

出國報告（出國類別：開會）

石油工程師協會亞太地區年會暨石油
產業上游設備展覽會
出國人員報告書

服務機關：台灣中油股份有限公司

姓名職稱：田志明 石油開採工程師

派赴國家：印尼

出國期間：108年10月28日至11月01日

報告日期：108年11月18日

摘要

本出國計畫為因應 108 年度石油基金計畫「動態模擬錦水氣田深部地層增產之研究」編列，另在此研討會發表文章。為因應國內外油氣田開發所需要全面性之知識與技術，參加由石油工程師協會舉辦之「亞太地區年會暨石油產業上游設備展覽會」，會中探討議題多元，包含鑽完井科技、生產最適化、油層數值模擬、三級採油和人工智慧於石油工程領域之應用，甚至還有石油產業近況與展望，與大數據分析之相關演講及互動電子海報等，內容相當豐富。

本屆會議之主題為「新興技術和數位化進展」，會中除了石油工程相關傳統技術論文發表會外，亦針對當前熱門的資料分析與機器學習議題亦有大量著墨，使與會者針對各議題進行交流。參與 SPE/ITAMI 研討會挑選與鑽井採油組業務較為相關的主題進行聆聽與研討，主要為石油開採相關技術之發表，其中包含三級採油、油氣層管理與人工智慧之應用等，以掌握目前石油產業關注項目。

研討會議題種類多元，可有效地多方面吸收新知與廣泛交流聽取各領域演說，並與國際性石油公司及學術單位共同交流。透過此次會議研討，將為台灣中油公司採採從業人員提升不可多得的寶貴經驗，除了能將所見所聞實際應用至現有礦區，創造更多生產價值，也能啟發研究人員創新思考，進一步精進公司採採技術。

目次

摘要.....	1
目次.....	2
壹、目的.....	3
貳、過程.....	5
參、具體成效.....	12
肆、心得及建議.....	35

壹、目的

探採研究所近年積極從事油氣田開發規劃、礦區資產評估與活化舊氣田等相關技術服務與研究工作，並已取得豐碩成果，在國外方面，除協助探採事業部完成多項礦區資產評估案外，亦協助 OPIC 非洲公司於 2017 年 7 月順利取得查德自營礦區之開發許可，並定期提供壓力暫態分析、單井產能分析與油層模擬等技術支援；在國內方面，協助探採事業部完成了國內海域 F 構造聯合開發效益評估、鐵砧山儲氣窖注產氣模擬、出磺坑剩餘可採量評估等工作及錦水氣田深部地層潛能評估與動態模擬。

鑒於查德礦區未來開發、國內外礦區蘊藏量和生產技術評估，以及隨之而來的現場工程問題(如卡鑽、產量不如預期、二級和三級採油開發等)、開發準備與經營管理業務與日俱增，學習如何依各礦區條件研擬最佳鑽完井方式、開發方案與油田經營策略，係相當值得探究的課題。此外，油氣鑽採之技術發展瞬息萬變，有必要定期參與國際型研討會，學習最新知識與汲取實務經驗，藉此掌握探採技術發展趨勢，以精進研發能量。

本次參加石油工程師協會 (Society of Petroleum Engineers, 以下簡稱 SPE) 每年於亞太地區舉辦的「亞太區石油和天然氣年會暨石油產業上游設備展覽會」(SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, APOGCE)，與會者包含國際大型石油公司、鑽井設備公司、軟體開發公司、技術顧問服務公司、研究機構以及學術界研究單位等，研討議題涵蓋油氣層數值模擬、蘊藏量評估、鑽井完井設計、生產監測與控制、流體流動保障到環境永續發展，涵蓋層面相當廣泛。透過參與國際性研討會和國際性石油公司或相關研究人員交流，吸收礦區評估、模擬、開發與生產等相關領域之新知與觀念，解決當前面臨問題，進一步提高既有礦區產出及增加經營礦區數量以便全面提升油氣自給率。

美國石油工程師協會於 1957 年正式成立，旨在蒐集、傳播和交流石油和天然氣資源之探勘、開發和生產相關技術之知識，以促進公共利益。該協會長期每年於世界各地舉辦多場技術研討會，廣邀產業界與學術界從業人員進行交流，為專業人士提供增進其技術及能力之平台，亞太地區石油天然氣會議為其一年一度之石油天然氣研討會，每年皆有超過千名參與者。今年舉辦之主題演講為「新興技

術和數位化進展」，期望能採用大數據與人工智慧之近期科技潮流，來提升營運之安全性、質量及效率，結合在各領域之專業知識，以在地質、地物、石油工程等方面進行完善之協同作業。

本次出國任務主要為發表論文之外，亦在吸收油氣田生產模擬最佳化與歷史擬合、裂隙油氣層建模與相關分析、三級採油、人工智慧於石油工業之應用等相關議題之新技術，對於未來研究方向及工作上有一定之助益。

貳、過程

本次出國任務為期 5 天，主要行程為參加 10/29 至 10/31 舉行之「亞太地區年會暨石油產業上游設備展覽會」。會議舉辦地點位於印尼巴里島國際會議中心，詳細出國行程如表一所示。

表一、出國行程

起迄日期	天數	到達地點	詳細工作內容
108.10.28(一)	1	台北- 印尼巴里島	啟程
108.10.29~108.10.31 (二)~(四)	3	印尼巴里島	參加 SPE 年度技術研討會和 論文發表
108.11.01 (五)	1	印尼巴里島- 台北	返程
合計	5 天		

1. SPE/ IATMI亞太地區年度技術研討會會議簡介

SPE/ IATMI 亞太地區年度技術研討會今年在印尼巴里島之國際會議中心舉辦，會場設於 Nusa Dua Convention Center，距離伍拉·賴國際機場約 30 分鐘車程。會場包含報到處(圖一)、設備及軟體商展場(圖二)和多個技術議題演講會議廳(圖三)，相當盛大寬敞。此次技術研討議題多達 32 項，每一議題共有 6~7 篇報告不等，研討時間分為上午及下午兩個時段，早上九點到下午五點半，每個時段同時有八間會議廳舉辦研究論文發表。目前大會所提供之論文集均以電子檔方式請與會者自行下載預習。



圖一、APOGCE 會場入口



圖二、石油產業上游設備及軟體商展場



圖三、會議廳內之論文研究發表

此技術研討會之主題演講為 Advancing through Emerging Technologies and Digitalization-「新興技術和數位化進展」(圖四)，演講者皆為石油業界管理高層，包含國際石油公司 ExxonMobil、PETRONAS、PT Pertamina、國際大型石油服務公司 Baker Hughes。

演講內容主要闡述在工程技術純熟且變化快速的時代，必須有效率有系統地去認識現有的石油產業，才能面對未來挑戰。會中提及假如在 OnePetro(SPE 論文資料庫)中搜索“數位(digit)”和“自動化(automation)”關鍵字會得到近 2,000 個結果。數位和自動化對於業界不是新興之主題，而是一門成熟的學科。自動化能夠提高效率，促進安全工作文化，並為石油產業帶來可靠成果。對於新興技術而言，其代表能夠改變現狀之技術。這些技術通常是新技術，但也可能是來自其他行業之現有技術。新興技術通過降低成本和提高生產能力來改善油氣行業經營能力、效率和安全，並使石油公司能夠利用該項技術在不利的大環境下持續對於傳統和非傳統能源進行勘探和生產，以滿足世界能源需求不斷之增長。

會場內設有各家石油廠商展示攤位，包含許多國際上知名的石油公司、軟體公司、設備公司與服務公司，與會者可依需求自行於各攤位進行技術考察、意見諮詢甚至尋求商業合作機會。本次利用議題空檔時間於各攤位巡禮，造訪了 KAPPA、Calsep、PSE、P2、Nissan Chemical、SASOL 等公司，聆聽軟體公司或設備商相關產品簡介及應用、和面臨問題之相關意見諮詢討論及目前可用最新技術之應對方法、軟體演示和操作等。



圖四、首日開幕主題演講盛況

2. SPE年度技術研討會議程介紹

此次於印尼峇里島舉辦之石油工程師學會亞太地區年會暨石油產業上游設備展覽會 (SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition) 匯集了各大石油公司、技術服務公司、顧問公司、研究機構與大專院校等經驗豐富之工程師、研究人員與專家學者，會中除發表油層工程、生產工程與地面設施等傳統技術論文外，針對目前熱門的數位化油田管理與機器學習等議題亦有著墨，使與會者得以針對各項議題進行研討與交流，會議議程如表二。主要議題包括：

- (1) 生產與鑽井之新興科技 (Emerging Technologies in Production and Drilling)
- (2) 成熟油氣田再開發 (Monetizing and Redeveloping Mature Fields)
- (3) 激勵生產 (Stimulation)
- (4) 人工智慧 (Artificial Intelligence)
- (5) 三級採油 (Enhanced Oil Recovery, EOR)
- (6) 地質模型與油層模擬 (Modeling and Simulation)
- (7) 案例歷史探討 (Case Histories)

(8) 油氣層與生產設備管理 (Reservoir and Production Facilities Management)

(9) 數位化油田 (Digitalization and Automation)

(10) 非傳統油氣能源(Unconventional Resources)

綜合上述，此次出國之主要任務如下：

(一) 學習最新生產技術與汲取實務經驗，以設法應用既有油氣礦區中。

(二) 學習儲集層產能評估新技術。

(三) 瞭解強化採油方法，藉此精進礦區開發規劃能力。

(四) 論文發表

本公司探採部門歷經多年的努力，得以建立橫跨多國之探採事業版圖，近期亦完成多項重要的里程碑，諸如2017年成功地將查德自營礦區推向開發階段；2018年完成F構造聯合開發初步規劃與效益評估、鐵砧山儲氣窖注產氣模擬、錦水氣田深部地層潛能評估與動態模擬，和取得美國加州礦區等。然而，隨著後續實務工作的展開，亦象徵著接踵而至的未知挑戰，如何充實專業知識與汲取實務經驗，確保目標地層中的油氣得以順利投入商業生產，係本公司探採專業人員應奮力不懈之工作目標。

