

經濟部暨所屬機關因公出國人員報告書
(出國類別：開會)

生產井低壓生產技術研討會出國報告

出國人：服務機關：中油公司探採研究所
姓名：吳柏裕
職稱：組長
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23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。探採研究所 96 年度研究計畫「錦水及永如山礦場超低壓生產研究」須與探採事業部共同執行，其中相關之增壓壓縮機，須配合之地面設備、氣田特性均須研究。印尼 Sanga Sanga 氣田目前超低壓生產行之多年，亦為中油公司投資之氣田，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（一年一次），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。

SangaSanga 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 Plunger lift、Chemical 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。Sanga Sanga 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。

目 次

壹、出國緣由與目的.....	3
貳、行程.....	3
參、經營管理.....	4
肆、低壓增產研討.....	7
伍、油氣田現場參訪研討.....	48
一、油氣井及各種相關設備.....	48
二、油氣處理.....	52
陸、心得與建議.....	53

壹、出國緣由與目的

中油公司探採事業部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、永和山、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 Booter 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。探採研究所 96 年度研究計畫「錦水及永和山礦場超低壓生產研究」須與探採事業部共同執行，其中相關之增壓壓縮機，須配合之地面設備、氣田特性均須研究。印尼 Sanga Sanga 氣田目前超低壓生產行之多年，亦為中油公司投資之氣田，值得前往做深入之實務性研討瞭解學習。「錦水及永和山礦場超低壓生產研究」粗估可增產天然氣至少二千萬立方公尺。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，至少可避免新台幣 1 仟萬元以上之損失。

貳、行程

1 月 21 日：由台灣啟程至印尼雅加達。

1 月 22 日：於印尼雅加達與 VICO 公司研討油氣生產技術。

1 月 23 日：由雅加達轉往巴達克 (BADAK)，並參訪巴達克油氣田 (BADAK FIELD)。

1 月 24 日：參訪尼蘭油氣田(NILAM FIELD)。

1 月 25 日：參訪申伯拉油氣田(SEMBERAH FIELD)。

1 月 26 日：由巴達克 (BADAK)返至雅加達

1 月 27 日：由印尼雅加達返抵台灣

參、經營管理

一、印尼簡介：

- 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
- 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。
- 五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。
- 齋戒月(Ramadan)為會教徒最重要的節日。

二、山加山加礦區簡介：

- 山加山加礦區係以生產分傭合約(PSC)經營，合夥人為 Virginia Indonesia、OHI、LASMO Sanga Sanga、BP East Kalimantan、Universe and Virginia International 等公司。
- Sanga 是一種俗稱 Manta 身長 6 公尺黑背白腹的大魚。
- 山加山加礦區油氣現由 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。
- 1968 年 8 月 Pertamina 與 Huffco 簽訂山加山加生產分傭合約，期限 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 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 運出。
- 1979 年 3 月 Badak 首度 Lift Gas。
- 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 Lift gas、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 增設歧管、營運權由 Huffco(CPC)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、Mutiara 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 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 Mutiara 增設 1 部日產量 55 百萬立方呎中壓壓縮機、12 月由 Mutiara18 號井至 Mutiara 廠設置 17 公里 10”氣線。

三、山加山加礦區經營：

印尼山加山加礦區(Sanga Sanga)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(Badak)，1974年開始產油，Bontang氣廠開始建廠，1977年第一船LNG由Bontang氣廠運出。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日截止，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61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，對中油公司探勘業務助益甚大。

近年來由於印尼人工成本上揚，加上分油比率低，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

2007 年 2 月 22 日（星期一）

一、由徐兆銘代表陪同，赴 VICO Indonesia(Jakarta)公司拜會，首先由 Mr.Robert Nikijuluw 介紹辦公大樓內部緊急狀況發生之應變方式，人員疏散步驟。

二、隨後 Mr.Bambang Ismanto 介紹 VICO 公司組織架構。接著由 Mr.Roberto De Mitri 做這一天(2/22)要討論的技術主題大綱介紹，包括每一主題所須時間、主題報告人、主題重點。本人及另三位中油參訪討論同仁另提議於下午加入我們在國內陸上低壓氣田狀況介紹，以便就類似情況提供借鏡或對低壓生產討論提出適當解決之道。

三、討論主題大綱大略如下：

(一)低壓(Low pressure, LP)井昇壓設計(報告人：Ade Lukman & Mardhoni)

- 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>Loading)與去除(Unloading)(報告人：Andre Widjanarko)

(三)生產與油層工程(報告人：Yoseph Susatyo)

(四)生產量與壓力之監測方法(報告人：Yoseph Susatyo)

(五)中油公司國內陸上低壓氣田資料討論

四、生產井低壓昇壓設計(Ade Lukman)

(一)考量背景

- 1,成熟氣田或主要生產井處於最低壓系統狀態。
- 2,整合檢視壓縮系統，使現有壓縮機之表現與分配最佳化。
- 3,整合檢視管線系統，使現有管線利用最佳化。
- 4,確認新壓縮機需求及其操作時間。

(二)研究：採行範圍與執行方法

1.範圍

- (1)確定使 VICO 公司內已有壓縮機之利用最佳化有多重選擇，並將利益量化。
- (2)確定管線利用與/或新需求之最佳化有多重選擇。
- (3)確定增裝壓縮機對增強天然氣生產動態及增加採收之最佳化有多重選擇。
- (4)確定新壓力系統之需求。

2.執行方法

- (1)以生產剖面方式進行長期預測（一年一次）
 - 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。
- (2)以 Hysis/Pipesim 軟體評估管線最佳化。

(三)評估流程（順序）

1.氣田規劃模組(FPM)

- (1)對每一壓力系統做生產剖面預測。
- (2)對壓力調降後之系統做生產剖面預測→確認增產蘊藏量。

2.壓縮機分佈與利用配置圖

- (1)確認多出的或須增加的壓縮能力。
- (2)壓縮機之分佈與利用標於圖上。

3.管線利用評估

- (1)確認管線利用情況→利用現有管線之可能性。
- (2)確認新管線之需求。

4.經濟評估

- (1)確認費用與壓縮機重分段可能性→是否有多餘壓縮機能力。
- (2)確認費用與取得新壓縮機能否做到。
- (3)評估計畫之經濟性。

5.選井(以降壓系統為案例)

- (1)確認等待使用低壓力系統的所有井（候選井包括仍生產與已停產井）。
- (2)進行節點分析來確認井會有的表現。
- (3)第一步驟：開井啟動壓縮機。
- (4)第二步驟：對等待使用壓力系統之停產井，設法使它能先生產（如對空噴流），使其產能最大化。

—使用中油線 (Active oil line)

—停用線 (Non-Active line)

預計開始安裝操作(Expected Online) : Q1 (第一季) -2006

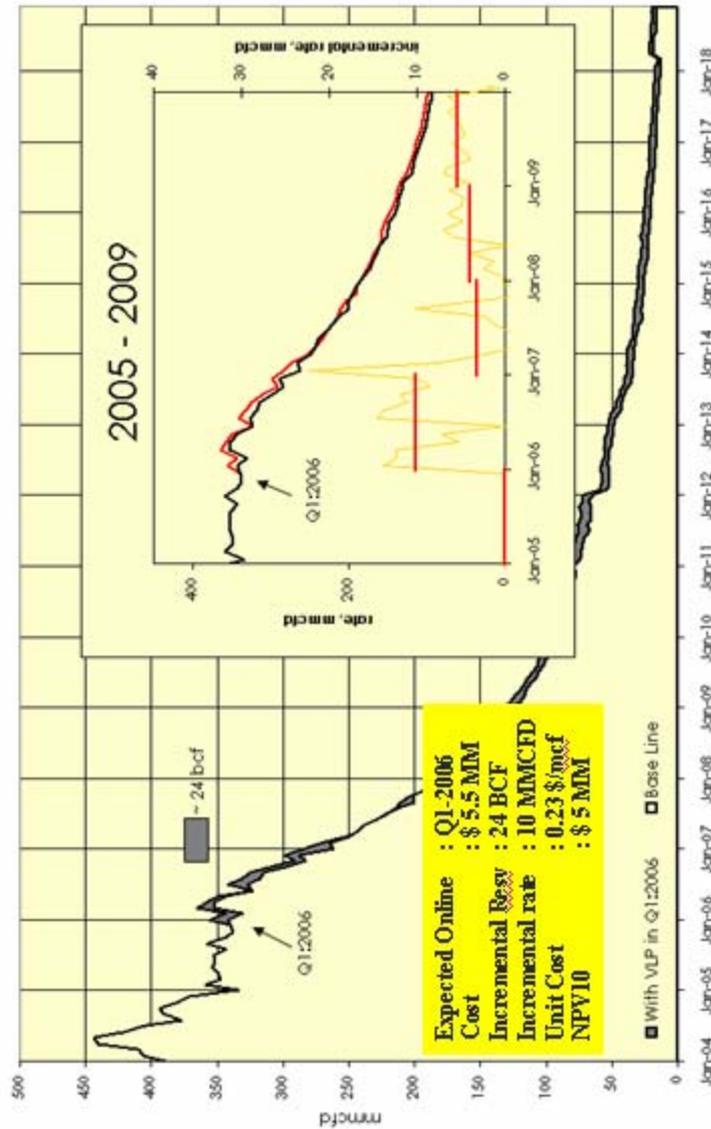
增加蘊藏量(Incremental Resv)

增加產率(Incremental rate)

S/D : Shnt-down

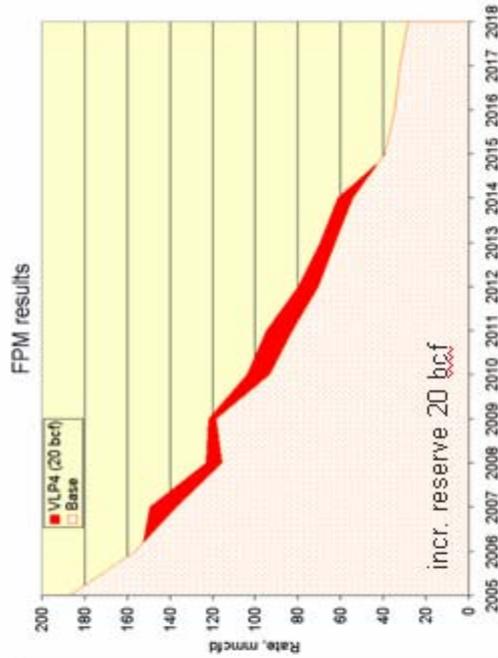
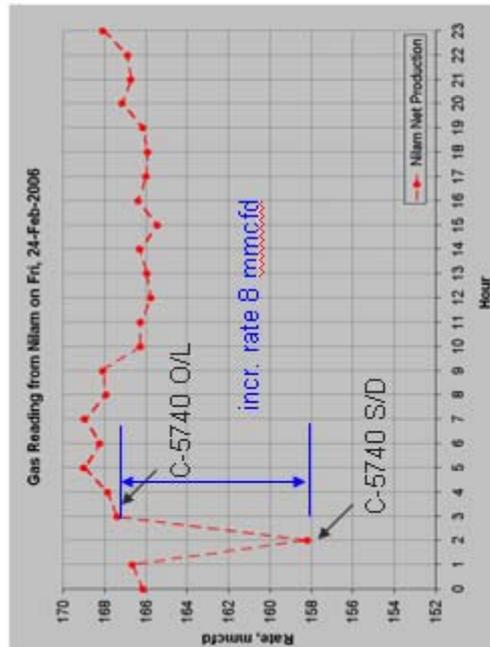
O/L : on-line

Case : Installing New VLP Compressor at Satellite # 4 of Nilam Field – FPM





Case : Installing New VLP Compressor at Satellite # 4 of Nilam Field - Actual



	Estimation (study)	Actual
Cost, US\$ 000	5,000	5,879
Incremental rate, mmmcf	10	8
Incremental reserves, bcf	24	20
Unit cost, US\$/MM	0.23	0.29

(四)操作與控制

1. 目前最低壓力系統之壓縮機安裝於中心汽油廠（或中心分區）。
2. 操作員每日執行一般參數檢查
3. 維修人員例行執行排定之維修，以及每日問題之疑難排除。
4. 流程工程師執行排定之檢查工作，以確認壓縮機狀況正常。

五、低壓壓縮技術(Mardoni W.S.)

