量計算(常以噸表示)；而當 LNG 重新轉換為氣體銷售給下游用戶，則又以能量形式計算(常以百萬 Btu 或仟卡表示)。各種天然氣表示單位之轉換如下表所示：

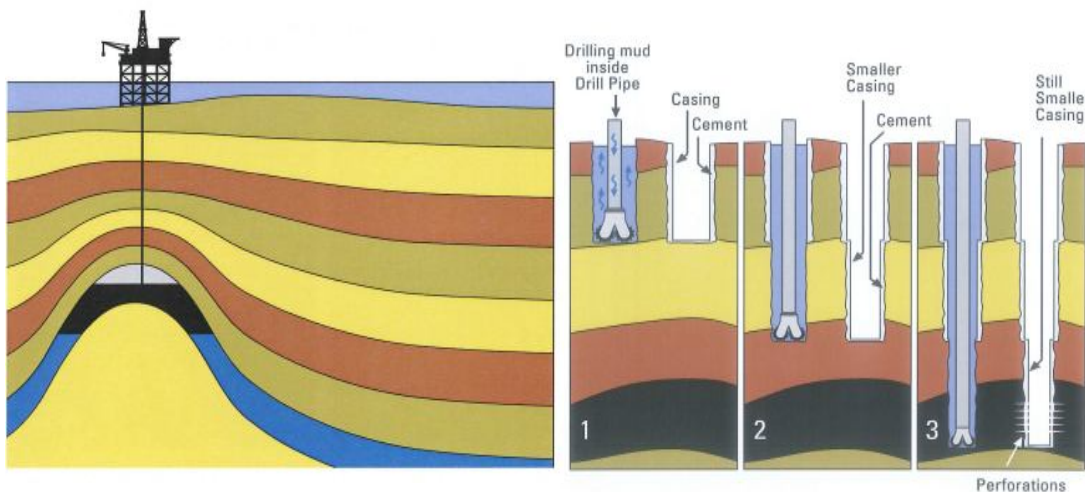
1 tcf (1 trillion ft ³ ; 1x10 ¹² ft ³) is equal to		1 tcm (1 trillion m ³ ; 1x10 ¹² m ³) is equal to	
28.32 bcm		35,314.67 bcf	
1,000 trillion (1x10 ¹⁵) Btu		35,314.67 trillion (1x10 ¹⁵) Btu	
1 Quad (1x10 ¹⁵ Btu)		35.31 Quad (1x10 ¹⁵ Btu)	
172.41 MM boe		6,088.74 MM boe	
1,055 PJ		37,257 PJ	
20.53 MM ton(MT; million) LNG		725.15 MM ton(MT; million) LNG	

1 ton LNG is equal to	1 m ³ LNG is equal to	Other energy equivalents:
48,700 ft ³	20,631 ft ³	1 Btu = 0.252 kcal = 1.055 kJ
1,379.03 m ³	584.2 m ³	1 kWh = 860 kcal = 3,600 kJ = 3,412 Btu
8.40 boe	3.56 boe	1 kWh = 3.41 ft ³ = 0.0966 m ³ = 0.00059 boe
48.7MM Btu	20.63 MM Btu	1 bbl LPG = 4.01 MM Btu
		1 bbl crude oil = 5.8 MM Btu
		1 bbl diesel = 5.825 MM Btu
		1 bbl gasoline = 5.25 MM Btu
		1 bbl fuel oil = 6.29 MM Btu

Conversions based on	
1,000 Btu energy equivalent to	1 boe energy equivalent to
1,000 ft ³	5,800 ft ³
35,314.67 m ³	164.24 m ³
0.174 boe	5.8 MM Btu
1,055 kJ	6,119 kJ

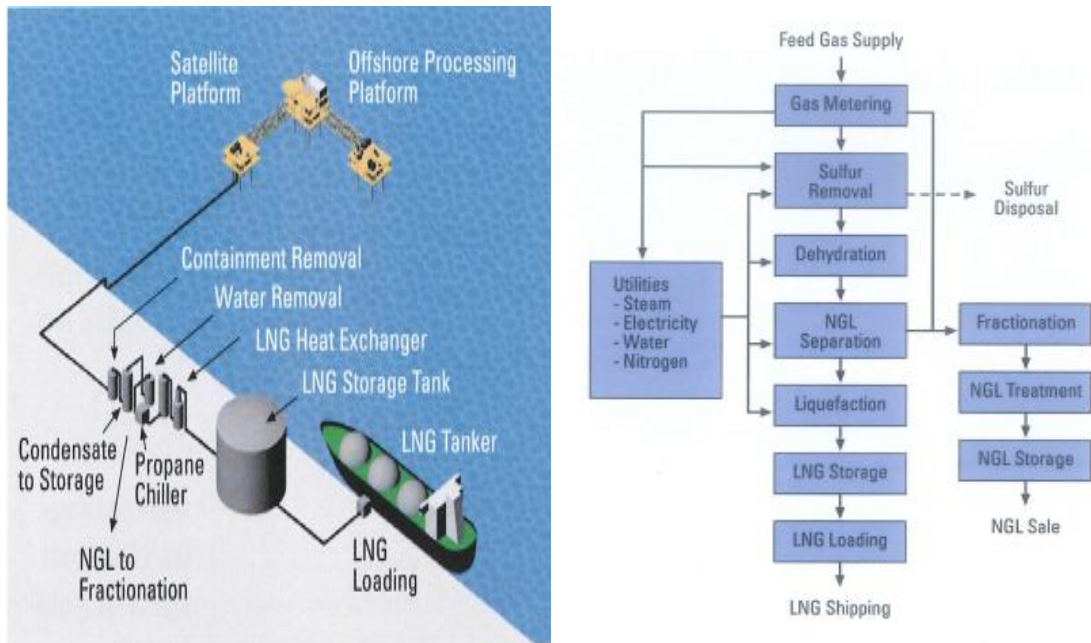
(一) LNG 供應鏈:上游

LNG 供應鏈的上游與傳統透過管線運輸的天然氣開採計畫大致上是相同的，均需要挖掘氣井、裝設井口及開採加工設備，在運送至液化廠前需先小心的移除雜質，特別是水份，以防止管線或設備腐蝕及結冰。