表二、會議議程

	Mengwi 6&7	Mengwi 2	Mengwi 3	Mengwi 5	Mengwi 8
Tuesday, 29 October					
0900 - 1000 hours	Opening and Keynote Session - Pecatu Hall 3 & 5				
1000 - 1030 hours	Coffee Break - Pecatu Hall 1 & 2				
1030 - 1200 hours	Executive Plenary Session: Advancing through Emerging Technologies and Digitalisation - Pecatu Hall 3 & 5				
1200 - 1230 hours	SPE Asia Pacific Regional Awards Presentation - Pecatu Hall 3 & 5				
1230 - 1400 hours	Networking Luncheon - Pecatu Hall 1 & 2				
1300 - 1330 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 1 - Pecatu Hall 1 & 2				
1330 - 1400 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 2 - Pecatu Hall 1 & 2				
1400 - 1530 hours	Panel Session 1 Accelerating the Adoption of Automation	Technical Session 1 Unlocking Hydrocarbon Potential	Technical Session 2 Artificial Intelligence I	Technical Session 3 Advanced Formation Evaluation	Project Case Study 1 Jambaran-Tiung Biru
1400 - 1730 hours	SPE Regional Student Paper Contest: Undergraduate - Legian 1				
1400 - 1730 hours	SPE Regional Student Paper Contest: Postgraduate - Legian 2				
1530 - 1600 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 3 / Coffee Break - Pecatu Hall 1 & 2				
1600 - 1730 hours	Panel Session 2 Emerging Technology in Production and Drilling	Technical Session 4 Applied Technology in Managing Environmental Challenges	Technical Session 5 Gas Technology, Gas Injection and WAG	Technical Session 6 Downhole Log for Production Performance and Well Integrity	
1730 - 1830 hours	Welcome Reception - Pecatu Hall 1 & 2				
Wednesday, 30 October					
0900 - 1030 hours	Panel Session 3 Extracting More Value from Mature Fields	Technical Session 7 Thermal and Novel EOR	Technical Session 8 Artificial Intelligence II	Technical Session 9 Emerging Production Technologies	Technical Session 10 Reservoir Characterisation
1030 - 1100 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 4 / Coffee Break - Pecatu Hall 1 & 2				
1100 - 1230 hours	Panel Session 4 Balancing Foreign Investment and National Interest	Technical Session 11 Efficient Human Resources and Management	Technical Session 12 Digitalisation and Automation I	Technical Session 13 Waterflood Optimisation	Technical Session 14 Deepwater and Subsea
1230 - 1400 hours	Networking Luncheon - Pecatu Hall 1 & 2				
1300 - 1330 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 5 - Pecatu Hall 1 & 2				
1330 - 1400 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 6 - Pecatu Hall 1 & 2				
1400 - 1530 hours	Panel Session 5 Decommissioning, Asset Abandonment and Site Restoration	Technical Session 15 Improving Processes and Sustainability of Oil and Gas Operations	Technical Session 16 Simulation, AI and Modelling I	Technical Session 17 Reservoir and Production Facilities Management	Technical Session 18 Artificial Lift Planning, Design and Implementation
1530 - 1600 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 7 / Coffee Break - Pecatu Hall 1 & 2				
1600 - 1730 hours	Special Session 1 EOR: Road to Full Field Implementation	Technical Session 19 Stimulation	Technical Session 20 Simulation, AI and Modelling II	Technical Session 21 Surface and Subsurface Integration and Optimisation	Technical Session 22 Drilling and Well Construction
Thursday, 31 October					
0900 - 1030 hours	Panel Session 6 Transforming Business Models to Adapt and Succeed in the New Oil Price Environment	Technical Session 23 Completion Planning and Design	Technical Session 24 Digitalisation and Automation II	Technical Session 25 Facilities, Operations and Support	
1030 - 1100 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 8 / Coffee Break - Pecatu Hall 1 & 2				
1100 - 1230 hours		Technical Session 26 Surfactant, Polymer Flooding and Nanotechnology	Technical Session 27 Management and Economics of Oil and Gas Assets	Technical Session 28 Extending Life of Fields	Technical Session 29 Drilling Technology Case Studies
1230 - 1400 hours	Networking Luncheon - Pecatu Hall 1 & 2				
1300 - 1330 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 9 - Pecatu Hall 1 & 2				
1330 - 1400 hours	Knowledge Sharing ePoster Session 10 - Pecatu Hall 1 & 2				
1400 - 1530 hours		Technical Session 30 Monetising and Redeveloping Mature Fields	Technical Session 31 Simulation, AI and Modelling III	Technical Session 32 Unconventional Resources / Gas Technology	
1530 - 1600 hours	Closing Session				

藉由本次出國計畫瞭解油氣市場動態，以及學習生產開發和礦區評估所需必要之知識與先進技術，期望未來能應用於既有礦區經營與目標礦區併購案中，藉此提升投資效益，同時達成提高油氣自給率之長期策略目標。

本次會議中從表二即可看出油氣層模擬、人工智慧與地質建模(Simulation, AI, and Modelling)就佔了三個技術會議場次，其他亦有人工智慧於石油產業界

之應用，因此石油產業之油氣探勘仍大力聚焦在這些議題上。本次來自全球參予之技術工程人員，大部分仍以油層工程師居多，其主要職責仍是運用新科技和方法持續為石油公司提高油氣採收率，降低開採成本。本次發表論文之主題為「Case Study of Underground Gas Storage in a Lean Gas Condensate Reservoir with Strong Water-Drive」，主要說明國內鐵砧山氣田轉換為儲氣窖之歷程，和運用油氣層模擬與歷史擬合，進行儲氣窖管理及監控，技術會議場次歸類在油氣層與生產設備管理類別(Reservoir and Production Facilities Management)。

因研討會相關主題眾多，與會任務主要集中於油氣田生產模擬最佳化與歷史擬合技術和人工智慧於石油業界之應用，同時也關注生產開發的議題，包含流體流動保障、人工舉升方法等相關議題，期能透過吸取新知應用於本公司國內外自有礦區。因同時間有八場論文進行發表，篩選與公司近年針對國內外礦區經營業務較相關之技術議題進行聆聽，吸取近期業界所專注之技術議題。

3. SPE年度技術研討會參與過程簡述

本次與會參與內容主要分為以下四部分：

- (一)參加首日開幕主題演講
- (二)赴各石油公司展示攤位進行意見交流
- (三)至會議廳聆聽成果發表
- (四)論文發表

參、具體成效

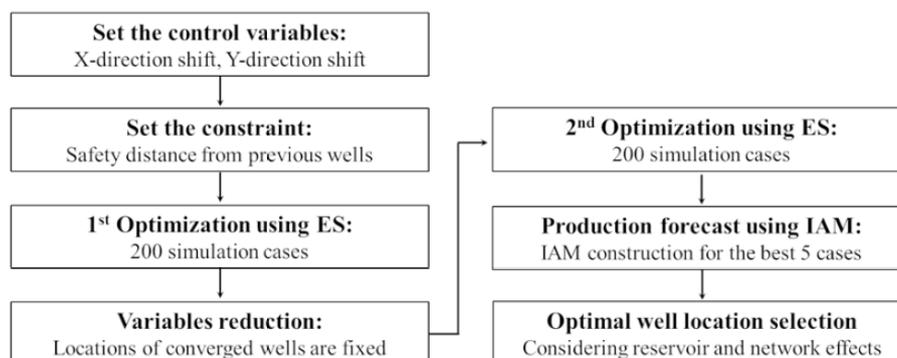
針對個人現今及未來研究方向，聆聽與公司經營國內外礦區業務較相關之技術議題，節錄論文研究重點如下。

SPE-196299-MS

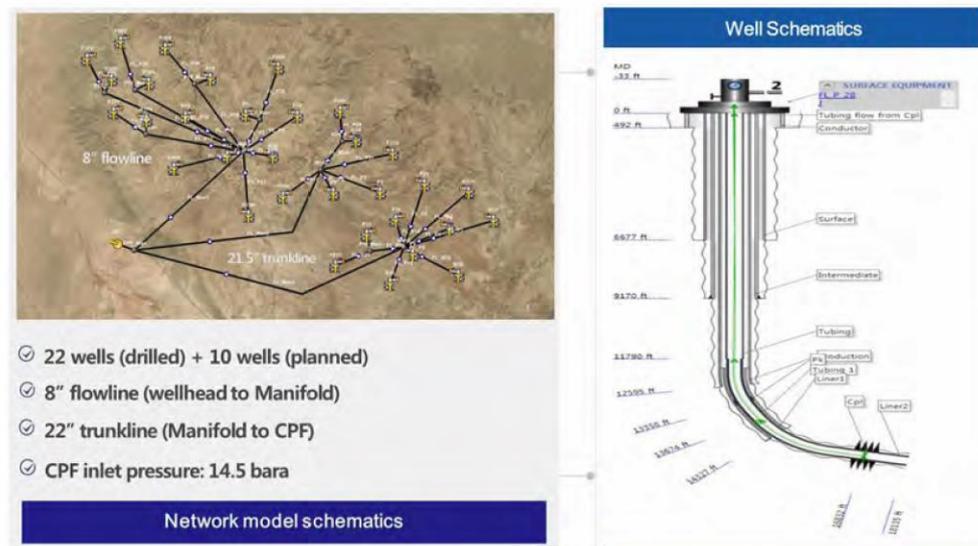
Infill Well Placement Optimization Using Integrated Asset Modeling Technique

Taeyeob Lee, Korea Gas Corporation; Daein Jeong, Schlumberger Information Solutions; Sangyup Jang, Junggyun Kim, and Cheolhoon Mo, Korea Gas Corporation; Hoonyoung Jeong and Jonggeun Choe, Seoul National University

此文章重點著重於聯合地下油氣層與地面網路模型，和整合資產模型 (integrated asset model) 進行最適化加密井位分析，確定了 10 口未來計畫加密井之最佳位置。一般傳統最適化加密井位，如站在油層工程師之立場，可能僅單獨考量到油氣層模型，即盡可能加大油氣田採收率，而忽略了地面管網之限制條件等。因此作者綜合了地面設備生產、生產管線包含距離、高程等圖資系統，最後分別以兩次最適化步驟，建立五種最佳方案，供未來 10 口加密井鑽井計畫參考。評估流程、地面管網模型和基本案例分別如圖五、圖六和圖七所示。



圖五、評估最適化井位之工作流程

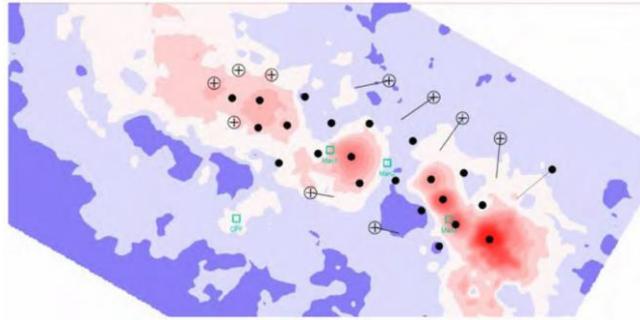


圖六、地面管網相關資訊

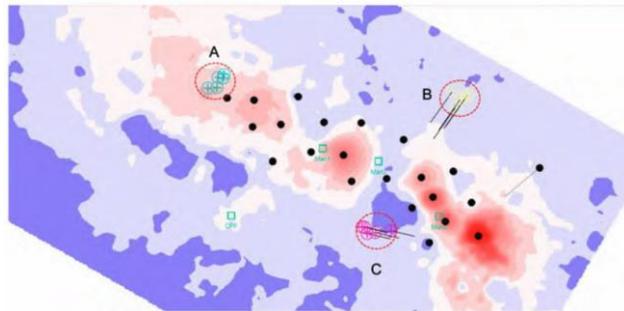
本文最適化過程採用基因演算法。首先，第一次最適化過程中，先在 200 個模擬案例中，選取累計產油量最高前 5 個案例。對比此 5 個案例之加密井位置，發現部分井位置集中在特定區域(圖八中 A, B, C)，其餘案例之結果均不一致，故仍需進一步再進行最適化。故對剩餘加密井進行了二次最適化，由於控制變數減少，最適化效果優於第一次。整合資產模型是針對前兩個最適化步驟中累積產油量最高之 5 個最佳案例所建立。這些模型考慮了不同生產網路的壓力分佈。特別是考慮加密井位引起的壓力損失。最後，根據地質靜態和油層動態特性以及納入管網之影響，選擇了最佳井位。累計石油產量比基本方案高出約 3%，此微小增幅仍相當於數百萬桶的總產量。

