

出國報告（出國類別：開會）

## 參加 2014 年美國石油工程師學會 技術年會暨展覽會和短期訓練課程

服務機關：台灣中油公司探採研究所

姓名職稱：田志明 研究員

派赴國家：荷蘭/阿姆斯特丹

出國期間：103 年 10 月 24 日至 10 月 31 日

報告日期：103 年 12 月 3 日

## 摘要

本次出國計畫係配合年 103 年度研究計畫「高蠟份原油流動特性研究」及石油基金「鐵砧山儲氣窖新注產氣井規劃及設計研究」之相關聯性工作，另外此技術年會亦針對增進油氣生產技術等多樣相關研究主題進行研討並附設訓練課程，藉由技術年會各研究主題及訓練課程可以學習世界各國在探勘、開發、鑽井、生產與增進採油等最新技術，並將相關技術嘗試應用於國內、外石油或天然氣礦區上，期望解決礦區生產所遭遇的問題或是增進目前油氣生產礦區之產量，以降低生產成本及提高採收率。

美國石油工程師協會(Society of Petroleum Engineers, SPE)所舉辦年會暨展覽會(Annual Technical Conference and Exhibition, ATCE)，屬於超大型國際研討會，研討會討論內容包羅萬象，研究主題超過 40 場次，涵蓋了石化能源未來走向和發展、油氣田探勘生產開發技術、二氧化碳排放減量暨環境保護等議題，亦針對科技論文寫作、強化個人職場技能及工作溝通技巧，甚至到未來大學培養石油工程師之教育方針亦有開設專門論壇討論，可見此研討會對於石化能源上游產業發展之全方位關注。

本次除了有機會參與此研討會外，另參與研討會所附屬舉辦之短期訓練課程，課程內容為「流動保障：流體流動行為和生產化學管理(Flow Assurance: Managing Flow Dynamics and Production Chemistry)」，此一天訓練課程著重在油氣田生產開發階段，井孔及管道所面臨油氣輸儲之挑戰，內容從蠟份(Wax)、瀝青質(Asphaltene)、鹽類結垢物(Scale)、甲烷水合物(Gas Hydrates)等常見引起管道堵塞中斷生產操作之相關議題進行原因探討及防治改善措施，由於公司在流動保障研究領域尚在初探階段，藉由此次訓練

課程所教授之內容，深感獲益良多，如公司在查德礦區所開發之原油屬高蠟份(常溫壓原油蠟份含量 23 wt%，析蠟溫度高達 54°C，流動點 39°C)，未來在原油輸儲上勢必會面臨到流動保障問題。如何在生產操作及管道成本上達到最佳化設計將是一個重要課題，因此未來自身研究工作將會多予以加強對於流動保障領域之鑽研。

參與訓練課程及技術年會外，會議另附設全球油氣田技術服務公司、油氣田開發設備製造商、軟體技術公司及實驗室儀器製造商等之產品及技術展覽會，其中亦有許多大型石油公司(Shell、Saudi Aramco、Petronas)參展，展覽會上大型技術服務公司(Schlumberger、Halliburton、Baker Hughes)每日均安排特定時間舉辦專人講解公司所擁有獨家的軟硬體技術，由於北美頁岩油氣探勘之龐大市場經濟，技術服務公司所講解主題仍著重於液裂新技術之開發。

四天參與訓練課程、研討會及展覽會所吸收到的油氣田生產開發技術新知收穫頗多，參與此類世界性石油工程技術研討會，可快速吸收業界最新的油氣生產技術，擴展研究人員參與最新科技接觸之途徑，對於研究方向及現場油氣田生產開發技術之應用可提供規劃架構。

**關鍵詞：SPE、流動保障、液裂**

## 目 次

摘 要.....	I
目 次.....	II
壹、目的.....	1
貳、過程.....	2
參、心得.....	3
肆、建議事項.....	55

## 壹、 目的

配合 103 年度石油基金「鐵砧山儲氣窖新注產氣井規劃及設計研究」及所內計畫「高蠟份原油流動特性研究」之執行，參加 2014 年美國石油工程師學會技術年會暨展覽會和附設訓練課程。由於油氣開發生產技術日新月異，本項出國計畫規劃參與此類世界性石油工程技術研討會，可與全世界頂尖的石油工程業界先進互相交流最新的油氣生產技術，為擴展研究人員參與最新科技接觸之途徑。

年度研究計畫，一部份集中於「鐵砧山儲氣窖新注產氣井能力評估及規劃」，透過鐵砧山儲氣窖地質模式建構，使之準確銜接油氣層電腦模擬與後續歷史調諧及未來油氣生產剖面、生產動態預測並配合單井產能分析，瞭解選定合適完井方式及評估最適注產氣能力。另一部份則集中在「高蠟份原油流動特性研究」，其中自原油從井孔流至井口及地面管線輸送過程中，將經過一連串的壓力及溫度變化，因而產生許多流動性問題。如何確保原油之流動性不受溫度及壓力降低之影響，與其原油成分性質息息相關，此性質也一併影響未來管線輸儲設計規劃。此類專題於歐美各地舉辦之石油工程技術世界性年會或專題技術研討會都會有新技術之應用或研究成果之展示與研討。此課程及會議將以研討油氣層數值模擬、液裂、流動保障及增進油氣田採收率等新技術為主要研究學習目標，並藉由參加此類技術會議之機會與專家學者研討，快速累積經驗與技術，並應用於本公司未來油氣田之探勘及開發作業。

## 貳、 過程

本次出國為期 8 天(10 月 24 日至 10 月 31 日)，主要行程為參加 2014 年美國石油工程師學會技術年會暨展覽會和短期訓練課程。訓練課程 1 日(10 月 26 日)和技術年會暨展覽會 3 天(10 月 27 日至 10 月 29 日)，訓練課程於當日早上八點於阿姆斯特丹水星飯店(Mercure Hotel Amsterdam City)舉辦，下午五點結束。

技術年會暨展覽會地點則位於阿姆斯特丹世貿中心(Amsterdam RAI Centre)，展覽會從每日上午九點至下午六點，最後一天則提前至下午三點結束，而技術研討會每日從上午八點半至下午五點結束。

第一天參加訓練課程報到時一併完成年會註冊手續，第二天技術年會暨展覽會開始，上午議程安排學生對於石油產業及工程技術有關之知識競賽及開幕大會，開幕大會內容主要討論未來石化能源發展趨勢。下午隨即進行各類技術專題演講，聆聽各領域在學術及產業界上之最新發展及相關應用。

第二天及第三天會議持續參加諸多場次之專題演講，以研究所內目前研究主題為主，關注在於「多孔隙介質流體相行為研究」、「流動保障」、「非傳統油氣田生產特性評估及模擬」、「完井及防砂最佳化設計」、「增進及強化採油」及「油氣田開發方案及展望評估」等領域。

每日利用研討會中場休息及中午時間參加展覽會，前往展場觀摩石油產業相關設備製造商及技術服務公司之發展現況及互動交流，其中特別前往與所內購買實驗儀器製造商(Core Lab、Chandler)及石油工程分析軟體廠商(Petroleum Experts Ltd、Kappa Engineering、Schlumberger、CMG)進行拜會及交流。

## 參、心得

### 3.1 第一天訓練課程

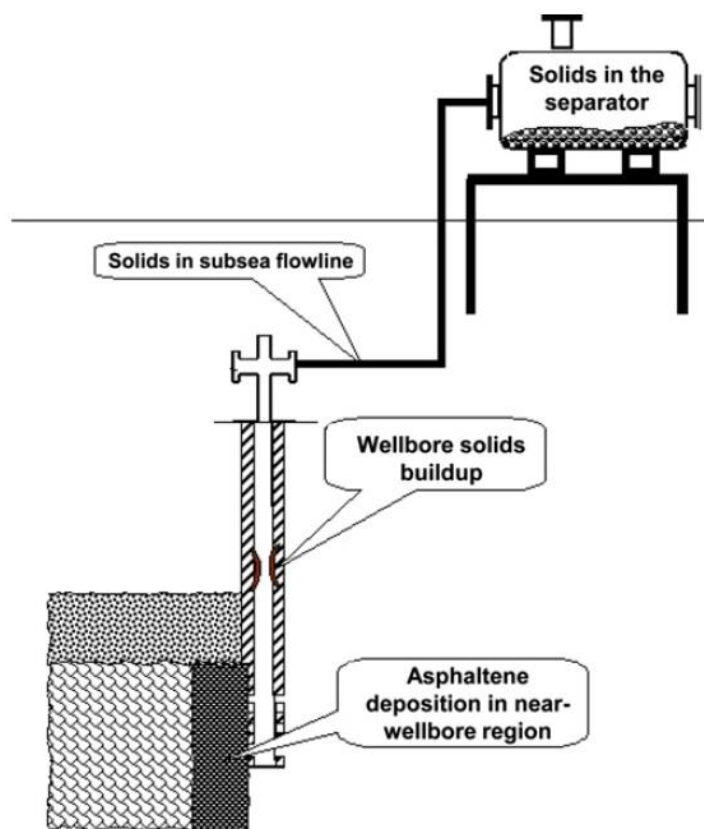


本次訓練課程由美國石油工程師學會舉辦，地點在阿姆斯特丹水星飯店(Mercure Hotel Amsterdam City)，課程內容為「流動保障：流體流動行為和生產化學管理(Flow Assurance: Managing Flow Dynamics and Production Chemistry)」，講師邀請到擔任 Schlumberger 公司油田生產領域顧問 Dr. Jamaluddin，專長為油氣層流體相行為及流動保障。

流動保障對於整個油氣田生產開發扮演關鍵角色，適逢公司在查德礦區所生產開發之原油係屬高蠟份，未來在管線生產及輸儲設計上勢必會面臨到此相關研究主題，公司對於流動保障領域尚在初探階段，因此配合年度研究題目「高蠟份原油流動特性」，選擇參加此訓練課程。

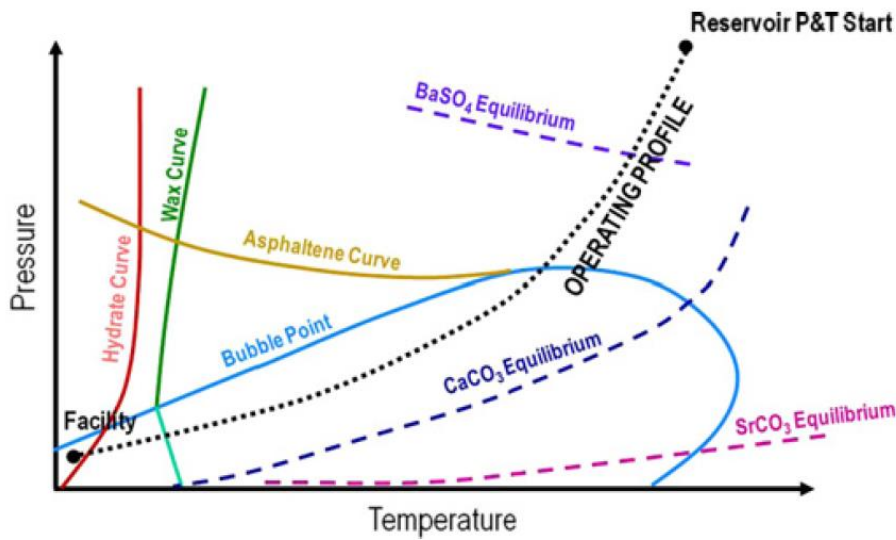
「流動保障」一詞係指流體從油氣層多孔隙介質至銷售端管線，透過工程設計、生產策略及相關準則達到油氣穩定生產之目的。該研

究領域涉及流體流動行為、熱傳遞及生產化學（有機及無機固體）等學科。對於上述所造成的流動阻礙需透過完整系統方法加以識別，在油氣一連串生產過程中（如下圖所示），往往會碰到多個流動阻礙問題，如何達成最佳資本支出、操作成本和風險最小化，也就是研究流動保障最終之目的。

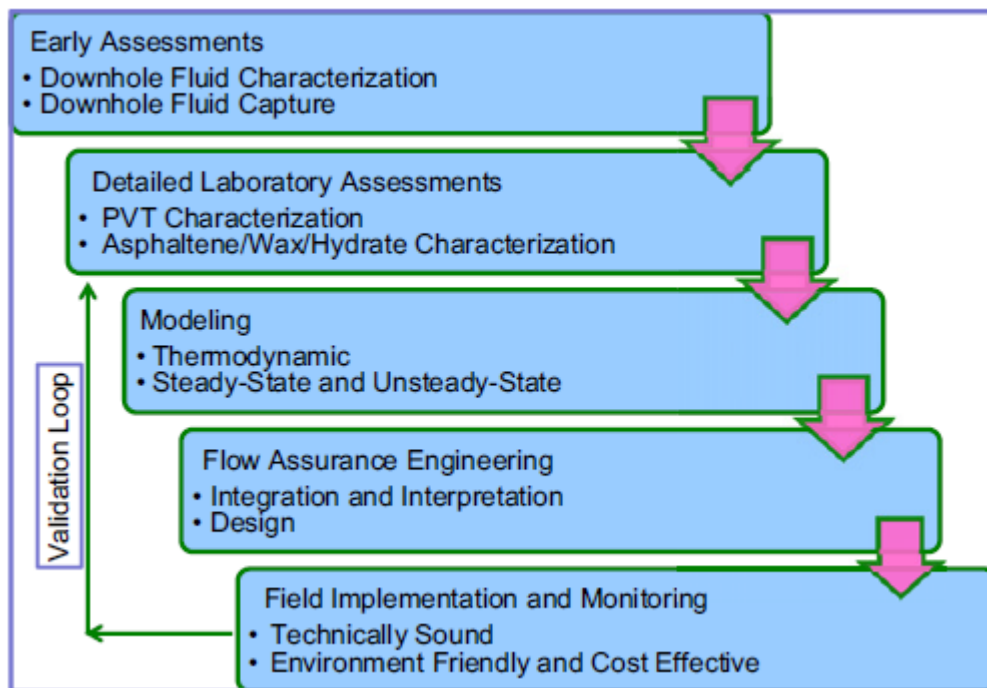


當原油從油氣層中流至地表，將經過一連串的壓力及溫度變化，也意謂著其熱力學狀態路徑將經過不同相態區，因而產生許多流動性問題。海上油氣田開發流動保障問題比陸上更難克服，尤以深水環境。下圖為典型深水區域之原油相態圖，圖中可明顯觀察出當油氣層中之原油流至生產管線中，可能跨越幾個影響流體流動行為之相態區，包含形成瀝青質(Asphaltene)、蠟份(Wax)、甲烷水合物(Gas Hydrates)、鹽類結垢物(Scale)及雙相流動所引起段塞流(Slug Flow)等流動阻礙問題。





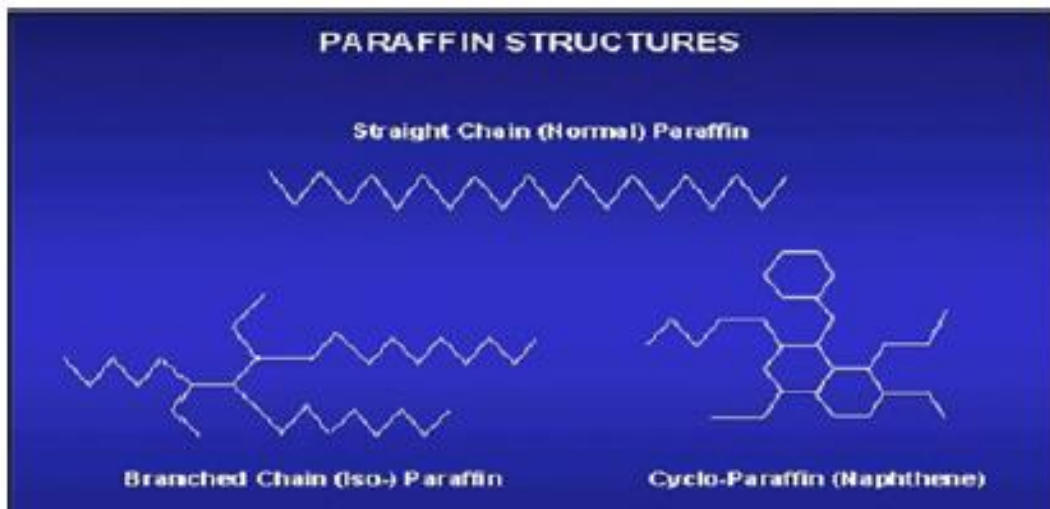
下圖為流動保障研究之流程，先期首先需對井底流體進行取樣及特性化評估後，進入 PVT 試驗分析及識別影響流動保障之因素（如瀝青質、蠟份、及甲烷水合物特性分析），隨後以熱力學模型進行相圖區之描述，再者以穩態及非穩態方式進行流體在管道中流動行為模擬，後者再予以搭配整體工程評估設計。最後階段則實際應用於油田生產開發及監控，對於整體操作成本、最佳資本支出和風險最小化進行最適化評估及修正。



下列對四種常見影響流動保障之因素進行說明：

## 蠟份(Wax)

原油組成中的飽和烴類(Saturates)是石油蠟分的最大來源，其為非極性分子，由正烷烴(n-paraffins)、異烷烴(Iso-paraffin)和環烷烴(Naphthene)所組成，如下圖所示。



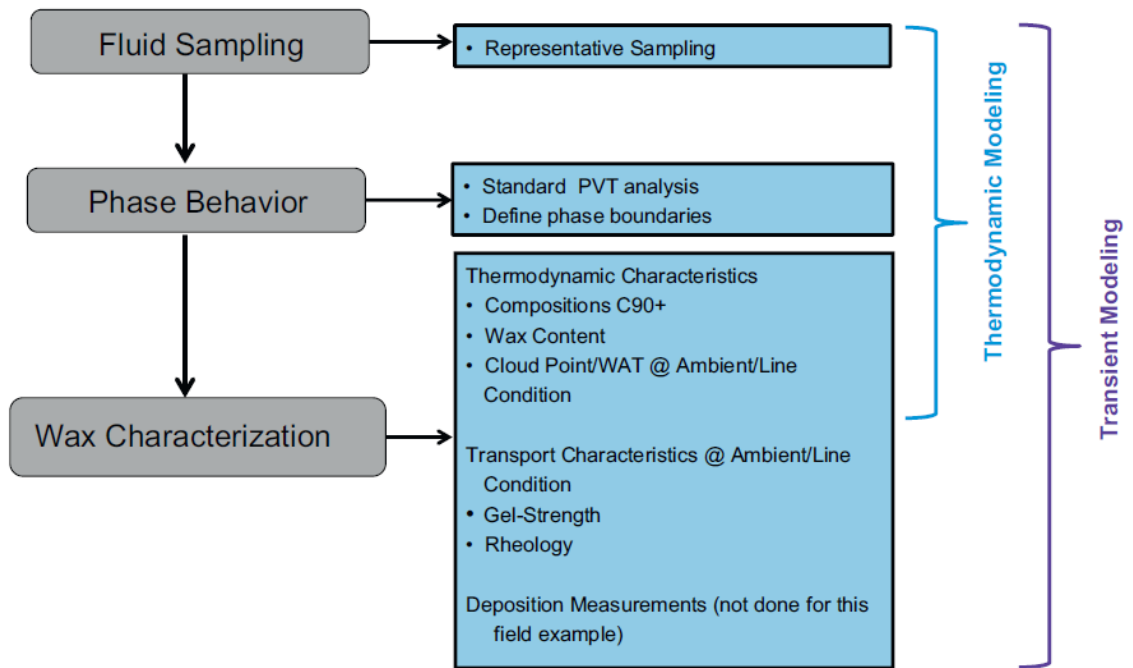
蠟份在地底下以膠體狀存在於石油之中，但開採石油時壓力和溫度降低，會逐漸從原油中析出，在給定狀態條件下蠟開始凝析出的溫度稱為析蠟溫度(Wax Appearance Temperature，簡稱 WAT)，由於蠟晶體逐漸析出而呈霧狀或渾濁，亦可稱為濁點(Cloud Point)。若溫度再繼續降低，冷卻的試樣能流動的最低溫度則稱為流動點(Pour point)。