(二) LNG 供應鏈:中游_液化廠

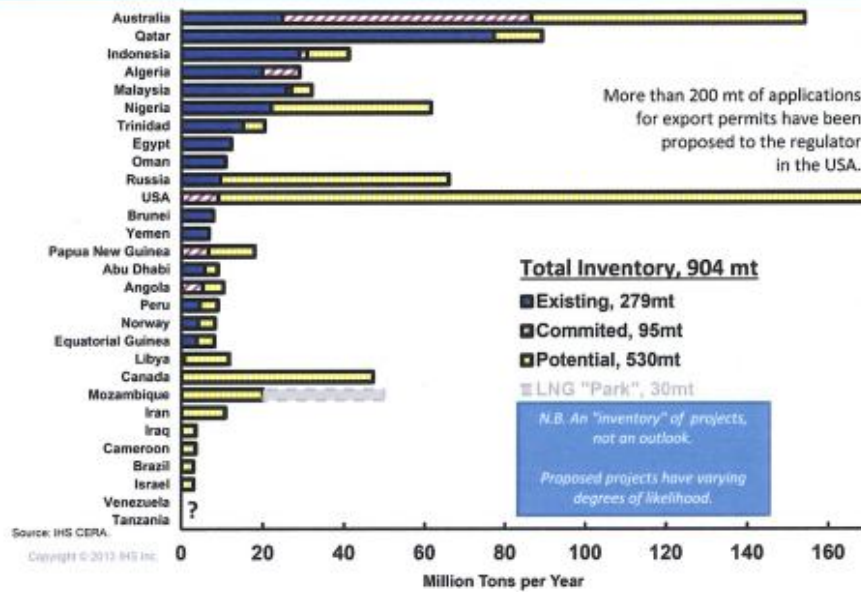
LNG 液化廠的飼氣必須儘量去除雜質，使其成分盡可能接近純烷氫類，若飼氣有含其他成分，可能會對液化設備及壓縮設備造成損壞或降低 LNG 品質；故飼氣之處理需經過計量量測、脫硫、去水份、分離高價 NGL(另外銷售以作為 LNG 外之附加價值)，最後再以低溫液化、儲存、裝運至 LNG 船舶以運輸至買方的再氣化廠。下圖顯示了一個典型的 LNG 液化和裝卸設施的佈局及其處理流程。



目前全球營運中的 LNG 出口廠有 31 個，分布在約 20 個國家，總營運能力達每年 279 百萬噸，而獲准興建接收站的規畫營運量達每年 95 百萬噸，目前規劃中的接收站營運量更高達每年 530 百萬噸，以美國、澳洲、加拿大、俄羅斯、莫三比克及奈及利亞為未來較具潛力之 LNG 供應國家(詳如下圖)，惟美國為了維持國內氣價穩定，其出口計畫核准數目應有限；澳洲則受到勞力短缺及原物料上漲使得建廠成本高於預算，未來預期市場氣價將影響其開發計畫；加拿大則因其氣田距 LNG 出口廠距離較遠，管線的鋪設墊高生產成本，加上受到美國低價天然氣的威脅，為其出口計畫之隱憂。

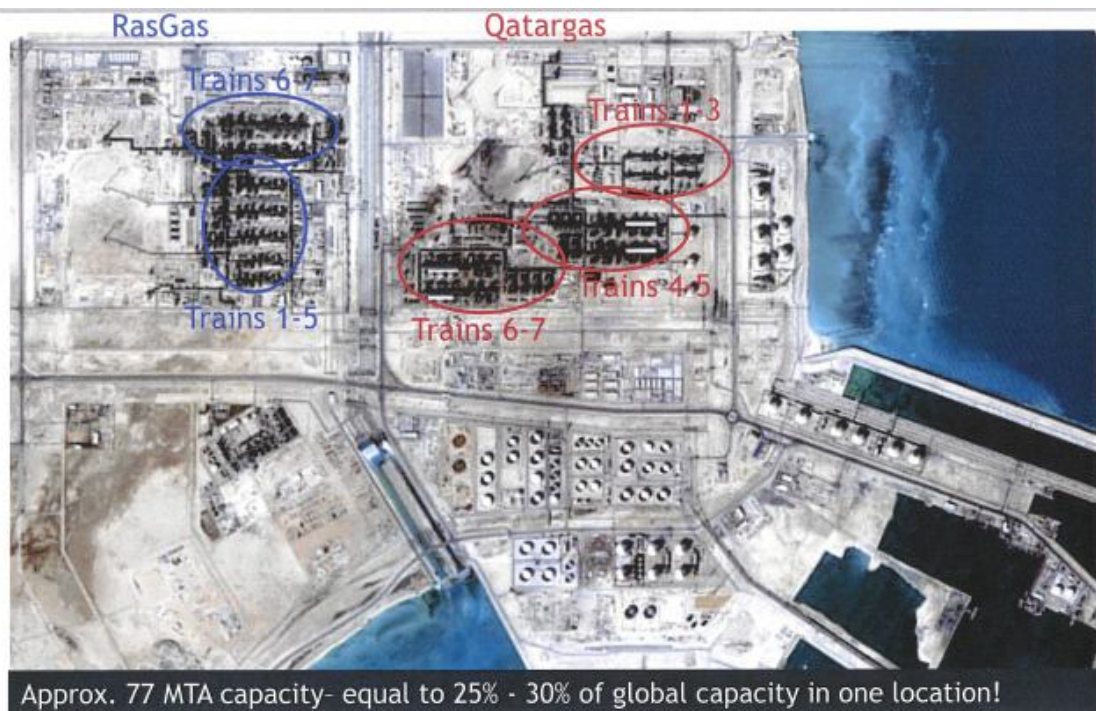
Proposed LNG supply

Qatar, Australia followed by US, followed by East Africa?



Source: CEIRA 2013

液化廠在整個 LNG 開發計畫中為最花費資金的環節，因為有約 8~10% 的飼氣會被作為冷卻設備的燃料，使其整體營運成本高於其他部分。為達顯著的經濟規模，LNG 廠需設置產能更大、更具效率的生產線，並儘量在同一氣田附近建造 LNG 廠，有利氣源可以使用各個液化設備(如卡達液化廠計畫)，達到降低單位成本的目的。