在模擬方案中，管網壓力損失最高可導致累計產量下降 5%。因此，適當的外輸管線尺寸是生產最適化一項重要因素。除了加密井位外，所建立的整合資產模型還可以用來評估油田最適化經營策略，並預測未來生產設備限制條件和了解整個系統操作瓶頸。

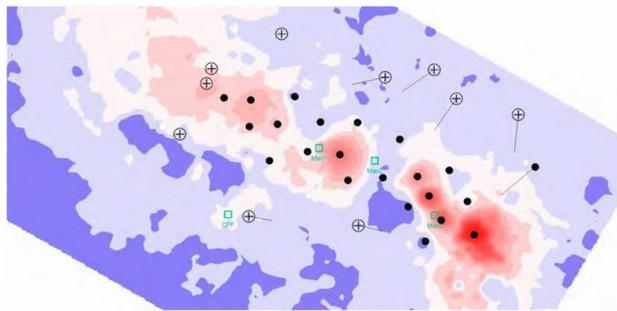
經與簡報人員交流，其後續可考量從初始靜態地質模型出發，納入地質模型之不確定性，既使目前單一動態模型都已完成歷史擬合，圖九為最佳井位方案。



圖七、基本方案加密井位置(加密井為白色十字標示，黑色代表現有生產井)



圖八、加密井位置集中至特定區域以漸少管網中之壓損



圖九、加密井位置集中至特定區域以漸少管網中之壓損

SPE-196523-MS

Novel Condensate Removal with in-Situ Pressure Generation Via Thermochemical Fluids in Different Sandstone Formations

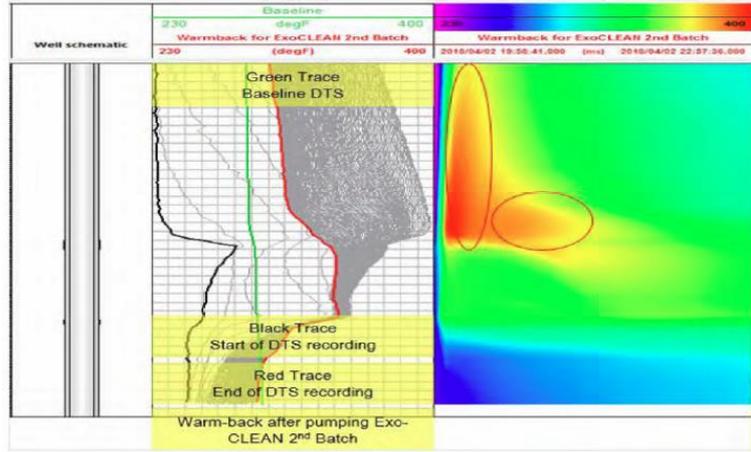
Ayman Al-Nakhli, Saudi Aramco; Amjed Hassan and Mohamed Mahmoud, King Fahd University of Petroleum & Minerals; Mohammed BaTaweel, Saudi Aramco; Abdulaziz Al-Majed, King Fahd University of Petroleum & Minerals

隨著全球對天然氣需求持續成長，逆變凝結油已成為緻密氣(tight gas)開發中具挑戰性之問題，此特性嚴重影響氣體產量。注氣和水氣交替注入法(Water Alternating Gas, WAG)是避免儲集層中析出逆變凝結油進而影響生產之常用技術，其方法是將儲層壓力保持在露點曲線以上。但這些處理方法都伴隨著較高營運成本和較大初始投資費用，因此被認為是臨時性被動處理方法。

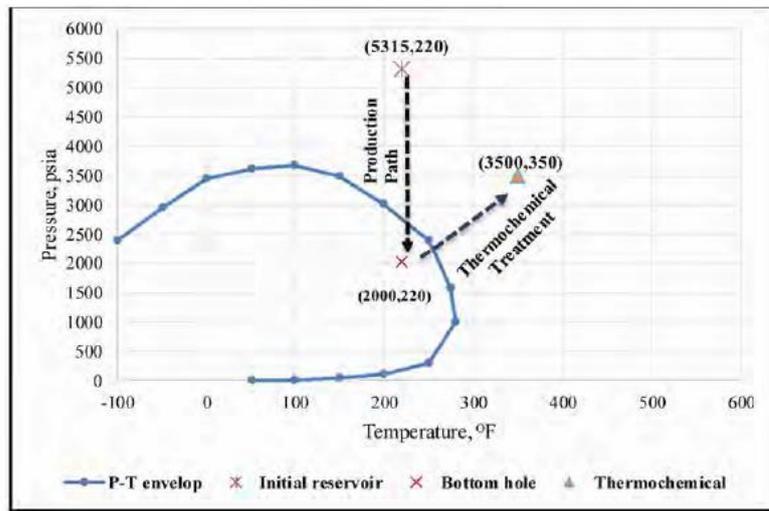
文中提出一種使用熱化學流體永久去除逆變凝結油析出之化學處理方法。化學物質被注入井孔進行反應，並在井孔產生壓力和熱量。高壓會使氣體壓力升高到露點以上，產生的熱量會使逆變凝結油再次揮發為氣體。本文另提及熱化學處理在不同類型之砂岩，可降低逆變凝結油對於地層之損害，並研究礦物成分對於凝結油去除和黏土含量對熱化學處理效率之影響。

結果顯示，熱化學處理是消除不同類型砂岩，對於凝結油造成地層損害之有效方法。採用熱化學吞吐法(Huff and Puff)去除凝結油 60%以上，岩石滲透率與凝結油去除效率之間存在正相關性，對於高滲透率之岩心，凝結油去除效率較高。此外，處理後岩石中敏感黏土礦物對凝結油去除效果影響較小，說明注入化學物質能夠穩定黏土礦物，避免黏土礦物遭受破壞。在熱化學處理過程中，並未觀察到所有樣品滲透率降低，故未引起黏土膨脹或顆粒搬移等岩性破壞。處理後之岩心樣品在注入熱化學流體後顯示出更高滲透率。本文中，根據凝結油採收曲線，三循環之熱化學注入足以降低井孔周圍析出凝結油，且在熱化學吞吐法操作之後期循環中亦可去除微量凝結油。

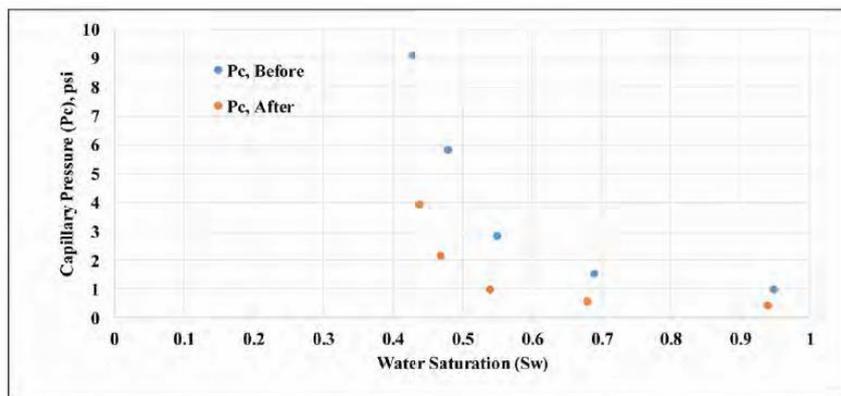
圖十為熱化學處理之井孔周遭溫度和壓力分佈，井孔溫度在經過熱化學注入後，溫度可達 480 °F，並改變流體相行為(圖十一)。毛細壓力在緻密油中對於凝結油帶(condensate banking)和水堵塞中扮演關鍵作用。熱化學處理法可有效透過產生微裂隙進而降低毛細壓力，如圖十二所示。而在岩心進行熱化學處理沖排試驗中，其生產指數亦明顯提升(圖十三)。



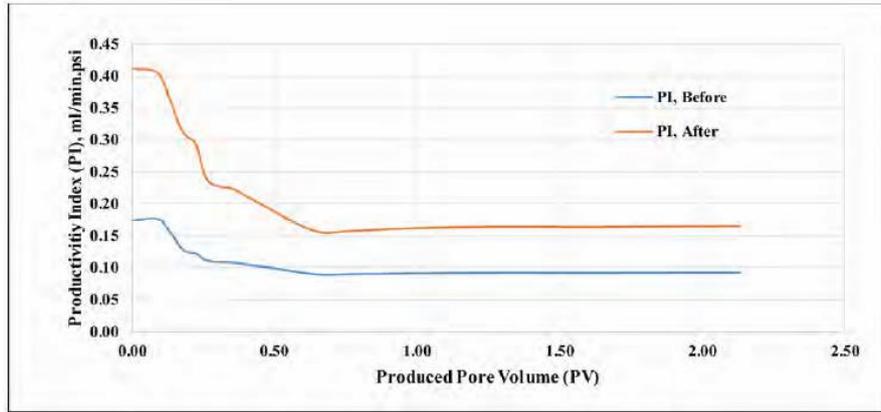
圖十、熱化學處理之井孔周遭溫度和壓力分佈



圖十一、熱化學處理後之相行為

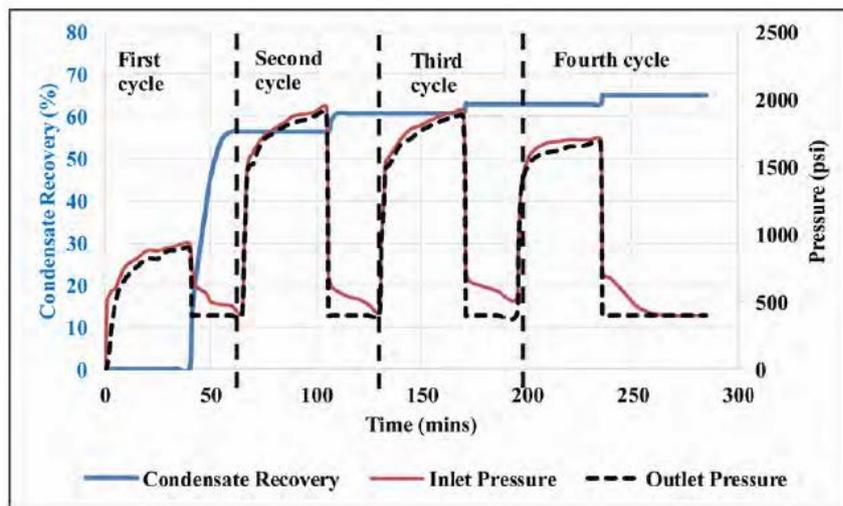


圖十二、熱化學處理後之毛細壓力變化



圖十三、熱化學處理後之生產指數變化

本文針對三種岩心樣品進行熱化學沖排試驗，文中提及 Scioto 砂岩實驗結果。該岩心樣品滲透率為 0.89 mD，孔隙率為 16.6%，總黏土含量(Illite、Kaolinite、Chlorite)為 23%。採用熱化學吞吐法對熱化學溶液進行了四次循環注入(圖十四)。結果顯示將熱化學溶液注入 Scioto 岩心，去除凝結油效果顯著，原始凝結油回收率可達 65%。在第一個吞吐循環中，即回收高達 56.4%之凝結油。熱化學吞吐法在兩個循環中足以回收超過 60%的凝析油，且以熱化學吞吐法對比連續注入化學溶劑之優勢在於僅使用少量藥劑即可去除井孔周遭凝結油。



