

行政院及所屬各機關出國報告

(出國類別：開會)

參加提升油氣田採收效益技術研討會 暨 2006 年國際石油工程學會 SPE 技術年會

服務機關：中國石油股份有限公司 探採研究所

姓名職稱：曾繼忠/石油開採工程師

派赴國家：美國

出國期間：95 年 09 月 24 日~ 95 年 10 月 02 日

報告日期：95 年 11 月 16 日

參加提升油氣田採收效益技術研討會 暨 2006 年國際石油工程學會 SPE 技術年會

摘要

此次出國主要目的乃藉由參加 2006 年國際石油工程學會 SPE 技術年會，參與瞭解研討會所發表的論文，吸取有關提升油氣田採收技術之新觀念與新技術，在開會期間會場內有許多展覽與產品與油氣採收技術有關，此亦是獲取許多新資訊的主要來源，同時本次出國亦可配合本公司九十五年度研究計畫「鐵砧山氣田 TT-1A 以外生產層增產研究」及九十六年度研究計畫「錦水及永和山礦場超低壓生產研究」之工作需要，獲取相關資訊供計畫執行之參考。此外，出國期間參訪知名石油服務公司 Schlumberger 所屬位於猶他州鹽湖城之 TerraTek 公司，藉由與該公司目前所發展的非傳統油氣採收技術與岩心相關試驗進行研討，此亦可吸取油氣田採收技術之新觀念與新技術。此行從研討會中可看出：現在由於油氣能源日漸耗竭，如何應用新技術與適當方法，在既有的油氣田中增產及精進油氣田採收技術以獲取最大利益，已是目前國際上各石油公司首要目標，值此高油價時代，中油公司亦應及早儲備相關技術與人才，以期在未來更能提高公司整體油氣田之採收率、增加公司收益。

參加提升油氣田採收效益技術研討會 暨 2006 年國際石油工程學會 SPE 技術年會

目次

摘要.....	1
目次.....	2
壹、目的.....	3
貳、過程.....	4
參、心得.....	5
肆、建議.....	60
伍、附錄.....	62

壹、目的

此次出國的主要目的在參加2006年國際石油工程學會所舉辦之SPE年會暨技術論文研討會。會中共超過490篇以上的論文發表及數十家以上的石油公司與石油服務公司參加展覽，由研討會發表的論文中，吸取有關提升油氣田採收技術之新觀念與新技術，為此行之重要任務；在開會期間觀摩許多公司之產品展覽與生產技術討論，亦是獲取許多新資訊的主要來源，因此參與此研討會除了可選擇與提升油氣田採收技術相關之論文與展覽進行學習、觀摩與討論外，配合本公司九十五年度研究計畫「鐵砧山氣田 TT-1A 以外生產層增產研究」及九十六年度研究計畫「錦水及永如山礦場超低壓生產研究」之工作需要，獲取相關資訊供計畫執行之參考，亦有助於計畫之執行。

此外，本次出國之另外一個目的則為參訪知名石油服務公司 Schlumberger 所屬位於猶他州鹽湖城之 TerraTek 公司，藉由與該公司目前所發展的非傳統油氣採收技術與岩心相關試驗進行研討，吸取油氣田採收技術之新觀念與新技術，以期未來能有機會應用於相關業務中。

貳、過程

- 九月二十四日 : 去程，搭機至美國德州聖安東尼（台灣-洛杉磯-達拉斯-聖安東尼）。
- 九月二十五日 : 前往 SPE 會場註冊、參加大會、聽取論文發表及參觀來自世界各地石油公司與石油服務公司之產品展覽並交換資訊。
- 九月二十六日 : 聽取論文發表及參觀來自世界各地石油公司與石油服務公司之產品展覽並交換資訊。
- 九月二十七日 : 聽取論文發表及參觀來自世界各地石油公司與石油服務公司之產品展覽並交換資訊。
- 九月二十八日 : 搭機至猶他州鹽湖城拜訪 Schlumberger 所屬位於鹽湖城之 TerraTek 公司，聽取公司簡報並參觀部分試驗設備。
- 九月二十九日 : 上午與 TerraTek 公司就本所所建立之鑽井岩心力學試驗室相關設備所遭遇之問題進行研討。下午參觀 TerraTek 公司試驗設備並進行實作研討。
- 九月三十日 : 與 TerraTek 公司就非傳統氣田回收生產技術及本公司所部分油氣田所遭遇之問題進行研討及交換意見。
- 十月一、二日 : 返程，搭機返國（鹽湖城-洛杉磯-台北）

參、心得

此次參加 2006 年國際石油工程學會所舉辦之 SPE 年會暨技術論文研討會，會中有超過 490 篇之技術論文發表及數十家以上的石油公司與石油服務公司參加展覽，茲將大會發表的論文概略分類如下：

- 1、鑽井技術 (Drilling Technologies)，包括 managed-pressure drilling、NMR new technique、directional drilling、geomechanics and wellbore stability、special drilling applications、drilling fluids、advances in LWD、emerging drilling technologies、downhole drilling tools 等主題。
- 2、完井技術 (Completion Technologies)，包括 Completion installation、perforating/unconventional gas completions、applications and implementation of intelligent completions、completion case histories、cementing and wellbore isolation、horizontal well completions 等主題。
- 3、油氣層描述及動態 (Reservoir Description and Dynamics)，包括 simulation methods、history matching、miscible processes、fluid characterization、fluids studies、fracture diagnostics、rock properties、fluid flow、flow through porous media、reservoir geoscience case studies、emerging technologies in reservoir monitoring、recovery mechanisms、flow assurance and multiphase flow、imbibition and wettability、reservoir characterization 等主題。
- 4、油氣田生產與操作 (Production & Operation)，包括 acidizing、diagnostics、conformance and commingled production、gas well stimulation、well testing for reservoir appraisal、unconventional gas、advanced tubulars、acidizing and remedial treatments、new stimulation technologies and applications、reservoir surveillance、sand control technology/applications、production data analysis and optimization、artificial lift、fracturing case histories、reservoir surveillance methods、gas well operations and liquid loading、mutiphase well operation、digital solutions for operations、optimizing oilfield separation processes、fracturing studies and new insights、new technologies for enhanced formation evaluation、surveillance,prediction and analysis of real-time data、new technologies for well operations 等主題。

- 5 重油(heavy oil),包括 heavy oil:from rock face to fuel pumps、heavy oil PVT and fluid properties、heavy oil/thermal 等主題。
- 6 管理與資訊 (Management and Information),包括 automat oil field、management perspective of Today' s volatile business environment、management response to Today' s volatile business environment、new techniques in data measurement and analysis、improvements to decision methodologies、optimization and uncertainty management 等主題。
- 7 工安與社會責任 (Health, Safety, Security, and Social Responsibility),包括 managing safety from design to the worksite、environment water management、environmentally-sensitive areas、decisions,risks and execution of major capital projects、topics on education,training,and professionalism 等主題。
- 8、其他,包括CO₂ sequestration及deep water主題。

由於研討會發表的論文範疇頗廣,且有時相關主題之論文會在同一時間不同會場發表,因此僅能選擇與提升油氣田採收效益技術有關之論文,聽取其觀念與技術,此外大會並有來自世界各地超過數十家以上之石油公司與石油服務公司參展,因此聽取論文發表期間,亦抽空至各參展公司觀看展覽之產品並交換意見以獲取相關資訊。本次出國也參訪了知名石油服務公司 Schlumberger 所屬位於鹽湖城之 TerraTek 公司,除了聽取該公司之簡報外,該公司目前在石油界之非傳統氣田回收生產技術及鑽井岩心試驗技術亦是此次出國較感興趣的地方,TerraTek 公司除了進行各試驗設備的說明與應用外,雙方並就中油在國內外常遭遇的生產工程問題交換意見。茲將此次出國開會及參訪期間之心得綜合敘述如下:

在會場所發表的論文中,有許多論文是與油氣田之增產及提升油氣田採收效益技術研究有關,包括採用新發展的生產工具延長油氣井生產年限、氣井修井增產研究、採用自動化來管理油氣井來達到生產最佳化、採用激勵生產方式來進行二、三級採油、利用酸洗或酸處理之增產

研究、利用液裂或配合酸處理之增產研究及利用油層模擬（Reservoir Simulation）方法進行油氣田之生產最佳化相關研究等，由於中油公司國內主要以生產天然氣為主，且多數之氣田已進入晚期甚至面臨停產之狀況，因此本次出國報告選擇與氣井之增產有關之內容且與國內氣井極可能應用到之資訊進行撰寫。

一、改善氣井液體聚積、延長氣井生產年限之新技術

台灣陸上氣田多數屬於水驅型（Water Drive）氣田，氣井生產到了晚期往往由於水驅之作用，導致氣井因為產水量變大、產氣量降低而產生液體聚積（Liquid Load Up）壓死生產井，此現象為造成氣井嚴重降低產量的最主要因素之一。通常當一口氣井開始產生液體聚積時，井底會逐漸累積液體（伴產水及凝結油），此時氣量尚能生產並未於短時間內即停產，最後當液體柱壓與氣體柱壓之和大大於井底流壓時，該井便會停產（圖 1），因此如何改善氣井液體聚積現象，延長氣井生產年限為生產管理單位極為關切的課題，此亦可增加國內天然氣之產量。

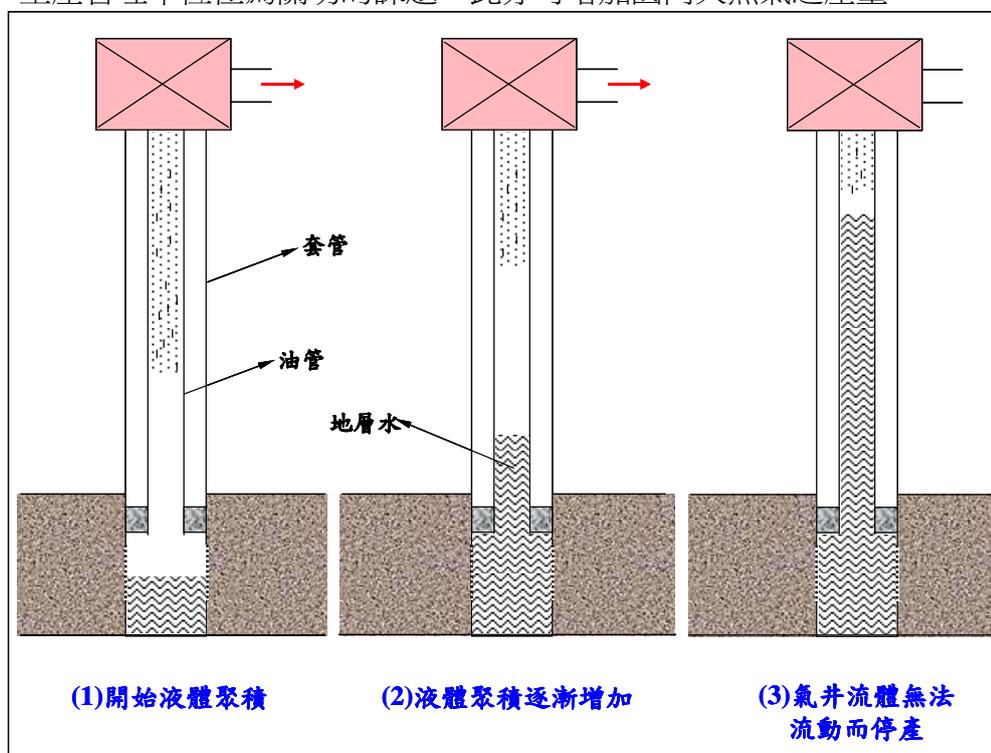


圖 1、氣井液體聚積過程示意圖

(一)傳統氣井液體聚積改善措施

由文獻資料可知，一般國外現場處理氣井液體聚積的方法頗多，惟因現場的不確定性因素太多，無法說明何種方法為最佳方案，通常現場處理氣井液體聚積時必須就油氣層條件、油管狀況、地面設備、經濟性等因素加以通盤考量。

1.間歇性流量法 (Intermittent Flow)

間歇性流量法為最常被使用之氣井液體聚積處理方法，其主要方式乃間歇性地關井，使氣井壓力上升，然後開井生產並將井底聚積之液體吹出井口，此方法於井內無填塞器 (Packer) 的情況下，由於氣體能量可被儲存於環孔中效果將更好。

間歇性流量法主要關鍵在於何時需要關井？關井時間需要多久？一般判斷關井時間在於氣井產量 (或壓差)，而判斷再開井時間則在於井內壓力，實際操作上可通盤考量各種因素後預設一定之產氣量及井口靜壓值，即當產量低於此預設值時則關井，並由井內壓力上升至預設之井口靜壓值時則再開井生產，通常所預設之氣量值亦可經由前述液體聚積評估模式所求出之最小 (臨界) 產量來決定。此外，若於井口加裝自動監測設備來控制關/開井時間，則可達更佳的效果。

2.油管尺寸縮小法 (Smaller Tubing)

油管尺寸縮小法顧名思義即縮小油管內部尺寸 (或減少流動截面積)，以增加氣體流速，而有助於帶出井底聚積之液體，且當氣體流速因增加而大於最小 (臨界) 氣體流動速度時便可使氣井避免液體聚積現象之發生。

3.活塞式提舉法 (Plunger Lift)

活塞式提舉法為一種結合自然流動與人工提舉的方法，其主要方式乃於井底油管內部放置可上下移動類似活塞之裝置，再利用套管 (或環孔) 壓力控制活塞上下移動將井底聚積之液體排出，此方法適用於井內無填塞器之狀況下，而控制活塞移動頻率將是該方法是否達到最佳成效之關鍵。

4.虹吸管串/氣舉法 (Siphon Strings / Gas Lift)

早期於油管串適當位置鑽數小孔稱為虹吸管串，其主要作用乃讓氣體從環孔中滲流入油管中，以達到氣舉之目的，目前改良後則以環孔注氣並於油管中設置控制閥（Valves）來獲致相同的功效。

5.化學性泡沫法（Foam）

化學性泡沫法為將適當的界面活性劑（Surfactant）注入井眼中，使液相流體之表面張力（Surface Tension）降低，達到降低最小（臨界）氣體流動速度之目的，而界面活性劑注入方式又可分為週期性及環孔連續注入兩種方式。

6.人工提舉法（Artificial Lift）

由於經濟考量，人工提舉法通常應用於淺層油氣層之氣井，主要方式乃於井口裝置液體抽除設備，如樑型泵浦（Beam Pump）、噴射泵浦（Hydraulic/Jet Pump）、電動水底泵浦（Electric submersible Pump）等，將井底聚積之液體移除，減少氣井液體聚積。

(二)氣井液體聚積改善新設備

傳統氣井液體聚積改善措施均需外加額外的能量或消耗品（如界面活性劑）才能將井內聚積之液體排至井口，且往往限制了氣井之生產，此外還必須花費人力及設備之定期維護費用，今年於會場中則發現有利用氣井本身之能量，可自動將井內聚積之液體排至井口之新設備—「自動化CWC系統（Concurrent Water Collection System）」，此相關論文乃由Chevron石油公司及美國南加州大學（University of Southern California）所發表。自動化CWC系統號稱無須使用電力、動能或額外之化學物質，便可自動將井內聚積之液體排至井口，不必中斷生產且幾乎不須花費人力及設備之維護費用，所須之能量均來自氣井本身，因此職亦就此新設備之設計概念及設備本身進行心得概述，期望對目前公司國內氣井液體聚積之現象能有所助益，日後引進此新技術亦應可延長氣井生產年限，提高整體氣田之採收率，增加公司收益。

1.CWC方法概述

一般氣井生產過程中流體從井底流至井口時，由於壓力及溫度降低

導致液體聚積往往發生在靠近井口油管上端約 3000ft (約 900m) 以上部分，其中又以井口最為嚴重，當伴產水或凝結油於油管上端部分產生液滴 (Liquid Drops)，此時若氣體之流速小於液滴之終端速度或臨界速度，換言之，產氣量不足以將液滴帶出井口外，則油管上端部分之液滴會逐漸累積並開始往下掉落到井底而產生液體聚積現象，當液滴往下掉落到井底時，氣井本身已損失掉相當之位能 mgh ， m 為液滴之重量、 g 為重力加速度、 h 為生產井之垂深，傳統氣井液體聚積改善措施則是已浪費掉這些能量後，再額外使用電力、動能或化學物質，將井底聚積之液體排至井口，自動化 CWC 系統則是在氣井尚未浪費掉這些能量前，即聚積之液滴尚在油管上端部分時，將伴產水或凝結油收集起來，再利用氣井本身的壓力將油管上端部分收集之液體排出井外。

自動化 CWC 系統之運作包括兩項模組，一個為收集模組 (the Collection Module)，另一部分為排水模組 (the Water Push-Up Station Module)，這些模組具有少量可移動之構件，但不須使用電力便可自動運作，因此無需維護費用，以下則針對此兩項模組進行說明：

收集模組 (the Collection Module)

在自動化 CWC 系統中僅設置一處收集模組 (圖 2)，收集模組大約位於生產井井深約 3000ft 處，其主要目的乃收集油管 3000ft 以上開始聚積之液體，並將此液體導入位於套管與油管間密閉之隔室中 (Chamber)，此密閉之隔室則建議採用不鏽鋼製作。首先在收集模組密閉隔室上方設置一個倒狀之漏斗 (Funnel)，此漏斗可將油管 3000ft 以上開始聚積之液體沿著油管壁向下移動時，將液體導入隔室下方，且由於油管內的氣體持續向上流動，因此所導入之液體不會再流入漏斗下方的油管內，故液體將逐漸累積在隔室下方，此時密閉之收集隔室內的壓力約與收集模組等深度之油管內之壓力相同。

當累積在隔室下方的液體愈來愈多，液面逐漸上升，設置在隔室下方的浮動裝置 (Float) 將因浮力而向上移動，間接地利用連動拉桿開啓輸送液體之小油管 (圖 2 之油管旁橘色之細油管) 下方的閥門 (Float-Activated Valve)，此時由於排水小油管內之壓力乃連通至上

方之排水模組，其壓力較收集隔室內的壓力為低（相當於 7” 套管內之壓力），故收集隔室下方聚積之液體將自動被壓入排水小油管內而向上輸送至排水模組中。舉例而言，假設收集隔室內的壓力為 200 psi (約與收集模組等深度之油管內之壓力相同)，套管內之壓力為 0 psi，則排水小油管約可將收集隔室內的水向上排至 400ft 高。

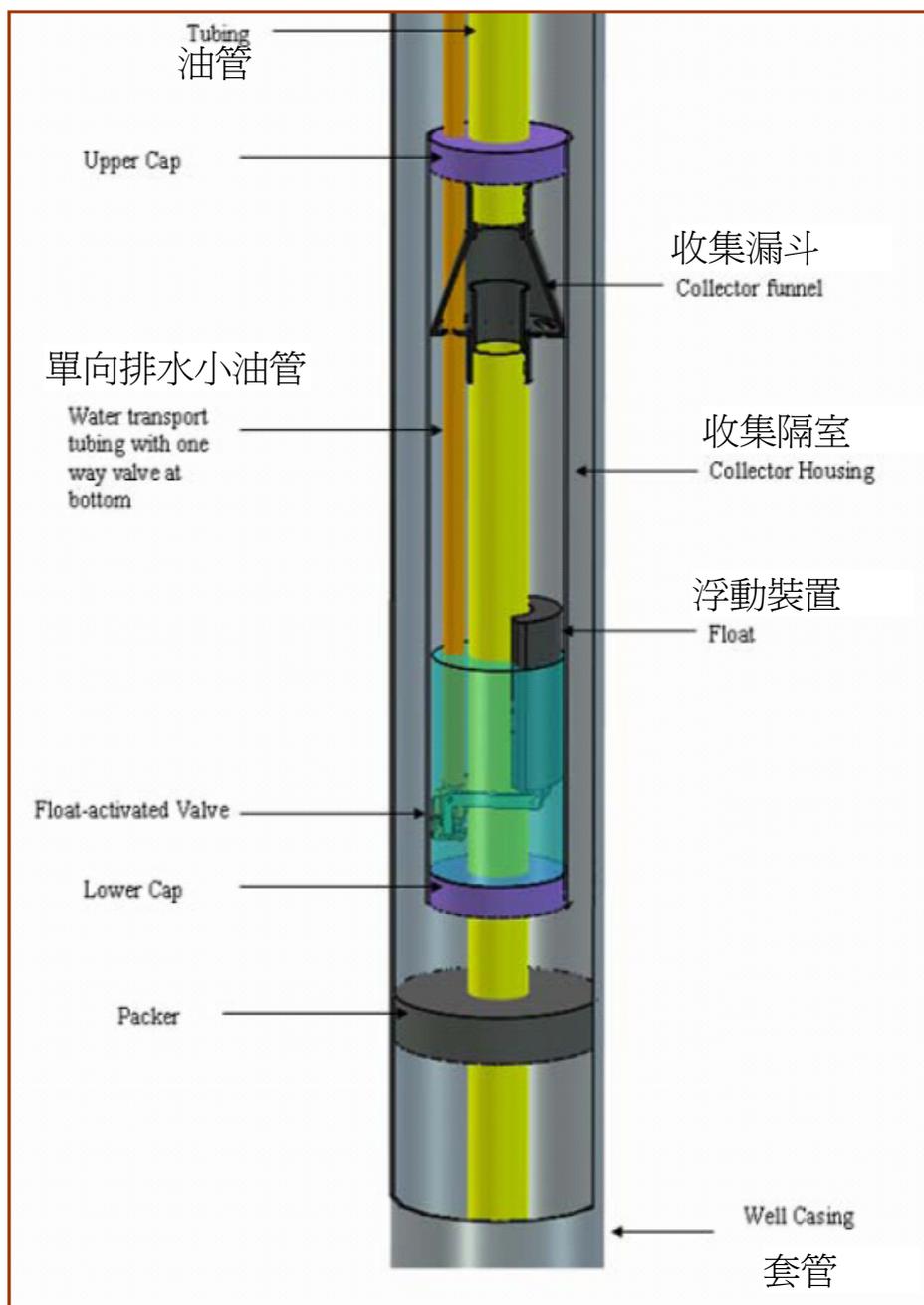


圖 2、自動化 CWC 系統之收集模組

此外，由於收集隔室下方的浮動裝置將因排除隔室內多數的液體而向下移動（因液面下降），導致連動拉桿關閉排水小油管下方的閥門，因此當收集隔室內的液體接近排光時，排水小油管下方的閥門因關閉著並不會使油管內的氣體流入小油管內，保持排水小油管僅向上輸送液體，不會輸送氣體，且排水小油管內必須有單向閥之裝置，保持排水小油管內之液體不會倒流。