石蠟典型成份為長鏈狀正烷烴大分子，當系統溫度降至析蠟溫度以下，長鏈狀正烷烴成分開始結晶形成固態蠟，當原油從地表下生產輸送至地面，伴隨著所處溫度狀態降低至析蠟溫度以下，蠟份逐漸在管壁生成，假如石蠟成分隨著時間在管線中逐漸增加，則會部分亦或完全阻礙原油生產。管道堵塞為不同的物理及化學作用，尤其是石蠟

的形成及沉澱，造成此問題將影響油氣生產導致龐大經濟損失及管線替換成本。然而並非所有的蠟份會沉積在管壁上，部分蠟將以固體粒方式懸浮於原油中輸送。此懸浮固體將導致原油黏度顯著增加，影響流動性質。蠟份結晶將改變原油的流動行為，從牛頓流體轉變成非牛頓流體。其將產生較高的黏度，除額外增加原油泵送所需之能量外並減少泵送能力，增加管道粗糙度及壓力降，並減少管道的有效截面積，蠟份沉積需增加清管作業頻率。原油中的含蠟量越高則析蠟溫度越高，使得油井及輸油管線容易結蠟而不利作業，且降低油井及管線的壽命。

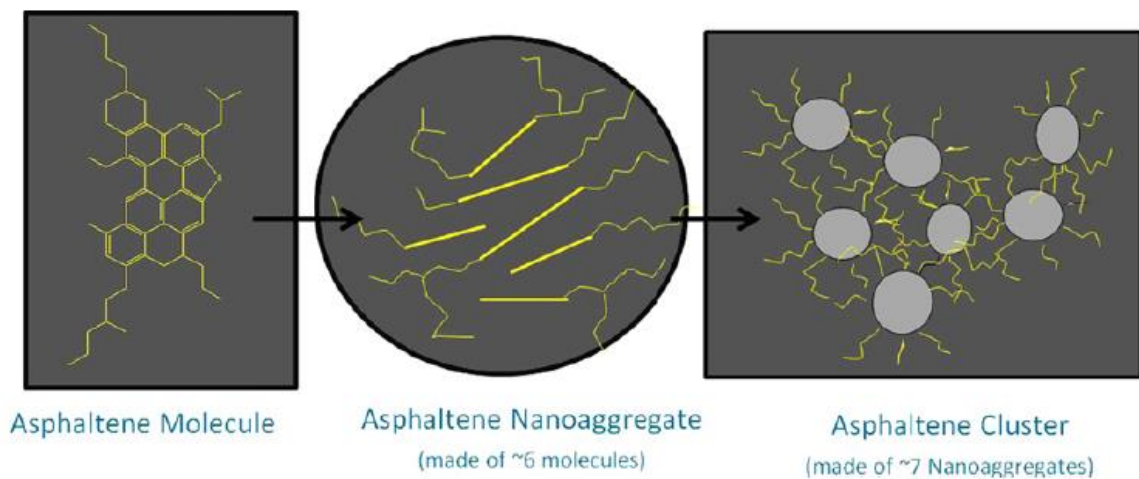
一般對於常溫壓儲罐原油(Stock Tank Oil)會進行析蠟溫度及流動點之測量，以進行流動保障相關評估。當系統溫度高於析蠟溫度及流動點時，對於管線停止輸送後再重啟，操作上較容易。但對於海上油田或海底管線輸送，因其外界溫度常低於析蠟溫度及流動點，管線輸送操作上相對困難許多。

年度研究題目「高蠟份原油流動特性」正積極配合公司開發查德礦區所需，整個研究分析流程一致符合訓練課程部分專題討論之介紹，如下圖所示，年度研究成果已完成流體取樣暨 PVT 油氣流體相行為分析，且已完成蠟份生成之相邊界，及蠟份組成分析、析蠟點及流動點之量測，此為結合熱力學模型分析之結果。後續要進行的即是原油流體輸送性質之特性化分析，此後續部分可結合管道模擬，及蠟份在管壁之沉積測量進行整個管道設計及防蠟規劃。



## 瀝青質(Asphaltenes)

瀝青質定義為高分子量芳香烴有機物(如下圖)，可溶於甲苯，然而不溶於烷烴類(正庚烷/正戊烷)。



一般而言，在油層溫度壓力條件下，瀝青質以較小分子存在於流體溶液，或以膠體懸浮物型式存在。然而膠體懸浮物受到溫度壓力遞降，而使其無法以穩定狀態存在時，則亦開始聚集形成團塊狀繼而以固體型式沉澱於原油中。瀝青質不像蠟份主要受低溫之影響，其不侷

限於低溫因素，因此可沉澱在油氣層內堵塞孔隙，也可在生產井內及管道中，另外也可能發生在下游煉製過程中。在增進或強化採油過程中，常以天然氣注入油井，進行增產動作，因為天然氣富含鏈烷烴，氣體注入將使瀝青質沉澱問題更加嚴重。

瀝青質的生成雖與地層所處之溫度壓力條件有關，但主要是受壓力因素之影響，且瀝青質之生成屬不可逆反應，故在進行井底取樣時，如取樣壓力無法維持在初始油層壓力下，則量測數據較不具代表性。蒐集到的井底樣品可透過近紅外線光譜儀透光方法(Near Infrared Red Light Transmittance Method)，應用固體沉澱後光線折射率不同，量測瀝青質初現壓力(Asphaltenes Onset Pressure, AOP)數據。如需對瀝青質初現壓力進行分析，需使用特殊規格之取樣鋼瓶，用以保持鋼瓶壓力在地層壓力條件下。本年度研究計畫亦對查德 Benoy-2 號井之井底樣品，送至 Schlumberger 位於杜拜之油氣層流體相行為研究室進行瀝青質初現壓力分析，該實驗亦提到對於井底取樣進行瀝青質分析時，需將鋼瓶壓力維持在地層壓力之上。

### 天然氣水合物(Gas Hydrates)

天然氣水合物其為一種氣體分子(主要為甲烷、乙烷、丙烷、二氧化碳及硫化氫)，其被籠狀結晶結構的水分子所包合，形成之冰晶狀物質，其形成有特定之溫壓條件，通常穩定存在高壓、低溫且含豐富氣體的環境下。在流動保障研究中，天然氣水合物係指在管道輸送管線中，受低溫環境及流體組成而形成堵塞管線生產之固體，而非指自身已存在於極區永凍層與深水區的大陸斜坡。

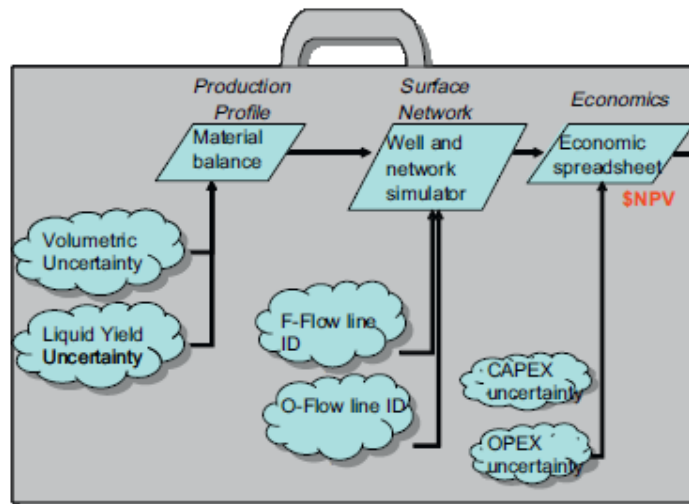
天然氣水合物之流動阻礙易在海域油氣田管道輸儲發生，業界大部分作法，如無法避開低溫之生成條件，則需透過化學抑制劑控制水

合物生成，亦即使用熱力學上之抑制劑，如甲醇、乙二醇及鹽類等。

### 鹽類結垢物(Scale)

在生產油氣層流體過程中，流體除了油氣另夾帶地層水，這類地層水富含鹽類，大部分均可溶於水如氯化鈉、氯化鉀及氯化鈣，也有可能夾帶低溶解度的硫酸鋇、碳酸鈣及硫酸鈣，在特定條件低溶解度之鹽類下可以固體鹽類方式沉澱。鹽類結垢物即指這些固體鹽類之沉澱，在管線輸儲過程中也是個流動阻礙問題，另在油氣層中當溫度、壓力及酸鹼質改變，亦會產生鹽類結垢物，常見於使用富含鹽類之海水進行水沖排以增加採收率之過程。

進行流動保障設計前，需考量許多來自油氣層產能、地面管網及經濟條件之不確定性（如下圖），包含了生產剖面、輸送管線尺寸及資本支出及操作成本等。課程中最熱烈討論的莫過於各工程領域之整合。流動保障在國外有專屬之工程人員進行設計規劃，一般稱為生產設備或管線工程(Facility Engineer or Pipeline Engineer)，然而在油氣田開發架構下亦有油層工程師(Reservoir Engineer)及生產工程師(Production Engineer)各自負責專門領域，今日如需提高整體油氣產能，需將油氣層到地表管線輸儲網路視為一整個操作系統，然各部門在公司內部經常無法有效溝通整合，故在生產操作風險最小化、產能及經濟效益最佳化上經常會遇到瓶頸，需整合各部門之技術建立有效溝通之管理平台。



### 3.2 第二天參與技術年會暨展覽會議程

技術年會暨展覽會共舉行三天，地點位於阿姆斯特丹世貿中心 (Amsterdam RAI Centre)，上午議程安排學生對於石油產業及工程技術有關之知識競賽(下圖)及開幕大會，開幕大會內容主要討論未來石化能源發展趨勢。下午隨即進行各類技術專題演講，聆聽各領域在學術及產業界上之最新發展及相關應用。

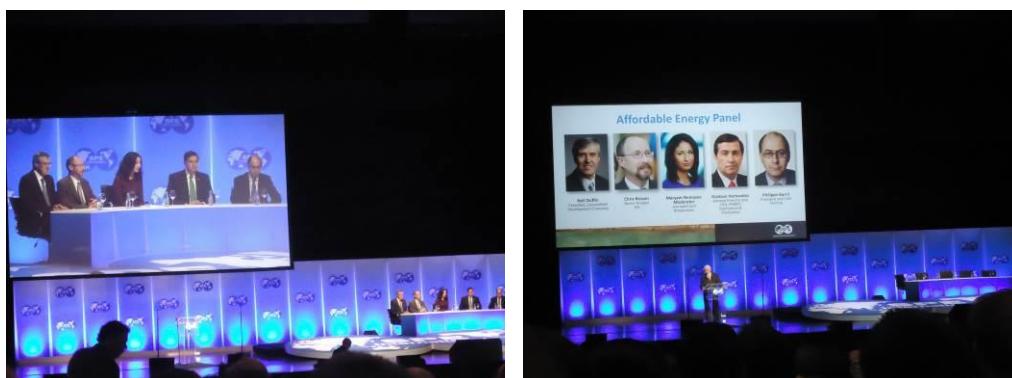


開幕大會（下圖）內容主要討論未來石化能源發展趨勢 (Affordable Energy)，邀請從事石油探勘生產公司之總裁及能源走



勢分析專家進行一連串能源走勢之看法，並與在場觀眾進行意見交流，會中選定特別的題目與現場聽眾互動，其透過與會者手機以傳簡訊方式表達意見。開幕會中提及國際能源總署近期調降明年全球能源需求預測，但全球能源之長期需求仍持續成長。另外對於再生能源之需求是否與傳統石油產業有所衝突之看法，其為既使因應全球氣候變遷，但在 20、30 甚至 50 年後仍繼續依賴大量原油。

現場對於石油上游工業所面臨之挑戰亦有關注，其為資金成本投入之效率，亦即時效性及預算掌控性。開幕會中蒐集與會來賓對於石油上游探勘最有效節省成本方式，大眾意見仍以鑽井為主要對象，透過創新的鑽井科技發明，將可有效控制投資計畫預算，但不能忽略的最重要因素是在整個油氣田資產生命中，站在操作立場需不斷的減少資本支出並達到最佳化開發目標。



下午議程參加了四場專題演講，以研究所內目前研究相關主題為對象，關注在於「多孔隙介質流體相行為研究」、「流動保障」、「非傳統油氣田生產特性評估及模擬」、「完井及防砂最佳化設計」、「增進及強化採油」及「油氣田開發方案及展望評估」等領域。在此摘錄幾篇與業務相關及對單位未來探勘發展有助益之研究專題演講。



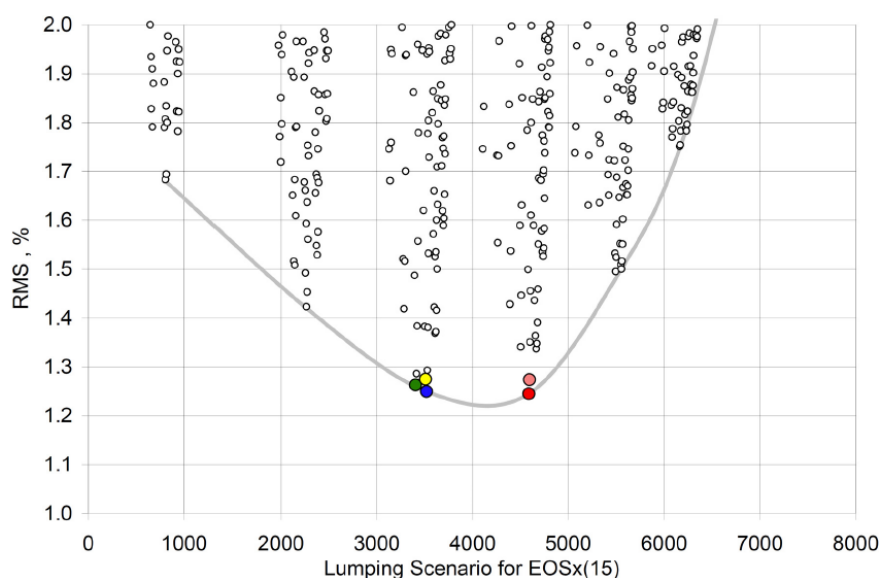
研討會專題	專題演講題目	會議地點
CHALLENGES IN PVT AND LAB ANALYSIS OF RESERVOIR SYSTEMS	170912 Global Component Lumping for EOS Calculations	Room G104/105
	170695 Screening Criteria and Methodology for Quality Check and PVT Selection for Reservoir Studies	
	170903 Phase Behavior Modelling and Flow Simulation for Low-Temperature CO <sub>2</sub> Injection	
	170601 Correlations to Estimate Key Gas Condensate Properties Through Field Measurement of Gas Condensate Ratio	

### (1) Global Component Lumping for EOS Calculations

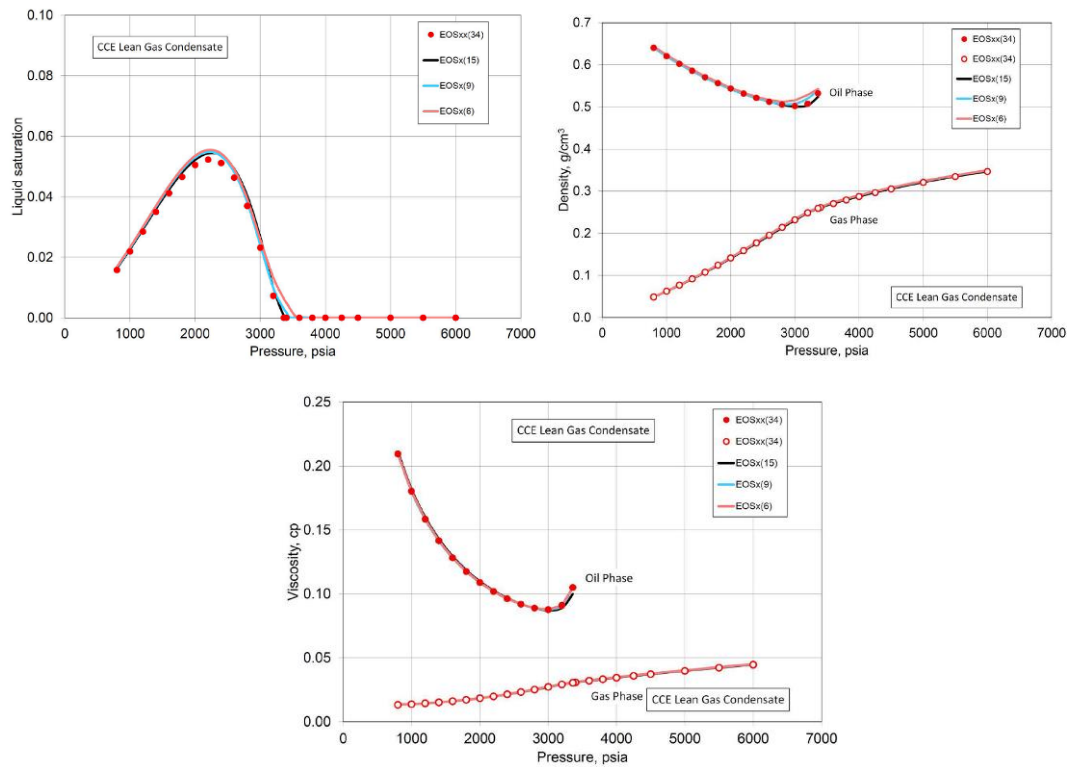
此篇技術文章針對組份模擬 (Compositional Reservoir Simulations) 所需重組合 (Lumping) 成分數進行最佳化選擇研究，組份模擬比傳統黑油模型更為耗時，需透過最少重組成分數以減少電腦模擬時間且又能夠精確描述流體相行為。組份模擬選擇的狀態方程式模型可能僅包含六至九個重組成分數，例如相似性質的成分可選擇重組合 ( $N_2+C_1$ 、 $iC_4+nC_4+iC_5+nC_5$ ，以及 3 至 5 個  $C_{6+}$  成分)。對於眾多排列組合之可能，以選擇哪些成分進行重組份是一件很困難的任務。此研究根據最初已詳加描述的狀態方程式，透過系統性且自動化方法進行在眾多排列組合中，選出最能描述流體行為且重組成分個數最少之組合。對於判定何種組合可為成分模擬使用之最佳化方法，是將未經重組合後之模型 (已擬合 PVT 實驗資料) 與重組合之模型對於特定 PVT 實驗資料給予權重分配比較兩者之差異，差異比較採均方根