圖十四、針對岩心使用熱化學吞吐法進行沖排試驗結果

NSO-A Field Revaluation Using IPM Suites: A Case Study of Mature Production Data History Match

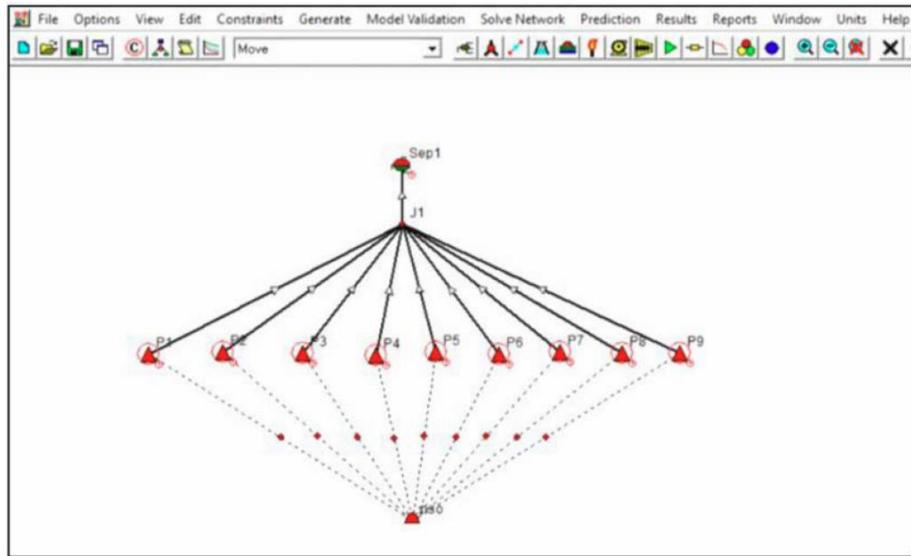
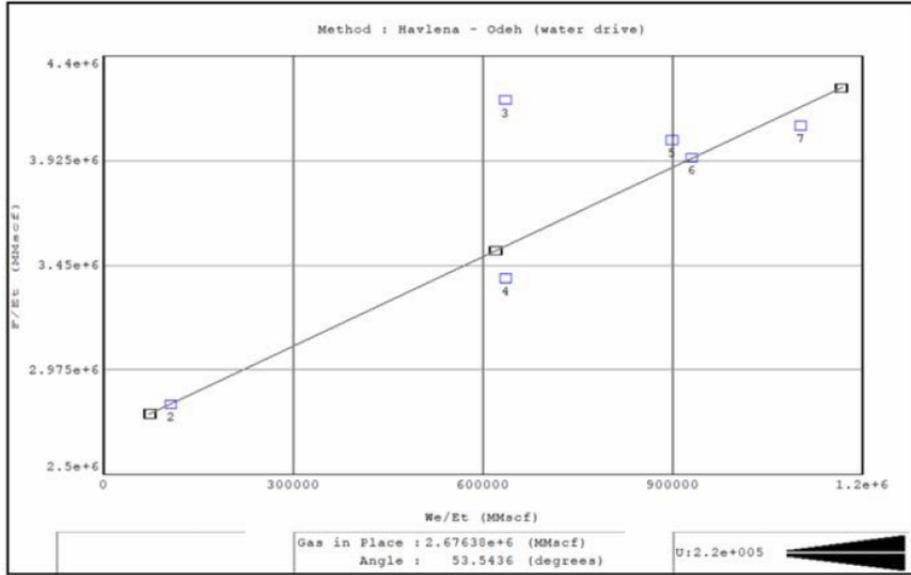
Gandhi Hetami, Sony Cahyono, Edhu Mario Purwadiadji, and Andri Rizky Fanani, PT. Pertamina Hulu Energi NSO

NSO-A 是一個位於印尼亞齊省之大型氣田，自 1999 年 7 月仍在生產，現場從油層壓力測量資料推估，此氣田生產耗竭之遞降速度未如先前預測快速，因此需要重新評估其油氣蘊藏量。

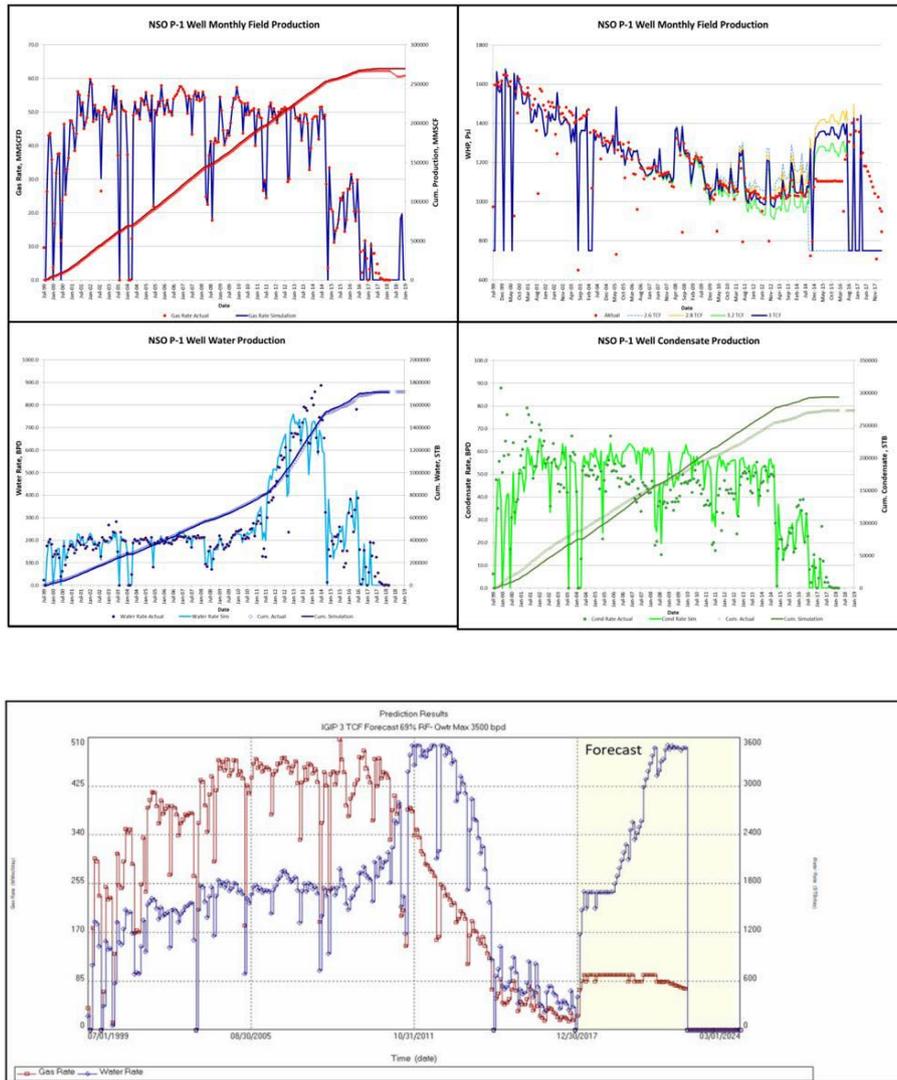
此氣田之岩石具有較高壓縮性，當應力增加時，岩石會發生彈性和顯著之塑性變形。本文將過往生產資料以物質平衡法進行歷史擬合，對地層流體之原始埋藏量再度進行評估。文中評估方法採用三種工具互相整合分別為 GAP (井與管網輸儲模型)、MBAL (物質平衡法)和 PROSPER (節點分析)。

評估結果顯示該氣田具較大 OGIP 約為 3 TCF (比體積法評估結果高 11%)，水侵指數約 220,000 RB/PSI/DAY。透過物質平衡模型之建立，除了岩石壓密驅動 (rock compaction mechanism)外，另有水體入侵該氣田，並得到良好歷史擬合結果。圖十五為使用 MBAL、GAP 軟體進行氣田生產模擬，圖十六為井歷史擬合結果(上)和全氣田生產預測(下)。

針對此文章，個人意見為業界大多數仍採用油層模擬器進行蘊藏量評估和歷史擬合工作，但此文章所提供之方法精巧，且整合了地面設備管網資訊，並透過歷史擬合等工作，了解氣田生產驅動機制。此如能搭配油層模擬器將更能夠全面性地了解此氣田之生產特性如水侵方向，與氣田生產動態等資訊，並能找出最適化油層管理策略。



圖十五、使用 MBAL(上)、GAP(下)方法進行氣田生產模擬



圖十六、井歷史擬合結果(上)和全氣田生產預測(下)

SPE-196373-MS

Challenges of the Fluid Modeling and Initialization of a Non-Equilibrium Oil Reservoir: Case Study for Field S in Malaysia

Alireza Hajizadeh Mobaraki, Kokulananda AL Mudaliar, Nor Hajjar Salleh, and Raj Deo Tewari, Petronas

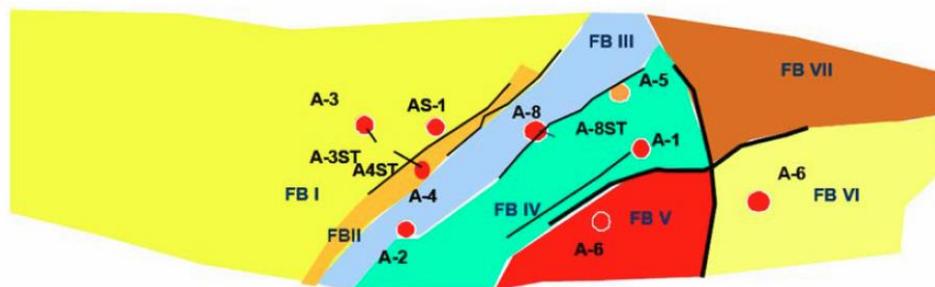
因重力分離引起的成分遞變(compositional grading)現象常見於產層較厚之油

