

經濟部暨所屬機關因公出國人員報告書
(出國類別：業務接洽)

低壓生產設備業務接洽出國報告

出國人：服務機關：台灣中油公司探採事業部
姓名：吳佳水
陳耀輝
羅時欽

派赴國家：印 尼

出國期間：96年01月21日至01月27日

報告日期：96年03月29日

摘要

目前印尼山加山加(Sanga Sanga)礦區，大部份油氣生產井都進行低壓或超低壓生產操作，相關設備、設計，生產技術及經驗，均值得參考借鏡。「錦水及永和山礦場超低壓生產」相關之增壓壓縮機，須配合之地面設備、氣田特性均須研究。山加山加氣田目前超低壓生產行之多年，亦為中油公司合作投資之氣田，值得前往做深入之實務性研討瞭解學習。本項出國研討工作可避免增壓壓縮機、地面設備等之錯誤決策。

生產井低壓昇壓之執行須以生產剖面方式進行長期預測，求得產量並確認對每一壓力系統之貢獻，確認對每一壓力系統之須有壓縮機才能運作之定量情況，確認對每一壓力系統壓縮能力之充裕度，對現有地區或移往其他地區之最佳化之潛能。生產井低壓昇壓之評估流程須依序進行氣田規劃模組/規劃壓縮機分佈與利用配置圖/管線利用評估/經濟評估/選井。

山加山加氣田除了低壓生產技術，值得中油公司台灣陸上礦區昇壓增產參考學習之外，其遭遇到之出水井伴產水所採行之除水增產、出砂防砂技術等方面有一些新的技術，如活塞氣舉(Plunger Lift)、化學泡沫氣舉(Cheical Foaming Lift)等等，也值得中油公司台灣陸上礦區中後期出水井延期產油氣壽命之參考學習。山加山加氣田建立即時油、氣、水、壓力等生產資料衛星、太陽能監控系統，可即時及早獲知產能變化出水徵兆。中油公司陸上油氣田中後期生產管理更須即時掌握各氣田氣井產能變化，取得精確產能資訊，並因應巡井人力老化退休之人力精簡，自動化油氣田管理為不可忽視且應及早規劃執行之工作。

目 次

| | |
|-----------------|----|
| 壹、出國緣由與目的..... | 3 |
| 貳、行程..... | 3 |
| 參、經營管理..... | 3 |
| 肆、低壓增產研討..... | 6 |
| 伍、現場參訪研討..... | 22 |
| 陸、心得、建議與致謝..... | 26 |

壹、出國緣由與目的

中油公司探採事業部陸上各礦區經過長期生產後，各生產井井口壓力均已大幅下降，有些礦區生產井，如錦水、永如山、青草湖等礦區，其井口流壓已接近管線壓力或停產狀態，若要增加產量必須安裝昇壓機(Gas Booster Compressor)，進行超低壓生產操作。

目前印尼山加山加(Sanga Sanga)礦區，大部份油氣生產井都進行低壓或超低壓生產操作，相關設備、設計，生產技術及經驗，均值得參考借鏡。「錦水及永如山礦場超低壓生產」相關之增壓壓縮機，須配合之地面設備、氣田特性均須研究。山加山加礦區氣田目前超低壓生產行之多年，實為前置研習之最佳環境。

貳、行程

1/21：由台灣啟程至印尼雅加達

1/22：於印尼雅加達與 VICO 公司研討油氣生產技術

1/23：由雅加達轉往巴達克(Badak)，並參訪巴達克油氣田

1/24：參訪尼蘭(Nilam)油氣田

1/25：參訪申伯拉(Semberah)油氣田。

1/26：由巴達克返至雅加達

1/27：由印尼雅加達返回台灣

參、經營管理

印尼由 13,677 座大小島嶼組成，國土面積 1,919,440 平方公里(為台灣的 53 倍大)，其間含有 4,500 座火山散佈於橫跨東西 5,000 公里、南北 1,770km 之國境，人口為 1 億 8 千萬人。國民年平均所得為 1,500 美元；匯率-美金：台幣：印尼盾=1.1:35:10,000。全境屬熱帶型氣候，每年 11~3 月為雨季，國土遼闊除充滿陽光的平原更有叢林終年積雪的冰封山峰及綿延的沙漠為一自然景觀豐富的國家。種族、語

言、宗教種類多，集多元於一統。5 個面積較大的島嶼分別為 Kalimantan（北邊有 1/3 係分屬馬來西亞及汶萊）、Sumatra、Sulawesi、Java and Irian(東半部屬巴布亞新幾內亞)。市區金三角“The Golden Triangle”為首都亞加達市之政治經濟核心。每年的齋戒月(Ramadan)為會教徒最重要的節日。

山加山加(Sanga Sanga)礦區係以生產分擘合約(PSC)經營，合夥人為 Virginia Indonesia、OHI、LASMO Sanga Sanga、BP East Kalimantan、Universe and Virginia International 等公司。而 Sanga 是一種俗稱 Manta 身長 6 公尺黑背白腹的大魚。油氣現由 7 礦場生產，分別為 Badak(Mahakam 三角洲河口)、Nilam, Semberah, Mutiara, Wailawi, Pamaguan, 與 Lampake。大部份的天然氣運送到 Bontang 處理後，以液化天然氣(LNG, Liquefied Natural Gas)裝船銷往日本、韓國及台灣。1994 年產量達到尖峰，日產 1,500 百萬立方呎天然氣及 53,000 桶原油及凝結油，目前日產 700 百萬立方呎天然氣及 20 桶原油及凝結油。

礦區經營中要里程碑為，1968 年 8 月印尼國營石油公司與 Pertamina 與經營人 Huffco 簽訂山加山加生產分擘合約，30 年。1972 年 2 月發現 Badak 氣田。1973 年 12 月與日本簽訂 LNG 銷售合約。1974 年 1 月發現 Semberah 氣田、3 月發現 Pamaguan 氣田、6 月構建 Bontang 廠(天然氣液化工廠)、7 月 Badak 氣田開始生產、8 月發現 Nilam 氣田、10 月首度由 Badak 到 Santan 輸送原油。1975 年 5 月 Pamaguan 氣田開始生產、9 月發現 Wailawi 氣田。1976 年 1 月開始對 Badak 氣田 injection。1977 年 8 月第一船 LNG 由 Bontang 廠運出。1979 年 3 月 Badak 首度實施氣舉增產。

1980 年 7 月 Nilam 氣田開始生產。1981 年發現 Lampake 氣田、4 月再與日本簽訂 LNG 增量銷售合約。1981 年 5 月發現 Mutiara 氣田、VICO 與 Total 簽訂 Nilam 礦場共用管線協定、構建 Nilam 新油氣管線及 Badak B 廠脫水工廠。1983 年 3 月首度輸運天然氣至韓國、Badak 天然氣日產量由 700 增至 1,300 百萬立方呎、7 月由 Nilam 至 Badak 設置 36”氣線來容納 Nilam 之 600 百萬立方呎天然氣日產量、9 月完成 Badak-Bontang 42”管線。1984 年 2 月維修 Handil-Badak 管線、5 月 Nilam 氣田實施氣舉增產、7 月 Wailawi 氣田位於 Balikpapan 之汽油廠開始營運。1985 年 1 月 Mutiara 氣田開始生產。1987 年 3 月與台灣簽訂 LNG 銷售合約、7 月簽定 LPG 銷售合約。1989 年 3 月於 Badak 增設 2 部日產量 420 百萬立方呎壓縮機。

1990 年 Badak 增設輸運歧管、營運權由 Huffco(由中油公司標購經營權)轉移於 VICO、4 月簽訂延長合約 20 年至 2018 年。1991 年 6 月於 Nilam 增設 3 部日產量 50 百萬立方呎中壓壓縮機、Mutiarra 天然氣生產設備開始營運、Semberah 天然氣生產設備開始營運。1992 年 12 月 Tatun 氣田輸送至 Badak 之天然氣使用 Total 公司管線。1993 年 8 月於 Badak 增設 3 部日產量 35 百萬立方呎低壓壓縮機。1994 年 9 月於 Nilam 增設 2 部日產量 35 百萬立方呎低壓壓縮機。1995 年 9 月於 Mutiarra 增設 1 部日產量 55 百萬立方呎中壓壓縮機、12 月由 Mutiarra 18 號井至 Mutiarra 廠設置 17 公里 10”氣線。

