

出磺坑氣田主要產層增產潛能評估研究

黃乙倫¹、王志文¹、李佳勳¹、紀蕙青¹、葉庭瑜¹

陳冠志²、陳進發³、曾永森³、黃德坤⁴、陳大麟⁵

謝秉志⁶、林千祺⁷、吳政岳⁸、張勛和⁷、林芳儀⁷

台灣中油股份有限公司探採研究所 研究員¹、組長²、副所長⁴、所長⁵

台灣中油股份有限公司探採事業部 副處長³

國立成功大學資源工程學系副教授⁶、研究生⁷、博士後研究員⁸

摘要

出磺坑氣田係台灣最古老的油氣田，在進入生產末期後，許多生產井均面臨出水或氣層壓力過低等問題，致使產量逐年下降。為提升此氣田之採收率，本公司探採事業部規劃自 2020 年第四季起啟動低壓生產，藉由調降井口流壓限制，以提高氣井產率與提升氣田採收率。

本計畫之目的為解決生產井減/停產問題及評估主要產層低壓生產潛能，研究內容分為兩大主軸進行，一方面分析生產井相關資料，以釐清現有生產井狀況及所遭遇的問題，以研擬各井適合的增/復產方案；另一方面利用歷年的生產與測試資料，評估此氣田之原始埋藏量，並配合低壓生產規劃評估其增產潛能。

研究成果顯示目前雖有許多生產井串面臨液體聚積的問題，導致產能下降，但其仍具增產潛力，若能儘早引進氣井除液技術，將有助於提升產能並延長生產年限；此外，主要產層剩餘埋藏量仍豐沛，啟用低壓生產有望提升氣田整體採收率。

關鍵詞：出水、低壓生產、液體聚積、氣井除液

一、研究背景與目的

出磺坑氣田係台灣最早發現且生產歷史最悠久的油氣田，地層壓力與產氣量日漸下降，平均日氣產量已從 1989 年代高峰期的 145 萬立方公尺逐漸下滑，且日產水量自 1974 年起逐年上升，近年則隨著天然氣產量下降而遞減(圖 1)。此氣田目前已進入生產末期，許多生產井均面臨出水或氣層壓力過低等問題，致使產量逐年下降。本公司探採事業部遂於 2016 年啟動了出磺坑氣田低壓生產計畫，規劃自 2020 年第四季起調降井口流壓限制，以增加氣井產率，再利用壓縮機將所產出之天然氣進行升壓輸送，以延長生產年限，藉此提高氣田採收率與提升礦區生產效益。

本研究係以解決生產井減/停產問題及評估主要產層低壓增產潛能為目的，研究內容分為兩大主軸進行，一方面彙整與分析生產井相關技術資料，以釐清既有生產井井況及所遭遇的生產問題，並參考國外天然氣井增復產技術，研擬各井適合的增/復產方案；另一方面利用歷年生產與測試資料重新評估此氣田之原始埋藏量(Original Gas in Place, 簡稱 OGIP)，並配合低壓生產規劃評估其增產潛能。

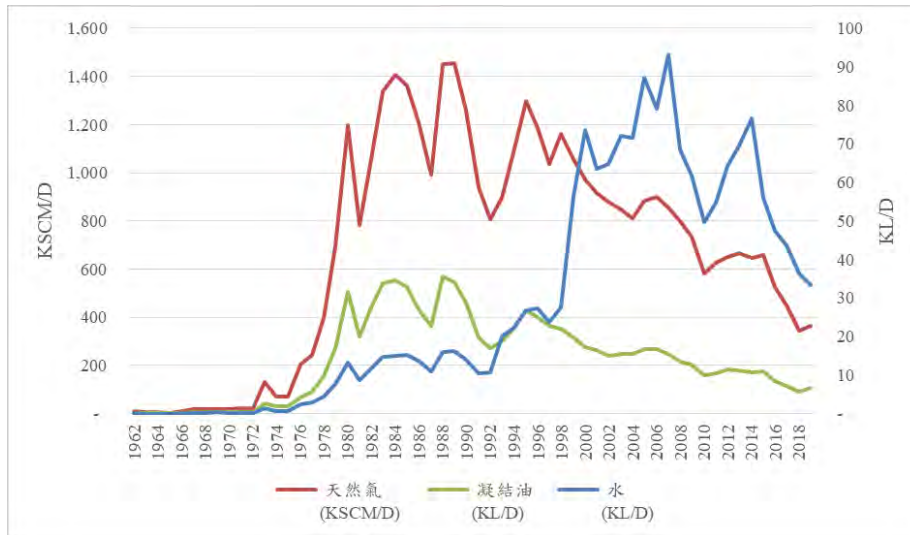


圖 1、出磺坑氣田平均日產量

二、研究技術說明

(一)出磺坑氣田相關資料蒐集與研討

出磺坑氣田之生產歷史悠久，生產井數眾多，過往為提高產率與降低生產成本，均採多層共串方式完井生產。當產層出水時，時常需修井換層生產，其生產歷史相當複雜，須將各井不同時期之生產事件逐一檢討與比對，以釐清其生產歷史。資料內容包括井下地質報告、井內剖面圖、地層對比表、電測資料、流體成分分析報告、鑽完井報告、修井報告、噴流紀錄、測井紀錄與生產資料等。

(二)現有井串生產問題探討

研究流程如圖 2 所示，先透過資料分析及與現場部門同仁研討，詳細檢討現有井串所面臨之問題；其次，透過產學合作以遞降曲線分析法(Decline Curve Analysis, 簡稱 DCA)進行生產中井串及停產井串剩餘蘊藏量評估(紅色方塊為產學合作之研究範疇)，藉此判斷哪些井串仍具生產潛力；再者，針對生產中井串進行單井產能分析與臨界產率評估，藉此評估其液體聚積風險，接著再針對高風險井串，視個別井況研擬適合的氣井除液方案；此外，對於具潛力之停產井串，則視個別井況探討適合復產方案。