(一)定義

1. VLP (極低壓) : 0-50 psig
2. LP(低壓) : 50-200 psig

LPGWC
PROD、SEP (生產分離器)
GLYC、SKIMMER (二乙化醇脫除器)
HEATER TEST (加熱器測試)
HEATER TREAT (加熱器處理器)
COND (凝結油)
F.SURGE DRUM
LP FLARE：低壓點大線
STABILIZER
Idle Equipment (停用設備)
On-line Equipment (操作使用中設備)

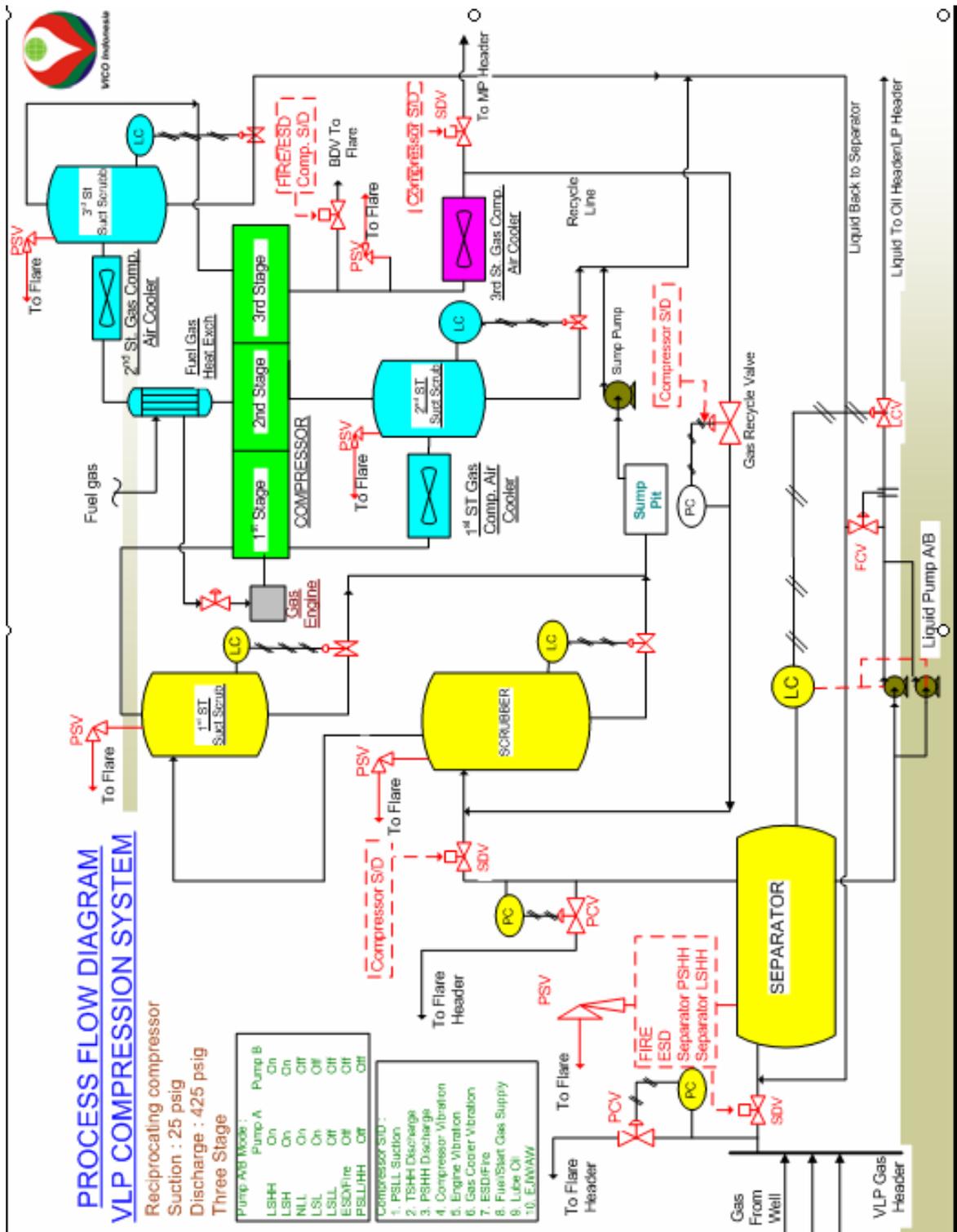
(二) LP 壓縮系統

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

(三) 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

VLP 壓縮系統流程圖



Header (岐管頭)

ESD

Seperator PSHH (分離器)

Seperator LSHH (分離器)

(四) 往復式與離心式壓縮機之比較

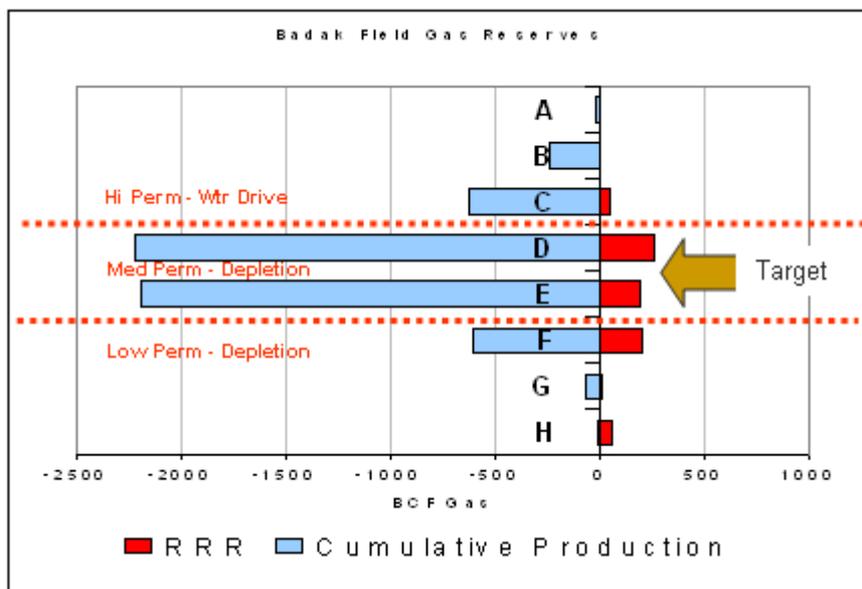
1. 離心式之優點

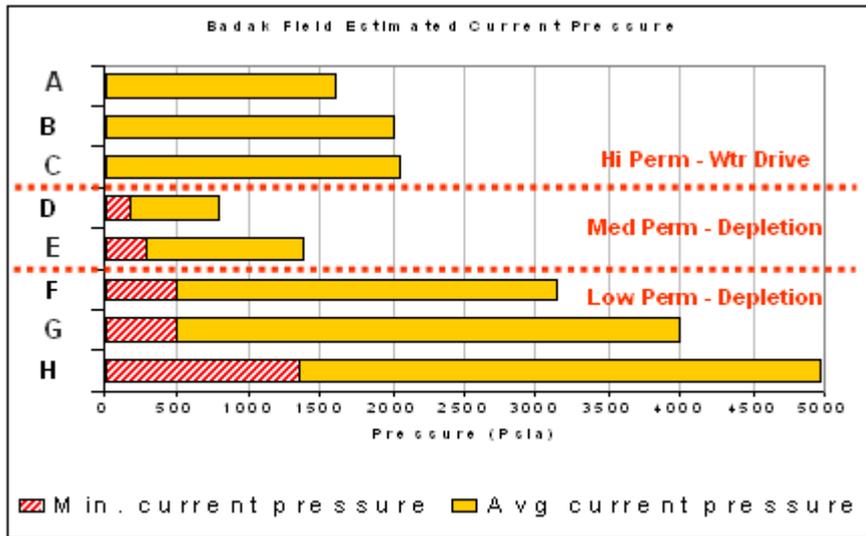
- (1) 開始安裝成本較低。
 - (2) 維修費用低。
 - (3) 可連續操作使用較長時間與可靠性較佳。
 - (4) 操作較不費心。
 - (5) 每單位 plot area 有較大壓縮量。
 - (6) 高速/低維護費。
2. 往復式壓縮機
 - (1) 壓縮量與壓力範圍有較大彈性。
 - (2) 壓縮機效率較高及動力費用較低。
 - (3) 有壓縮較小量能力。
 - (4) 天然氣成分與密度變化不敏感。

六、解決伴產水技術(Andre Wijanarko)

(一)背景

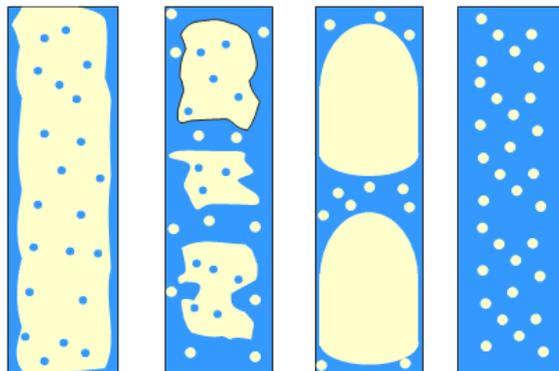
1. 發生於成熟氣田。
2. 剩餘蘊藏量主要均封存在涸竭區塊內。
3. 已採收VLP壓縮機昇壓系統（進氣端~15psig）。
4. VICO大部分現有產量受到液體聚積。
5. 處理重點是以降低停產壓力，從現有各井採收最多蘊藏量。





(二)液體聚積 (附圖)

Liquid Loading



ANNULAR
MIST

SLUG-
ANNULAR
TRANSITION

SLUG

BUBBLE



**Decreasing Velocity:
Lower Gas Flow or Higher Pressure**

還乳霧狀(Annular Mist)，段狀(Slug)，段狀-還乳狀轉換(Slug-Annular

Transition)，泡狀(Bubble)。

速度漸降：天然氣含量趨降或壓力趨升。

1. 何謂液體聚積

(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。

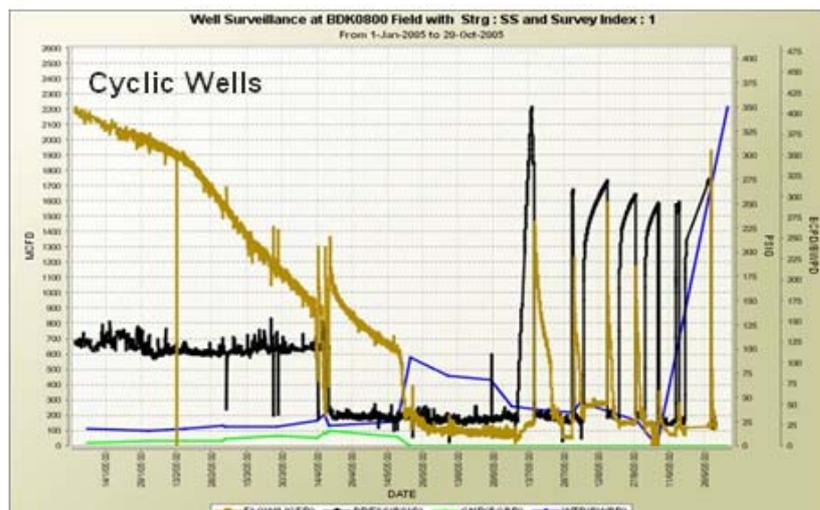
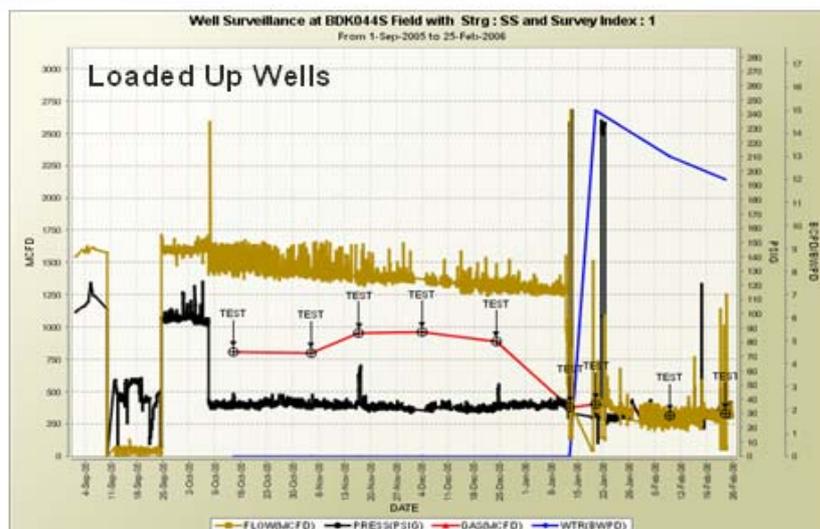
2. 去除伴產水技術

(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、以及氣舉）

(3) 改變油管尺寸(Velocity string)

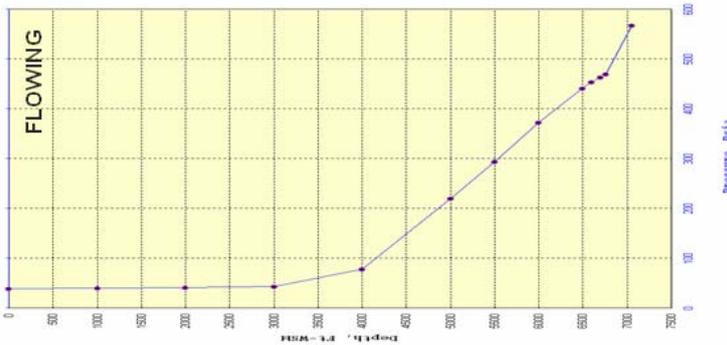
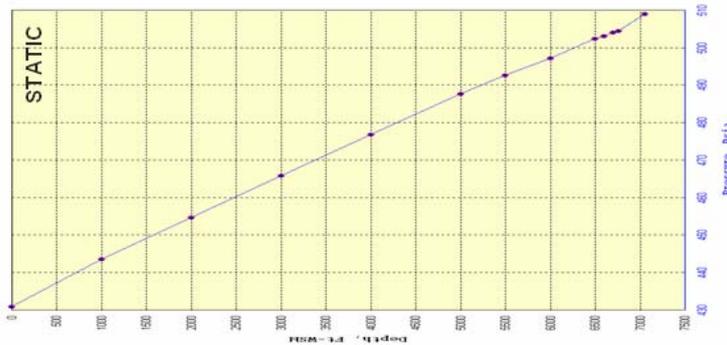
(三) 認識液體聚積



Recognizing Liquid Loading

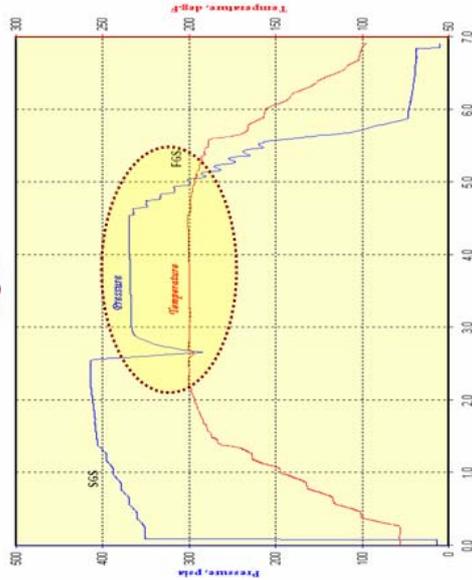


Static & Flowing Bottom Hole Pressure Survey



Shut In Condition Dry
Flowing Condition F/L ~ 4500 ft

Liquid build up while flowing the well



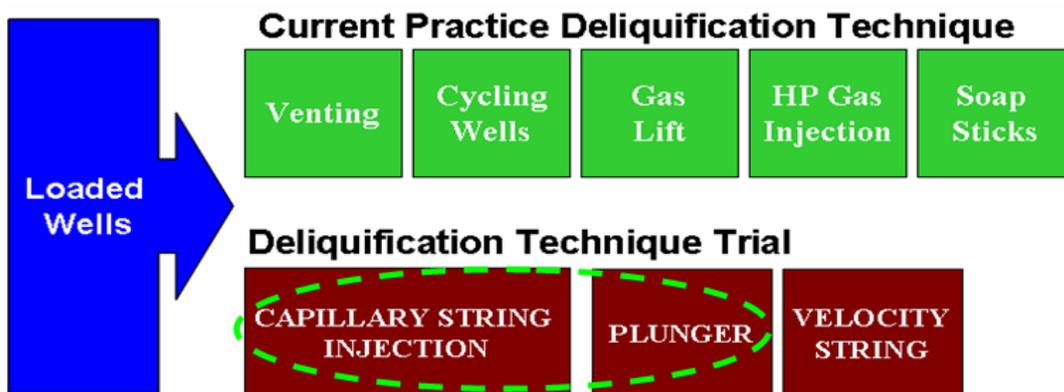
1. 生產徵候
 - (1) 執行例行收集數據之收據之生產試驗
 - (2) 建立即時(Real time)井口監測數據收集。
2. 進行 (已近停產者) 開井至停產→關井蓄壓再生產→循環史紀錄
3. 臨界產率計算：利用Turner & Coleman Eq.用於預知警示。
4. 測井底靜壓與流壓