層中，尤其在揮發性油田和逆變凝結油氣田更為常見。具高溫梯度之油田也經常出現這種現象。但在薄層或厚度不大之油層中，根據油層初始壓力資料，儲集層如連通，其組成和流體性質仍具垂直和橫向之劇烈變化可能意味著非平衡狀態 (Non-Equilibrium)。文章中非平衡指的是化學上不平衡之流體狀態，但儲層可能仍然處於壓力或熱平衡狀態。本文以馬來盆地飽和油氣層為例，其因具備上述之現象，提出在油層模擬方法中之解決方案。

文中提及早期生產系統開發井中獲得之樣品，每口井覆蓋 6 層砂，每層砂由 4 個區間段組成，並對地層流體特性全面進行分析。地層流體資訊包括碳氫化合物和 CO₂ 之特性，並與壓力和完整 PVT 分析資料相整合，全面瞭解地層流體特性及其分布。

文中針對礦區地層流體特性比較兩種油層模擬初始化方法，分別為非平衡初始化方法 (Non-Equilibrium Initialization, NEI) 和採用成分遞變法定義多個平衡分區，並討論每種方法之優缺點，和根據所建立之油層模擬模型、研究目的和現有資料，建議選擇合適之方法。

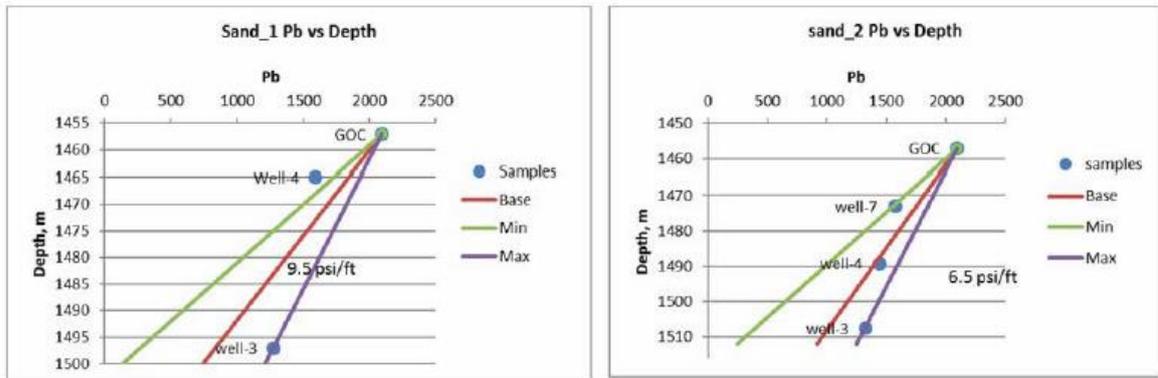
圖十七為礦區 S 油田各井開發位置，表三為流體特性。表三中可看出深度相近，但各井間之地層流體性質相異，尤以 CO₂ 之組成最為明顯。圖十八和圖十九分別表示泡點隨地層深度之變化以及兩口井間取樣之流體組成差異性，其顯示了橫向成分遞變。



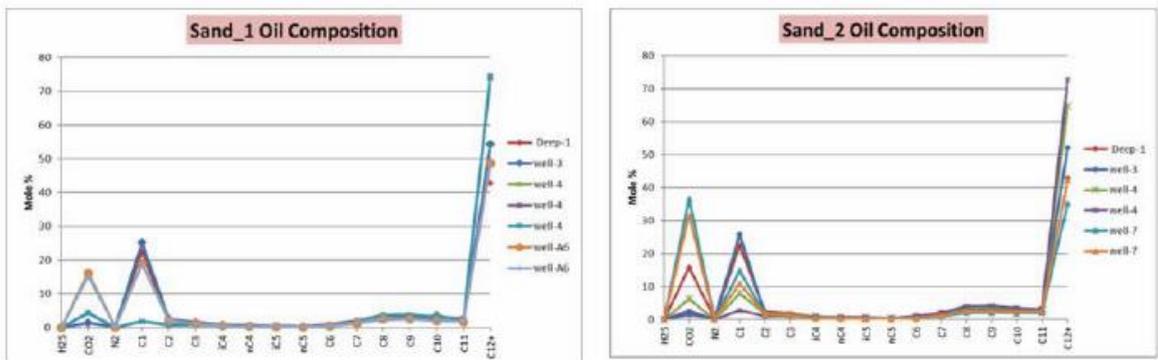
圖十七、礦區 S 油田各井開發位置

表三、S 油田流體特性

Well	well-4 OH (NW segment)	Well Deep-1 (NW segment)	Well A4(North segment)
DST ref	DST#1	DST#1 (2 sands)	production
Depth (TVDSS)	1487 – 1495 1496.5 – 1502.5	1493 – 1522 m RKB	1477
Oil Rate (stb/d)	1334	2311	1607
Gas Rate (MMscf/d)	0.250	0.569	0.79
Water Rate (stb/d)	0	0	20.20
GOR	187.4 (P = 141 psi, T = 99 F)	245 (P = 173 psi, T = 114 F)	492 (P=137 psi, T = 119 F)
API	37 (37 – 38)	37	35 (34.9 – 35.1)
CO2 (%)	26	45	60
Specific gravity	0.846 (0.829 – 0.855)	0.980 (0.850 – 0.980)	0.903 (0.840 – 0.903)



圖十八、泡點壓力隨深度之遞變



圖十九、原油組成間之差異性

使用成分模型模擬非平衡初始化，方法如下所述:

- 1.選擇多口井並建立共用狀態方程式(Common Equation of State)
- 2.選擇一基準深度作為各井參考深度
- 3.計算在基準深度下的各成分莫耳數和壓力
- 4.獲得其他深度下之各成分莫耳數和壓力
- 5.給定由黑油模型初始化中得到之氣、油和水飽和度
- 6.使用靜水壓方法計算油水界面下的地層壓力
- 7 對油層模擬中的各網格輸出各成分莫耳數、壓力和飽和度
- 8.使用 NEI(油層模擬器中的非平衡初始化關鍵字)初始化成分模擬
- 9.長時間運行計算，確定模擬器之穩定性

除了上述方法，另一種更簡單方法是使用 PVT 分區並選擇一個代表性樣本來表示該區域流體特性。此方法缺點是黑油模擬器不能預測 CO₂ 分布和流體在不同流體特性區塊間之流動。針對此方法之缺點可使用 API 追蹤法(API tracking)彌補，以及採用 UDQ (User Defined Quantity)方法對 CO₂ 成分進行定義。文章強調第二種方法因使用黑油模型，將可節省許多運算時間，同時可得到使用成分模型之重要資訊。

SPE-196451-MS

Utilizing Petrophysical Facies Model in Multi-Layer Pressure Transient Analysis: A Novel Approach

Arvind Kumar, Schlumberger; Keka Ojha, Indian Institute of Technology, ISM, Dhanbad;

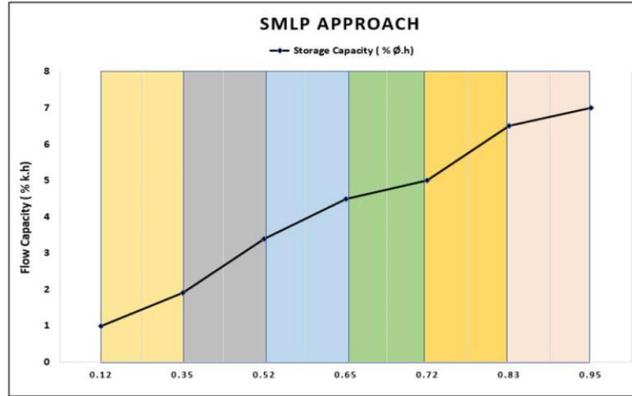
岩相模型(petrophysical facies modeling) 之建立，在儲集層描述扮演著關鍵角色。如應用在生產井，將可根據某些相似之岩石物理特性描述生產層位，而這些特性將可進一步用於油層工程計算。對於整個油氣田中，岩相有助於在多井對比方案中繪製各個儲集層單元。

通過壓力暫態測試，可以評估儲集層生產特性，如水平滲透率、垂直滲透率、膚表因子、儲集層邊界以及對認識油氣層構造等。

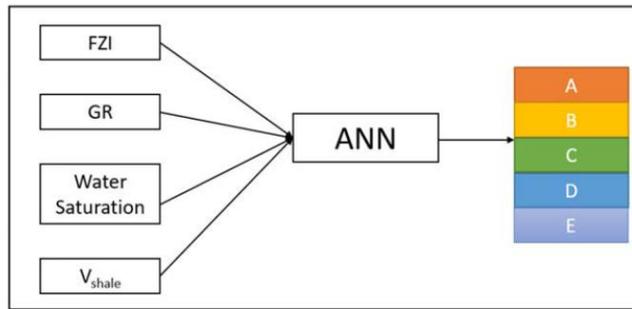
試井解釋中，在砂體單元厚度範圍內，油氣層通常被認為是均質。在高度非均質性之儲集層中，因未考慮儲層內部垂向非均質性，因此在傳統均質方法評估假設下，可能會低估或高估地層平均滲透率。本文為解決垂向非均質性之問題，在壓力暫態分析中採用了多層油氣層(multi-layer)模型，每層都可被視為單一岩相。

文中討論各種建立岩相模型之方法，舉例說明了這些多層油氣層模型在壓力暫態分析中之應用，並在不同類型儲集層砂岩中，將傳統均質模型和多層模型之分析結果進行對比。結果顯示多層油氣層模型可良好反應出垂直非均質儲集層之垂直和水平滲透率。地層中多層劃分程度決定滲透率在垂向之解析程度。

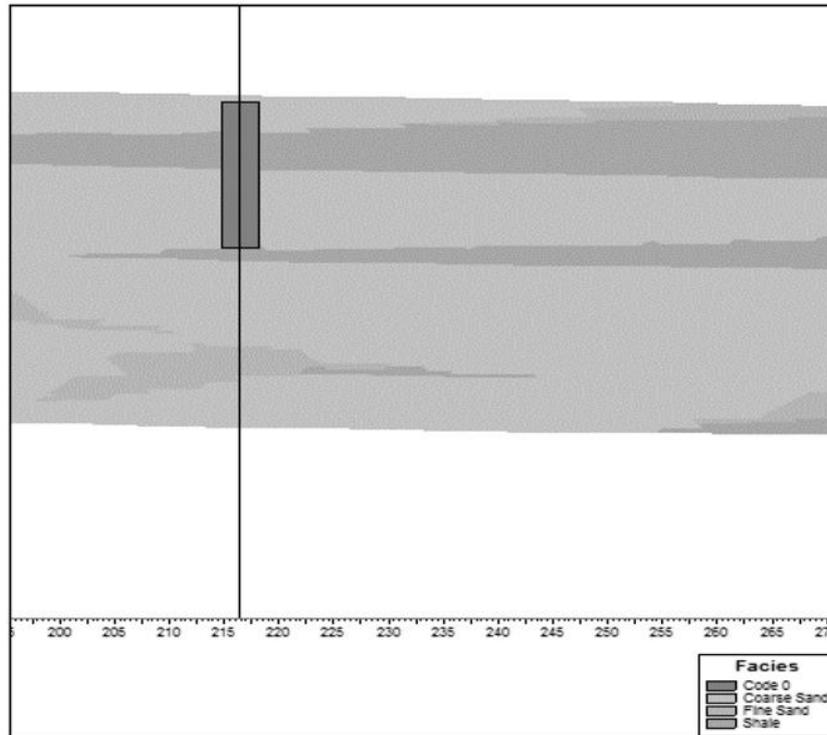
本文介紹岩相模型建立之方法，分別如圖二十和圖二十一所示。圖二十為Stratigraphic Modified Lorentz Plot 方法，圖二十一為類神經網路法。圖二十二為所欲分析之高度非均質性地層剖面。藉由分出多個岩性，結合多層油氣層模型進行試井分析，可了解各層位之地層參數和生產特性。圖二十三和圖二十四分別為採用均質和多層油氣層模型試井解釋結果，採用非均質模型確實能夠得到較佳之試井解釋結果，對於後續與電測解釋和地質模型可再整合，以針對複雜之沉積環境進行較精確之儲集層描述。