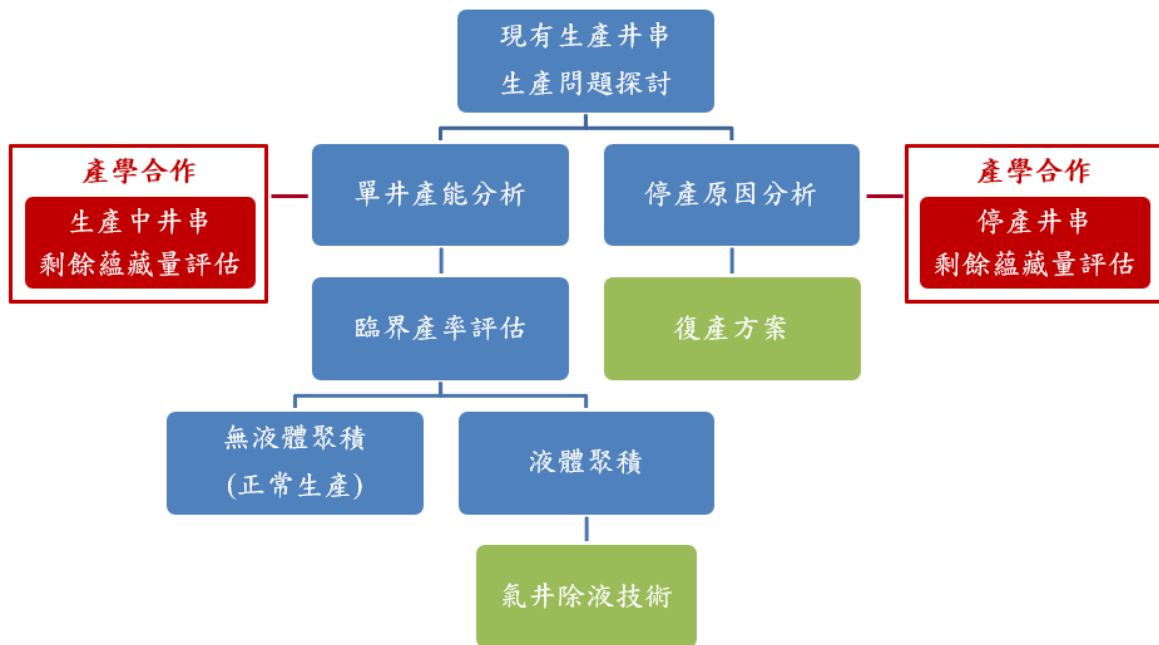


圖 2、生產問題分析流程

1.液體聚積

液體聚積係指氣井所產之天然氣無法將伴產液體(凝結油或水)舉升至井口，致使液體開始聚積於井底之現象。當液體開始聚積於井底，若未及時採取適當的處理措施，將使得產率逐漸下降，並開始出現段塞流(圖 3)，造成產率波動幅度增大，一旦井內累積的液體柱壓及氣體柱壓大於井底流壓，終將導致氣井停產。因此，如何評估液體聚積情形，並適時導入除液技術係氣井生產管理極為重視的課題。

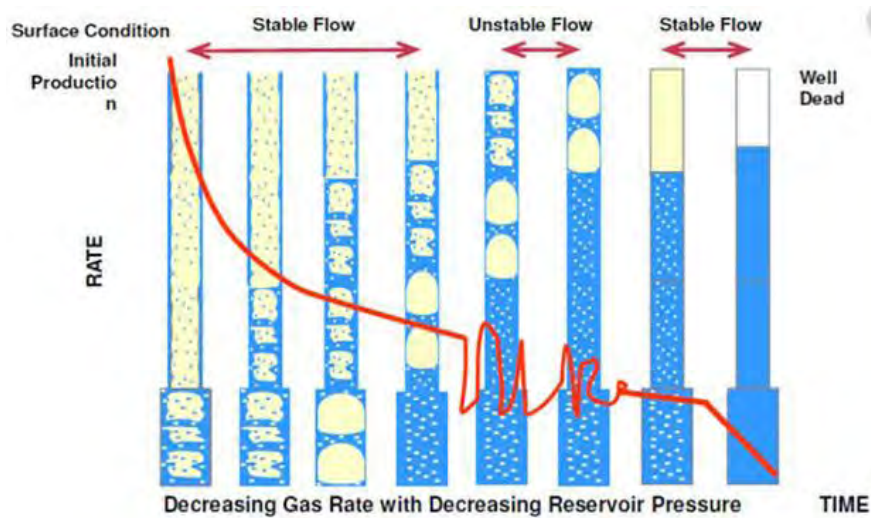
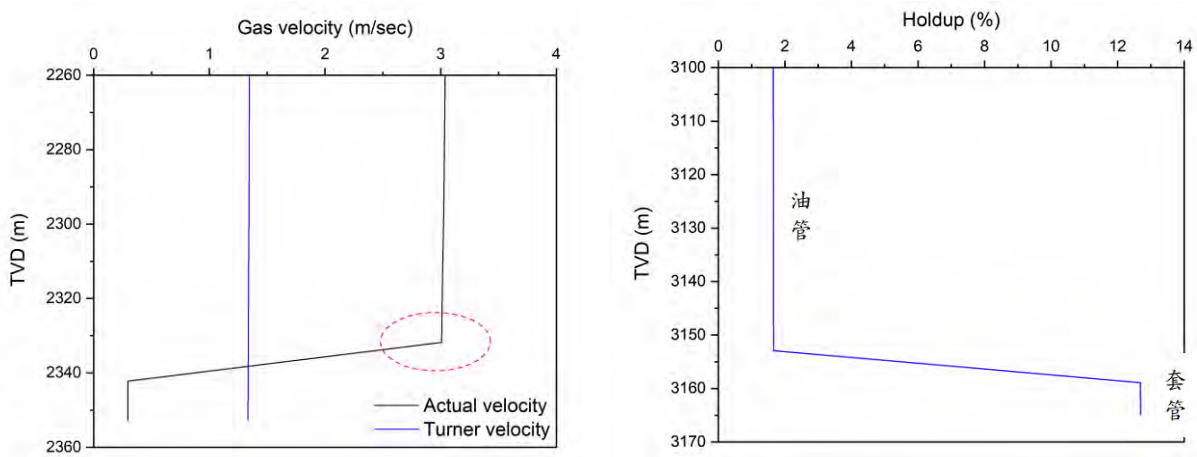