排水模組（the Water Push-Up Station Module，WPS Module）

在自動化 CWC 系統中可設置多處排水模組（圖 3），第一段排水模組大約位於收集模組上方，約略低於排水小油管可將收集模組內的水向上輸送之最高處，以前例而言，收集隔室內的壓力為 200 psi，套管內的壓力為 0 psi，則排水小油管約可將收集隔室內的水向上排至 400ft 高，故第一段排水模組可設置於收集模組上方 390ft 處。第一段排水模組接收並累積收集模組所送達的液體後，將利用以下 4 個步驟將累積的液體向上輸送至其他排水模組：

(1)、最初一開始排水模組內並沒有流體存在，因此排水模組隔室內的浮動裝置位於隔室下方，浮動裝置所控制之隔室內上方套管閥門（針狀閥門）（Casing Valve(Needle Release Valve)）為開啓狀態，導致排水模組隔室內的壓力與套管內壓力相同，收集模組內的液體便可持續經由排水小油管向上輸入排水模組隔室內並逐漸累積（圖 4）。

(2)、當排水模組隔室內的液體累積至一定高度後將啓動浮動裝置，隨著液面逐漸上升，隔室內的浮動裝置將因浮力而向上移動，最後將關閉上方套管閥門，此時幾乎同一時間內利用連動拉桿開啓隔室內另一個油管閥門（Tubing Valve）（圖 3 左側），導致油管內的較高壓之氣體流入隔室內而將累積的液體自動壓入排水小油管內，向上輸送至其他上方低壓的排水模組中。以前例而言，此時第一段排水模組隔室內的壓力將升高至 180 psi（@3000-390=2610 ft 處）。

(3)、第一段排水模組隔室內的液體持續向上輸送至其他上方低壓的排水模組中，且由於此時第一段排水模組隔室內具有壓力（以前例而

言，約為 180 psi)，收集模組內的液體便無法續經由排水小油管向上輸，第一段排水模組隔室內的液體便會逐漸減少。

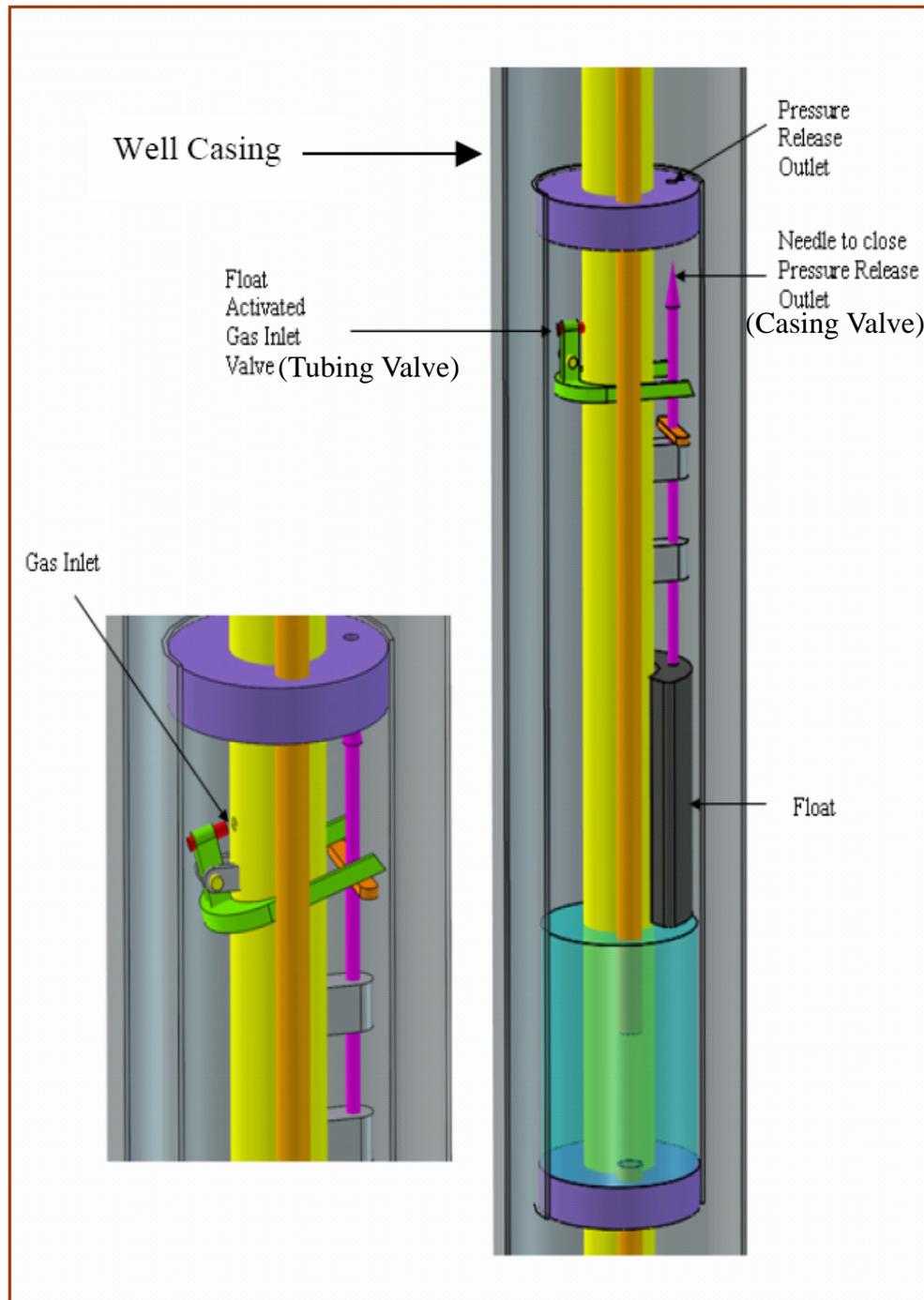


圖 3、自動化 CWC 系統之排水模組

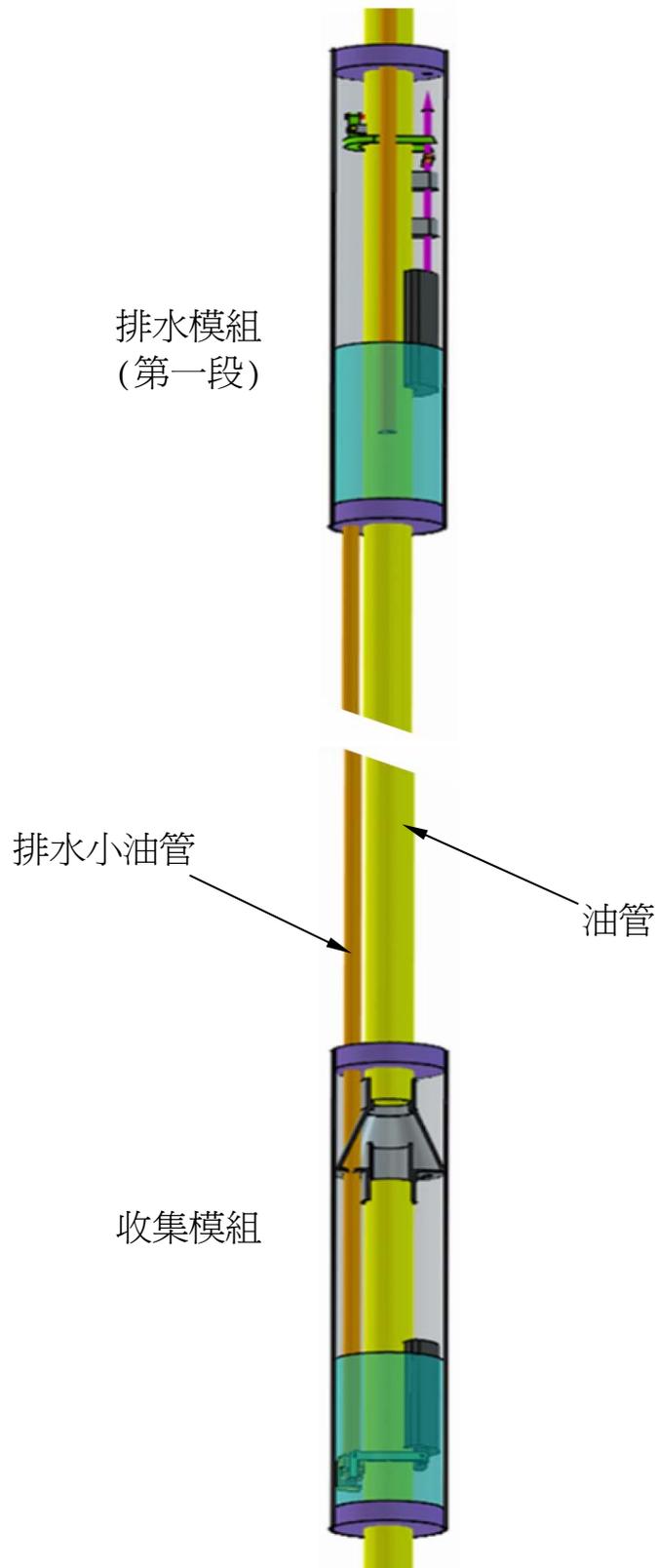


圖 4、收集模組內的液體可經由排水小油管向上輸入排水模組內

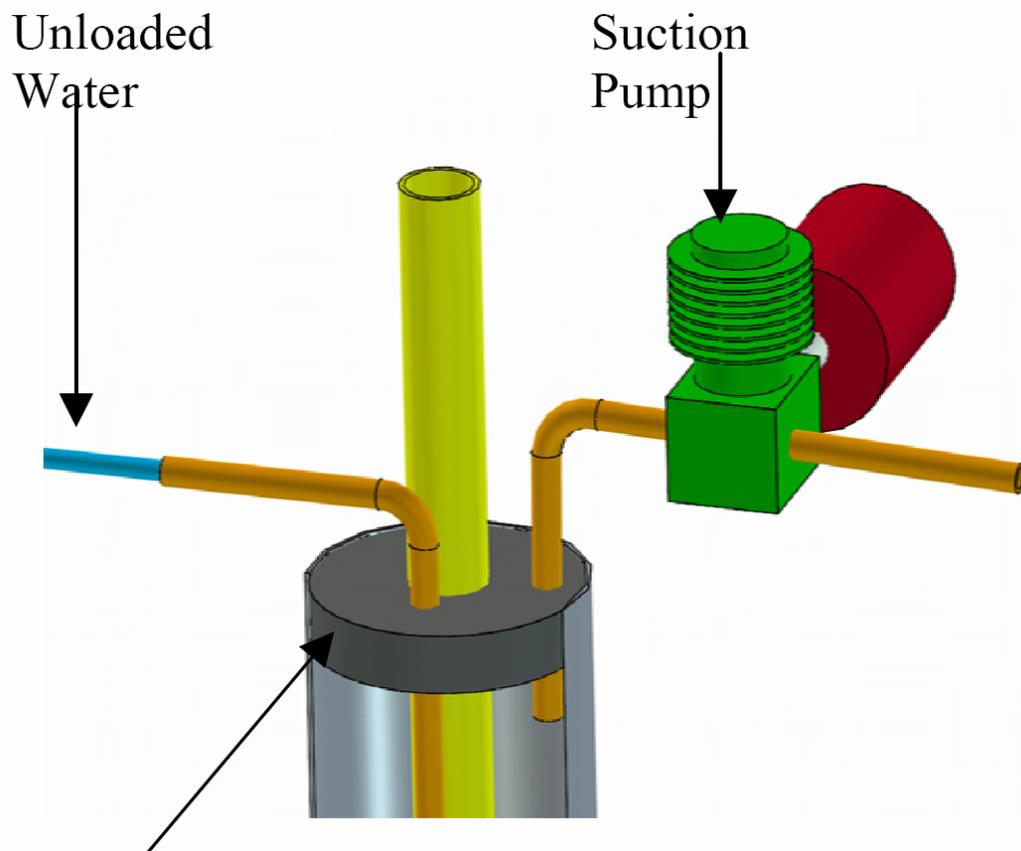
(4)、當第一段排水模組隔室內的液體逐漸減少，液面下降至一定高度後，隔室內的浮動裝置將因液面下降而向下移動，導致連動拉桿關閉油管閥門，同時又開啓套管閥門，同樣地，向上排水的小油管内必須具有單向閥之裝置，保持排水小油管内之液體不會倒流。最後整個排水過程又回復到第 1 個步驟。

經由一個收集模組及數個排水模組之運作，CWC 系統便可自動將井內聚積之液體排至井口，不必中斷生產且幾乎不須花費人力及設備之維護費用，所須之能量均來自氣井本身，但值得注意的是，由於油管内之壓力受管壁磨擦損失及重力因素之影響，越靠近井口處油管内之壓降越大，因此數段排水模組之間距，由下而上將愈來愈短，此外當氣井生產一段時間後，油管内之壓力將顯著下降，此時有可能產生收集模組與第一段排水模組之間距或數個排水模組間之距離過大，導致無法將收集模組或排水模組隔室內的液體向上排出，自動化 CWC 系統運作晚期發生此狀況時則可藉由以下 3 種方式加以解決。

- 將井口節流嘴調小，Choke Size 變小井內的壓力將會上升，缺點則是氣井產量亦受影響，但至少不會像傳統氣井液體聚積改善措施會將氣井產量中斷。
- 另一個方法則是在井口安裝抽氣 pump，降低環孔(套管內油管外)中的壓力(圖 5)，使收集模組與第一段排水模組或數個排水模組間之隔室內壓差變大，可向上排水的能力或距離便可加大。
- 最後若前 2 種方法已無法滿足需求時，再來考量配合傳統氣井液體聚積改善措施一併進行。

2. 自動化 CWC 系統試驗模擬

自動化 CWC 系統室內試驗主要模擬一個收集模組及一個排水模組之運作，試驗之油管及套管採透明壓克力管，尺寸比例較實際氣井縮小一半，並以精確的 pump 進行油管(壓克力管)內水量與氣量之計算，進行各種生產狀況下之排水的能力模擬。



Well Top Paker

圖 5、井口安裝抽氣 pump，降低環孔（套管內油管外）中的壓力，使收集模組與第一段排水模組或數個排水模組間之隔室內之壓差變大，增加向上排水的能力。

圖 6 為長度 6 ft 之自動化 CWC 系統室內模擬試驗，由試驗結果顯示，自動化 CWC 系統的概念可有效地將油管內的水收集至收集模組內並將水向上輸入排水模組，最後並排出井口外。

3. 自動化 CWC 系統模擬軟體

為了日後進行現場氣井自動化 CWC 系統運作，該團隊亦設計一套軟體進行自動化 CWC 系統電腦模擬軟體，該軟體是採 Visual Basic 語言所寫成的，並根據 Bernoulli 方程式來計算壓力降，此外並忽略排水小

油管之磨擦阻力以設計相關誤差邊際來補償之，最後計算出每一段排水模組所能排出水之能量。

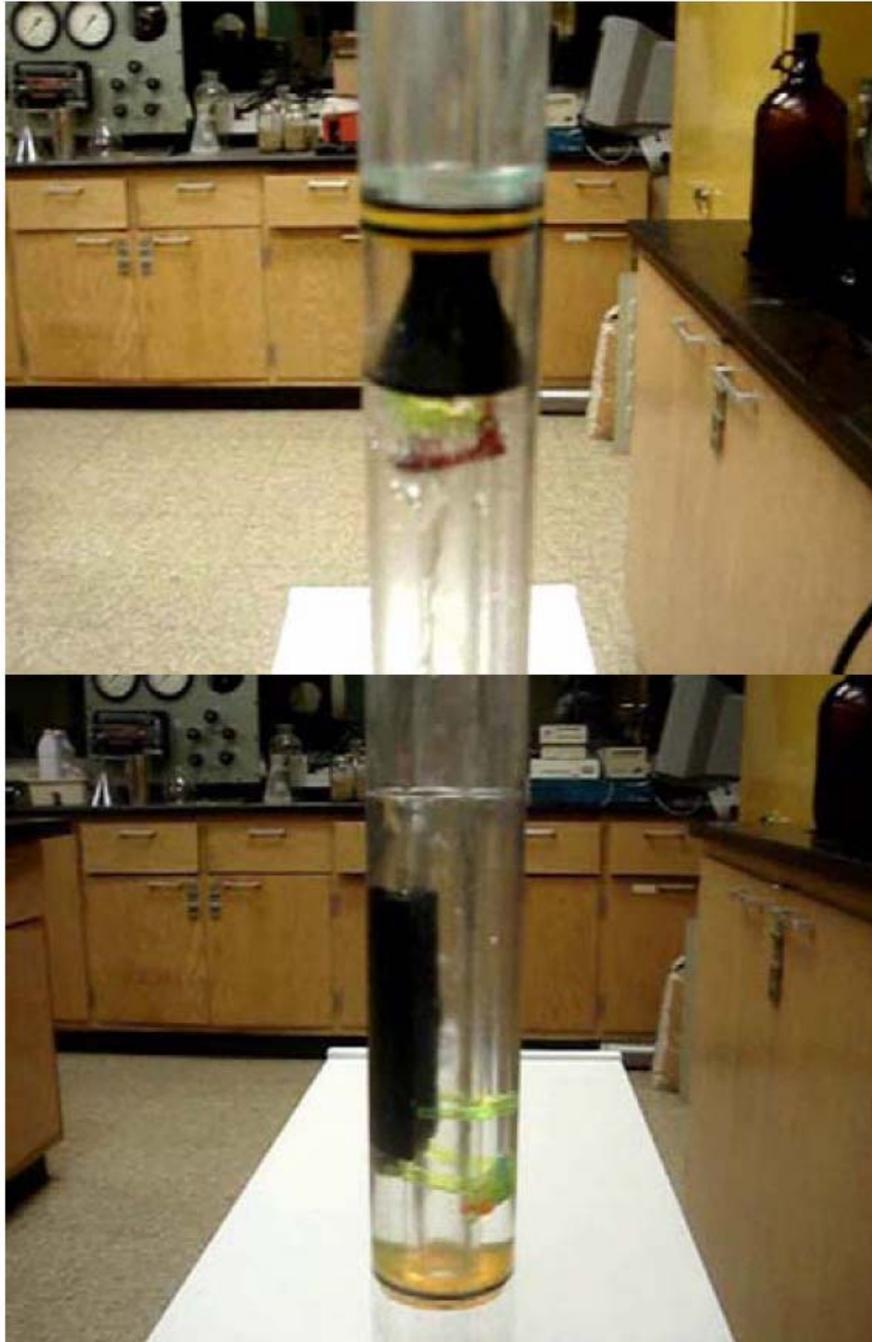


圖 6、自動化 CWC 系統室內模擬試驗(圖為收集模組)

圖 7 為該套軟體之輸入畫面及電腦模擬井內液體從一個排水模組向上排入另一個排水模組的動態情況（圖 7 右方），表 1 為該套軟體計算出每一段排水模組所能排出水之能量及相關輸出資料。