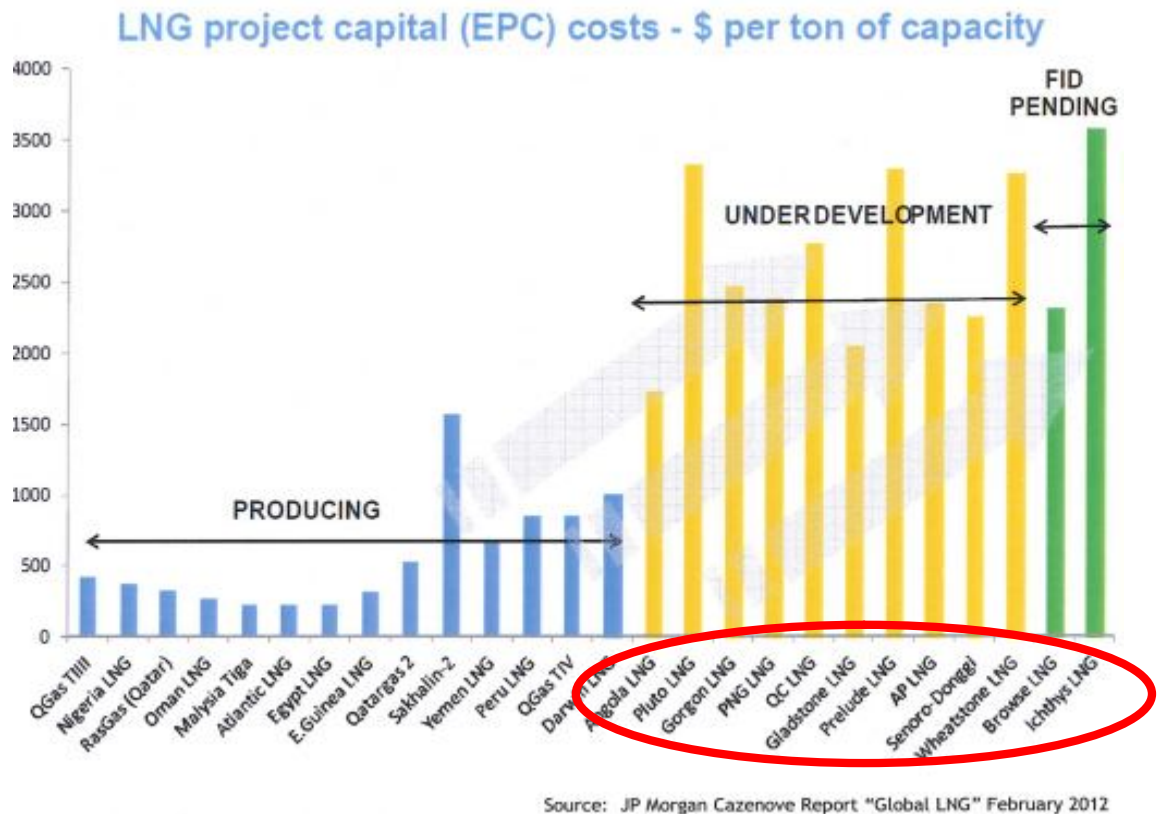


Sharing infrastructure can result in cost and schedule savings

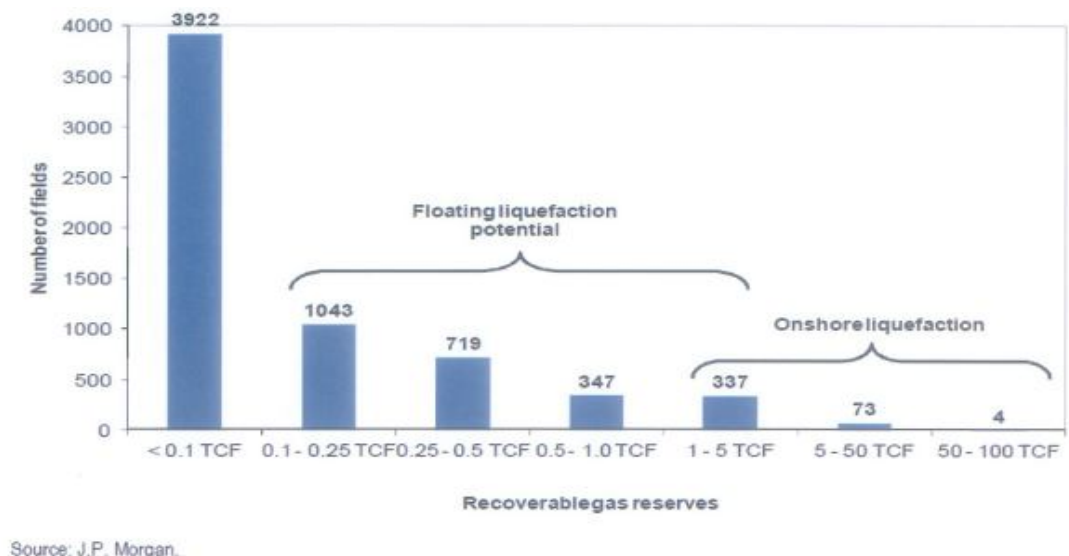
Natural Gas & LNG Dynamics

Source: Qatargas presentation, Doha Gas Conference, March 09

近期因鋼材等工程原料需求上升，使得 LNG 液化廠建造成本亦節節攀升，如澳洲 Woodside 的 Pluto 開發計畫，已表示建廠成本已較過去幾年增長 5 倍以上。因生產成本上升的緣故，如果市場氣價受到美國頁岩氣開發的影響而下滑，則可能會使澳洲許多開發計畫延宕或取消。



LNG 價格上升也會鼓勵生產商開發原本不具經濟性的油氣資源，如一些蘊藏量小及離市場偏遠的氣田，運用結合生產及儲存 LNG 的船舶(浮動式 LNG 液化廠(FLNG))進行氣源開採，下圖顯示目前已探明之可開採天然氣資源，只要 FLNG 之技術足夠成熟，小型氣田的開採遠景仍是足以待。



(三) LNG 供應鏈：運輸

為維持 LNG 於航程中保持低溫低壓狀態，LNG 須以特殊設定的船舶運輸，LNG 儲存在個別隔熱儲槽內，雖然儲槽周圍的阻熱設備可有效防止 LNG 回復到氣態，但每天仍會有 0.1%-0.25% 的貨氣轉換為氣態(boil-off)，因由液態轉為氣態會有吸熱作用，所以 boil-off 可以讓其他 LNG 保持液態，而轉化為氣態的天然氣則可作為船舶燃料使用。

LNG 船大致可分為球型(MOSS Type)及薄膜型(Membrane Type)兩種，其優缺點分析如下：

	優點	缺點
球型	(1) 結構簡單，應力分析容易 (2) 鋁合金結構牢固，只要不發生直接碰撞，不會損傷 (3) 安裝簡單，內部無扶強材，能單獨建造並縮短施工周期，檢查質量容易，安全性好 (4) 液面晃動效應少，裝載限制少 (5) 初期投資較少	(1) 船舶有較大尺寸，甲板有大開口，甲板結構不連續，應力集中點多 (2) 液貨重心高 (3) 操縱較困難，特別是在甲板上部受風面積大 (4) 駕駛台視線不理想
薄膜型	(1) 由於內壁為薄膜做成，薄膜內壁比傳統的艙壁要薄，消耗鋁鋼材料少，減輕液艙結構重量 (2) 預冷時間縮短 (3) 駕駛台視角廣 (4) 船型瘦削，受風面積小，推進效率高	(1) 結構複雜 (2) 對管理要求高 (3) 舾裝周期長 (4) 全部液艙薄膜和絕熱裝置都要進行定期全面檢試，包括在低溫條件下周期性載荷的疲勞試驗



(四) LNG 供應鏈：LNG 接收站

LNG 接收站(再氣化廠) 係由卸載碼頭、港埠設施、LNG 儲槽、氣化器以及連接城市管網的管線所組成，其主要任務為卸收 LNG 船、儲放 LNG、將 LNG 再氣化後透過管線輸送至客戶端。陸上的 LNG 接收站的儲槽一般可分為地上型(下圖左)及地下型(下圖右)兩種，其中地下型的儲槽，因儲槽間的距離可以縮短，適用於土地稀缺地區，以日本最為常見。