圖 3、氣井液體聚積與產率關係(Hearn, 2010)

2. 單井產能分析

單井產能分析亦稱為節點分析(Nodal Analysis)，此法將天然氣從地層生產至地面設備的流動作為研究對象，其分析邏輯係設定系統中某部位(如井底、井口或油管任意點)為一個解節點(Solution Node)，評估系統各節點的壓力、流量與溫度變化，對於影響流入與流出解節點能量的各種因素逐一評估。

為使分析結果能有效反應生產井現況，本研究篩選近期且資料品質較好的噴流試驗作為輸入資料，在調整地層參數、流體特性與完井設備尺寸後擬合實際量測的產量、井口流壓與井底流壓，確認現有模型具代表性，再觀察其油管或套管內流速是否低於臨界流速及液體乘載百分比(Holdup)情形，以判斷是否呈現多相流流動行為(圖 4)，藉此探討其是否面臨液體聚積。



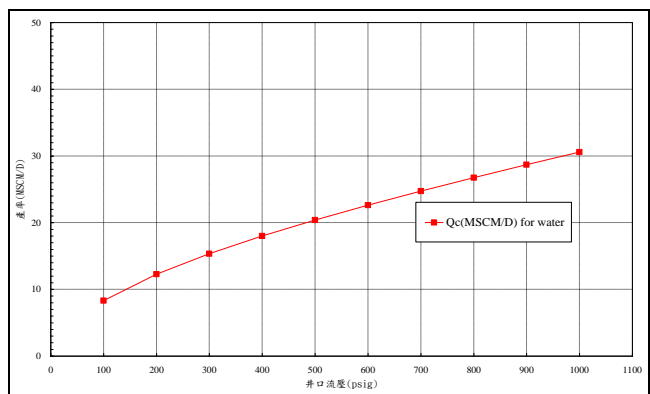
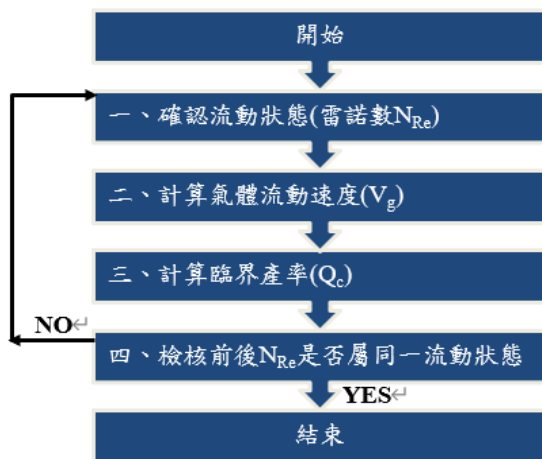
(1) 井底天然氣流速

(2) 井底液體乘載百分比(Holdup)

圖 4、井底多相流動示意圖

3. 臨界產率評估

單井產能分析可透過臨界流速與 Holdup 判斷氣井是否存在液體聚積之風險，此作法需有完整的噴流試驗資料(如地層靜壓、井底流壓、日產量與井口流壓等)方能計算，惟實際生產操作時，每日僅會記錄井口流壓與日產量資料，而噴流試驗之間隔長達數個月甚至數年，因此，為方便現場操作人員研判氣井是否有液體聚積現象，本研究參考吳柏裕等人(2008)於青草湖氣田之評估方法，建立井口流壓與臨界產率之關聯性計算式(圖 5)，並與氣井目前日產量比較，藉此探討液體聚積風險。



(1) 臨界產率評估

(2) 臨界產率與井口流壓關係

圖 5、臨界產率評估(修改自吳柏裕等人，2008)

(三) 單井增/復產方案評估

本子題係根據前述生產問題分析結果，針對停產井串及高液體聚積風險井串評估適合的增/復產方案。其中，針對液體聚積風險井串，本研究採用技術服務公司之氣井除液技術篩選流程，依各井井況篩選適合的技術。

(四) 剩餘埋藏量評估

1. 主要產層壓力及產量分析

出磺坑氣田近年來之生產層次多集中於第 6 層至第 11 層。生產井多採多層共串生產，且因深部產層出水問題，時常修井換層生產，造成各井生產歷史相當複雜。本研究以物質平衡法(Material Balance)評估主要產層原始天然氣埋藏量(OGIP)，須以產層為單位建立桶狀模式(Tank Model)，故需統整主要產層的產量及壓力變化。物質平衡法所需壓力為地層平均靜壓，本研究彙整測井時所測得之井底靜壓數據，觀察初始壓力與生產後壓力變化，且因各井在同產層的生產深度未必相同(圖 6)，為了不讓同產層的地層壓力因深度不同產生偏移，遂針對各產層訂定基準深度，並將同產層內的測井壓力推估至基準深度。