總而言之，「運用氣井本身能量自動將井內聚積之液體排至井口，不必中斷生產且不須花費人力及設備之維護費用」，此觀念已成功地由室內試驗的模擬及軟體之計算加以證明可行，值得本公司現場單位持續注意該設備之實際應用現況，在台灣陸上氣田多數氣井生產到了晚期往往由於水驅之作用遭遇液體聚積現象而關井停產，即使經過多次修井堵水復產，最後亦會面臨液體聚積導致關井停產的狀況，因此未來若有自動化 CWC 系統「運用氣井本身能量自動將井內聚積之液體排至井口，不必中斷生產且不須花費人力及設備之維護費用」之實際現場應用技術與設備產生，引進國內相信必可延長氣井生產年限，提高整體氣田之採收率，增加國內天然氣之產量，為公司增加收益。

Cascade #	Depth(ft)	Pressure(psi)	Maximum Height(in)	Cascade Volumes(in ³)
0	3000	325	9.22	80.85
1	2320	271	9.12	79.97
2	1759	226	13.68	119.95
3	1296	189	17.17	150.53
4	914	158	15.02	131.71
5	600	133	12.88	112.9
6	341	112	16.37	143.47
7	128	95	13.95	122.3

表 1、自動化 CWC 系統模擬軟體計算出每一段排水模組所能排出水之能量及相關輸出資料。

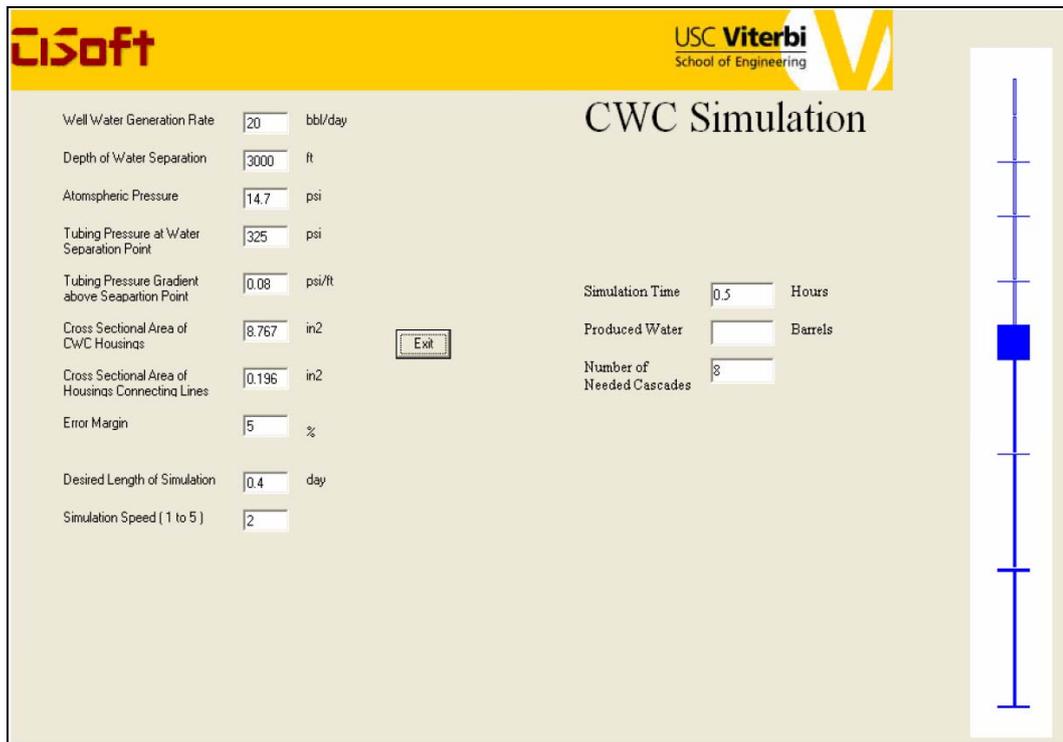


圖 7、自動化 CWC 系統模擬軟體之輸入畫面及電腦模擬井內液體從一個排水模組向上排入另一個排水模組的動態情況（圖 7 右方）。

二、舊氣田之修井與激勵增產

國內目前生產中之氣田均已面臨生產晚期階段，多數氣井產氣量已降低、產水量變大、甚至一些生產井已關井停產或廢井。過去國內亦有針對部分氣田已停產之生產井進行堵水、修井等作業及相關研究工作，使氣井得以復產，延長氣井生產年限，提高氣田採收率。本次出國於研討會中有許多主題也是與氣井之修井與激勵增產研究有關，因此職亦以國外案例如何利用實際篩選方法進行氣井之修井來增產及提高蘊藏量為題敘述個人心得。了解國外實際案例如何篩選值得修井或激勵增產之候選井及其方法與經濟效益，提供國內氣田之生產井修井與激勵增產之參考，相信該方面之技術與資訊應值得學習。

(一)國內舊氣田之生產井修井與激勵增產現況

如前所述，台灣陸上氣田多數屬於水驅型氣田，氣井生產到了末期往往由於水驅之作用，導致氣井因為產水量變大、產氣量降低而產生液體聚積壓死生產井，因此近年來國內一般套管完井之生產井之修井增產工作主要以封堵生產層下方之出水區間，使地層中之天然氣得以透過上部剩餘之氣層繼續復產，以下則以鐵砧山氣田為例概述國內一般套管完井之生產井之修井增產現況。

鐵砧山氣田生產井除了因氣水界面上升至穿孔區間而導致伴產水鹽度升高外，大多數生產井均於早期即因氣井水錐出水且貫穿穿孔區間而導致出水，以 TCS-25 號井為例，在 2003 年 6 月伴產水鹽分為 16170ppm，2003 年 10 月間亦曾對 TCS-25 號井進行噴流試驗，並採伴產水樣進行鹽分分析，其伴產水鹽分高達 20400ppm，顯示該井於 2003 年 6 月前已產出地層水，惟 TCS-25 號井穿孔區間之底部位置在 -2678m，而鐵砧山儲氣窖主斷層東翼於 2003 年 10 月的氣水界面約在 -2685~-2690m 之間，即氣水界面尚未上升至穿孔區間，該井已因產生水錐且貫穿穿孔區間而導致出水，由此可見鐵砧山氣田多數生產井初期出水主要因水錐所造成，因此了解鐵砧山氣井水錐出水機制與薄頁岩層阻隔作用為目前鐵砧山氣田生產井之修井增產方式首要工作，其次則是配合鐵砧山堵水井之案例分析及前述鐵砧山儲氣窖目前氣水界面之研

判，提出鐵砧山較佳之堵水修井方向或候選井，最後再由現場單位利用橋塞器（Posi-Set）進行堵水修井增產。

鐵砧山氣田極大多數生產井均生產 TT-1A 層，且 TT-1A 層本身大多夾有兩層薄頁岩層形成由上而下 TT-1Aa、TT-1Ab 及 TT-1Ac 三個小次層（圖 8），而由於每一口井所在位置不同其 TT-1A 層垂深高度與穿孔區間垂深高度便有所差異，隨著氣水界面的上升，部分氣井之生產層可能只剩下 TT-1Aa 層，導致剩餘的生產層中已無薄頁岩層存在，惟就地質條件而言，頁岩層屬於良好的蓋岩（Cap Rock），對油氣及地層水具有極佳的阻隔作用，此必然對鐵砧山氣井水錐出水機制產生影響，故必須就氣井之生產層有無薄頁岩層存在分別探討鐵砧山氣井水錐出水機制。

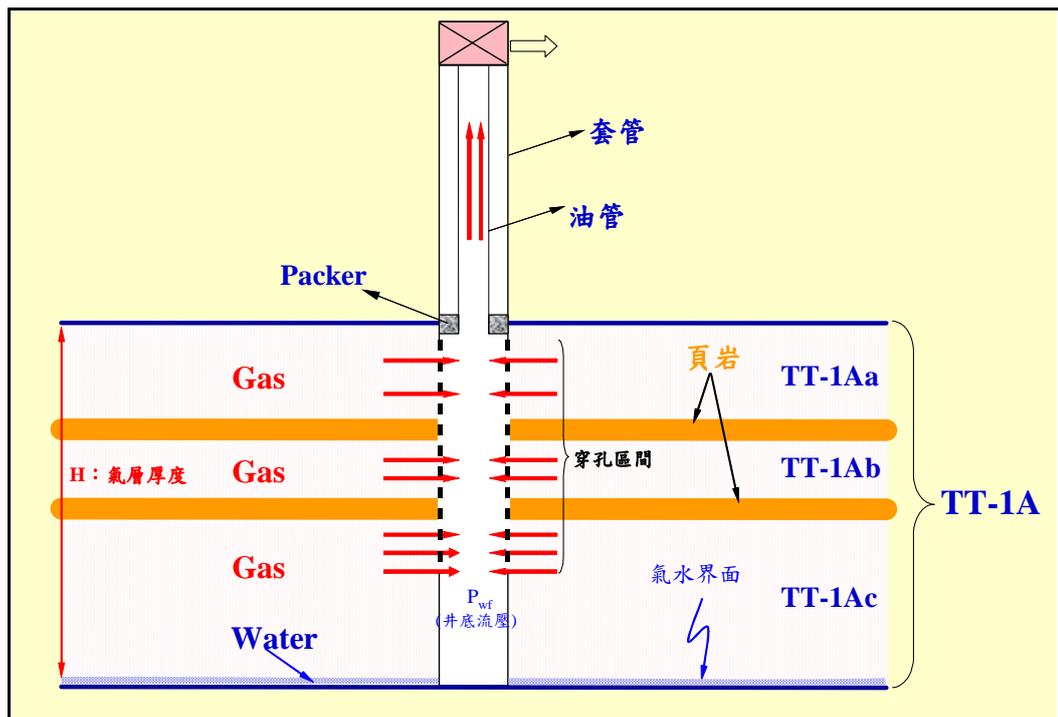


圖 8、鐵砧山生產井與 TT-1A 層剖面示意圖

1. 氣井生產（氣）層有薄頁岩層

當鐵砧山氣井隨著氣水界面的上升而產生水錐出水時，必定從 TT-1A 層中最下面之次層（如 TT-1Ac）先出水，而由於氣井之生產層中具有薄頁岩層的阻隔作用，因此當氣井繼續生產時，水錐雖然佔據生產

井所有最下面之次層區域但並無法貫穿頁岩層，此時出水的狀況通常並不會繼續惡化，且該氣井往往可維持繼續生產極長的一段時間，直到上面另一個次層(如 TT-1Ab)遭遇地層水侵入，氣井產生液體聚積(Liquid Load Up) 無法生產為止，此狀況氣井水錐出水過程如圖 9 所示。以下以 TCS-11、TCS-12 及 TCS-10 號井（第一次修井）為例分別說明。

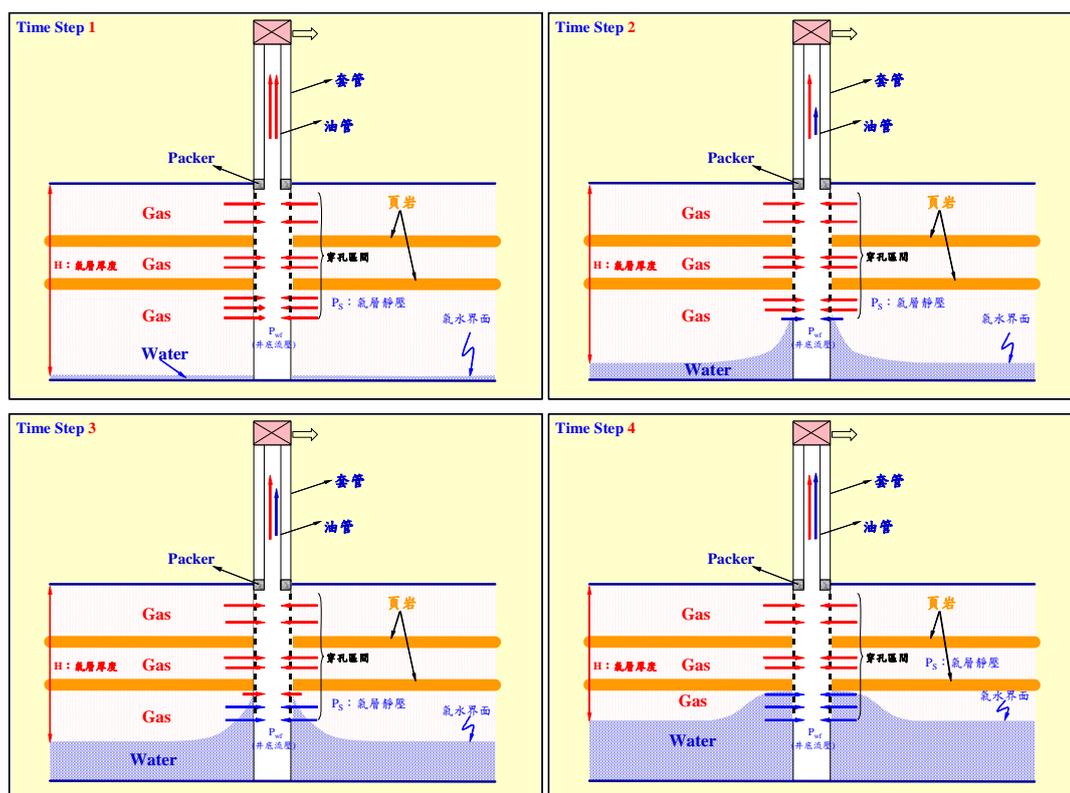


圖 9、鐵砧山生產井有薄頁岩層水錐示意圖

(1) TCS-11 號井案例分析

TCS-11 號井自 1968 年 11 月 19 日開始生產，其 TT-1A 層在鑽深 2723 (海平面下 -2621)m~2788 (-2686)m 之間，原穿孔區間在 2723 (-2621)m~2782 (-2680)m。該井在 1999 年 11 月 29 日伴產水鹽度為 158ppm，顯示在 1999 年 11 月 29 日以前該井尚未出水，於 2000 年 3 月 27 日伴產水鹽度上升至 16710ppm，顯示該井已經出水，近期(2003 年 5 月 15 日)所採伴產水鹽度分析結果為 16430ppm，自 2000 年 3 月 27 日至 2003 年底經過近 3 年多的生產，伴產水鹽度並未增加且產氣量仍能維持約 7

萬立方公尺/日、井口流壓約維持 1700psi，其主要原因即為利用 TT-1Ab 及 TT-1Ac 層間之薄頁岩層作阻隔，雖然 TT-1Ac 層早已出水，但至 2003 年底生產狀況仍佳。

(2) TCS-12 號井案例分析

TCS-12 號井自 1967 年 6 月 19 日開始生產，其 TT-1A 層在 2786 (-2688) m~2838 (-2740) m 之間，至 1984 年 8 月 1 日因出水而停產，原穿孔區間在 2786 (-2688) m~2822 (-2724) m，1984 年停產後進行修井，修井後的穿孔區間提高至 2786 (-2688) m~2798 (-2700) m，該井在 1984 年 12 月 27 日復產，於 1994 年 9 月 21 日關井停產，修井後共生產了 9 年 9 個月，能再維持如此長之生產年限其主要原因為修井時回堵 2798 (-2700) m 以下之穿孔區間且利用 TT-1Ab 及 TT-1Ac 層間之薄頁岩層作阻隔，故修井後復產仍能維持頗長之生產年限。

(3) TCS-10 號井（第一次修井）案例分析

TCS-10 號井自 1968 年 11 月 4 日開始生產，其 TT-1A 層在 2744 (-2658) m~2817 (-2735) m 之間，至 1990 年 2 月 13 日因出水而停產，原穿孔區間在 2748 (-2662) m~2813 (-2731) m，1990~1991 年停產後進行第一次修井，修井後的穿孔區間提高至 2744 (-2658) m ~2756.5 (-2670.5) m，該井在 1991 年 1 月 7 日復產，於 2003 年 1 月 6 日出水停產，第一次修井後共生產了 12 年，能再維持如此長之生產年限其主要原因乃修井時回堵 2756.5(-2670.5)m 以下之穿孔區間且利用 TT-1Ab 與 TT-1Ac 層間之薄頁岩層及 TT-1Aa 與 TT-1Ab 層間之薄頁岩層作雙重的阻隔，故修井後復產仍能維持極長之生產年限。

2. 氣井生產（氣）層無薄頁岩層

當鐵砧山氣井隨著氣水界面的上升而產生水錐出水時，若氣井之生產層中無薄頁岩層的阻隔作用，當氣井繼續生產時，水錐出水的狀況會隨著時間逐漸惡化，直到氣井產生液體聚積無法生產為止，通常此狀況從出水至關井停產並不會維持很久，整個氣井水錐出水過程如圖 10 所示。以下則以 TCS-22 號井及 TCS-10 號井（第二次修井）為例進一步說

明。

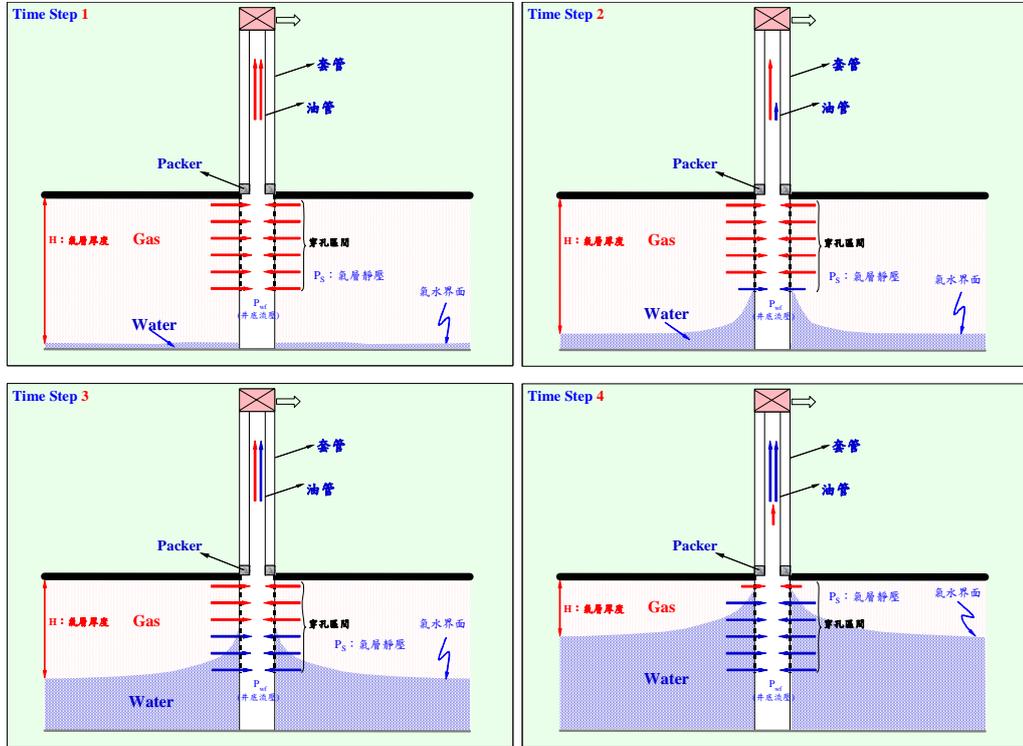


圖 10、鐵砧山生產井無薄頁岩層水錐示意圖

(1) TCS-22 號井案例分析

TCS-22 號井自 1970 年 2 月 25 日開始生產，其 TT-1A 層在 2745 (-2677) m~2801 (-2733) m 之間，原穿孔區間在 2751 (-2683) m~2794 (-2726) m，1986 年 5 月 15 日因出水而停產，1986 年進行修井，修井後的穿孔區間提高至 2751 (-2683) m~2774 (-2706) m，該井在 1986 年 11 月 4 日復產，於 1988 年 2 月 24 日關井停產，修井後共生產了 1 年 4 個月，無法維持較長之生產年限其主要原因為修井時僅回堵 2774 (-2706) m 以下之穿孔區間，生產層與修井前一一樣包括 TT-1Ab 及 TT-1Ac 層，並未利用到 TT-1Ab 及 TT-1Ac 層間之薄頁岩層作阻隔，故修井後不久 TT-1Ac 層中之水錐效應將導致該井產生液體聚積無法生產。

(2) TCS-10 號井 (第二次修井) 案例分析

TCS-10 號井第一次修井後共生產了 12 年 (1991 年 1 月 17 日~2003

年 1 月 6 日)，於 2003 年 5 月進行第二次修井，將第一次修井之穿孔區間(2744(-2658)m~2756.5(-2670.5)m)提高至 2744(-2658)m~2747(-2661)m，回堵下方 9m，2003 年 5 月底復產，2003 年 6 月伴產水量約 12KL/D(鹽度高達 23000ppm)、產氣量約為 2 萬立方公尺/天、井口流壓約為 1400~1500 psi，由於該井第一次修井後僅存 TT-1Aa 層在生產，第二次修井只有將穿孔區間提高 9m，生產層亦還在 TT-1Aa 層，並無薄頁岩層之阻隔可以利用，故合理推估該井剩餘的生產年限將不如前述有利用薄頁岩層作阻隔之井來得久。