(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)

Badak目前共有14口井以人工操作，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)

用於約20個工作案例，部分成功增產。
4. 氣舉(Gas Lift)
5. 高壓注氣(HP Gas Injection)



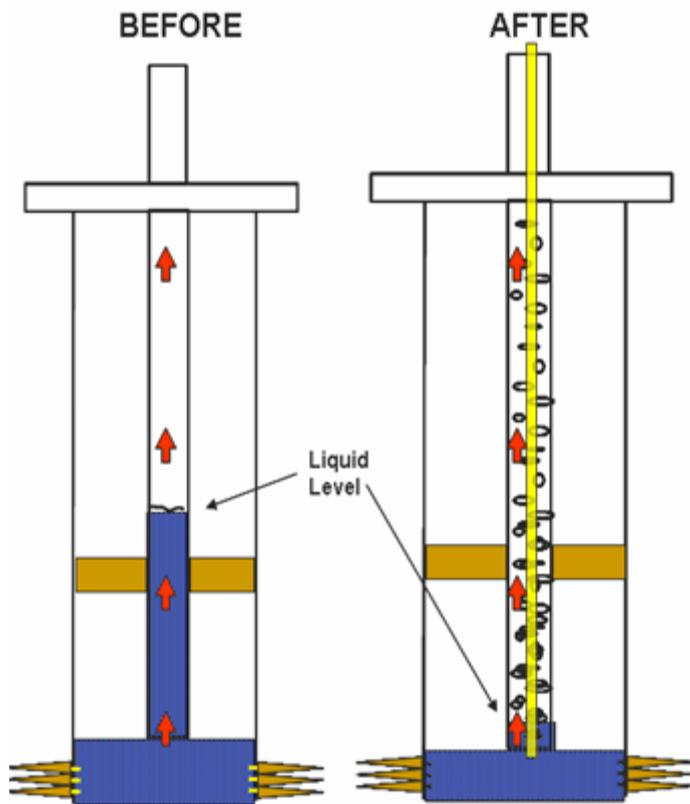
(五)細管串注液增產(Capillary String Injection)

—裝細管前/裝細管後

1. 將表面活性劑(Surfactant)導入油管底部產生氣泡(Induce foaming)
 - (1)相當簡單之應用
 - (2)可應用於 VICO 多種的完井方式之井【單井孔，附 Nipple 之長/短串油管，經由滑動式套筒 (Sliding sleeve)】等設施做選擇生產。
 - (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

Capillary String Injection



(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



撓曲油管設備

撓曲管送入井內(Run in Hole)

貯液桶、注液泵、太陽能

注液頭

注液閥

安裝後

Tank, Injection Pump, Solar Power

After Installation

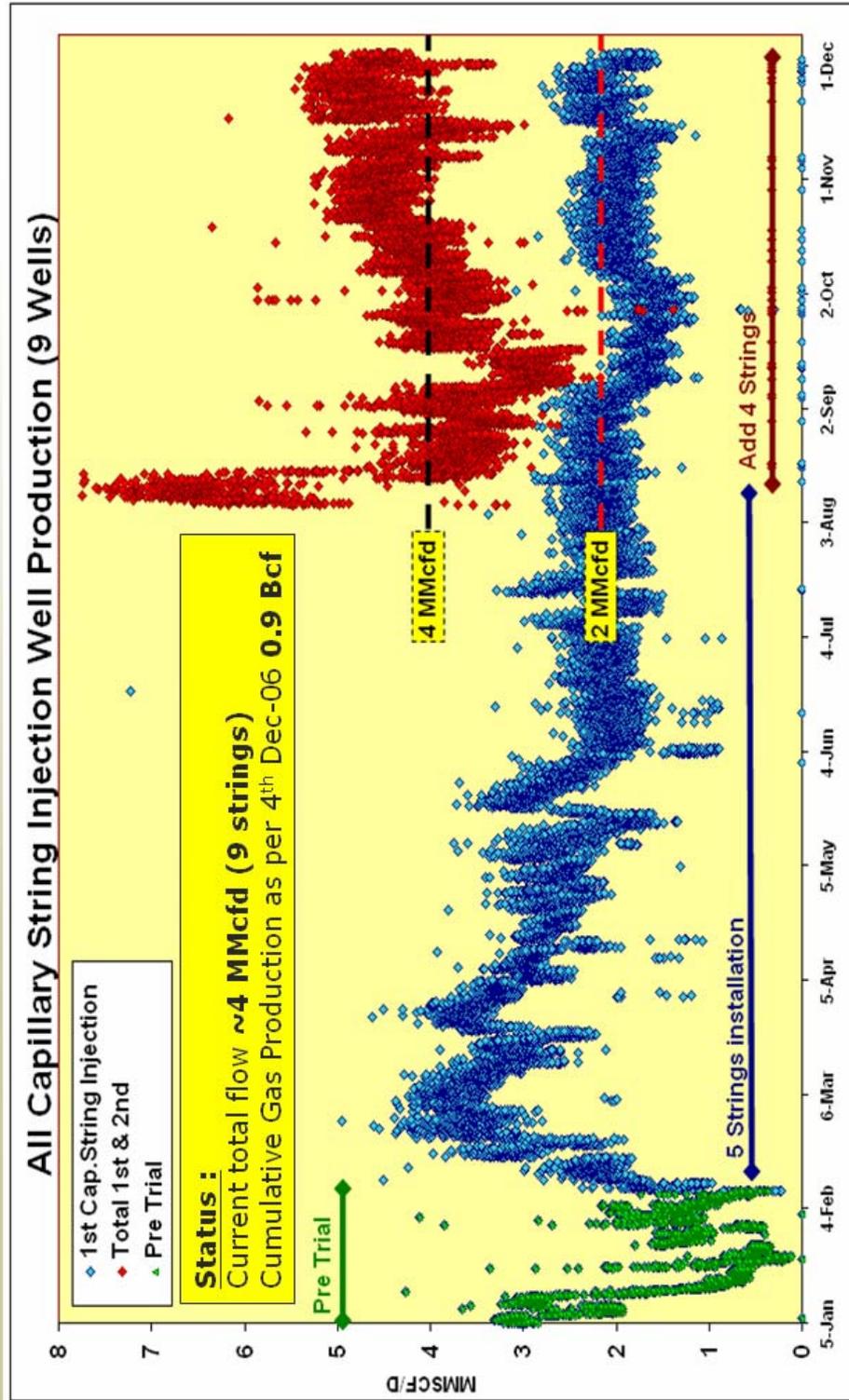


(七)細管注液—試用結果圖

所有細管注液井之生產表現 (共9口井)



Capillary String Injection – Trial Result



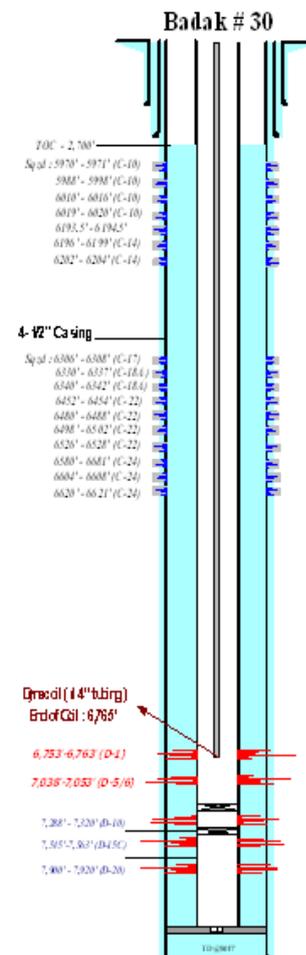
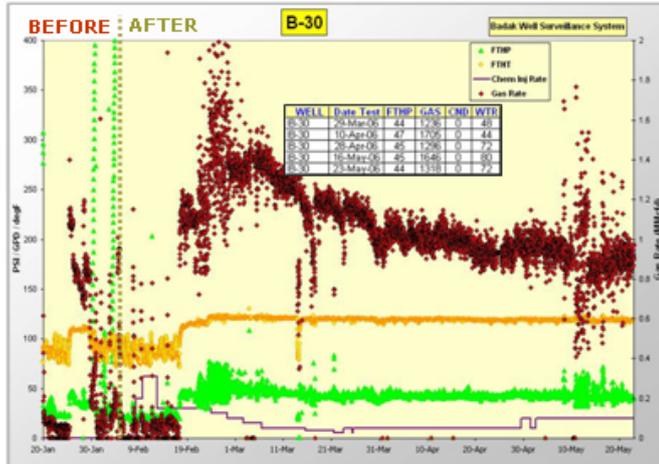
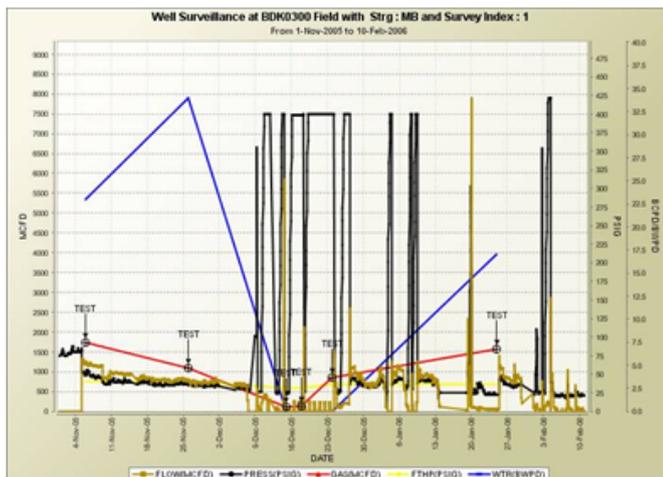
(八) 案例：B-30使用撓曲油管—4 $\frac{1}{2}$ "單孔井

1. 實做資料

- (1) 2005年7月此井接到VLP
- (2) 深7,000ft處壓力500psi
- (3) 已到液體聚積臨界條件
- (4) 由於D-5層出水，隨井口增壓而極敏感
- (5) 以循環模式使其噴流，初產率1MMSCF/D，產一天後即停產。

2. 裝設撓曲油管後

- (1) 2006/2/7 安裝
- (2) 初產率1,400 MSCF/D，之後緩緩下降。
- (3) 最佳注率30~10 galon/day



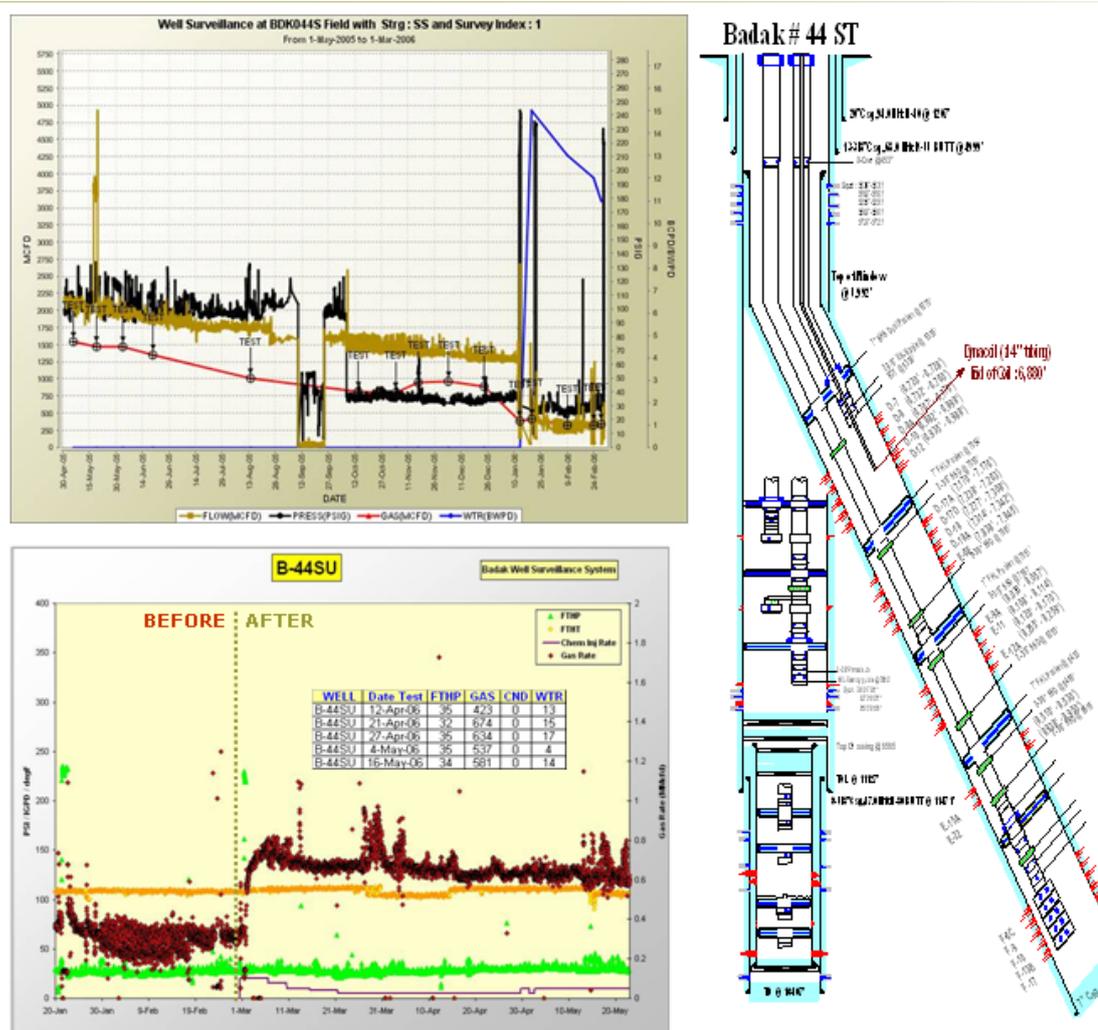
(九) 案例：B-44U-2 $\frac{3}{8}$ ”單串（另開窗測鑽井）