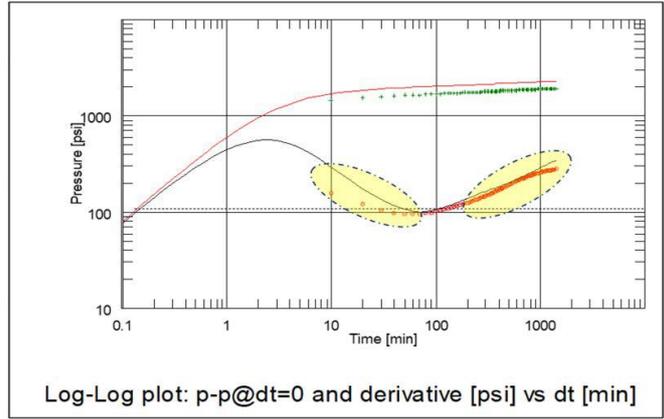
圖二十、Stratigraphic Modified Lorentz Plot 建立岩相模型



圖二十一、類神經網路建立岩相模型

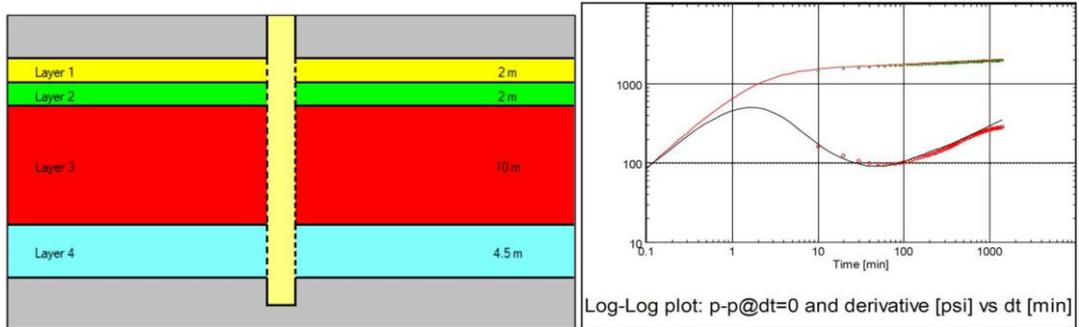


圖二十二、非均質性地質剖面



Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00311	bbl/psi
Skin	-1.5	--
Geometrical Skin	5.02	--
hw	9	m
Zw	10	m
Reservoir & Boundary parameters		
h	19.5	m
Pi	4809.5	psia
k.h	750	md.m
k	38.5	md
kz/kr	0.11	--
S - No flow	25	m
E - No flow	33	m
N - No flow	55	m
W - None	N/A	m

圖二十三、均質模型試井解釋結果



Layer details	K_h	K_v / K_h
Layer 1	45	0.22
Layer 2	15	0.02
Layer 3	65	0.28
Layer 4	55	0.16
Boundary distances	28 m South, 30 m East, 60 m North (all No flow boundaries)	

圖二十四、非均質多層油氣層模型試井解釋結果

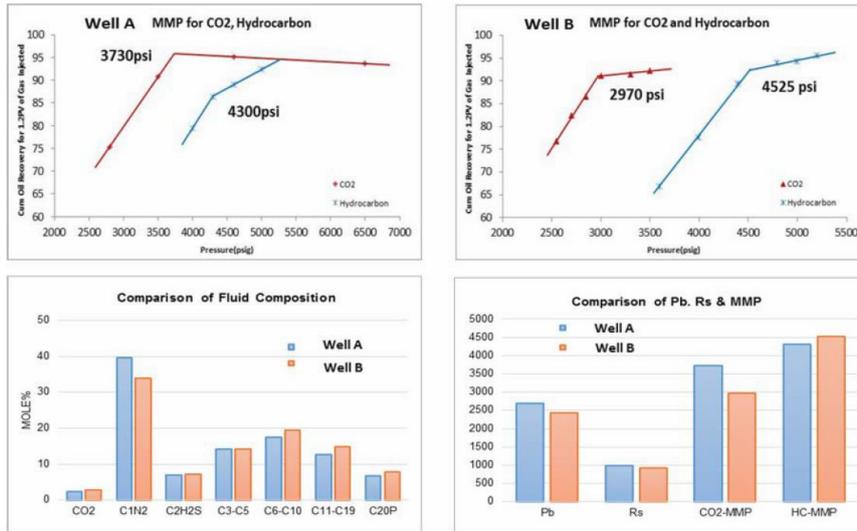
A Case Study of Miscible CO₂ Flooding in a Giant Middle East Carbonate Reservoir

Shuhong Wu, Tianyi Fan, Lisha Zhao, Hui Peng, Min Tong, Ke Wang, and Cong Wang, RIPED, PetroChina

以CO₂進行混溶沖排(miscible flooding)增產是一項成熟的油田開發技術，並已廣泛應用於許多油田提高採收率。此方法能有效地膨脹原油體積，降低地層流體黏度，消除油氣間之表面張力。文章以中東地區大型低滲透(2~5md)、低黏度(0.3cp)，碳酸岩油層進行CO₂沖排為例，介紹了該油田自20世紀90年代以來在自然衰竭、水驅、烴氣(hydrocarbon gas)沖排、水氣循環交替注入法(Water Alternating Gas)等方面之研究進展。進一步提高石油採收率和減少溫室氣體排放需求，評估以CO₂進行三級採油之潛力。

本文首先回顧先前以五點法(five spot)高角度水平井之生產歷史和CO₂先導試驗情況，包括生產能力、注氣/注水和剩餘油分佈，並在碳酸岩中分別比較以儲集層烴氣(hydrocarbon gas)和CO₂兩種沖排方法之最低混溶壓力(Minimum Miscible Pressure, MMP)、原油溶解度、混溶相區、殘餘油和氣竄(gas breakthrough)。最後提出CO₂與水交替注入法搭配最適化循環注入，用以提高生產能力和採收率。

通常，流體間的混溶可以通過兩種機制實現：第一接觸混溶和多次接觸混溶。CO₂與原油間之混溶是一個多接觸混溶過程。本文提到R油層中，原油與CO₂成分之間需要多次接觸，原油成分是影響最小混溶壓力(MMP)之主要因素。原油中CH₄和N₂含量越高，CO₂的MMP值越高，如圖二十五所示。



圖二十五、流體成分與 MMP 關係

與烴類氣體相比，由於 MMP 較低，CO₂ 更容易與石油混溶。在 R 油層中，A 井和 B 井 CO₂ 細管實驗(slim tube)的 MMP 分別為 2970 psia 和 3730 psia，兩口井的烴氣 MMP 分別為 4525 psia 和 4300 psia。在油層模擬中，CO₂ 和烴氣的 MMP 分別為 3800 psia 和 4500 psia，此時介面張力值接近於零。隨著 CO₂ 的注入，注入井附近油氣介面張力首先降低。CO₂ 不斷提取油相中輕成分，介面張力下降面積逐漸擴大到生產井。隨著 CO₂ 累積注入體積增大，注入井附近之油相組成越來越重，不再形成混溶相。

為了進一步優化 CO₂ WAG 開發效果，對 WAG 注入循環進行了研究。基本情況是 6 個月的 WAG 注入循環，即 CO₂ 注入 6 個月後隨即注水 6 個月。此外，還分別考慮了 3:9 WAG 注入循環、9:3 WAG 注入循環和錐形 WAG(taper WAG)注入循環。錐形 WAG 方式即採用早期注入大量氣體，隨後隨時間遞減。

WAG 注入循環對穩產期有一定之影響。注氣週期越長，穩產期時間越長。注氣週期對氣油比也有顯著影響。當以 9:3 進行 WAG 注入循環時，氣油比迅速上升。因此，錐形 WAG 注入循環解決了氣油比上升問題。在開發初期較長的注氣期有助於形成混相條件，從而延長穩產時間。中後期注氣週期的逐漸縮短有助於保持較

低的 GOR。

最後，利用 CO₂ WAG 機制進行了 100 年長期模擬。模擬結果表明，在 BII、BIIIU、BIIIL 等岩石物性良好之主要產層中，CO₂ WAG 回收率可達 70%以上。總回收率大於 60%，如表四。

表四、各產層長時間之採收率與孔隙體積注入量

Sector Model	Recovery @2068 (%)	Recovery @2118 (%)	HCPV for CO ₂ WAG
BII	54.9	68.3	1.6
BIIIU	56.2	70.1	1.3
BIIIL	54.6	71.6	1.3
BIVU	47.2	63.4	1.4
BIVL	26.5	37.9	1.1
BV	35.4	46.9	0.7
Total	49.4	64.0	1.2

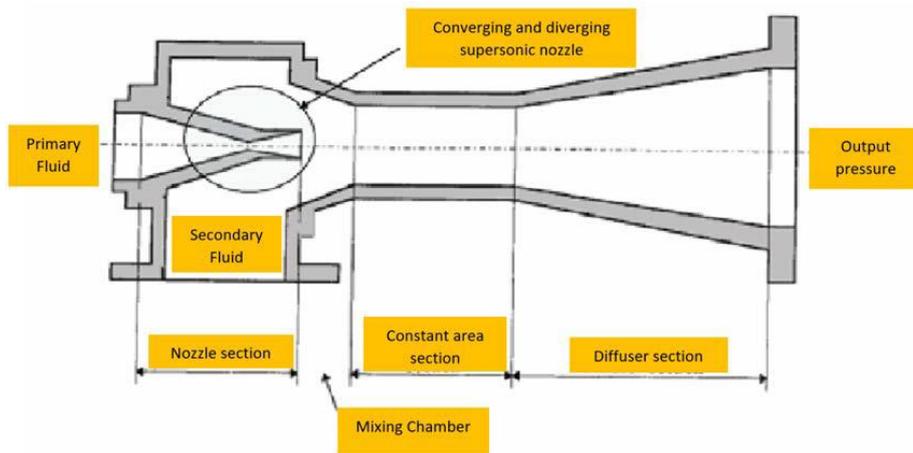
本文發表結束，現場與會人員隨即發問為何模擬時間需要那麼長，作者回答此目的主要測試 CO₂ 暨增產和封存之可行性，個人看法如以短期實施對於經濟效益可能就不會如表中所描述結果，且地質異質性問題亦影響採收率。

SPE-196440-MS

Giving a Boost to Low Pressure Gas Well by Installing Gas Ejector

Wei Ping and Macdonald Brian, KUFPEC INC.