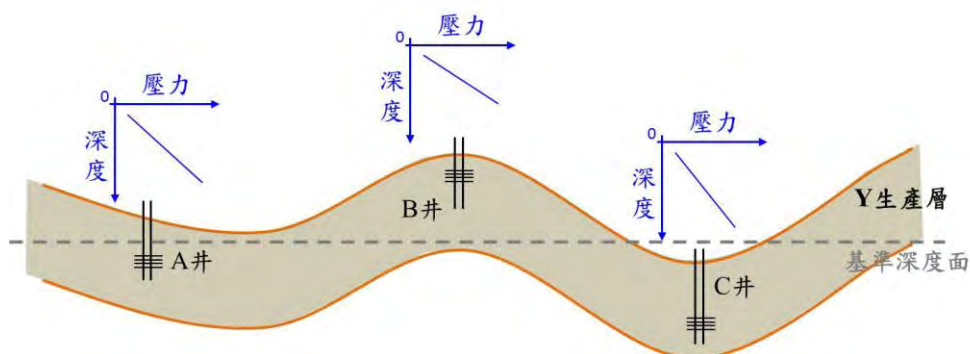


圖 6、生產層基準深度與測井梯度關係示意圖

常見的單井產量分配方式係使用不同產層的滲透率(k)與該層淨砂厚度(h)之乘積比(kh)作為比例分配至各層。根據井下地質報告資料顯示，出磺坑礦區僅有少數井於鑽井時採取岩心以進行孔隙率與滲透率的量測，故在缺少滲透率資料的前提下，此法並不可行，故本計畫採平均分配方式將產氣量均分至各產層，以彙整出各層累積產氣量，供物質平衡法使用。

2. 剩餘埋藏量評估

物質平衡法主要的理論根據是氣層的質量平衡而得到下式(Dake, 1978)，此法經常應用於天然氣田，評估原始埋藏量與剩餘埋藏量。

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) / \left(1 - \frac{W_e E_i}{G}\right) \quad (\text{式 1})$$

其中， G_p 為天然氣累積產量； G 為天然氣原始埋藏量； E 為天然氣膨脹因子； E_i 為天然氣初始膨脹因子； W_e 為水侵量。在涸竭型(Depletion Type)的天然氣層中 W_e 為零； Z_i 為天然氣初始偏差因子； p_i 為天然氣初始地層壓力； p 為現階段之地層壓力，若以 P/Z 對 G_p 作圖，將會是一條直線(圖 7)，圖上直線可外插至壓力為零時之氣量，即為原始氣體埋藏量(OGIP)，目前累積產氣量扣除 OGIP 即為剩餘埋藏量。直線上外插至任一廢棄時之 P/Z ，即廢棄時之可採氣蘊藏量，以更低的壓力生產下其廢棄時 P/Z 將再往下調整，而累計氣產量 G_p 亦會增加(ΔG_p)，以此概念可推估出磺坑氣田引進低壓生產工程後，廢棄壓力下限可再下降，意味累積產氣量可以再增加，達到增產效果。本研究以石油專家系統(Petroleum Experts)所發行之物質平衡法商業軟體 MBAL 進行物質平衡法計算。

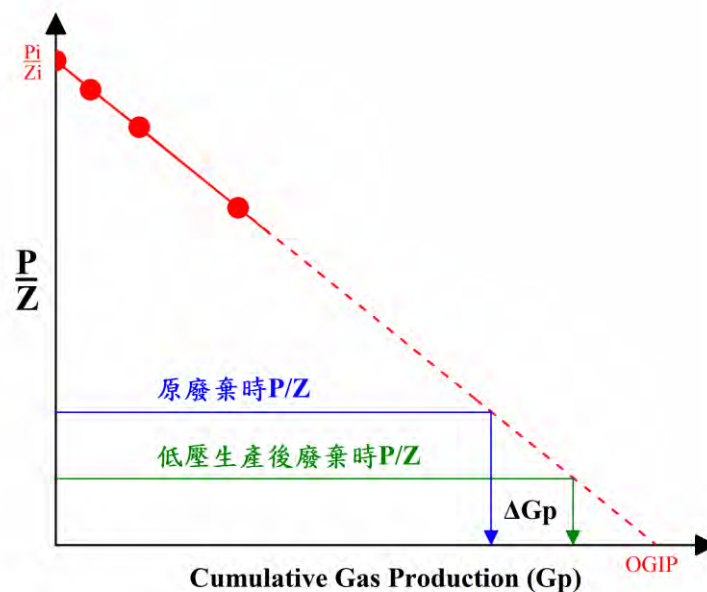


圖 7、涸竭型氣田 P/Z 對累計氣產量圖

(五)低壓增產潛能評估

出磺坑氣田低壓生產計畫已於 2016 年啟動，關鍵之地面設備與生產流程規劃大致已訂定，並且各項設備之採購與安裝亦緊鑼密鼓地進行中。本計畫先探討出磺坑礦場降壓生產規劃，再使用前述原始埋藏量評估模型，配合低壓增產規劃之井口壓力條件，計算降壓後可增產之天然氣量以及最終採收率。

出磺坑低壓生產條件係將井口流壓由 750 psig 降至 350 psig 進行生產，惟物質平衡法是以儲集層所在深度壓力而非井口壓力進行計算，若要將地層壓力與地表壓力連結，必須倚靠單井產能分析所計算的 VLP 曲線，將其與物質平衡法的桶狀模式連結，換言之，上述方法乃連結單井產能分析以及原始埋藏量評估進行低壓生產後的預測，整體流程如圖 8。

首先篩選噴流試驗紀錄詳實且資料品質佳的生產井，建立井底至井口流動行為，亦即 VLP 曲線；接續將地層桶狀模型進行歷史擬合，使桶狀模型貼近真實生產現況；再連結上述兩者，將桶狀模型與 VLP 曲線進行連結，可同時計算地層壓力與地表壓力的變化。進一步將目前的地表壓力限制 750 psig 與低壓生產後的地表壓力限制 350 psig 導入，並配合各井產氣能力進行預測，最終可求得低壓生產後之天然氣累積採收量。