1. 實做資料

- (1) 2005年10月接到VLP
- (2) 2006年1月，氣量突下降並開始產水。
- (3) 2006年2月，氣產率降到200 MSCF/D

2. 裝設撓曲油管後

- (1) 2006/2/28 安裝
- (2) 產率增至700 MSCF/D



(七) 細管注液試用結果

1. 第一階段於Badak選5口井安裝(2006年2月)
2. 2006年6月新增4口井（第二階段），共9口井，產率增加4MMSCF/D

3. 均依設計成功安裝
4. 安裝迄進行運作均無意外事件，安全記錄良好。
5. 兩階段試作總費用約US \$ 900,000元。

(1)開發費用：US \$ 1.20/Mcf

(2)NPV(10% discomnt)：US \$ 0.5 百萬元

(3)Capital Efficienoy：0.66

(4)增加採收天然氣：7.5 億 ft³

(5)6 個月內回收(Pay out)

(經濟分析採油價US \$ 35/bbl)

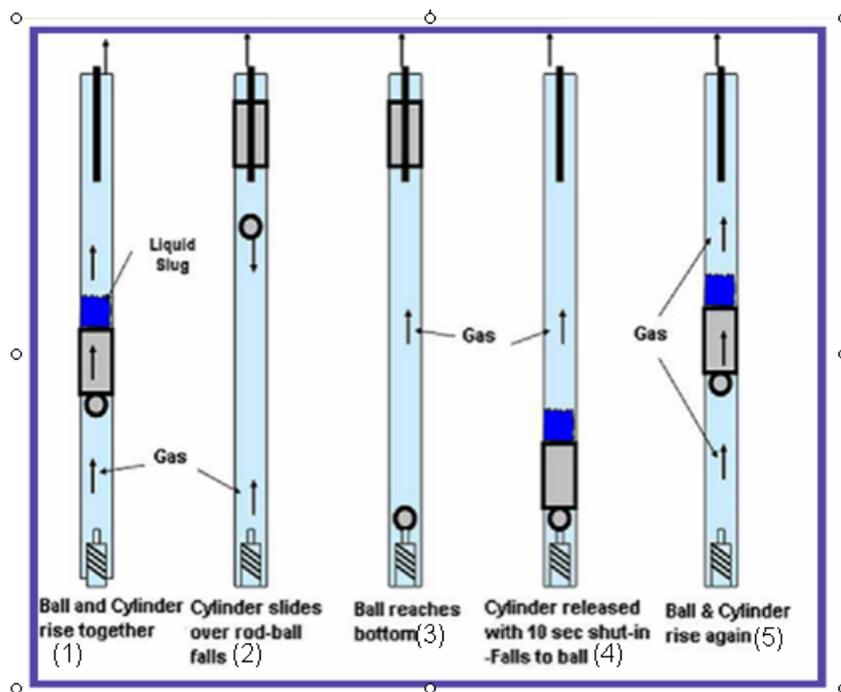
(十)氣舉活塞桿(Plunger Lift)

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問題。

2. 基本構件

(1)地面設備：下桿器(Lubrichtor)、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)



上圖：(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。

(十一) Pacemaker活塞桿(Plunger) — 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(Sleeve)與球分離。

2. 排液優勢強項(Strengths)：

- (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。
- (5) 操作簡單

3. 應用

- (1) 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。
- (2) 可用於昇壓，進氣壓力低之井
- (3) 可用於大液量
- (4) 可用於大範圍低管線壓力之井

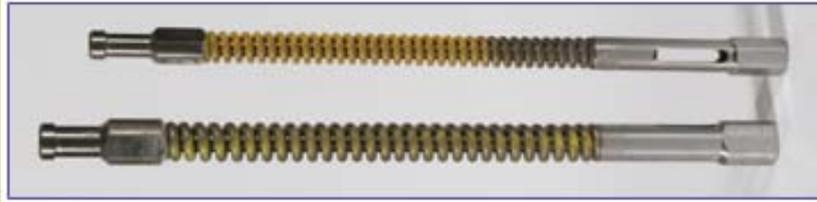
4. 限制

- (1) 須內徑(ID)平順
- (2) 須達 3~5 m/sec 速度以維持擾流封塞(Turbulent seal)
- (3) 速度太低會造成活塞桿無法操作(Plunger Stalling Out)

(十二) 活塞桿構件(Component)

- (1) 緩撞彈簧(Bumper Spring)，(2) 活塞桿與球，(3) 磁性抵達感測器(Magnetic Sensor)，(4) 太陽能板，(5) Pit Boss 控制器，(6) 下桿器/地表彈簧/鐵砧(Anvil)/走動桿(Trip rod)。

Plunger Component



Bumper Spring



Plunger & Ball



Magnetic Arrival Sensor



Solar Panel



Pit Boss Controller



Lubricator

Surface Spring

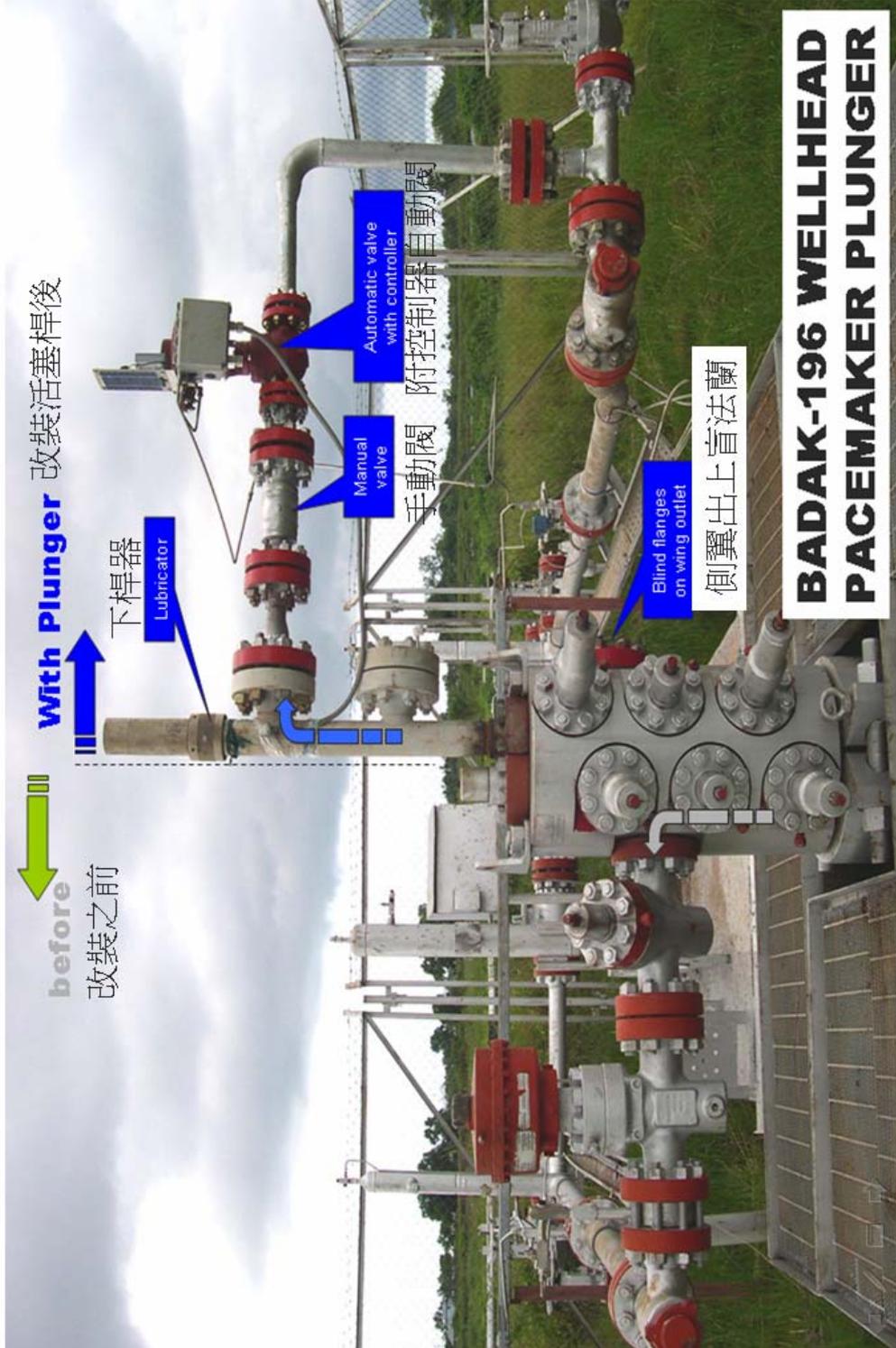
Anvil

Trip Rod

(十三) 井口改裝(BADAK-196號井井口Pacemaker活塞桿)



