

出國報告（出國類別：開會）

參加 SPE 舉辦 2013 年 ATCE 研討會
--非傳統能源評估與開採技術

服務機關：中油公司探採研究所

姓名職稱：李崇豪／石油開採工程師

派赴國家：美國

出國期間：100 年 09 月 29 日至 10 月 4 日

報告日期：102 年 12 月 12 日

參加 SPE 舉辦 2013 年 ATCE 研討會--非傳統能源評 估與開採技術

摘 要

近年來因水平鑽井與液裂技術的快速發展、經驗吸收和實踐應用，從緻密氣層或頁岩中開產原油和天然氣的榮景像是一個奇蹟。然而根據過去的經驗，此榮景不會一直持續下去。截至目前為止，業界關注的焦點大多集中在鑽井、完井、液裂和生產初期的狀況，以及如何加速這些過程。但這些結果可能對於生產的中後期產生負面的影響。換句話說我們需要更多的努力來了解「在液裂後」或這些地層(如頁岩)在生產中後期將變成何種面貌？與此密切相關的是我們需要更好的監控系統。此外激勵(Stimulation)的生產方法與人工開採系統(Artificial Lift Systems)亦是必需的思考的方向。另外井的可靠狀況、壽命與井的廢棄必須加以證明，最後持續與當地社區和一般公眾的接觸亦是不可或缺的要害。今年 ATCE 2013 共發表 372 篇論文，按照不同的主題分成 52 個 section。本計畫依未來非傳統油氣開採過程中可能遭遇的問題進行蒐集包含(1)頁岩氣產能評估方法比較(SPE 166365, SPE166377)、(2)完井處理最佳化(SPE 164807)，(3)裂隙流體模擬(SPE 166439)，與(4) LSW 油氣增產(SPE166435, SPE 166447, SPE166523) 與(5)Surfactant Flooding (SPE166129)等，期望藉由參與國際會議的機會，學習與研討非傳統能源評估與開採技術之創新及研究發展結果。同時可將最新的概念引進本公司，進一步提升本公司技術，並作為日後生產開發之依據。

關鍵詞：Artificial Lift Systems，LSW 油氣增產

參加 SPE 舉辦 2013 年 ATCE 研討會--非傳統能源評
估與開採技術

目 次

摘 要.....	I
目 次.....	II
壹、目的.....	1
貳、過程.....	2
參、心得與建議.....	53
肆、致謝.....	55
伍、附錄.....	55

壹、目的

本出國計畫係 102 年參加非傳統能源相關技術研討會(第 32 項)所編列之派員出國計畫。其目的在於藉由參與國際會議的機會，學習與研討非傳統能源評估與開採技術之創新及研究發展結果。同時可將最新的概念引進本公司，進一步提升本公司技術，並作為日後生產開發之依據。隨著傳統油氣資源之逐漸耗竭，非傳統油氣資源已漸漸受到重視並密集進行開發。對於需要高生產成本之非傳統油氣資源而言，鑽井、完井、開發及生產各方面皆須更精密之技術導入以獲得低成本之投入及高回收之效率。儘早投入非傳統油氣資源之探勘與開發，為使本公司維持甚至提高資源量之不二法門。石油天然氣之生產開發工程技術，隨油氣資源之剩餘量、分佈及儲存型態不同而日新月異，為解決現場問題與瞭解最新科技之發展，希望藉由參加此類研討會之機會，蒐集資料並快速累積經驗與技術，未來可應用於本公司非傳統油氣資源礦區之生產開發。

貳、過程

本次出國行程如下所示：

09月29日：啟程台北—紐奧良(New Orleans)

09月30日~10月02日：參加SPE-2013-ATCE研討會包含：

(A) 參加專題講座：So We Frac'd the Well, Now What? 這個講座邀請了幾位來自相關領域的專家，從不同面向討論有關目前頁岩油氣的在生產之後面臨的問題。亦暗示者我們還有很多問題有待解決。

演講者：

1. Tom Blasingame, Professor of Texas A&M University
2. John Patterson, Production and Operations, ConocoPhillips
3. Joe Cardenas, Health Safety and Environment, XTO Energy (now is part of ExxonMobil)

其他與談者：

4. George King, Drilling and Completions, Apache
 5. Lwanga Yonke, Management and Information, Area Energy
- (B) 參加論文發表：今年ATCE 2013共發表372篇論文，按照不同的主題分成52個section。本計畫依未來非傳統油氣開採過程中可能遭遇的問題進行資料蒐集包含(1)頁岩氣產能評估方法：SPE 166365 & SPE166377 (Session 41)、(2)完井處理最佳化：SPE 164807(Session 17)，(3)液裂流體模擬：SPE 166439 (Session 48)，(4) LSW油氣增產：SPE166435 (Session 30)，SPE 166447 (Session 20)，SPE166523 (Session 21)，(5) Surfactant Flooding：SPE166129 (Session 30)。

(C) 與廠商會談。

1. A brief meeting with Dr. Chen (KAPPA)--KURC
2. A brief meeting with Dr. Meng (iReservoir)—Reservoir characterization
3. A brief meeting with Dr. Grader (INGRAIN)—CT & shale&logging

10月03~04日：回程紐奧良—台北

以下就此次參加此類研討會之過程摘錄如下：

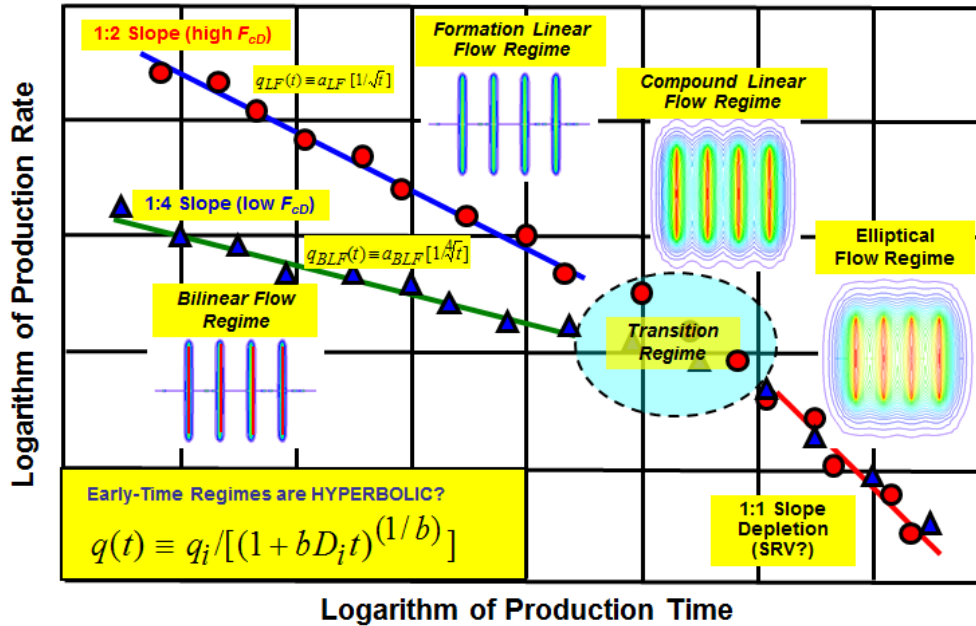
(A) 參加專題講座(Panel Talks: So We Frac'd the Well, Now What?)

Tom Blasingame 是 Texas A&M University 的教授，亦是 Reservoir Description and Dynamics 領域的專家，他提出的 Blasingame Plot 在生產分析(Production Analysis)的領域已被業界廣泛利用。Blasingame 首先提到緻密砂或頁岩等非傳統的儲集層的特性包含滲透率往往遠小於 0.1mD；滲透率隨壓力變化(滲透率是壓力的函數)；高溫高壓之下產生的複雜流體特性(PVT)；有限的生產歷史資料；偏重於短期的生產週期；需較多井才能達到商業開發價值；多藉由類比估算油氣蘊藏(Base Reserves on Analogs)；鑽井後才了解整體油氣分布(Prospect Driven by Drilling)；與整個生產週期沒有機會進入偽穩定流(無法探測到邊界)等特性。

Blasingame 同時提到頁岩經液裂之後，在生產過程中流體流動狀態(Flow Regime)會隨時間改變。圖 1 為產量隨時間變化的雙對數圖。可以發現生產初期可能產生地層線性流(Formation Linear Flow)與雙線性流(Bilinear Flow)兩種流動狀態。地層線性流為假設地層流體垂直行向裂隙破裂面，其特徵為產量與時間的平方根成正比，因此在雙對數圖上可以看到一條斜率為 1/2 的直線；而雙線性流為同時包含裂隙中流體沿裂隙破裂方向移動與地層線性流兩種流動型態，其特徵為產量與時間的 1/4 次方根成正比，此時在雙對數圖上可以看到一條斜率為 1/4 的直線。但是從早期的流態進入生產末期的偽穩定流(Pseudo-Steady State)的過程中，有一過渡帶(Transition Regime)。由於頁岩的滲透率極低(<0.001mD)，這個區間可能持續數年至數十年。從 KAPPA(2011)模擬的結果亦顯示，可能需要超過 8000 年以上的生產時間，壓力的傳遞才會到達邊界與進入 SRV(Stimulated Reservoir Volume)的流態(如圖 2 所示)。換句話說，在經濟可行的生產條件下，我們可能沒有機會進入末期的偽穩定流的區間，亦即我們可能永遠無法看到偽穩定流的特徵。既然無法進入偽穩定流的流動狀態，對於非傳統油氣資源的產能評

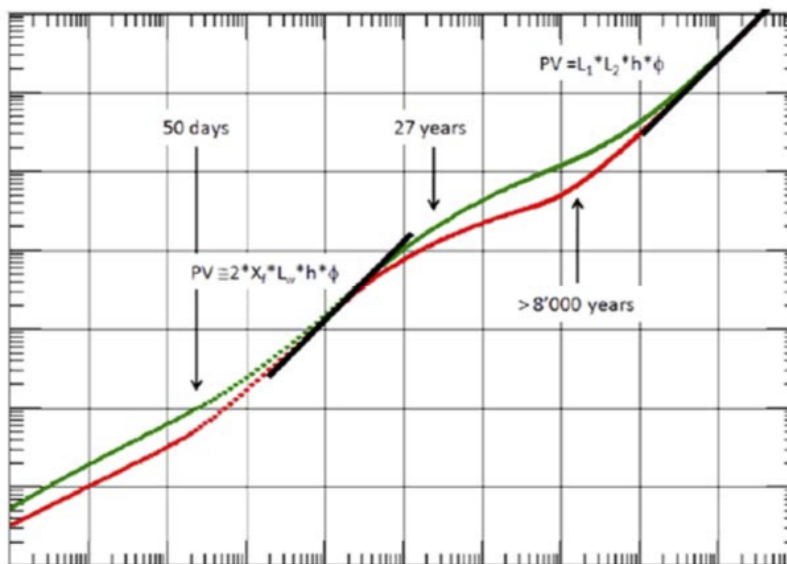
估方法，傳統的 Arp's 衰減曲線法(Decline Curve Analysis)便不適用。

Flow Regimes — Multi-Fracture Horizontal Well



For Shales: | days | weeks | months | years | decades | ... |

圖 1：水平井多重裂隙中流動狀態示意圖(Blasingame, ATCE 2013)



From: KAPPA Consortium on Unconventional Resources (Draft project document) 7th February 2011 (www.kappaeng.com).

b. Typical transient response where PSS is seen in the SRV (Note times for different regimes, this is a relatively high permeability shale analog case).

圖 2：典型頁岩氣微分壓力曲線與時間的關係(KAPPA, 2011)

Blasingame 亦提到兩種修正型的產率與時間關係(Rate-Time Analysis)的評估方法。第一種是複合型的衰減曲線分析法，如圖 3 所示。在產量隨時間變化的半對數圖上同時利用兩個衰減曲線進行評估。從圖 3 中可以發現油氣的生產曲線可以分成早期的雙曲線型(Hyperbolic)衰減與晚期的指數型(Exponential)衰減。其中間有一個轉折點(Switch Point)。由於有經濟成本考量，生產年限可能終止於某個時間點($q=q_{limit}$)，而最終可採量(Estimated Ultimate Recovery)即為曲線下的面積。另一種為修正的指數型衰減曲線法(圖 4)。其原理為利用衰減方程式(方程式 1)取代原始固定的衰減因子(D)藉以修正在生產末期的誤差部分，再結合指數型(Exponential)衰減的特性估算與預測產能(方程式 2)。

$$D \equiv -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \approx D_{\infty} + n\hat{D}_i t^{-(1-n)} \quad \text{方程式 1}$$

$$q(t) = q_i e^{[-D_{\infty}t - \hat{D}_i t^n]} \quad \text{方程式 2}$$

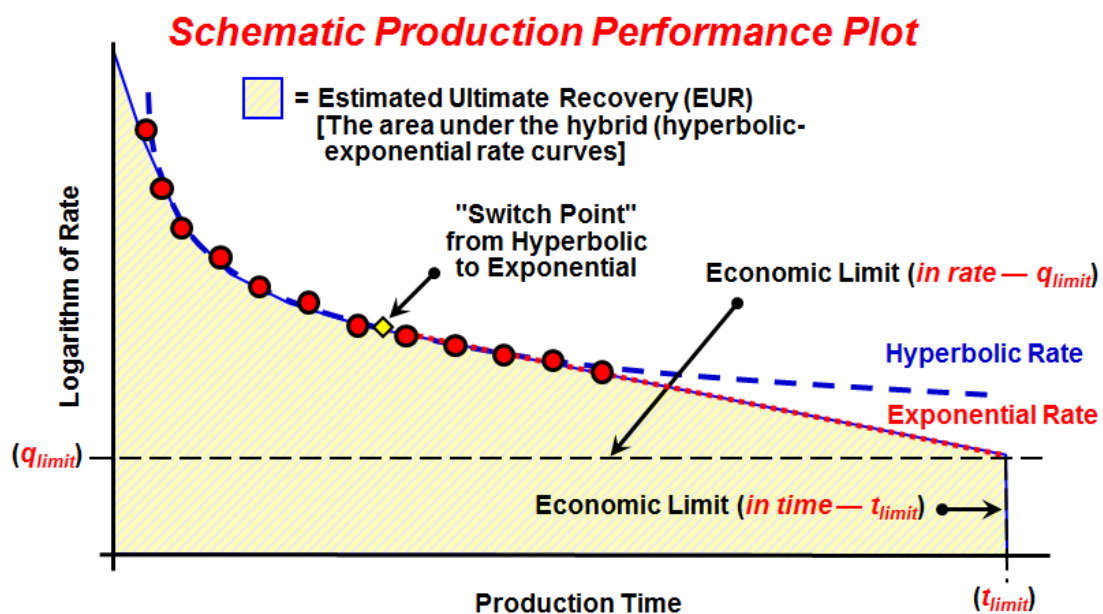
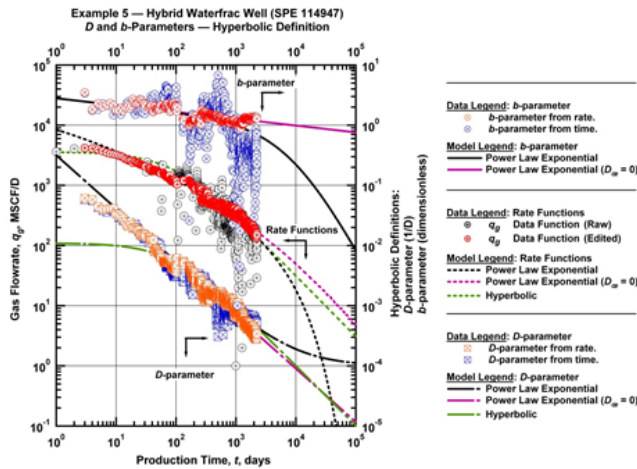


圖 3：複合型的衰減曲線分析法示意圖 (Blasingame, ATCE 2013)

Modern Decline Analysis — Power-Law Exponential Rate



Notes:

- $b(t)$ and $D(t)$ are evaluated continuously.
- $D(t)$ trend indicates "power-law" behavior.