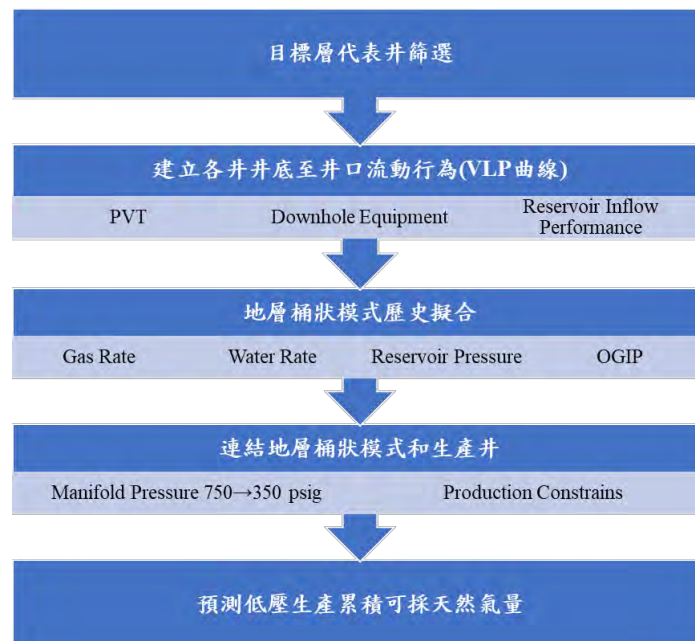


圖 8、低壓增產潛能評估流程

三、研究成果

(一)出磺坑氣田相關資料蒐集與研討

1. 本研究採用 Schlumberger 公司所發行之商用軟體 OFM (Oilfield Manager) 整合與管理出磺坑氣田 71 串生產井串之各項資料，並據此進行生產井大事紀與產量及井口壓力資料比對，藉此探討單一井串之井況變化，並利用同一時期之平行比較，釐清影響多口井之礦區大事件。

2.透過歷年修井報告之統計與討論，發現出水及油管破損為主要修井原因，推估應為氣田進入生產末期後，產水量逐年增加，造成油管内液體聚積，並與來自地層的二氧化碳結合，致使油管腐蝕。

(二)現有井串生產問題探討

1.截至2020年9月底為止，現有生產井串共53串(含3串供應礦區內部)，其中，23串生產中，全礦區日產氣量約為23.6萬立方公尺，生產中井串之日產氣量與井位分布如圖9，僅4串日產氣量大於20 MSCM。

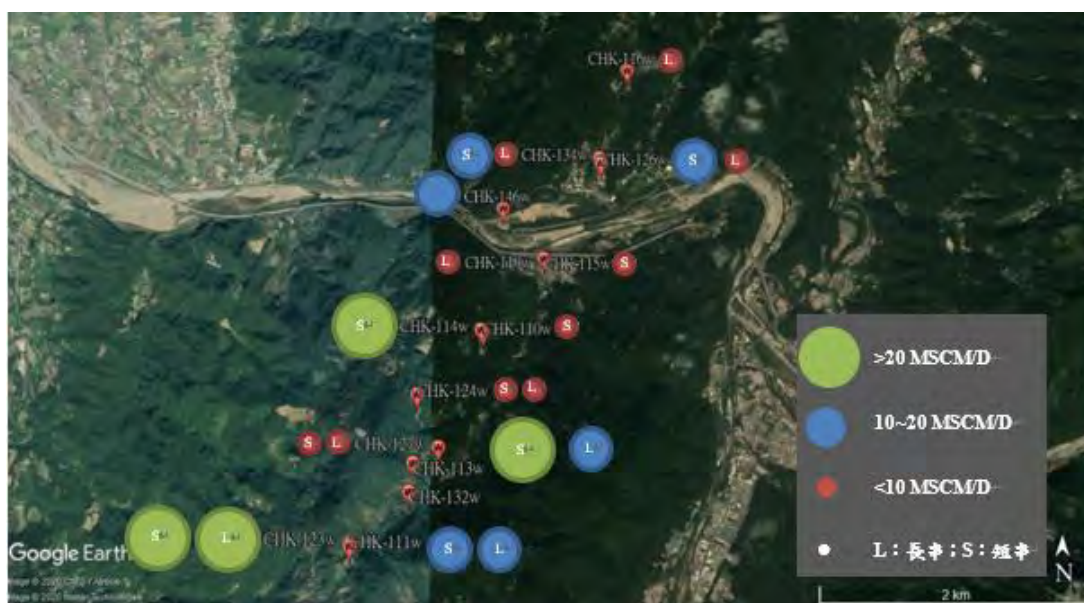


圖9、出磺坑生產中井串日產氣量及井位分布

2.盤點近年施作噴流試驗之生產井，進行節點分析共9串，分析結果指出出磺坑氣井受完井管串影響，井底套管處氣體流速較慢，液體會從此處開始累積，井底的Holdup於井底數值較高(表1)，亦可反映此現象，另外，檢視其井內流動行為，多已呈現段塞流或氣泡流，顯示多數井串已受液體聚積影響。

表1、各井井底流動分析列表

編號	產層	井底套管 Holdup(%)	低於臨界流速位置	井底流動行為
1	11	95	套管+油管	氣泡流
2	6、7Z、7	13	僅套管	段塞流
3	8	14	套管+油管	段塞流
4	6、7Z、7、7-8Z	0	僅套管	單相流
5	6、7	15	僅套管	段塞流
6	8、9A、9B	8	僅套管	段塞流
7	7、8Z	58	套管+油管	氣泡流
8	8、9B	72	套管+油管	氣泡流
9	10	69	僅套管	段塞流

- 3.節點分析之液體乘載百分比與井底流動行為可作為液體聚積風險指標，此兩項指標可在井口壓力與產量尚未劇烈變化前反應井底變化，可提前告知礦場人員調整生產策略。
- 4.本研究完成「6、7z、7」、「8、9A、9B」、「10」與「11」等4個主要產層井口流壓與臨界產率關係式(以6、7Z、7層為例，圖10)，結合所有生產中井串目前的日產量與井口流壓數據進行分析，發現僅少數井串之日產氣量高於臨界產率，屬於低度液體聚積風險，其餘各井串則屬高液體聚積風險。
- 5.透過產學合作進行現有井串之剩餘蘊藏量分析，結果指出生產中井串與停產井串分別為2.1億立方公尺與4.0億立方公尺(圖11)。