3. 篩選原則與近年來較佳之停產堵水井

經由鐵砧山氣井水錐出水機制與薄頁岩層阻隔作用之探討及堵水井案例分析，可進一步擬出鐵砧山氣田堵水生產井之篩選原則如下：

- 剩餘的 TT-1A 層氣層中須具封阻性之薄頁岩層。
- 生產井至少 TT-1Aa 層/或 TT-1Ab 層尚未出水。
- 可由油層模擬研究加以佐證具較佳排掃效率者。

針對已停產之生產井由以上篩選原則配合個別井當時 TT-1A 層附近合理的氣水界面位置，篩選出近年來較佳之堵水井包括 TCS-35 號井、TCS-37 號井、TCS-9S 號井、TCS-25 號井、TCS-15 號井、TCS-13 號井及 TCS-31S 號井(TT-1A”層)，除了 TCS-13 號井及 TCS-31S 號井考量主斷層東翼儲氣窖保留墊底氣量降低天然氣產量外，其餘上述各井均已完成利用橋塞器堵水修井增產工作，甚至 TCS-35 號井還進行了兩次堵水修井增產，儘量提高氣田整體採收率，為公司增加不少收益。

此外國內另一類生產井的問題是在生產末期時常出現有壓無量的現象，造成產率降低，例如永和山 10 號井在廢井前其井口關井壓力仍高達 3000psi 左右，但一開井則在短時間內壓力幾乎降為零，其他如出礦坑氣田部分生產井因共層生產、出水、在井孔部分可能有結垢阻塞、積砂、穿孔通道阻塞、防蝕劑變質物、臘份或瀝青質的阻塞之地層污損等問題，導致產氣量降低，亦是值得進行增產研究之處，目前此類生產

井則僅以補穿孔方式來達到激勵增產的目的，但實際增產效果並不理想，未來亦有打算研究以酸洗、酸處理及其他方法來達到激勵增產的目的，因此有必要瞭解國外實際案例如何篩選值得修井或激勵增產之候選井及其增產方式與成本，提供國內參考。

(二)國外舊氣田生產井之修井與激勵增產研究

瞭解了國內氣田生產晚期之生產井修井與激勵增產現況後，接著職以美國 Hugoton 及 Panoma 氣田為例，說明國外如何針對生產晚期之氣田進生產井修井與激勵增產研究。此相關論文乃由美國 OXY 石油公司於會場所發表。

近年來由於油氣價格飆漲且越來越不易發現新的油氣田，世界各大石油公司轉而致力於增產已生產數十年以上的舊油氣田，企圖提高舊油氣田之採收率以創造更高的獲利。以目前世界上的油田而言，平均的採收率約為 35%，氣田的平均採收率約為 70%，目前的環境下世界各大石油公司則嘗試將油田的平均採收率提高至 50%，氣田的平均採收率提高至 80%。一般而言，致力於增產的舊油氣田以生產超過 30 年以上且已面臨生產末期之舊油氣田為主 (Mature Fields 或 Brownfields)，從全球油氣田數據顯示，Brownfields 通常位於北海、美國海域、南美、蘇聯、東南亞及澳洲地區，這些油氣田石油及天然氣之產量佔全球 70% 以上，Brownfields 的好處則是擁有既有的基礎設施，可以提供最便宜的方式來執行氣田的增產計畫。本公司雖然沒有像國外 Brownfields 之大油氣田，但是台灣陸上數個氣田（如鐵砧山、出礦坑及錦水氣田）亦都已生產超過 30 年以上，且已面臨生產末期並具有既有的基本設施，因此也可以算是 Mature Fields 或 Brownfields。

一般修井乃利用經過證明有效的方法或新技術來達到提高產量之目的，但 OXY 石油公司則認為綜合考量舊有生產井之套管、油管、人工提舉系統 (Artificial Lift system) 及地面管線設備等因素，才能以最少的投資成本提高生產井之產氣量，且最重要的成功關鍵則在於修井與激勵增產候選井之篩選。

在 2005 年 Hugoton 及 Panoma 氣田共執行了 43 口生產井之修井與激勵增產工作，整個修井與激勵增產成本僅花費 1.6 百萬美元，卻創造了每天增產 2914 MSCF 之天然氣。Hugoton 及 Panoma 氣田之修井與激勵增產技術包含了液裂激勵 (Fracture Stimulation)、機械式井眼清洗 (Mechanical Wellbore Cleanouts)、人工提舉系統改善及酸處理 (Acidizing) 等，OXY 石油公司認為一個成功的修井與激勵增產計畫，應該以工程及科學為基礎，配合現場操作與地質條件之應用。雖然 Hugoton 及 Panoma 氣田屬於白雲岩及石灰岩夾粉砂岩之氣層，與國內氣田屬於砂岩氣層不同，但 Hugoton 及 Panoma 氣田之生產井修井與激勵增產計畫還是有許多值得國內學習之處。

1. Hugoton 及 Panoma 氣田概述

Hugoton 及 Panoma 氣田為歷史上北美地區最大的氣田，氣田所在的區域涵蓋了美國 Texas、Oklahoma 及 Kansas 三個州，南北長約 175 英里、寬約 20 到 50 英里 (圖 11)，Hugoton 及 Panoma 氣田自 1928 年開始生產，累積的總產量已達 35 兆立方英尺之天然氣，以體積法計算的採收率約為 65%，依據生產層深度 Hugoton 及 Panoma 氣田的生產井主要分為淺井 (井深 2400 ft~2900 ft) 與深井 (井深大於 6000 ft~7000 ft 以上) 兩類，總共有超過 30 家以上的石油公司曾在 Hugoton 及 Panoma 氣田經營，目前淺井之氣層靜壓約 50 psi~200 psi、深井之氣層靜壓約 50 psi~1900 psi，目前產量之複合指數遞降率 (Combined Exponential Decline Rate) 約為 8.5%，其中 Hugoton 氣田為 8.7%、Panoma 氣田為 7.8%，Hugoton 氣田井間距 (Well Space) 範圍約為 320 英畝、Panoma 氣田井間距範圍約為 640 英畝，Hugoton 及 Panoma 氣田的孔隙率約為 4%~17%、絕對滲透率的範圍為 0.035 至 14 md。

2. 淺井概述

1918 年 12 月 The Masterson 1 號井首先在 Hugoton 氣田鑽探，該氣井位於德州 Amarillo 北方 30 英里處，由於當時對天然氣之需求量極

少導致該井不具經濟價值。到了 1922 年肯薩斯州 Liberal 西方 5 英里處也發現天然氣，接下來連續 4 年的鑽探所發現的天然氣讓人們相信北美地區最大的氣田已被發現（圖 12）。

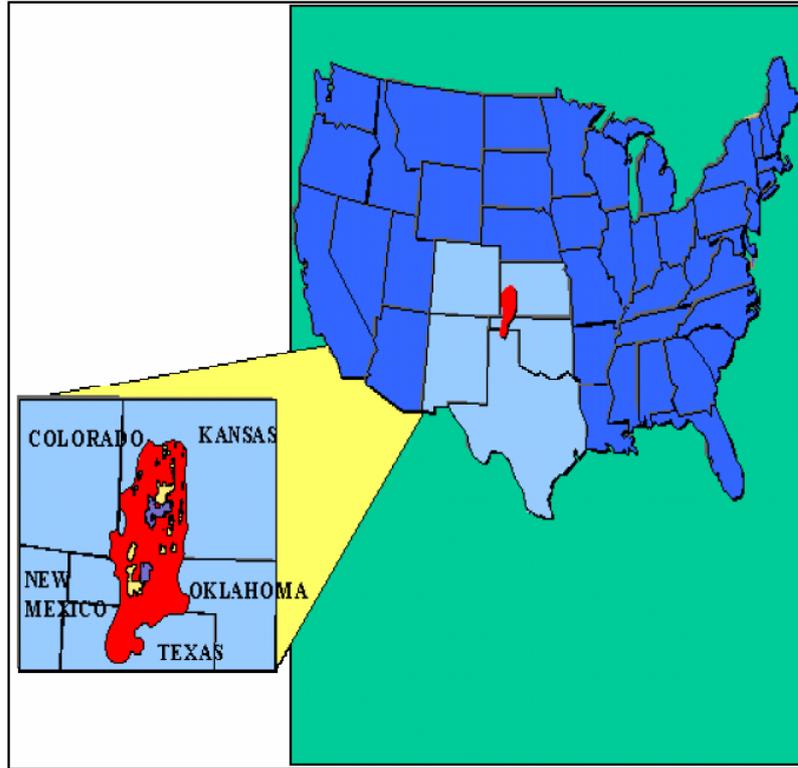


圖 11、Hugoton 及 Panoma 氣田位置圖

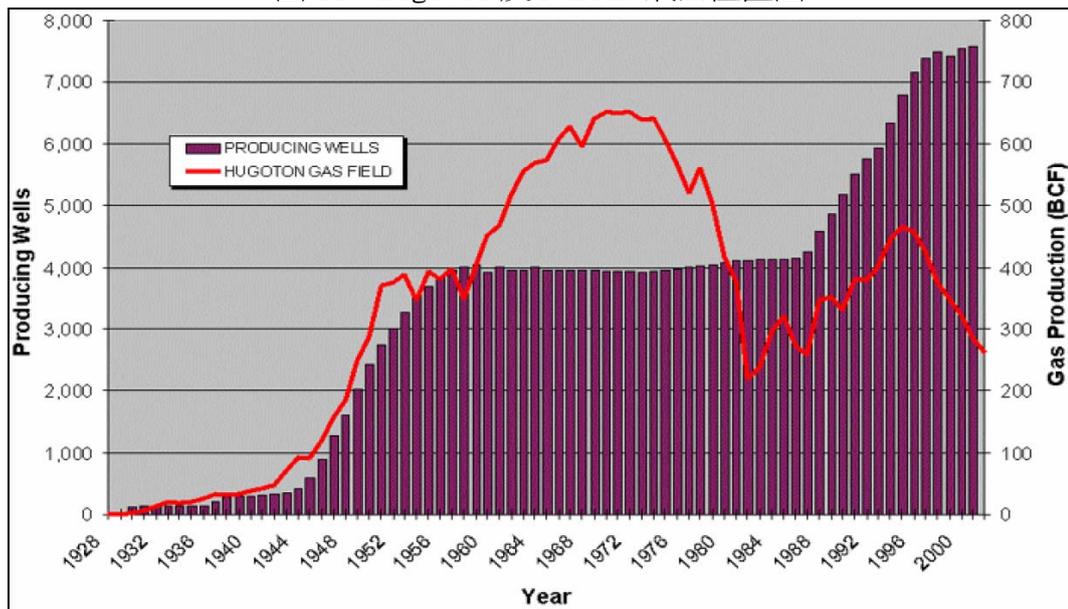


圖 12、肯薩斯州 Hugoton 氣田生產井及產量歷史

1956年 Hugoton Production 公司於 Hugoton 西北方 12 英里處鑽探第 1 口 Panoma 氣田氣井 (Panoma 2-12)，並在同年 12 月 12 日完井該井測試氣量為 16124 MSCF/D、關井井口壓力為 382 psi。

在 1960 年代 Hugoton 氣田許多生產井均以河水進行液裂激勵增產，地層水中平均含砂濃度為 0.5~1.5 ppg，在往後的 40 年裡，由於氣層壓力遞降及科技的進步，Hugoton 氣田已大範圍地進行液裂激勵增產，於 1980 年代地層水中平均含砂濃度已達 14 ppg，1990 年代並有大量的凝膠聚合物化學物質被注入地層中來進行增產。圖 13 為 Hugoton 氣田歷年地層壓力與產量變化情況。

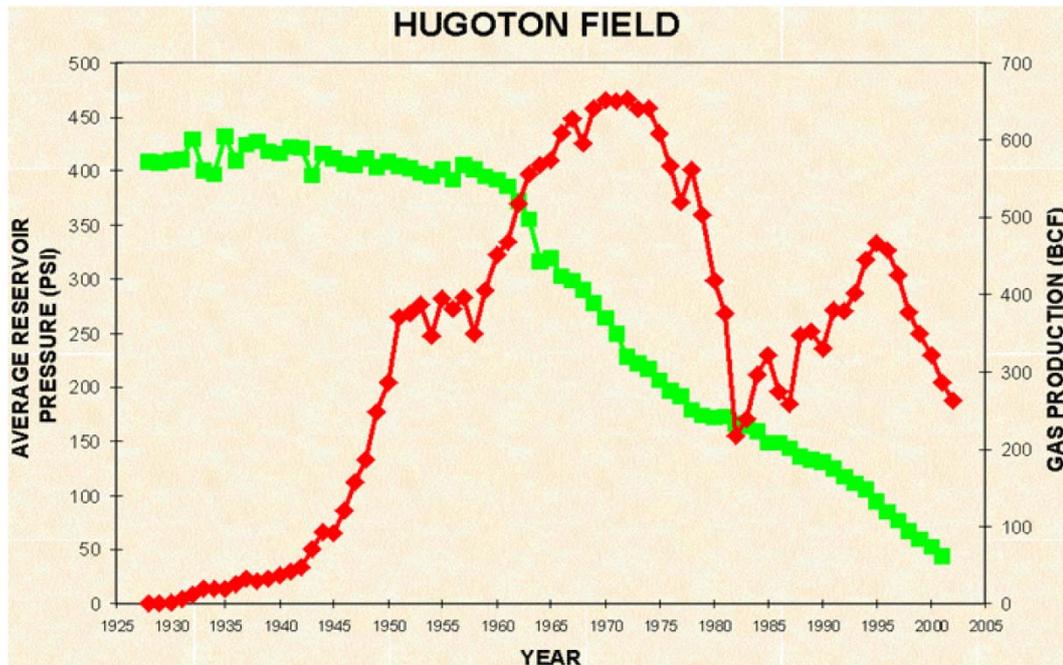


圖 13、肯薩斯州 Hugoton 氣田氣層靜壓及產量歷史

3. 研究區概述

研究區位於 Oklahoma 州之 Texas 縣，研究範圍有 30 萬英畝、276 口生產井，包括 33 口深油井、70 口深氣井及 173 口淺氣井，其中氣井之平均生產歷史為 46 年，每日產氣量為 63 MSCF/D、每日產水量為 7 B/D，由於氣層的靜壓及滲透率極低，因此產出的液體少且不會造成液體聚積 (Liquid Load up)，導致 99% 的氣井人工提舉系統均使用樑型

泵浦 (Beam Pump)，樑型泵浦生產方式則是將水從油管中抽出，讓天然氣從環孔中產出，另 1% 氣井則採用活塞式提舉法 (Plunger Lift) 或以自然流動方式採收天然氣。

4. 淺層氣井增產處理歷史

在 Hugoton 及 Panoma 氣田中，幾乎所有的生產井都進行過激勵增產工作，過去由於氣層壓力及滲透率低，造成個別生產井產能偏低，且因為過去氣價較低，為了合乎經濟效益，氣井之裸孔電測 (Open Hole Logs)、水泥結合度電測 (Cement Bond Logs)、防蝕殺菌劑 (Biocide) 之處理及井孔加深之鼠洞 (Rathole) 等多項工作均加以省略，此外過去由於缺乏伴產水處理基礎設施，氣井伴產水均以卡車載運至伴產水擠注井來處理，燃料、勞工及保險成本的增加亦造成氣井處於接近邊際效益，缺乏裸孔電測及水泥結合度電測亦導致生產井採液裂激勵增產時，人為裂縫有可能進入水層之風險，然而實際上最後許多生產井均已因為人為裂縫進入水層而廢井。

由過去液裂激勵增產經驗已得知 Hugoton 及 Panoma 氣田液裂激勵增產避免人為裂縫進入水層的共同技術，最近化學泡沫液裂激勵增產也已被應用到 Hugoton 及 Panoma 氣田之生產井。

5. 氣井產率理論

通常當氣層壓力低於 2500 psi 時，可採下列公式計算氣井產率：

$$q_g = \frac{703 * 10^{-6} kh (P_r^2 - P_{wf}^2)}{T \mu_g Z \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s + Dq_g \right)}$$

其中

q_g : Gas rate
 k : Permeability
 h : Pay zone
 P_r : Reservoir pressure
 P_{wf} : Flowing or producing bottom hole pressure
 T : Temperature
 μ_g : Gas viscosity
 Z : Compressibility factor
 r_e : Drainage radius
 r_w : Well radius
 s : Formation damage or skin
 D : Turbulence factor

因此當井口流壓 P_{wf} 增加或地層壓力 P_r 降低時，氣井產率則會降低，此外地層污損或膚表因子 s 增加時，氣井產率亦會下降，地層污損或膚表因子 s 有可能是機械或物理性的、化學性的、生物性的及熱效應因素所造成，一般而言，在低壓氣層造成地層污損的原因包括：鑽井、漏泥、鑽井濾液、下套管、下水泥、完井泥漿、穿孔、酸處理、液裂激勵流體、地層中微細砂粒移動 (Fine Migration)、地層岩性之可濕性改變 (Wetability Changes)、不當的防蝕劑、結垢抑制劑 (Scale Inhibitor)、蠟份沉積 (Deposition of Paraffin and Asphaltenes)、結垢沉積、修井流體、硫化物生成等因素，且通常一口井有可能同時有數種因素產生地層污損。

6. 低產能井

在查明造成低產能井的原因之前，應先計算該低產能井剩餘可採蘊藏量，以先排除該低產能井是因為蘊藏量已接近涸竭所造成，一般均建議採用物質平衡法及產率遞降曲線法來進行計算，經剩餘可採蘊藏量計算後確認非因蘊藏量因素造成產能偏低時，接著便可就以下 3 項因素進行低產能井的原因調查，包括氣層靜壓、井底流壓及膚表因子 s (是否為大於 0)。

7. 增產候選井之篩選

針對研究區 276 口井進行篩選是一項令人感到卻步與繁雜的工作，但在高油價時代則是經營者積極進行且極為重視之事，以下三大步驟則是 OXY 公司所提出之增產候選井篩選方法，值得國內從事氣井增產工作者學習。

(1) 第一步驟：快速篩選法

一個石油工程師或生產工程師無法針對研究區所有生產井瞭解每一件事情，因此從經營者所雇用之技術員或操作者來瞭解每一口生產井的生產狀況與過程才是一種快速篩選方式，以下 5 項則是此方法認為較具增產潛能之候選井篩選原則：

- 產量急速下降 — 正常操作生產過程中，生產井之產量應該逐漸規律地遞減，若發生產量急速下降的情況，有可能生產井地層污損，其可能原因包括：液裂激勵支撐物進入井眼、酸處理、不當的防蝕劑、結垢抑制劑、蠟份沉積、結垢沉積、修井流體、硫化物生成等原因。研究區 276 口井中，有 5 口井有產量急速下降情況。
- 修井還不到幾年 — 使用樑型泵浦（Beam Pump）之生產井應該可耐用 5 年以上。經檢視有 59 口井有此情況。
- 小尺寸油管 — 10 年以前 Hugoton 及 Panoma 氣田之生產井通常均採 1.5” 小尺寸油管完井生產，低成本及增加氣體流速減少液體聚積為其主要原因，然而晚期於小尺寸油管中大量抽水導致井底流壓變大，井底與地層間之壓差過大造成蠟份沉積及結垢沉積，造成產能降低。經檢視有 15 口井有此情況。
- 井底 pump 未作用 — 有時井底 pump 安裝之位置低於產氣層，且產氣層壓力亦尚能自行流動，無形中造成產能浪費。研究區有數口井有此情況。
- 活塞式提舉（Plunger Lift） — 在生產末期無任何科技或適當方法增產時，活塞式提舉系統則會被用來進行增產以保持氣井於尖峰效能，然而隨著生產液體聚積日益增加，為了將更多的液體產出地面，勢必應用更多能量導致井底流壓變大或井底

與地層間之壓差過大，造成產能降低。研究區有 3 口井有此情況。

(2) 第二步驟：資料篩選法

在第一步驟利用幾項原則初步篩選出低產能井後，接著便需檢視這些井之產量及壓力資料，以進一步瞭解造成低產能井的原因並縮小具潛能增產之候選井的範圍或數量，此外雖然有停產、花錢、投入時間及作業不便因素，還是要進行關井壓力回升試驗，來獲取一些資訊以利資料研判，因此很幸運地研究區所有井均保留過去的壓力資料及生產資料，由以下壓力資料及生產資料的篩選顯示，最近幾年產量遞降曲線平緩且關井壓力相當一致，代表該研究區之氣井尚未有效生產狀態，可能可採進一步激勵增產。