山加山加礦區位於印尼卡里曼丹島東南，毗鄰馬加撒海峽(Makasar Strait)為太平洋岸之陸上礦區，1989 年行政院指示中油公司應提升探勘技術、降低探勘風險外，並應積極覓購國外有經濟價值且生產中之油田，落實掌握自有油源政策。中油公司以「海外石油及投資美國公司」名義，於 1990 年 4 月成功購併哈弗可公司(Huffington Corp.)，取得該公司全部股權，並擁有印尼山加山加礦區 16.67% 權益。

本礦區原經營人哈弗可公司於民國 1968 年 8 月 8 日與印尼政府簽訂生產分擘合約(PSC)，取得礦區探採權利合約，期限為 30 年，1972 年 2 月發現礦區內第一個油氣田巴達克，1974 年開始生產，Bontang 氣廠開始建廠，1977 年第一船 LNG 由 Bontang 廠運出。1990 年 4 月 23 日獲得印尼政府同意修訂生產分擘合約，將合約期限延長 20 年，至 2018 年 8 月 7 日，致本礦區探勘及生產期間共達 50 年，中油公司併購本礦區時，礦區面積為 5,782 平方公里，依合約規定逐年分別歸還部份礦區面積，礦區生產合約至 2,018 年屆滿，礦區即全部歸還印尼政府。

本礦區因生產期間長，合作集團成員迭有更動，目前各合作公司及參加權益比如下：

| | |
|-------------------------------------|-----------|
| 英國石油公司(British Petroleum Indonesia) | 34.0625 % |
| 日本環球油氣公司(Universe) | 4.3750 % |
| 中油公司(OPIC) | 16.6700 % |
| 亞伯徹奇公司(Upchurch) | 3.3300 % |
| 義大利石油公司(Eni) | 34.0625 % |
| 維吉尼亞印尼公司(VICO)(經營人) | 7.5000 % |

VICO 公司為英國石油公司與義大利石油公司各出資 3.75% 成立之公司，負責礦區之經營管理工作，本礦區自 1972 年發現第一個油氣田巴達克(Badak)，其後陸續發現之油氣田包括巴馬庫安(Pamaguan)、尼蘭(Nilam)、穆第阿拉(Mutiara)、申伯拉(Semberah)及外拉威(Wailawi)與蘭帕克(Lampake)共 7 個油氣田。礦區為滿足合約供應量維持穩定生產量，每年編列費用鑽鑿開發井及修井，目前生產 451 口。本礦區油氣蘊藏豐富，自 1990 年迄 2007 年 1 月底，累計產量為原油及凝結油合計 2.46 億桶，天然氣 1,980 億立方公尺，對中油公司營業收入助益甚大。

近年來由於印尼人工成本上揚，分油比率低，外國油公司投資漸少，加上印尼國內油品消費日增，產量反而遞減之情況下，已嚴重影響該國經濟的發展，印尼政府正謀求吸引外資投入的策略，已針對偏遠礦區及開發成本較高地區，採用優惠分油比。

本礦區自併購至今所分配收益已完全償還貸款之本息，預估在礦區租約屆滿時，本公司淨收益將超過 120 億元，對中油公司而言是相當成功的油氣田併購案。

肆、低壓增產研討

一、討論主題大綱：

- (一)低壓(Low pressure, LP)井昇壓設計
 - －可行性研究與選井準則
 - －處理流程，操作與控制
- (二)液體井內聚積與去除
- (三)生產與油層工程
- (四)生產量與壓力之監測方法
- (五)中油公司國內陸上低壓氣田資料討論

二、生產井低壓昇壓設計

案例：檢視地面設備之整合，於 Nilam 氣田第 4 分區(Satellite)安裝新的 VLP (極低壓) 壓縮機

三、低壓壓縮技術

- (一)定義

VLP (極低壓) 0~50 psig、LP(低壓)50~200 psig、MP(中壓)200~700 psig、HP(高壓)>700 psig、Seperator(分離器)、PROD、SEP(生產分離器)、Heater(加熱器)、COND(凝結油)、LP Flare(低壓點火線)、Idle Equipment(停用設備)、On-line Equipment(操作使用中設備)

(二) LP 壓縮系統

1. LP 壓縮機

- (1) Suction(吸入) : 70 psig
- (2) Discharge(排出) : 280 psig
- (3) 壓縮機 : 3.47

2. 使用離心式壓縮機

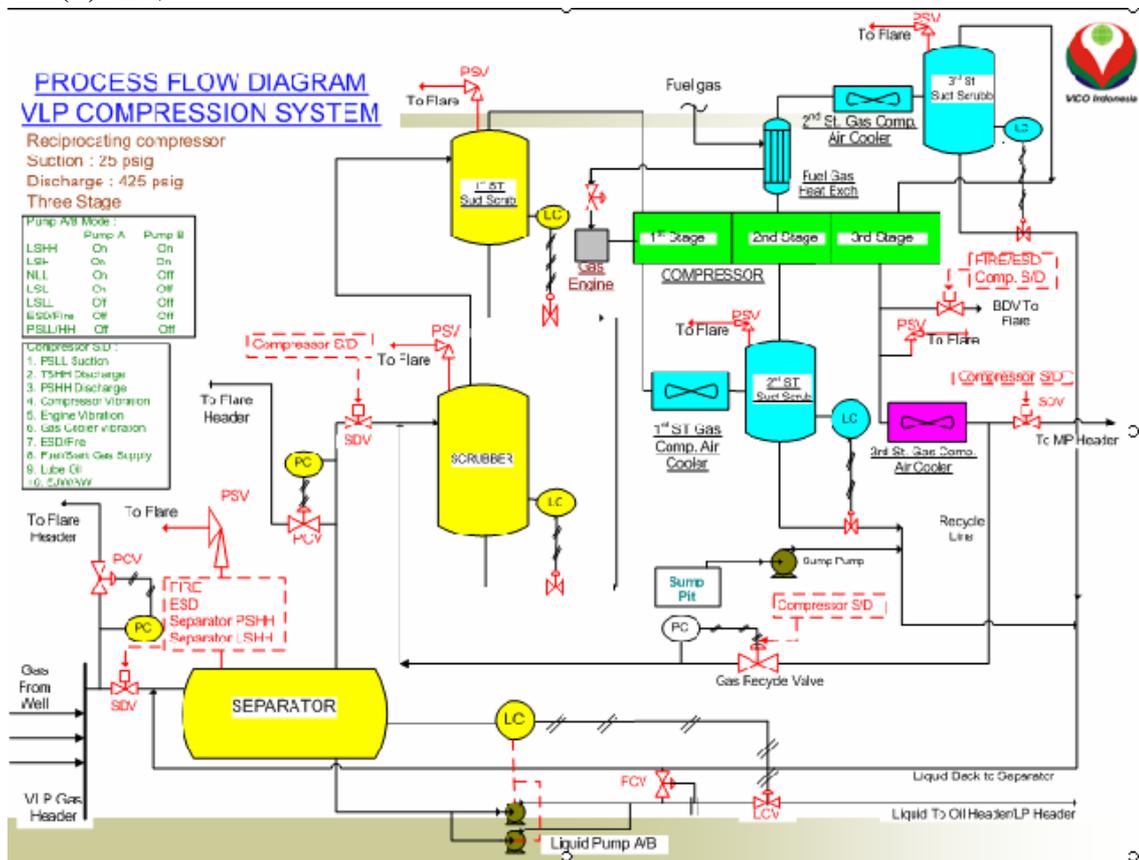
VLP 壓縮系統

1. VLP 壓縮機(離心式壓縮機)

- (1) Suction(吸入) : 25 psig
- (2) Discharge(排出) : 110 psig
- (3) 壓縮比 : 3.1

2. VLP 壓縮機(往復式壓縮機)

- (1) Suction(吸入) : 25 psig
- (2) Discharge(排出) : 425 psig
- (3) 壓縮比 : 11



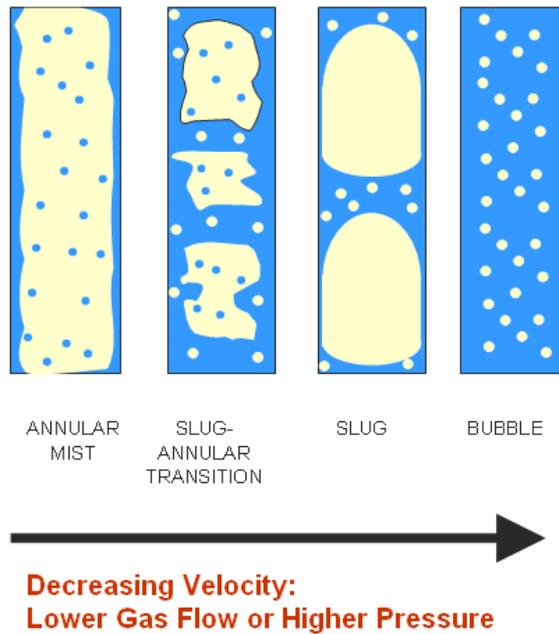
六、解決伴產水技術

(一)背景

1. 發生於成熟氣田。
2. 剩餘蘊藏量主要均封存在涸竭區塊內。
3. 已採收VLP壓縮機昇壓系統(進氣端~15psig)。
4. VICO大部分現有產量受到液體聚積。
5. 處理重點是以降低停產壓力，從現有各井採收最多蘊藏量。