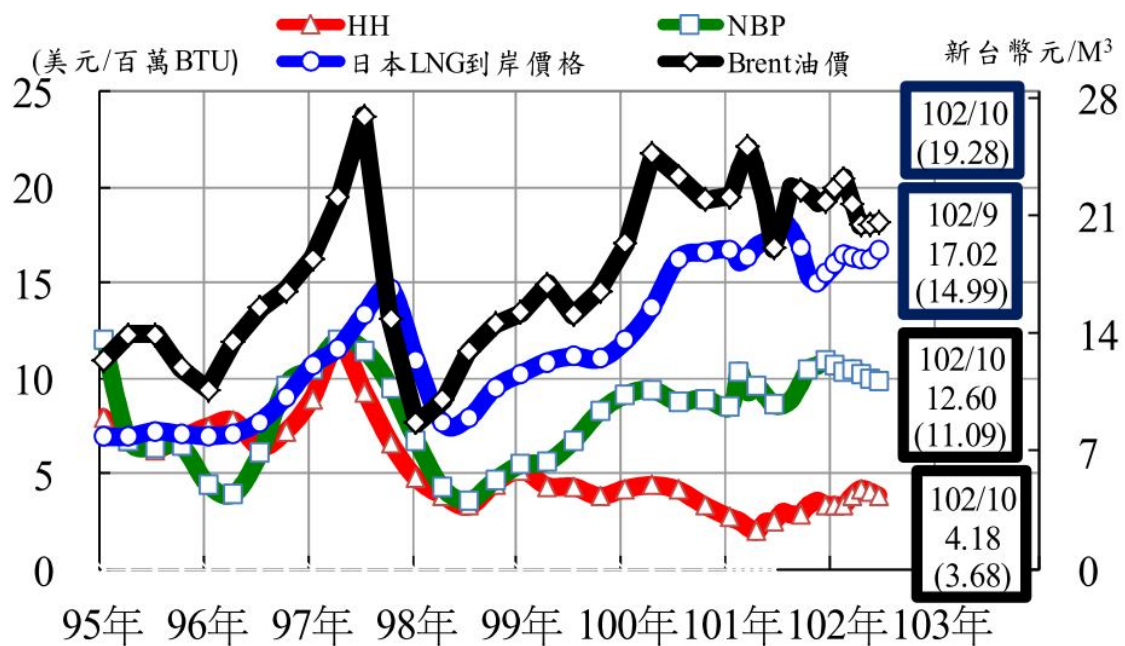
如果受限於港口位置擁擠或航道深度，也可於離岸利用 LNG 船舶改造為海上浮動式接收站卸收 LNG，透過船上的氣化設施氣化 LNG 後再以海管輸送至陸上使用。



六、天然氣價格及合約

(一) 天然氣市場簡介

天然氣市場可簡單分為國內自用之交易市場、透過管輸之國家間交易市場、及以 LNG 船運輸之洲際交易市場，目前全球並未有統一之天然氣基準價格，下圖為美國的 Henry Hub(HH)氣價、歐洲英國的 National Balancing Point(NBP)氣價、亞洲日本的 LNG 進口氣價及國際 Brent 原油價格之價格趨勢圖，各區域間的價格差異性極為顯著。



註：圖中括號內之數值單位為美元/百萬BTU，單位轉換設定為：(1)匯率美元：台幣為1：29.5；(2)熱值為9,700仟卡/立方公尺。

目前全球天然氣市場價格大致上可分為 4 類：



1. 管道氣價市場(gas-on-gas)

本類為最自由及富流動性的天然氣市場，主要以美國、加拿大及英國為主，其特點為具有：

- (1) 大量的供應商及消費者。
- (2) 原則上政府不會干預市場競爭機制。
- (3) 完善且透明的市場基準價格，如在美國設置有紐約商品交易所(NYMEX)，即時提供 Henry Hub(HH)市場報價，其為在路易斯安那州的理論氣價；在英國則有 National Balancing Point(NBP)氣價，並於洲際交易所(ICE)之網上交易平台提供即時報價。

由於北美比英國擁有較大規模的天然氣管線及儲存系統，而有機會進出口天然氣到本地市場，並以現貨及期貨合約方式進行天然氣交易，買家可以於期貨交易市場設定採購數量、選定管線系統內之任一交貨口、及預定交貨時間，並以屆時交貨的氣價交易。這種複雜的交易行為可有效率地最大限度運用市場基礎設施。

這種高流動性市場交易可以更有利於管線系統等基礎設施遍佈全國，當探勘到新氣田也會因距離管線系統較近而能加快開發及銷售速度。因具備透明的市場基準價格，新供應氣源很快就可被龐大的管線及銷售體系吸收，而無須經過長期的價格協商簽訂買賣合約，理論上，沒有單獨的供應商與買家能夠操控市場價格，並可抑止市場仲介貿易商干擾，因此會使市場運作效率更高及市場氣價穩定更具競爭性。

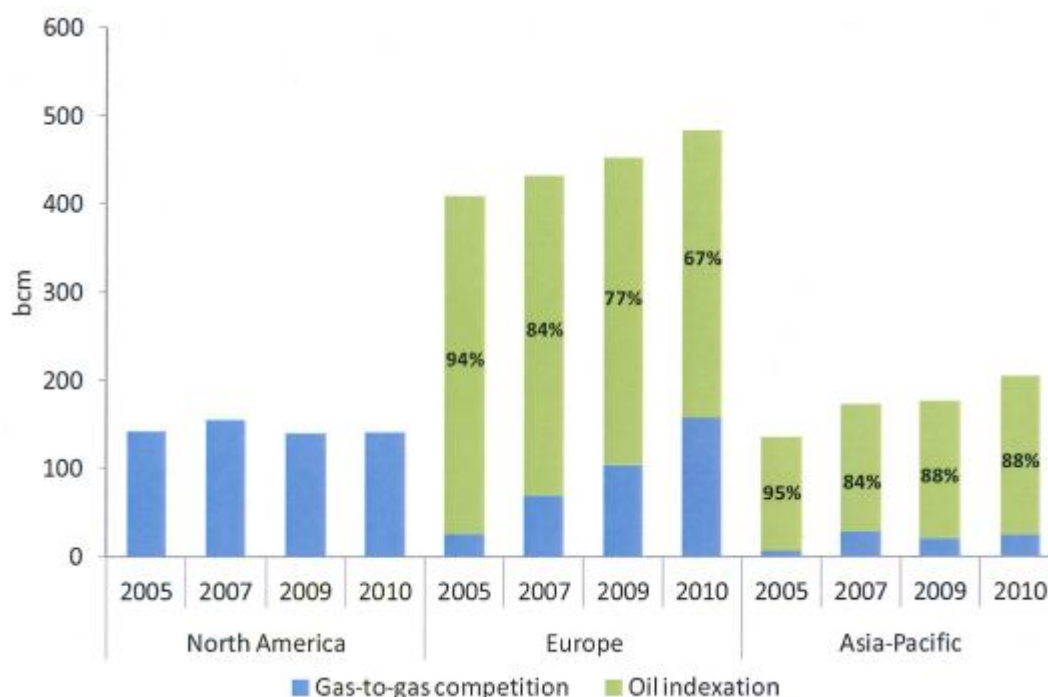
2. 替代燃料價格市場

第二類的天然氣市場主要分布於歐洲大陸及小部分東南亞國家，在這些地區的天然氣生產及消費行為係建立於油品市場成熟之後，油品市場具全球性及價格透明的性質，天然氣生產商為說服消費者轉換燃料，故天然氣計價基礎大多與原油或成品油價格進行掛勾，氣價之報價模型系設定一個指數或與油價連動，天然氣係以相較於等同能量之油品折價後銷售。