(Root Mean Square Error, RMSE)。然而文章中提到，選定最佳化組合中最具挑戰性的即是如何定義均方根誤差，因為其涉及到不同種類的實驗值，且需分配權重。因此跟量測精確度與模擬資料種類及數量有很大關連。故在工程應用上可能會有不同之重組份組合，例如運用在油層模擬、流動保障及煉製過程中，最佳重組份成分會有所不同。

下圖是根據 1200 個 PVT 實驗資料點數，將 34 個成分未經重組合模型與經選定以 15 個重組合後(8855 個排列組合之可能)之均方根差異比較，明顯可看出特定排列組合可收斂到局部最小誤差值。



對於組份模擬而言，需將重組成後之成分數控制在越少越好之條件下，下圖是比較 34 個成分未經重組合模型與經選定以 6、9、15 個重組合後成分數對於 PVT 實驗值之模擬比較，對於特定數據而言，最少重組成分數，亦能達到良好的模擬結果。



## (2) Screening Criteria and Methodology for Quality Check and PVT Selection for Reservoir Studies

此文章主要採用定量方法來評估油氣田所進行所有 PVT 實驗資料之可靠度與一致性，用以在油氣田開發過程中降低生產風險及開發之不確定性，例如原始埋藏量估算、開發策略及地面設備處理等。此方法總體考量從取樣過程至得到實驗資料結果之每階段，並以質量指標 (Quality Index) 及驗證指標 (Validation Index) 來檢視 PVT 分析之不確定性。作者收集了墨西哥境內一油氣田所有 PVT 實驗資料 (超過 50 組) 進行方法驗證，將這些品質好及品質差拿至工程應用計算，並對計算結果進行比較。

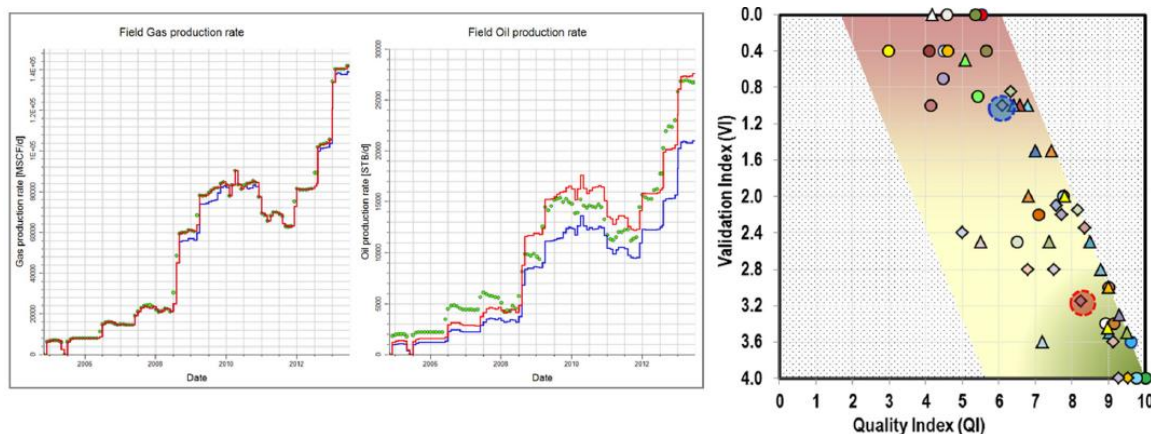
在評估不確定性方面，包含區分六個控制組別，為取樣條件、油氣層條件、實驗控制、量測性質控制、流體種類區分和驗證實驗數據品質。其中每個控制組別均有細項給予評分，如果進行一次 PVT 分析

都符合六個控制組別之各細項要求且不確定性很低，則可給予總體 10 分最高評價，下圖為各六個控制組別之總分及取樣條件評分準則。

1.	Sampling Conditions	1.6 points
2.	Reservoir Conditions	1.0 points
3.	Experiments Control	1.4 points
4.	Control of Measured Properties	1.0 points
5.	Fluid Type Validation	1.0 points
6.	Experiment Consistency Validation	4.0 points
		<b>10.0</b>

	Parameter to evaluate	Done?	Impact Level	Weight	Score	Subtotal
Sampling Conditions	Bottomhole sample?	No	High	0.480	0.00	
	Recombined sample?	No	High	0.373	0.00	
	<b>for bottomhole sample:</b>					
	Well production stabilized during sampling?	No	Medium	0.320	0.00	
	Bottomhole Pressure & Temperature profiles were taken before sampling?	No	High	0.480	0.00	
	Water cut less than 5%	No	Medium	0.320	0.00	
	<b>for recombined sample from separator:</b>					
	Well production stabilized during sampling?	No	High	0.373	0.00	
	Production measurement before sampling?	No	High	0.373	0.00	
	<b>for recombined sample from wellhead:</b>					
Well production stabilized during sampling?	No	High	0.215	0.00		
THP greater than reservoir saturation pressure?	No	High	0.215	0.00	<b>0.00 / 1.60</b>	

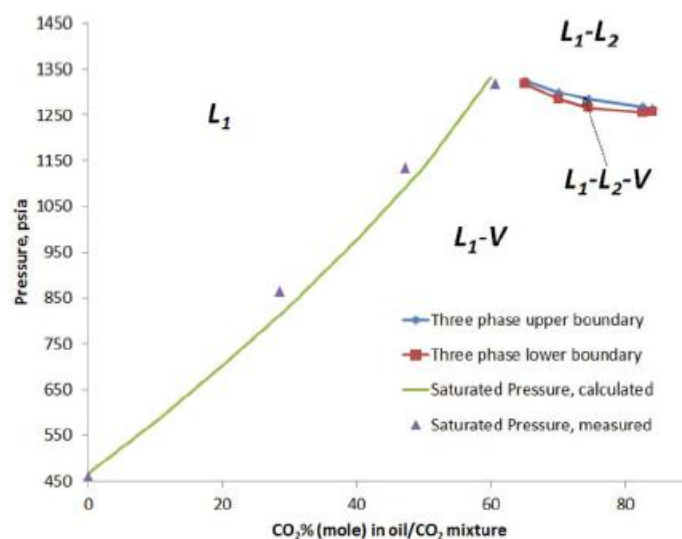
對一組 PVT 進行實驗分析，依照六個控制組別之總體評分結果，可得到質量指標(滿分十分)，六個控制組別中的驗證實驗數據品質(滿分四分)即為驗證指標，依兩個指標作圖，即可得到各組 PVT 實驗座落之相對位置，下圖為兩指標之表示，右下角的資料品質最好，左上角的資料品質最差，應用在油層模擬歷史擬合上很明顯看出差異。



### (3) Phase Behavior Modelling and Flow Simulation for Low-Temperature CO<sub>2</sub> Injection

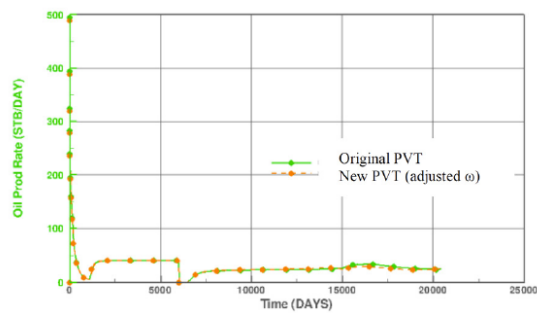
低溫二氧化碳注入油層藉以與地層內之原油混溶，降低流體黏度及表面張力，使得地層內之原油更容易流動以增進採收率，此為強化採油或三級採油。在注入低溫二氧化碳於油層時，會形成三相區域，其為富有油之液相、蒸汽相及富有二氧化碳之液相。大部分的油層模擬工具均無法有效處理所產生之三相數值模擬，然而僅使用兩相亦會引起數值收斂之問題。研究透過新的 PVT 模型，在低溫條件下將三相區域消除，並深入探討對模擬結果之影響。該研究提出消除三相之方法為使用偽成分之離心因子當成迴歸參數，對於 PVT 實驗資料之擬合（CO<sub>2</sub> 膨脹測試及最小混溶壓力量測）則調整偽成分之二元交互作用係數、體積偏差因子及臨界體積參數。

下圖為地層流體二氧化碳濃度對壓力關係圖，圖中顯示在高濃度二氧化碳及高壓條件下會有三相產生。

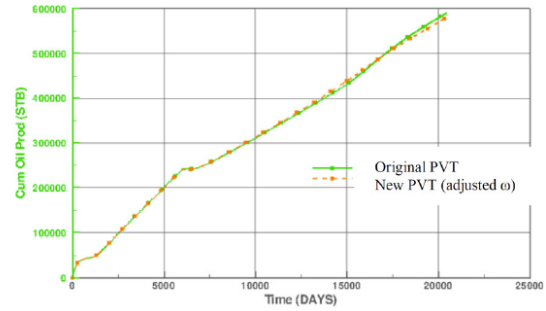


作者將研究成果實際應用到西德州油田二氧化碳沖排增產上，該地區特性注入二氧化碳所產生之三相區範圍較小，油層模擬顯示該方

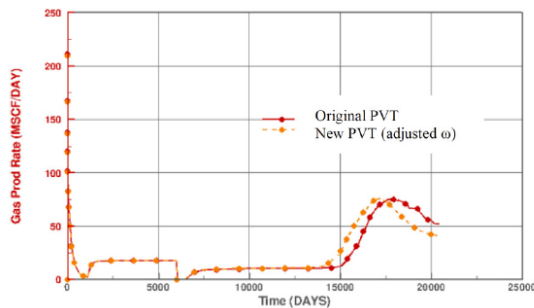
法所得到的結果均顯示具有良好的穩定及正確性（見下圖）。



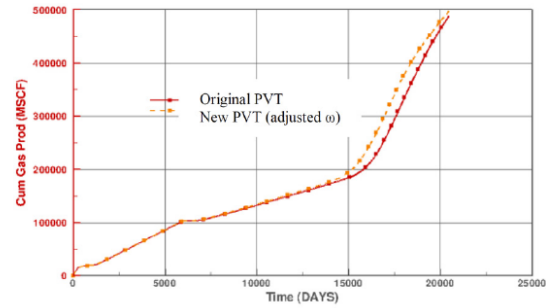
(a) Oil production rate



(b) Cumulative oil production



(c) Gas production rate



(d) Cumulative gas production

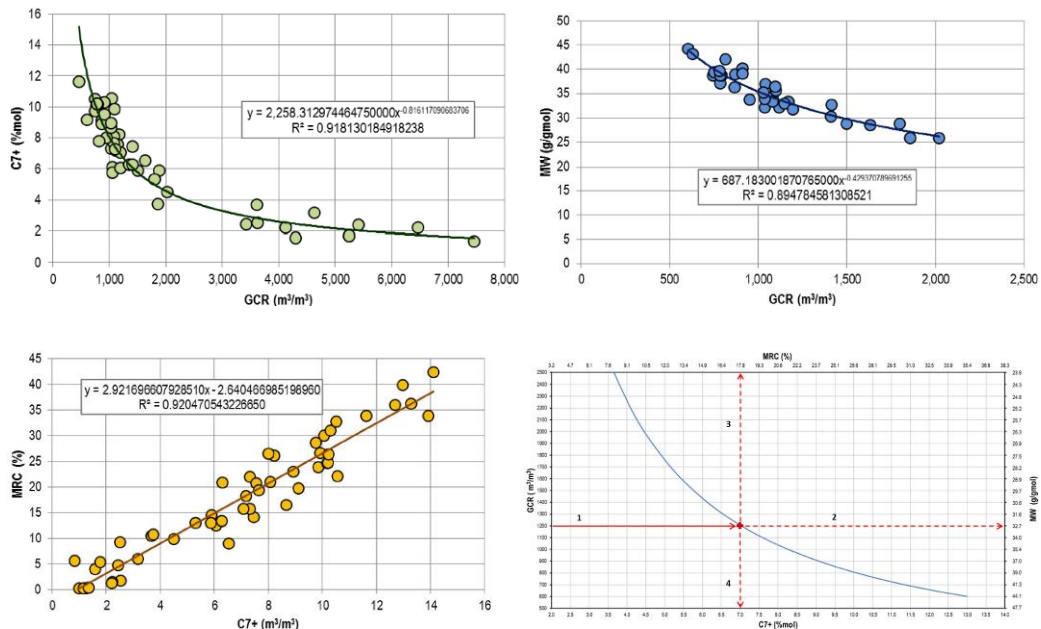
#### (4) Correlations to Estimate Key Gas Condensate Properties Through Field Measurement of Gas Condensate Ratio

一般油氣田開發需依賴 PVT 實驗數據進行各項工程計算，然而在井底樣品取樣後，常需等待一段時間進行 PVT 實驗量測各項數據。本研究主要透過油氣田經由 DST 或相關測試所量到之生產參數，針對逆變凝結油流體以經驗式求取 PVT 實驗各項參數並與實際實驗值做比較。作者主要以墨西哥及拉丁美洲區域之逆變凝結油流體數據（超過 100 組）進行經驗式之求取，此經驗式可應用於全球之逆變凝結油氣田，且在特定使用範圍下計算結果會更精確，下表為所分析 PVT 群組相關參數之統計資料。



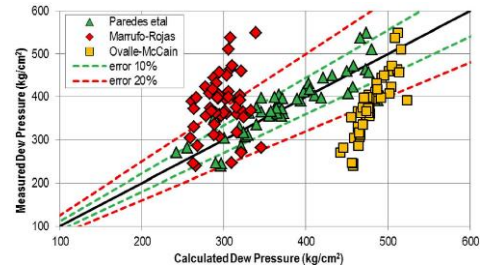
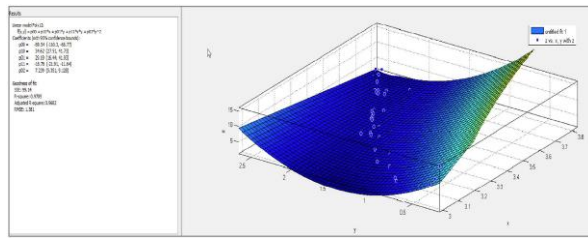
Variable	Average	Minimum	Maximum	Standard Dev.
Reservoir T (°C)	131.6	87.0	186.9	29.9
Dew point (Kg/cm <sup>2</sup> )	361.95	202.5	537.8	70.87
MW (g/gmol)	32.28	20.23	45.09	7.10
GCR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	2, 619	598	12, 199	2, 759
C <sub>7+</sub> (% mol)	6.52	1.17	12.98	3.27
Z-Factor (Adim)	1.049	0.814	1.322	0.113
MRC (%)	18.81	1.07	38.50	10.80

本研究是以氣對凝結油比(Gas-Condensate Ratio, GCR)進行分子量、C<sub>7+</sub>及最大逆變凝結油產量百分比(Maximum Retrograde Condensation, MRC)修正，如下圖。



隨後再將分子量和 C<sub>7+</sub> 關連至氣體壓縮因子 Z，再由氣體壓縮因子推算出露點壓力。作者亦將其推演出經驗式與其他文獻所提供之方法作比較，得出更好之推估結果。現場與會來賓針對此方法亦有些建議，即露點壓力之求法並未針對油層溫度進行修正，作者將會對此經驗公式再進行修正。

$$e^Z = [A + B \cdot \ln(MW) + C \cdot \ln(C_{7+}) + D \cdot (\ln(MW) \cdot \ln(C_{7+})) + E \cdot (\ln(MW))^2] \cdot \ln(C_{7+})$$



Exploratory well #1	% Mole C <sub>7+</sub> (%)	MW (g/gmol)	MRC (%)	Z @ Pd	Pd (kg/cm <sup>2</sup> )
Calculated	10.54	40.81	28.16	1.043	367.9
Experimental data measurement (PVT report)	10.31	39.08	31.03	1.005	397.0
<b>% Error</b>	<b>2.3</b>	<b>4.4</b>	<b>9.2</b>	<b>3.8</b>	<b>7.3</b>

Exploratory well #2	% Mole C <sub>7+</sub> (%)	MW (g/gmol)	MRC (%)	Z @ Pd	Pd (kg/cm <sup>2</sup> )
Calculated	9.05	37.66	23.80	1.125	414.9
Experimental data measurement (PVT report)	8.92	36.25	22.95	1.049	396.0
<b>% Error</b>	<b>1.4</b>	<b>3.9</b>	<b>3.7</b>	<b>7.3</b>	<b>4.8</b>

### 3.3 第三天參與技術年會暨展覽會議程

本日會議則持續參加諸多場次之專題演講，以研究所內目前研究主題為主，關注在於「油氣田開發方案及展望評估」、「井孔監控技術」、「非傳統油氣田生產特性評估及模擬」及「防砂設計」等領域。

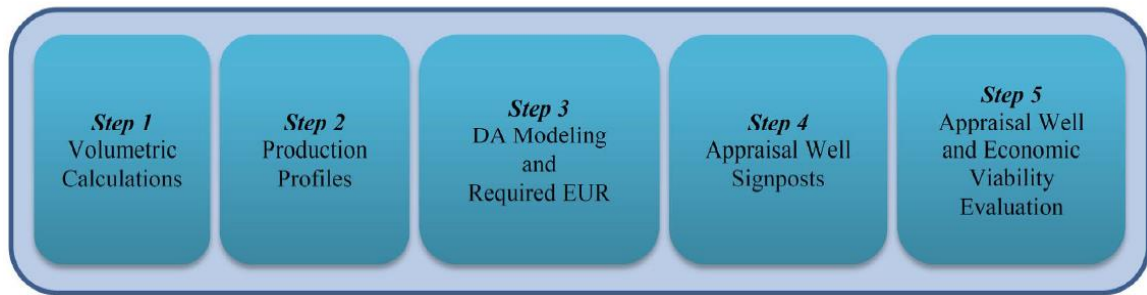
研討會專題	專題演講題目	會議地點
MAJOR PROJECT DELIVERY	170890 A Methodology to Determine Economic Viability for Early Phase Projects in Under Appraised Fields with Ambiguous Data	Room E103
MONITORING AT THE WELLBORE	170598 Unique Interpretation of JT Heating Across Perforations to Interpret Near-Wellbore Skin: A	Room G106/107



	Case Study	
SAND CONTROL	170691 A New Methodology of Selecting Sand Control Technique in Open Hole Completions	Room G104/105
CHARACTERISATION AND MODELLING OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS	170698 Rate-Transient and Decline Analyses for Continuously(Dual-Porosity) and Discretely Naturally Fractured Reservoirs	Room G104/105
	170899 A New Approach to Modelling Production Decline in Unconventional Formations	
	170767 A Semi-Analytical Forecasting Method for Unconventional Gas and Light Oil Wells: A Hybrid Approach for Addressing the Limitations of Existing Empirical and Analytical Methods	