PLE Rate Relation:

$$q(t) \equiv \hat{q}_i \exp[-D_\infty t - \hat{D}_i t^n]$$

Decline Function: $D(t)$

$$D(t) \equiv -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \approx D_\infty + n\hat{D}_i t^{-(1-n)}$$

Hyperbolic Function: $b(t)$

$$b(t) \equiv \frac{d}{dt} \left[\frac{1}{D(t)} \right] \approx \frac{n\hat{D}_i(1-n)}{[n\hat{D}_i + D_\infty t^{(1-n)}]^2} t^{-n}$$

圖 4：修正的指數型衰減曲線法示意圖 (Blasingame, ATCE 2013)

在相態行為(Phase Behavior)的部分，基本上頁岩的孔隙基本上已趨毫微米等級(Nano-scale)同時也與氣體分子的直徑差異不大(如圖 5 所示)。此時油氣的流體特性亦因孔隙大小而產生變化。Zarragoicocha and Kuz (2002, 2004)發現，由於孔隙大小所造成的抑制(Suppression)，將使得流體的臨界溫度產生偏移。Pedersen et al, (1989)模擬在具有重成分的凝結油氣體在不同的孔隙環境下其相態圖的變化，結果亦發現起泡點(Bubble Point Pressure)的數值隨孔隙變小而受到抑制(變小)，而整個相態圖中油氣共存(兩相區)的範圍亦變小(如圖 6 所示)。顯示除了油氣的成熟度可能產生不同的流體之外，孔隙大小亦是個影響因子。同時如果利用傳統的方法進行評估將造成非常大的誤判(在臨界點右側兩相區之外的區域將只有氣體)。Blasingame 亦提到目前模擬工作所面臨所最大的挑戰是缺乏足夠資料去驗證。由於環境過於複雜(同時具備地質上的異質性、天然裂隙與液裂後產生的人工裂隙等)，除了有效整合地質與流體的模型之外，我們需要真實的資料進行驗證。利用衰減曲線進行評估雖然拙劣但仍為一可行的評估方法。期許能有新的電腦模式，因為目前模擬技術無法將所有問題考慮進去，我們可能需要 10,000 至 100,000 倍的運算能力才能完全模擬這種複雜的環境狀態。

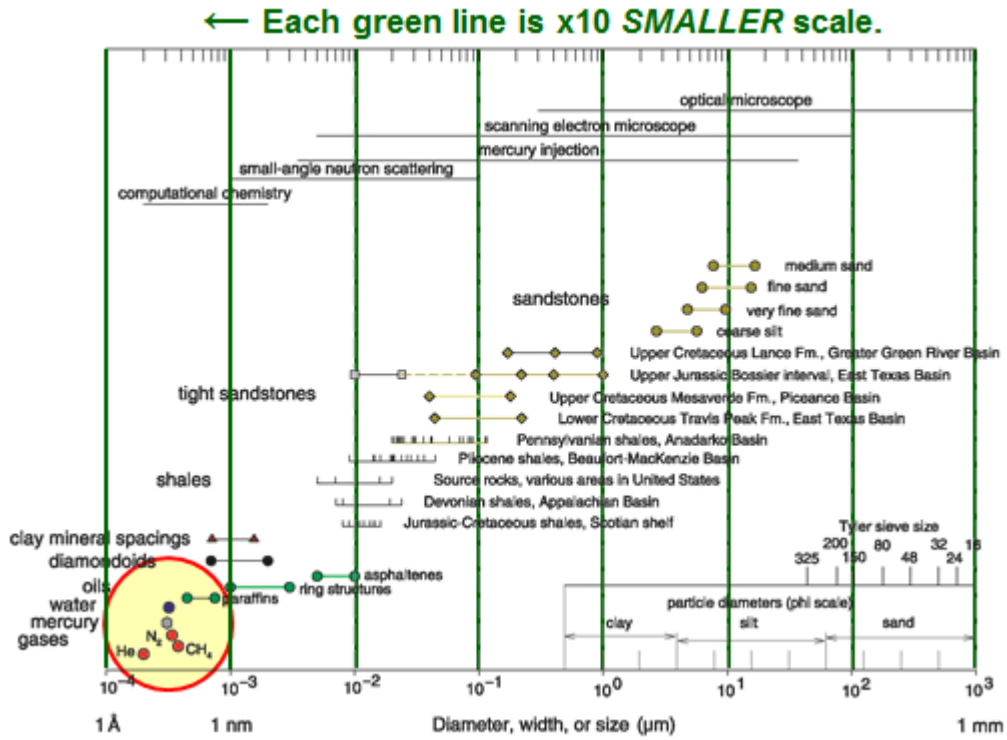


圖 5：砂岩、緻密砂岩與頁岩的孔隙分布 (Nelson, 2009)

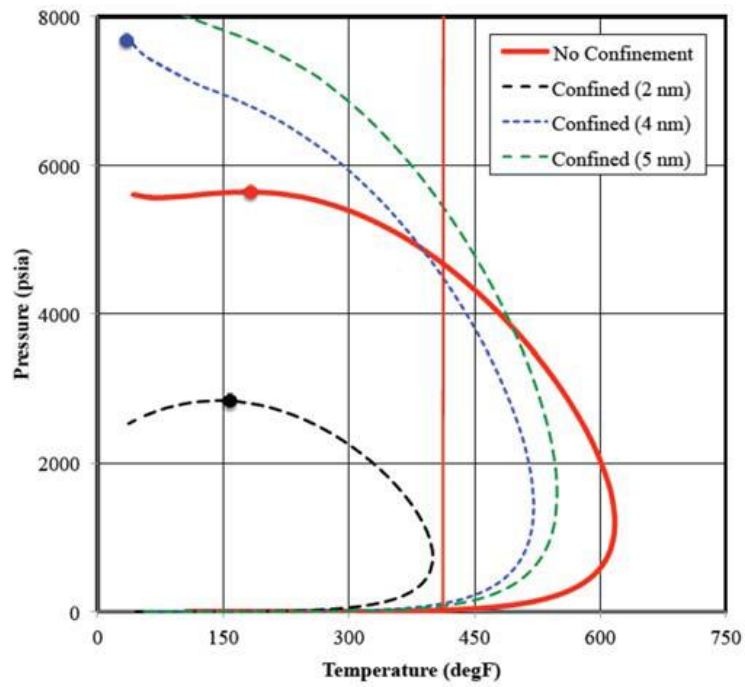


圖 6：凝結油氣體在不同孔隙環境的相態穩定圖 (Pedersen et al, 1989)

John Patterson 的演講主要提出包含(1)利用「雙曲線下降法」與「單井 35 年的生產週期」以計算蘊藏量是否合理?(2)井的設計能否承擔這麼長的生產週期 (Construct well properly?) (3)生產的設計是否適當(Produce well properly?)等問題。由於這些液裂後的水平井產量下降非常快速，一年之後僅剩初期產能(IP)的 25%，從一個生產工程師的角度 John Patterson 提到他不知道是否能達到預期的產量，但或許可以藉由人工開採系統(Artificial Lift)延長井的生產(命)週期。另外由於生產過程中缺乏油氣沿著水平井的流速(流量)資料，無法進行 Inflow Performance 分析，因此無法判斷流動狀態是屬於氣舉(Gas lift)，slugging 或其他流動行為，但是當井底流壓低於 500 磅(psi)時，他會建議使用井底馬達。許多學者均認為液裂流體的回收是個關鍵的議題，但目前仍無法解決。長期監測可以幫助我們了解這個問題。而另一個與井內流體有關的問題是水平井輕微的傾斜(向上 toe-up 或向下 toe-down 傾斜 2°)對生產中期或後期產生的影響。主要考量為地層水可能聚積某些位置，造成油氣產量的降低。可以預期的是對於 toe-up，我們可能較易採集累積 kick up point 的液體(easy to get liquid from the tip)；而對於與 toe-down，我們可能有較穩定的產量(better gas separation)與容易清洗(easy to get the well clean up)。但對於最終產量(Ultimately recovery)的影響，目前仍沒有答案。

George King 補充提到我們生產的僅是油氣中較輕的部分，如氣體或溶解於氣體中的凝結油，事實上我們同時亦把較重的成分遺留在井下，因此在生產中長期後，可能發生油氣產量降低的現象。George King 亦提到根據研究結果，新鑽井的洩漏的機率比較低，但大量地層水累積在井內可能造成腐蝕並影響生產管線的強度。對於老的生產井，這同時也增加重複液裂的風險。因此許多前期的測試是不可避免的。Joe Cardenas 主要針對環境影響的部分。他提到當一口井移交給銷售部門的時候，僅是個開始。而油公司必須隨生產井周圍環境變化不斷進行調適。Joe Cardenas 提到 XTO 公司在 Fort Worth, Texas 打第一口井(2005 年)時，僅是 Fort Worth 外圍的一個獨立區塊，2 年後 300 英尺內已經有 100 個住戶，而去

年亦有 3 個住宅開發計畫在他們礦區附近。因此在地面上，他們必須嘗試降低噪音與回應空氣污染的問題。而在地表下，必須仰賴壓力監測器統去監測任何可能的洩漏。Lwanga Yonke 提到資料正確的重要性，因為錯誤的資料可能是一個固定的風險(Constant Risk)，甚至影響後續的決策內容。同時資料管理更是一份業務量非常大的工作，以加州來說一年超過 1000 口鑽井與完井的報告，必須仰賴非常多的人力進行資料品質的分析與審核，使得這些資料能被正確利用。Lwanga Yonke 亦提出建立「資料管理」而非「資料擁有」概念。

(B) 參加論文發表

今年ATCE 2013共發表372篇論文，按照不同的主題分成52個section。本報告整理其中5個研究方向進行資料蒐集。包含(1)頁岩氣產能評估方法比較(SPE 166365)，(2)完井最佳化處理(SPE 164807)，(3)裂隙流體模擬 (SPE 166439)，(4)LSW油氣增產(SPE166435)，與(5)Surfactant Flooding (SPE166129)。

1. SPE 166365

Title: Comparison of Decline Curve Analysis Methods with Analytical Models in Unconventional Plays

Authors: Marie Meyet, Riteja Dutta, Chris Burns, Baker Hughes

Objective :

這篇論文在探討使用目前常見的衰減曲線法(DCA)去進行非傳統油氣(頁岩油氣)的蘊藏量評估的不確定性，及其與解析解模型計算結果的差異。

Given :

Eagle Ford 的公開資料及其他技術報告 Orangi(2011), Agboada(2013)，研究區域位於 Burleson County, Griddings Area(圖 7 與圖 8)。

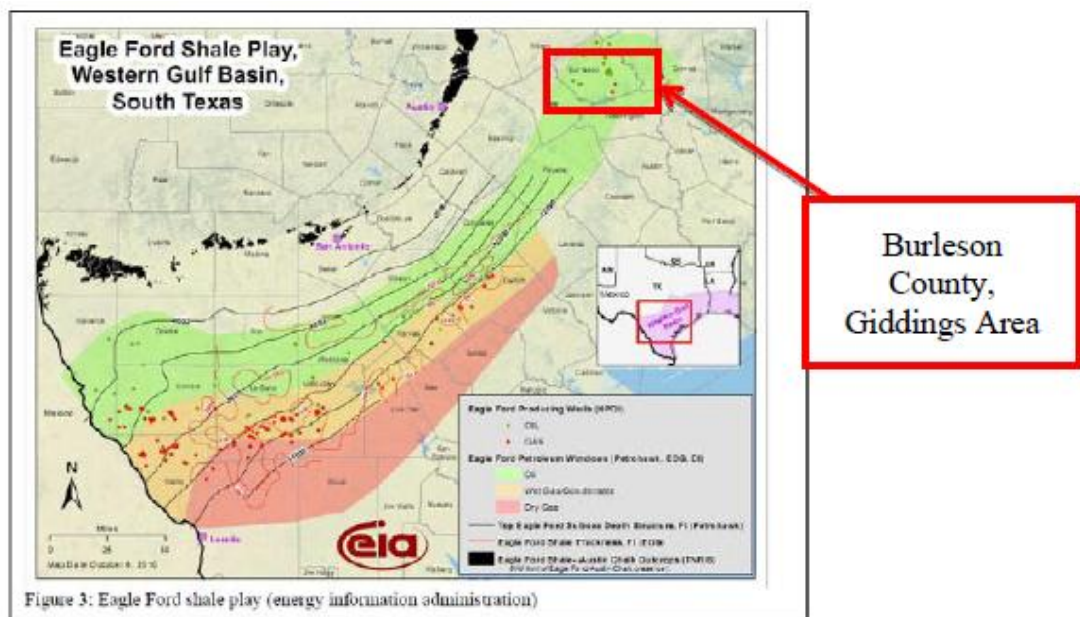


圖 7：研究區域相關位置圖(SPE 166365)

