

參加 PERTAMINA 與其船東協商 GOLAR MAZO 2001 年預算會議出國報告

壹、 行程

89.10.31	台北—英國倫敦	啟程
89.11.1-3	英國倫敦	參加預算會議
89.11.4-5	英國倫敦— 台北	返程

貳、 議程(如後附)

參、 會議紀要

(記錄預算洽商重點及與 LNG 買賣方有關議題)

- 一、依 Badak VI 合約中之 Side Letter: Mutual Incentives Sharing 約定，如賣方付給其船東之費用高於本公司依合約公式支付之運費，則與買方(本公司)無涉。但如賣方付給其船東之費用低於本公司依合約公式支付之運費，則依 Mutual Incentive Sharing 規定，本公司可與賣方平均分攤結餘費用。
- 二、本次會議係討論 2001 年預算編列，原則上以 2000 年 1 月至 9 月各項目之實際支出為考量基礎。經數日討論及審慎考量各項目於 2000 年之預算數與實際發生數之差異，有關 2001 年 Golar Mazo 之預算由船東原提出之 557.9 萬美元調整為 523.8 萬美元；較 2000 年預算 510 萬美元增加 2.8 %。會議記錄如附件。

三、依據 Badak VI 之合約中 Side Letter 規定，每合約年結束後之三個月內應結算出該前一年之 Total Cost，以利未來每三年（即 TE Period）結算 Mutual Incentive Sharing。

四、依買賣雙方簽訂之 Implementation procedure

有關 Mutual Incentive Sharing 部份之執行，買賣雙方已依合約約定於 2000 年 1 月前完成執行細則之文字確認。其中，計算提運船次，雙方同意有關“Prelifted/ Postlifted cargo”之算法以 loading date 為依據，如此得以解決處理於 Year n loading 而於 Year n+1 discharging 船次之計算困擾。

五、另若 Seller 充份利用 LNG 船之間置運載能力(spare capacity) 轉運其他合約貨氣，則有關該各航次之費用，需由 independent auditor 提供相關資料，惟不納入計算 Mutual Incentive.

- (一) 雙方經討論，原則同意各合約年運費之計算係依據各日曆年(每年一月一日至十二月三十一日)間實際於永安接收站卸收船數，而非以付款日期為依據。(依合約規定，實際卸收日與付款日有至少八天之時間差)
- (二) 如有 Badak VI 合約量而以其他替代船調運載，則屆時賣方仍需提供替代船運費用之相關資訊以供查核計算。
- (三) 依 BADA VI 之 Side Letter” Mutual Incentives Sharing”相關條款規定有關運費均分係自 2000 年起每三年為一 Transportation Element Period(簡稱 TE Period)結算一次；

其計算方式為

$$(TC-TE)= M$$

if $M > 0$ 則本公司與 PERTAMINA 可各分得 $M/2$ 之金額

if $M < 0$ 則可 Carry Forward 至下一 TE period 再扣抵一次

舉例：

若 M_1 (即 2000-2002) < 0 則於 TE Period 2 結算時，可將 M_1 視為 Period 2 之 Transportation Costs 來結算 TEP 2 之運費結餘，即

如 $M_1 + M_2 > 0$ 則本公司與 PERTAMINA 可各分得 $(M_1 + M_2)/2$ 之金額(M_2 表 2003—2005)

如 $M_1 + M_2 < 0$ 則除由賣方 PERTAMINA 完全承受外，同時不得再 Carry Forward 至次一 TE Period(M_3 , 2006-2008)

換言之，

- (四) 有關運費結餘之支付方式，印尼 PERTAMINA 要求 CPC 確認由收到運費結餘通知之下一船次 LNG 費用直接扣抵之可行性。

(五)

肆、結論：

- 一、依中油公司與印尼 PERTAMINA 之 BADAQ VI LNG 買賣合約規定，有關運費部份，如 PERTAMINA 實際付予其 Transporter 之運費低於中油公司依合約付予 PERTAMINA，則每三年結算一次，超出部份，由 PERTAMINA 與中油公司各分得一半。此即合約中所述“Mutual Incentives Sharing”，依合約規定，買方得以 Observer 身份參與 Pertamina 與其 LNG 船之 Transporter 所進行之預、決算會議。
- 二、本次由 LNG 船 Charterer, Pertamina, 決定會議地點於船東公司地點英國倫敦舉行，會中決議日後相關會議將輪流於船東 (含 Osprey 及中油公司) 與印尼雅加達舉行。
- 三、此行係屬 Observer 身份，因此有關船東與 Charterer 間之預算會議，原則上不參與討論，惟如買方有意見可透過賣方 PERTAMINA 表達並討論。
- 四、Charterer, Pertamina 代表包括 LNG/JTG(負責 Golar Mazo 之租船人)、LNG/JMG(Commercial) 及 PSCs，於預算會議時極為謹慎仔細，有關船東之每一筆預算編列，均要求其提出說明，由於此次會議係 Golar Mazo 於 2000 年首次營運前之預算會議，雙方對相關預算仍有不同程度之歧見，雙方並未 Finalize。