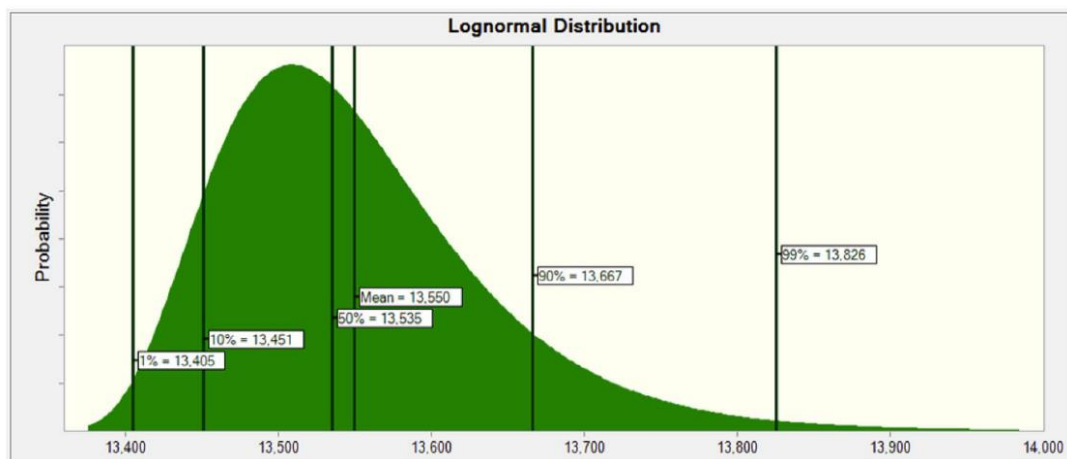
**(1) A Methodology to Determine Economic Viability for Early Phase Projects in Under Appraised Fields with Ambiguous Data**

本研究提出如何以系統及結構化方法在評估佐證井完井階段下所進行開發計畫之經濟可行性。作者以海上油氣田之開發進行案例分析，該油氣田因探勘井鑽井遇到困難，而僅進行部分穿孔，故因此留下許多不確定性因素待為評估，如原始碳氫化合物蘊藏量（Original Hydrocarbon In Place, OHIP）、氣油與油水界面、流體類性及油氣層品質等，故另鑽一口佐證井進行驗證工作。下圖為此文章所提供之五大架構。



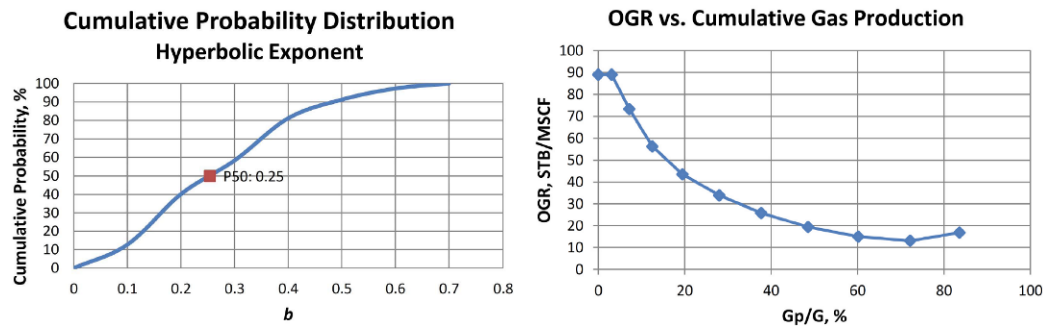
第一步驟即進行原始碳氫化合物埋藏量 (OHIP) 及最終可採量 (Estimated Ultimate Recovery) 估算，因作者受到鑽井挑戰而面臨到無井底取樣及壓力梯度等數據之困境，從 DST 測試所分析之地表取樣等觀測數據，推測為揮發油亦可能是逆變凝結油類型之油氣田。文中僅以逆變凝結油氣田之評估為代表，但亦呈現出揮發油之評估結果。下圖為考量油水界面之對數正態分佈圖 (Lognormal Distribution)，而氣油界面則使用正態分佈圖 (Normal Distribution)。其最終可採量之計算則因鄰近區域已經有油氣田生產開發，故依其特性進行油氣之採收率評估。

$$OGIP = \frac{(GRV)(1 - OVF)(NTG)(\phi)(1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$



第二步驟進行生產剖面規劃，以進行後續生產設備及各項投資成本之評估與計算，同樣採取鄰近區域性資料進行分析。其生產剖面採用 Arps 遞降曲線，而凝結油對氣體比則使用 PVT 實驗所進行等容耗

竭實驗資料(Constant Volume Depletion)相對於氣體累積產量之關係進行分析。

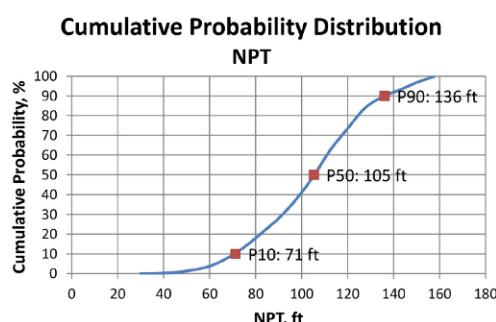


第三步驟為決策分析及評估所需要之最終可採量以達到經濟開發門檻，作者藉引進生產倍乘因子及評估獲利指標(Discounted Profitability Index)來決定油氣田資源大小以達經濟開發之規模。

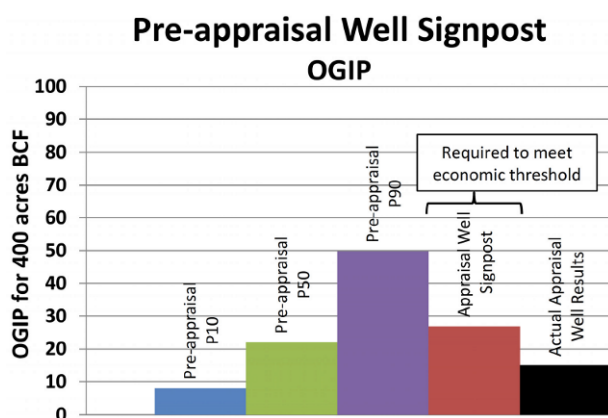
Production Multiple	Condensate	Gas	LPG	DPI
0.50	12.4	222.2	6.7	1.10
0.55	13.7	244.4	7.3	1.12
0.60	14.9	266.7	8.0	1.13
0.65	16.2	288.9	8.7	1.14
0.70	17.4	311.1	9.3	1.15
0.75	18.7	333.3	10.0	1.16
0.80	19.9	355.5	10.7	1.18
0.85	21.2	377.8	11.3	1.19
0.90	22.5	400.0	12.0	1.20
0.95	23.8	422.2	12.7	1.21
1.00	24.9	444.4	13.3	1.22
1.05	26.1	466.7	14.0	1.23
1.10	27.4	488.9	14.7	1.24
1.15	28.6	511.1	15.3	1.26
1.20	29.9	533.3	16.0	1.27
Production multiplier and recoverables required to meet economic hurdle				
1.35	33.6	600.0	18.0	1.30
1.40	34.8	622.2	18.7	1.31
1.45	36.1	644.4	19.3	1.32
1.50	37.3	666.6	20.0	1.33
1.55	38.6	688.9	20.7	1.34
1.60	39.8	711.1	21.3	1.36
1.65	41.1	733.3	22.0	1.37
1.70	42.3	755.5	22.7	1.38
1.75	43.5	777.8	23.3	1.39
1.80	44.8	800.0	24.0	1.40
1.85	46.0	822.2	24.7	1.41
1.90	47.3	844.4	25.3	1.43
1.95	48.5	866.6	26.0	1.44
2.00	49.8	888.9	26.7	1.45

第四步驟是建立佐證井之能力指標，以加速開發計畫決策速度。海上油氣田之開發生產成本非常高，如何以佐證井之資料進行後續生產開發將決定開發成本之投資包含鑽井目標深度、電測種類及是否需要進行 DST 等。為了投資計畫之經濟可行性評估，需將佐證井結果當

作全油氣田生產井之平均值。油氣層特性中，作者從震測資料僅推估油氣層厚度此一特性，故對比其他鄰近地區生產資料，透過震測資料所產生之淨厚度圖及探勘井資料，將佐證井之指標能力進行修正，下圖為淨厚度機率分佈圖，由此圖可決定佐證井代表全油氣田生產井之平均值好壞，此計畫選擇淨厚度 P75 進行各項設備、採收機制及油氣層流體評估。



第五步驟即進行佐證井及經濟可行性評估，下圖為鑽佐證井前、佐證井能力指標及實際已鑽佐證井後之原始氣體埋藏量評估。一旦佐證井能力指標建立後，與實際已鑽佐證井評估資料進行差異比較，將決定開發計畫是否繼續進行，或是需重新評估。



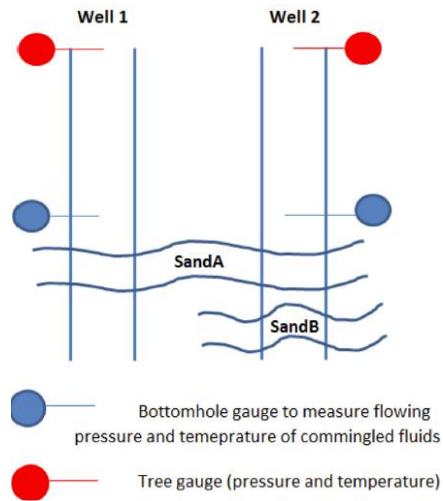
對此文章所提供之佐證井能力指標系依據在鄰近開發地區所得之資料架構上，然而不確定性仍存在許多方面，是否適用在其他陸上勘探計畫可待深入探討。

## (2) Unique Interpretation of JT Heating Across Perforations to Interpret Near-Wellbore Skin: A Case Study

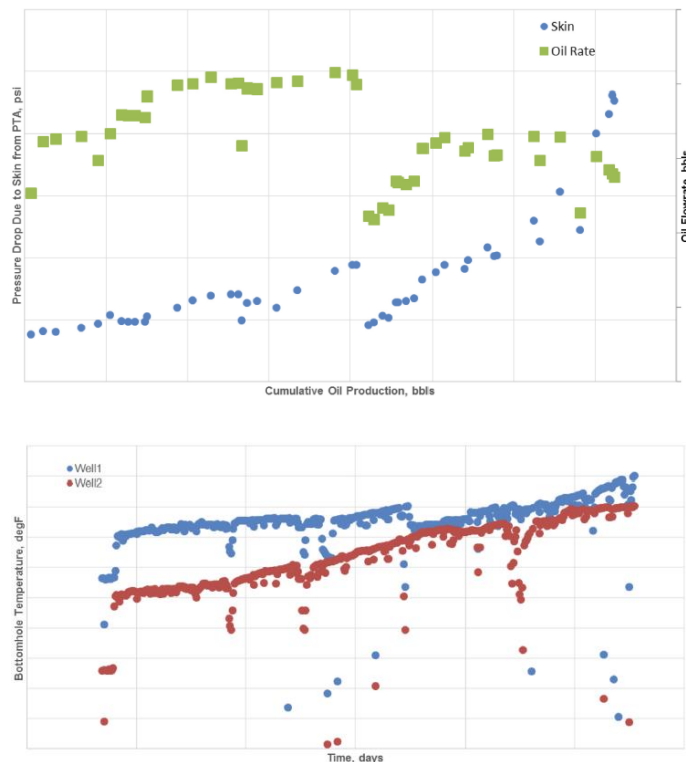
此文章以墨西哥灣油氣田為例，應用焦耳-湯木森熱效應 (Joule-Thomson Heating Effect) 解釋井孔膚表因子大小，藉以避免在海上油氣田關井進行分析，達到節省生產成本之目的。

焦耳-湯木森熱效應為液體或氣體在絕熱環境下(與外界未進行熱交換)進入閥件或多孔隙環境下溫度之改變。因此當流體從油氣層中進入套管或是防沙篩管中，流體溫度會隨之改變，藉由觀察溫度之變化可瞭解井孔周遭之壓力降，由壓力降即可瞭解井孔膚表因子大小。透過井下永久壓力計，實時量測井底壓力及溫度變化等資訊，將可瞭解生產井之生產能力，藉以監控油氣層並可評估何時需修井等增產措施。

下圖為兩口井所生產的層位，一號井僅生產 A 層，二號井同時生產 A 及 B 層，一號井可藉由傳統的壓力暫態分析(Pressure Transient Analysis, PTA)方法分析膚表因子，但由於二號井共層生產，且 A 及 B 層中間並未有良好阻隔，會有串流(Cross Flow)發生，故無法藉由壓力暫態分析方法進行。

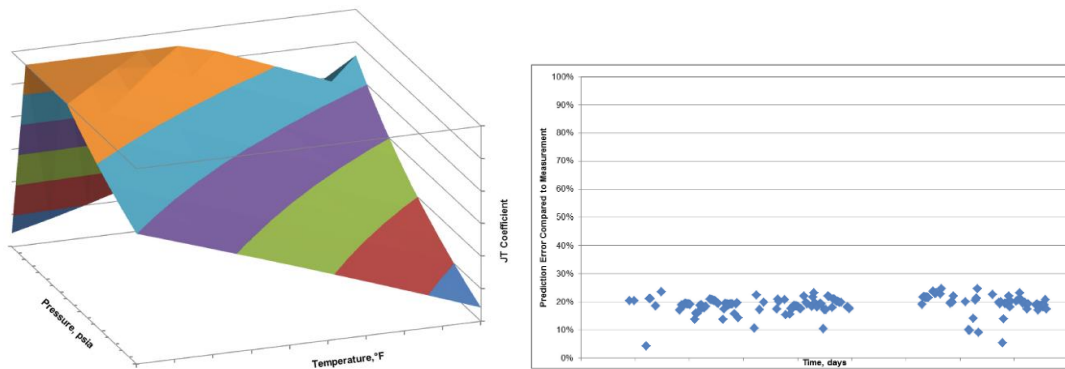


下圖是從永久壓力計所監控的油產量及井底溫度數據，可看出每口井之產油量均維持一定，但井底溫度有逐漸升高之趨勢，可由焦耳-湯木森熱效應推測是因為井底壓差之增加（膚表因子增加）造成。

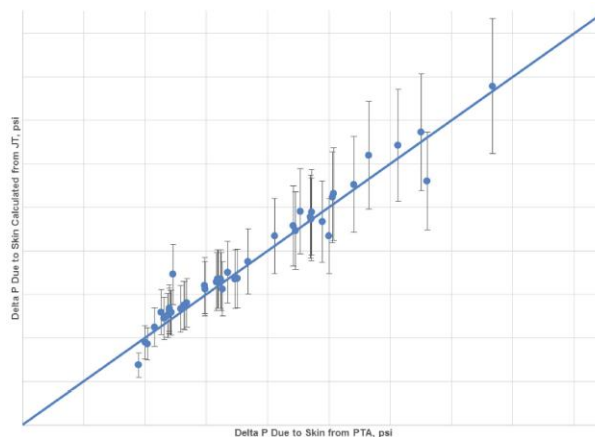


焦耳-湯木森係數可由流體之 PVT 實驗資料及組成進行分析計算，下圖是經 PVT 實驗資料擬合後依據狀態方程式所得到之焦耳-湯木森係數，其為溫度及壓力之函數。另外此係數亦可由現場所量測上下游之壓力及溫度數據進行計算，並與狀態方程式所得之值進行比

較，顯示誤差均在 20%以內。



此量測之數據進行兩口井之井孔周遭壓力降之計算，顯示傳統 PTA 分析與焦耳-湯木森效應所分析之膚表因子兩者相近（下圖）。焦耳-湯木森效應之分析具備不需關井之優點，另外對於共層生產，傳統 PTA 分析較為困難，焦耳-湯木森效應分析方法更具其優勢。



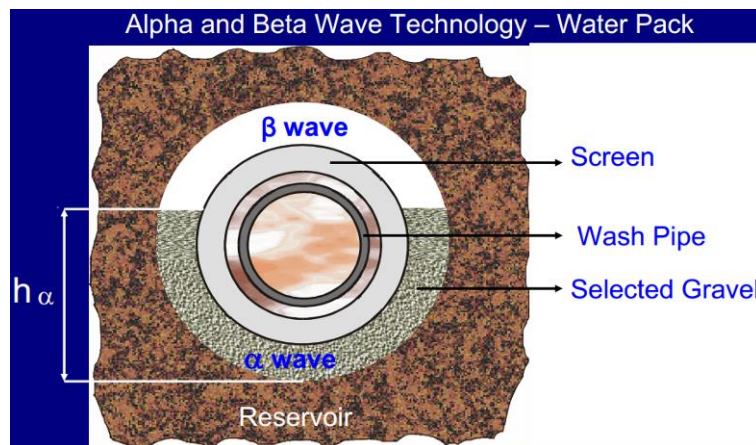
### (3) A New Methodology of Selecting Sand Control Technique in Open Hole Completions

此篇文章作者針對前人對於裸孔完井防砂方式之經驗法則進行文獻回顧，另增加風險因子評估等因素提供新的完井選擇方法，此方法將突破過去單以 standalone screen 及  $\alpha / \beta$  wave gravel packing(下圖為示意圖)選擇之限制。

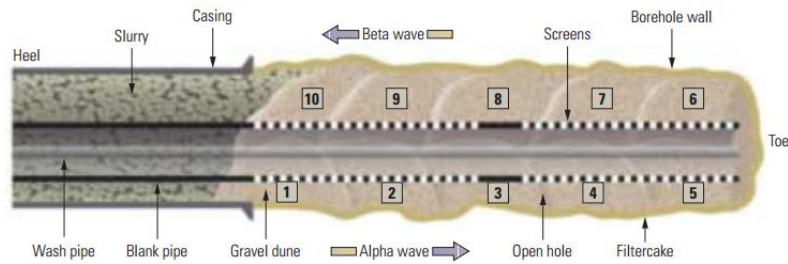


作者選擇適當的裸孔完井防砂方式是依據最簡單，成本效益最高進行優先考量，如無法符合實際需求則需考量更複雜及成本較高之方式。因此 standalone screen (SAS)為裸孔防砂第一優先選擇，而篩管孔徑大小之是以預期通過井孔路徑之砂粒粒徑分佈 (particle size distribution)當作選擇依據。一旦完成基礎設計，需進行一連串評估是否符合需要及使用限制。下列為作者對於放棄以 SAS 完井之理由提供之觀點：

1. 無法完成篩管孔徑大小施作
2. 篩管無法進行安裝或增加施工之困難度
3. 整個完井計畫無法接受暫時產砂之過程
4. 地層具高度頁岩薄層
5. 需審慎評估地層強度，假如地層破裂並未有立即發生之風險則需透過適當的岩石力學研究評估風險是否可消除或抑制，再決定 SAS 是否合適







假如 SAS 無法符合預期需求，則裸孔礫石填充為較佳方法，作者認為如選擇礫石填充完井，則假設需要完整填充，如不需完整填充，則改以 SAS 完井。在考量簡單性及在大多數情況具較低成本下， $\alpha / \beta$  wave gravel packing 為裸孔礫石填充之第一選擇，作者同樣對於放棄以  $\alpha / \beta$  wave gravel packing 完井之理由提供以下觀點：