挪威、阿爾及利亞及俄國之生產商均大力推崇此類氣價機制，因為其極為熟悉油品市場，故可以用相同概念來進行天然氣合約之協商談判。但是自從 2008 年油價開始上升，使得與油價掛勾的氣價亦大幅上漲，相較過去幾年已提高 4~5 倍，當時許多歐洲進口業者利用 LNG 接收站進口的 LNG(非與油價連動)價格

反而比管輸氣價便宜，鼓勵貿易商及使用單位擺脫來自傳統挪威、北非及俄國供應的管輸天然氣。

隨著這些 LNG 轉化的天然氣進入歐洲市場，開始削弱油價連動氣價的影響力，下圖為歐洲市場逐漸朝更為自由和開放的管道氣價市場。



Source: IEA Report : Developing a Natural Gas Trading Hub - 2013

3. 油價連動市場

此類天然氣市場為傳統北亞 LNG 交易市場，日本為代表性國家，日本自產能源有限亦缺乏管線進口天然氣，所以日本大部分天然氣需求均需仰賴以 LNG 進口，其最初氣源係來自阿拉斯加及東南亞(印尼及馬來西亞)，目前供氣來源亦涵蓋中東及澳洲。

開始進口 LNG 之前，日本的電力事業主要依賴進口原油及燃煤作為發電燃料，故如同歐洲大陸一樣，日本買家強烈要求印尼及馬來西亞的氣價與其進口原油之間須有折扣機制，以反映潛在供應風險及不穩定才能以天然氣取代原油及燃煤，除此之外，日本買家在價格條款中設定價格上限機制以轉移未來高油價之風險，亦訂定價格下限以保證賣方最低銷售價格，而形成 S-curve 的天然氣價格曲線。

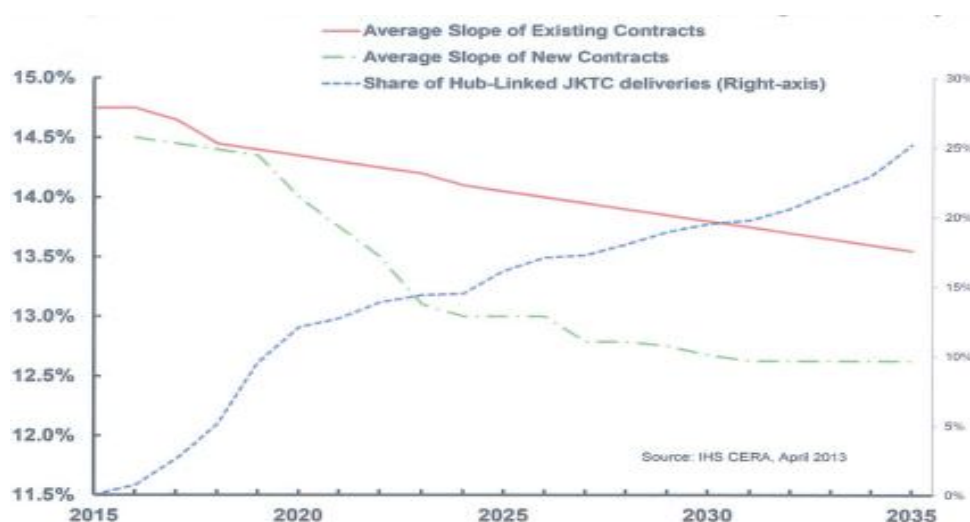
在 1970 年代到 2000 年之間，氣價與油價連動的斜率約為 0.14，隨著天然氣供應市場吃緊，到了 2006 到 2008 年之間其斜

率提高至 0.16~0.17 之間，2011 之後新簽訂之供氣合約則介於 0.14~0.15 之間。

日本天然氣市場是由國內少數 LNG 買家，以其所營運的 LNG 接收站進口 LNG，再氣化供應各自劃定區域的天然氣管線網路，因日本沒有國有的天然氣管線系統，所有業者間要完全相互交易天然氣較為困難。韓國及台灣的情況則為由單一公司主導整個天然氣市場，並有效地掌控全國天然氣管線系統及負責進口全國大部分天然氣需求。

受到目前油價偏高及美國國內管道氣價偏低，並大量開採頁岩氣轉化為 LNG 出口計畫的影響，亞太地區國家的 LNG 進口商希望透過進口美國 LNG 以降低氣價與油價連動之影響，目前已有幾個進口商簽訂氣價與美國 HH 連動的天然氣採購合約。

下圖為 HIS CERA 對未來亞太地區 LNG 合約氣價與油價連動之斜率預測，目前的長期合約斜率將從 0.1485 穩定下降至 0.136；新簽訂的長期合約則從目前的 0.1485 下降至 2020 年的 0.14，到 2035 年更降為 0.126；而與 HH 氣價作為連動指數的合約比例則從 5% 上升至 2035 年的 25%。



Source: IHS CERA : LNG Market Trends - Outlook 2013 and Beyond - May 2013

4. 管制氣價市場

管制氣價的天然氣市場係一較不成熟的市場，大多受到國家體制主導，氣價由國家機關制定，常會受到政策因素影響導致國內售氣價格低於進口平均氣價，因為價格不透明、無市場機制，無法引進私人投資業者興建基礎設施或成為供應商，此種市場因氣價以人為方式調控，將會出現能源使用無效率的情況。

(二) 天然氣銷售協議

管輸天然氣銷售協議 (GSA/GPA/GSPA) 為生產業者或其銷售代理商(賣方)與消費者(買方)所簽訂的合約，其中通常包含下列所列之規定：

1. 合約期限

GSA 依合約期限為可能短至一天或長至整個氣田的生產週期。在大規模的天然氣生產計畫中，銀行為了確保計畫可行及獲利，通常需要生產方提出與買方簽訂的 10~25 年的長期供應合約作為貸款依據。依合約期限長短，可略為劃分為下表。

種類	合約期限
現貨	3 個月以下，常用於 LNG 現貨交易
短期合約	3 個月~2 年
中期合約	2~10 年
長期合約	10~25 年，常適用於 LNG 長期合約

2. 數量

合約數量常以天然氣總供應為約定數量，一般來說，有兩種不同形式的協議數量合約，一種為生產商指定一特定區域之氣田完全生產量給予單一買家，直到該氣田蘊藏資源完全耗竭即終止供應合約，買方出現的用氣缺口須自行向其他大型供應商採購，此種供應合約之氣價通常具有優惠；另一種為一般常見的供應合約，賣方在一定期限內，承諾供應一固定數量予買方，假使賣方原先指定之氣田發生問題而無法履行供應義務，賣方需轉由其他氣田或由第三方供應之方式，負責氣源供應安全責任。

依供需要求可於合約規定約定不同情況下的供應數量：

名稱	定義
總計合約數量(TCQ)	完整合約期間之總供應數量
年度合約數量(ACQ)	單一年度之供應數量
年度最大數量(MAQ)	買方可依合約規定之百分比彈性上調 ACQ
每日合約數量(DCQ)	單一日之供應數量
浮動數量(Swing Volume)	買方可依季節需求、用氣尖峰調整之數量，惟仍須視賣方生產狀況能否配合
每日最大數量(MDQ)	買方可依合約規定之浮動數量增加上調至 MDQ=DCQ+Swing Volum