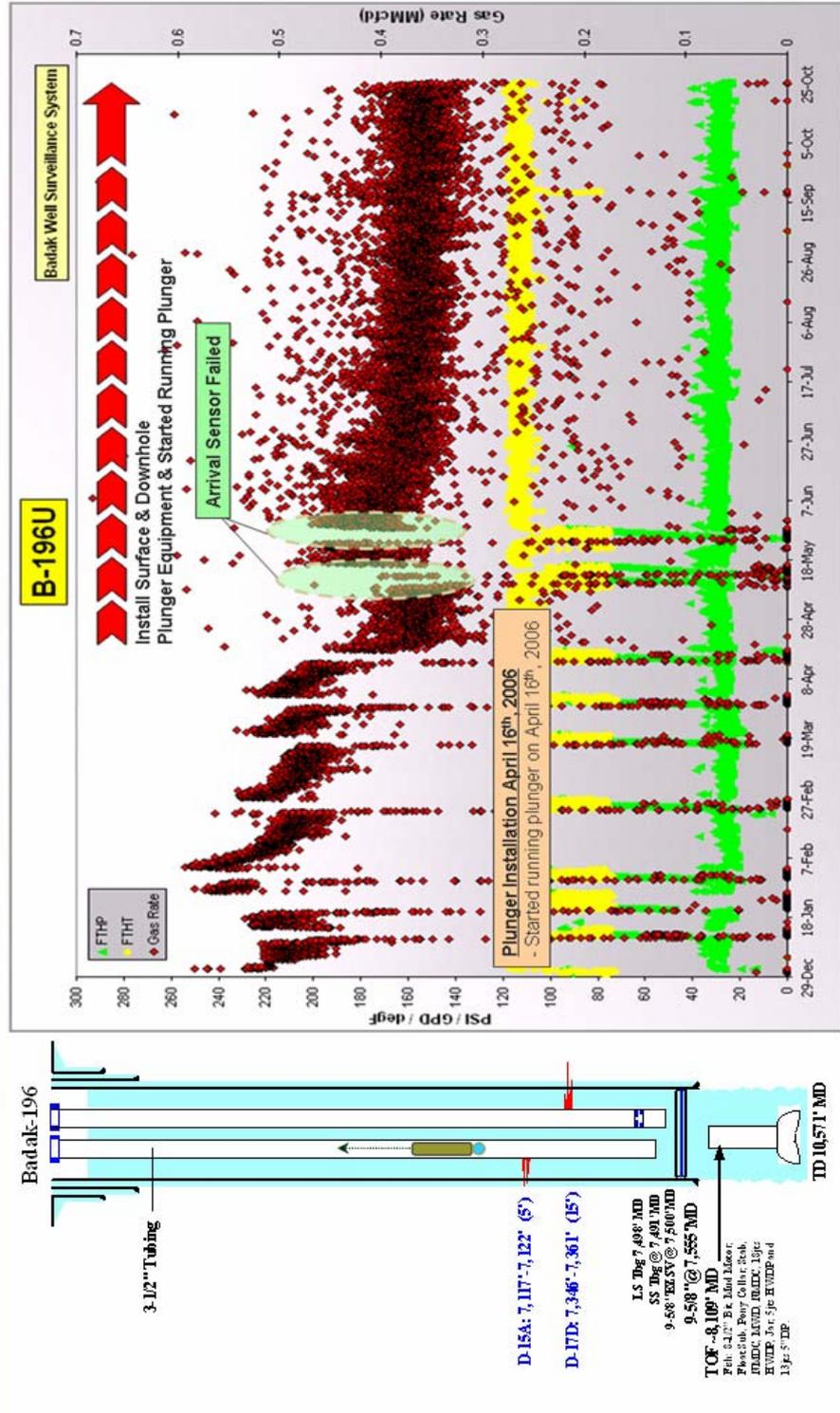
Wellhead Modification



(十四) B-196U活塞桿試用成果



Plunger Trials : B-196U

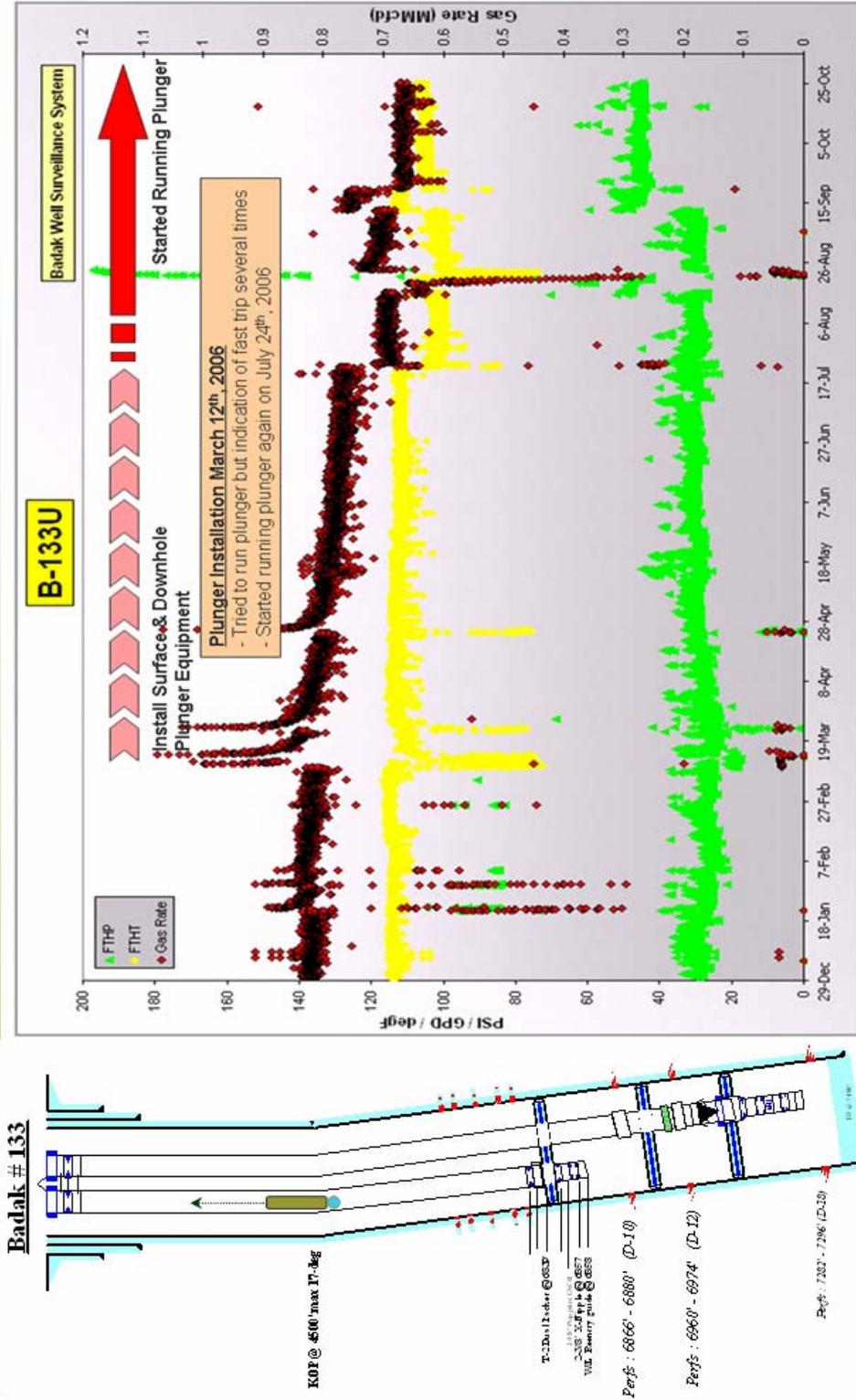


FTHP：井口流壓，FTHT：井口流壓，Gas Rate：產氣率

(十五) B—133U：活塞桿試用成果



Plunger Trials : B-133U



(十六) 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(Run)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0.7MM scfd (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scfd氣產能(約1.7萬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)

(十七) 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，受限於須油管內徑(ID)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, Semberah, 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Pacemaker Plunger。

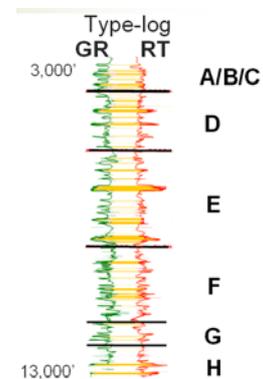
2007	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1st phase			5 wells installation										
2nd phase						additional 5 wells							

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。

七、生產與油藏工程(Yoseph Susatyo)

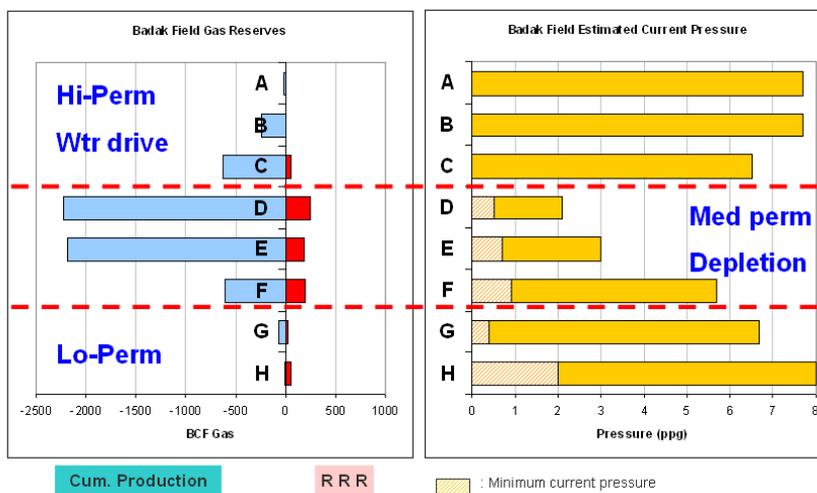
(一)複雜的油藏

1. 典型電測圖，地層(如右圖)
2. 沈積系統—河道三角洲
3. 生產層深度—4,000~13,000 ft
4. 堆疊生產淨原—高達1,000 ft
5. 多重生產層—高達50層油氣藏
6. 滲透率—1~1,500md
7. 油氣藏大小—1Bcf~300Bcf(0.283億~8.5億 SCM)



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。

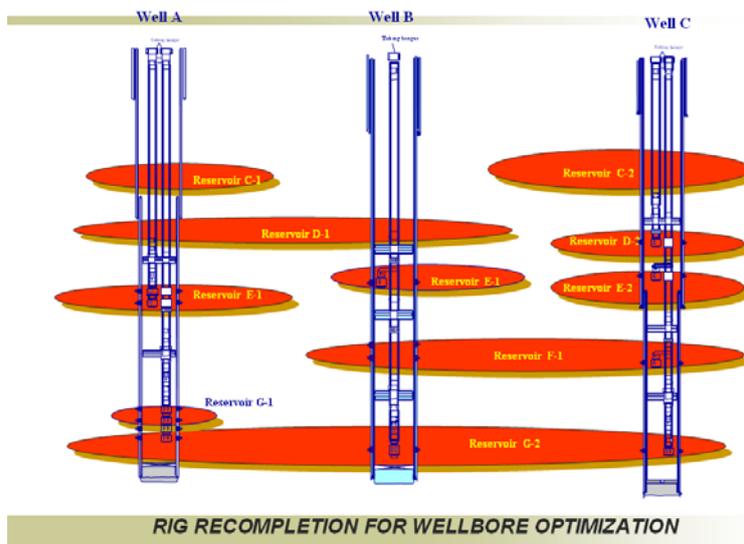
高滲透率(Hi-Perm)，水驅(Wtr Drive)，低滲透率(Low-Perm)。

中滲透率(Med Perm)，涸渴型(depletion)。

累計產量(Cum. Production)，RRP(Recoverable Remaining Reserve)。

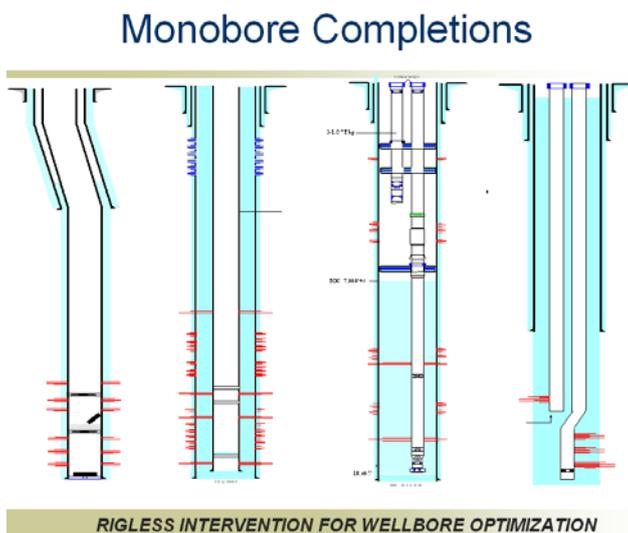
目前最低壓力(Min. Current Pressure)

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

(二)不用鐵機之工作

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)

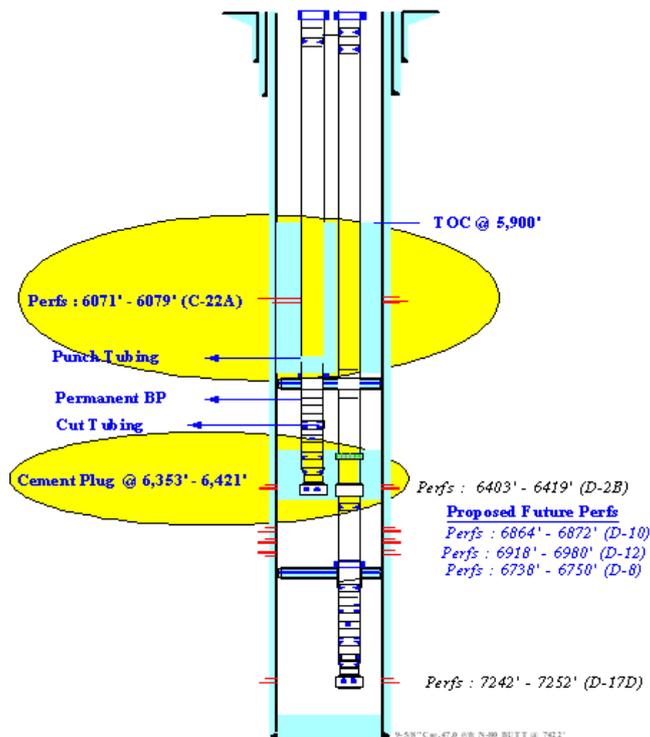
2. 水泥封隔(Cement Packer)

(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。

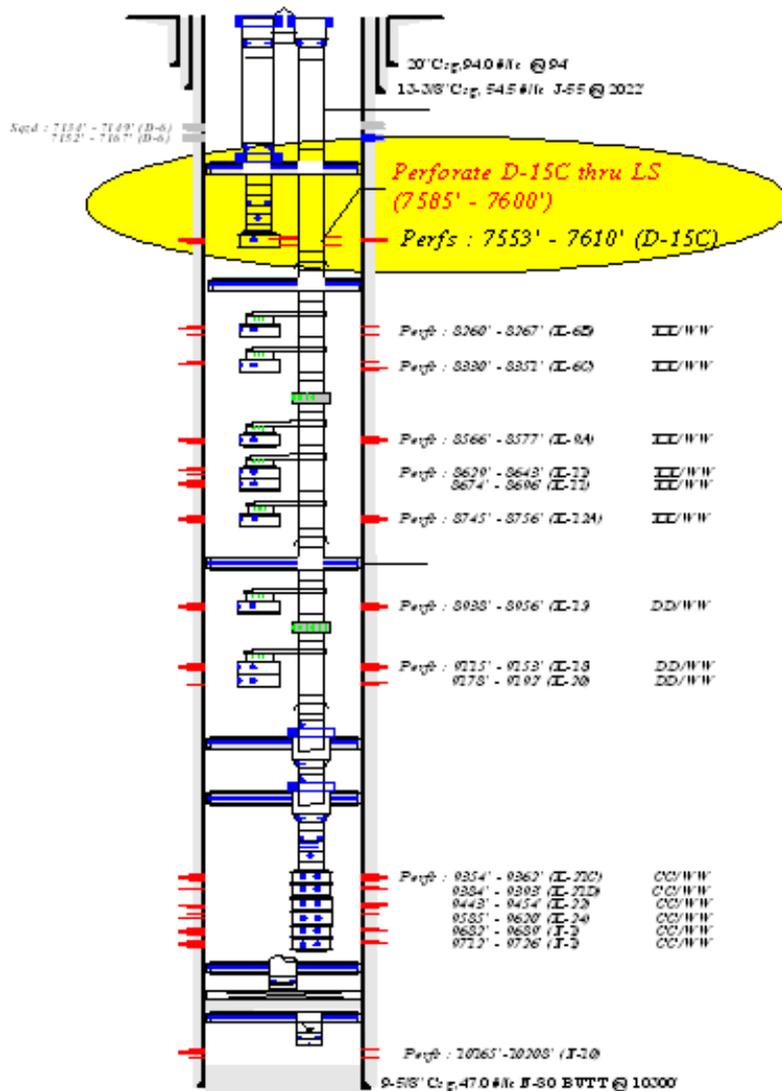


3. 油管攜帶穿孔(Through-tubing Perf.)