- 天然氣或油的產量資料 — 最近該區域生產井之平均產量遞降率為 8.5%，如果一口井產量遞降率遠低於 8.5%，則可能可以相信該井已無增產潛能，但實際上有許多候選井並非如此，且具有激勵增產之潛能。
- 水的產量資料 — 通常一口井其產氣量或產油量隨著生產時間會越來越少，產水量會越來越多，若違反此原則且有井底 pump 能量加大、井底流壓變大情況，則有可能是地層流體之通道受阻、地層污損、地層中微細砂粒移動、結垢抑制劑、蠟份沉積、結垢沉積、硫化物生成或油管破漏，上述這些因素都有可能造成生產井天然氣或油及水量均降低之原因。
- 關井壓力資料 — 在 Oklahoma 州規定，深氣井每年必須連續關井 24 小時，並在關井最後記錄關井壓力，淺氣井每年則必須連續關井 48 小時，由關井壓力資料一致性顯示，氣層尚未完全發揮潛能。

(3) 第三步驟：歷史整合篩選法

整合地質師、油層工程師及生產工程師一起分析生產井之歷史資料，篩選出最具潛能之增產井，為整個增產候選井篩選作業之最後一個步驟也是最重要的工作，值得注意的是過去若曾採用過或重復採用過某

一種增產方法且結果是很成功的，則此方法便值得再一次來檢視，若過去曾採用過的增產方法其結果不理想，則此方法便不值得來檢視，在檢視生產井的歷史資料過程中，可以清楚瞭解造成低產能井之主要原因：

- 鑽井 — 泥漿類型、鑽井漏泥區、岩屑 (Cutting)、鑽進破碎帶及鑽串測試 (DST) 均可能與低產能井有關。
- 下水泥 — 下水泥過程水泥乳或濾液可能會進入地層孔隙通道，造成地層污損。
- 穿孔 — 當氣價低時，為節省成本，往往降低穿孔密度，此外為鑽機費用，在穿孔前後也未進行井眼抽刷 (Swabbing) 清潔工作，導致穿孔碎屑進入穿孔通道，阻塞後續激勵增產流體進入地層。
- 未穿孔地層 — 在 1990 年代以前，為了避免地層中之水量產出，僅於生產層頂部少量穿孔，如今在高油價時期，其他位置 (如底部) 加穿生產就算會增加產水量亦可被接受。
- 未激勵增產區 — 過去考量經濟因素，單一增產工作就企圖將大範圍的生產區進行增產，然而地層岩性的變化、岩石應力的分佈、增產處理速度及增產處理流體不夠，導致部分區域尚未激勵增產。
- 完井、激勵增產或修井流體 — 過去為節省成本，KCl 濃度偏低且未使用殺菌劑，利用河水來完井、激勵增產或修井。
- 酸處理 (Acidizing) — 過去為節省成本，採用通用的沒有商標的酸液及添加劑來進行酸處理，未針對岩性、鑽井泥漿類型、鑽井漏泥體積及地層流體特性來進行酸處理，導致酸處理未達增產效果。
- 液裂激勵 (Fracture Stimulation) — 缺乏瞭解地層特性及油氣層描述，導致液裂激勵設計不當，裂縫傳導性不足或裂縫長度不適當均會造成液裂激勵失敗。
- 穿孔堵塞 — 液裂激勵後可能造成生產層出砂、結垢沉積及硫化物生成，堵塞穿孔通道，導致產能降低。

- 使用井底氣體分離器 (Mud/Gas Anchor) — 在穿孔生產區間以下裝設井底氣體分離器 (圖 14)，不僅未發揮其分離氣體之功效甚且造成資源浪費。
- 化學處理 — 防蝕劑及激勵處理之化解物質有可能與地層中之流體反應，造成地層污損，檢視過去化學處理歷史資料與生產歷史極有助於瞭解化學處理之有效性。

8. 增產處理方法之選擇與結果

由以上三個篩選步驟便可更具信心來確認生產井的問題，通常一口生產井同時擁有多種問題，在研究計畫中以下將逐步地從十種篩選井群組中，去瞭解每一口生產井必須採用那一種最佳的方式來增產，下表為生產井相對於十種群組之處理方式摘要表，由於修井本身的特性，一些生產井本身就可能包含於不同群組之處理方式中。

Group	Wells	Production (MSCFD)		Cost (M\$)	
		Low	High	Low	High
I- Small Tubing Diameter	13	8	65	8.4	18.8
II Flowing Wells	4	18	100	3.3	22.5
III- Plunger Lift Systems	3	41	85	19.5	33.0
IV- Drastic Drop in Production	2	120	180	105.9	121.9
V- Fairly Constant Pressure and Production	6	0	245	87.1	182.8
VI- Inadequate Response After Frac	3	40	215	5.0	8.2
VII - Acidizing	6	4	34	8.1	38.9
VIII- Measurements	4	6	61	5.0	12.7
IX - Mud Anchor	1	296	296	3.0	3.0
X- Commingle	2	44	71	53.3	67.2

群組 1：小油管尺寸

研究區發現有 15 口井之油管尺寸小於 1.5 英吋，這些井的油管在數年內並沒有被拉起來過，由前述之篩選步驟可知，這些井的產率遞降曲線極為平緩，且幾乎所有井在 1950 年代前經過酸處理後，均沒有再

進行過激勵增產工作，此外其中有許多井之鼠洞（Rathole）均裝設有井底氣體分離氣（Mud Anchor），也因此導致三種可能造成生產井低產能的原因。

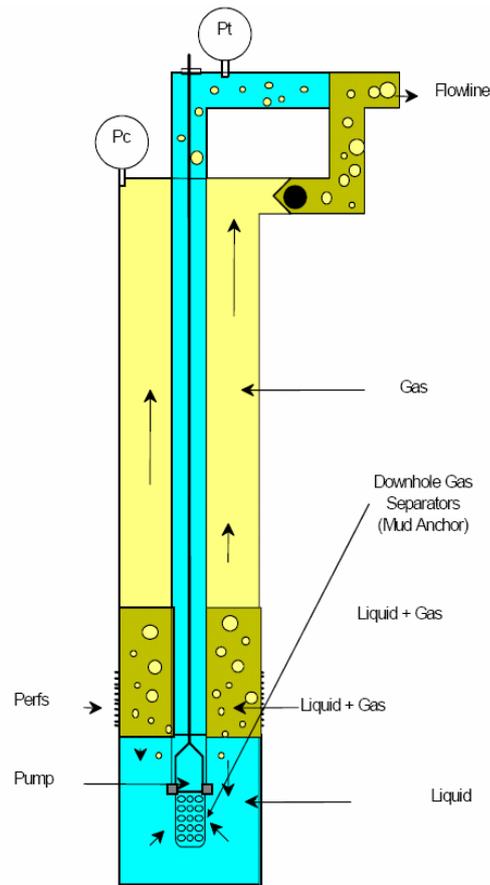


圖 14、井底氣體分離器裝設於穿孔區間下方示意圖

此群組的篩選井建議採酸處理及液裂激產的方來增產，但在進行增產工作前應儘可能將井眼清洗、更換大油管及移除井底氣體分離氣，這些工作之成本每口井約 10000 美元~20000 美元，比起酸處理及液裂激產工作便宜許多。

由處理結果顯示，有 13 口井的井眼經過清洗後，總產量增加了 307 mscf/D，總花費成本僅 167940 美元，經濟分析計算結果回收年限僅 4.6 個月，其中有 1 口井（A 井）清洗井眼成本僅 11500 美元，但產氣量增加了 30 mscf/D，圖 15 及 16 說明這口井的產量歷史及壓力變化情形，A

井的生產剖面之指數遞降率最近 5 年為 2.75%，低於整個氣田的平均值 8.5%，由 48 小時關井套管壓力上升資料顯示，從 1999 年 78.5 psig 上升至 2004 年 83.6 psig，壓力上升了 35.1 psig，證明了這口井值得液裂激產。

群組 2：自行流動生產之氣井

此類氣井則增設橈型泵浦來增產，有 3 口井增設橈型泵浦，總產量增加了 171 mscf/D，總花費成本僅 50625 美元，回收年限 2.5 個月，圖 17 為其中有 1 口井（B 井）的產量歷史，B 井 1998 至 2003 年生產剖面之指數遞降率為 24.26%，增產後從 2003 年至 2005 年生產剖面之指數遞降率降為 13.92%。

群組 3：活塞式提舉系統之生產井

此類氣井則改為橈型泵浦來增產，有 3 口井改為橈型泵浦，總產量增加了 202 mscf/D，總花費成本僅 83800 美元，回收年限 3.5 個月，其中有 1 口井（C 井）於 1970 年完井生產，於 1995 年安裝活塞式提舉系統，2005 年改為橈型泵浦、產率上升，圖 18 為 C 井的產量歷史。

群組 4：產量急速下降之生產井

有 2 口井因生產及修井產生地層污損，此類氣井則液裂通過地層污損帶來增產，總產量增加了 300 mscf/D，總花費成本 268306 美元，回收年限 7.6 個月，圖 19 為其中有 1 口井（D 井）處理後的產量歷史。

群組 5：壓力與產量相當穩定之生產井

井口關井壓力與產量相當穩定之生產井代表排掃效率尚未發揮，有 6 口井有此現象，且這些井在 1950 年代經過酸處理後便未曾再增產過，此類氣井則採化學泡沫液裂來增產，總產量增加了 425 mscf/D，總花費成本 753417 美元，回收年限 15 個月，圖 20 及圖 21 為其中有 1 口井（E 井）處理前後的產量歷史及關井壓力變化情況，2005 年採化學泡沫液裂來增產、產率上升。