Play	Fluid Type	Well Geometry	Geographical Limit	G-OR	Production History (mths)	Initial Well Count
Barnett	Gas	Vertical	Denton County	N/A	>60	453
Barnett	Gas	Horizontal	Denton County	N/A	>60	162
Bakken	Oil / Gas*	Horizontal	Mountrail County	<1000 scf/bbl	>36	501
Pinedale (Lance Fm.)	Gas	Vertical	Sublette County	N/A	>12	224
Pinedale (Lance Fm.)	Gas	Horizontal	Sublette County	N/A	>12	143

**Bakken wells in HPDI listed as oil and gas wells. A GOR cut-off ensured that only wells primarily producing oil are included.*

圖 8：研究區域分析資料特徵(SPE 166365)

To Do：

將所有資料分成三類(如圖 9 所示)，比較使用 Exponential; Hyperbolic; Modified hyperbolic; Power Law; Duong; Modified Duong; Logistic Growth Model 7 種產率與時間關係分析結果，及其與利用解析解模型計算結果的差異。

Results：

結果顯示，對於所有的井使用 Power Law 與 modified Dung's 評估方法進行 EUR 的計算產生最少的誤差，同時由長期生產資料來看，使用其他 DCA 方法的計算結果均逐漸朝這兩種分析方法收斂。必須注意的是對於生產資料量較少的情況之下，使用 Logistic Growth Model 可能無法提供固定的結果，因此必須不斷修正參數(K)才能求得唯一解。利用解析解模型的計算結果還算不錯，產量預測所呈現的指數型下降趨勢可能與固定流壓這個初始假設有關係，但仍需更多的資料進行驗證。

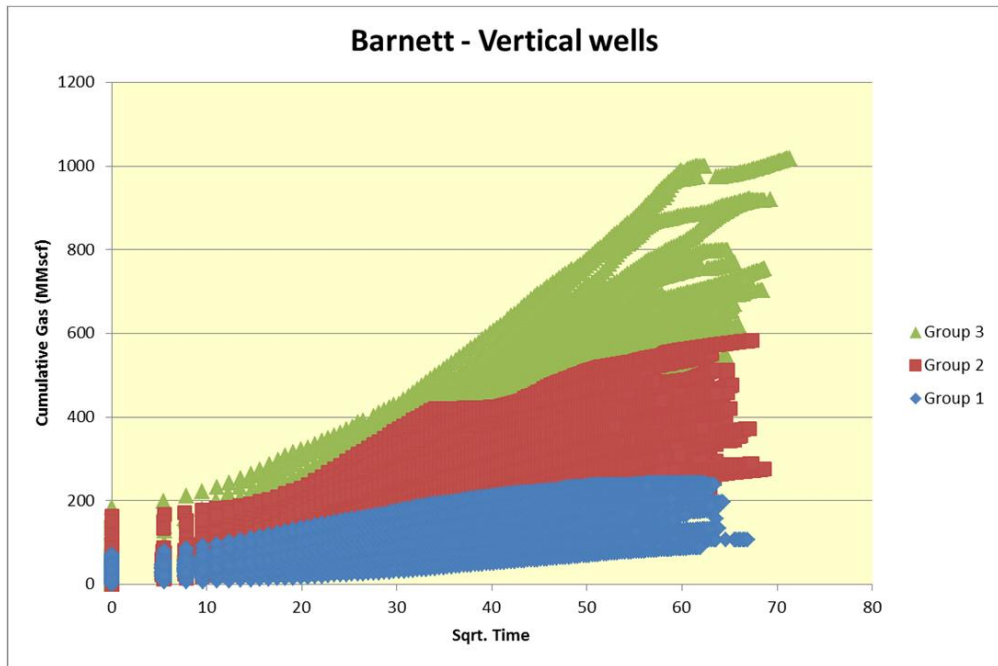


圖 9：研究區域內垂直井產能分類圖(SPE 166365)

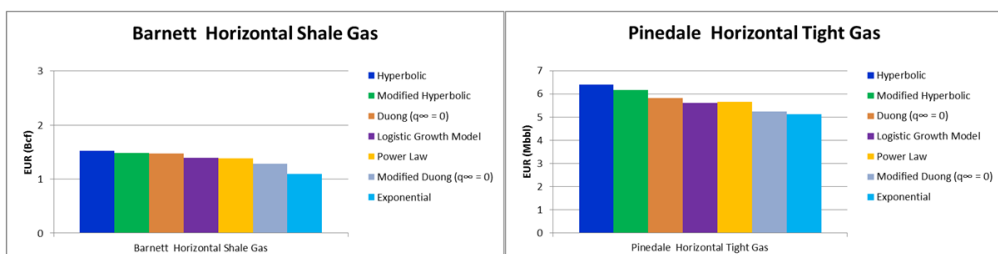
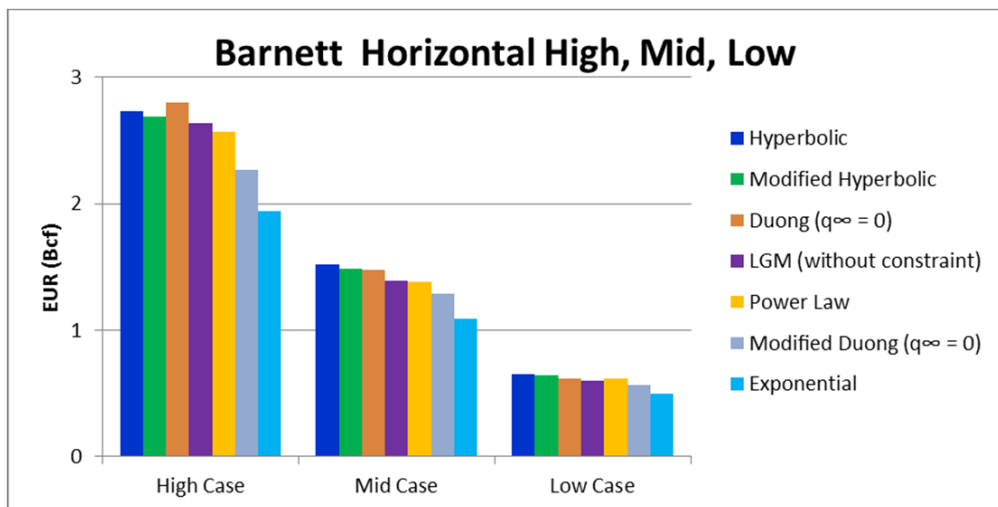


圖 10：不同分析方法計算EUR的結果(SPE 166365)

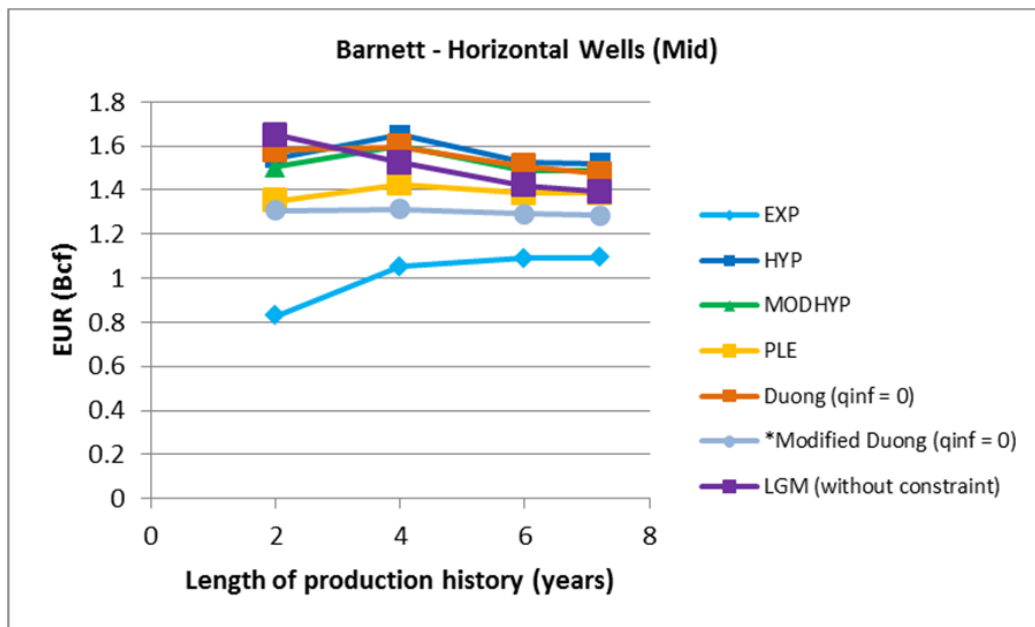
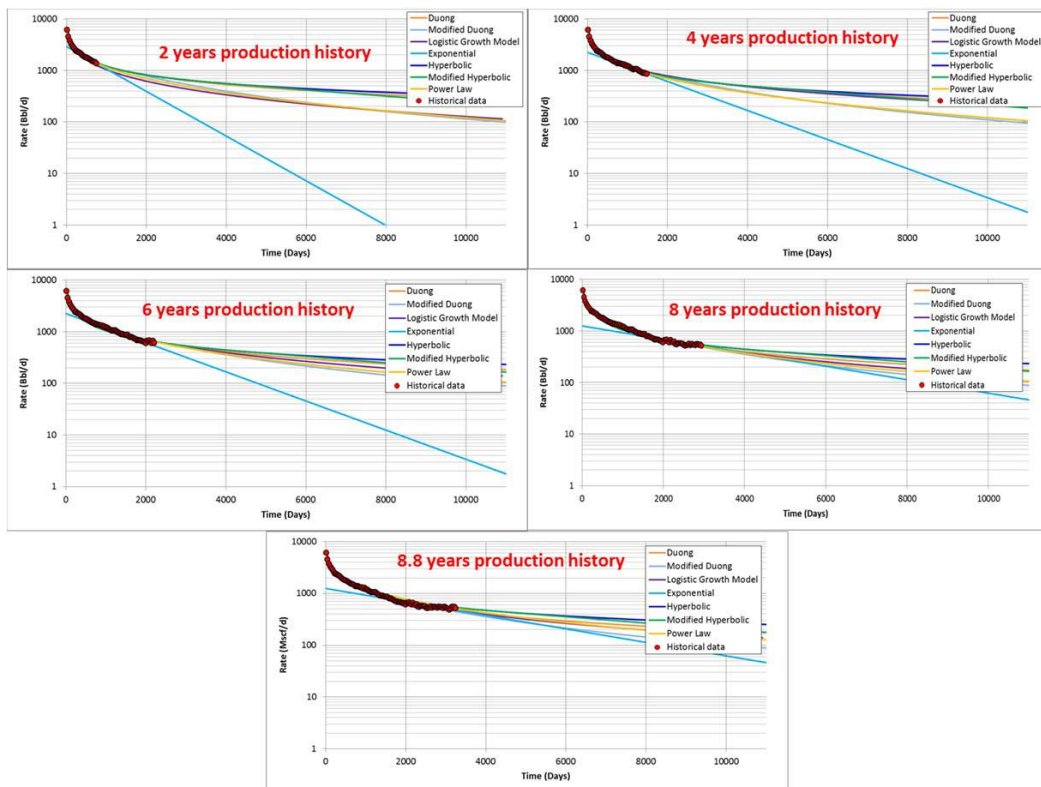


圖 11：不同分析方法計算EUR與資料多寡的敏感度分析(SPE 166365)

2. SPE 164807

Title: Hydrocarbon Production and Microseismic Monitoring - Treatment Optimization in the Marcellus Shale

Authors: Carl W. Neuhaus, Cherie Telker and Mary Ellison, MicroSeismic, Inc., Keith Blair, Gastar Exploration, Ltd.

Objective :

這篇論文利用離散裂隙網路(Discrete Fracture Network, DFN) 結合微震資料建立裂隙網路模型。同時藉此模型為基礎，模擬不同完井條件之下，其裂隙的發展作為完井最佳化的參考依據。

Given :

Marcellus Shale 的岩心、井下電測、區域及當地地質，儲集層與地下構造的資料，地層應力方向與微震資料(圖 12)。

To Do :

以微震資料為基礎，利用離散裂隙網路建立裂隙網路模型。再藉由此模型對完井參數進行敏感度分析包含(1) +/- 30% 流量，(2) +/- 30% 壓力，(3) +/- 30% 延長注入時間(注入總量)，(4) +/- 20% 液裂段長度，與(5)穿孔數目等。

Results :

液裂處理後的裂隙分布如圖 13 所示。深綠色的直線代表裂隙，不同顏色的點代表不同液裂段獲得的微震資料。而敏感度分析結果顯示增加流量、延長注入時間與增加穿孔數目可有效增加裂隙網路，但是增加液裂段長度的效果不明顯，而增加壓力的結果不具參考意義。因此作者最後建議縮短液裂段的長度甚至減少一段液裂段，可望以較低的完井成本達到相似的裂隙分布結果。

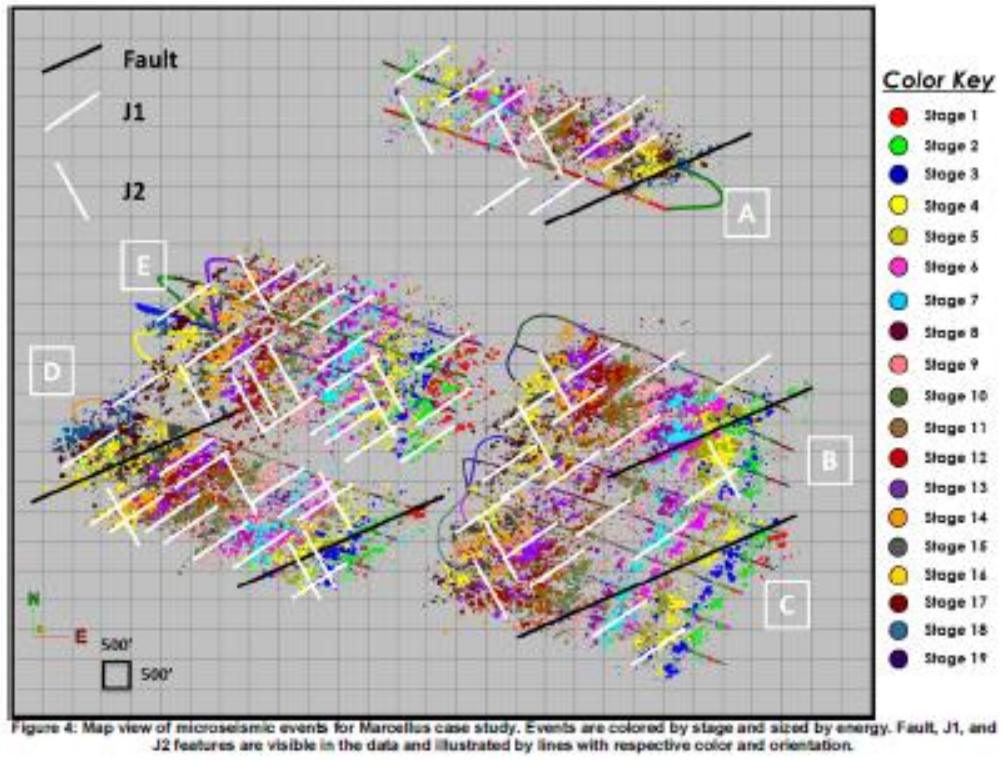


圖 12：本研究(Marcellus Case Study)地層應力方向與微震資料分布圖
(SPE 164807)