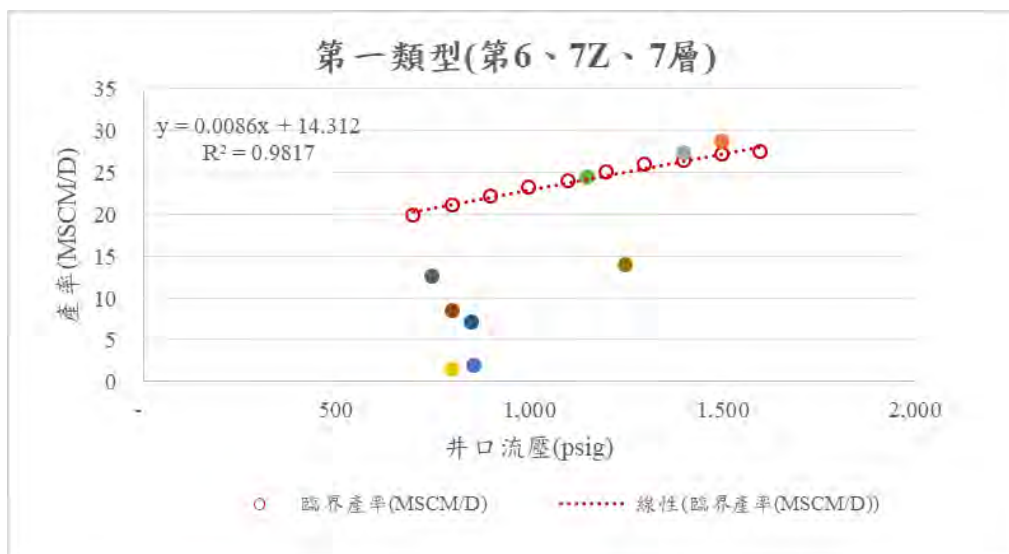


圖 10、臨界產率與日產量比較

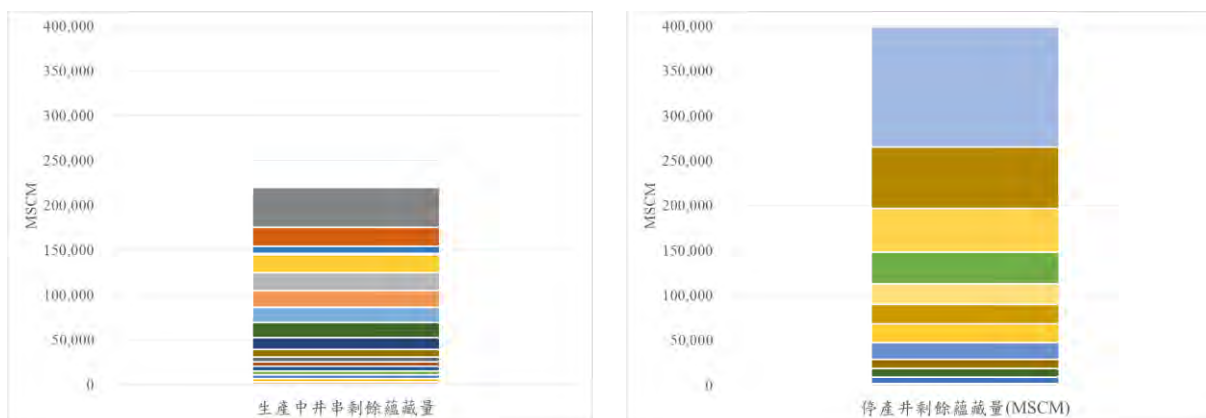
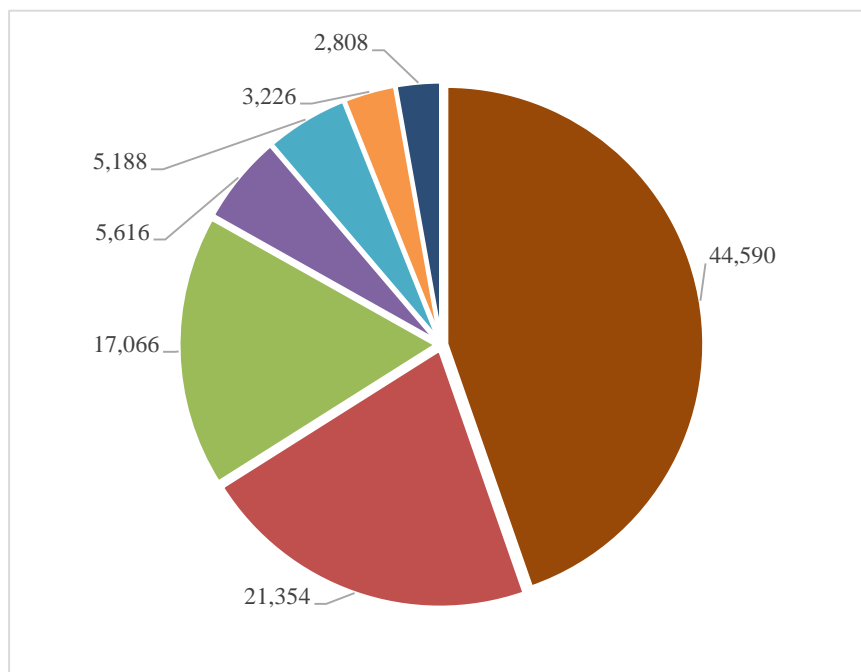