1. 在放置礫石時，裂縫在極低壓條件範圍下產生。
2. 地層屬未固結地層，或是強度較若之固結地層。
3. 具高活性頁岩（易有崩塌之風險），無法以頁岩穩定劑處理。
4. 使用  $\alpha / \beta$  wave gravel packing 比 shunt packing 增加成本及操作複雜度

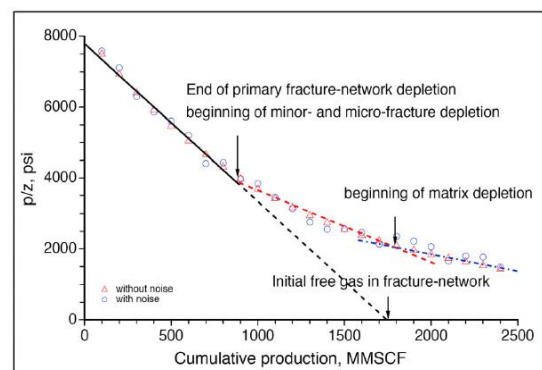
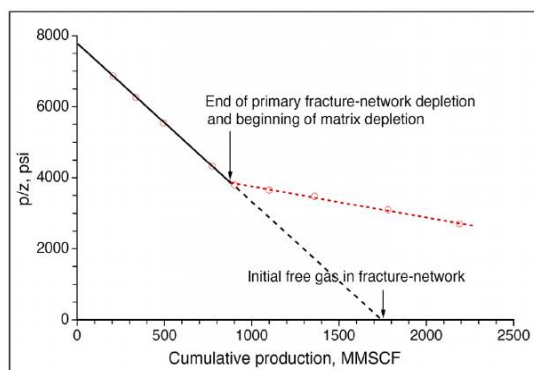
假如  $\alpha / \beta$  wave gravel packing 受到上述四個條件之一而捨棄，則推薦使用 shunt packing 礫石填充法，但 shunt packing 工法需要特定的操作流體性質。

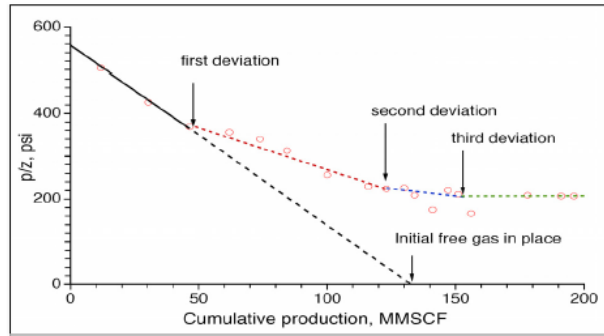
#### (4) Rate-Transient and Decline Analyses for Continuously(Dual-Porosity) and Discretely Naturally Fractured Reservoirs

具裂隙之油氣層一般可分為四大類，分別為 1. 連續式裂隙油氣層 (Continuously fractured reservoirs)，也可稱作雙孔隙度雙滲透率裂縫油氣層 (Dual-porosity-permeability fractured

reservoirs)。對於具天然裂隙之油氣層而言，除非在多層位之油氣藏中，否則雙滲透率系統之假設並不合理（油氣由基質流入裂隙再至井孔）。2. 不連續式裂隙油氣層 (Discretely fractured reservoirs)，其主要與連續式之差別在於有限數目下之裂隙彼此間才能相互傳導，而不會形成連續式傳導網絡。3. 分隔式油氣層 (Compartmentalized reservoirs)，其裂隙間無法進行傳導，而油氣儲存於岩石之基質 (matrix) 中。4. 非傳統裂隙油氣層 (Unconventional fractured basement reservoirs) 僅裂隙具有傳導性，而岩石之基質並無滲透率及孔隙度。

對於傳統及非傳統裂隙油氣層從物質平衡法  $p/z$  對  $G_p$  氣體累積產量作圖，可明顯看流動或生產區間之過渡狀態，如下圖左由裂隙網絡生產過渡至基質生產。因此假如使用傳統 Arps、Fetkovich、Agarwal、Blasingame 產能遞降曲線分析將導致嚴重偏差。從下圖亦可發現天然裂隙油氣層中涵蓋頁岩氣是否有無天然裂隙，其可能會有 2 到 4 種生產遞降階段。單純使用一種生產遞降階段將無法描述眾多複雜行為，作者以數學模型描述天然裂隙油氣層之產能暫態分析，亦可應用於頁岩氣中，但僅限於在氣體吸附前。

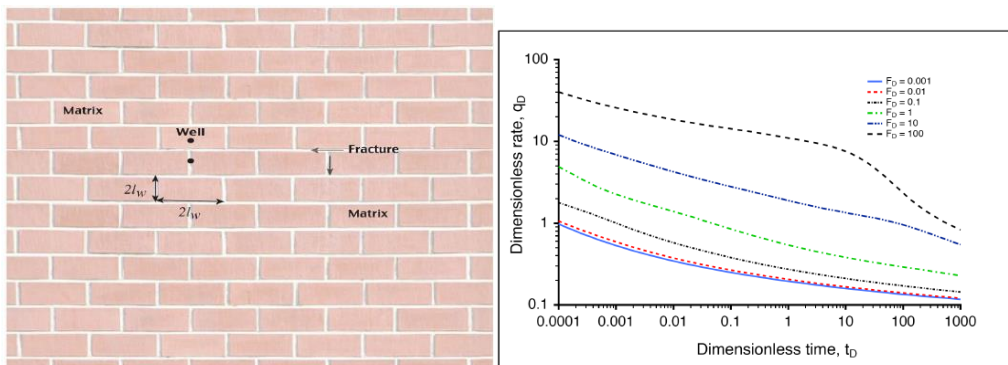




作者在此文章中主張以產能微分無因次群  $[t_D \frac{d(1/q_D)}{dt_D} = (t_D/q_D^2) \frac{dq_D}{dt_D}]$

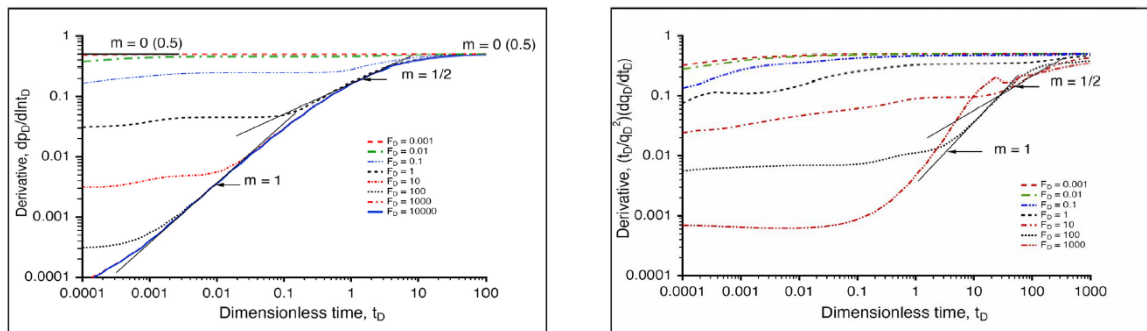
取代於傳統以壓力微分無因次群  $\frac{dp_D}{d \ln(t_D)}$  分析，並以眾多文獻中之數據與傳統方法進行分比較，證明提出之方法更能適用於在具天然裂隙之油氣層產能暫態分析中，並可從中更輕易及精確地判別出地層流體的流動階段。

下圖是 Kuchuk(2014)所提出的均質分佈裂隙及基質模型所進行的無因次產能相對無因次時間關係圖，圖中各曲線為不同裂隙傳導度 (fracture conductivity,  $F_D$ ) 之敏感度分析。對於  $F_D=100$ ，在  $t_D > 10$ ，其遞減速率增加，係因氣體在裂隙中傳導速度較快，而來自基質之氣體來不及傳導至裂隙。



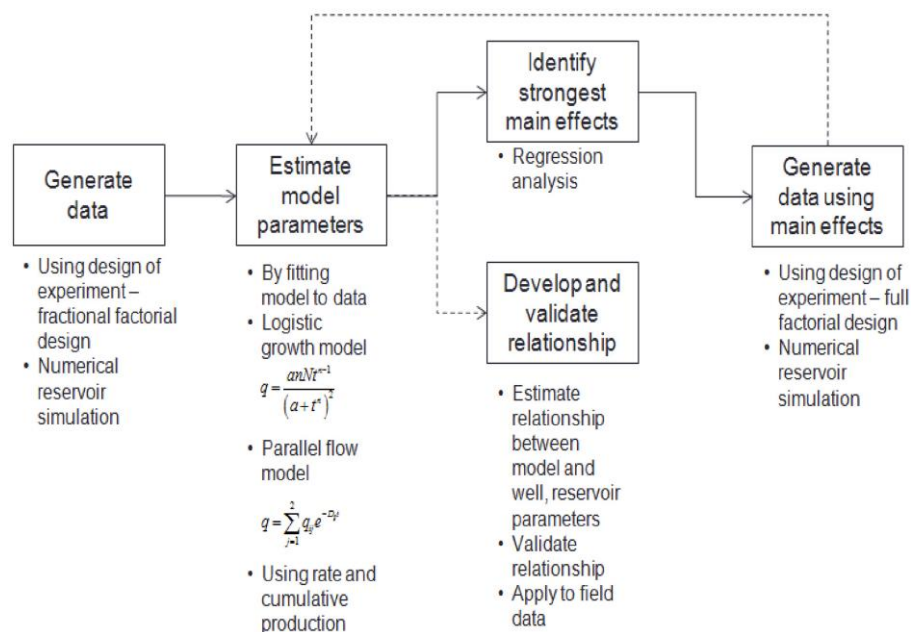
作者以此數據模型進行產能微分無因次群及壓力微分無因次群分析比較。下圖中擬穩態流動 (斜率  $m=1$ )，裂隙徑向流動 (fracture-radial, 斜率  $m=0$ )，線性流動 (斜率  $m=0.5$ )，在兩無因

次群中均能有效識別，但對於地層流體的流動階段發生時間確有顯著差異，產能微分無因次群更能精準地分析流動階段過渡時間。



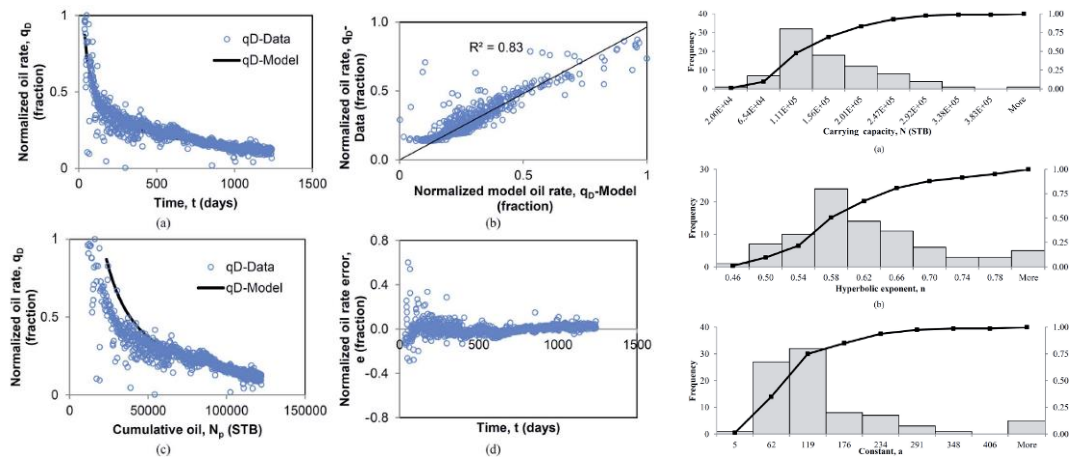
### (5) A New Approach to Modelling Production Decline in Unconventional Formations

大部分遞降曲線方法主要有其限制，其為模型參數屬經驗法則而非使用油氣層特性參數，此限制會使非傳統油氣層中計算最終採收量變的不切實際。此篇文章作者提出以生產資料進行流動階段分析，並瞭解整個產能遞降行為。接下來則進行模型參數估算，主要是以平行流動(parallel-flow)及對數成長(logistic-growth)模型進行分析，模型參數採用統計方法。依據統計分析結果，使用實驗設計及數值模擬得到合適之地層完井及模型參數，分析流程如下圖。



作者所分析生產資料，顯示生產具高度變化性，依平行流動模型分析顯示至少有二至三個流動階段。最後所得到的模型參數能夠預估可靠的最終可採量。本研究主要有三個目標：1.分析生產資料瞭解生產遞降行為（產能與井口壓力關係）2.瞭解經驗模型與完井參數之間之關係 3.使用第二步驟所得之參數進行生產預報及最終可採量評估。

下圖左為使用平行流動模型擬合生產資料之比較圖，下圖右則為對數成長模型經分析所得參數統計分佈圖。



下表左為將平行流動模型參數與油氣層和完井參數進行相關性比較，對數成長模型則為下表右，表中值越大則表示正相關越強烈，反正則為負相關。

	$q_1$ (STB/D)	$q_2$ (STB/D)	$q_3$ (STB/D)	$T_1$ (Days)	$T_2$ (Days)	$T_3$ (Days)		$N$ (STB)	$n$	$a$
Number of stages	0.47	0.43	0.31	-0.07	-0.10	-0.06	Number of stages	0.14	0.02	-0.02
Lateral length (ft)	-0.19	-0.21	-0.30	-0.13	0.15	0.03	Lateral length (ft)	0.00	-0.13	-0.09
Spacing(acres)	0.32	0.35	0.22	-0.34	0.10	0.09	Spacing (acres)	0.25	0.02	0.04
Initial water saturation (fraction)	-0.35	-0.54	-0.30	0.18	-0.18	-0.02	Initial water Saturation (fraction)	-0.11	-0.09	-0.01
Porosity (fraction)	0.28	0.21	0.27	-0.09	-0.12	0.22	Porosity (fraction)	0.46	-0.12	-0.05
TVT (ft)	-0.40	-0.59	-0.40	0.29	-0.03	-0.11	TVT (ft)	-0.05	-0.09	0.02
Net to gross (fraction)	0.15	0.21	0.29	-0.14	-0.18	0.32	Net to gross (fraction)	0.19	0.02	0.01
Overpressure (psi)	0.18	0.33	0.19	-0.02	0.07	-0.12	Overpressure (psi)	-0.04	0.10	0.00
Pressure (psi)	0.18	0.33	0.19	-0.02	0.07	-0.12	Pressure (psi)	-0.04	0.10	0.00
Depth (ft)	0.15	0.30	0.17	-0.05	0.14	-0.14	Depth (ft)	-0.03	0.10	0.02
Average injection pressure (psig)	0.35	0.36	0.16	-0.21	0.09	0.02	Average injection pressure (psig)	0.23	-0.02	0.09
Total fluid injected	0.46	0.44	0.30	-0.37	0.08	0.12	Total fluid injected	0.39	-0.02	-0.02
Sand (lbs)	0.48	0.40	0.36	0.02	-0.12	-0.06	Sand injected (lbs)	0.26	0.02	0.01

透過選擇適當的油氣層與完井參數進行相關連後，進行眾多組數值模擬，對於數值模擬資料所得生產資料再運用兩模型參數進行迴歸



分析，隨後將可得到模型參數與油氣層與完井參數之數值關連性，下列公式為使用對數成長模型參數關連至油氣層與完井參數：

$$N^{0.17} = 5.74 + 2.63 \times 10^{-2} h + 2.1 \times 10^{-4} L_w + 1.1 \times 10^{-3} x_f$$

$$n = 6.6 \times 10^{-1} - 8.2 \times 10^{-4} k_f + 2.03 \times 10^{-5} k_m + 8.8 \times 10^{-6} L_w$$

$$a^{-0.26} = 1.5 \times 10^{-1} + 2.9 \times 10^{-4} k_f - 5.5 \times 10^{-6} k_m$$

透過兩模型參數與現場油氣層與完井參數之關連性，將更有效地將油氣層特性參數納入，使得生產預報及最終可採量之估算更具可靠性。

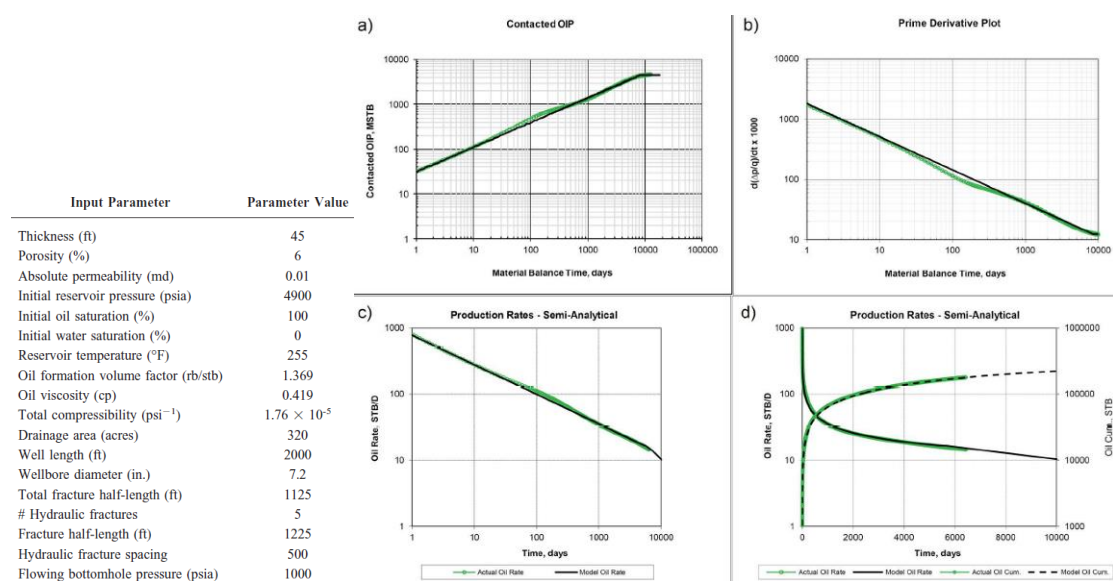
#### (6) A Semi-Analytical Forecasting Method for Unconventional Gas and Light Oil Wells: A Hybrid Approach for Addressing the Limitations of Existing Empirical and Analytical Methods

此篇文章作者主要採用半解析解方式(semi-analytical method)從產量、流壓及流體流動性質計算非傳統氣體及非傳統輕成分原油(light oil)之現地埋藏量(Gas or Oil in place)。此半解析解方式亦集合了經驗方程式之優點，對比於模式理論所需要大量分析參數，進行產能預報及蘊藏量估算。作者亦對現場生產數據資料進行方法之驗證，顯示具有良好的實務應用性。