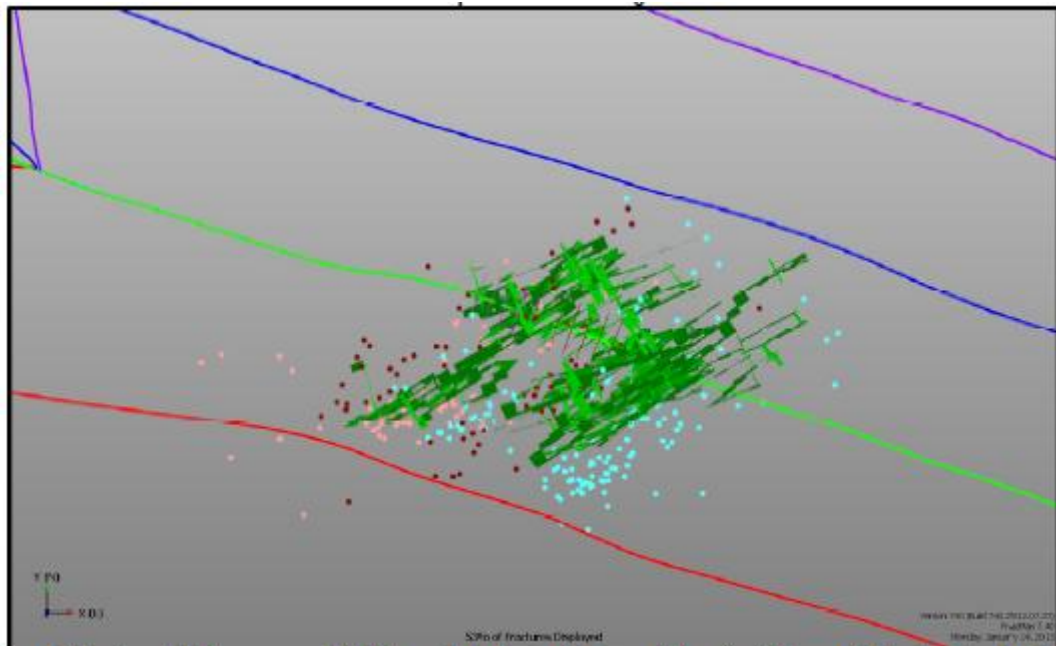


圖 13：液裂處理後的裂隙分布圖(SPE 164807)

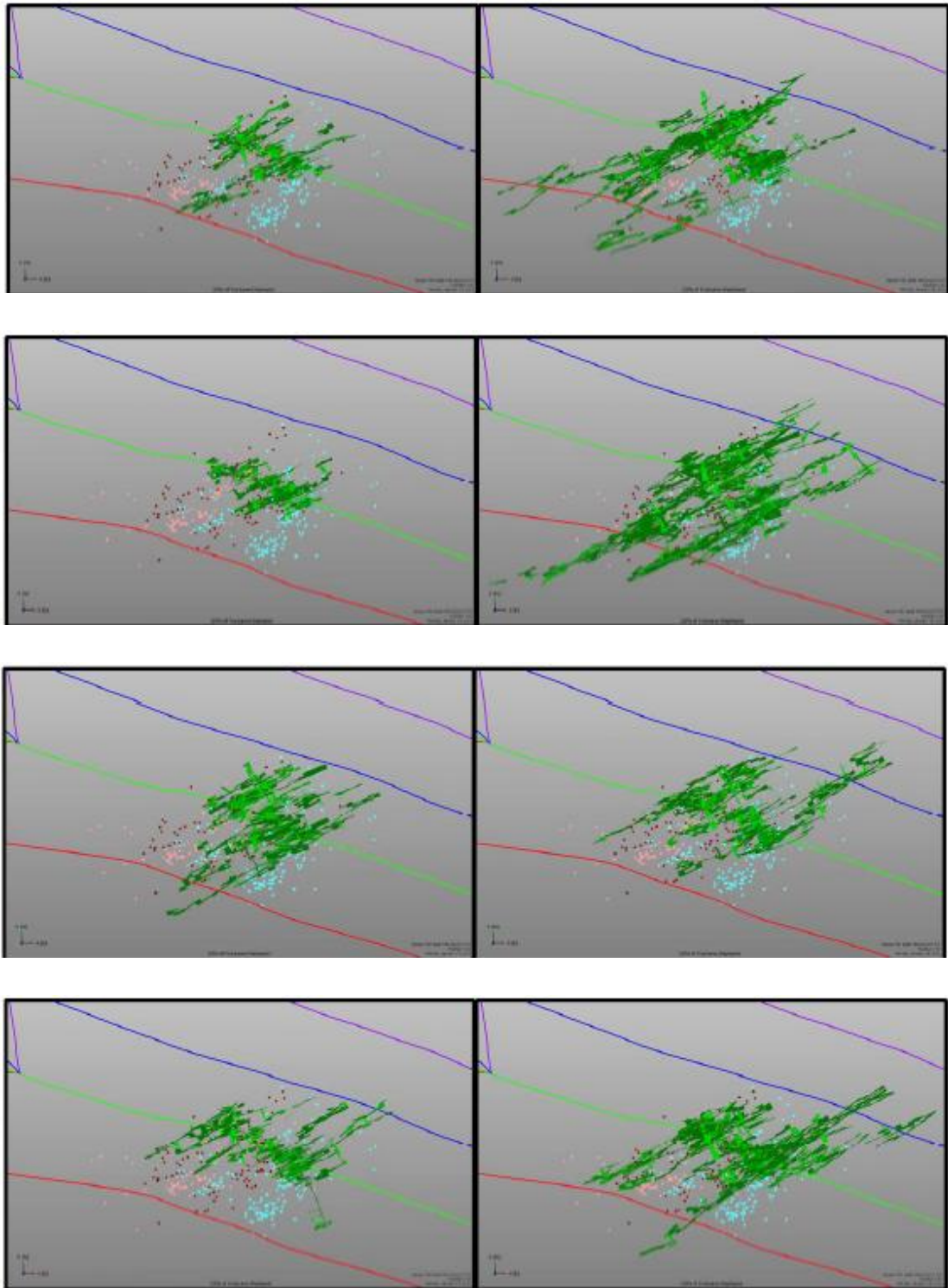


圖 14：不同完井條件下的裂隙分布圖。由上而下為(1) +/- 30%流量，(2) +/- 30%完井時間(注入量)，(3) +/- 20% 液裂段長度，與(4)穿孔數目(SPE 164807)

3. SPE 166439

Title: Modeling Water Flow in Hydraulically-Fractured Shale Wells

Authors: Wojciech J. Jurus, Curtis Hays Whitson and Michael Golan, NTNU

Objective :

這篇論文主要在探討液裂的流體在液裂後留在頁岩層中的原因及其對生產可能產生的影響。

Given :

商業軟體(Coats Engineering 2013)

To Do :

建立數值模型(圖 15)，考慮地層應力對相對滲透率的影響。針對毛細壓力、相對滲透率、液裂後停留時間(Shut-in Period)與初始含水飽和度進行敏感度分析。

Results :

1. 由於頁岩的孔隙小，毛細壓力大，易導致液裂流體容易滯留在地層中，對液裂流體的回收產生影響(圖 16)。但模擬結果顯示對於長期的累積產量沒有顯著影響(圖 17)。
2. Effect of Water Injection Rate: 圖 18 為滲透率變化量($m_{m,min}$)與液裂流體注入率的關係圖。顯示隨著注入流體的增加，這些流體撐開裂隙而增加流動性。同時可移動含水飽和度(Mobility Water, $\Delta S_w = 1 - S_{wc} - S_{gc}$)的減少，亦暗示著需要更多的液裂流體注入才能產生相同的流動性。
3. Effect of Capillary Force: 液裂流體的回收量隨毛細壓力的增加而降低(圖 19)；毛細壓力的變化亦造成含水飽和度分布不同(圖 20)。
4. Effect of Negative Pc: 毛細壓力的存在($P_c > 0$)提升液裂流體注入的容易度，亦增加液裂流體進入地層的量(increase water leak-off into the formation)。但當毛細壓力 < 0 ，對於液裂流體的滯留沒有顯著影響。

5. Effect of Post-Fracturing Shut-in：液裂處理後的停留時間越長，液裂流體的回收量越低(圖 21)，但對於累積產量沒有顯著影響(圖 22)。
6. 初始含水飽和度若低於原生水飽和度，液裂流體的回收量較低(圖 23)。
7. 液裂流體的流動性對於毛細浸潤作用以及初始含水飽和度的分布有顯著影響，並影響液裂流體回收的速率，但對於總回收率的影響不大。

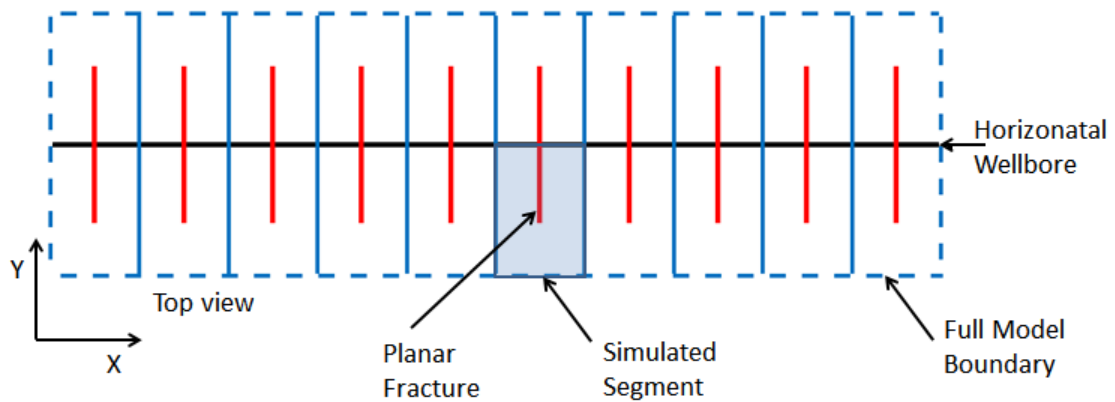


圖 15：井位與裂隙布置 (SPE 166439)

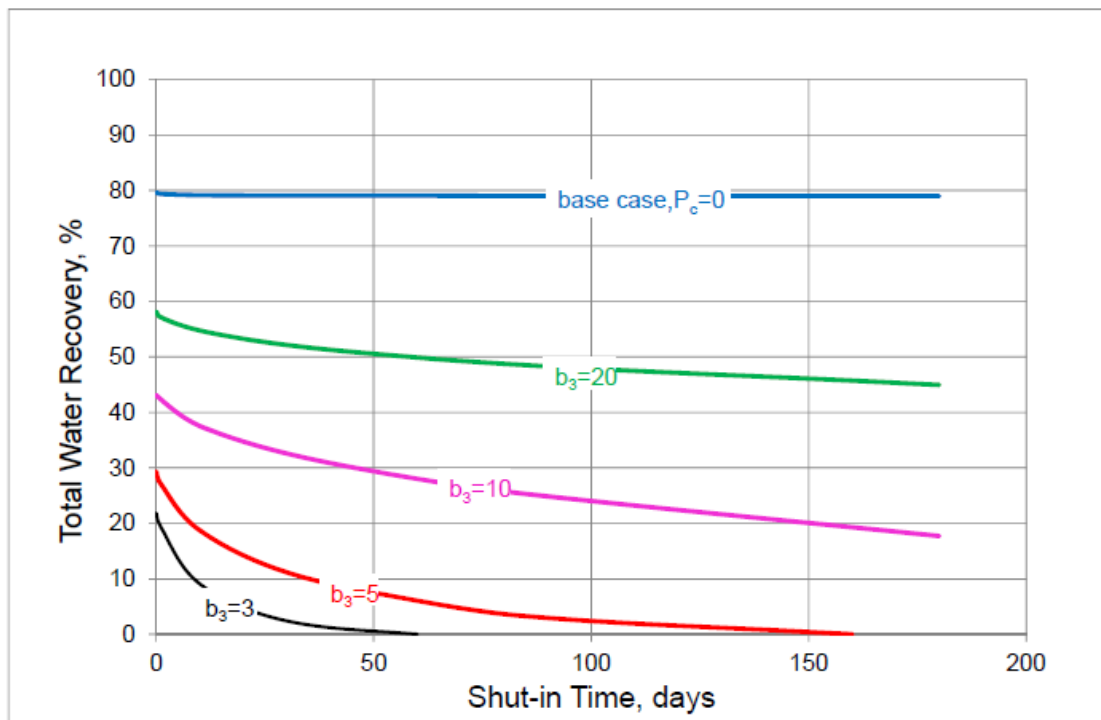


圖 16：毛細壓力變化與液裂流體回收率的關係圖(SPE 166439)