圖 11、現有井串剩餘蘊藏量評估結果

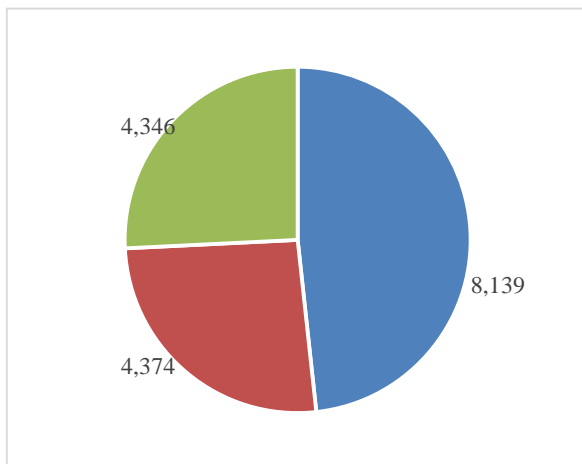
(三)單井增/復產方案評估

- 1.29串停產井串可歸納出液體聚積、井口流壓低、油管破孔及設備故障等4種停產原因，本研究亦針對各井井況及剩餘蘊藏量探討適合的復產方案。
- 2.針對高液體聚積風險井串，利用其近期噴流試驗資料以Weatherford公司Unloading Selector進行氣井除液技術篩選，結果指出適合前述井串之除液技術依序為泡沫舉升(8串)、流體動力舉升(3串)與排量式舉升(1串)。結合各井串之剩餘蘊藏量評估結果(圖12)，顯示泡沫舉升除適用井數最多外，增產潛能亦最大，故建議引進此項技術。

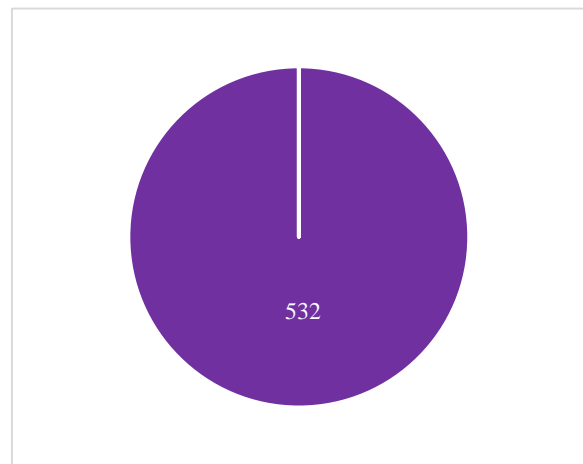
單位：MSCM



(1)泡沫舉升法 (總計：99,848)



(2)流體動力舉升(總計：16,859)



(3)排量式舉升(總計：532)

圖12、高液體聚積風險井串適用除液技術及剩餘蘊藏量

(四)剩餘埋藏量評估

1.檢視規模量產前的初始壓力分佈，根據深度與壓力圖可大致分出第6、7Z、7相關層、第8、9A、9B相關層與第11、12、13層為不同壓力系統，而初期並無單獨生產第10層之井，無法以初始壓力判定第10層壓力趨勢(圖13)。從生產後連續壓力變化判斷，第10層壓力變化趨勢與第11、12、13層相近(圖14)，故以出磺坑礦區分為3個桶狀模型，分別為第6、7Z、7相關層、第8、9A、9B相關層與第10層以下。

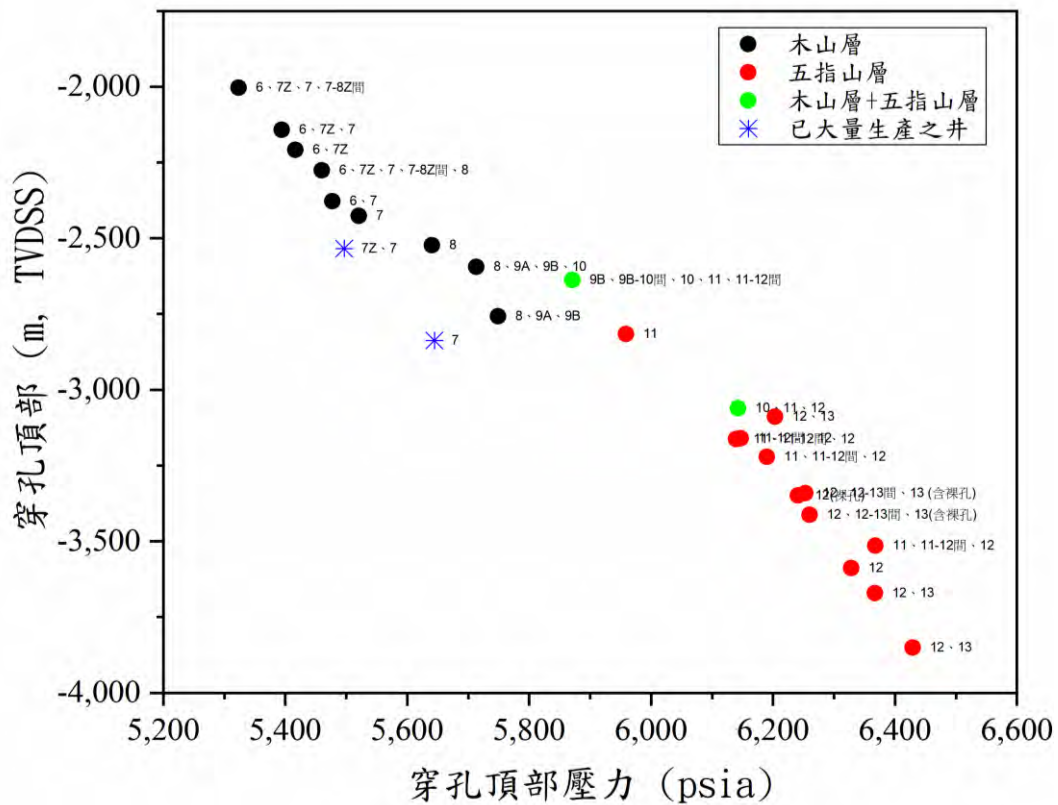
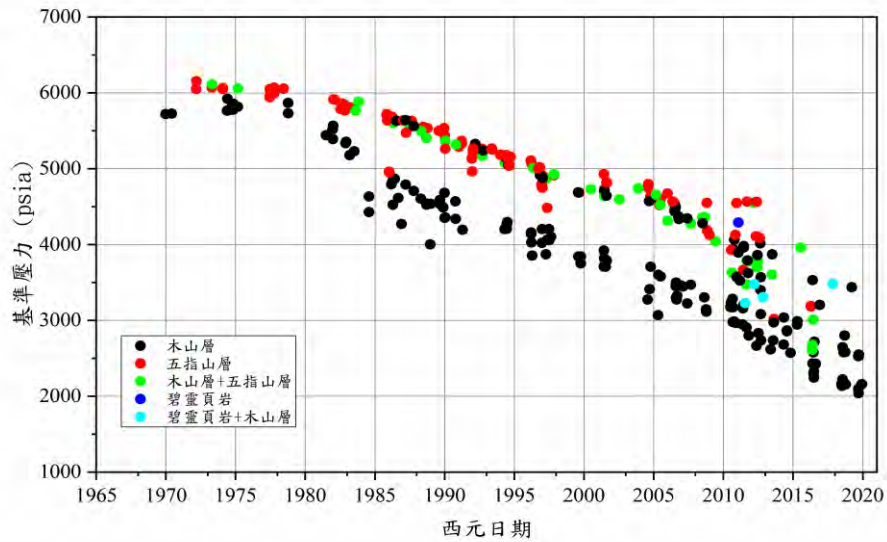
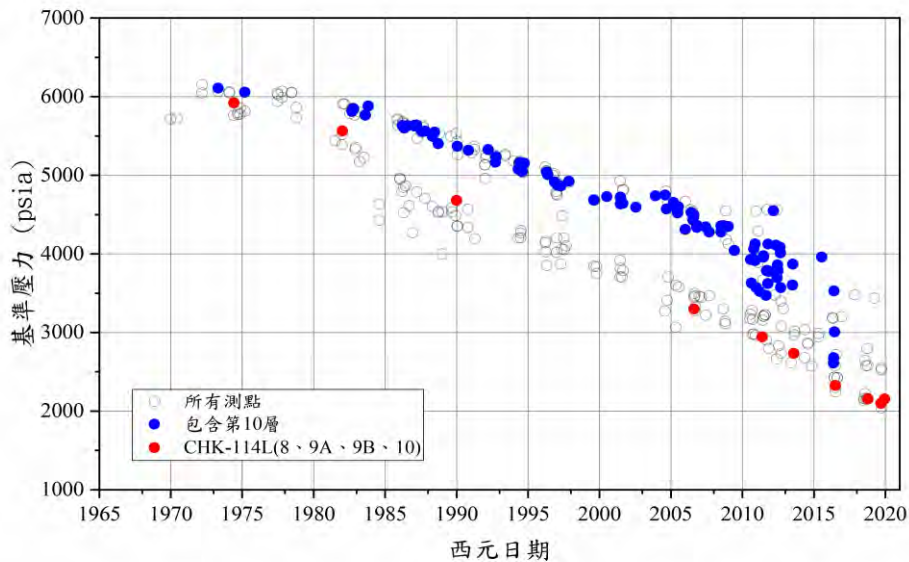