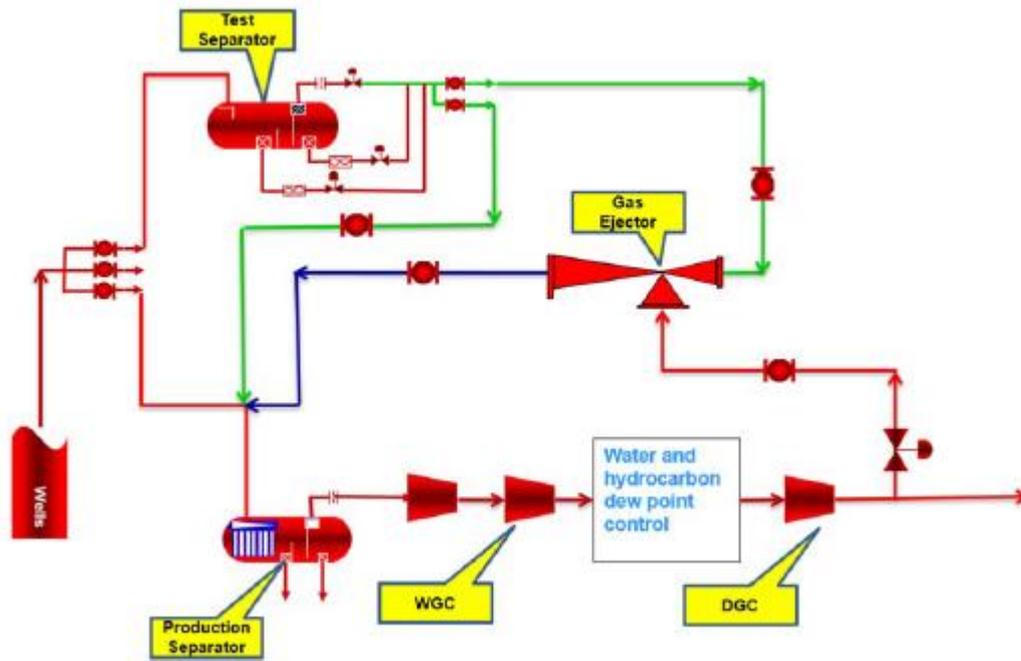
生產耗竭之氣田常會安裝壓縮機藉以降低井口壓力進而增產。本篇文章介紹少見於氣田中降壓生產設備之應用，即氣體噴射泵(gas ejector)，其為一種低成本解決方案，占地面積小，重量輕，適用於海上生產平台，因沒有機械傳動和機械工作構件，所以運行成本最低。氣體噴射泵能保持穩定輸出壓力，並能靈活地改變流量，且能操作於極低之壓力，該設備僅藉助另一種工作流體能量當做動力來源，進而輸送低能量之液體，圖二十六為典型氣體噴射泵之設備剖面。



圖二十六、典型氣體噴射泵之設備剖面

文中描述某海上氣田為了進一步降低低壓氣井之背壓，增加成熟氣田可採量，2014 年對氣體噴射泵之可行性進行評估與分析。2015 年對多口氣井進行了現場測試，2016 年成功投入使用。根據油層模擬估計，透過安裝氣體噴射泵，將進口壓力從 100 psi 降至 50 psi，可增加 6.4 Bcf 之可採量。因極低投資和營運成本使得此計畫得到明顯經濟效益，且現有平台上之設施和高壓氣體來源有助於該計畫之執行。

氣體噴射泵在具有不同產能特性之井況中都獲得成功測試，測試結果其氣體噴射泵能夠適應不同的井況，提供穩定輸出壓力。其亦能應用于高水氣比(Water Gas Ratio)之低壓井，使氣井採收率最大化，圖二十七為氣體噴射泵和測試及生產分離器之生產流程，表五為主要工作流體和二級工作流體規範。



圖二十七、氣體噴射泵和測試及生產分離器之生產流程

表五、主要工作流體和二級工作流體規範

<ul style="list-style-type: none"> ● Design parameters for the secondary inlet gas ● Working pressure, 50 psi ● Working temp, 120° C ● Gas rate, 10 mmcfpd ● Design parameters for the primary inlet gas ● Working pressure, 1200 psi ● Working temp, 43° C ● Gas rate, 17 mmcfpd ● Pressure Range, from 1100 to 1500 Psi ● Design output Working pressure, 100 psi

SPE-196487-MS

Reservoir Recovery Estimation Using Data Analytics and Neural
Network Based Analogue Study

Yajing Chen and Zhouyuan Zhu, China University of Petroleum, Beijing; Yangxiao Lu, The University of Texas at Dallas; Changhao Hu, Fei Gao, Wei Li, Nian Sun, and Tian Feng, E&D Research Institute of Liaohe Oilfield Company of CNPC

以油層類比方法評估油氣田蘊藏量或採收率，不同於使用理論科學之預測方法，如油層模擬，該類比方法有賴於具豐富經驗之油層工程師所學知識和眾多油田長期生產之結果。文章中提出新的工作流程，以資料分析和機器學習技術取代基於人類知識之類比研究。

作者從美國能源部三級採油資訊系統(Tertiary Oil Recovery Information System, TORIS)收集 1,381 個實際油田儲集層性質、開發參數和歷史採收率等資料。對於異常和缺失資料部分進行廣泛的資料過濾。並確定影響採收率最重要的因素。進一步使用單變數和雙變數分析瞭解採收率和關鍵參數之間關係，以及利用人工神經網路模型進行採收率預測。

採收率主要取決於 19 個主要因素，比原來 TORIS 中 70 多項參數減少許多。並在 90%的油田中隨機選擇資料作為機器學習的訓練集(training set)。通過對剩餘 10%油田進行採收率預測，與實際採收率進行對比，驗證了該方法的可預測性和準確性。

表六為油層工程中預測蘊藏量和採收率方法之比較，圖二十八為 TORIS 內針對各油田儲集層特性、生產井距、井數和蘊藏量及採收率所蒐集之資料。文中提及因 TORIS 資料庫 1,381 筆資料部分缺失，故在資料前處理過程中，僅篩選 506 筆進行分析。並針對部分參數進行經驗挑選跟剔除，表七為使用油層工程評斷之類比法考慮因素。

表六、油層工程中預測蘊藏量和採收率方法之比較

Categories	Methods	Principles	Advantages	Disadvantages
Fluid flow physics based reservoir modeling	Numerical reservoir simulation	Solving the material balance and Darcy's law for discrete reservoir simulation grids.	Solving the multi-phase multi-component porous media flow problem discretely on complex reservoir geological models accurately.	Large number of input parameters is needed. Large uncertainty exists for properties far from the well location. The history match and prediction process needs large amount of human work.
	Material balance calculations	Volume conservations.	Solving the reservoir recovery problem in a quick and easy way.	The model is simple. It is only suitable for reservoirs with relatively uniform average pressure, which is measurable periodically. Multi-tank material balance may be used to solve recovery problems in geologically complex reservoir.
	Reservoir engineering analytical solutions	Solving the material balance and Darcy's law analytically.	Solving reservoir recovery problems in a quick and easy way, with strong physical intuitions.	It is only suitable for reservoir problems with simple geology, geometry and well configurations. Too difficult for reservoirs with complex geological models.
Experience-based predictions	Classical decline curve analysis	Empirical observations, experience and some simple flow physics.	Making the reservoir predictions in a quick and easy way.	The method is only applicable to the stable decline period in production with minimal changes to the operating conditions. And human experience is important in its applications. It requires large amount of production data in order to summarize the decline behavior and predict the future.
	Reservoir analogue study	Predictions made based on human knowledge, experience and fuzzy logic. It is based on experience and knowledge from various disciplines such as geology, geophysics, reservoir and production engineering.	The analysis is simple, which can make predictions in the initial stage of exploration and appraisal to guide decision-making, based on a set of basic reservoir properties. And it can also be used for screening of reservoir development methods.	The method is based on the analysis of large amount of existing dataset, which takes large amount of human work for data collection and examination. The method is subjective and inaccurate sometimes due to lack of experience. It usually mandates a long training period for engineers.