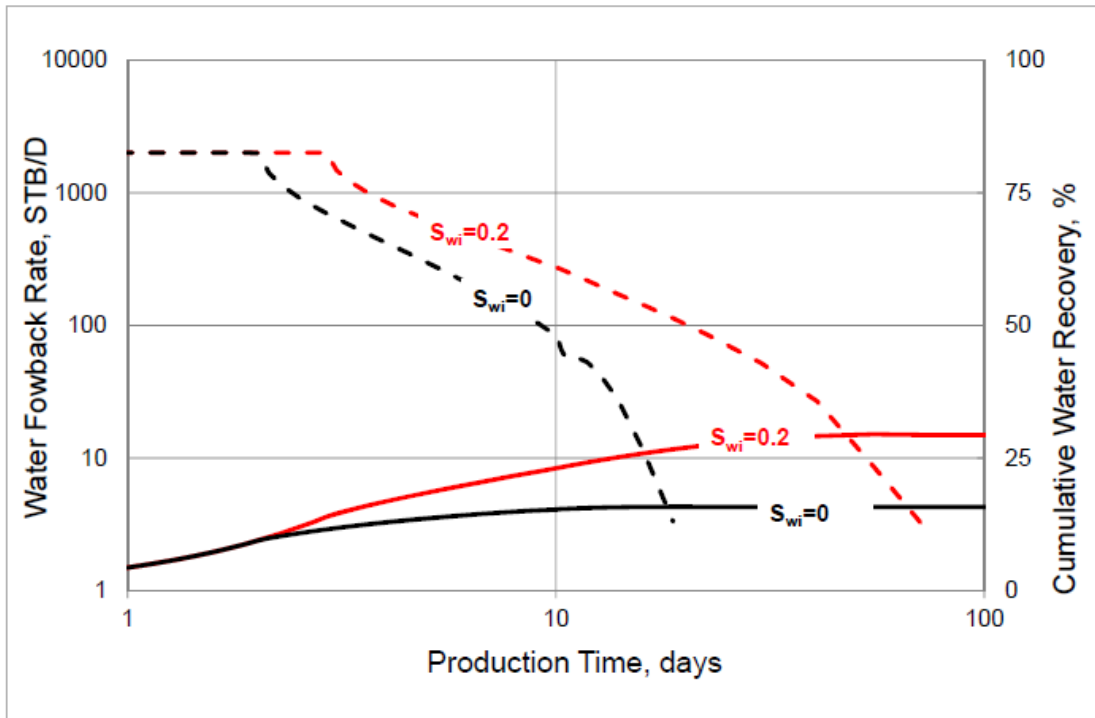


圖 17：毛細壓力變化與累積產率的關係圖(SPE 166439)

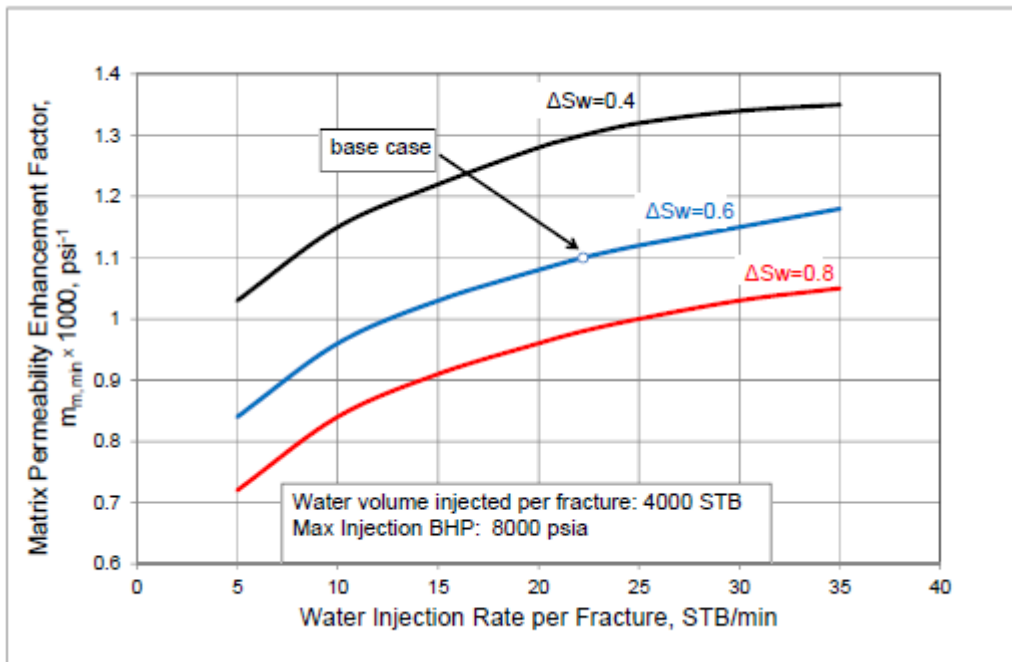


圖 18：滲透率變化量($m_{m,min}$)與液裂流體注入率的關係圖(SPE 166439)

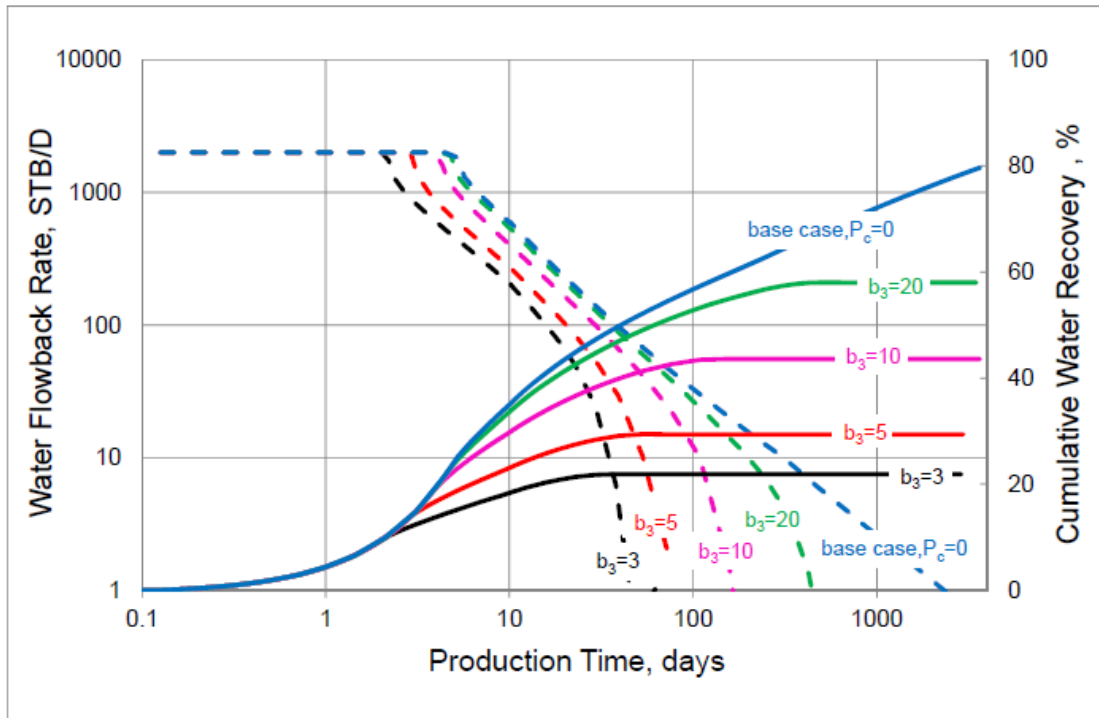


圖 19：毛細壓力與液裂流體的回收量的關係圖(SPE 166439)

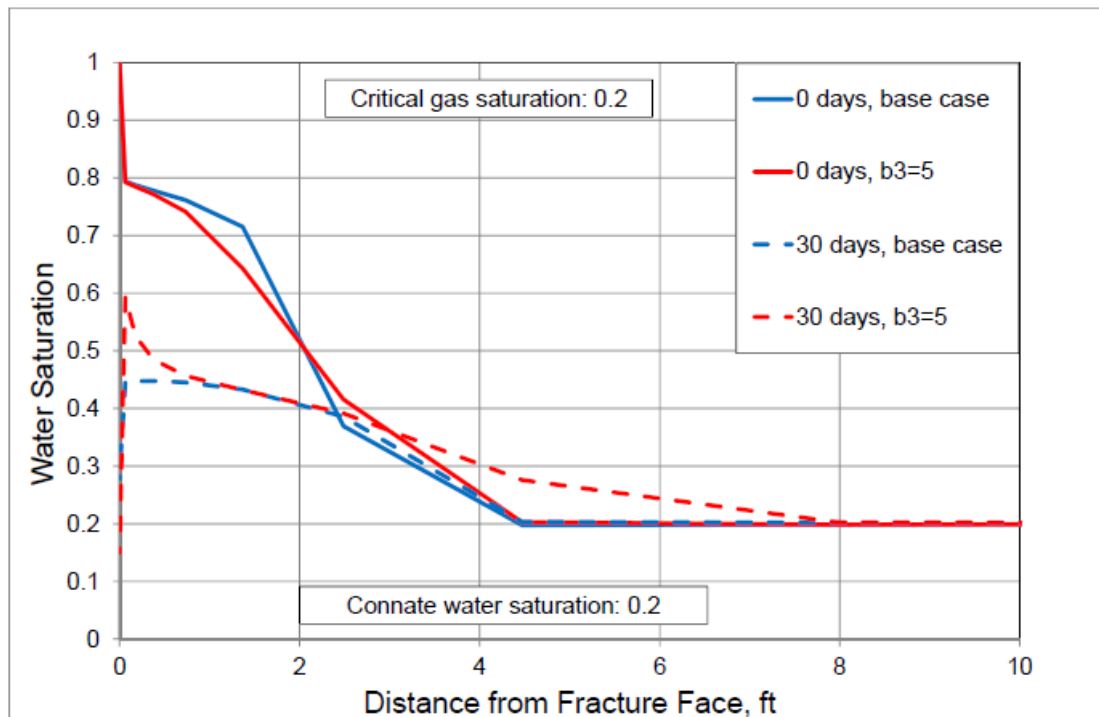


圖 20：裂隙中含水飽和度隨時間變化圖(SPE 166439)

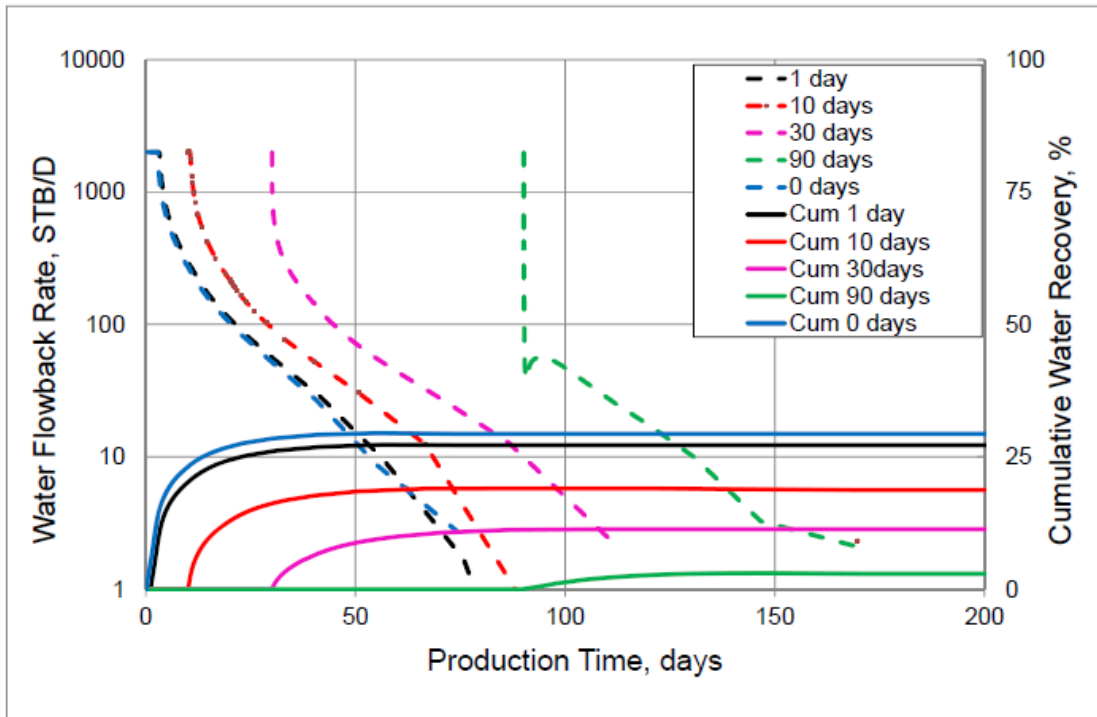


圖 21：液裂處理後的停留時間與裂隙流體回收量的關係圖(SPE 166439)

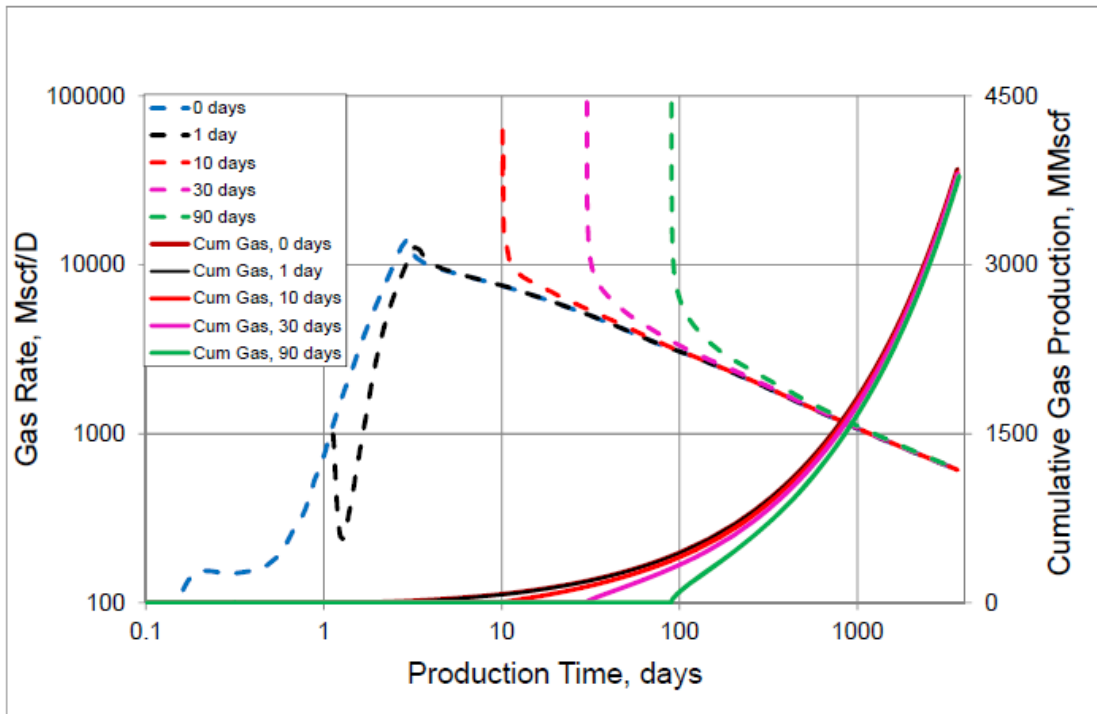


圖 22：液裂處理後的停留時間與累積產量的關係圖(SPE 166439)