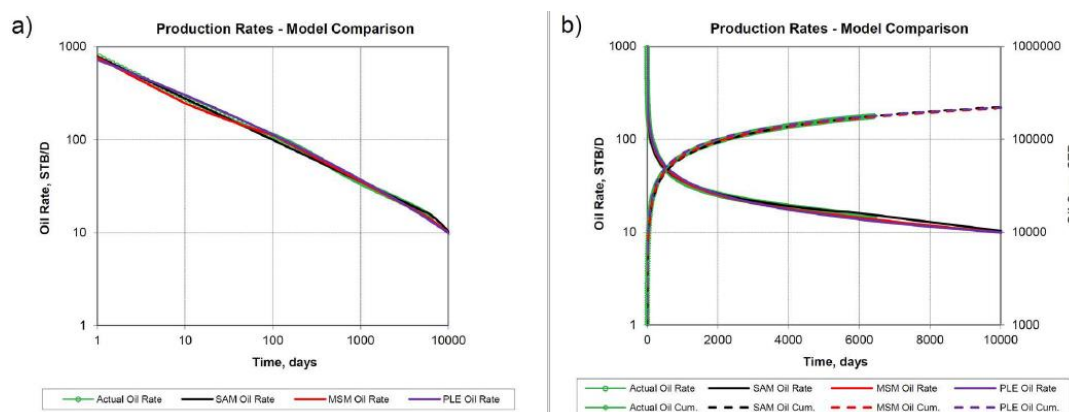
對於非傳統油氣開發問題，最大挑戰在於如何在最初的井生產歷史中，進行產能預報。由於超低滲透率之油氣層，常會展現出長期流動過渡狀態，然而有效估算產能及蘊藏量需要邊界控制流動(boundary-dominated flow, BDF)階段，達到此階段時間可能需要數年或是更久。對於傳統能源最常使用 Arps 產能遞降曲線方法進行產能預報，但其限制在邊界控制流動階段。後人發表眾多文獻改善或應

用其他數學經驗式進行產能預報。數學經驗式最主要的問題在於能使用的流動狀態階段有限，及未考慮在操作條件下改變所引起的井底流壓變化問題。然而數值模擬可解決數學經驗式受限之問題，但計算結果卻深受油氣層、井及裂隙之眾多參數影響，故作者提出之產能預報方法兼顧經驗式及數值解析解之優點。

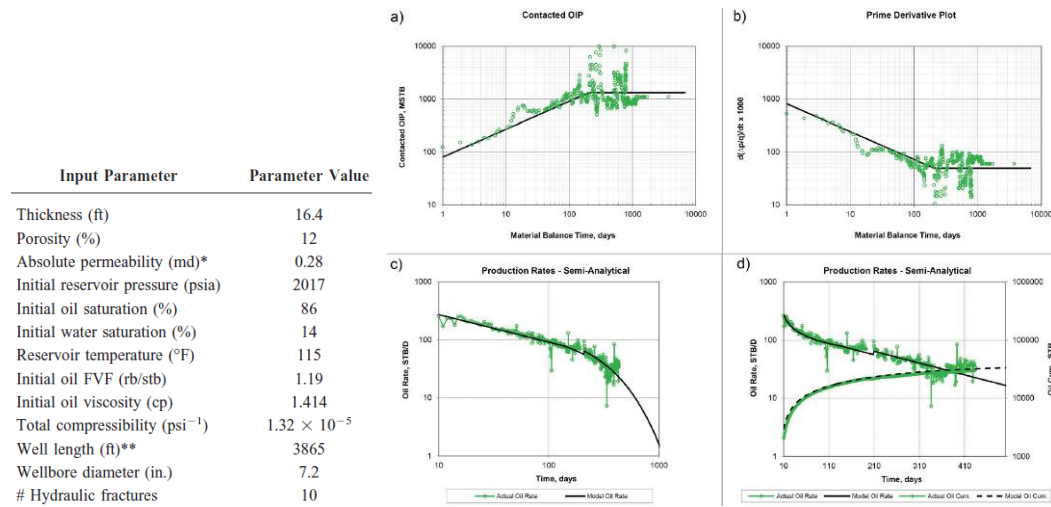
下圖為作者對於緻密油(tight oil)使用水平鑽井液裂之數值模擬資料，與半解析解方式所產生資料進行相互比較。



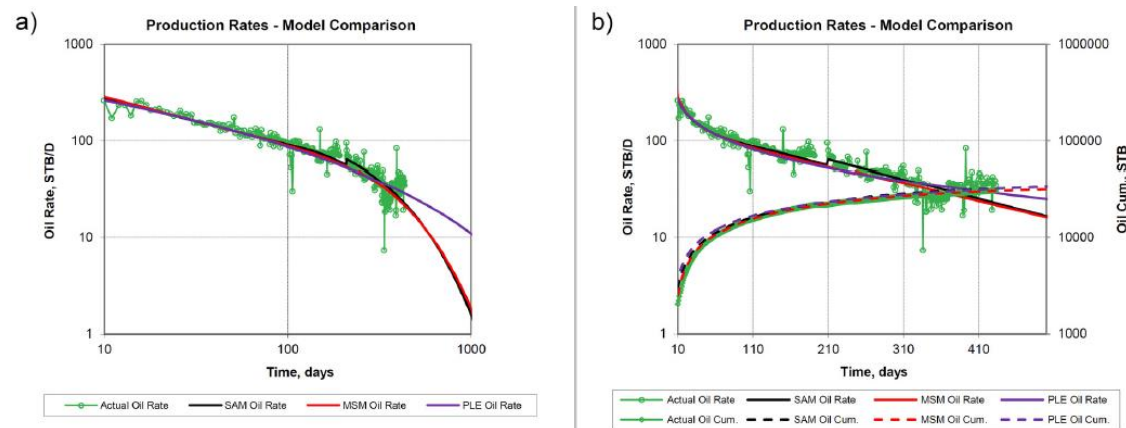
作者與其他文獻所使用的數學經驗式 (Power-Law Exponential, PLE 及 multi-segment analytical, MSM) 進行比較，亦同樣得到良好的分析結果，如下圖所示。



作者除了使用數值模擬分析軟體進行方法比較外，亦使用實際生產資料進行，如下所示。



作者與其他文獻所使用的數學經驗式進行比較，對於現場過去生產資料有不錯的擬合結果，但在預報中與 MSM 方法相近，但與 PLE 經驗式則有很大差異。



### 3.4 第四天參與技術年會暨展覽會議程

第四天會議持續參加諸多場次之專題演講，以研究所內目前研究主題為主，關注在於「多相流流體流動行為研究」、「流動保障」、「傳統及非傳統油氣層流體 PVT 實驗」等領域。



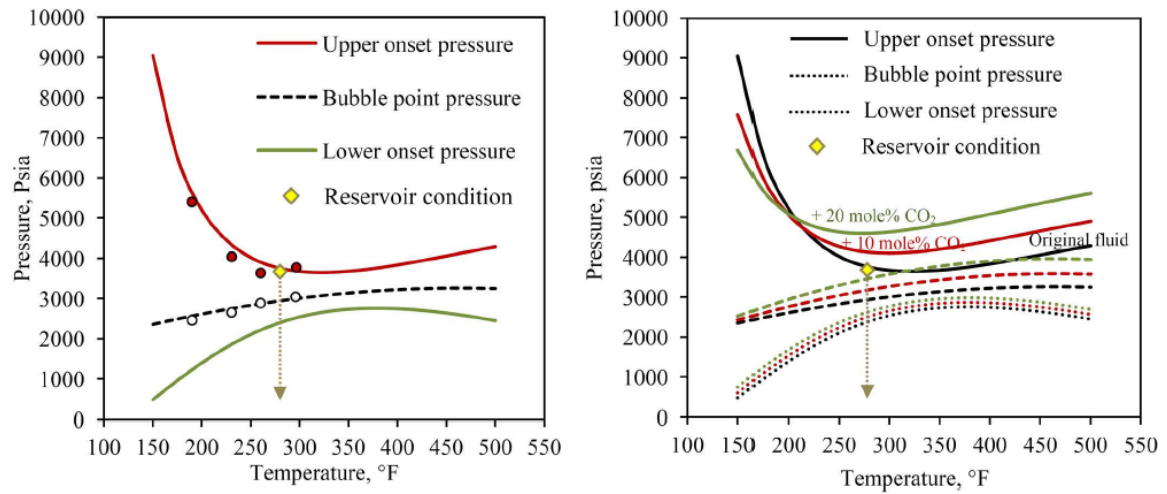
研討會專題	專題演講題目	會議地點
PVT	170697 Simulation of Asphaltene Precipitation During Gas Injection Using PC-SAFT EOS	Room E108
	170910 Microfluidic Platform for PVT Measurements	
MULTIPHASE FLOW METERING, MODELLING, AND ISSUES	170583 A Pragmatic Approach to Understanding Liquid Loading in Gas Wells	Room E108
FORMATION FLUID IDENTIFICATION AND DISTRIBUTION	170685 Effect of Confinement on PVT Properties of Hydrocarbons in Shale Reservoirs	Room G104/105

### (1) Simulation of Asphaltene Precipitation During Gas Injection Using PC-SAFT EOS

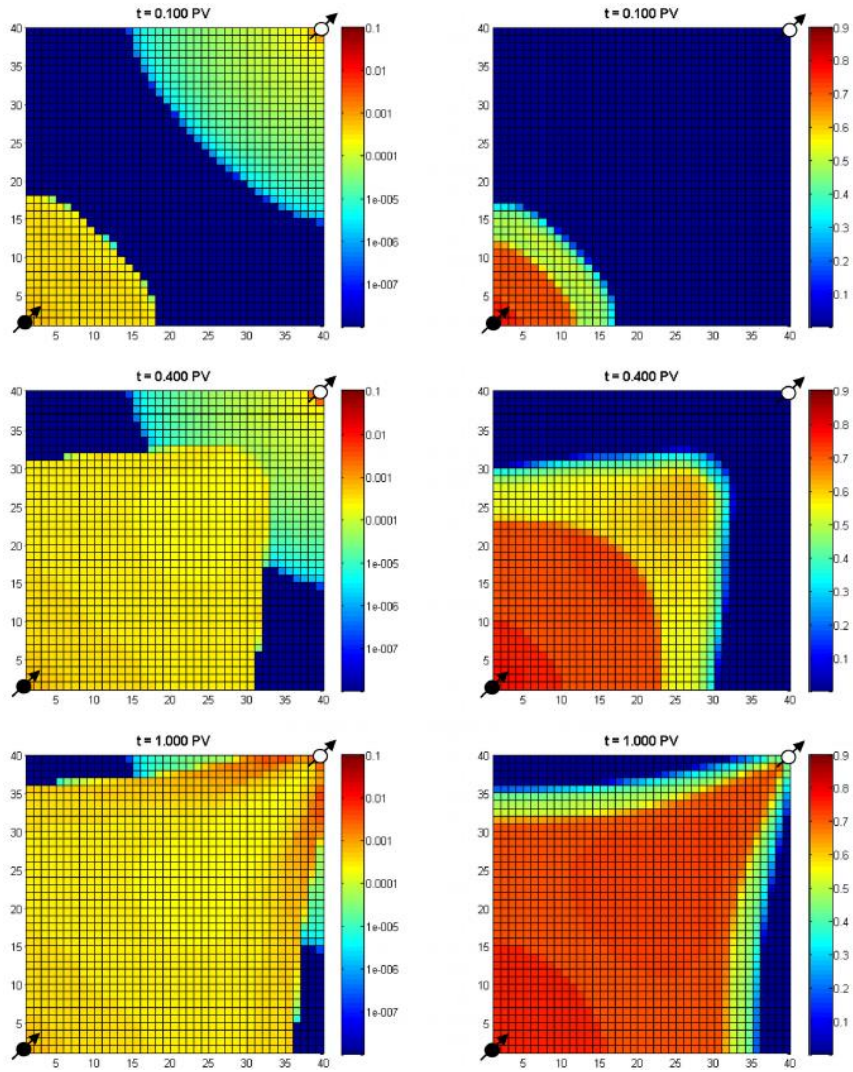
瀝青質沉澱在油田開發中為常見流動保障需克服之問題。瀝青質在油氣層中沉澱時會堵塞孔隙或是改變地層岩石之濕潤性，因此使油氣減產。此篇文章主要是以 PC-SAFT 狀態方程式模擬注氣時瀝青質之沉澱行為，對比於傳統以 Peng-Robinson 狀態方程式模擬結果。同時作者整合熱力學模型及瀝青質沉澱改變岩石之濕潤性，達到瀝青質沉澱之動態模擬。

透過模擬結果顯示瀝青質在整個油層之沉澱分佈主要是受其瀝青質相邊界所影響，瀝青質沉澱堵塞孔隙及岩石之濕潤性之改變，則可透過產能遞降現象觀察出。結果另顯示既使在一級採油過程中未曾發生瀝青質沉澱，注氣過程中有可能會面臨發生之風險。

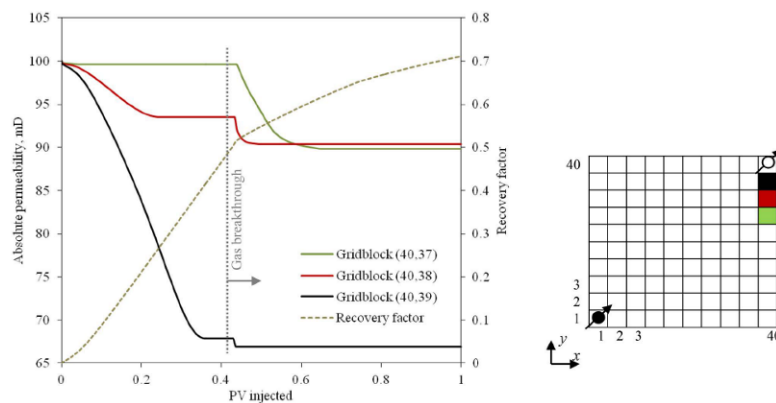
下圖左為瀝青質生成相圖，圖右為油層注氣後因油氣層流體組份改變瀝青質生成相圖。



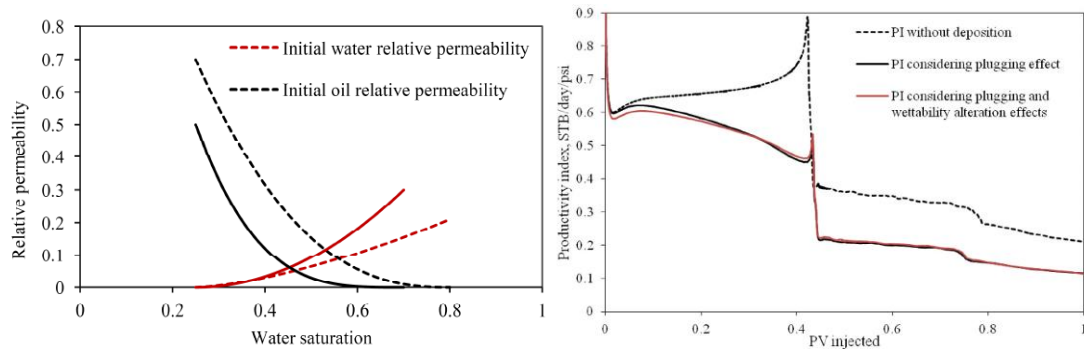
作者使用 x 軸及 y 軸方向各為 40x40 網格進行注產氣井模擬，模擬所得到的瀝青質體積百分比與注入氣體 CO<sub>2</sub> 飽和度分佈各如下圖左及右所示，圖中可看出瀝青質一開始即在生產及注入井附近沉澱，且注入氣體飽和度越高區域越有較高的機率產生瀝青質沉澱，且靠近生產井井口位置此情況更為明顯。



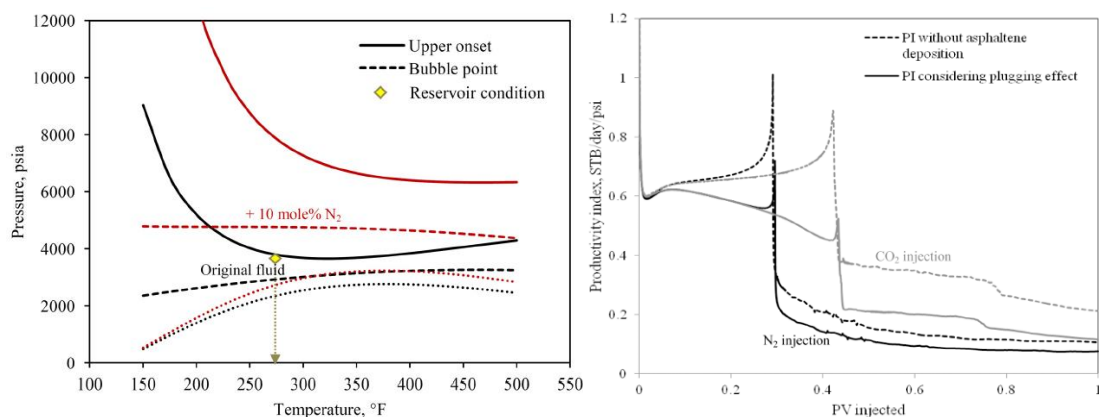
下圖為靠近生產井網格的絕對滲透率與注入氣體體積關係圖，在越靠近生產井之網格(40,39)受到瀝青質沉澱影響，絕對滲透率變在剛注入氣體體積甚小下，因為井孔壓差下之關係造成瀝青質嚴重沉澱，而使滲透率急速遞減。



下圖為使用熱力學模型並涵蓋受瀝青質沉澱影響之相對滲透率曲線以及生產指數隨著氣體注入體積關係圖。從圖左可觀察出在早期生產階段下，瀝青質沉澱使得相對滲透率改變而使得生產指數逐漸下降，在注入氣體穿透(gas breakthrough)之後，產能指數急速遞減，也因為產油量減少故瀝青質沉澱現象對於產能指數影響並不劇烈。

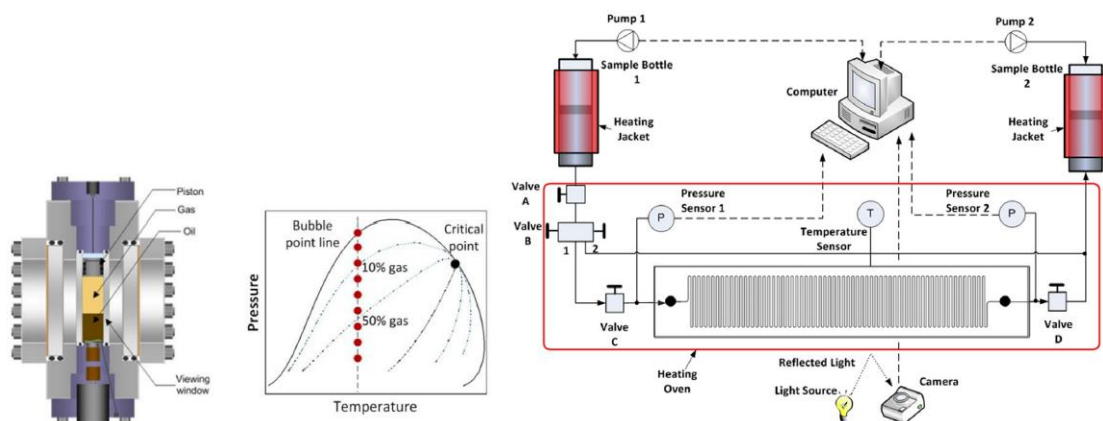


作者對於同樣的條件另外進行 N2 注氣比較，差別在於 CO2 注氣是與油相進行混溶(miscible)，越容易與油混溶之氣體將使得瀝青質沉澱發生時讓孔隙堵塞更嚴重。然而注入 N2 下將使得瀝青質發生之相態圖範圍更大（下圖左），且因為 N2 並未與油相混溶，而更易發生氣體穿透(gas breakthrough)，而使整體生產指數比注入 CO2 低(下圖右)。