(二)液體聚積

Liquid Loading



液體聚積

- (1) 氣井之液體聚積係因生產天然氣無法移除從井眼生產之流體，導致生產區間回壓太高而降低生產力。
- (2) 其影響因素為油管大小、地表流壓、以及天然氣生產時一起產出之液體量。

1. 去除伴產水技術

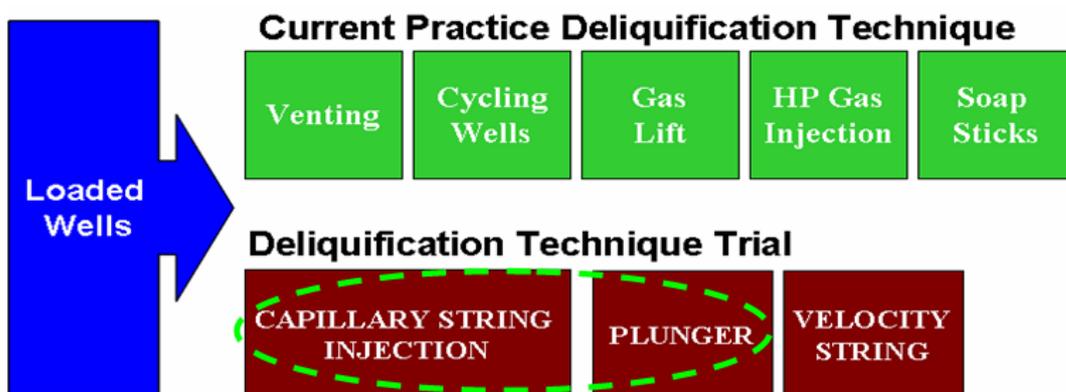
- (1)井口降低流壓(對空噴流，井口昇壓)
- (2)協助產出液體(加起泡劑、活塞桿、Plunger、泵、氣舉)
- (3)改變油管尺寸(Velocity string)

(三)生產技術

- (1)執行例行收集數據之收據之生產試驗
- (2)建立即時井口監測數據收集
- (3)進行(已近停產者)開井至停產→關井蓄壓再生產→循環史紀錄
- (4)臨界產率計算：利用 Turner & Coleman Eq.用於預知警示
- (5)測井底靜壓與流壓

(四)VICO解決伴產水之應用方法

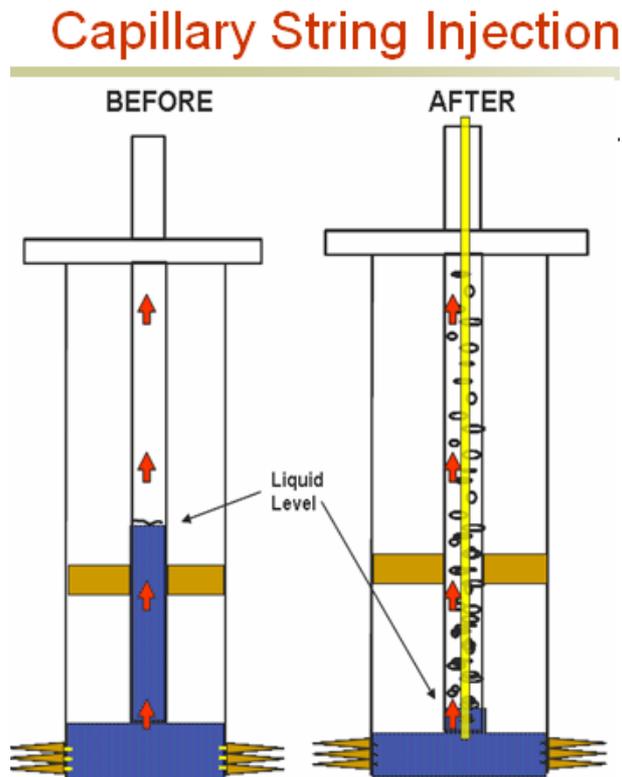
- 1. 對空噴流(Venting)
 - (1)費用低/技術性低/有效，之解決方法
 - (2)即時數據(Real time data)促進 Badak 氣田對空噴流之最佳化。
- 2. 開井關井循環試產(Cycling of Wells)
 - 循環開井/關井嘗試能有最佳化生產
- 3. 皂條試用於增產(Soap Stick Trials)
- 4. 氣舉(Gas Lift)
- 5. 高壓注氣(HP Gas Injection)



(五)細管串注液增產(Capillary String Injection)

—裝細管前/裝細管後

1. 將表面活性劑導入油管底部產生氣泡
 - (1)相當簡單之應用
 - (2)可應用於 VICO 多種的完井方式設施選擇生產
 - (3)液態皂液/表面活性劑易於注入穿孔位
 - (4)連續注入皂液可使氣舉速度大於臨界速度維持一段時間。但要保持長時間排除液體，須進行連續性最佳化隨時修正
2. 相關配合配件(Cap-string Components)
 - (1)1/4"細管
 - (2)存放化學藥劑之大桶
 - (3)液泵與太陽能設備
 - (4)消耗性化學品注入



(六)細管注液試用計畫(Project)

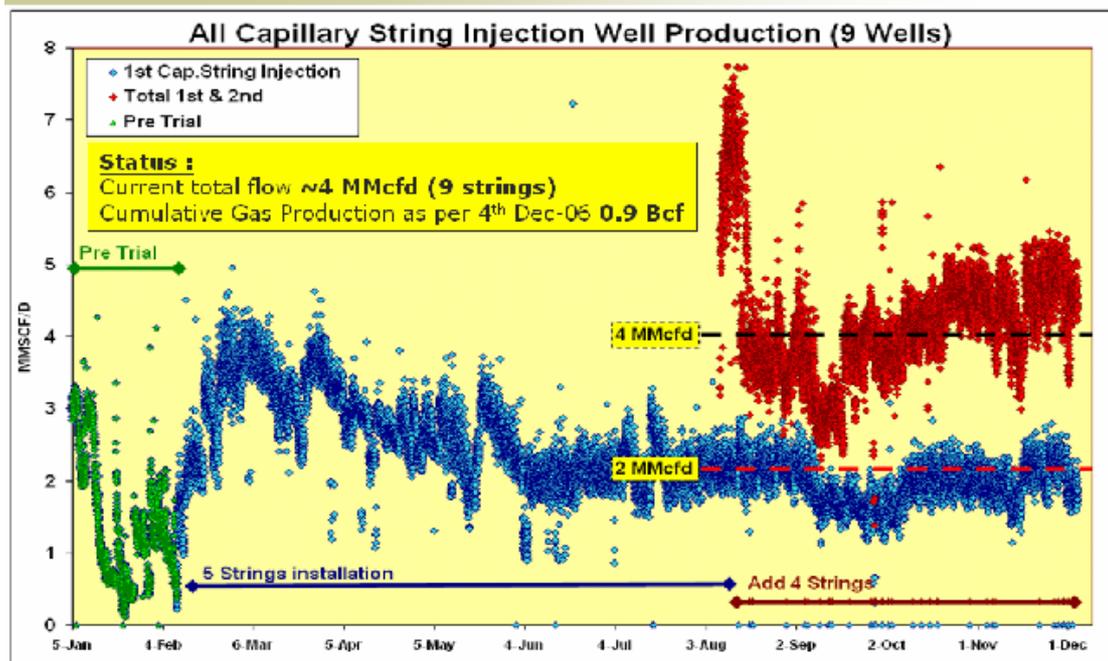
撓曲油管設備(Dynacoil Running Unit)，注液頭 (Injector Head)，液液閥(Injector valve)，撓曲管送入井內(Run in Hole)，貯液桶、注液泵、太陽能，安裝後。