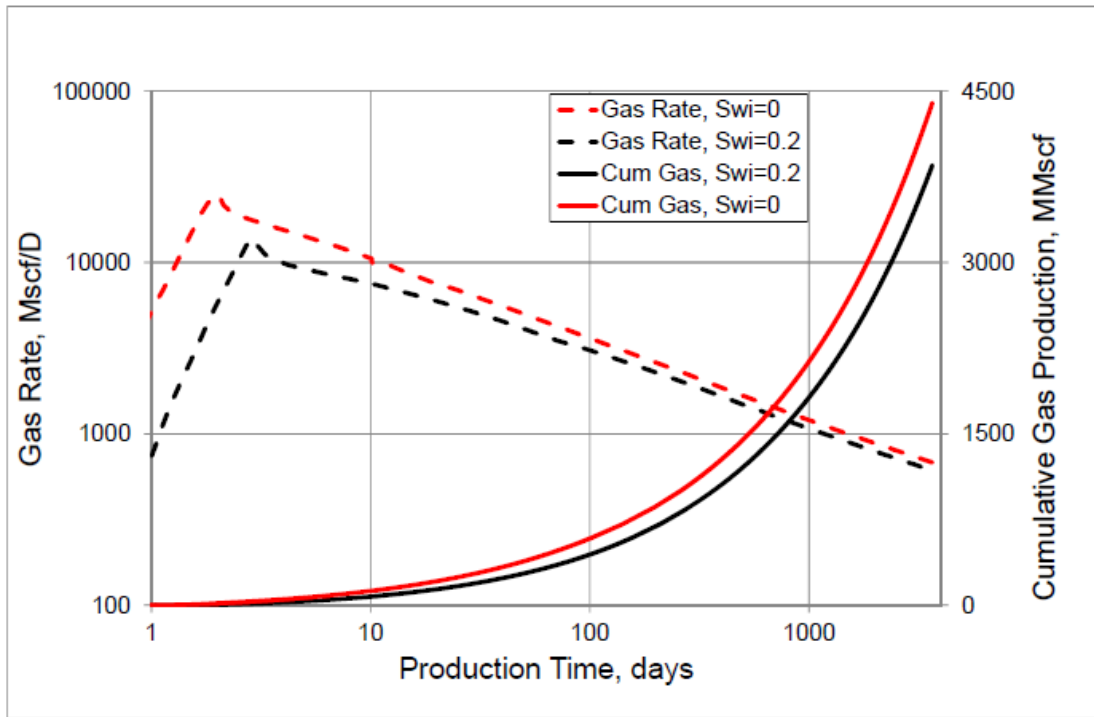


圖 23：初始含水飽和度與累積產量的關係圖(SPE 166439)

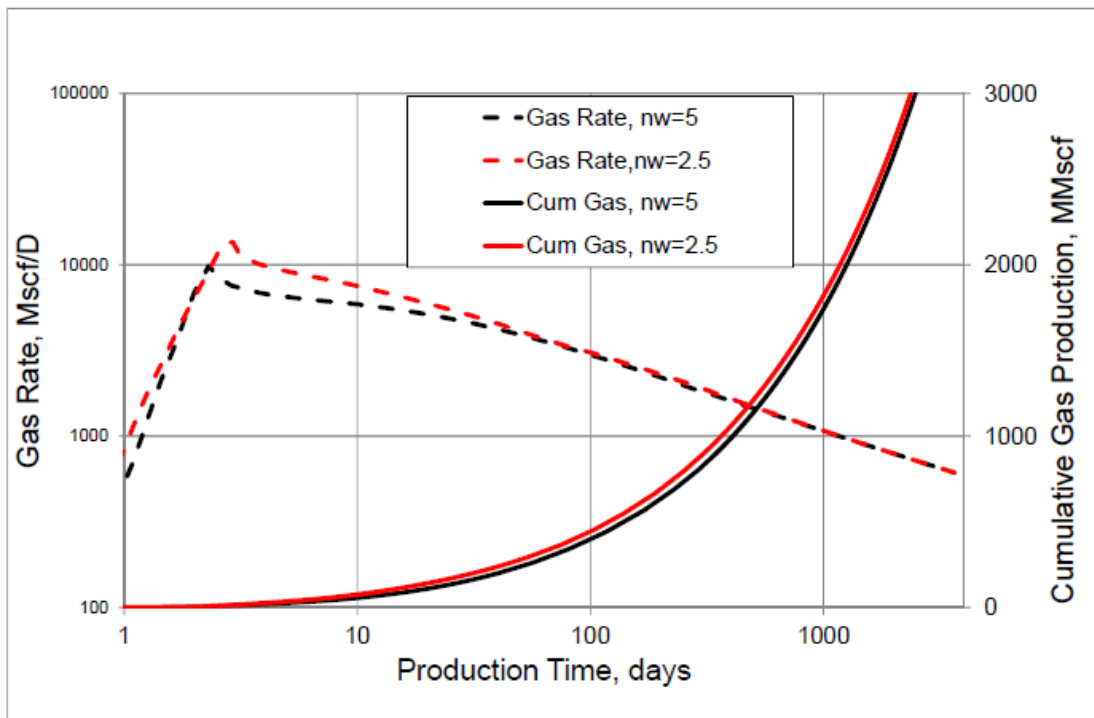


圖 24：液裂的流動性與累積產量的關係圖(SPE 166439)

4. SPE 166435

Title: Visual Investigation of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection: Formation of Water Micro-Dispersions and Wettability Alteration

Authors: Alireza Emadi and Mehran Sohrabi, Centre for Enhanced Oil Recovery and CO2 Solutions, Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University

Objective :

LSW(Low Salinity Waterflood)是一種新的油氣增產方法，目前已有許多實驗室及先導試驗成功的例子(例如 SPE 166447, SPE166523 等相似的論文均發表於本次研討會)。這篇論文藉由微觀模型(Micromodel)的實驗直接觀察低鹽度的鹽水(Low Salinity Water)與原油接觸時水/油的相互作用，和微小的水相分散劑如何改變潤濕相和提高採收率的潛在機制。

Given :

2種玻璃材質的微觀模型(Micromodel) 如圖 25 所示，包含 Rock-look-alike (左) 及 Micromodels (右)。其中藍色部分為孔隙分布。

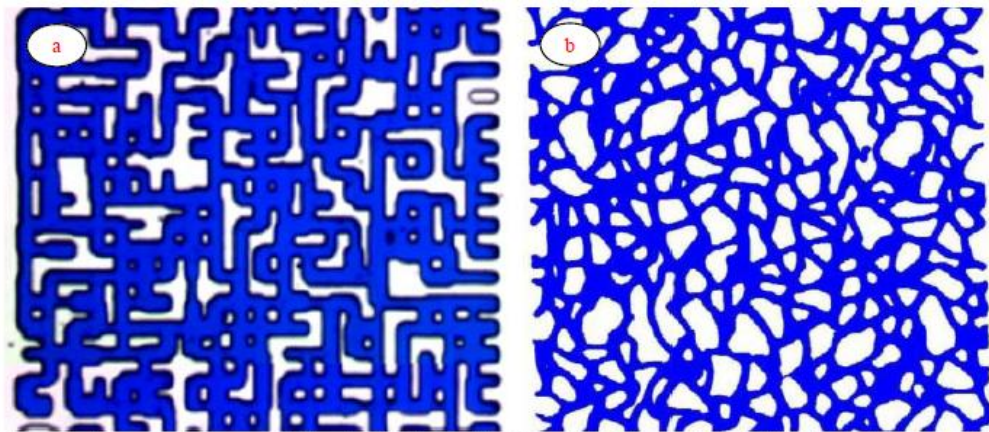


圖 25：微觀模型幾何圖 (a) and rock-look-alike (b) micromodels (SPE 166435)

To Do :

規劃 5 個沖排試驗(圖 26)，其中 Test1~3 使用 Micromodels，Test4~5 使用 Rock-look-alike。

Test#	Experiment Description	Wettability	Aqueous Phase and Procedure
1	Waterflood using high salinity connate and flood water	Water-Wet	<u>Connate Water</u> : High Salinity NaCl brine <u>1st Waterflood</u> : High Salinity NaCl brine
2	Waterflood using low salinity connate and flood water	Water-Wet	<u>Connate Water</u> : Low Salinity NaCl brine <u>1st Waterflood</u> : Low Salinity NaCl brine
3	Low Salinity Waterflood in Tertiary Mode: Water-Wet System	Water-Wet	<u>Connate Water</u> : Low Salinity NaCl brine <u>1st Waterflood</u> : High Salinity NaCl brine <u>2nd Waterflood</u> : Low Salinity NaCl brine
4	Reversibility in Water-Wet System	Water-Wet	<u>Connate Water</u> : Blue Dyed High Salinity NaCl/CaCl ₂ brine <u>1st Waterflood</u> : Blue Dyed High Salinity NaCl/CaCl ₂ brine <u>2nd Waterflood</u> : Low Salinity NaCl/CaCl ₂ brine <u>3rd Waterflood</u> : Blue Dyed High Salinity NaCl/CaCl ₂ brine
5	Low Salinity Waterflood in Tertiary Mode: Mixed-Wet System	Mixed-Wet	<u>Connate Water</u> : High Salinity NaCl/CaCl ₂ brine <u>1st Waterflood</u> : High Salinity NaCl/CaCl ₂ brine <u>2nd Waterflood</u> : Low Salinity NaCl/CaCl ₂ brine

圖 26：List of micromodel experiments (SPE 166435)

Results：

這些實驗的結果均顯示當這些低鹽度的鹽水與原油接觸時會產生一種交互作用(water micro-dispersions)，產生微小的水珠(Small Droplet)並造成顏色的變化(變深)如圖 28 所示。結果亦顯示這種交互作用發生的時間很快，且這種交互作用(深色的部分)會因再注入高鹽度的鹽水而消失。交互作用形成的原因是在水溶液中，單體的表面活性劑聚集同時它們的親水端朝著水溶液；疏水性的尾朝著油相所造成(圖 29)。同時這些交互作用將使得一些原始屬於親油性的孔隙轉變成親水性的孔隙，有助於進行沖排，另外亦使得原油被移動與重新布置增加原油回收。

另一個有助於提升原油回收的機制是膨脹原油中既有的水滴(圖 31)。其基本概念為凝聚低鹽度鹽水沖排過程中(圖 31c)形成微小的水相分散劑，形成水滴膨脹並藉此移動原本被困住的原油，增加原油的採收率。

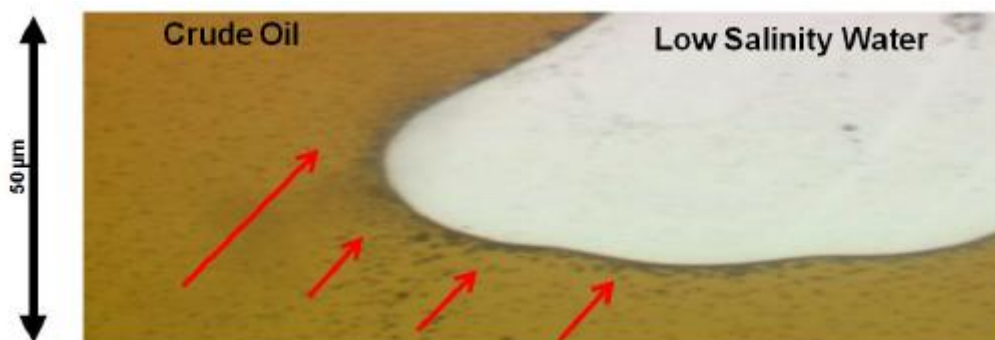


圖 27：放大微觀模型試驗 5 油/水界面的交互作用(water micro-dispersions)。

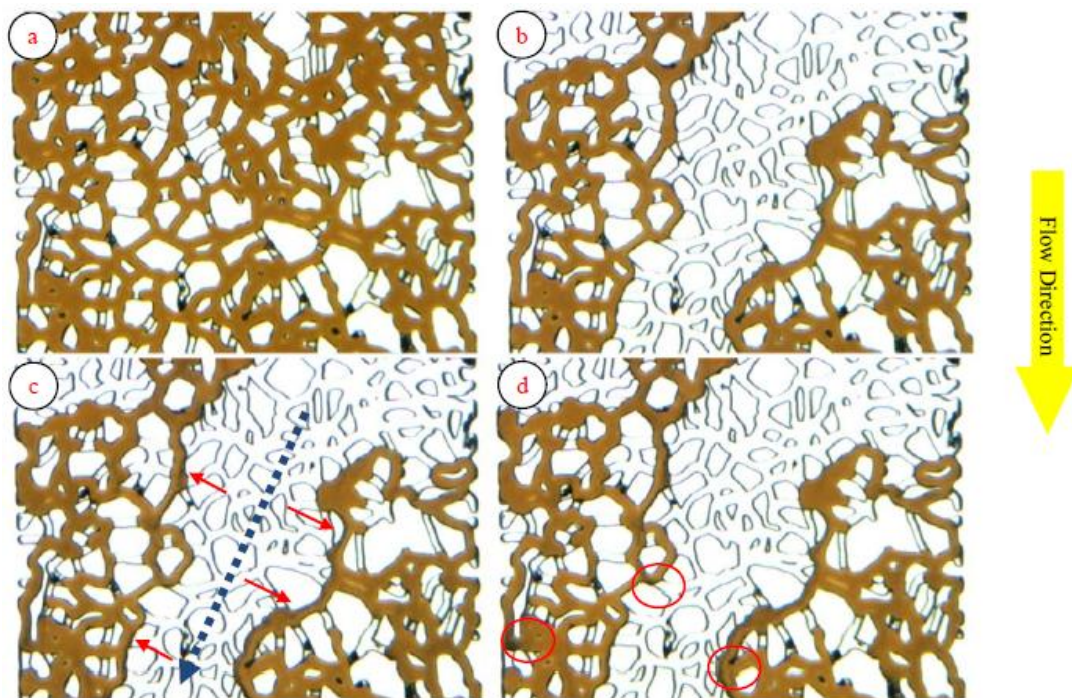


圖 28：試驗 3 的流體分布結果。(a)左上 oil flood，(b)右上 high salinity brine flood，(c)左下 early times of low salinity brine flood，(d)左下 extend period of low salinity brine flood。藍色虛線為流體實際流動方向，紅色箭頭與紅色圓圈指的為交互作用發生與累積的位置。(SPE 166435)