(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。



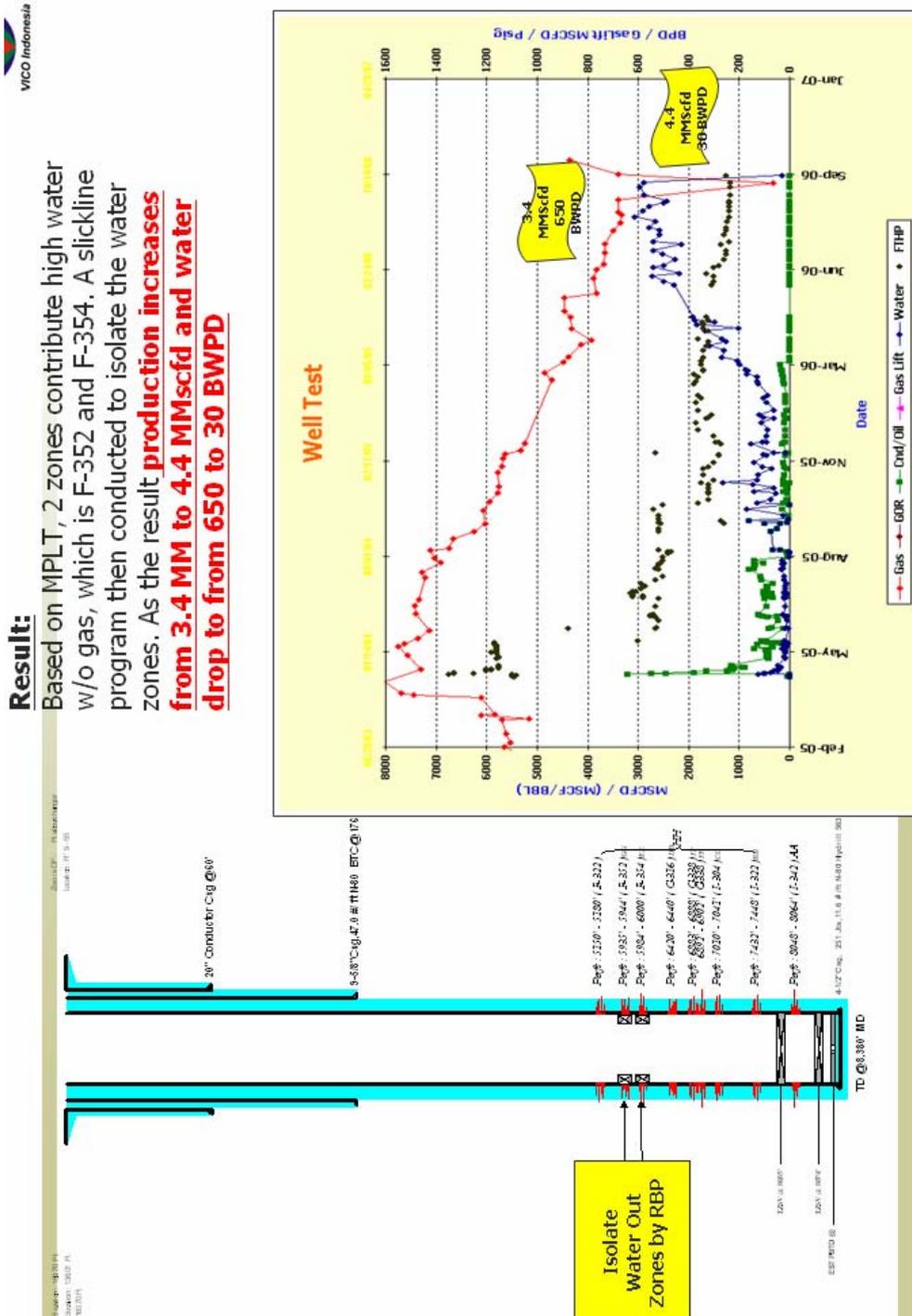
4. 清淨井孔/清除積聚液體

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

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30bbbl/D。



(三)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(Cyclone 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

(四)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)

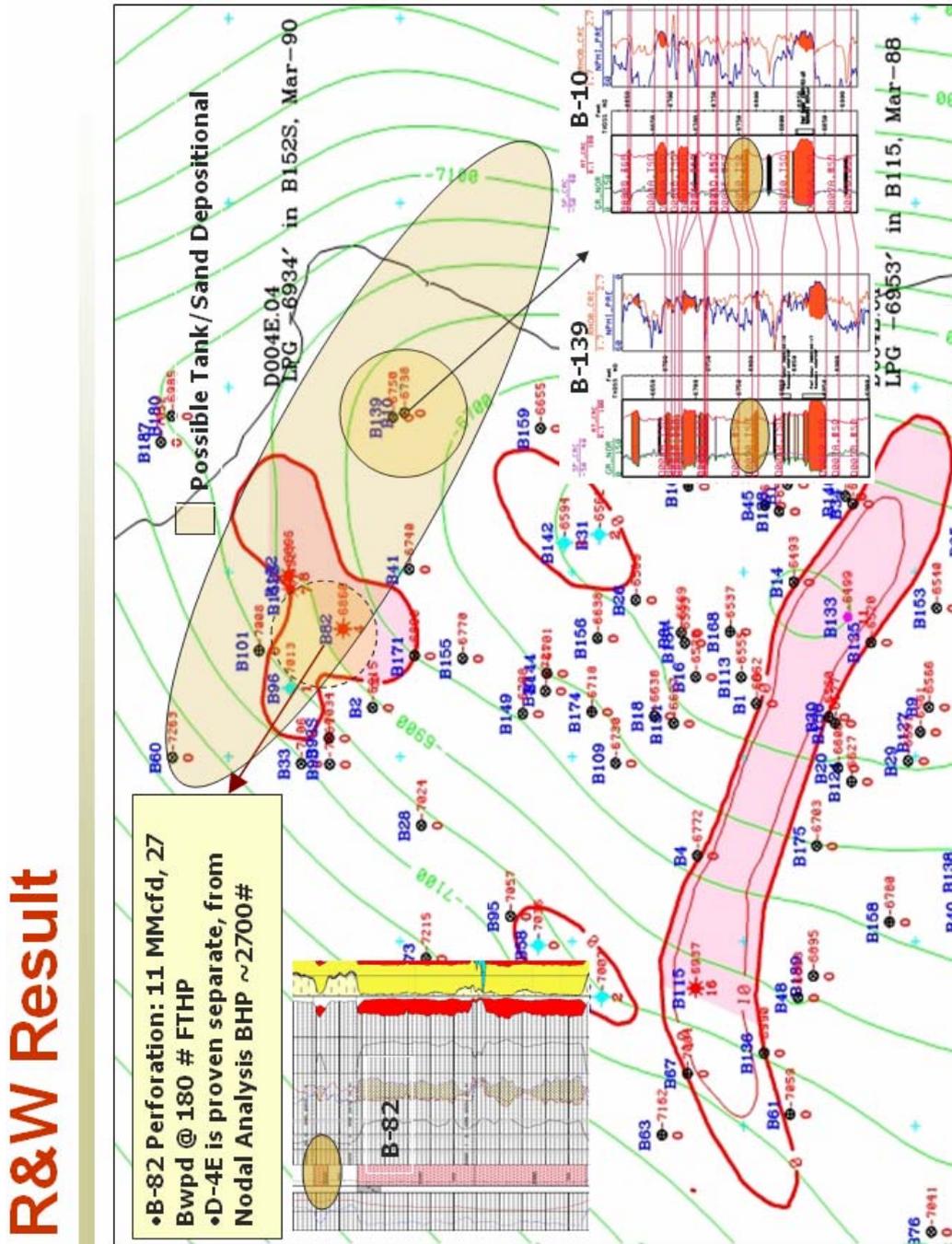
- (1)各基地(Satellite)工程師檢視各個井之最佳化。
- (2)建成文件置於可分享文件夾。

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。

例一：R&W Result



例二：WSPU Result

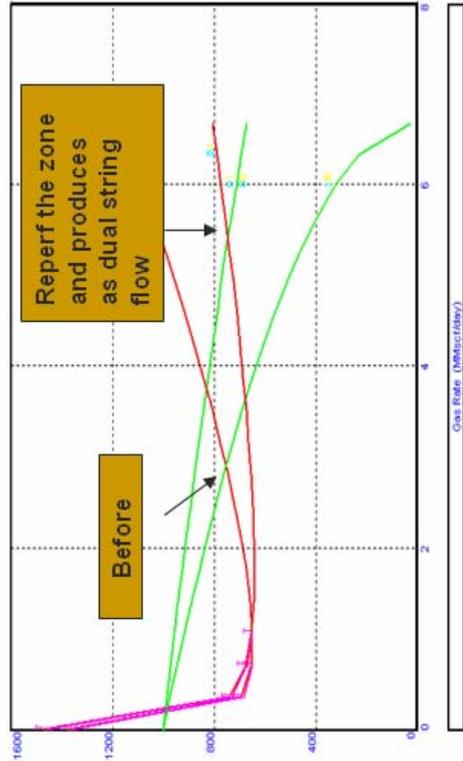
1. 背景：—1994年10月鑽井，以雙串方式完井。
—最近一次生產測試：井口流壓530 psi， Q_g ：2.8 MMScf/D，

WSPU Result

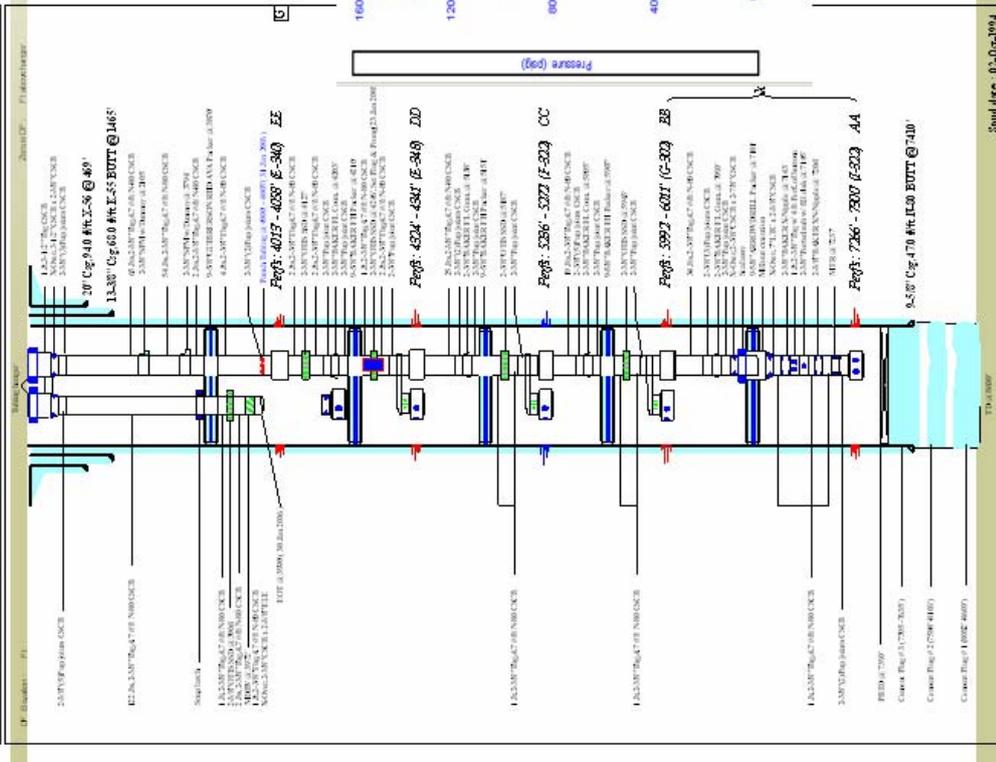
Background :
 -Drilled on October 1994 and completed as dual strings.

-Last SS well test: 530# FTHP, 2.8 MM, 8 BWPD, and 0 BCPD.

Justification :
 The nodal analysis recommend to reperforate for skin reduction and increase the tubing size by flow the zone as dual string flow.



Result:
Production increases from 2.8 MM to 5.0 MMscfd

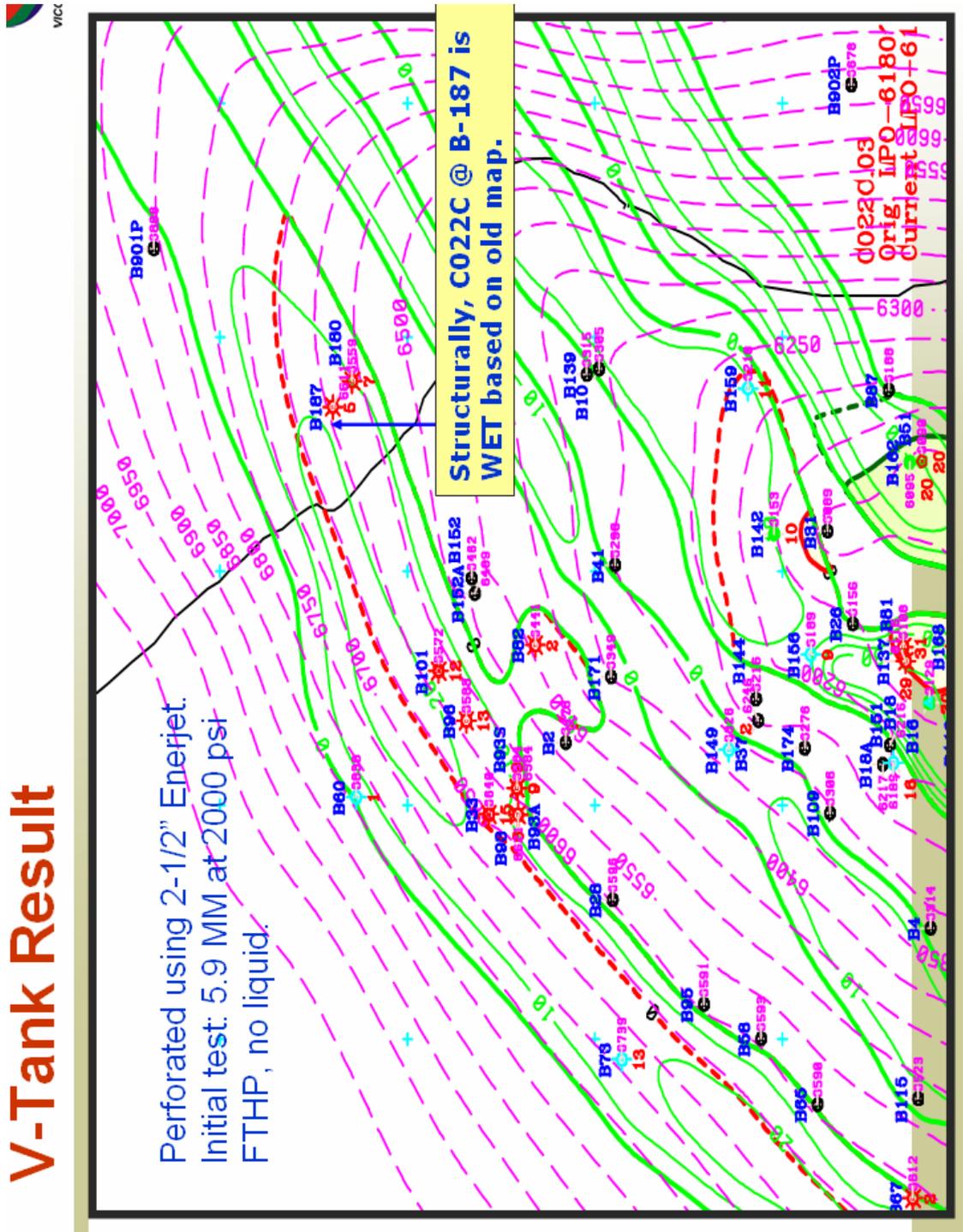


$Q_w : 8 \text{ bbl/D}$, Q_o (凝結油) : 0。

2. 診斷：節點分析建議增補穿孔，以降低膚表效應並加大油管尺寸。
3. 成果：產量 Q_g 由2.8增為5.0 MMScf/D。

例三：V-Tank Result

使用2 1/2”Enerjet穿孔，初次測試：井口流壓2000psi時，Qg為5.9MMScf/D，Qo=0，Qw=0。



八、井口即時監視系統(Yoseph Susatyo)