3. 價格條款

天然氣價格在市場上必須與其他替代燃料競爭，並提供整個生產鏈中的各環節都擁有足夠的報酬率。其價格之訂定可能是固定價格機制或浮動價格機制，固定價格機制通常適用於短期合約之合議價格；而浮動價格機制則為設定一基期固定價格，該價格可每年或規定時間內按通膨或某項指數依一定比例進行調整。

因指數價格浮動有助於確保天然氣價對替代燃料的競爭力，並可不需重新協商長期合約內容即可反映市場之變化。歐洲大多數天然氣合約都與原油價格或其他液態燃料產品價格掛鉤。

固定及浮動價格機制，在合約期限內價格也可能設定上、下限以分擔買賣雙方之風險。

4. 交貨義務

交貨義務係指賣方於合約期限內有義務交付指定的供應數量，如果無法履行義務，賣方可能須負擔賠償責任或支付買方額外支付的替代燃料費用。

5. 先付款後交貨(Take-or-pay, TOP)

賣方需承擔交貨義務，相對的是買方於合約期限內亦須提取一定百分比的合約數量，排除賣方或不可抗力因素造成買方提貨不足之情形，買方即使因需求量下降無法提足貨氣履行購氣義務，亦須先行支付貨款，待未來再依當時市場價格找補差額後提取貨氣，確保賣方基本營運狀況或一定額度的週轉資金，此條款亦是賣方進行計畫開發或興建設備時，向金融機構貸款，取得銀行同意融資的必備條件。

6. 交貨點

賣方供氣予買方的交貨點可能是在電廠管線交界點、城市管線網絡的樞紐、不同管線系統的交界點、天然氣加壓站、國家邊界、或 LNG 廠。

在 LNG 合約中，限定交貨點可以避免買方直接轉賣給其他消費者進行套利，但也降低買方因自身需求減少需臨時進行換貨(SWAP)的機會，此時若卸收之 LNG 廠為雙向(bi-direction)接收站，即可卸收後再轉運至其他地區。

7. 品質

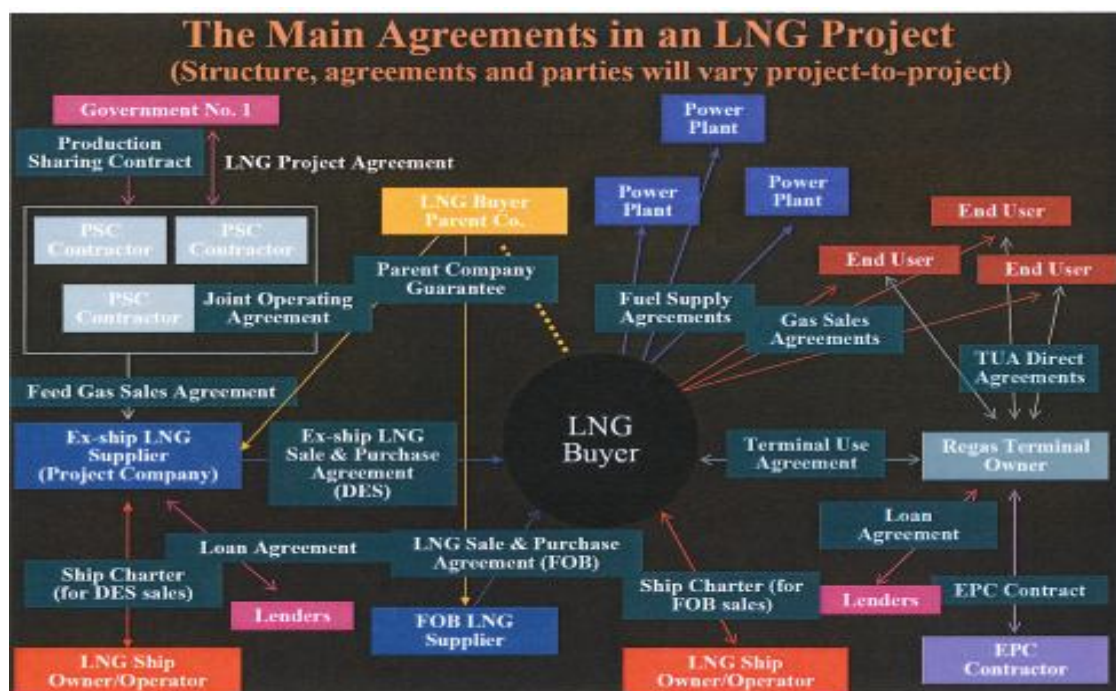
供氣合約中應明確規定供氣品質規範，包括

名稱	概述
熱值	設定熱值上、下限，國際上熱值單位為 Btu/千立方英尺，在我國則為千卡/立方公尺。
主要成分	甲烷、乙烷、丙烷、丁烷各烴烷類之占比限制
雜質	規定氧氣、二氧化碳、硫氧化物(SO _x)、氮氧化合物(NO _x)等物質之含量百分比；另水分含量亦有限制。
壓力	須滿足用戶使用設備可允許之壓力，因發電用戶機組所需供氣壓力通常較高，必要時須加裝加壓設備。
檢驗方法	規定前述天然氣成份含量之檢測方法(CNS 或 ASTM)。

如果賣方交付不合規範之天然氣，買方有權利依合約規定要求減價收受、減少合約期間 TOP 的數量、或選擇其他合約規定之補救措施。

(三) LNG 買賣合約(LNG SPA)

LNG 產業須大量資本支出、屬國際性的商務、LNG 生產鏈包括多數獨立的部門等因素，因此 LNG 產業需透過大量的法律協議過程。LNG SPA 具有大多數 GSA 的特點，但仍有一些獨特的情況，簡述如下：



Source: Philip Weems, King & Spalding "Coal Bed Methane to LNG Projects" 2011

1. 買家

傳統上，亞太地區的 LNG 買家多為政府支持且信譽良好的天然氣及電力公用事業。但隨著各國天然氣進口自由化的推動，現今很多 LNG 買家不再是獨家的壟斷事業，因為許多國家管制鬆綁，使得一些小型的能源供應商有機會與國外大型供應商簽定 LNG 合約。

2. 價格

亞太地區最早簽訂 LNG 合約時，因當時許多日本電力事業之電廠以燃油發電，所以 LNG 價格便與原油價格(日本一籃子原油價格，JCC)掛勾；然而，歐美地區因國內主要以管輸天然氣為主，其 LNG 價格則受市場天然氣價格(Henry Hub/ National Balancing Point)主導。