圖13、主要產層初始壓力分布



(1)主要產層壓力趨勢



(2)第10層壓力趨勢

圖14、主要產層壓力趨勢比較

2. 透過整合壓力、產量、流體特性、水驅參數與地層參數完成各桶狀模型歷史擬合。計算結果顯示第6、7Z、7相關層OGIP約為37.7億SCM，剩餘埋藏量約為9.7億SCM；第8、9A、9B相關層OGIP約為27億SCM，剩餘埋藏量約為5億SCM；第10層以下OGIP約為200億SCM，剩餘埋藏量約為94億SCM。
3. 第10層以下因地層水入侵，大部分的井已因出水停產，僅有少數井的測井壓力未測得液面，但此時量測的靜壓已無法代表整個生產層。地層水大量入侵產氣層後，因濕潤性(Wettability)緣故，地層水可輕易地置換(Displace)原有天然氣層，隨著地層水入侵情形日益嚴重，天然氣井所能排掃的範圍逐漸縮小，同樣的產量會造成更多的壓力降，使量

測到的井底靜壓驟降。另外，地層水入侵會產生被包覆的殘餘氣(Trapped Residual Gas)，被包覆的殘餘氣受地層水包圍，即便尚有充足的地層壓力，殘餘氣也無法移動，此種現象會使天然氣採收率大幅下降，以第10層以下模型為例，目前採收率僅約47%，受上述現象所限制，其採收率可能難以再提升。

(五)低壓增產潛能評估

以單井連結桶狀模式，完成出磺坑引進低壓生產後的蘊藏量變化，第6、7Z、7層與第8、9A、9B層計算結果如下表2與下表3所示，當下游壓力限制由750psig下降至350psig後，第6、7Z、7層可增產約1.7億SCM；第8、9A、9B層可增產約2.5億SCM，第10層以下因目前生產井多已停產，無法找到具代表性的VLP參數，無法以此方法估計。

表2、第6、7Z、7相關層評估蘊藏量成果列表

地層壓力 (Psia)	下游壓力 (Psig)	累積產氣量 (億 SCM)	OGIP (億 SCM)	採收率 (%)
2,245(目前)	1,115	28.0	37.7	74.7
1,865	750	30.5		81.3
1,545	350	32.2		85.9

表3、第8、9A、9B相關層評估蘊藏量成果列表

地層壓力 (Psia)	下游壓力 (Psig)	累積產氣量 (億 SCM)	OGIP (億 SCM)	採收率 (%)
1,961(目前)	815	22.2	29.6	75.0
1,863	750	22.7		76.6
1,352	350	25.2		85.1

四、參考文獻

吳柏裕、曾繼忠、王勝雄、范來富、沈望陸、邱創國、范振暉、王文烈、陳國基、蔡鏗榮、張光宇、葉榮富、彭世欽、彭木貴、曾永森、余颯，2008，青草湖氣田低壓增產方案研究，經濟部石油基金獎勵石油開發技術研究發展計畫。

Dake, L. P. (1978) "Fundamentals of Reservoir Engineering." Elsevier Scientific Publishing Company, New York.

Hearn, W. (2010) "Gas Well Deliquification", Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 1-4 November, 2010 (SPE-138672-MS).