Capillary String Injection – Badak Trial Project



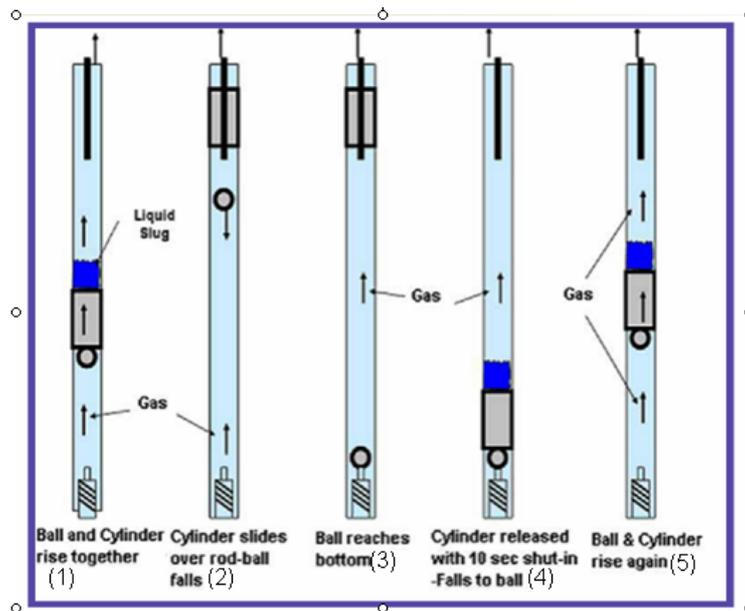
細管注液—試用結果圖

Capillary String Injection – Trial Result



氣舉活塞桿(Plunger Lift)

1. 目的：以井自身能量改善產氣能力，在氣液流動於間歇混合 (Intermittent) 情況下使液體排到地表，去除井眼液體及壓力下降。
2. 基本構件
 - (1) 地面設備：下桿器(Lubricator)、氣舉活塞桿控制器(Controller)、磁性感知器 (Sensor) 太陽能板。
 - (2) 井內設備：活塞桿(Plunger)，防衝擊彈簧(Bumper Spring)



(1)球與圓筒(Cylinder)一起上升，(2)圓筒升滑入桿而球掉落，(3)球達底部，(4)圓筒釋放關井10秒掉到球上，(5)球與圓筒再上升。

(七)高速活塞桿

1. 概述：
 - (1) 整體圓形封塞
 - (2) 以最大下降速度，由中心達到最大流動量
 - (3) 桿子上推到地面時，由套筒與球分離
2. 排液優勢強項：
 - (1) 只須較小關井時間，活塞桿逆向液流落下
 - (2) 經驗法則—每百萬 SCF 可排 100bbls
 - (3) 有最大可能之走桿次數
 - (4) 移動零件最少，高速下損傷最小，操作簡單

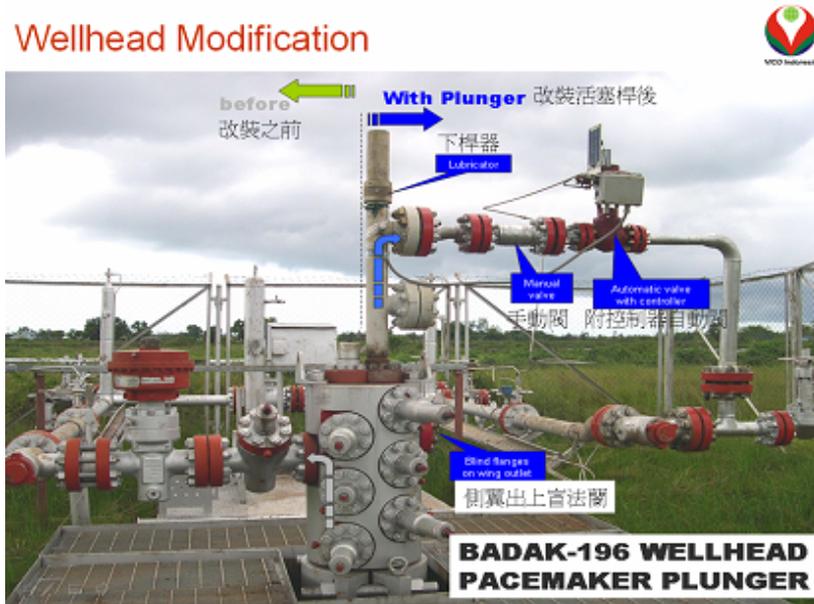
3. 應用

用於剛好低於臨界速度時，但在速度 3~5 m/s 或臨界速度一半時仍可維持操作、可用於昇壓，進氣壓力低之井、可用於大液量、大範圍低管線壓力之井

4. 限制

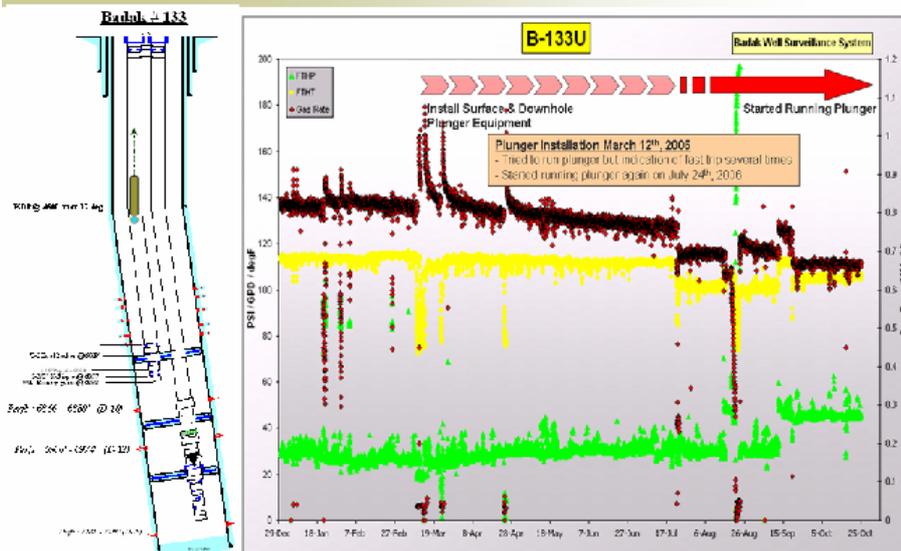
須內徑平順、須達 3~5 m/sec 速度以維持擾流封塞、速度太低會造成活塞桿無法操作

(八)井口改裝(Badak-196號井井口活塞桿)



(九)B—133U：活塞桿試用成果

Plunger Trials : B-133U



(十) 活塞桿試用成果

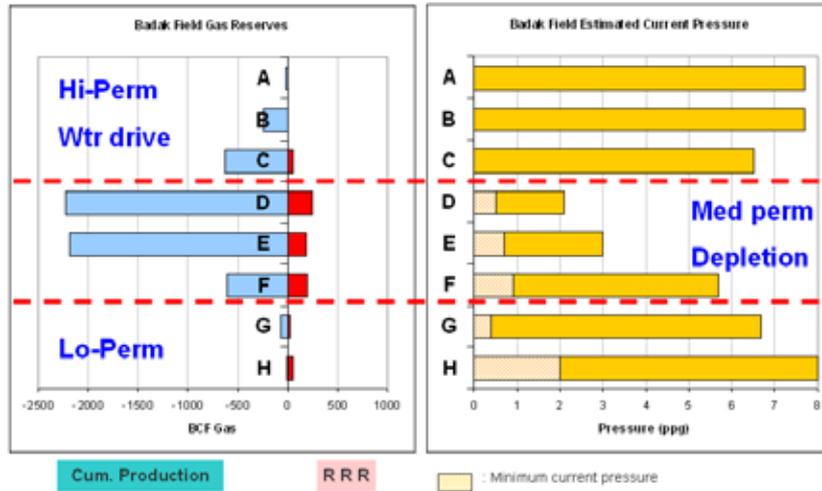
1. 活塞桿(Plunger)安裝後成功增產10~20萬(SCF/D)
2. 確認BDK-80U與BDK-133為裝活塞桿候選井，(B-196U為後備井)必須合於安裝之臨界時點與井況。
 - (1)BDK-80 無法使活塞桿巡走到地面，因液體太多—考慮用汲液器，但該地區無適用器材。
 - (2)BDK-133 可使活塞桿巡走到地面，但初安裝時井況仍大於液體聚積產率。2006/6/24 活塞桿成功開始運作，最後一次產氣試驗為0.7MMSCF/D (約 2 萬 SCM/D)。
 - (3)活塞桿從 B—80U 改裝於 B—196U。
成功於2006/4/16裝妥，並有40萬SCF/D氣產能(約1.1萬SCM/D)。
3. 試用費用約US \$ 8萬元，(裝於兩口井，加上10天技術協助)。
 - (1)開發費用：US \$ 0.87/MSCF
 - (2)NPV(淨現值)(10% discount)：US \$ 7.7 萬元
 - (3)Capital Efficient：1.04
 - (4)增加採收氣量：9,000 萬 SCF(約 255 萬 SCM)
 - (5)5 個月內回收(經濟分析採油價 US \$ 35 元/bbl)