(一) 事實情況：成熟氣田，大量井分布於大區域。

(二) 多項問題：

1. 井會無預警停產

— 生產測試次數不足

2. 多層共用同一油管生產(Comingled flow)

— 某些層不知停產時間

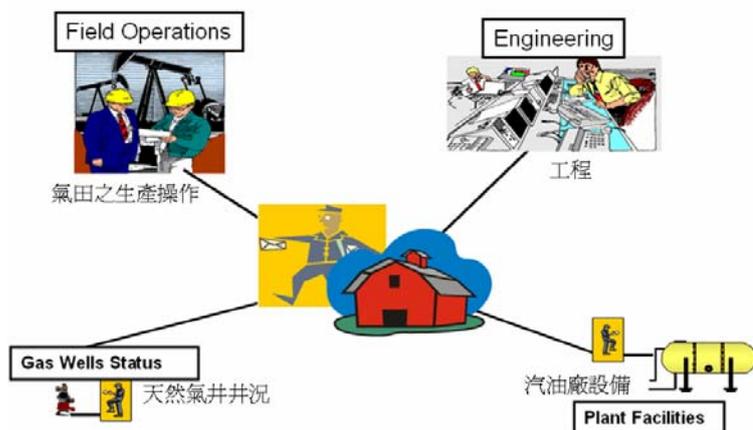
— 使重要井有停產之高風險

— 產氣來自那一層之分配問題

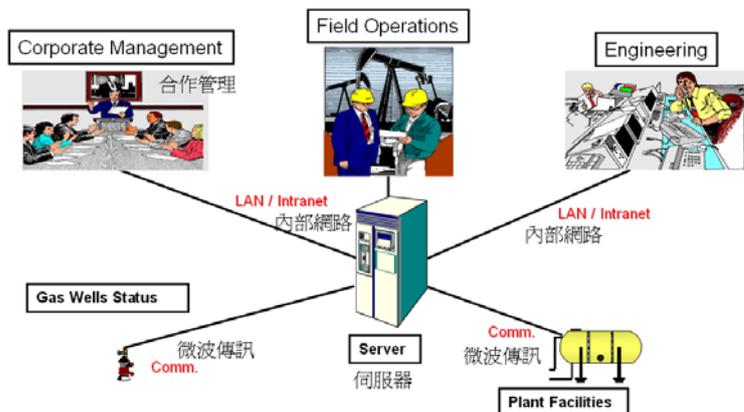
3. 生產最佳化對應策略

須花不少費用進行井底修復工作，以恢復失去的產能。

(三) 之前之作法（圖示相互間關係）



(四) 理想之作法



(五) 執行步驟

- 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)