Record 1										Record 2																
DOE Code	Field	State	Lithology	Geologic Age Code	Reservoir Name	DOE Ref Num	Preparer Ref Num	Formation Name	Field Acres	Proven Acres	Well Spacing	Total Wells	Net Pay	Gross Pay	Porosity	Sci	So	Swi	Sw	Bgi	Bg	Oil FVF	FVF	TVD		
0 AK	1	122	GRANITE	MIDDLE	KI	2977	8300		3200	-1	120	51	320	600	14	60	-1	40	-1	-1	-1	1.586	1.42186	8780		
0 AK	1	217	KUPARIUK	KUPARIUK		3190	8575		240000	-1	320	114	50	150	21	88	67	32	30	-1	0.999999	1.22	1.22	8300		
0 AK	1	123	MCARTHU	HEMLOCK		3078	8048		12400	-1	80	81	260	478	11.9	65	41	35	59	-1	-1	1.25	1.26	8350		
0 AK	1	123	MCARTHU	TYONEX	M	3079	8049		2400	-1	160	15	100	160	18.1	65	-1	35	-1	-1	-1	1.23	1.2177	8850		
0 AK	1	124	MCARTHU	WEST FOR		3080	8050		1515	-1	160	5	100	300	15.7	-1	31.5841	51.8333	66.4058	-1	-1	1.19	1	9650		
0 AK	1	125	MIDDLE	GI TYONEX	H	3430	8881		8866	-1	60	38	260	1400	13	70	51	30	49	-1	-1	1.23	1.2	7100		
0 AK	1	231	PRUDHOE	SADLER	RO	3189	8574		250000	-1	160	829	194	550	23	65	56.0182	35	43.8817	-1	-1	1.38	1.35	9000		
0 AK	1	124	SWANSON	HEMLOCK		3149	8530		5450	-1	70	73	98	117.6	21	80	34	40	66	-1	-1	1.19	1.11	10800		
0 AL	1	218	CITRONEL	VARIOUS		2889	8280		13890	-1	40	310	51	70	15	87	40	33	60	-1	-1	1.1	1.05	11050		
0 AL	2	-1	GILBERTO	EUJAW		2837	5176		-1	-1	10,1179	212	-1	32.4	29	63	60	37	40	-1	-1	-1	-1	-1		
563705	AL	1	112	POLLARD	UPPER TU	1	1		900	880	5	14	34	175	32	71	-1	29	-1	-1	-1	1.17	1.0347	3807		
0 AR	2	220	CHALTBRE	SMACKOV		3254	8856		-1	-1	160	15	27	110	11.7	69	54	31	48	-1	-1	1.898	2.2	10240		
131635	AR	1	212	CHAMPAG	OLD	12	19		-1	-1	4475	13,473	167	10	12	30	70	40	30	60	-1	-1	1.1	1.05	2890	
216716	AR	1	212	EL DORAD	OLD	14	23		-1	-1	3088	-1	28	51	-1	0.25	0.65	0.6	0.35	0.4	-1	-1	1.1	1.05	-1	
216745	AR	1	212	EL DORAD	NACATOCH	16	26		-1	-1	10951	53,3684	68	20	34	25	72	56	28	42	-1	-1	1	1	2100	
234374	AR	1	212	FALCON	TOKO	16	27		-1	-1	270	85	10	14	16.8	33	67	-1	33	-1	-1	-1	1.15	1.15	2108	
252217	AR	1	218	FOUKE	HALLWAY	17	29		-1	-1	2040	40	54	22	26.4	25	65	37	35	63	-1	-1	1.1	1.089	3400	
348341	AR	1	212	IRMA	OLD NACAJA	2	3		-1	-1	2300	00	-1	13	27	40	67	55	35	45	-1	-1	1	1	1150	
0 AR	1	211	LICK	CREE	MEAKIN	3250	8852		1820	-1	20	54	8.6	120	30	68	30	68	32	65	-1	5	1.1	1	2945	
0 AR	1	211	LISBON	NACATOCH		3252	8854		8800	-1	10	300	10	60	25	80	53	40	47	-1	-1	1.1	1.1	2080		
0 AR	2	220	MAGNOLIA	SMACKOV		3255	9057		-1	-1	40	132	106	168	16.5	70	42	30	58	-1	-1	1.49	1.46	7000		
0 AR	2	221	MIDWAY	SMACKOV		3228	8815		-1	-1	11,1905	77	85	285	25	78	45	22	55	-1	-1	1.21	1.21	8300		
504339	AR	1	211	NEW LONE	COTTON V	24	38		-1	-1	921	40	10	30	42	22	60	47	46	53	-1	-1	1.4	1.10299	5689	
0 AR	1	211	SANDY	BE NACATOCH		3263	8655		8200	-1	10	810	30	60	25	50	42	60	58	-1	-1	1.1	1.1	2300		
639205	AR	1	221	SCHULER	COTTON V	26	41		-1	-1	2700	40	148	11	13.2	21	70	51	30	49	-1	-1	1.3	1.13285	5700	
0 AR	1	200	SCHULER	JONES		3249	8648		-1	-1	20	39	33	39.6	20.2	78	50	22	30	-1	-1	1.58	1.28	7530		
661896	AR	1	211	SMACKOV	BLOSSOM	4	6		21780	43970	20	400	11	110	28	75	40	25	60	-1	-1	1.08	1.05	2600		
661898	AR	1	211	SMACKOV	GRAVES	5	8		21700	43970	20	-1	20	140	25	75	35	25	85	-1	-1	1.05	1.05	2400		
661898	AR	1	211	SMACKOV	NACATOCH	6	10		21780	43970	10	4000	22	150	32	75	35	25	65	-1	-1	1.1	1	2000		
679615	AR	1	211	STEPHENS	BLOCKMAN	31	49		16000	5680	20,316	815	5.3	11	31	57	47	43	57	-1	-1	1.05	1.03	2100		
679615	AR	1	219	STEPHENS	SMART	33	52		-1	-1	5320	37,8788	68	14	16.8	25	65	46	35	54	-1	-1	1.2	1.1	2650	
718881	AR	1	212	TROY	NACATOCH	9	14		-1	-1	897	10	-1	18	21.6	40	87	50	33	50	-1	-1	1.1	1.05	1220	
728890	AR	1	218	URBANA	URBANA	36	17		-1	-1	1725	10	27	7	8.4	30	75	-1	25	-1	-1	-1	1.26032	1.06239	3860	
758440	AR	1	217	WEBSON	HOGG	38	58		-1	-1	1542	20	70	20	50	32	90	38	10	62	-1	-1	1.06	1.03	3100	
15046	CA	1	121	ALISO	CAP PORTER	42	64		825	400	10	24	180	460	27	78	51	22	29	-1	-1	1.14	1.06	5050		
19973	CA	1	122	ANT HILL	OLCSE	44	66		295	885	10	68	100	700	34	67	57	33	43	-1	-1	1.05	1.01	2280		
20150	CA	1	122	ANTELOPH	WILLIAMS	45	70		535	145	10	28	60	96	33	68	54	34	46	-1	-1	1.05	1.01	2300		
20150	CA	1	122	ANTELOPH	WILLIAMS	47	74		535	285	10	34	100	250	33	66	56	34	44	-1	-1	1.05	1.01	2298		
20190	CA	1	122	ANTELOPH	MIOCENE	48	76		280	280	10	7	75	140	33	68	58	34	42	-1	-1	1.05	1.02	4311		
0 CA	1	122	ASPHALT	STEVENS		2878	8301		400	-1	10	72	185	600	27	80	35	20	65	-1	-1	9.865	0.6	1.7	45	5600
0 CA	1	122	BELRIDGE	BELRIDGE		3891	9602		2100	-1	19	22	170	330	17	65	-1	35	-1	-1	-1	1.48	1.18	8000		
0 CA	2	122	BELRIDGE	DIATOMITE		3893	9600		2100	-1	10	50	600	600	58	50	30	65	85	5	5	1.08	1.07	1000		
0 CA	1	112	BELRIDGE	TULARE		3692	9601		2100	-1	-1	-1	40	200	33	69	69	31	31	-1	-1	1.02	1.02	800		
0 CA	1	122	BETA	FIEL	MIOCENE	3418	8888		2100	-1	15	39	300	1200	24	65	60	35	40	-1	-1	1.1	1.07	3800		

圖二十八、TORIS 資料庫針對各油田所蒐集之相關參數

表七、以油層工程評斷之類比法考慮因素

Lithology type	Well spacing	Net pay	Gross pay	Porosity
Initial oil saturation (Soi)	Initial water saturation (Swi)	Oil Formation Volume Factor (FVF)	Total Vertical Depth (TVD)	Formation temperature
Permeability	API gravity	Viscosity	Initial gas oil ratio (GOR)	Initial pressure
Swept zone residual oil saturation (Sor)	Dykstra-Parsons permeability variation (V _{DP})	Depositional Environment	Geologic trap type	

文章中亦考慮變數間之影響，以單變數與雙變數分析，採用三種方法進行類神經網路之訓練集，分別為：

A. 利用表七所列之 19 個關鍵控制因素

B. 根據雙變數分析結果排除 A 方法中溫度、初始壓力和初始水飽和度

C. 利用另外 16 個控制因素，因其為非數值特性，排除了岩性、沉積環境和地質圈閉類型。

雖然本文以類神經網路分析獲得很好之預測性，會議中亦有人針對表中為何僅挑選此 19 項油層工程評斷因素進行分析，作者回答因控制因素眾多，在運算時間之考量下，無法將所有因素納入，僅就常見類比方法考量因素篩選之。

SPE-196363-MS

Case Study of Underground Gas Storage in a Lean Gas Condensate Reservoir with Strong Water-Drive

Chihming Tien, Hsiaowei Lin, Jinfa Chen, and Weijr Wu, CPC Corporation

本文為個人投稿文章，描述鐵砧山氣田轉換成儲氣窖過程，及進行油氣層模擬和歷史擬合分析儲氣窖之水侵問題。圖二十九為會後與技術會議主持人之合照。會中發問之問題在於 2011~2012 年儲氣窖壓力突然上升，是否有使用與時間函數有關之水體方法進行分析。個人針對此問題，回答因嘗試以 Carter-Tracey 解析水體之時間函數進行，但仍無法擬合此壓力劇烈上升之跡象，只能額外施加水體。

最後技術會議主持人建議文章未來可經過同行評審(peer review)後發表文 SPE 期刊。



圖、會後與會議主持人合照

肆、心得及建議

本次奉派出國參與石油工程師協會亞太地區年會，除了以論文發表為首要任務外，有機會與油氣探採與資料分析領域之各國專家學者進行交流，對於三級採油、自動化系統、油氣層監測控制、人工智慧於石油工程之應用等現今熱門議題獲益良多，對於未來技術發展之走向與研究方向有了更一步的認識，於參展及交流部分亦有所體悟，茲提出以下幾點心得與建議：

一、地域性會議所著重之技術層面

本次參加研討會為石油工程協會於亞太地區舉辦之年會，與會者中大部分仍來自中國、東南亞和澳洲石油和天然氣公司之管理和技術人員，參加之技術人員仍以油層工程師為主要。另外，論文發表著重技術及應用標的仍以區域性油公司所專注之油氣探勘及生產領域居多，如三級採油之相關領域及應用，會議中就有許多特定技術議題圍繞，顯示依照目前油價仍有許多油公司願意在成熟油田中投入此領域研究發展，期以降低生產成本。

二、油氣田生產管理自動化為目前與未來趨勢

本次參與技術研討會或展覽會交流皆可見到自動化議題，且已達實際應用階段，該技術可節省人力與改善營運管理，目前國內礦區尚未引進相關技術，若未來有新興油氣田須自力開發，可嘗試發展此項技術，此技術亦涵蓋大數據分析應用和生產操作之風險診斷，若目前與公司合作之油氣田經營人或相關軟體公司已具有類似技術應用於實際礦區，可找機會學習相關技術。

二、結合人工智慧，落實機器學習應用

人工智慧及機器學習為油氣產業技術熱門發展趨勢之一，由本次研討會多項主題集中於此部分，可見其熱門程度。建議可採委託研究案，與資料分析、專業軟體公司或學術單位合作針對實際現場或礦區評估等問題，進行分析與診斷，擴大該領域之應用。

三、油層模擬與地面設備之最適化

此次會議有多篇論文談及聯合地下油氣層與地面網路模型最適化，針對公司查德自營礦區，未來可採用此技術診斷與分析整體油田操作瓶頸，不在僅是以油層工程師之立場，可能僅單獨考量到油氣層模擬模型，即盡可能加大油氣田採收率，而忽略了地面管網之限制條件等。

四、鼓勵油氣探採工程人員參與國際性研討會

會中最受用莫過於與國際油公司人員及廠商交流，以油氣田實際案例及面臨問題進行相關意見諮詢討論，而相關技術人員亦以豐富之實務經驗給予建議及應對方案，透過交流增加合作機會。對公司而言，除國內氣田及海外查德礦區為自身擔任經營人外，其餘海外資產併購或探勘案，皆以讓入股權方式進行，因此油田生產經營之相關技術仍欠缺，特別是三級採油技術與人工舉升之各類方法仍較不熟悉。此次大部分與會者均來自亞洲地區，且仍有諸多題目聚焦在成熟油氣田

之生產開發。因此諸多採油技術對於公司仍較陌生，如聚合物沖排、二氧化碳混溶沖排、水氣交替注入採油等方法。未來期許公司多鼓勵相關探採從業人員參與國際研討會，吸收業界新知識，和掌握公司現況及最新技術應用。此舉將有助提升現場作業及研究部門跨單位整合及聯繫，促進內部合作交流和提高研究能量。