(十一) 結論與建議

1. 依解決伴產水試用成果：
 - (1)細管注液成功安裝於液體聚積井並使其復產，或可觀再生產量。大部分 VICO 完井方式之井都能安裝並適用。
 - (2)活塞桿(Plunger)方式成功安裝於 2 口井，可見到獲得小量增產。
VICO 僅有限應用，受限於須油管内徑平順，才能使活塞桿運作。
2. 建議VICO廣泛採行細管注液方式，擬於2007-2008年間於Badak, Nilam, Sembrah, Mutiara等氣田安裝40口新的細管注液設備。整個計畫預計可增產3.7億SCM(13.1 BCF)。
3. 建議符合條件時推廣更多VICO之井試用Plunger。
4. 繼續探討研究其他去除伴產水之技術，諸如：井底泵、井口增壓等，於未來應用。

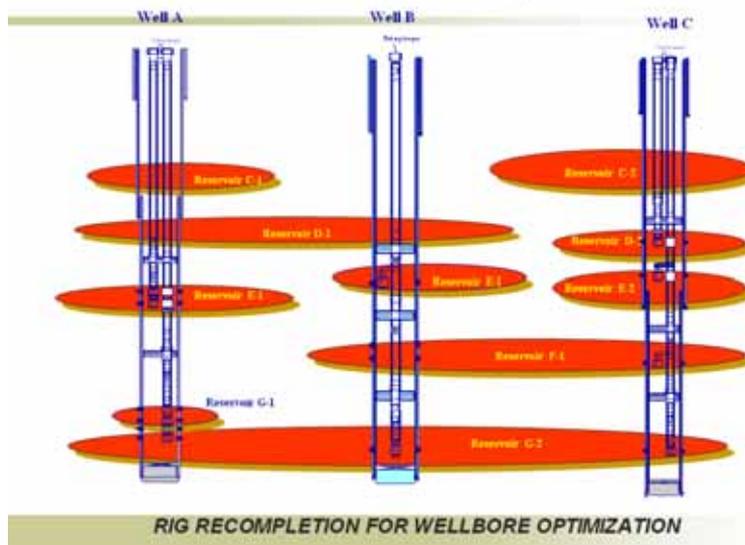
Badak油氣藏情況圖

Badak Depletion by Sands



Badak氣田蘊藏量，Badak氣田估計目前壓力。
 高滲透率(Hi-Perm)，水驅(Wtr Drive)，低滲透率(Low-Perm)。
 中滲透率(Med Perm)，涸渴型(depletion)。
 累計產量(Cum. Production)，RRP(Recoverable Remaining Reserve)。
 目前最低壓力(Min. Current Pressure)

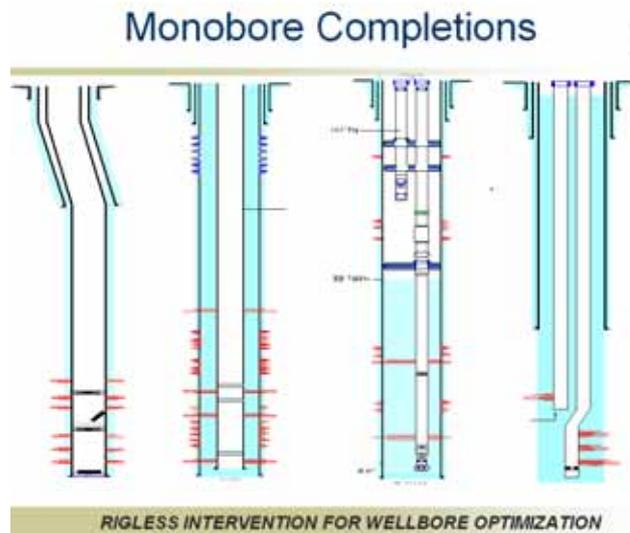
傳統完井方式圖



使用鑽機修井使井眼最佳化

單井孔完井圖(Monobore)

不用鑽機操作方式使井眼最佳化



(一)不用鑽機之工作

1. 型式

- (1)水泥封塞
- (2)油管攜帶穿孔(Through-tubing Perforation)
- (3)水層隔離
- (4)清淨井孔
- (5)激勵生產(Stimulation)
- (6)鋼線操作(Slickline Intervention)

2. 水泥封隔(Cement Packer)

(1)目的

- 設水泥封塞(Cement Plug)為新封隔器(Packer)，以隔離現有之出水層或已產完地層
- 再以油管攜帶到井底，於有生產潛能層段穿孔

(2)採行背景

- 現有層段出水，或產完(depleted)
- 採鑽機操作已達邊際效益
- 每件工作費用，約US\$10萬元。

3. 油管攜帶穿孔(Through-tubing Perf.)

(1)目的:穿孔/補穿孔

(2)採行背景

- 補強穿孔
- 利用井內停用油管串(Idle string)
- 不需封隔已有穿孔段
- 每件工作費用，約US\$2萬元。

4. 清淨井孔/清除積聚液體

(1)目的:於現有完井層段擬予復產前，清除油管内積砂，或清除油管内殘存液體。

(2)採行背景

- 井底積砂、液體、或碎屑、或阻塞物等積聚井底
- 每件工作費用隨複雜情況不同

5. 鋼線操作

(1)目的:開/關滑動式側開口(SSD)，設置封塞器(Plug)，設置分隔器材，以改變擬選取完井之生產層段。

(2)每件工作費用約 US\$4,000 元

6. 堵水(Water Shut-off)

(1)目的:隔開或廢棄出水層段

(2)技術

- 水泥封塞，機械封塞，化學封塞(如X-linker, polymer等，from Hulliburton)。
- 每件工作費用，依將採行技術而異。

案例:以RBP(可回收橋塞器)封隔出水層段

成果:以MPLT(記憶式生產電測器)測得有兩層段(F-352與F-354)無天然氣而有大量水產出，經鋼線操作隔開產水層段.Qg由3.4增為4.4。

MMSCF/D，Qw由650降為30bbl/D。

(二)出砂控制(Sand Control)

1. 背景

(1)於較淺層次完井之井(較鬆砂)

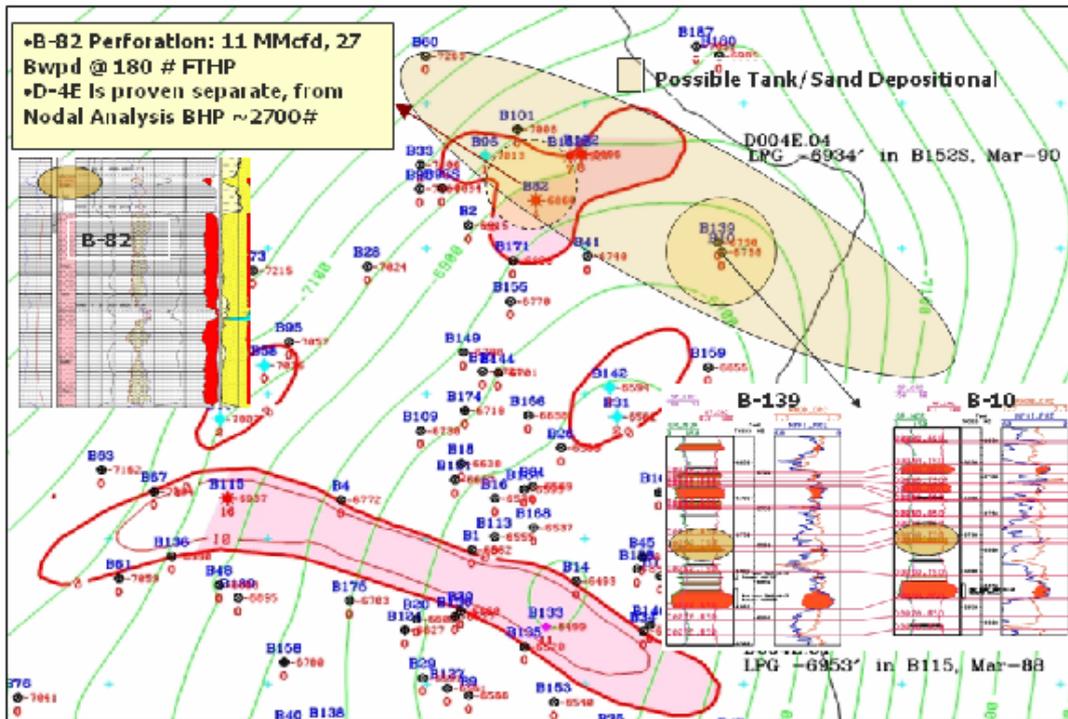
- (2)較年輕地層，固結不良之砂層
- (3)壓降高之層次
- (4)砂可能伴隨油氣層流體產出
- 2. 產砂衍生之問題
 - (1)磨蝕井底油管
 - (2)磨蝕各項閥/接管，以及地面輸油氣管線。
 - (3)井眼充滿地層砂
 - (4)阻塞地表處理設備
- 3. 出砂控制應用
 - (1)於特定井口裝設除砂之旋轉器(Cylone Unit)
 - (2)鑽機期間即做礫石填充處理
 - (3)增補穿孔降低井底流速
 - (4)以油管攜入井底裝防砂篩網
 - (5)地表節流嘴
- 4. 補救措施
 - (1)洗砂
 - (2)更換防砂篩網