亞太地區的 LNG 合約價格特點如下

(1) 連動指定油價：

連動油價多以一個月或數個月之平均油價計算，降低油價突發劇烈波動之影響。

(2) 設定價格的上、下限：

設定最高及最低支付價格，減少買賣雙方之風險。

(3) 定期的價格重議條款：

因訂有價格的上、下限條款，買賣雙方定期協商價格，以反映市場情勢。

(4) 匯兌風險：

進口之 LNG 大多以美元計價支付供應商，進口商售予用戶的氣價則需以當地貨幣為基礎，故進口商需承擔匯率風險。

3. 價格重議條款

(1) 買賣雙方在合約執行一指定期間後(常為 5 年)，或其價格連動指數變化超過指定上下限時，可以依據市場價格對現行合約之氣價進行協商調整。

(2) 價格重議有以下幾種形式

- 買賣雙方已開始重議氣價，在新氣價尚未議定前，仍依原有氣價進行交易。
- 買賣雙方無法在限定期限內達成新氣價之共識，可終止合約。

- 由仲裁人依據 SPA 標準裁定新氣價。
- 由相關專家依據 SPA 標準裁定新氣價。
- 由仲裁人依據 SPA 標準及相關專家建議裁定新氣價。

4. 船運交貨條款

(1) 離岸價格(FOB)

輸出商品離開本國口岸之商品價格，不包括運費及保險費。貨物在指定裝船港裝貨上船後，賣方即完成履行交貨義務，買方則須負擔自此時起貨物滅失或毀損的一切費用及風險。

(2) 抵岸價格(CIF)

輸入商品到達卸貨港之商品價格，價格包括運費及保險費。賣方須負擔貨物運至指定目的港為止所需的費用、運費及海上保險費用，但貨物在裝船港越過船舷時起，發生滅失或毀損的風險及貨物在船上由於事故而生的額外費用，即由賣方移轉予買方負擔。

(3) 目的港船上交貨(DES)

輸入商品到達卸貨港之商品價格，價格包括運費及保險費。賣方須負擔貨物至指定目的港為止的一切費用及風險。

DES 和 CIF 的價格結構上相同之處，即貨價中都包含運費和保險費。但買賣雙方在貨物交交手續、費用和風險責任劃分上不同，其四個差異分述如下表：

差異點	CIF	DES
付款憑據	象徵性交貨，買方應憑單付款	實際交貨。賣方必須把貨物置於買方實際控制之下，買方方有責任付款
責任分界	以裝運港船舷為界	以在目的港實際交貨後為責任轉移的界限
保險性質	賣方辦理保險是一種義務，應按合約規定履行	賣方辦理買保險係為自身轉嫁風險。
限定時間	規定裝運時間	規定交貨時間

5. 所有權轉讓

在以 CIF 計價的合約中，LNG 船貨的所有權以及相關風險的轉讓，可以在再氣化設施、國際海洋邊界、或船舶航程中買賣雙方同意的地點；而 DES 合約中所有權轉讓地點，通常位於再氣化

設施的裝卸碼頭；相對而言，FOB 合約大多在液化廠的裝貨碼頭進行所有權和風險轉讓。

(四) 亞太地區買家對 LNG 合約的一些訴求如下

1. 更具競爭性的價格機制。
2. 為因應季節性需求，可允許彈性調整需求量。
3. 放寬 TOP 條款之責任。
4. 提高合約上、下限彈性供應量。

七、國際天然氣交易

除了再生能源外，全球天然氣貿易為初級能源中增長最快的部分，天然氣貿易預計在未來 20 年內將以 2~3%之年成長率持續增加，目前天然氣交易量大部以各國的國內交易量為主；然而，中國、印度、東南亞及拉丁美洲等新興國家，透過管輸及 LNG 跨越國境的交易量亦逐年增加。

根據 BP 於 2013 年發佈的全球能源統計報告，2012 年全球天然氣消耗量為 33,144 億立方公尺(相當於 24.03 億噸)，其中以管線交易之進口量為 7,055 億立方公尺(相當於 5.11 億噸)，以 LNG 交易之進口量為 3,279 億立方公尺(相當於 2.37 億噸)，詳如下表。

	消耗量 (億立方公尺)		管輸進口量 (億立方公尺)		LNG 進口量 (億立方公尺)	
前 5 大 國家	美國	7,221	德國	868	日本	1,188
	俄國	4,162	美國	838	南韓	497
	伊朗	1,561	義大利	597	西班牙	214
	中國	1,438	英國	354	印度	205
	日本	1,167	法國	350	中國	200
全球	33,144		7,055		3,279	

註：台灣 LNG 進口量為 169 億立方公尺，排名第 6。

(一) 國際天然氣管輸交易

由於全球天然氣需求增加及選擇供應當地數量下降，透過管輸跨國境的進口需求也隨之增加。跨境的管輸交易，將會提高管線投資的複雜性及地緣政治風險，特別是當交易涉及非買賣雙方之第三方國家時，則會要求取得廉價或免費的天然氣，以換取允許管線穿越其國土之條件。

(二) LNG 交易

1959 年從美國首次交付 LNG 予英國以來，全球 LNG 貿易量穩定增長；1964 年，阿爾及利亞成為了第一個建立商業化的 LNG 廠的國家，並出口 LNG 至英國。LNG 生產國的數量也從 1996 年的 8 個成長至 2008 年的 15 個，預估 2020 年將可達到 30 個；而目前 LNG 消費國家的數量已經超過 25 個。1990 年間的 LNG 交易量已增長 5 倍至目前約 240 百萬噸，未來 LNG 貿易將變得更具競爭力。現貨及短期合約交易數量的增長，伴隨著新交易方式的整合，將加速 LNG 產業的交易型態演變為一種常態性的商品，價格更將具競爭力、合約期限將更具彈性，並可在不同市場進行套利交易。

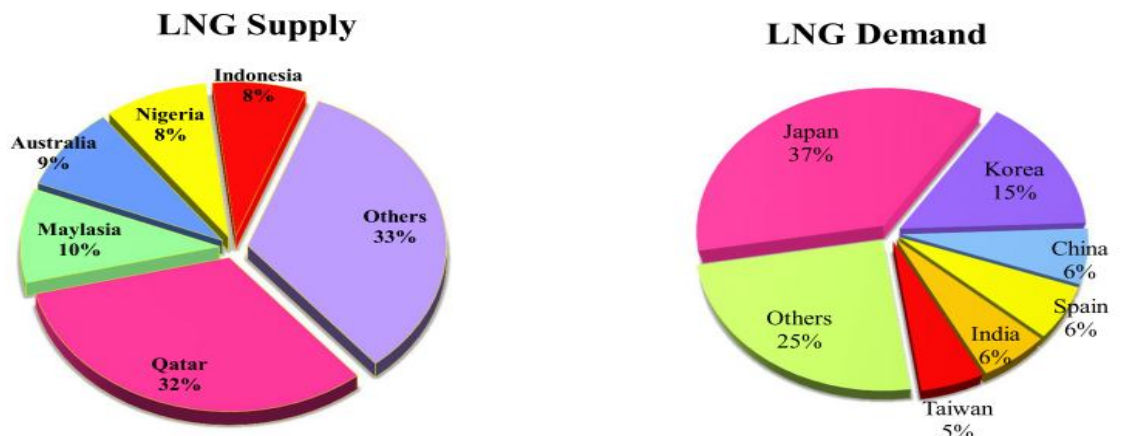
美國頁岩氣的熱潮對全球天然氣市場具有顯著的影響，預期美國在 2020 年前每年將可出口 LNG 超過 50 百萬公噸，氣價並與 Henry Hub 價格掛勾，如果美國頁岩氣能一直維持 3~4 美元/百萬 Btu 的低價，將可能對傳統以油價連動的 LNG 市場造成衝擊，導致亞太地區買家在心態上的轉變，希望長期合約之氣價與油價脫勾，簽訂與 Henry Hub 價格連動的合約以降低油價變動風險，目前已有亞太地區買家與美國簽訂類似合約。