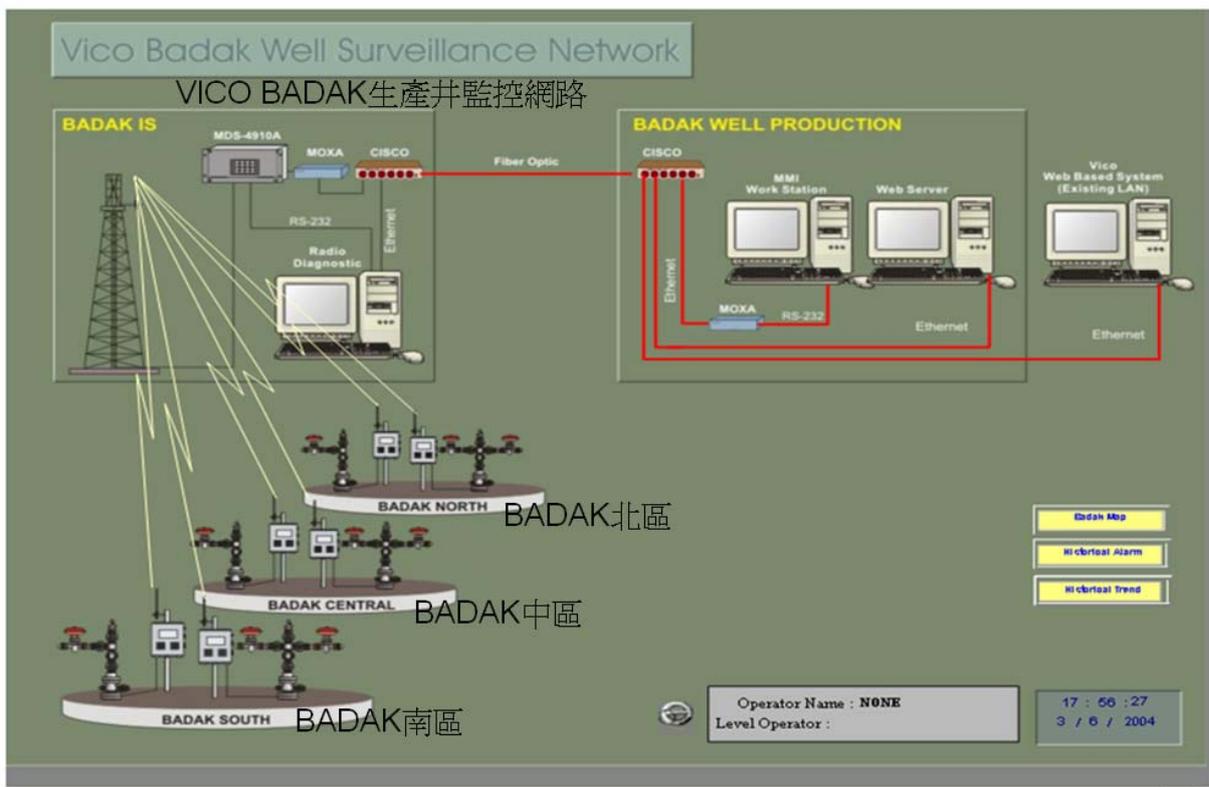
(六) 技術考量

- 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

(七) 安全考量

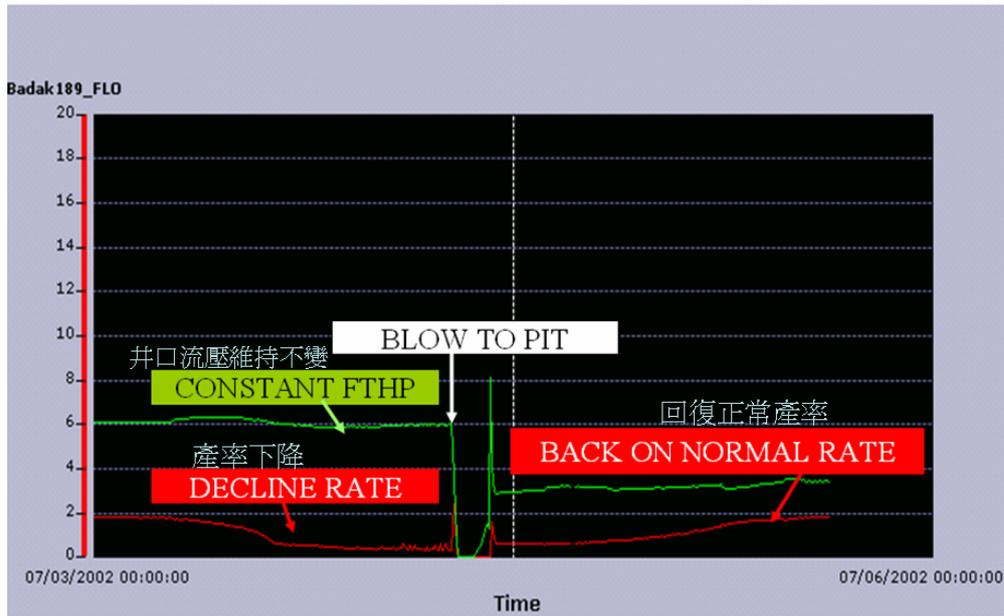
設備安裝於井場須有『防盜』設計。

(八) 組構系統



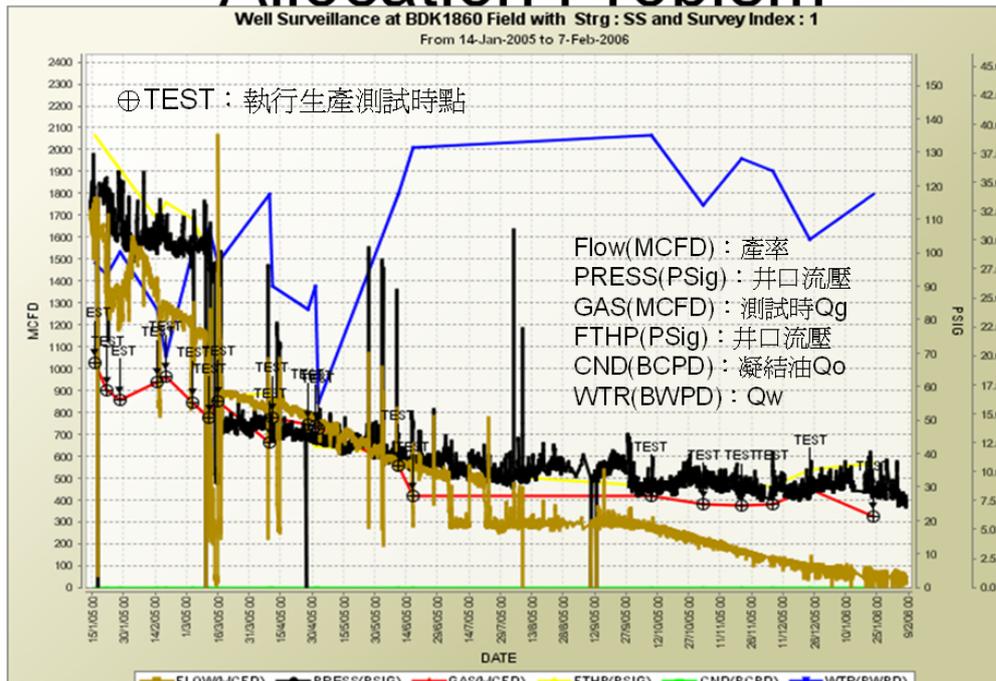
(九) 液體井內聚積，即時顯示於生產狀況圖上

Liquid Loaded Up



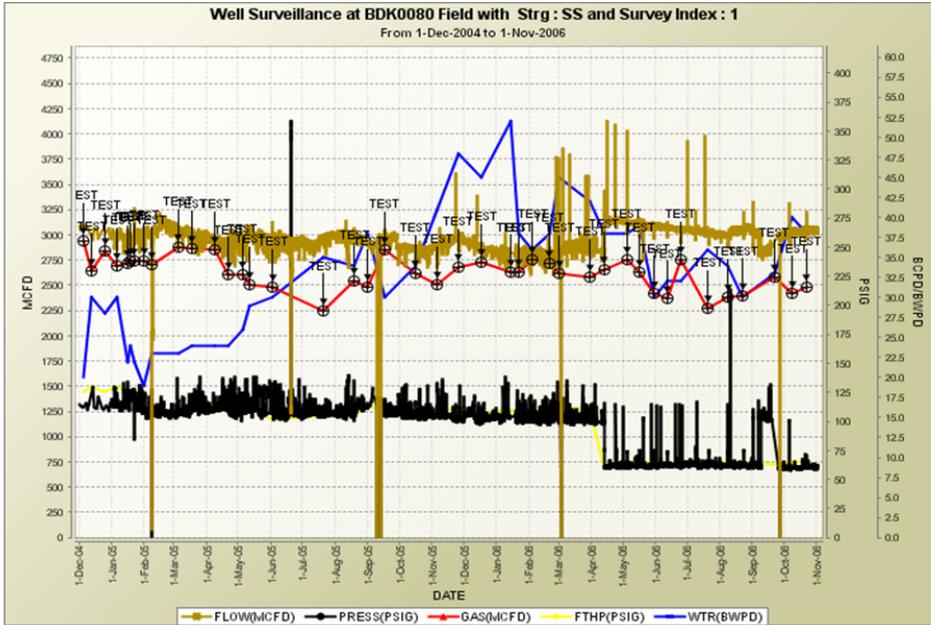
圖示：即時監視以注意到分層問題

Allocation Problem



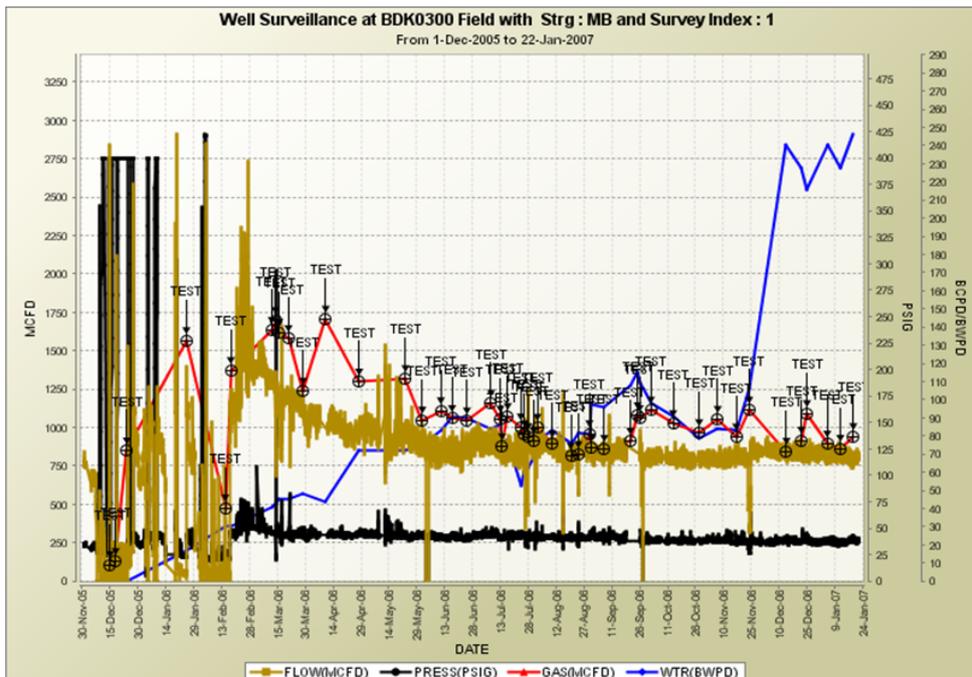
圖示：即時監視以協助維持井之生產

Maintain Well Production



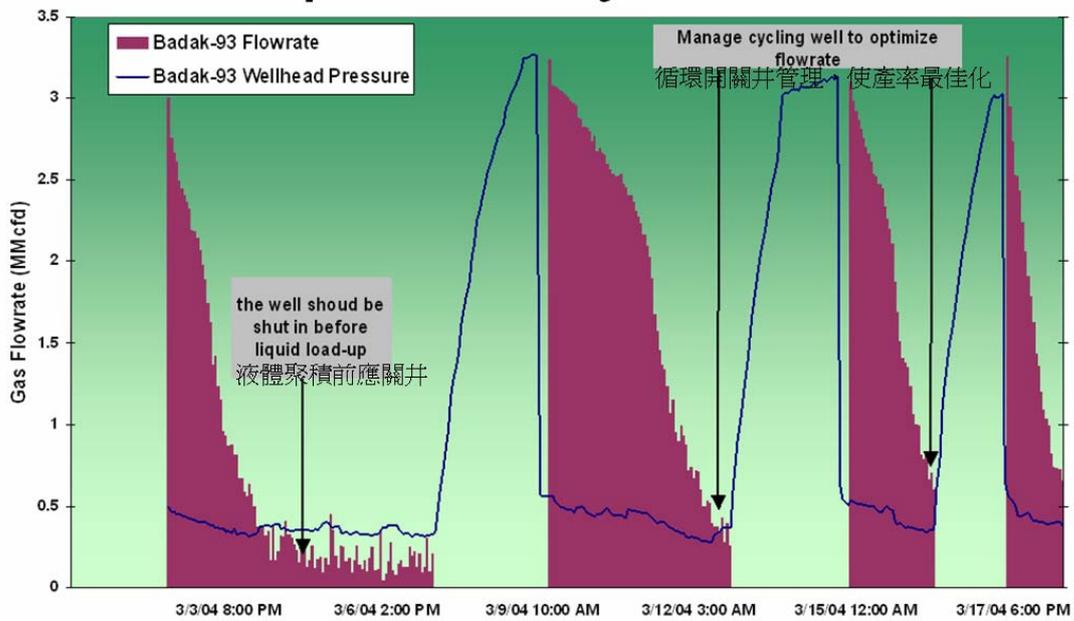
圖示：即時監視以協助選用去除伴產水之方法

Deliquification Method



圖示：循環開關井使生產最佳化

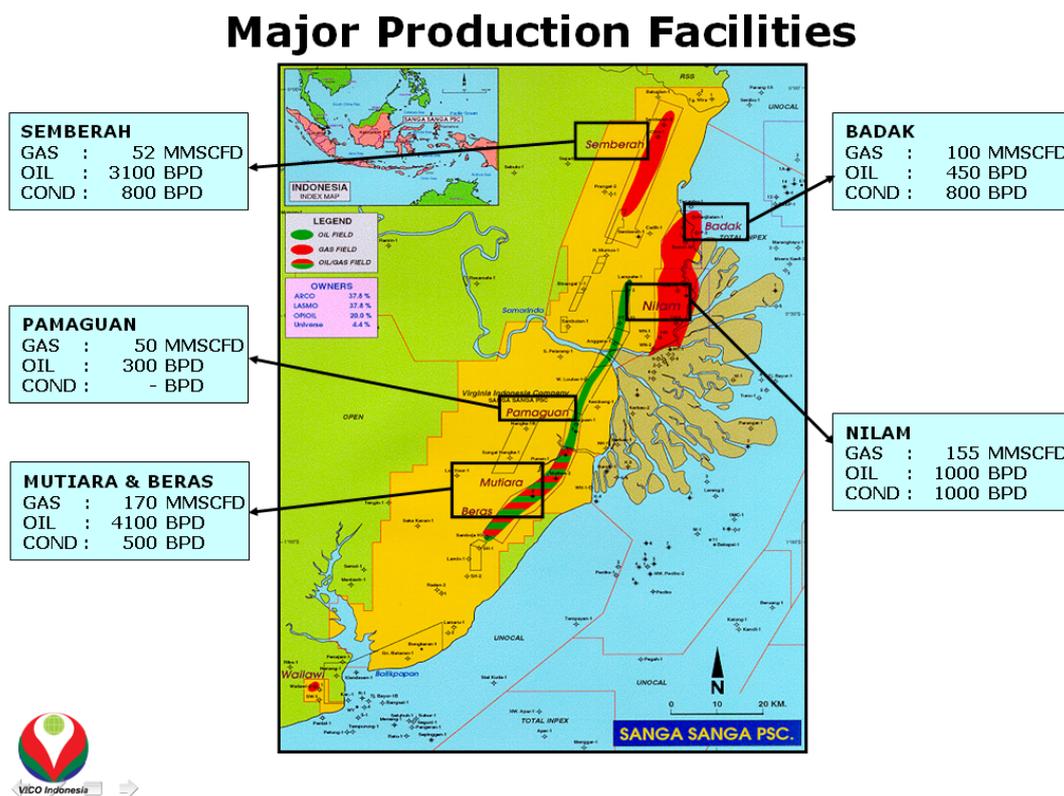
Optimize Cyclic Well



伍、油氣田現場參訪研討

一、油氣井及各種相關設備

2007年2月24日(星期三) 礦場油氣井與油氣處理廠現地勘訪



1. BADAK之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，防止井場被侵入。



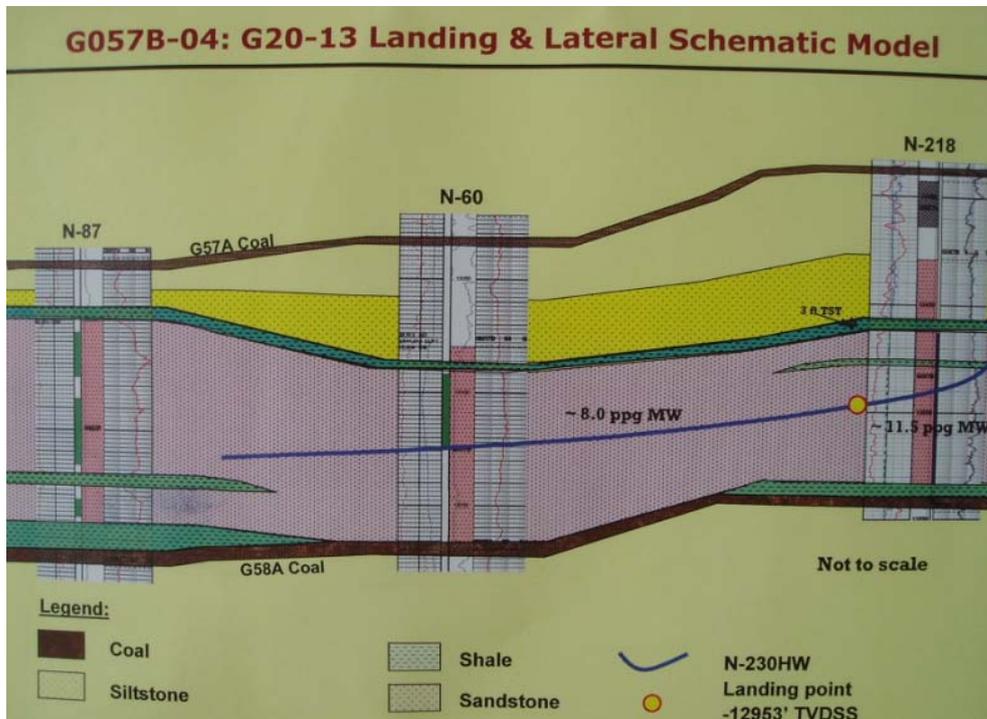
2. 鄰近有一口伴產水還原井，(此種還原井共有5口)，每日可擠注水 50,000 bbl，注入D4地層。注水層段 > 100 ft， $K_w \geq 100$ darcy。



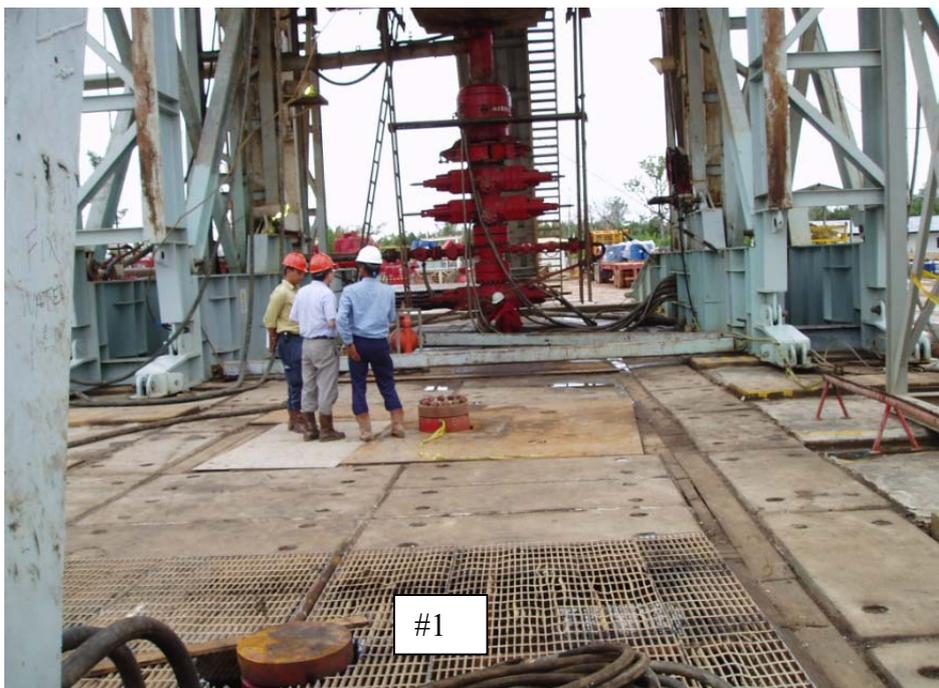
3. 至離BADAK Camp約2公里外之BADAK-196號井，為雙串完井，其中一串為Plunger lift well，其中Plunger約每分鐘即上下一趟。
4. 到NILAM之中央控制室參訪，NILAM總產氣量約140-150 MMScf/D (約400萬 SCM/D)，(整個) Sanga Sanga氣田目前總產量約2800 MMScf/D (約8,000萬 SCM/D)
5. 下午參觀氣井零配件維修修造廠
參觀極低壓昇壓壓縮機，編號C-0550，LLP Booster，昇壓量約0.6 MMScf/D (約1.7萬 SCM/D)，製造廠：JOY。



6. 參訪水平井，泥漿比重8.3ppg，此為Sanga Sqnga第二口水平井，水平段約500m，第一口井失敗。



7. 參訪叢式井N-233，原設計四口井，一口失敗，三口成功，地面井距約5m。



2007年2月25日（星期四）礦場油氣井與油氣處理廠現地勘訪

1. 往SAMARINDA

2. 到SEMBERPH油氣田，Planet井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145萬 SCM/D），以管線送Bontan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 \times 3）昇為中壓（MP），係向Universal Compressor公司租用。

3. 下午到planet井13

(1) Q_g ：約 35 MMSCF/D（約 100 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 \doteq 300hp。

4. 返BADAK Camp之VICO Indonesia office，結束現場參訪行程。

二、油氣處理

VICO 公司定義 0-50 PSIG 為 VLP(VERY LOW PRESSURE)，50-200 PSIG 為 LP(LOW PRESSURE)，200-700 PSIG 為 MP(MEDIUM PRESSURE)，700 PSIG 以上為 HP(HIGH PRESSURE)。

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(GAS ENGINE)為主，4000HP 及 15000HP 則為燃氣透平機(GAS TURBINE)，較為偏遠地區，甚有燃氣引擎(GAS ENGINE)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 MMSCFD (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 250MMSCFD (700 萬立方公尺/天)，皆為 ARIEL 廠牌，其中三部 50 MMSCFD (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、心得與建議

- 一、VICO 公司天然氣產量 1,570 立方公尺/天 (SCMD)，雇用人數為 1,000 人，只雇用主要專業職工，一般事務性工作，如文書總務業務、司機、保全等工作，皆為外包，人數高達 3,000 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
 - 1,成熟氣田或主要生產井處於最低壓系統狀態。
 - 2,整合檢視壓縮系統，使現有壓縮機之表現與分配最佳化。
 - 3,整合檢視管線系統，使現有管線利用最佳化。
 - 4,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（一年一次），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、SangaSanga 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 Plunger lift、Chemical 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。
- 七、Sanga Sanga 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。