(三)潛在產能鑑認

- 1. 檢視油氣藏與井(R&W, Reservoir & Well Review)
 - (1)會同油藏/生產工程師與地質師整合檢視，重新強化管理，並確保證實已開發油氣藏之採收。
 - (2)建立網路工具及資料文件化。
- 2. 井系統動態更新(Well System Performance Update, WSPU)
各基地(Satellite)檢視各個井之最佳化。
- 3. V-tank檢視(Review)
 - 以決定「估計未開發但仍可能採收天然氣」之「最大可能性」，做為補充或修井等各項與井有關工作，以及文件檢視資料來源。

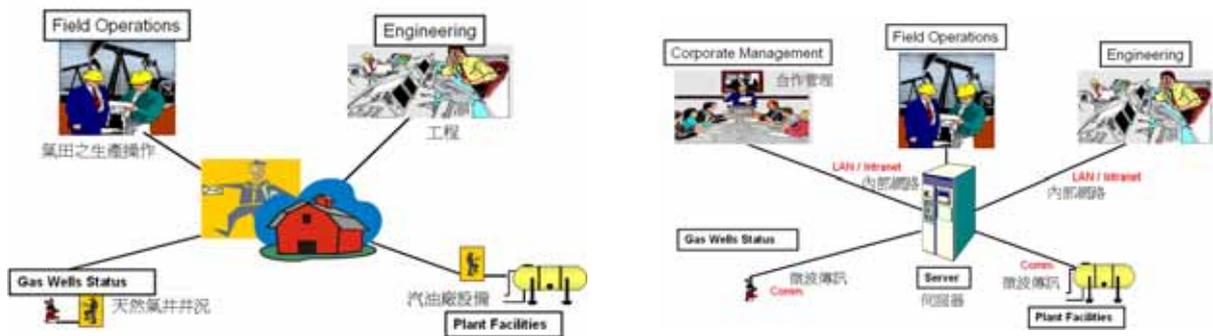
R&W Result

R&W Result



八、井口即時監視系統

- (一) 事實情況：成熟氣田，大量井分布於大區域。
- (二) 多項問題：井會無預警停產，生產測試次數不足，多層共用同一油管生產(Commingled flow)、某些層不知停產時間、使重要井有停產之高風險、產氣來自那一層之分配問題，須花不少費用進行井底修復工作，以恢復失去的產能。
- (三) 相互關係及理想作法



(四) 執行步驟

- 一 可行性研究：Badak氣田(2001年)、先導性計畫：Badak氣田(2002

年)、全面推廣：Badak氣田(2004年)、推行到Nilam與Mutiara氣田(2006年)