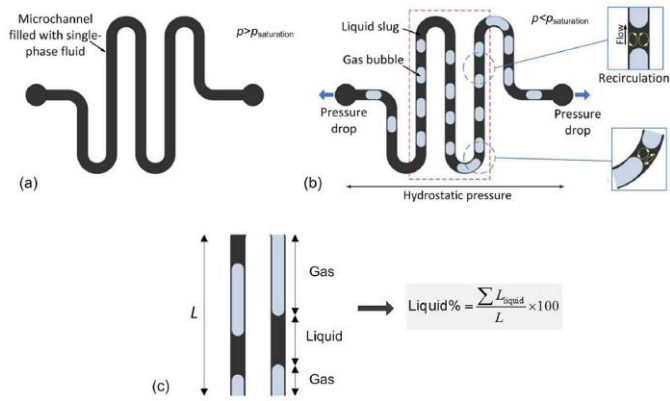
## (2) Microfluidic Platform for PVT Measurements

此篇文章中作者提出以小型規模實驗之方法進行黑油 PVT 量測，其中只需要幾毫升之樣品即可進行飽和壓力及相對體積量測。此創新方法可應用在高達 86 MPa(12,470 psia)，及 150°C 之油層條件下。傳統黑油 PVT 進行泡點壓力量測等 PVT 試驗需放置一個樣品室下，其體積一般需要 50-1000 ml 不等，如下圖左所示。作者以新的實驗裝置（下圖右），其組成為 1 公尺長之毛細管，總體積大約為  $5 \mu\text{L}$ ，因為該實驗裝置具有加熱快速，且可透過毛細管壓力之變化觀察到泡點下氣泡之生成，故大大節省所需實驗樣品體積及時間。作者對於此新的實驗裝置所實驗之資料，與傳統方法進行比較均得到一致性結果，且分析速度更快，裝置更小。

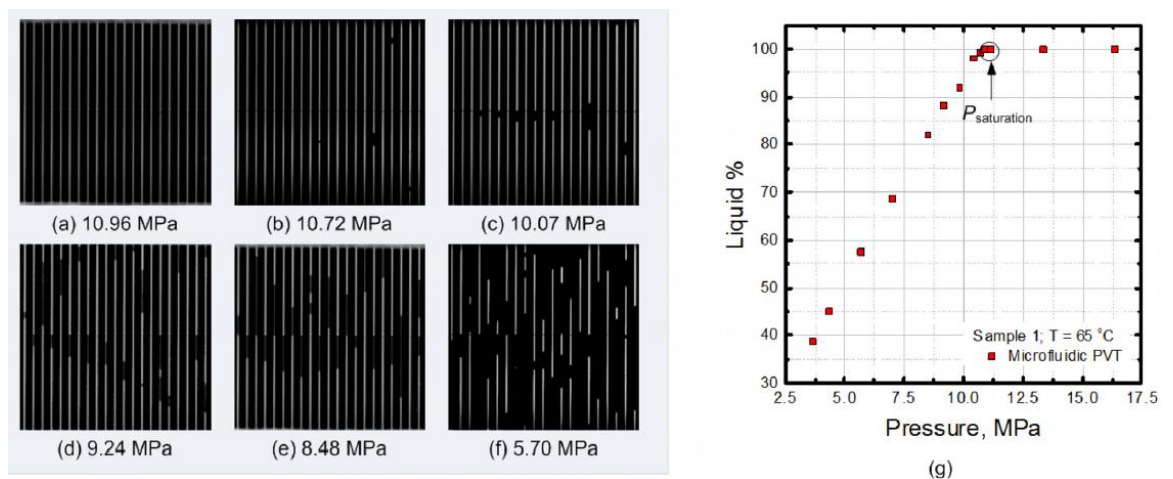


下圖為作者提出的毛細管實驗裝置示意圖，毛細管徑大約在  $10\sim 100 \mu\text{m}$  之間，可減少所需分析油樣體積及提供良好的溫度及壓力控制環境，而有效縮短分析時間，透過觀測在毛細管油與氣在不同壓力下之體積，將可計算相對體積數據，整個等體積膨脹試驗(CCE)包含相態圖之建立，可在一天內完成。

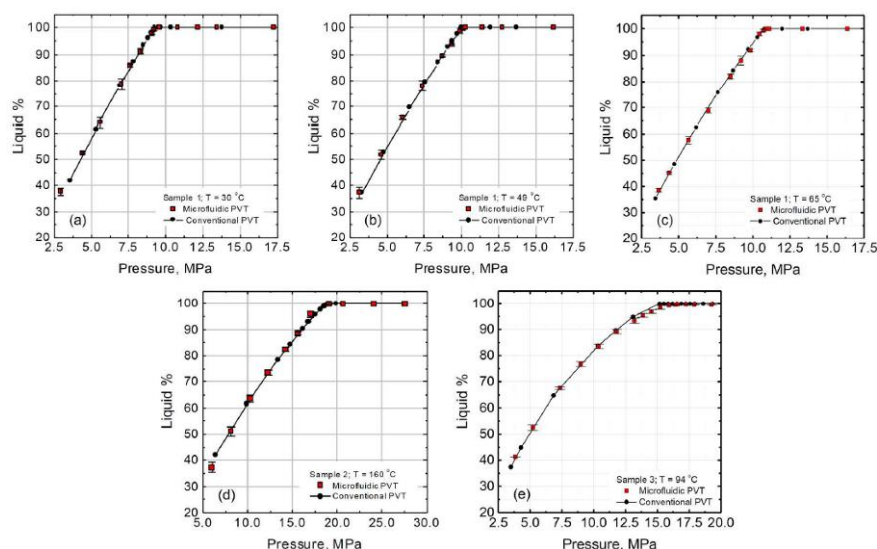




下圖左是液體與氣體在毛細管內之分佈，在高於飽和壓力下，只有液相存在，故圖中灰色部分(代表液體)均成連續狀，一旦低於泡點壓力，氣泡生成，則灰色線斷會不連續，此即氣體生成，透過數位影像觀察即可偵測出飽和壓力及計算出氣油相對體積。



下圖為使用新型毛細管實驗裝置與傳統方式所量測數據進行比較，圖中顯示量測結果均一致，且在不同溫度下，反覆進行同樣試驗量測誤差均控制在 2%以內。且均可在 2 至 3 小時內即可完成整個實驗。



### (3) A Pragmatic Approach to Understanding Liquid Loading in Gas Wells

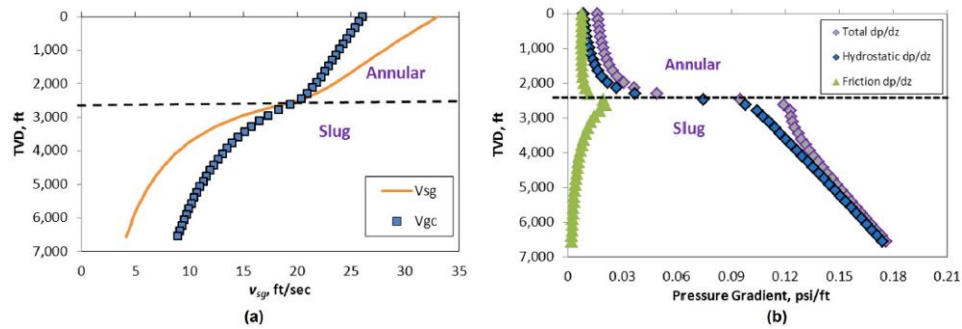
在氣井生產過程中，氣體如未有足夠動能夾帶液滴至地表，而會造成井孔液體逐漸累積(liquid loading)，此現象將使得井孔背壓增加，而產生較高的壓損，而使井產能遞減，並引起井口壓力顯著下降，最終將導致氣井停產之嚴重後果並影響整體採收率，而本文章主要透過整個井孔流體流動及熱傳遞模型探討氣田或逆變凝結油氣田中氣井脫除液體之機制，以瞭解如何改善井孔液體累積之預測，並與前人研究進行相比較。研究顯示油管內徑及井生產指數為決定臨界液體累積速度及何時發生液體累積最重要的獨立變數。

作者利用氣層與井孔流體流動進行整合研究，其假設傳統井之生產液體累積發生於擬穩態階段(pseudo-steady state)及生產過程中有固定的氣水比(gas-water ratio)或是氣相對逆變凝結油比(gas-condensed ratio)。對於井孔流體流動則透過雙相流研究進行，假設由段塞流(slug Flow)或團狀流(churn flow)過渡至環狀流動(annular flow)。

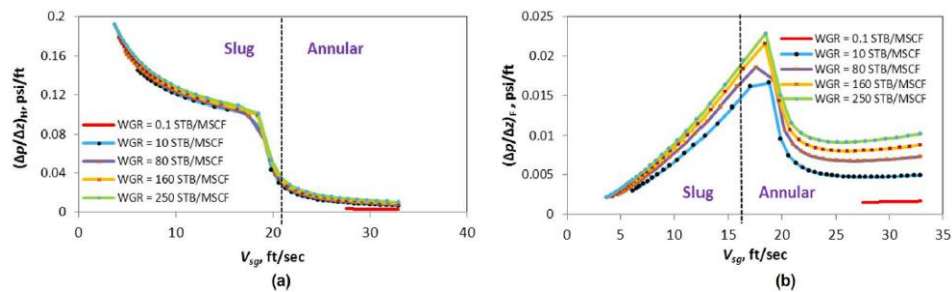
下圖左為井內之表面氣體流速(superficial gas velocity,  $V_{sg}$ )



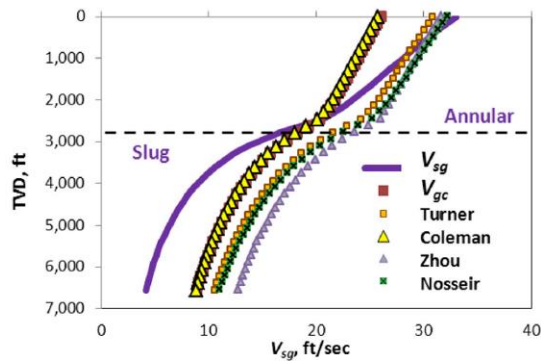
與臨界過渡速度(critical-transition velocity,  $V_{gc}$ )隨井深之分佈，從兩速度之分佈可看出氣體流動型式之過渡狀態，段塞流( $V_{sg} < V_{gc}$ )過渡至環狀流( $V_{sg} > V_{gc}$ )，圖右亦可看出水力壓力梯度在不同流動型式下之明顯差別。



作者對於氣水比對於雙相流流動型式之影響亦做探討，下圖左和右為不同水氣比(water-gas ratio)下水力壓力梯度及摩擦壓力梯度在兩流動型式下之分佈，可看出摩擦壓力梯度在不同水氣比下有明顯之變化。



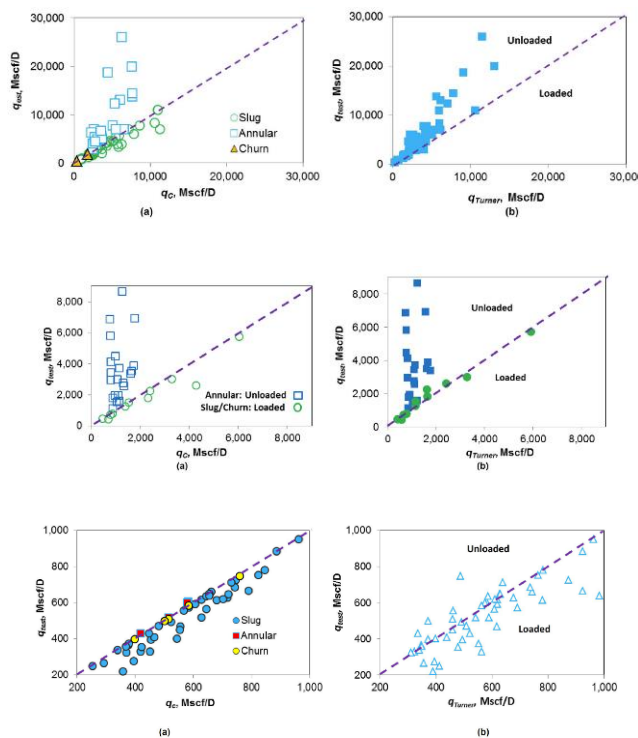
下圖及下表為比較前人文獻所提供之方法，可發現在井口位置下(TVD=0)，眾多文獻所預測的表面氣體流速均較低，因此雖然此井已發生液體累積，但根據井口條件，所有方法均無法有效預測。然而對於井底而言，文獻中的方法所預測的表面氣體流速均較高，因此作者認為無論在井孔中油管尺寸之變化，井底條件將控制最初液體累積現象之發生。



Critical Velocity Models

Reference Point	Flow Pattern	Actual Gas Velocity $v_{SG}$ (ft/sec)	Annular Churn (this study) (ft/sec)	Turner (ft/sec)	Coleman (ft/sec)	Nousseir (ft/sec)	Zhou (ft/sec)
Wellhead	Annular	33.0	26.1	30.9	25.7	32.2	31.7
Bottomhole	Slug	4.2	8.9	10.6	8.8	11.0	12.8

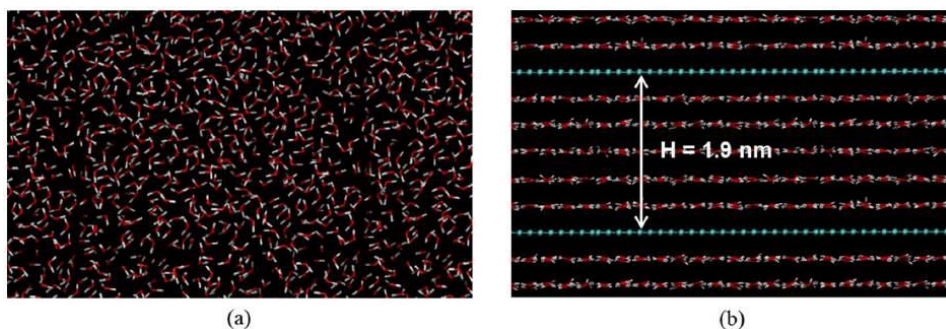
下圖左為作者利用文獻數據與其提出之方法進行分析比較，該方法主要是以識別流體在井孔中之流動型式藉以判定液體累積是否會產生，可稱為環狀團狀流動過渡法(annular churn transition)其可計算出臨界液體累積速度，定義為在井孔任何地方段塞流或團狀流開始發生時氣體之流速。與 Turner 方法(下圖右)進行實際資料比較時，預測結果較佳。



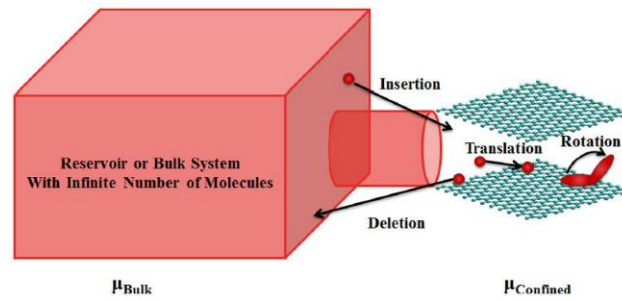
#### (4) Effect of Confinement on PVT Properties of Hydrocarbons in Shale Reservoirs

頁岩中之碳氫化合物流體，由於處在極細小之孔隙體積下（一般頁岩油氣孔隙大小分佈約在 1~20nm），其分子排列及分佈將不同於傳統能源而使其熱力學性質有顯著變化。本篇文章將對合成的頁岩油氣層下純物質（甲烷及乙烷）及其混合物，提供詳細的 PVT 性質變化及相行為之改變進行解釋及說明，並且使用 Grand Canonical Monte Carlo(GCMC)法進行流體性質之模擬。作者使用兩層組合之石墨版當作頁岩油氣下之油母質(kerogen)，兩層間之距離代表孔隙大小，約在 1nm~10nm 之間，觀察碳氫化合物流體性質之變化。此篇文章對於甲烷、乙烷臨界性質及甲烷乙烷混合物相圖之建立則採用 GCMC 模擬方法，並且使用該方法進行流體密度在頁岩油氣層狀況下之偏差估算。

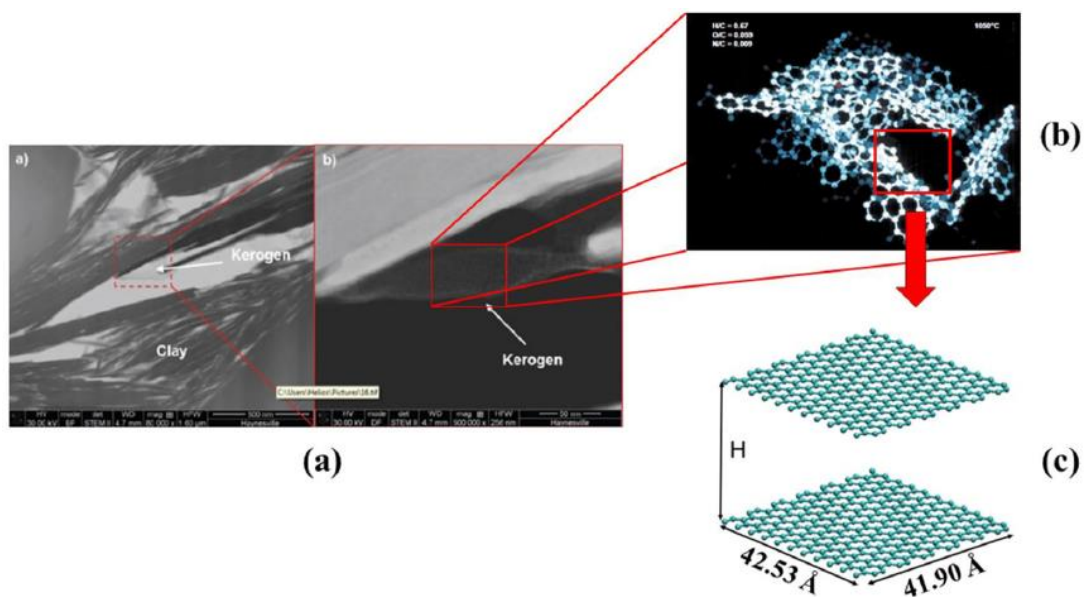
下圖左說明水分子在一般條件下無規則之排列，與在兩個石墨版下（圖右）孔隙極小所產生規則排列情形，而此規則排列將使量測到室溫下水的密度約在 0.86 g/cm<sup>3</sup>。傳統上以整個流體所進行的狀態方程式描述流體性質，面臨到流體與頁岩及油母岩互相作用的關係，可能就不太能適用。