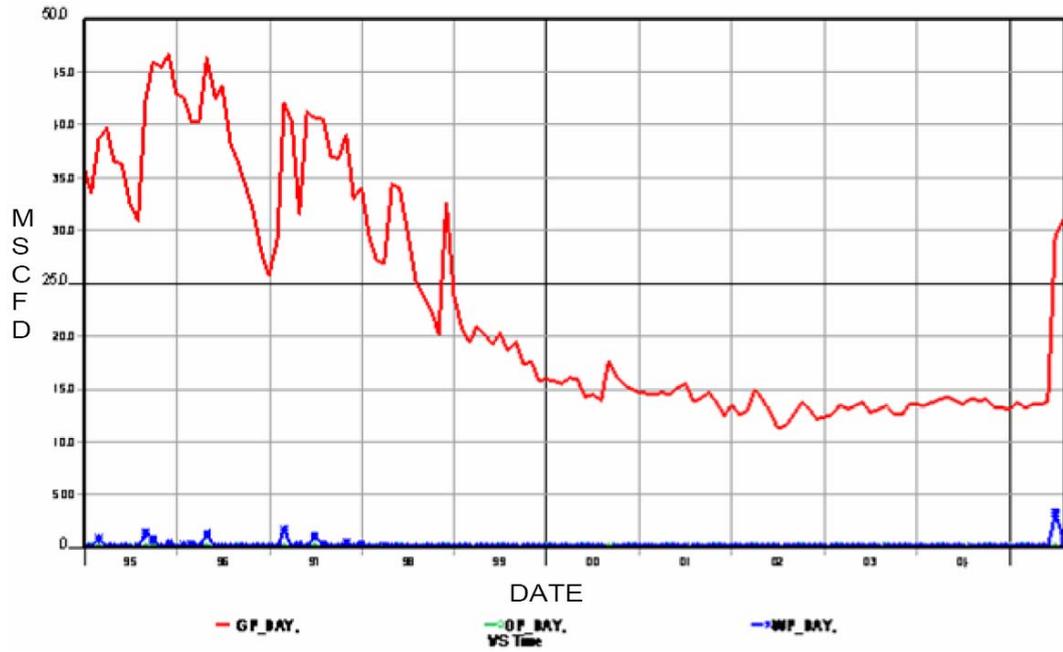


圖 15、A 氣井之產率歷史

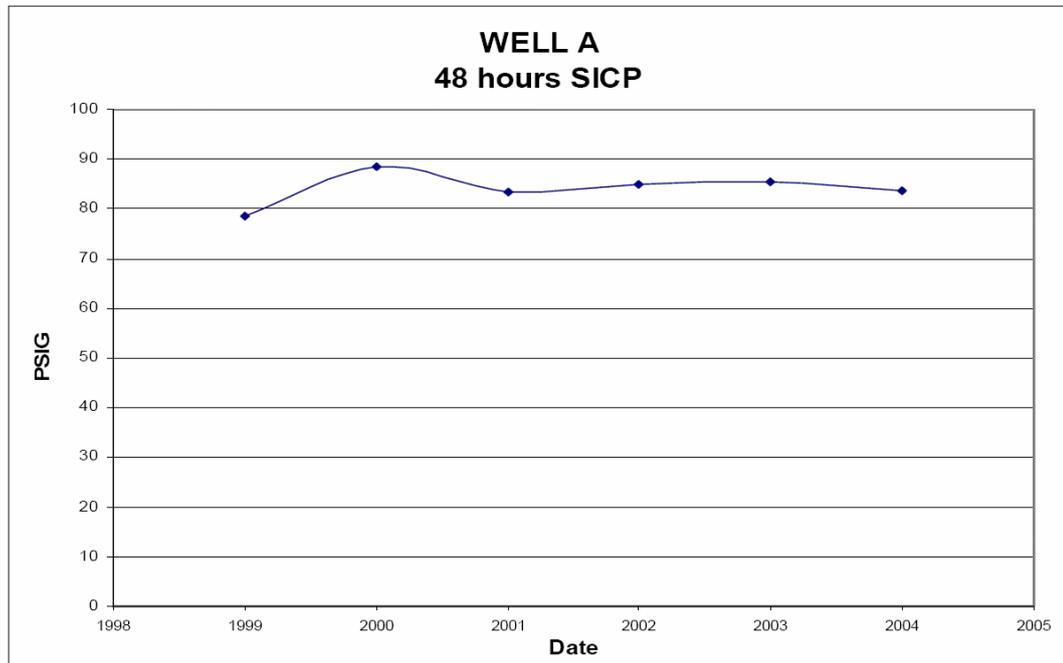


圖 16、A 氣井之井口靜壓歷史

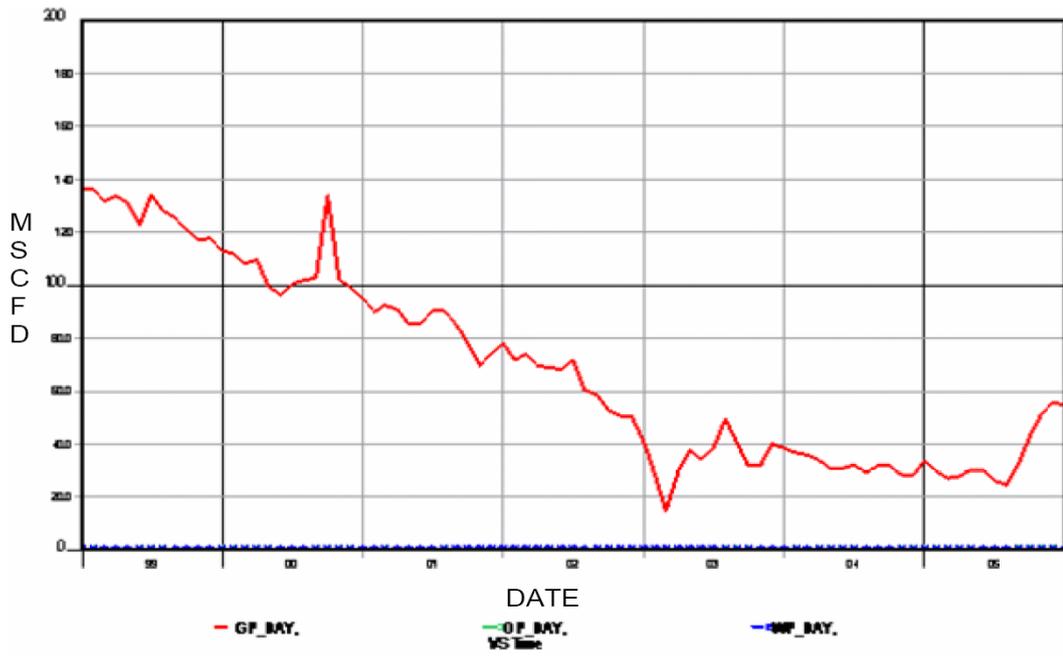


圖 17、B 氣井之產率歷史

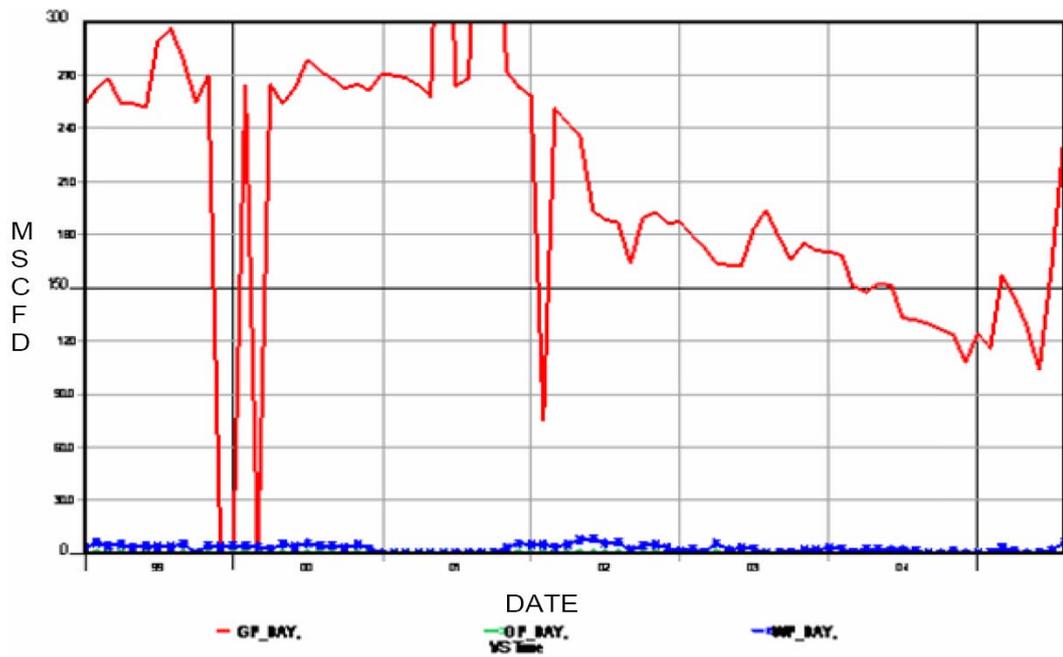


圖 18、C 氣井之產率歷史

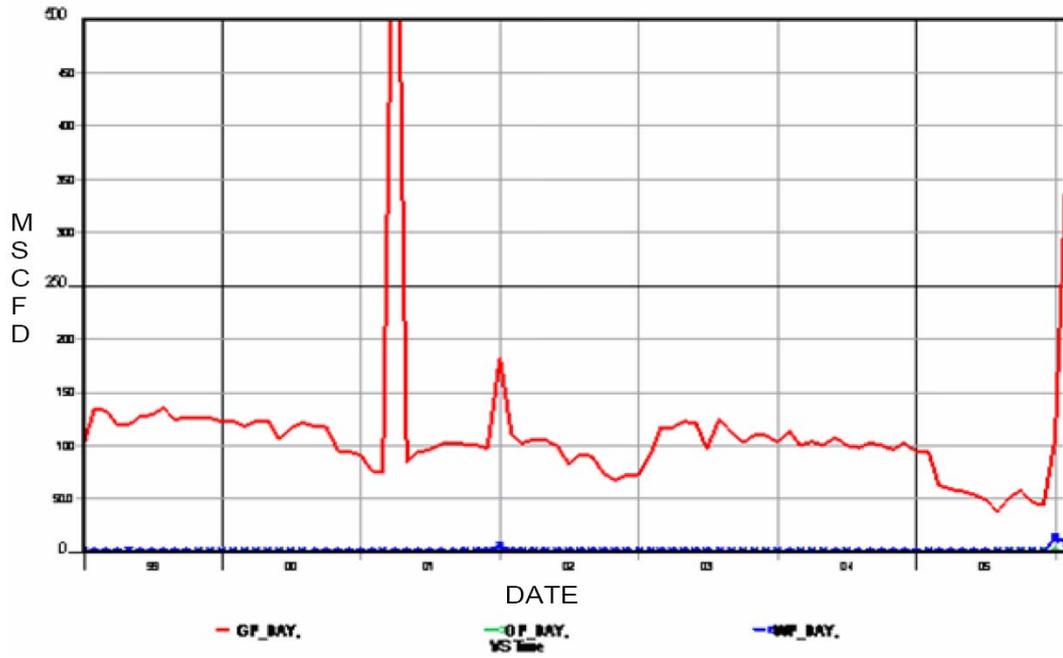


圖 19、D 氣井之產率歷史

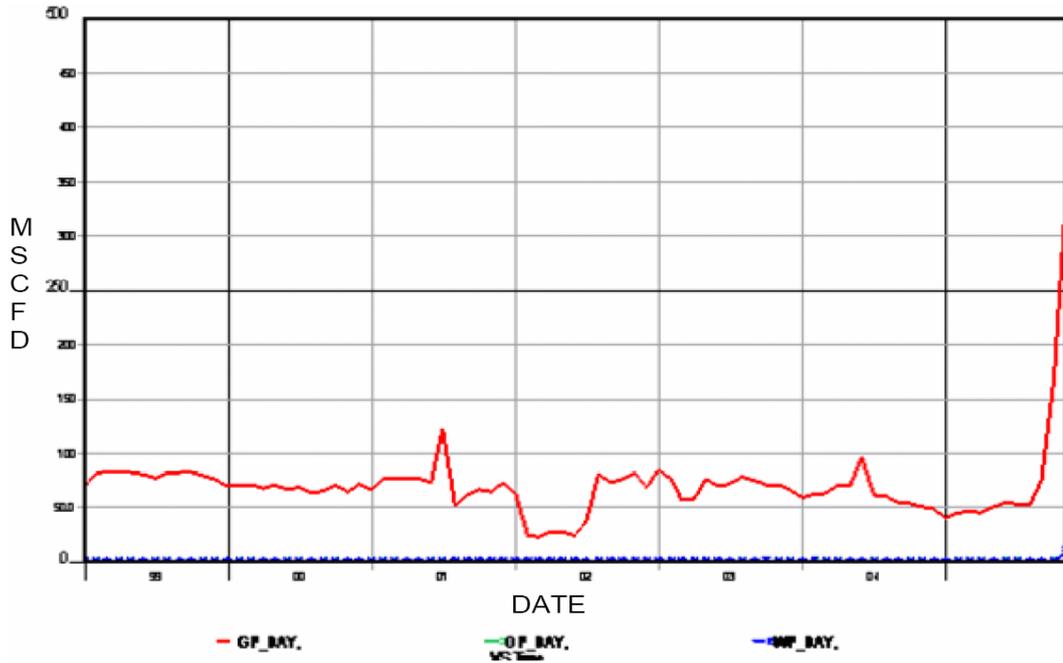


圖 20、E 氣井之產率歷史

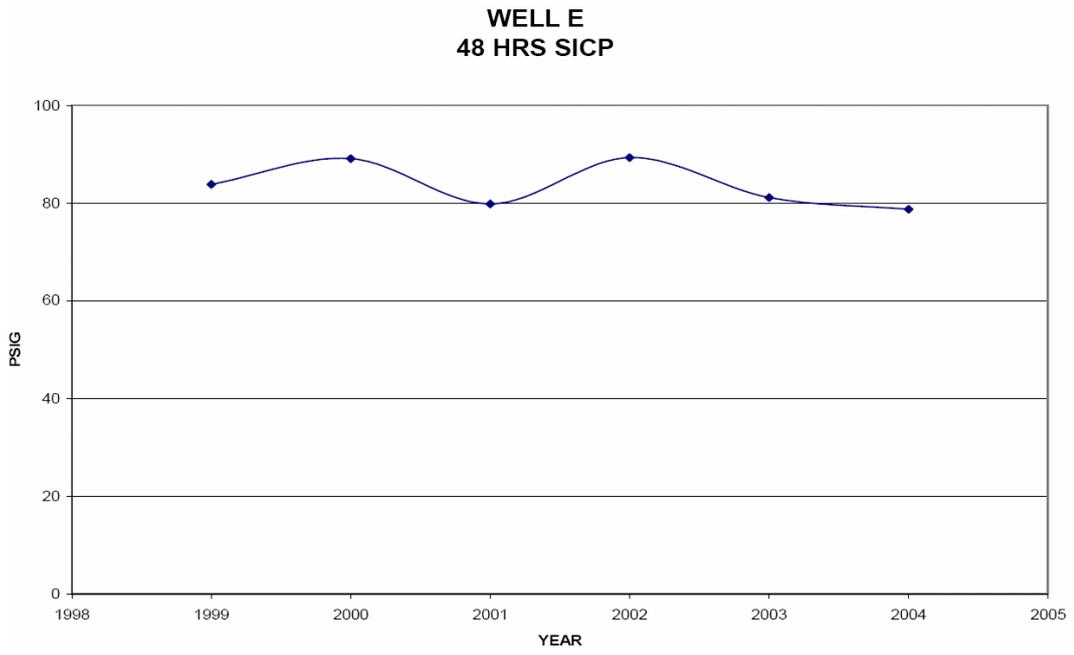


圖 21、E 氣井之井口靜壓歷史

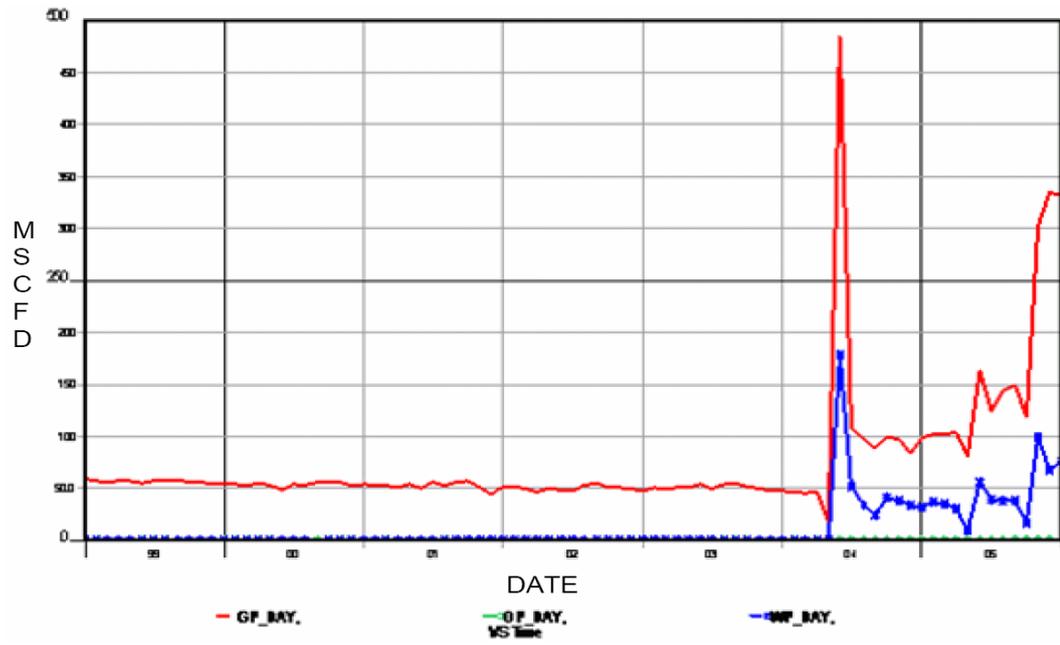


圖 22、F 氣井之產率歷史

群組 6：液裂後不當反應之生產井

進行液裂後之生產井若沒有將原通道之支撐物(proppant)產出，則會造成穿孔或生產通道受阻影響產量，有 3 口井有此現象，此類氣井則必須進行抽刷 (Swabbing) 將來增產，總產量增加了 305 mscf/D，總花費成本 30175 美元，回收年限 1 不到個月，圖 22 為其中有 1 口井 (F 井) 處理前後的產量歷史，於 2004 年中進行液裂激產後產量雖有增加但 2005 年中經抽刷清除支撐物後產率上升。

群組 7：酸處理之生產井

6 口井經過酸處理來增產，總產量增加了 116 mscf/D，總花費成本 102898 美元，回收年限 7.5 個月。

群組 8：出水層誤判之生產井

10 口井經過橋塞器將較大出水區間堵水後來增產，並降低了井底抽水馬達之電能消耗，總產量增加了 138 mscf/D，總花費成本 23225 美元，回收年限 1.4 個月，圖 23 為其中有口井 (I 井) 於 2005 年進行堵水增產後，產率上升、馬達之電能消耗逐漸減少之情況。

群組 9：井底氣體分離器之生產井

穿孔生產區間以下有安裝馬達之生產井，則不需安裝井底氣體分離器。生產井 J 總產量增加了 296 mscf/D，總花費成本僅 3000 美元，回收年限不到 1 個月。

群組 10：共層生產 (Commingle) 之生產井

2 口井將雙串改為單串共層生產，總產量增加了 115 mscf/D，總花費成本 120586 美元，回收年限 9 個月。

9. 增產處理之改進建議

(1) 電測資料：進行激產處理計畫前生產、油層工程師及地質師應針對研究區生產井之電測資料進行檢視，以充分了解：

- 裸孔氣井中過去因低油價放棄生產之氣層。

- 裸孔氣井中出水地層。
- 套管完井氣井水泥封固情況 (Cement Bond Log)。

(2) 井眼清除(乾淨)：進行井眼清除工作，降低產能受阻，方式如下：

- 下刮削器 (Scraper)。
- 井底泥沙抽除。
- Scratching。
- 灌入 6%KCL 溶液於井內進行抽刷 (Swabbing)。

(3) 穿孔：厚層或多層次之氣層，穿孔前後宜注意下列事項：

- 穿孔前後均應進行抽刷工作。
- 液裂時針對相同地層岩性之氣層穿孔。
- 穿孔密度每英尺 4 發且進行深度穿孔。

(4) 酸處理：針對井眼附近地層污損部分進行酸處理，宜注意下列事項：

- 清除穿孔通道。
- 不使用前處理酸液。

(5) 液裂激產：放置適當之支撐物 (PROPPANT) 為液裂激產成功關鍵之一，宜注意下列事項：

- 剔除 100 mesh 的砂。
- 進行視蹤劑電測 (Tracer Logs)。
- 液裂區需包含舊穿孔區。
- 降低液裂 pump rate。
- 降低液裂填塞體積 (Pad)
- 降低凝膠液負荷。
- pump 液體含砂濃度控制。
- 水層與氣層間距低於 30 英尺，宜採小裂縫液裂。

10. 整體研究區氣田增產效益

在 2005 年共執行了研究區 43 口生產井之修井與激勵增產工作，總成本僅花費 1.584 百萬美元，增產 2914 MSCF/D 之天然氣，以氣價 3.89 美元/MSCF 來計算，平均還本年限 11 個月。2005 年研究區整個 Hugoton 及 Panoma 氣田之修井與激勵增產工作比 2004 年工作量增加 330%，但 2005 年產量比 2004 年增加 150%（圖 24），未來將繼續進行修井與激勵增產工作。

上述修井與激勵增產實際資料與篩選技術極為實用，可實際提供於目前鐵砧山、出礦坑等氣田之氣井修井增產參考。

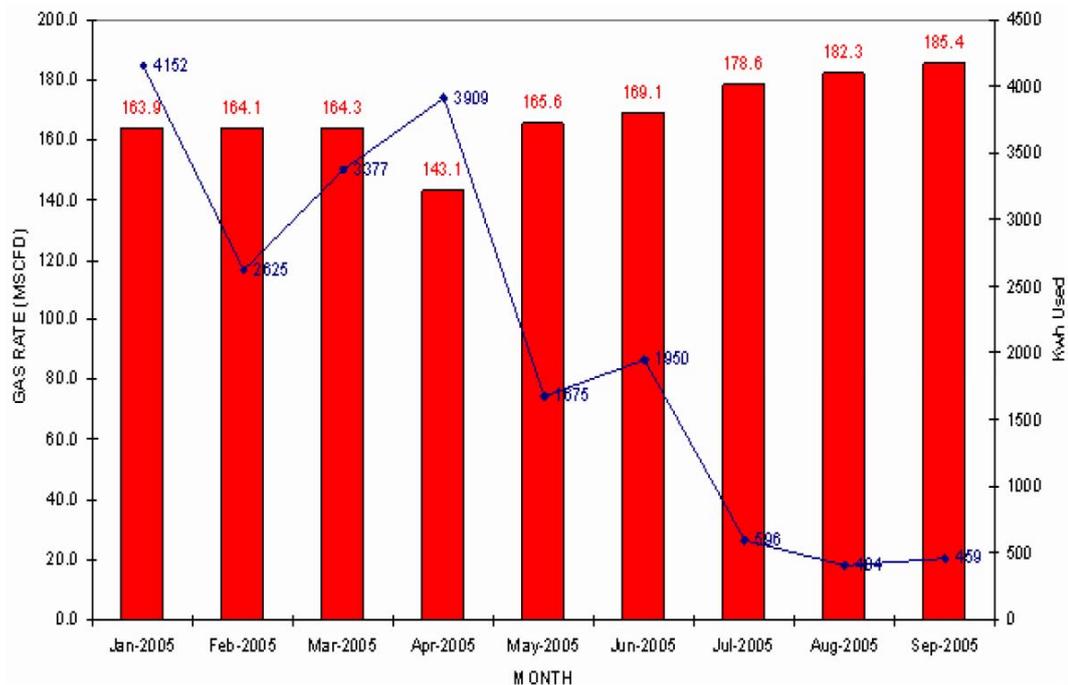


圖 23、I 氣井之產率與 PUMP 電能消耗變化情況

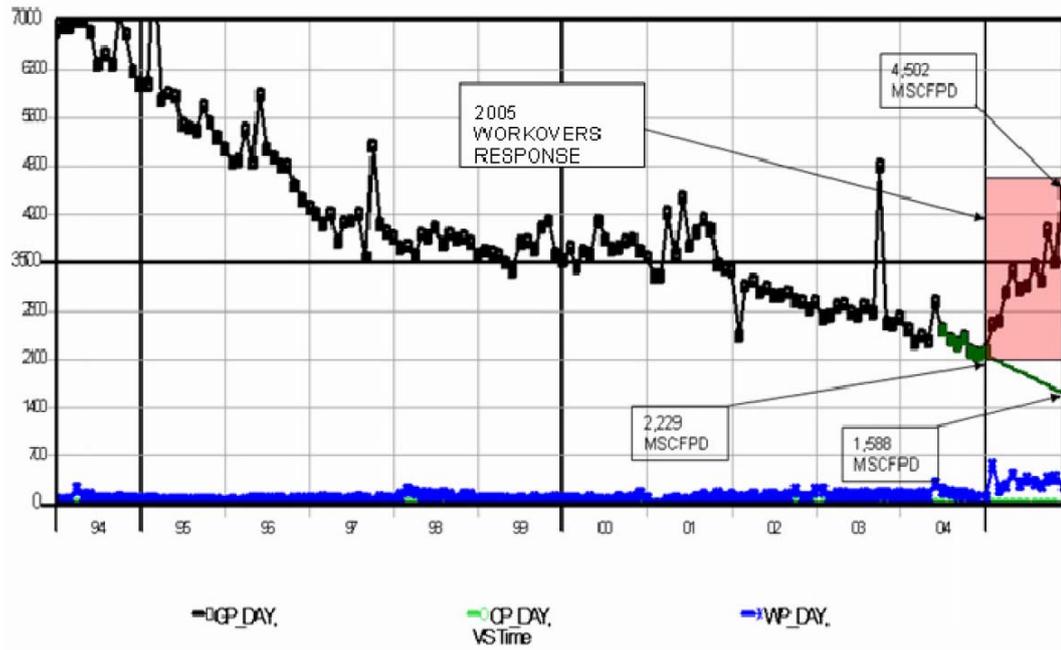


圖 24、2005 年整體研究區氣田修井與激勵增產狀況

三、氣田低壓增產技術

一個油氣田最終之總採收率與井口生產之廢棄壓力（Abandon pressure）有絕對的關係，當生產井產量隨時間遞降時，其井口流壓亦會逐漸降低，通常現場會經由調整節流嘴大小（Choke size）降低產率增加井口流壓以維持生產，但降低產率時亦會導致油管内液體（凝結油或伴產水）之聚積，致使氣量及壓力逐漸下降，終至井口流壓接近管線壓力時，生產井便無法生產而關井，但停產時實際上地層內尚具有部分之天然氣，只要在合乎經濟的考量下，利用適當可行的方法將井口流壓或廢棄壓力向下調降，如此便可儘量將地層中剩餘之天然氣採收至地面。本次出國職亦觀摩國外氣井低壓或超低壓增產增壓壓縮機（Booster）之相關設備，了解國外實際案例增壓壓縮機之應用，提供國內錦水與永如山氣田之生產井低壓增產之參考，相信該方面之技術與資訊引進國內，必可使目前瀕臨停產階段之錦水與永如山氣田再為公司增加產氣量與收益。

（一）國內永如山氣田之現況

永如山氣田自 1968 年開始鑽探，共計鑽探 18 口井，其中 11 口成功井，9 口主要生產層為打鹿砂岩，另 2 口生產層為木山層，至 2006 年 6 月底永如山氣田打鹿砂岩生產層累計已產天然氣 9.2 億立方公尺、凝結油 33 萬公秉，木山層累計已產天然氣 0.2 億立方公尺、凝結油 0.3 萬公秉，打鹿砂岩層僅剩 YHS-7 號井尚在生產，目前井口流壓已降至 290 psi，木山層目前亦僅剩 YHS-10 及 YHS-11 號井微量生產，井口流壓已降至 250 psi（接近地面管線壓力），由於過去永如山氣田多數生產井均因井口流壓降至地面生產管線壓力而停產，因此綜合研判永如山氣田已幾乎瀕臨全面停產之狀態，亦具有低壓增產之可行性。

（二）國外氣田降壓增產案例

由國外文獻資料顯示，許多氣田亦有採降壓增產來提昇油氣採收率，通常運用壓縮機來達到氣田降壓增產有三種方式，一種是安裝在生

產井井場之壓縮機 (Wellsite compressor)，另一種則是安裝在集氣幹線後生產中心處 (Central gas gathering system)，最後亦有兩者混合使用者。以美國德州南部 Lobo 氣田為例，Lobo 氣田自 1970 年代晚期即被開發生產，該氣田生產層之深度約 7000~13000 英尺，淨砂厚度約 15~150 英尺，屬於涸竭型氣田、伴產水量少，天然氣比重約 0.58~0.75，CO₂ 含量低於 4%。Lobo 氣田至 2004 年生產井數已超過 1600 口，但每口井之平均產率則低於 300MSCF/D (約 8.5 MSCM/D)，該氣田先前已因產量遞降而採用於集氣幹線後端安裝壓縮機，使井口流壓降至約 100 psi 來增產，但是由於採用集氣系統安裝壓縮機，必須所有生產井全面降壓增產，無法選擇性地針對較佳且適合增產之生產井進行降壓增產，無形中造成成本增加 (燃油、馬力等浪費)，此外由於採用集氣幹線後端安裝壓縮機，必須額外負擔許多生產管線磨擦損失所造成的能量損耗，因此該氣田進一步依據個別井之生產狀況，於 2002 年開始評估使用生產井井場安裝壓縮機來增產。Lobo 氣田目前所採用的是井口安裝壓縮機直接降低井口流壓之增產方式，並且選擇了 21 口生產井來執行，Lobo 氣田的井口壓縮機具有下列幾項特色，包括：容易運送與安裝且購置成本低、低燃料消耗、低操作與維修成本及壓降與產率具有彈性等。圖 25 為 Lobo 氣田自 2002 年 10 月底開始使用井口壓縮機以來，21 口生產井總產率之變化情形 (圖 25 紅色曲線)，由此圖可看出，安裝井口壓縮機增產前之總產率約為 3000 MSCF/D (約 85 MSCM/D)，至 2004 年安裝井口壓縮機後總產率約高達 6000 MSCF/D (約 170 MSCM/D)，與原計畫遞降產率至 2000 MSCF/D (約 57 MSCM/D) (圖 25 黃色曲線)，相差 4000 MSCF/D (約 113 MSCM/D)，該氣田自 2002 年 10 月底降壓增產至 2004 年 5 月底止，總增產量已高達 1.13 BCF (約 32MMSCM) (圖 25 綠色曲線下方之面積)。