- 五、雙方約定於十一月初 Pertamina 與中油公司進行 Badak VI 合約最後一次 JCCM 會議之同時，繼續協商。
- 六、有關 GOLAR MAZO 運載貨氣至永安接收站，依規定本公司要求船東須簽署 Risk Allocation Agreement，會中決議 CPC 與船東 FarAway 公司儘速進行相關文字之最後確認，併提第六次 Badak VI 合約 JC C M 會議 討論。
- 七、有關十一月二十五日 Golar Mazo LNG 船正式命名典禮，PERTAMINA 要求 FarAway 儘速安排妥相關活動細節，並通知參與命名典禮之單位。有關命名典禮 Sponsor 貴賓亦將儘速確認以安排配合措施。

TO : PERTAMINA LNG/JMG +62-21-5250054

Dear Nadjemudin,
the following name list is for reference only, it's not an official one.

- A. Mr. Hung-Chiang Chang
Executive Vice President, Marketing and Supply
- B. Dr. TIMOTHY H. WAN (Legal)
General Counsel of General Counsel's Office
- C. Dr. Chia-Soon Ku
Director of Supply and Marketing Division
- D. Mr. Wayne Dai
Chief Executive Officer
of TMTD (Taiwan marketing & transportation Division)
- E. Mr. M. H Chen, Department Director

Natural Gas Department of TMTD

- F. Mr. J.L Lee
Plant Manager of Yung-An LNG Plant

- G. Mr. Charles Chu
Deputy Director of Supply & Marketing Division

肆、結論與建議

- 一、藉由參加油氣會議，對國際最具潛力之亞太油氣市場有深刻瞭解；同時亦藉機和與本公司業務往來之各大油公司，有面對面

洽談相關事務，藉以維持彼此合作關係。

- 二、與會演講者實際上仍包括東協國家之代表，雖其目前仍處開發中階段，但其發展潛力確實不容忽視。
- 三、另，藉日韓菲等國代表之報告，可了解解除到自由化，民營化儼然已呈世界潮流，惟有健全經營體質才是永續經營之道。
- 四、此次會議亦同時邀請中東產油國如伊朗、沙烏地阿拉伯、科威特等代油公司代表發表未來產油國家之亞太策略。另亦邀請歐美知名油公司介紹各公司之亞太經營情況。基本上，未來亞太地區仍是全球之發展重點地區。
- 五、由於台灣未來之成長與其他開發中國家相較已漸呈趨緩，因此，有由成長重點國家轉向之現象。加上未來無論油或天然氣均將有新競爭者出現，中油公司如何在有限之空間求生存與再發展，值得深思。

雖因 KYOTO 會議決議，全球相關會員國莫不積極推動溫室效應氣體減量之政策。未來 Fossil Fuel 之市場成長應有趨緩趨勢。另雖核能發電較其他燃料更具效益，且無二氧化碳排放之虞，惟因民眾接受度極低，抗爭日甚，核能燃料之發展亦不致樂觀。因此，推廣使用低二氧化碳排放量之天然氣，成為世界各國優先考量之政策。另，先進國家亦已紛紛投入研發 Renewal Energy(新興能源)，期能開發兩全其美方式，以同時解決能源需求及環保顧慮。

國際市場上有關 LNG 市場未來走向之說法甚多，看法亦不盡相同，但無論如何，對市場之傳統規則產生極大之影響，買賣雙方間之互動關係也因市場預期之轉變起了微妙變化。

對於潛力消費市場如中國大陸及印度等 各界亦多方揣測其時程。而至於多項 LNG 開發計畫到底這些計畫中哪些可以如願開發，更是眾說紛云。

可以確定的是，傳統之 LNG 買方多因其下游市場經營環境之改變如市場自由化及降低價格之壓力而面臨極端之不確定性。

以日本為例，政府要求天然氣業者在 2001 年時須降低 20% Customer Tariff；. 多年前日本即已發展 IPP 市場，日本政府現考慮開放整個電力事業，以削弱區域獨佔情況。因此不論未來大型 IPP 業者是否會採獨自進口 LNG 之方式，對現存之傳統買方均是一衝擊，且因面臨現有市場不確定性，影響未來市場需求之預測基準。

至於韓國，亦同樣面臨自由化競爭之壓力，其國內液化天然氣進口事業不再是 KOGAS 一家獨大，