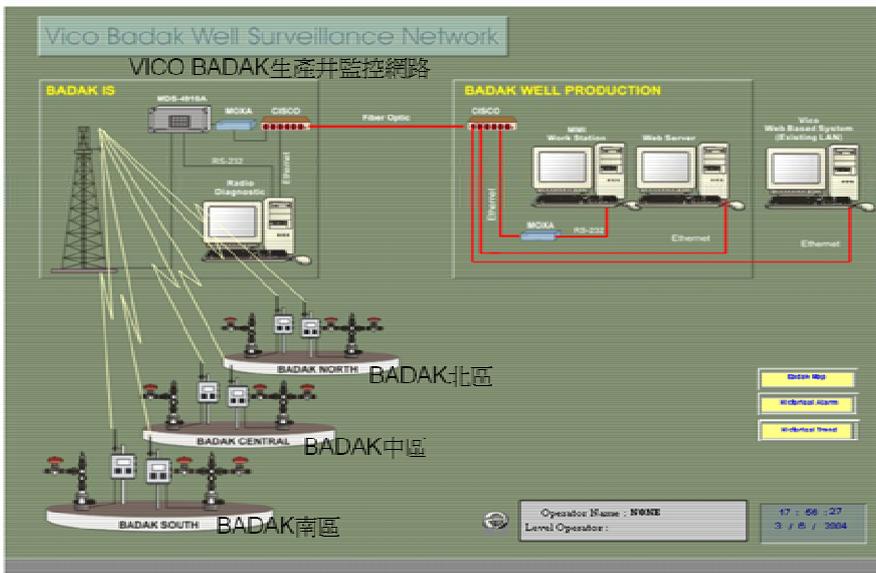
(五) 技術考量

— 硬體與軟體之可靠性、每一設備單位要簡易且可擴充、與已有系統之介面、符合標準化與需求

(六) 安全考量

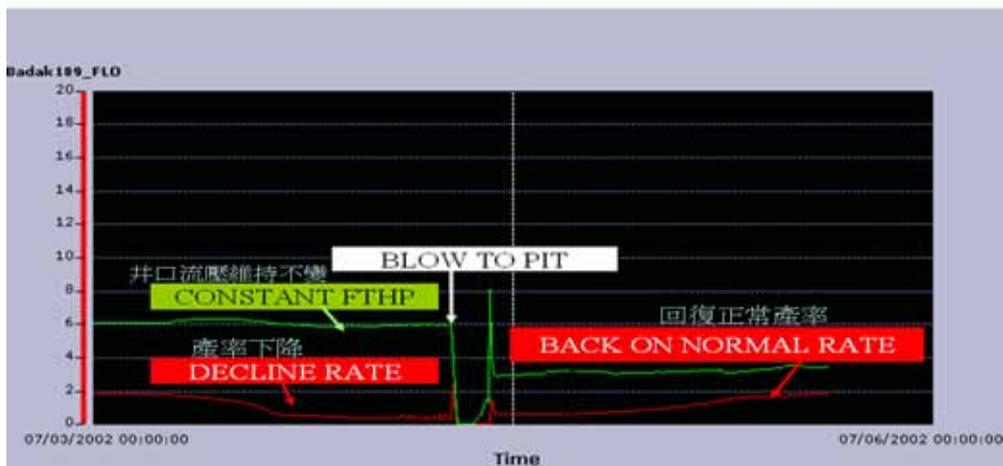
設備安裝於井場須有防盜設計。

(七) 結構系統

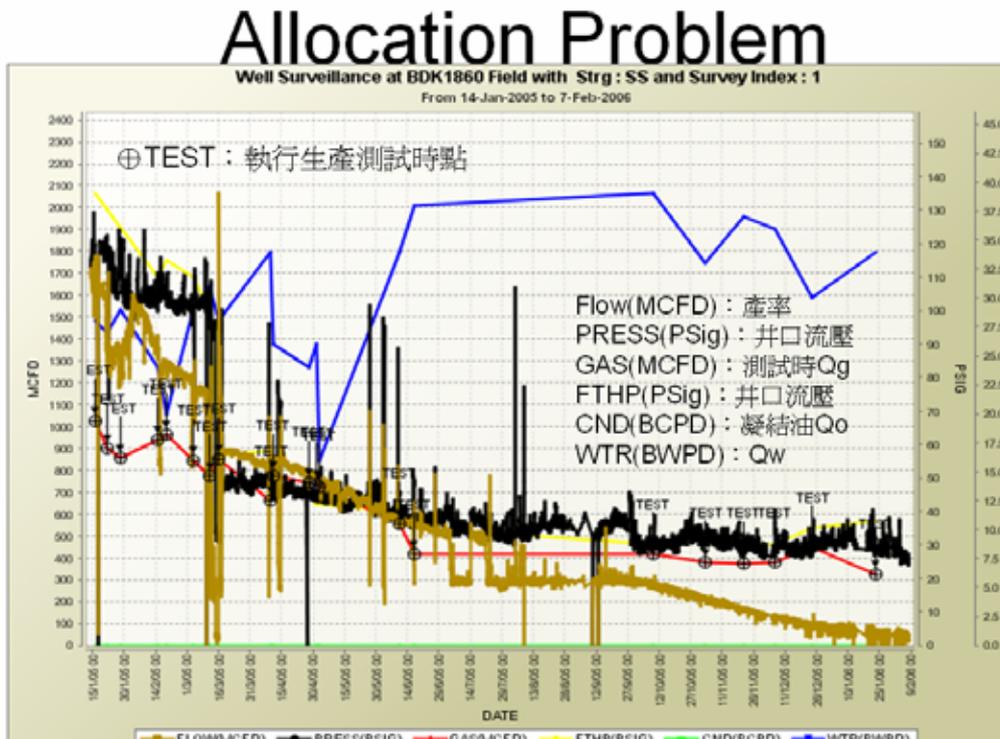


(八) 液體井內聚積，即時顯示於生產狀況圖上

Liquid Loaded Up

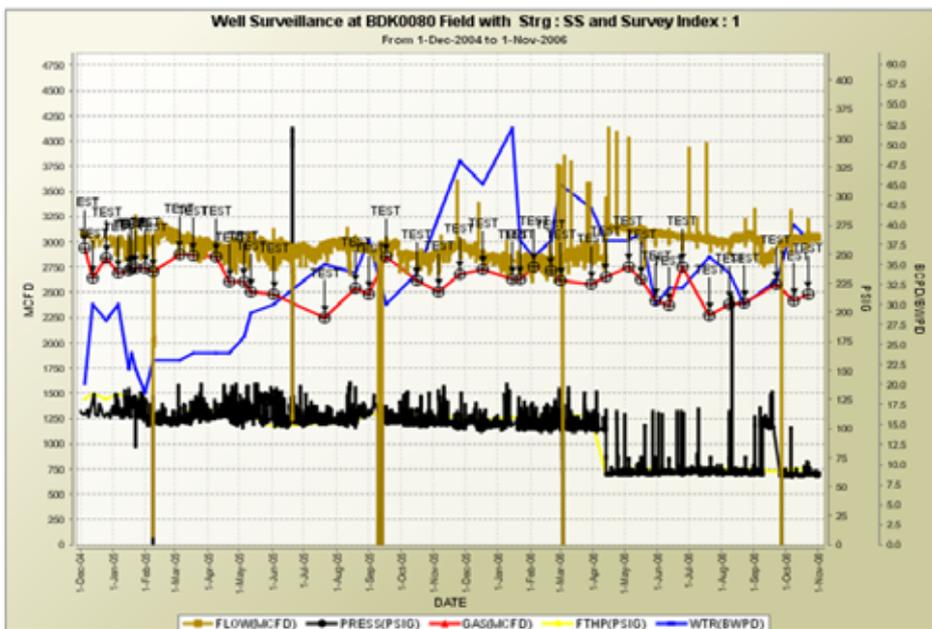


圖示：即時監視以注意到分層問題



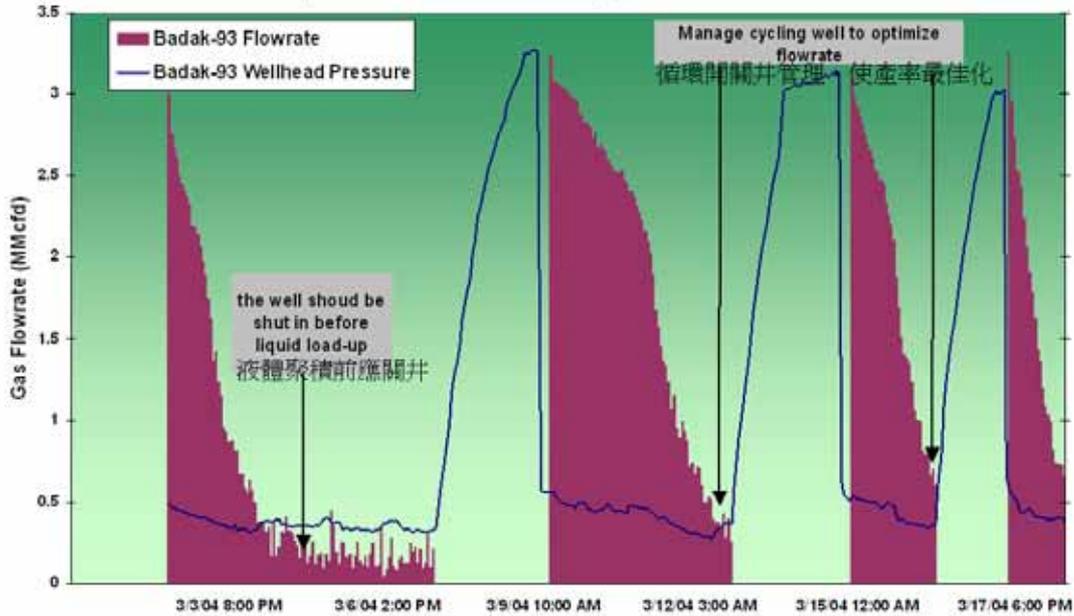
圖示：即時監視以協助維持井之生產

Maintain Well Production



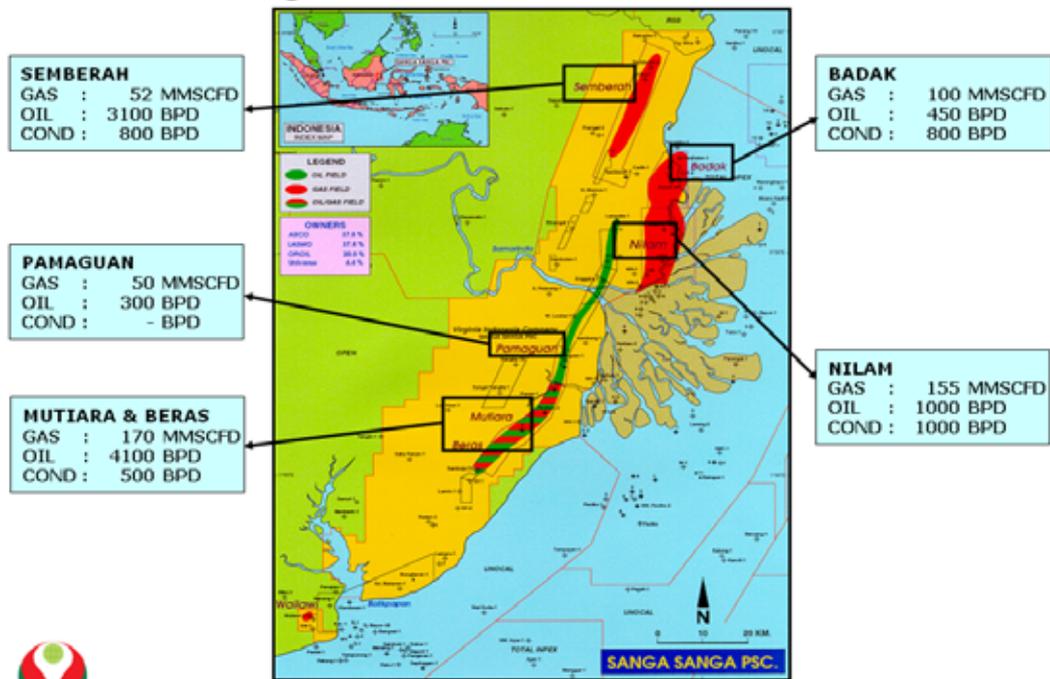
圖示：循環開關井使生產最佳化

Optimize Cyclic Well



伍、現場參訪研討

Major Production Facilities



一、油氣井及各種相關設備

1. Badak-B30號井，使用化學泡沫劑協助出水井繼續產氣，使用3-1/2”油管，泡沫劑用量約5 gal/day，使用微波感應器偵測，防止井場被侵。
2. 鄰近有一口伴產水還原井，(此種還原井共有5口)，每日可擠注水50,000 bbl，注入D4地層。注水層段 > 100 ft， $K_w \geq 100$ Darcy。
3. 至離Badak Camp約2公里外之Badak-196號井，為雙串完井，其中一串為Plunger lift well，其中Plunger約每分鐘即上下一趟。