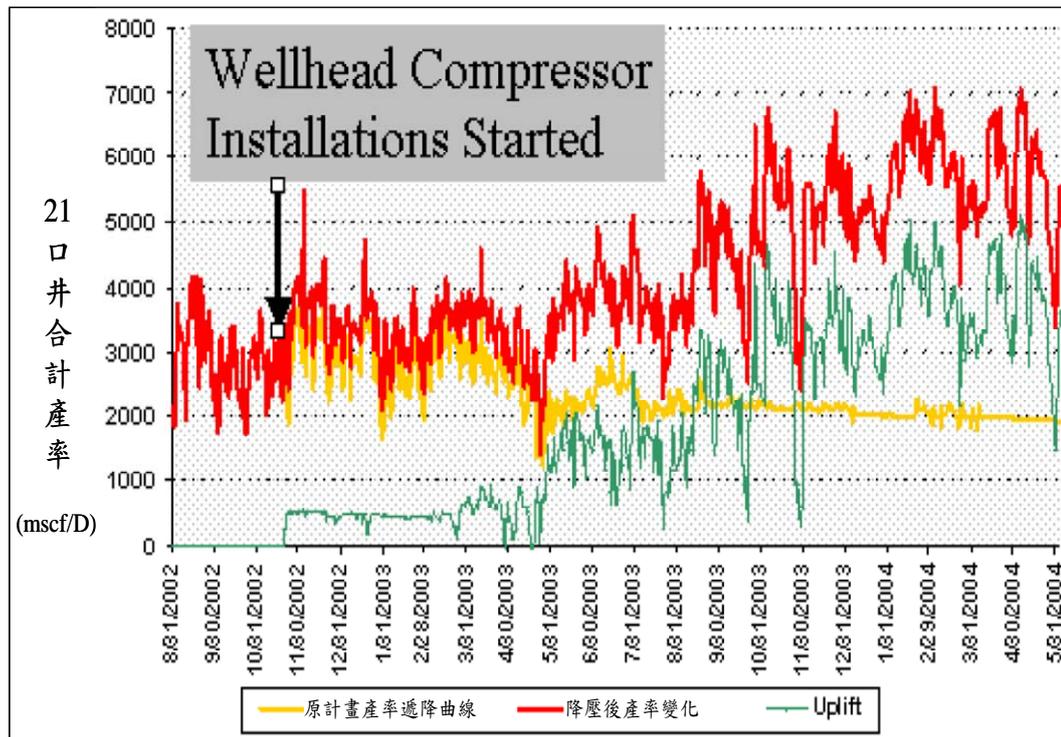


圖 25、Lobo 氣田使用井口壓縮機後 21 口生產井總產率變化情形

此外亦有其他國外氣田降壓增產之案例，包括美國德州 Permian 盆地 Waddell Ranch 油氣田增產計畫，此計畫不僅比較生產井現場安裝壓縮機與集氣幹線後端處安裝壓縮機之優劣與經濟效益，更針對壓縮機採租用或購置進行比較分析，最後該計畫亦採用生產井現場安裝壓縮機之方式進行增產計畫。其他如美國德州 West Panhandle 氣田、印尼 Arun 氣田及印尼 Sanga Sanga 礦區氣田等。由這些國外氣田降壓增產成功案例可見，國內瀕臨停產氣田亦應具有低壓增產之可行性，而且永和山氣田與美國德州南部 Lobo 氣田幾乎同屬於涸竭型氣田、伴產水少，油管內聚積之液體大多為凝結油，因此更適合進行降壓增產。

(三)永和山氣田昇壓系統評估

在進行可能之昇壓系統方案評估時，首先必須考量永和山氣田目前之集氣系統與井口壓力之關係。永和山氣田目前僅剩 5 口氣井，包括 YHS-6、YHS-7、YHS-10、YHS-11 及 YHS-13 號井（其餘已廢井），且 YHS-6

及 YHS-13 號井已關井停產(圖 26)，目前永如山氣田所生產的天然氣最後均透過 6” 低壓輸氣管線進入錦青處理廠，圖 27 及圖 28 為永如山區輸氣管線系統示意圖及進廠天然氣輸送流程示意圖。從永如山輸氣管線系統及進廠天然氣輸送流程顯示，錦青處理廠內透過 C-750 及 C-3350 兩部壓縮機進行昇壓後之產量調配，原則上進廠天然氣產量小時，則僅使用到一部壓縮機(C-750)，採低壓(約 380 psi)幹線來供應竹苗地區，當進廠天然氣產量大時，除了使用 C-750 壓縮機採低壓幹線供應竹苗地區外，尚會再使用 C-3350 壓縮機，採高壓(昇壓至 570~680 psi)幹線來供應北部地區，但無論如何，進廠天然氣之壓力均應高於 190~200 psi，由於目前錦青處理廠內之壓縮機基本上已算是一種安裝在集氣幹線後端處(Central gas gathering system)之降壓增產設備，此情況極類似美國德州南部 Lobo 氣田，因此為降低投資成本、減少改變生產設備或流程及減少燃油、馬力等之浪費，本計畫將以不改變錦青處理廠天然氣輸送流程之情況下，選擇採用生產井井場安裝壓縮機來達到氣田降壓增產之方式，並以進廠壓力須高於 190~200 psi、井口流壓約須高於 250 psi 為條件，配合單井產能評估結果，以 YHS-6、YHS-7、YHS-10、YHS-11 四口井為標的，進行二口井串聯使用一組壓縮機(共須 2 部壓縮機)、單井於井口直接安裝壓縮機(同一生產層使用 1 部壓縮機)或其他可能昇壓系統方案評估，最後再依據評估結果篩選適合的壓縮機。

(四)昇壓壓縮機之選擇

壓縮機之主要功能為利用機械設備或機構運動的方法，處理或增加通過此設備或機構的流體之壓力，使出口端的壓力高於入口端的壓力，以達到輸送的目的。壓縮機的型式很多，依據其使用的對象和目的而不同，其優點在於利用氣體的可壓縮性，增加其壓力，以達到運送的目的，因此壓縮機亦常用於須將天然氣由低壓升至高壓之系統。對邊際油氣田或許多較大氣田生產致壓力降到甚低，則採用增壓壓縮機(Booster compressor)，其整體壓縮比通常只在 2 至 5 倍，整個壓縮氣量也較大。增壓壓縮機也常用於長途輸氣線，使長途輸氣造成之摩擦壓力損失得以回復，因此長途管線之設計須在昇壓壓縮機之規模大小、管線之操作壓力與管徑、以及昇壓壓縮機站間之距離等因素列入考量研究規劃。

圖 27、永和山氣田輸氣管線系統示意圖

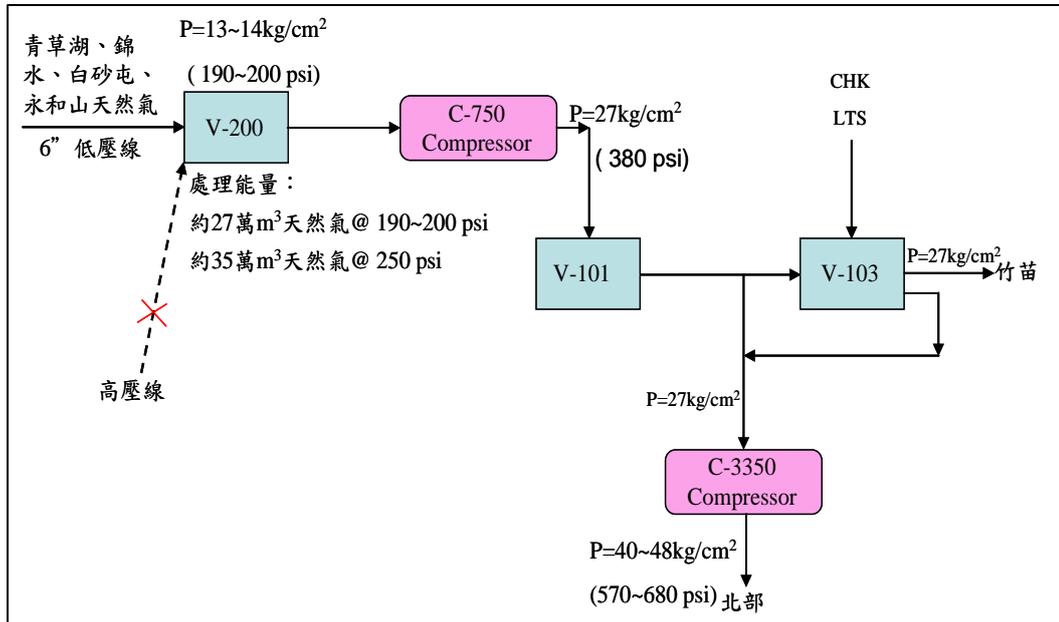


圖 28、永和山氣田進廠(錦青處理廠)天然氣輸送簡易流程示意圖

一般而言，只有往復式壓縮機用在變化大的容積流率與變化大的壓縮比，其操作方面還能有可靠的彈性，其他類型則不佳。因此本次出國著眼之昇壓壓縮機將會著重於往復式壓縮機，配合未來單井產能評估結果來做選用規劃之資料蒐集與觀摩。

永和山氣田原則上將採用生產井現場安裝壓縮機來達到氣田降壓增產之目的，不論是二口井串聯使用一組壓縮機，或則是單井於井口直接安裝壓縮機（同一生產層使用 1 部壓縮機）及其他可能方案，在進行經濟分析之前，首先必須收集壓縮機相關資料，以取得可用之壓縮機費用、壓縮比、進出口壓力範圍、最大容許工作壓力、最大容許工作溫度、產能、燃料消耗率、體積、重量、運輸成本、安裝成本、拆卸與安裝簡易程度、氣液分離設備、現場操作之噪音等資料。

(五)GasJack 壓縮機簡介

GasJack 壓縮機（圖 29）是由 TETRA Tech.公司所屬之 Compressco 有限公司所製造生產，該壓縮機主要用途乃針對邊際油氣井或低壓油氣

井進行增壓生產，以增加油氣井之產量，提高油氣田最終採收率，此外 GasJack 壓縮機不僅可用於陸上，海上及惡劣氣候地區亦能使用。該公司在全美廣設辦公室，甚至包括加拿大，圖 30 為該公司針對美國及加拿大所劃分的技術支援與服務區域，其中位於德州 Houston 辦公室為一提供完整服務 (Full-Service) 的石油工程辦公室，除了提供顧客壓縮機相關設備外，也幫客戶進行最佳邊際油氣井或低壓油氣井之篩選，以提高未來執行增壓生產時之成功率及最佳化應用，在第 3 服務區域該公司並提供 2 週的設備試用期以確認客戶油氣井可能產生之變數。

此外 GasJack 壓縮機具有以下幾項特色與益處：

- 增加油氣井之產量。
- 提高油氣田最終採收率。
- 高投資報酬率。
- 經證實可提高產能。
- 對環境衝擊最低。

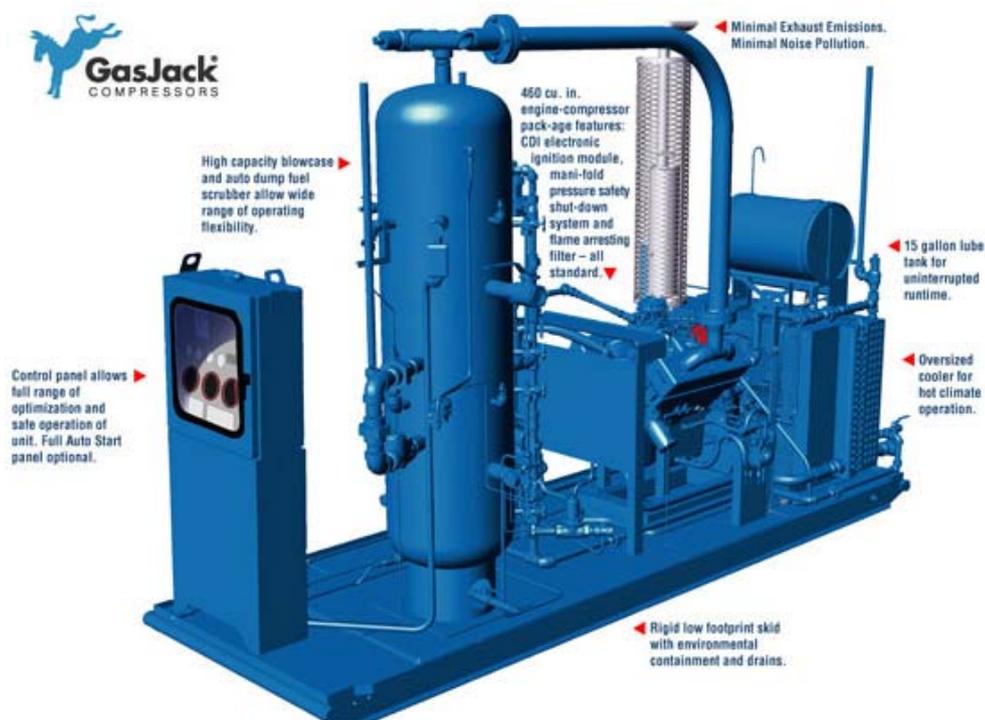


圖 29、GasJack 壓縮機主要設備概況

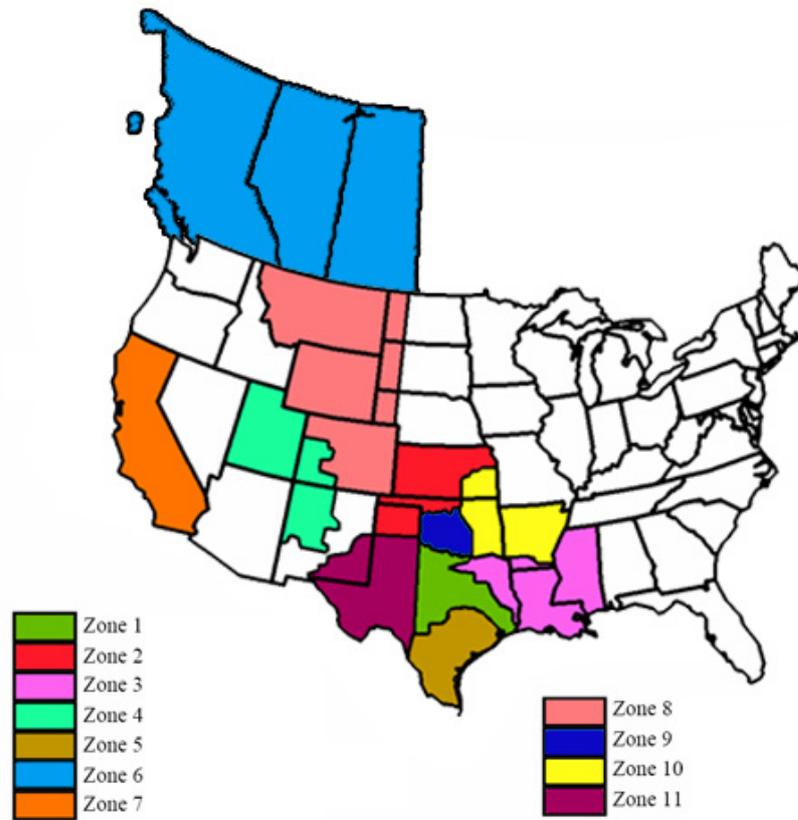


圖 30、GasJack 壓縮機技術支援與服務區域劃分圖

- 低燃料消耗。
- 低成本高效率
- 適用操作範疇廣。
- 容易運輸。
- 容易安裝。
- 容易到達一般不易抵達的地點。
- 可購可租。
- 提供 2 週的設備試用期。

該公司號稱 GasJack 壓縮機組合後亦可當作第一階段集氣系統(Gas Gathering Systems) 來使用，但一般大多應用於井場個別生產井之昇壓增產，此外與該公司技術人員討論後亦認為一架 GasJack 壓縮機最好

應用於 1 口井，若應用於 2 口井則井距最好不要超過 0.5 英里（約 800 公尺），GasJack 壓縮機的操作應用範圍如下：

- 壓縮比範圍極大，最高可達 18:1。
- 壓縮機入口端（井口端）吸力可達 25” Hg 至 70 PSIG。
- 壓縮機出口端（管線端）壓力可達 450 PSIG。
- 在設備標準狀況下 Blowcase 每天可處理 50 桶流體，且無需額外井口設備便可進行液體分離（當分離器使用）。
- 特大號的後端氣體冷卻器（Gas After Cooler）可使壓縮機出口端氣體之溫度適合管線特定條件。
- 有效利用馬力壓縮最大體積之氣體達到最佳化之作業。
- 自動啓動單元可應用於間歇性流量及活塞式提舉裝置之生產井。

GasJack 壓縮機的相關規格與材料如下：

- 構造:V-8 設計, 460 C.I.D. 鑄鐵.
- 曲柄軸:鑄鐵、5 個主要軸承對立加重且動態平衡
- 活塞:Forged aluminum over steel frame, balanced and fitted with four special rings which inhibit slippage or blow by of fluids and gas into crankcase.
- 壓縮機閥門:Plate type concentric valve in which both suction and discharge functions are incorporated into one valve system.
- 後端氣體冷卻器:Air cooled, three row A.S.M.E. coded gas cooler with direct drive nonmetallic fan. Steel header with access plugs for ease of cleaning.
- 重量: Domestic Unit - 4,750lbs. Cold Weather Unit - 12,000lbs. Offshore Unit - 7,500lbs.
- 滑道尺寸: Domestic Unit - 4 feet wide by 12 feet long

with environmental rail and 1" drain connections. Cold Weather Unit - 8.5 feet wide by 15.5 feet long with environmental rail and 1" drain connections. Offshore Unit - 6 feet wide by 12 feet long with environmental rail and 1" drain connections.

- 輔助操作設備：

All vessels, including the gas after cooler, are protected by pressure relief valves. Appropriate connections are provided for use of test gauges. Manual bypass valving is included for ease of starting and for compressor blowdown.

設計規範：

- 壓縮機 FI 單元：

Bore and stroke: 4.360 in. x 3.850 in.

Minimum and Maximum RPM: 1100 and 2250 RPM

Maximum allowable discharge pressure: 100 PSIG

Maximum allowable suction pressure: 25 PSIG

Piston displacement (compressor): 215 cubic inch

- 壓縮機 MP 單元：

Bore and stroke: 4.360 in. x 3.750 in.

Maximum allowable discharge pressure: 450 PSIG*

Maximum allowable suction pressure: 70 PSIG*

Piston displacement (compressor): 170 cubic inch

可選擇性的附屬設備：

- Shielded electronic ignition
- Cold Weather protection package
- Trailer mounted portable units

- Auto Start package
- Remote monitoring options
- Hospital muffler and noise reducing fan
- Can supply complete fluids service as part of maintenance package

額外的海上規格：

- Shielded electronic ignition
- Auto Start package available
- Electronic speed control options
- Remote monitoring
- Hospital muffler and noise reducing fan (optional)
- All 2" piping has flanged connections
- 1" Murphy fuel shutoff valve
- Murphy high fuel pressure shutdown
- Able to isolate and check all relief valves
- Able to manifold all vent gas from relief valves

控制系統—控制系統設在不受天候干擾之空間，相關儀器包括 suction and discharge gauges, hour meter, tachometer, starting lock out timer, stop/run toggle and eleven annunciators 可偵測項目含：

- High/low suction pressure
- High/low discharge pressure
- High discharge temperature
- High scrubber liquid level
- Engine manifold vacuum
- Engine vibration

- Engine oil pressure
- Engine low lube level
- Engine low oil viscosity
- Engine water temperature
- Engine over speed

標準設備：

- A.S.M.E. Coded Pressure Vessels
- Blowcase scrubber for efficient fluid handling even into vacuum
- Impco natural gas carburetor
- Domestic units have an oversized dry type air cleaner
- Cold Weather units have an approved flame arrestor air filter, catadyne heater and hospital muffler standard
- Exhaust muffler with guard
- Automatic oil level control with 15 gallon day tank
- Control, safety and sensor control panel
- Environmentally friendly skid package.