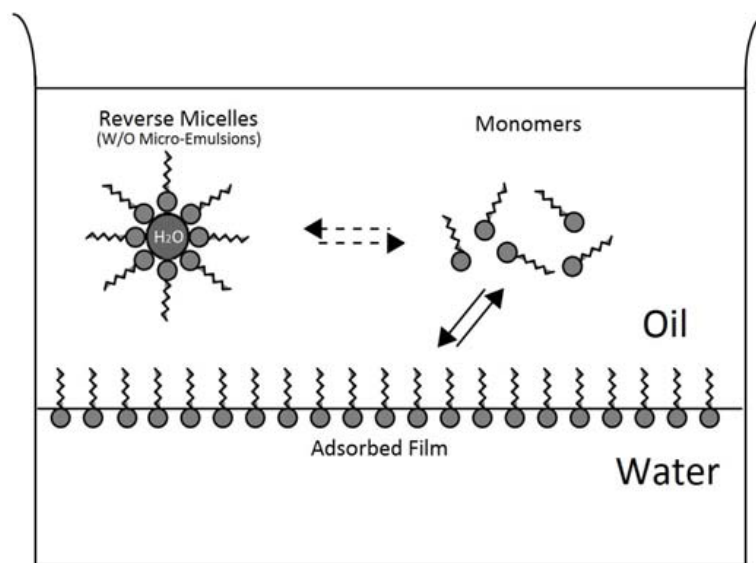


圖 29：水溶液中吸附膜(adsorbed film)，單體(monomer)，膠體(micelle)與 W/O 微型分散液劑(micro-dispersions)示意圖(SPE 166435)

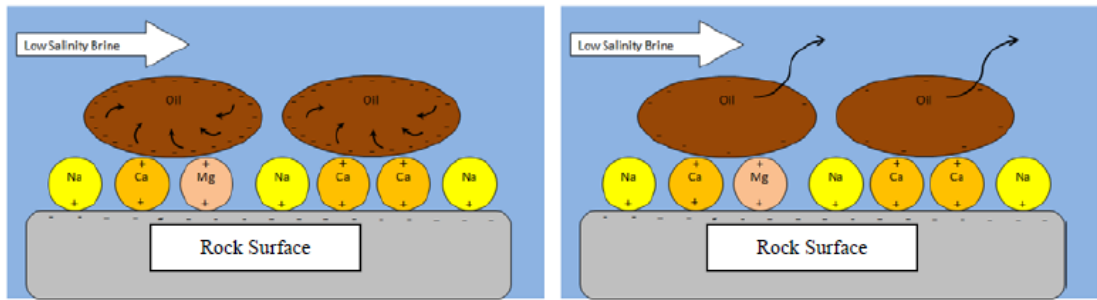


圖 30:藉由表面活性劑(a)消除在油/水界面的負電荷的有機化合物與(b)使原油重新移動的示意圖(SPE 166435)

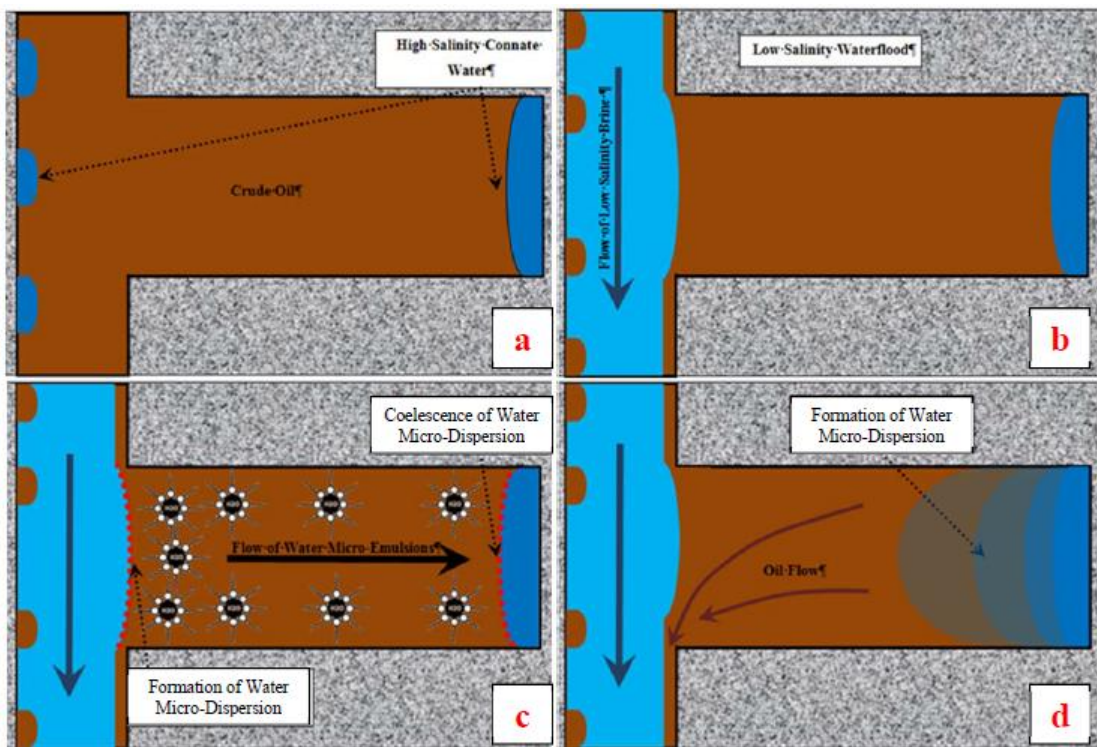


圖 31：利用膨脹原油中水滴增加原油回收的示意圖(SPE 166435)

5. SPE 166447

Title: Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration

Authors: Cuong .T.Q. Dang, University of Calgary, Long .X. Nghiem, Computer Modeling Group Ltd., Zhangxin Chen, University of Calgary, Quoc .P. Nguyen, The University of Texas at Austin

Objective :

延續上篇 LSW 的議題。藉由自行開發的數值模式，連結離子交換、地球化學反應、與多成分、多相流、EOS 的方程式進行模擬並探討水溶液反應，礦物溶解/沉澱，離子交換和潤濕性改變與原油的流動性的關係。

Given :

先前的岩芯沖排實驗結果。

1. core-flood experiments reported by Fjelde et al. (2012)
2. core-flood experiments by Rivet (2009)
3. USGS 開發的地球化學軟體 PHREEQC (Ion-exchange Model)

To Do :

自行開發適用於 LSW 的數值模式，並以先前的岩芯沖排實驗結果進行驗證。同時亦以 USGS 開發的地球化學軟體 PHREEQC(Ion-exchange Model)同步進行驗證。



圖 32 : LSW 模擬數值模型 (SPE 166447)

Results :

本論文建立的模式(GEMTM)除了具備能產生與先前實驗相似的結果之外，另外亦能完整呈現當酸鹼值(pH)增加的時候，二價的離子濃度降低，礦物成分

以及原生水/注入鹽水的成分的改變。

表 1：LSW 現地試驗案例(SPE 166447)

Author	Reservoir	Injected Brine (ppm)	Formation Damage	Incremental Oil Recovery (%)
Webb (2004)	Sandstone	3,000/ 220,000	No	20% -50%
McGuire (2005)	Sandstone <Alaska North Slope>	150-1,500 /15,000	No	13%
Robertson (2007)	Sandstone <West Semlek Reservoir> <North Semlek Reservoir> <Moran Reservoir>	10,000/60,000 3,304/42,000 7,948/128,000	No	Recovery tends to decrease as the salinity ratio increases.
Lager (2008)	Sandstone <Alaskan Oil Field>	2,600/ 16,640	No	10%
Veledder (2010)	Sandstone <Omar Oil Field> <Isa Oil Field>	2,200/ 90,000	No	10% - 15%
Seccombe (2010)	Sandstone <Endicot Oil Field>	12,000/ --	No	13%
Skrettingland (2010)	Sandstone <Snorre Oil Field>	500/50,000	No	No significant change.

表 2：數值模擬使用的相關參數(SPE 166447)

Parameter	Value for Base Case
Grid blocks system	20 x 1 x 1
Grid block sizes	$\Delta x = 3.66 \text{ m}$, $\Delta y = 30.48 \text{ m}$, $\Delta z = 15.24 \text{ m}$
Horizontal permibilities	2000 mD
Vertical permeabilities	2000 mD
Porosity	0.99
Ion exchange	$\frac{1}{2}Ca^{2+} + Na-X \leftrightarrow \frac{1}{2}Ca-X_2 + Na^+$
CEC	50
Selectivity coefficient	0.4 at 25°C (From Appelo, 1994)

表 3：LSW 使用的離子濃度(SPE 166447)

	Na ⁺	Ca ²⁺	Cl ⁻
Injected Brine (mol/l)	0.01326	0.000148	0.01622
Connate Water (mol/l)	1.326	0.148	1.622

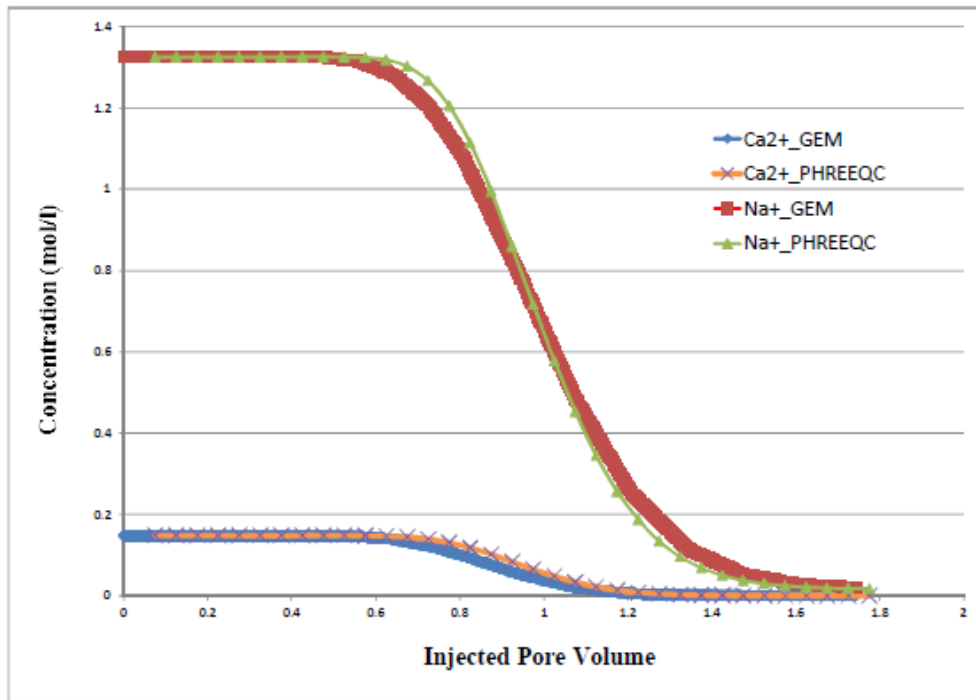


圖 33： GEMTM 與 PHREEQC 模擬溶液中 Ca²⁺ 與 Na⁺ 濃度變化(SPE 166447)

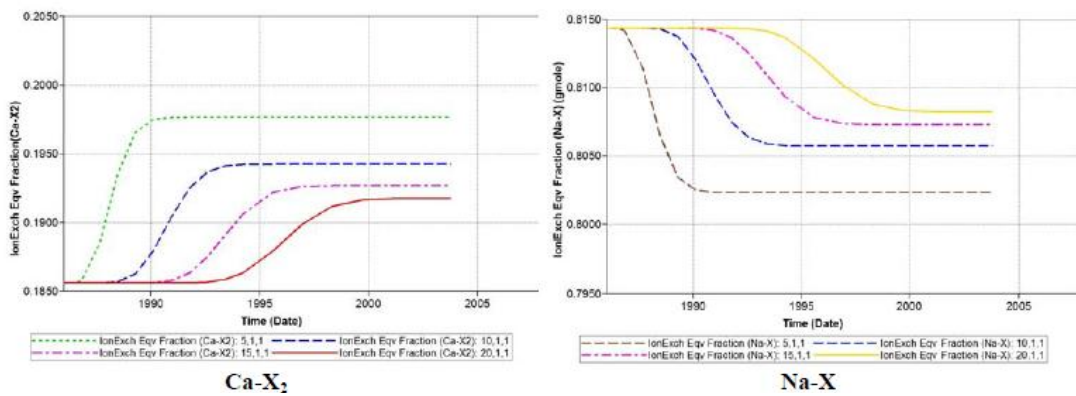


圖 34： 網格中 Ca²⁺ 與 Na⁺ 濃度變化(SPE 166447)

表 4： LSW 使用的離子濃度(SPE 166447)

	Formation Water (FW) (mol/l)	Sea Water (SW) (mol/l)	Low Salinity Waterflooding (LSW) (mol/l)
Na ⁺	1.32622	0.45011	0.01326
Ca ²⁺	0.14794	0.01299	0.00148
Mg ²⁺	0.01746	0.04451	0.00018
Cl ⁻	1.67773	0.52513	0.01661
SO ₄ ²⁻	0.00089	0.02401	0.00001
K ⁺	0.00562	0.01006	0.00006
HCO ₃ ⁻	0.000118	-	-