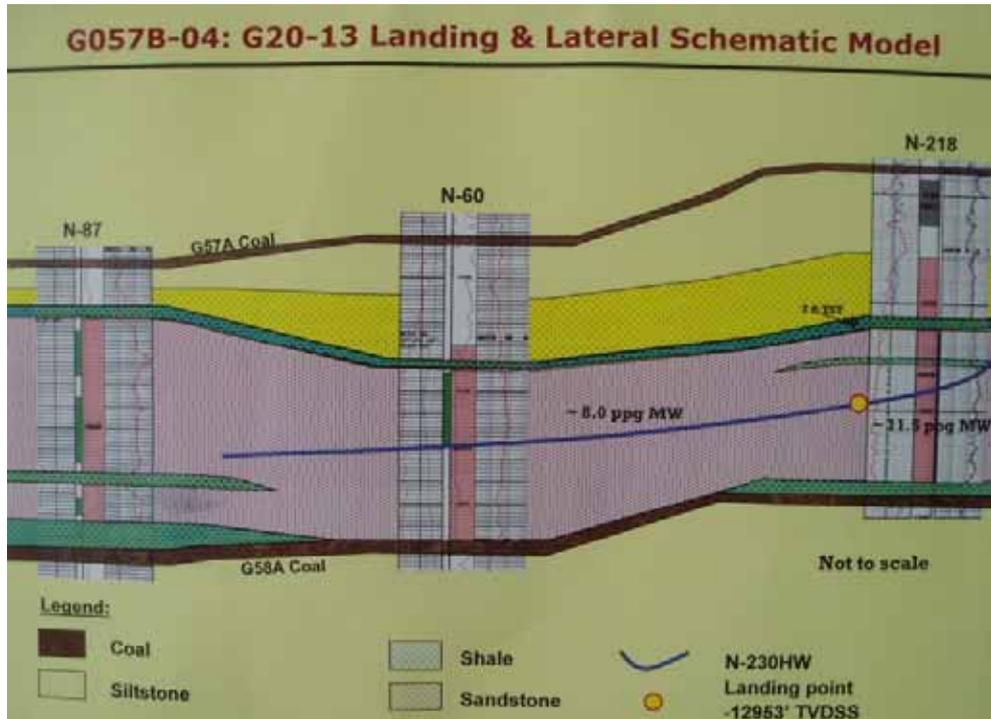


4. 到Nilam之中央控制室參訪
5. 氣井零配件維修修造廠
參觀極低壓昇壓壓縮機，編號C-0550，LLP Booster，昇壓量約0.6



MMSCF/D(約1.7萬 SCM/D)，製造廠：JOY。

6. 參訪水平井，泥漿比重8.3ppg，此為山加山加礦區第2口水平井，水平段約500m，第1口井失敗。



7. 參訪叢式井N-233，原設計4口井，3口成功，地面井距約5m。



油氣井與油氣處理廠現地勘訪

1. Semberah油氣田，Plant 14。

該油氣田 Q_o 約4,000 bbl/D，以管線送Badak處理。

Q_g 約51 MMSCF/D(約144萬 SCM/D)，以管線送Bontang廠。

Q_w 約2,000 bbl/D。

伴產水處理後送Badak處理。

伴產水含少量伴產氣使用三部低壓昇壓機(5 MMSCF/D) 昇為中壓(MP)，係向Universal Compressor公司租用。

2. Semberah油氣田，Plant 13

(1) Q_g ：約 35 MMSCF/D(約 99 萬 SCM/D)。

Q_o 約2,000 bbl/D。

Q_w 約2,400 bbl/D。

(2)編號井 1400 之 VLP Compressor 係三段加壓，可由 25psi 昇壓到 37psi，Capacity Q_g ：約 25 MMSCF/D。



(3)發電機房：3 部 Gas engine，每部發電量 200kw/h \approx 300hp。

二、油氣處理

天然氣生產過程，自各生產井井口區分為 VLP 或 LP，匯集至歧管站，經由管線輸送進廠，進廠後各經過 VLP 或 LP 系統之三相分離器，將油氣水分離，VLP 利用昇壓縮機將天然氣由 25Psig 升至 100Psig，稱為 VLP 昇壓，與 LP 系統匯集後，由 100Psig 升至 300Psig，稱為 LP 昇壓，

進入 TEG 脫水系統，再由利用昇壓縮機 300Psig 升至 700Psig，稱為 MP 昇壓，若有需要再由 700Psig 升至 900Psig，稱為 HP 昇壓。

昇壓壓縮機依其驅動方式可分為燃氣引擎(Gas Engine)及燃氣透平機(Gas Turbine)，因油氣處理工廠分散各地，大電力供應各區，所耗費成本過大，均以自有天然氣為燃料，做為動力供應最為經濟，故未採用變電動馬達或柴油引擎，做為動力來源；依其設計，400~1200HP 以燃氣引擎為主，4000HP 及 15000HP 則為燃氣透平機，較為偏遠地區，甚有燃氣引擎驅動發電機，供應廠區用電，省卻長距離高壓電線路鋪設成本。

昇壓壓縮機分為離心式(Centrifugal Compressor)及往復式(Reciprocating Compressor)，單段式昇壓採離心式，53 MMSCF/D (150 萬立方公尺/天)之中壓昇壓壓縮機，即採用離心式，因中壓力之天然氣已經過 TEG 脫水處理，天然氣中水分較低雜質較少，較適合使用離心式壓縮機，其餘超低壓、低壓等壓力與多段式昇壓則採往復式，最小為 1.8 MMSCFD (5.1 萬立方公尺/天)，最大 250MMSCF/D (700 萬立方公尺/天)，皆為 ARIEL 廠牌，其中三部 50 MMSCF/D (142 萬立方公尺/天)之燃氣引擎與往復式 ARIEL 壓縮機為租用。

天然氣處理採用 TEG 脫水，將天然氣中之水分脫除，以免影響管線輸送及符合市場規範，TEG 脫水設備操作過程，是將濕天然氣先經過除液器(Inlet Scrubber)，將游離水、鹽份、雜質以及冷凝液烴分離，經過除液器之濕天然氣，進入吸收塔之底部，上升經過泡罩，與由上方流下之 TEG 充分接觸後，將其中水分吸收下來。然後天然氣通過接觸塔頂的除霧器離開吸收塔後，流經天然氣熱交換器(Heat Exchanger)降低天然氣溫度，完成天然氣水分脫除。

陸、心得、建議與致謝

- 一、山加山加礦區 Semberah、Pamaguan、Mutiara & Beras、Badak、Nilam 等氣田日產天然氣 15 百萬立方公尺、原油及凝結油 1 萬 2 千餘桶，相當近 10 萬油當量，主要專業職工約千人，一般事務性工作，如文書總務業務、司機、保全等工作，則外包約 3 千人，為正職員工的 3 倍，中油公司可參考降低用人費率。

- 二、長期使用投資購買或短期使用採租用方式，機動地視生產需求安裝壓縮機，每部壓縮機從申購至安裝生產為期1年，展現效率。
- 三、生產井低壓昇壓設計須考量背景：成熟氣田或主要生產井處於最低壓系統狀態。整合檢視壓縮系統，使現有壓縮機之表現與分配最佳化。整合檢視管線系統，使現有管線利用最佳化。確認新壓縮機需求及其操作時間。
- 四、生產井低壓昇壓之執行須以生產剖面方式進行長期預測，求得產量並確認對每一壓力系統之貢獻，確認對每一壓力系統之須有壓縮機才能運作之定量情況，確認對每一壓力系統壓縮能力之充裕度，對現有地區或移往其他地區之最佳化之潛能。
- 五、生產井低壓昇壓之評估流程須依序進行氣田規劃模組/規劃壓縮機分佈與利用配置圖/管線利用評估/經濟評估/選井。
- 六、山加山加氣田除了低壓生產技術，值得中油公司台灣陸上礦區昇壓增產參考學習之外，其遭遇到之出水井伴產水所採行之除水增產、出砂防砂技術等方面有一些新的技術，值得中油公司台灣陸上礦區中後期出水井延期產油氣壽命之參考學習。
- 七、山加山加氣田建立即時油、氣、水、壓力等生產資料監控系統，可即時及早獲知產能變化出水徵兆。中油公司陸上油氣田中後期生產管理更須即時掌握各氣田氣井產能變化，取得精確產能資訊，並因應巡井人力老化退休之人力須日漸精簡，自動化油氣田管理為不可忽視且應及早規劃執行之工作。
- 八、研習所得將充實台灣陸上錦水、永和三山礦區超低壓生產，提高油氣採收量之生產規劃，並提昇油氣經營績效，預估增產天然氣3億立方公尺、礦區壽命延長8年。
- 九、感謝中油公司、中油公司探採事業部、海外石油投資公司美國分公司、海外石油投資公司印尼代表處及各級長官與提供機會及協助，VICO公司提供完善的行程及豐富的資料與諮詢，使此行所獲遠超出預期。