此外該壓縮機對環境與工安之特性如下：

- 單一壓縮機排出之散發物質不超過 10 ton per year。
- 標準設計無需現場準備、起重機、吊車或組裝對齊配合。
- 低噪音。
- 醫院級的消音器適用於鄉下有人群居住處。
- 對空氣與燃油比之觸媒控制。
- 容易執行預防行的維修，僅需數分鐘便可完成，無需浪費時間停機太久，減少維修人力。
- 最重零件為動力側汽缸頭，僅重 70 磅，無需特殊工具維修。
- 該壓縮機工作時間可超過 1 千萬小時。

GasJack壓縮機實際現場測試產能曲線，以下圖 31~33 為位於標高 1500ft時之壓縮機實際現場測試產能曲線。圖 31 顯示壓縮機入口端(井口端)若降至 50 psig，壓縮機出口端(管線端)壓力為 200~250 psig，則壓縮氣體的體積約為 450 mscf/D (約 13000 M³/D)；入口端(井口端)若降至 45 psig，壓縮機出口端(管線端)壓力為 200~250 psig，則壓縮氣體的體積約為 420 mscf/D (約 12000 M³/D)。圖 32 顯示壓縮機入口端(井口端)若降至 45 psig，壓縮機出口端(管線端)壓力為 275~325 psig，則壓縮氣體的體積約為 380 mscf/D (約 11000 M³/D)。圖 33 顯示壓縮機入口端(井口端)若降至 45 psig，壓縮機出口端(管線端)壓力為 350 psig，則壓縮氣體的體積約為 360 mscf/D (約 10000 M³/D)。

綜合以上壓縮機資訊及永和山氣井相關狀況，初步判斷永和山低壓氣井應可採用此套壓縮機系統，未來可配合 96 年度「氣田低壓增產技術可行性研究」計畫，進一步確認及進行更詳細的「現場試驗及資料分析」、「蘊藏量評估」、「單井產能分析」及「昇壓系統之評估」等研究工作，以研判永和山或錦水氣田部分氣井是否具有低壓增產之可行性。

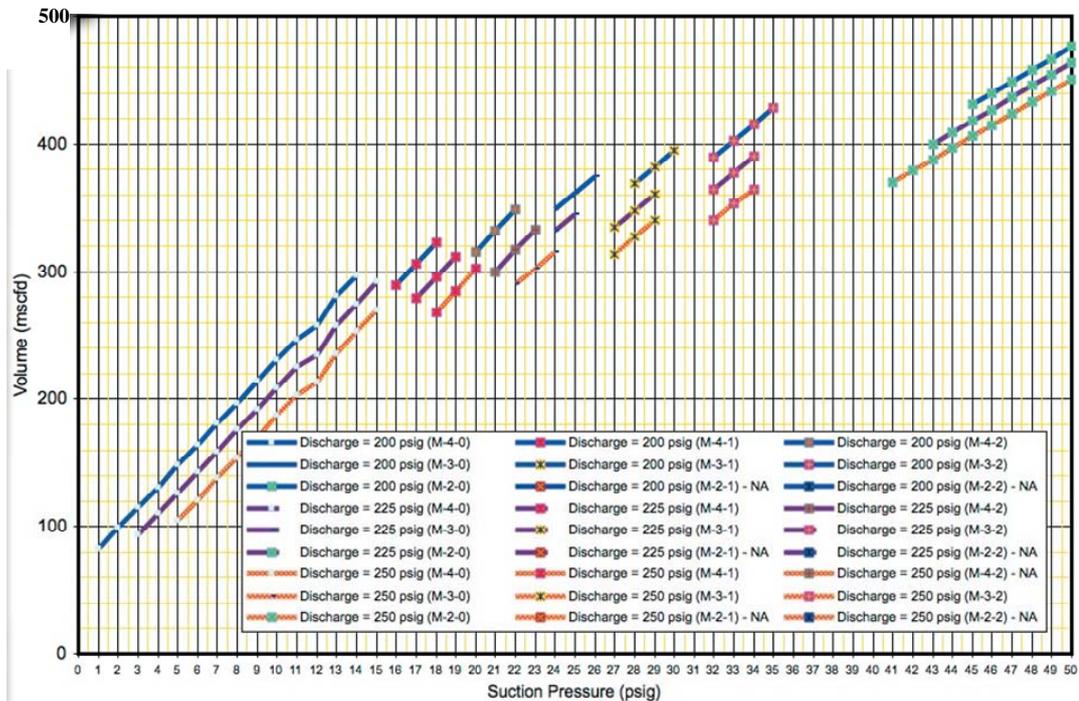


圖 31、GasJack 壓縮機出口壓力 200 至 250 psig 產能曲線

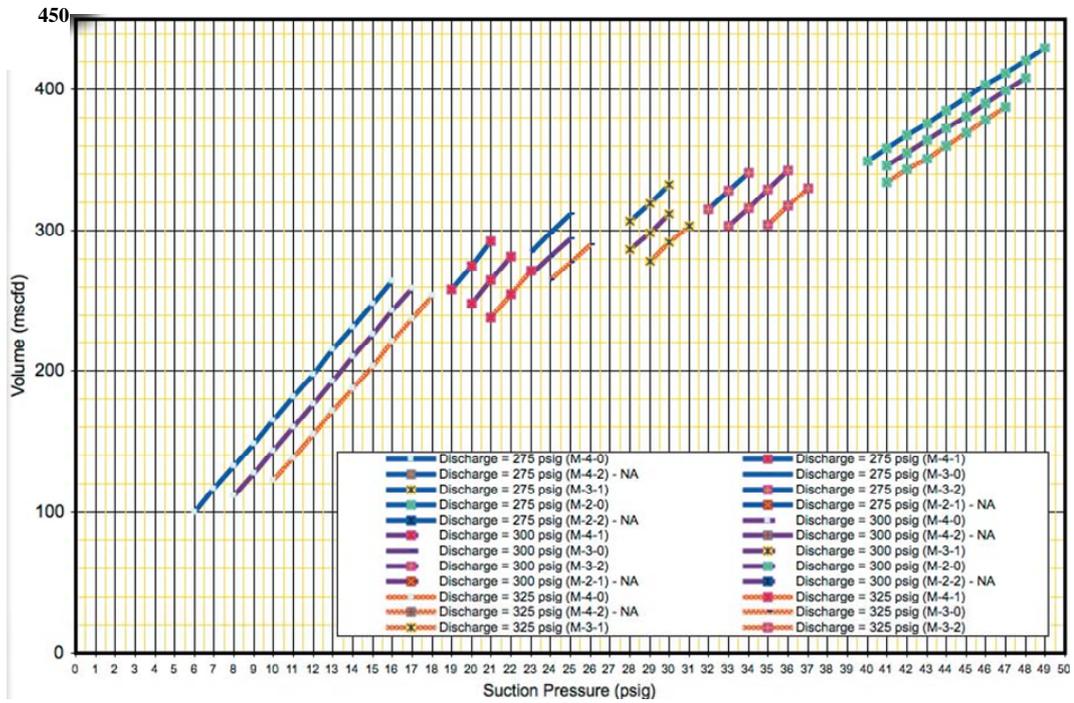


圖 32、GasJack 壓縮機出口壓力 275 至 325 psig 產能曲線

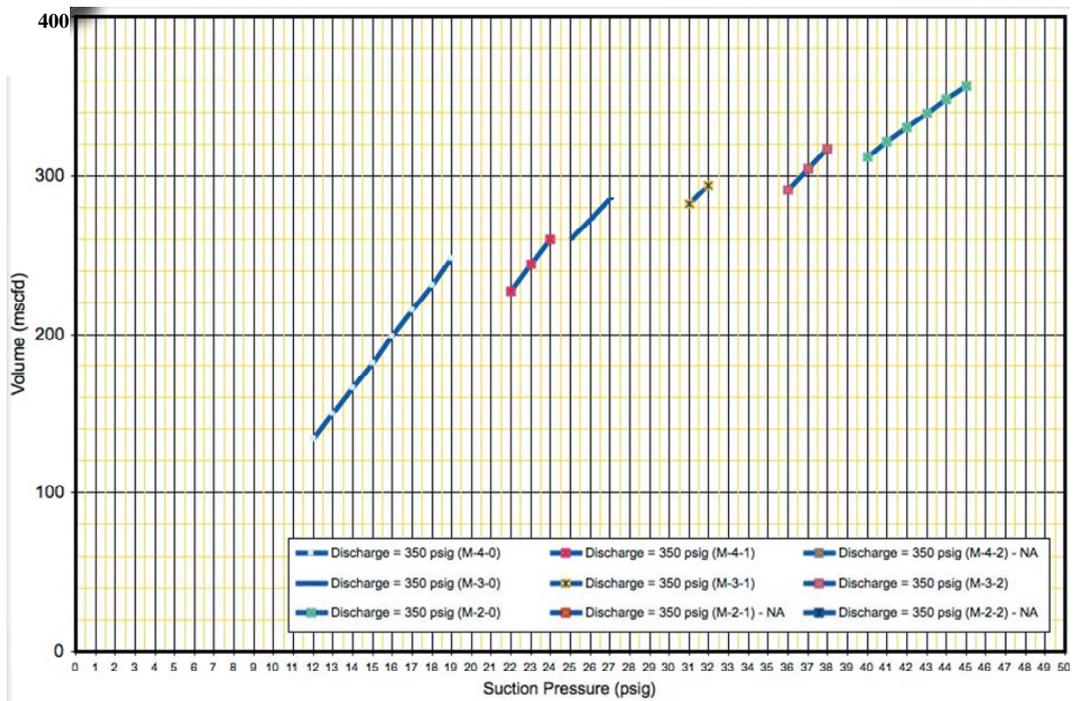


圖 33、GasJack 壓縮機出口壓力 350 psig 產能曲線

肆、建議

此次出國，除了參加在美國舉辦之「2006 年國際石油工程學會 SPE 技術年會」研討會，學習與蒐集會中超過數百篇以上之技術論文資訊，另外從油氣井增產技術的觀摩學習中，綜合歸納出下列建議：

1. 由於油氣能源日漸耗竭，如何應用新技術與適當方法，在既有的油氣田中增產及精進生產技術，延長油氣井生產年限，提高整體舊油氣田之最終可採蘊藏量，已是目前各石油公司首要目標，中油公司本身油氣採收相關部門亦應多加關切此課題。
2. 台灣陸上氣田多數屬於水驅型氣田，氣井生產到了晚期往往由於水驅之作用，導致氣井因為產水量變大、產氣量降低而產生液體聚積壓死生產井，此現象為造成氣井嚴重降低產量的主要因素之一，因此除了傳統改善氣井液體聚積的方法外，更應針對新技術與新設備加以瞭解並蒐集相關資訊，以利更有效地應用於台灣陸上氣井，相信日後有機會引進新技術時，對目前國內氣井液體聚積之現象必能有所助益，也可以進一步提高整體氣田之採收率，增加公司收益。
3. 針對自動化 CWC 系統「運用氣井本身能量自動將井內聚積之液體排至井口，不必中斷生產且不須花費人力及設備之維護費用」之實際現場應用技術與生產設備，公司相關部門應隨時關切該技術之發展與更新，以利引進國內，延長油氣井生產年限。
4. 本次出國於研討會中有許多主題也是與氣井之修井與激勵增產研究有關，國內目前生產中之氣田均已面臨生產晚期階段，多數氣井產氣量已降低、產水量變大、甚至一些生產井已關井停產或廢井，國內由於油氣資源有限，因此進行舊氣田之修井與激勵增產研究亦應有人積極參與，甚至派員出國實地了解國外如何篩選值得修井或激勵增產之候選井及其方法與經濟效益，提供國內氣田之生產井修井與激勵增產之參考，相信該方面之技術與資訊應值得學習。
5. 一個油氣田最終之總採收率與井口生產之廢棄壓力有絕對的關係，當井

口流壓接近管線壓力時，生產井便無法生產而關井，但停產時實際上地層內尚具有部分之天然氣，只要在合乎經濟的考量下，利用氣井低壓或超低壓增產方法，將井口流壓或廢棄壓力向下調降，如此便可儘量將地層中剩餘之天然氣採收至地面，在高油價時代其經濟效益仍具相對優勢。本次出國職亦觀摩國外氣井低壓或超低壓增產之增壓壓縮機（Booster）相關設備，了解國外實際案例增壓壓縮機之應用概況，提供國內錦水與永如山氣田之生產井低壓增產之參考，相信該方面之技術與資訊引進國內，必可使目前瀕臨停產階段之錦水與永如山氣田再為公司增加產氣量與收益。

6. 國外氣井低壓或超低壓增產之情況頗多，未來有機會宜派員出國實地了解實際案例應用狀況，提供國內氣田部分氣井進一步確認及研判是否具有低壓增產之可行性，未來國內若執行氣井低壓增產計畫時，國外的操作經驗與方法亦可提供現場參考。
7. 如何使油氣田以最佳化的生產方式採收油氣資源，為本次會場極重要之主題之一，也是目前各大油公司極為重視的課題之一，而油層模擬方法則是進行增產最佳化研究極佳的工具，會場亦有許多論文與油層模擬有關，公司內部應強化此方面之人才培訓，以因應未來中油公司國外油氣田之經營能力。
8. 由國外案例可知，生產資料分析是進行油氣井修井篩選、油氣田增產研究、單井產能分析及其他油層與生產工程研究最基本的步驟，油氣井的生產資料愈詳盡，愈能使得上述工作成果愈完善，因此研究單位與現場單位針對生產資料之保存、流通及應用應更加重視。
9. 此次出國研討發現，國外石油公司之生產及油層工程師或國外石油服務公司之顧問，均經常使用單井產能分析軟體進行油氣井產能評估，本公司亦有購買國外大油公司常用的生產評估軟體，因此建議應持續更新維護，以利日後中油公司邁向國際化後能與其他國際油公司競爭。
10. 藉由參與國際會議機會，與有關之專家研討及交換研究心得，吸取他們之技術經驗、增加資訊及知識的雙向交流，使深度與廣度都得以提昇、拓展人脈關係及研究資源、提昇公司知名度與形象。

伍、附錄

「2006 年國際石油工程學會 SPE 技術年會」會中共有超過 490 篇以上的論文發表，以下僅摘錄此次出國參加研討會中與石油生產工程有關之部分論文供參考。

SPE 101083 Fracture Face Skin Evolution During Cleanup
R. Gdanski and D. Fulton, Halliburton, and C. Shen, U. of Texas at Austin

SPE 101235 Effective Heavy Post-Fracturing Proppant Cleanout With Coiled Tubing: Experimental Study and Field Case History
Li J. and I. Bayfi eld, BJ Services Co., and G. Paton, Talisman Energy (U.K.) Ltd.

SPE 101498 Applications of Acoustic Liquid Level Measurements in Gas Wells
J.N. McCoy, O.L. Rowlan, and D. Becker, Echometer Co., and A.L. Podio, U. of Texas

SPE 101681 From Concept to Pilot to Full-Field Implementation: A New EOR Process for the Prudhoe Bay Field
P.L. McGuire, F.H. Carini, J.G. Ambrose, A.N. Yancey, and M.N. Panda, BP Alaska

SPE 101837 A Systematic Approach to Improved Success With Hydraulic Fracturing Applications
A.R. Jennings Jr., Enhanced Well Stimulation Inc., and C.W. Westerman, D.W. Tadlock, R. Westerman, and M. Anderson, C.W. Resources Inc.

SPE 102104 Optimizing Oil and Gas Production by Intelligent Technology
D. Zhu, Texas A&M U., and K. Furui, Baker Oil Tools

SPE 102219 Water Shutoff Treatments Using an Internally Catalyzed System in Boscan Field: Case Histories
F. Mata, BJ Services de Venezuela CCPA, and S. Ali and Ernesto Cordova, Chevron Global Technology Services Co.

SPE 102241 Coiled-Tubing Perforation and Zonal Isolation in Harsh Wellbore Conditions

M.I. Omar, A. Md Ali, and Z. Ali, Petronas Carigali Sdn. Bhd., and A. Parapat, W. Speck, and E. Parta, Schlumberger

SPE 102259 Practical Steps To Increase Production and Reserves in Mature Gas Fields: Hugoton and Panoma, Texas County, Oklahoma, U.S.A.
O. Lisigurski and G.C. Rowe, Oxy U.S.A. Inc.

SPE 102326 New Results Improve Fracture Cleanup Characterization and Damage Mitigation
J.A. Ayoub and R.D. Hutchins, Schlumberger; F. Van der Bas, Shell; S. Cobianco and C.N. Emiliani, Eni; M. Glover, BP America Inc.; S. Marino, Schlumberger; G. Nitters, Shell; D. Norman, Chevron; and G. Turk, BP America Inc.

SPE 102383 Enhancement of Gas Productivity Using Alcoholic Acids: Laboratory and Field Studies
H.A. Al-Anazi, M. Al-Otaibi, M.G. Al-Faifi , and V.V. Hilab, Saudi Aramco

SPE 102479 Gas Condensate Wellbore Modeling Using a Fundamental Approach
A.A. Sadegh, J.S. Zaghoul, and M.A. Adewumi, Pennsylvania State U.

SPE 102483 The Use of Well Testing for Evaluation of Connected Reservoir Volume
M.M. Levitan and M.J. Ward, BP plc.; J.-L. Boutaud de la Combe, Total S.A.; and M.R. Wilson, Well-Test Solutions Ltd.

SPE 102524 Well Integrity Operations at Prudhoe Bay, Alaska
J. Anders, S. Rossberg, A. Dube, H. Engel, and D. Andrews, BP Exploration (Alaska) Inc.

SPE 102558 Laboratory and Field Trial Results of Condensate Banking Removal in Retrograde Gas Reservoirs: Case History
F.O. Garzon, H.A. Al-Anazi, J.A. Leal, and M.G. Al-Faifi , Saudi Aramco

SPE 102583 Optimized Tubing String Design Modeling for Improved Recovery
B.D. Poe Jr., Schlumberger

SPE 102588 Characterization of Commingled Reservoir Properties With

Production Logs

B.D. Poe Jr., W.K. Atwood, J. Kohring, and K. Brook, Schlumberger

SPE 102629 Remediation of Production Loss Due to Proppant Flowback in Existing Wellbores

P.D. Nguyen, N.A. Stegent, and S.R. Ingram, Halliburton

SPE 102669 Chemical Stimulation of Gas/Condensate Reservoirs

V. Kumar, V. Bang, G.A. Pope, and M.M. Sharma, U. of Texas at Austin, and P.S. Ayyalasomayajula and J. Kamath, Chevron

SPE 102672 Effect of Reservoir Mineralogy and Texture on Acid Response in Heterogeneous Sandstones

L.N. Morgenthaler, Shell E&P Co., and D. Zhu, J. Mou, and A.D. Hill, Texas A&M U.

SPE 102681 Restimulation: Candidate Selection Methodologies and Treatment Optimization

L.P. Moore and H. Ramakrishnan, Schlumberger

SPE 102700 Reliability Evolution of Permanent Downhole Gauges for Campos Basin Subsea Wells: A 10-Year Case Study

H.M. Frota and W. Destro, Petrobras

SPE 102720 Long-Term Scale Inhibition Using a Solid Scale Inhibitor in a Fracture Fluid

S. Szymczak, J.M. Brown, S. Noe, and G. Gallup, BJ Chemical Services

SPE 102730 A New Method for Estimating Average Reservoir Pressure: The Muskat Plot Revisited

J.G. Crump, Shell E&P Co., and R.H. Hite, Shell Intl. E&P Inc.

SPE 102741 Relative Permeability of Gas-Condensate Fluids: A General Correlation

V. Bang and V. Kumar, U. of Texas at Austin; P.S. Ayyalasomayajula, Chevron; and G.A. Pope and M.M. Sharma, U. of Texas at Austin

SPE 102743 Using Downhole Real-Time Data To Estimate Zonal Production in a Commingled-Multiple-Zones Intelligent System

K. Sun, M.R. Konopczynski, and A. Ajayi, WellDynamics Inc.

SPE 102779 Test Design for Vertical Permeability Determination From a Conventional Pressure Buildup Test

C.A. Ehlig-Economides, M. Nduonyi, and J. Abiazie, Texas A&M U.

SPE 102838 Reaction of Calcite With Surfactant-Based Acids

A.M. Al-Mohammad, H.A. Nasr-El-Din, A.M. Al-Aamri, and O. Al-Fuwaires, Saudi Aramco

SPE 102863 Removal and Mitigation of Calcium Carbonate Scale in a Sandstone Reservoir in Saudi Arabia: Long-Term Field Monitoring

H.A. Nasr-El-Din, H.A. Al-Saiari, and A.A. Al-Ruwaily, Saudi Aramco

SPE 102880 An Integrated Approach to the Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments in Tight Gas and Coalbed Methane Reservoirs

M.A. Aghighi, K.J. Valencia, Z. Chen, and S.S. Rahman, U. of New South Wales

SPE 102920 Experience From the Use of Automatic Well-Test Analysis

S. Oisen and J.-E. Nordtvedt, Epsis A/S

SPE 102994 Self-Removing Frangible Bridge and Fracture Plugs

L. Swor, Halliburton, and A. Sonnefeld, BP America Inc.

SPE 103097 Successful Flow Profiling of Gas Wells Using Distributed Temperature Sensing Data

D. Johnson, J. Sierra, J. Kaura, and D. Gualtieri, Halliburton Energy Services Inc.

SPE 103157 Production Increases at PDVSA Using an Improved SRP Control

R. Peterson and T. Smigura, Unico Inc.; C. Brunings and W. Quijada, PDVSA; and A. Gomez, Unico Inc.

SPE 103167 Transport of Proppant in Hydraulic Fractures

P.E. Clark, U. of Alabama

SPE 103213 Real-Time Reservoir Surveillance Utilizing Permanent Downhole Pressures—An Operator's Experience

D.M. Chorneyko, ExxonMobil Upstream Research Co.

SPE 103250 Uinta Basin Single-Well Model to Optimize Tight Gas Completions

B. Cherian, A. Aly, S. Denoo, L. Maschio, and D. Sobernheim, Schlumberger, and J. Longwell, Gasco Energy

SPE 103255 Optimizing the Productivity of Gas/Condensate Wells

C. Shi, R.N. Horne, and K. Li, Stanford U.

SPE 103266 Automatic Concurrent Water Collection (CWC) System for Unloading Gas Wells

B. Khoshnevis, R.R. Moghadam, and I. Ershaghi, U. of Southern California, and K. Larbi and V. Villagran, Chevron

SPE 103323 Subsea Multiphase Pressure Boosting and a New Approach for Speed Control Using a Hydrodynamic Variable-Speed Drive

S.L. Scott and J. Xu, Texas A&M U., and C. Lenz, Voith Turbo

SPE 103670 Implementation of a Total System Production Optimization Model in a Complex Gas-Lifted Offshore Operation

M.S. Nadar, Edinburgh Petroleum Services; T.S. Schneider and K.L. Jackson, ConocoPhillips Co.; C.J.N. McKie,