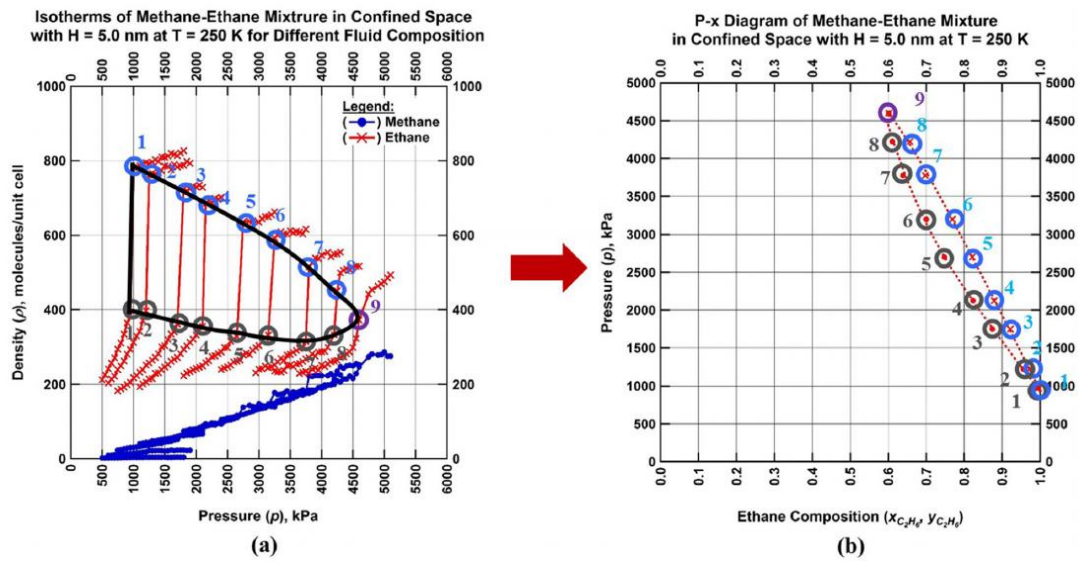
作者使用分子模擬進行熱力學狀態平衡計算，由於考慮到平衡是在極微小孔隙下進行，因此對一個分子在受限的空間中採用四種假設（如下圖所示），分別是 1. 分子在任意位置產生 2. 分子被取代 3. 分子被移除 4. 對於非球狀分子會旋轉。當四個步驟的其中一部發生時，隨即計算系統能量，直到熱力學平衡為止。



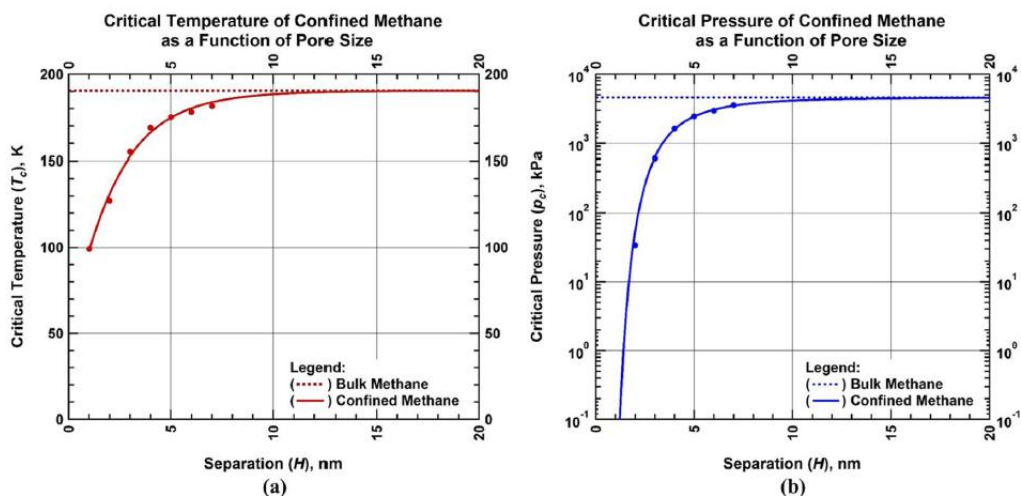
下圖左為使用 STM (scanning tunneling microscopy) 儀器所觀察 Haynesville 頁岩的顯微影像，可明顯看出頁岩油氣層主要是由無機物(黏土)及有機物(油母質)所組成。碳氫化合物則是儲存於岩石或是油母質的孔隙中。下圖右為三維油母質分子結構，故作者由其結構形狀假設油母質之孔隙為裂縫狀之石墨孔隙進行後續分子模擬工作，裂縫間距以  $H$  表示，大小約在 1~10nm 之間。



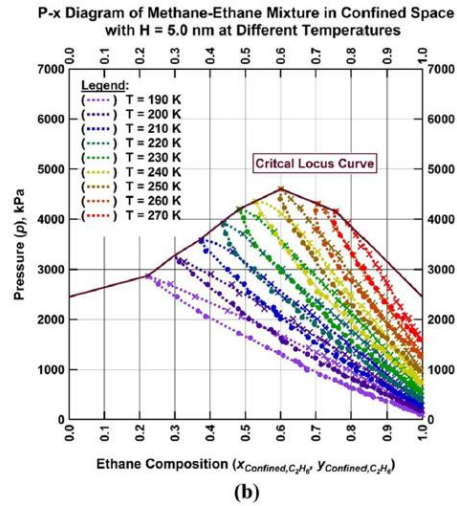
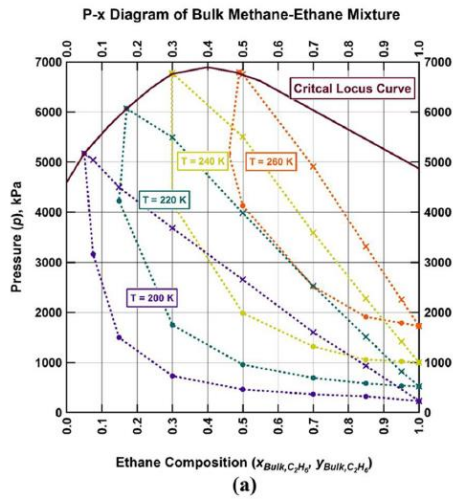
下圖左為經過分子模擬兩層石墨版間距為 5nm 所得甲烷及乙烷混合物等溫圖，圖右則是壓力相對成分之相圖。



下圖左為純物質甲烷相對兩層石墨版不同間距下臨界溫度隨孔隙體積之變化圖，右圖則為臨界壓力。從圖中可發現當孔隙體積逐漸遞減時，臨界溫度及壓力均下降，但當孔隙體積大於一定值時，則臨界溫度及壓力則不太有明顯變化，而趨近一定值，此值即是整體未受孔隙影響之值。

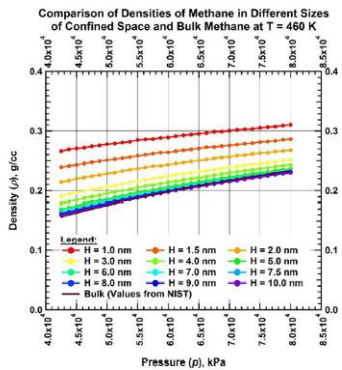
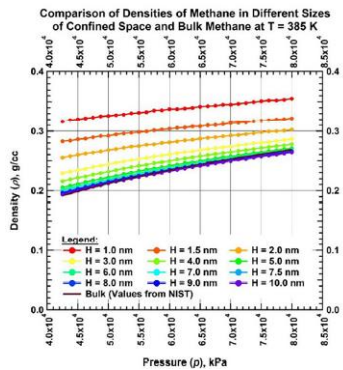




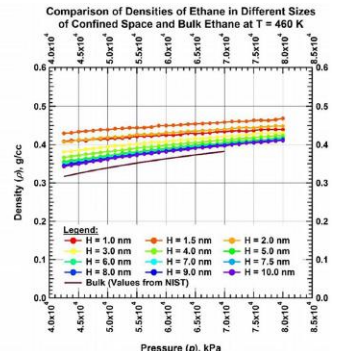
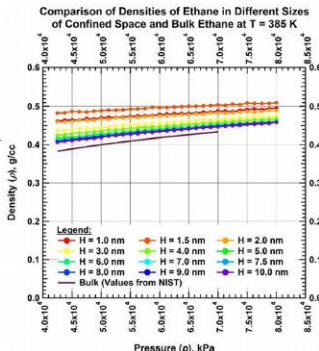


純物質的臨界壓力及臨界溫度隨著孔隙大小逐漸遞減而降低，因此孔隙越大則臨界性質就不受周圍密閉限制之影響，而越接近整體性質。受周圍密閉限制之甲烷及乙烷混合物相圖不同於整體之相圖（上圖顯示）且從頁岩油氣層溫度壓力條件下，其密度偏差對於甲烷及乙烷而言可高達 69.8%及 35.5%（見下圖），因此假如使用整體熱力學性質，而不考慮分子受到周圍孔隙如此小之限制，將使工程計算結果產生嚴重誤差。

Separation (H), nm	% of Absolute maximum deviation from bulk methane	
	at T = 385 K	at T = 460 K
1.0	65.3 %	69.8 %
1.5	47.9 %	52.6 %
2.0	33.4 %	36.7 %
3.0	19.6 %	22.0 %
4.0	12.5 %	14.1 %
5.0	7.3 %	8.1 %
6.0	5.3 %	6.1 %
7.0	3.7 %	4.7 %
7.5	3.0 %	3.9 %
8.0	2.6 %	3.5 %
9.0	1.7 %	2.6 %
10.0	1.7 %	2.0 %

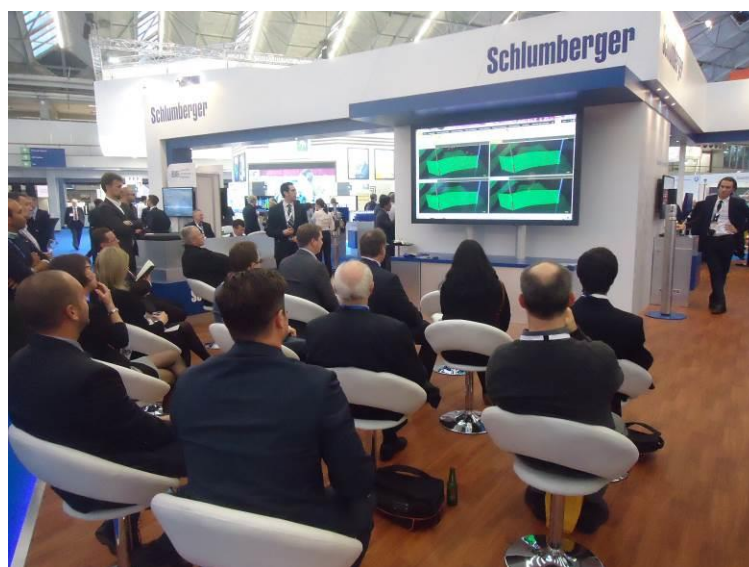


Separation (H), nm	% of Absolute maximum deviation from bulk methane	
	at T = 385 K	at T = 460 K
1.0	20.4 %	28.9 %
1.5	26.0 %	35.5 %
2.0	19.9 %	28.6 %
3.0	14.0 %	20.4 %
4.0	10.8 %	15.6 %
5.0	8.6 %	12.2 %
6.0	8.0 %	10.9 %
7.0	7.2 %	9.7 %
7.5	7.0 %	9.2 %
8.0	6.7 %	9.2 %
9.0	6.3 %	8.7 %
10.0	6.1 %	8.3 %

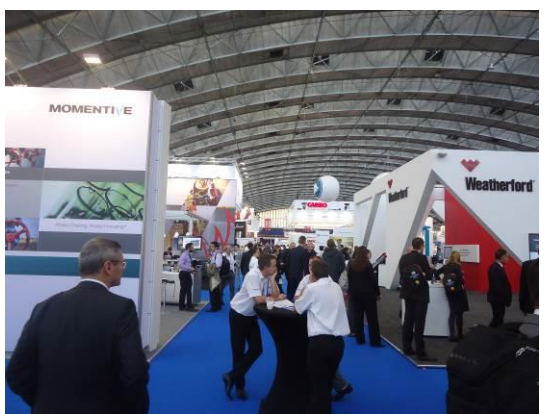
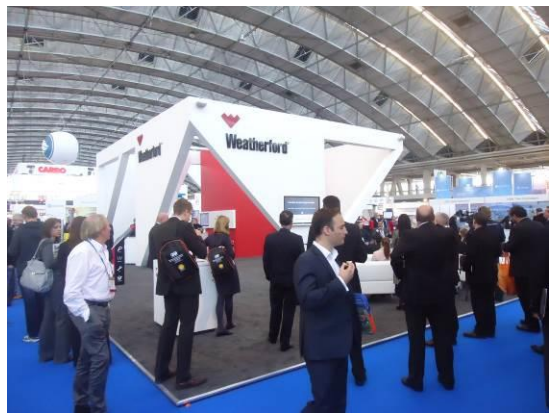


本次會議除參加技術研討會論文發表外，亦參加石油工業上游產業包含全球油氣田技術服務公司、油氣田開發設備製造商、軟體技術公司及實驗室儀器製造商等之產品及技術展覽會。

本次利用研討會中場休息、中午時間及會議最後一天下午參加展覽會，前往展場觀摩石油產業相關設備製造商及技術服務公司之發展現況及互動交流，其中特別前往與所內購買實驗儀器製造商(Core Lab、Chandler)及石油工程分析軟體廠商(Petroleum Experts Ltd、Kappa Engineering、Schlumberger、CMG)進行拜會及交流。展場中最特別的是石油工程技術服務公司之展覽攤位(展覽面積也較大)，每日均安排十場次演講，針對公司所擁有的軟硬體技術提供簡報，也是廠商與現場參觀人員最佳互動方式。









三天之技術年會議程討論內容包羅萬象，研究主題超過 40 場次，涵蓋了石化能源未來走向和發展、油氣田探勘生產開發技術、二氧化碳排放減量暨環境保護等議題，亦針對科技論文寫作、強化個人職場技能及工作溝通技巧，甚至到未來大學培養石油工程師之教育方針亦有開設專門論壇討論，可見此研討會對於石化能源上游產業發展之全方位關注。

技術年會大部分研究主題仍然著重在非傳統能源開發，其中生產與開發技術仍為最熱門之主題，包含各技術服務公司所發表針對特定礦區頁岩氣生產開發經驗和學術界對於頁岩油氣產能預報及最終可採量評估方法，另外對於非傳統能源油氣層流體特性亦有許多篇創新文章進行研究探討。

對於非傳統能源開發特別是頁岩油氣已在北美蓬勃發展，近十年

生產開發技術已取得突破性進展，然而學術界及工業界仍致力在如何有效評估井產能及最終採收率及降低生產開發成本。雖然近期油價戲劇性下跌，但全球對於長期能源需求仍有一定之成長，在傳統與非傳統能源價格之競爭上，雖然傳統能源價格目前還是佔上風，但隨著非傳統能源開採技術進步及大量資金投入，未來兩者價格差異可能逐漸拉小，加上油價持續低迷，對於石油公司未來在傳統及非傳統能源探勘開發上，將勢必面臨重大投資決策。如整個國際油價情勢仍持續維持低檔甚至假設未到谷底，非傳統能源開發上是否會有短暫停止過熱之跡象將有待觀察。

此次技術年會及訓練課程收穫良多，已準備將所學習到的心得及資訊分享於同仁，彼此間做技術交流，對於未來研究工作及切入新的研究領域將有莫大之助益。



## 肆、 建議事項

1. 美國石油工程師學會所舉辦的技術年會暨展覽會屬大型國際研討會，隔年度投稿會議文章收件截止日期均在每年年初，而舉辦時間約在 9 月至 10 月之間，此年會上學會根據創新能力、前瞻性及貢獻度等進行投稿文章篩選，謹慎選出參與會議發表文章，對於參與石油工程行業之專門人員為一大吸收科技新知之途徑，未來可多派人員參加此技術年會暨展覽會，對於不同研究領域能多方面吸收新知。
2. 此技術年會附設全球油氣田技術服務公司、油氣田開發設備製造商、軟體技術公司及實驗室儀器製造商等之產品及技術展覽會，此展覽會對於事業部現場工作人員想要瞭解最新油氣田開發設備是最佳途徑，不同廠商間雖有相似產品，但各有其優缺點及適用條件，建議未來除了所內研究同仁可積極參與外，可派遣鑽井及採油工程之同仁前往參加交流。
3. 本次參加研討會與已在美國石油工程業界工作許久的資深前輩交流，期盼透過資深前輩短期回台時間，能與事業部與研究所進行工作經驗交流分享，吸收其在美國石油探勘公司之油氣田開發之工作經驗。
4. 公司除了積極參與非洲查德礦區自有油源生產開發下，近年來亦積極參與北美頁岩油氣之探勘機會，經過本次參與技術年會後彙整出幾個大架構研究方向如下，可供未來公司研究與培訓相關專業人才作參考。

(1) 「頁岩油氣產能特性評估及最終可採量估算」

非傳統能源之頁岩油氣生產特性截然不同於傳統能源，如何有效掌握產能特性及最終可採量之估算，勢必對公司積極參與北美頁岩油氣礦區評估有很大影響，故加強此部分研究將有助於內部礦區評估工作。

#### (2) 「頁岩油氣之流體特性研究」

此次技術會議些許文章，提出了頁岩油氣之 PVT 物性相較於傳統能源之不同，因此對於未來工程計算，包含所推估之頁岩油氣可採量會有些許偏差，並會影響到後續之經濟分析結果，唯有了解頁岩油氣流體之流動行為，才能更準確地進行後續工程計算。

#### (3) 「流動保障」

流動保障對於所內為剛踏入之研究領域，該研究領域涉及流體流動行為、熱傳遞及生產化學（有機及無機固體）等學科。公司在查德所面臨高蠟份原油在管道中之輸送問題，即是流動保障領域之研究。因此強化此部分研究工作對於公司未來在礦區生產操作規劃上，將有相當大之幫助。

#### (4) 「井孔監測」

進行噴流試驗或 DST 測試時，可量測到井底壓力及井底溫度，透過井底壓力與產量之變化將可進行傳統壓力暫態分析，瞭解到地層滲透率、膚表因子、地層邊界及井生產指數等特性，但井底溫度數據亦可當作工程分析參考資料，如在特殊環境下，例如海上油氣田，不可能有足夠時間進行傳統試井解釋，瞭解井之生產特性，故透過永久壓力計之井底溫

度實時數據將可有效監控井況，此應用已經有眾多文獻可參考。雖然公司目前尚未有於井底安置永久壓力計，但透過 DST 及噴流試驗所得到井底溫度變化，亦可提供些許分析資訊。此研究公司未來亦可著手規劃，透過較新穎之方法瞭解井況。

#### (5) 「防砂及氣井液體累積研究」

公司今年完成鳳山三號井鑽井任務，但於進行試油氣過程中面臨嚴重出砂問題，且在明年預計於鐵砧山新鑽兩口注產氣井，同樣會面臨完井防砂問題。另外在國內老舊氣井面臨大量產水問題，而造成井底液體逐漸累積，此情況如無法排除，最終將導致停產，因此防砂與液體累積，對於國內氣井生產相當重要，參考國外技術服務公司所提供防砂方法，以及文獻中對於氣井井底液體累積之預測及使用他種方式進行防治，都可當作未來研究主題方向。