過去太平洋盆地的 LNG 交易量占全球的 70% 以上，但由於歐陸增加 LNG 進口量，使得亞洲、中東、東非及西部拉丁美洲(祕魯)等生產商的 LNG 部份流向歐陸，而稍稍降低亞太地區的占比。生產商的套利行為也促進大西洋和太平洋兩個 LNG 市場能融合發展，未來一旦北美及東非的 LNG 生產計畫開始投產出口 LNG，新的生產商供應兩個市場的情況也會加速這種趨勢。

亞太地區的主要買家是日本、韓國、台灣(即為 JKT 買家)，以及新興市場買家，如中國、印度、泰國、印尼及新加坡。新加坡及泰國因其所在地理位置優越，均設定目標成為 LNG 樞紐，當市場氣價具競爭性時，提供貨氣的裝卸、存儲及轉售服務。日本自從 2011 年福島核災後對 LNG 的需求每年增加 8~10 百萬噸，且日本買家開始願意更積極的面對具風險的新技術(浮動式液化天然氣廠)及新供應來源(非傳統天然氣)。

下圖為 2012 年 LNG 交易情形：

1. 供應面：卡達為全球 LNG 供應量最大國家，占總供應量 32%，其次為東南亞國家的馬來西亞、印尼、澳洲、及北非的奈及利亞。
2. 需求面：亞太地區國家佔全球 LNG 進口量 70%，為全球 LNG 進口最為旺盛的地區，其中以日本占總進口量 37%，站穩 LNG 需求國家龍頭，其次為南韓、中國、西班牙、印度及台灣。



心得及建議事項

- 一、參與此次國際性天然氣(包括液化天然氣)課程，除可瞭解天然氣的組成、型態、計算單位轉換、蘊藏量等初步知識，LNG 上、中、下游產業中有關開發、生產、運輸之 LNG 整體供應鏈、全球及區域性 LNG 市場發展、LNG 合約架構及價格協商、全球天然氣交易形式外，並藉由與 LNG 開發商、LNG 貿易商、LNG 船運公司、LNG 進口商、經濟研究學人等不同領域之受訓學員之互動，交換實務經驗及市場資訊，建立商業聯繫並拓展人脈關係，可為本公司未來自行進口天然氣預作準備。
- 二、全球 LNG 市場需求強勁成長，到 2025 年預計需求量可達約 470 百萬噸，依現有及興建中之 LNG 液化廠產能，預期 2018 年因液化產能不足將開始出現供應缺口，到 2025 年將進一步擴大至 170 萬噸。
- 三、近幾年非傳統天然氣蓬勃發展，如美國和加拿大的頁岩氣及澳洲的煤層氣開發計畫，而東非的莫三比克亦發現蘊藏廣大的傳統天然氣，若這些生產計畫能如期投產，應可對天然氣供應吃緊的情況有所緩和。惟美國為了維持國內氣價穩定，其出口計畫核准數目應有限；澳洲則受到勞力短缺及原物料上漲使得建廠成本高於預算，未來預期市場氣價將影響其開發計畫；加拿大則因其氣田距 LNG 出口廠距離較遠，管線的鋪設墊高生產成本，加上受到美國低價天然氣的威脅，成為其出口計畫之隱憂。故未來新生產計畫是否能如期上線仍充滿不確定性。
- 四、受到目前油價偏高及美國國內管道氣價偏低，並大量開採頁岩氣轉化為 LNG 出口計畫的影響，亞太地區國家的 LNG 進口商希望透過進口美國 LNG 以降低氣價與油價連動之影響，目前已有幾個進口商簽訂氣價與美國 HH 連動的天然氣採購合約。

而 HIS CERA 對未來亞太地區 LNG 合約氣價與油價連動之斜率預測，目前的長期合約斜率將從 0.1485 穩定下降至 0.136；新簽訂的長期合約則從目前的 0.1485 下降至 2020 年的 0.14，到 2035 年更降為 0.126；而與 HH 氣價作為連動指數的合約比例則從 5%上升至 2035 年的 25%。

- 五、受到美國積極開發頁岩氣之影響，亞太地區許多 LNG 傳統進口大國已紛紛尋找自美國口 LNG 之契機，希望可以轉變過去以 JCC 原油價格連動之天然氣價格計價模式。以目前 JCC 油價 110 美元/桶及連動斜率 0.1485 估算，亞太地區 LNG 價格約在 16~17 美元/百萬 Btu，相較於美國國內目前之 Henry Hub 氣價 3~4 美元/百萬 Btu，有相當大之差距，即使美國天然氣加上管輸、液化及船運成本以 LNG 出口後，

其價格約為 12 美元/百萬 Btu，對亞太地區傳統 LNG 進口價格仍有相當之優勢，且 2015 年後巴拿馬運河完成擴建計畫，可允許 LNG 船隻航行，將可大幅縮短出口至太平洋岸之航程。惟未來 Henry Hub 氣價是否能持續保持低水準，仍有待觀察，若美國天然氣價格提升至 6~7 美元/百萬 Btu，且加上傳統 LNG 連動斜率由 0.1485 下降至 0.126 之預測，可能美國出口 LNG 氣價之優勢將消失殆盡，因此，對於買家亦須承擔未來價格不確定之風險。

- 六、本公司目前與台灣中油公司 101~103 年之天然氣承諾量為 630、650、650 萬噸，其中分為統約供應量及大潭合約量，分別以發電用天然氣牌價及合約公式計價，而超過承諾量部分之使用量則以增購價格計價。本公司原承諾之用氣需求量係以天然氣基準熱值為 9,900 千卡/度所預估之用氣量，惟中油為因應國際天然氣市場所生產熱值之下降趨勢，渠分別於 100 年 11 月 1 日及 101 年 4 月 1 日調降基準熱值為 9,800 千卡/度及 9,700 千卡/度，依國際天然氣市場慣例當 LNG 重新轉換為氣體銷售給下游用戶係以能量形式計算。因本公司所屬發電事業為終端用戶，應以使用能量作為計價考量依據，故建議未來協商增購量價格時，該承諾量應以 9,900 千卡/度計算總供應能量再轉換為熱值為 9,700 千卡/度時所需供應量。
- 七、目前本公司發電所需之天然氣，皆由台灣中油公司獨家供應予本公司，且國內所有天然氣相關之卸、輸、儲設施均為台灣中油所有。為配合政府穩定減核及擴大使用天然氣之政策，以及滿足北部電力負載需求，本公司規劃增建大潭#7-10 號燃氣機組，其年用氣量約 228 萬噸，加上中油公司現有兩座 LNG 接收站之營運容量已接近飽和，本公司目前已積極考量能參照大潭#1~6 號機天然氣採購經驗，以公開招標方式採購#7~10 號機組所需氣源，並配合公開招標方式興建接收站，以達自行採購天然氣之目標，並進一步抑低購氣成本及增加營運自主、加強調度彈性。