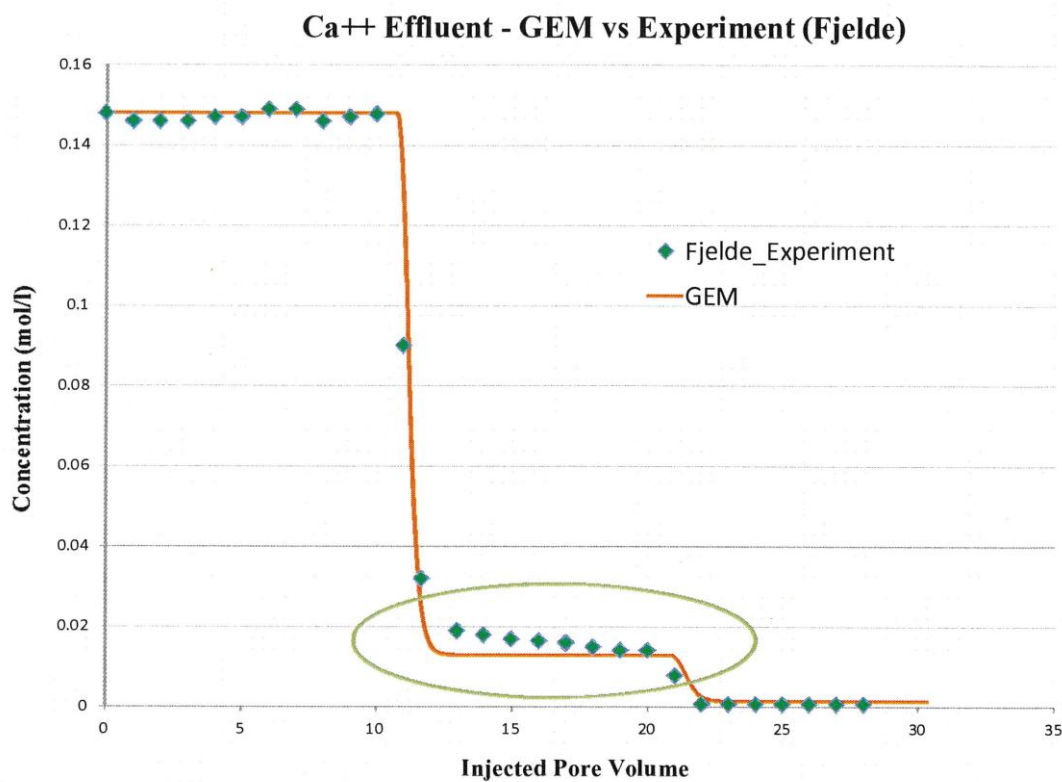
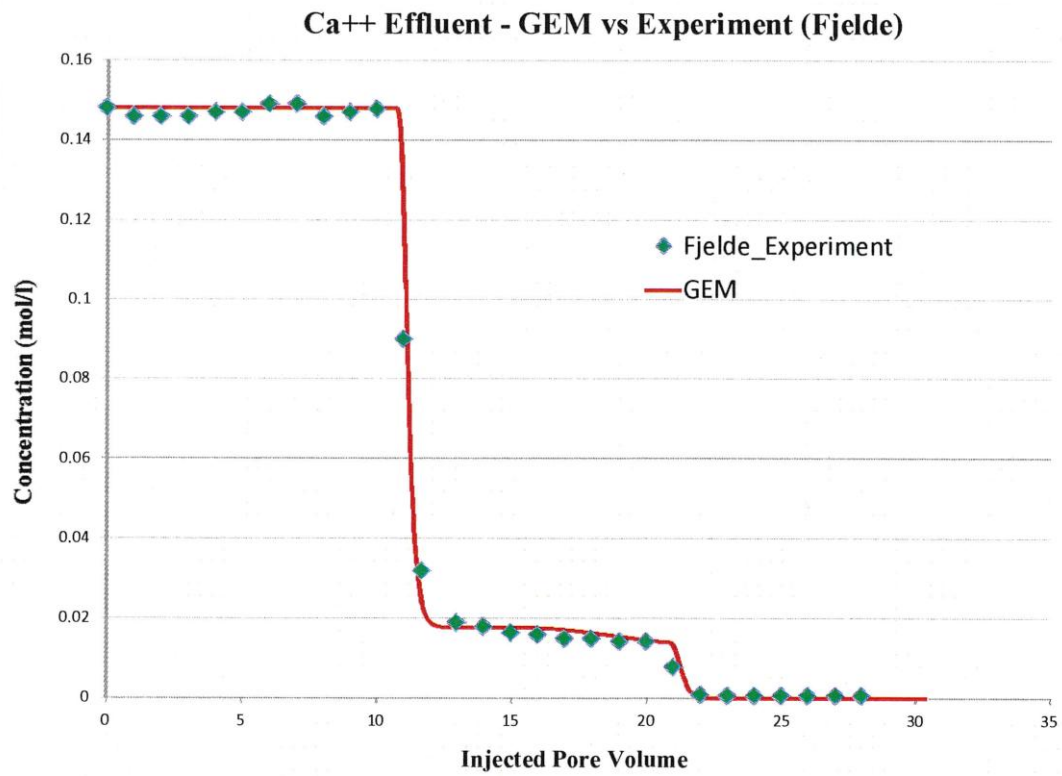


圖 35：比較 GEMTM 與 Fjelde et al. (2012)實驗的 Ca²⁺濃度變化，下圖為模式未考慮離子交換的結果(SPE 166447)

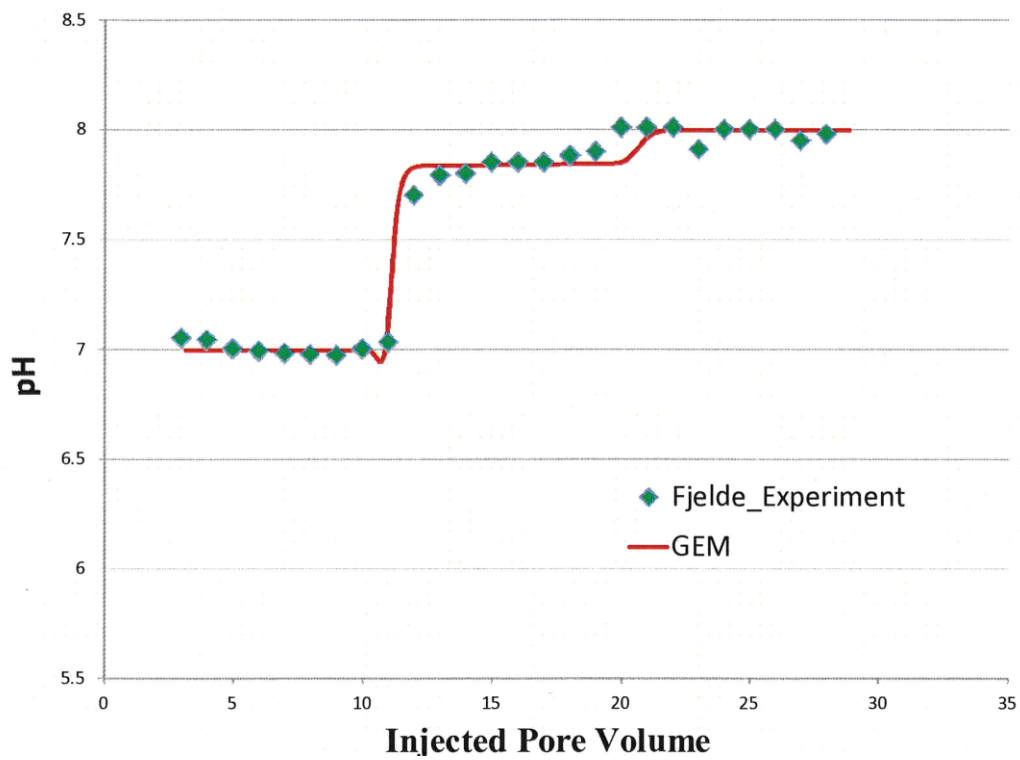


圖 36：比較 GEMTM 與 Fjelde et al. (2012)實驗的酸鹼度變化 (SPE 166447)

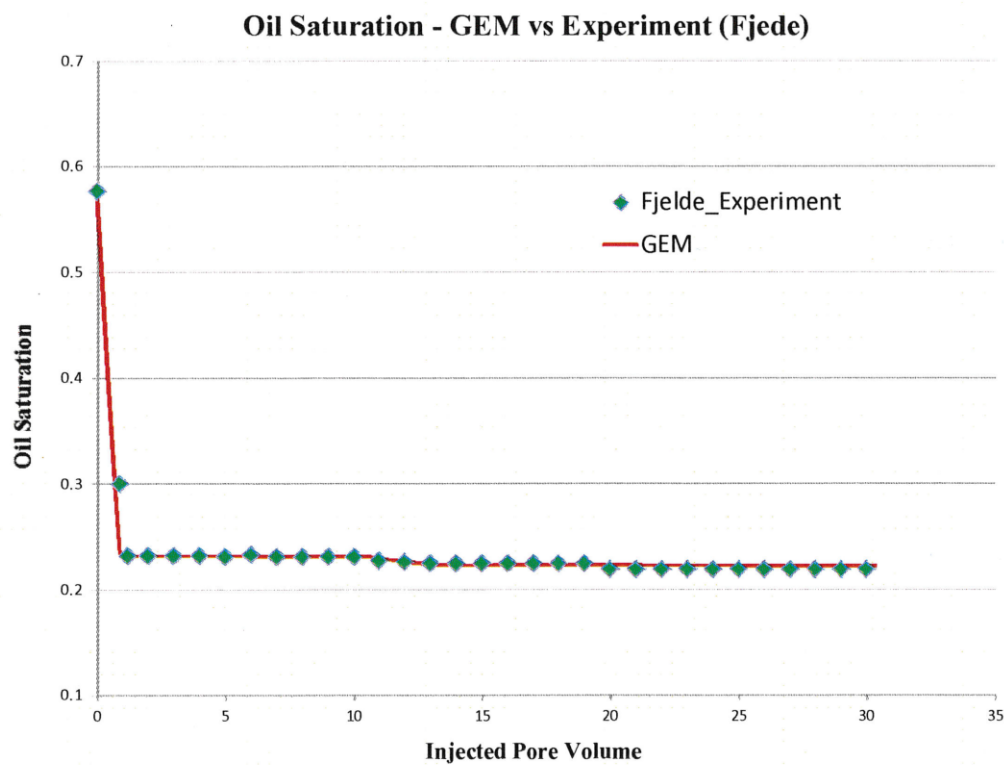


圖 37：比較 GEMTM 與 Fjelde et al. (2012)實驗原油回收率變化 (SPE 166447)

6. SPE 166523

Title: A Novel Mechanistic Approach for Modeling Low Salinity Water Injection

Authors: Aboulghasem Kazemi Nia Korrani, Kamy Sepehrnoori, Mojdeh Delshad, The University of Texas at Austin

Objective :

此篇亦延續 LSW 的議題。作者認為 LSW 這個的機制主要的參數是離子 (Ions)，如圖 38 所示。因此作者藉由編寫程式的方式(Hard Coupling)直接連結 IPhreeqc (USGS 開發的地球化學模式，目前已開放原始程式碼)與 UT Austin 自行開發的油層模擬軟體 UTCHEM 進行模擬；並藉以改進利用 Soft Coupling 連接 PHREEQC 的方式節省運算時間。最後以簡單的案例分析作為展示。



圖 38：LSW 前後岩石顆粒變化示意圖(SPE 166523)

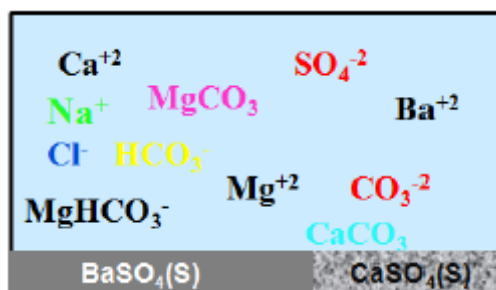


圖 39：水溶液中離子組成示意圖(SPE 166523)

Given :

1. IPhreeqc : USGS 開發的地球化學模式，目前已開放原始程式碼。
2. PHREEQC : USGS 開發的地球化學模式。
3. UTCHEM : UT Austin 自行開發的油層模擬軟體。

To Do :

編寫程式直接連結 IPhreeqc 與 UTCHEM，並設計 3 種 Case Study 利用 PHREEQC 進行驗證。Case 1 為單純針對 Na, Ca, Cl 與 S 等 4 種元素，進行模擬。Case 2&3 則延伸考慮 8 個離子。Case 2&3 的差異在於氫和鈉之間的陽離子可以透過反應進行交換。

表 5 : Case Study 1 使用的離子濃度(SPE 166523)

Element	C _{Initial} (mol/l)	C _{Injected} (mol/l)
Na	0.1	0.56
Ca	0.02	0.044
Cl	0.1	0.1
S	0.00654	0.0867

表 6 : Case Study2 &3 中使用的離子濃度(SPE 166523)

Element	C _{Initial} (mol/l)	C _{Injected} (mol/l)
Ca	0.044	0.02
Mg	0.2	0.
Na	0.56	0.1
K	0.089	0.03
Ba	0.24	0.24
Cl	0.1	0.1
C	0.003	0.003
S	0.0867	0.0654

Results :

模式運算的流程圖與 Case Study 的數值模型如圖 40 與圖 41 所示。使用 IPhreeqc-UTCHEM 與 PHREEQC 模擬水溶液中 Ba²⁺離子濃度的變化，結果顯示良好的 Matching，如圖 42 所示。

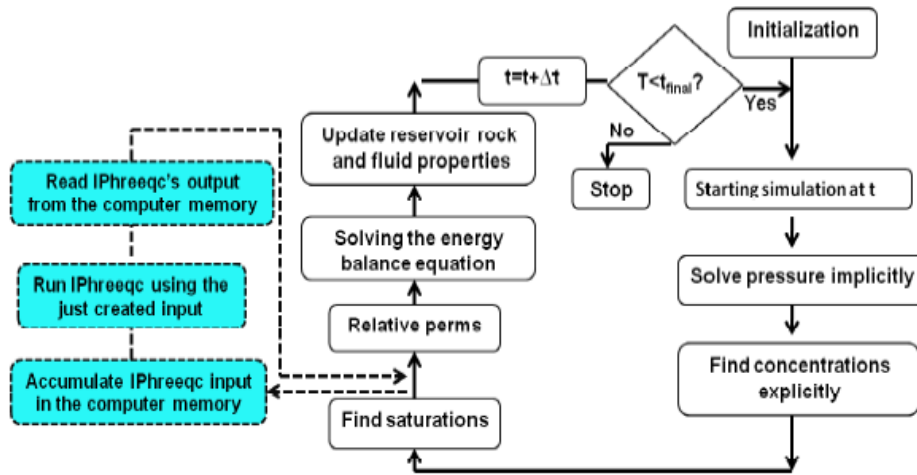


圖 40：模式運算的流程圖(SPE 166523)

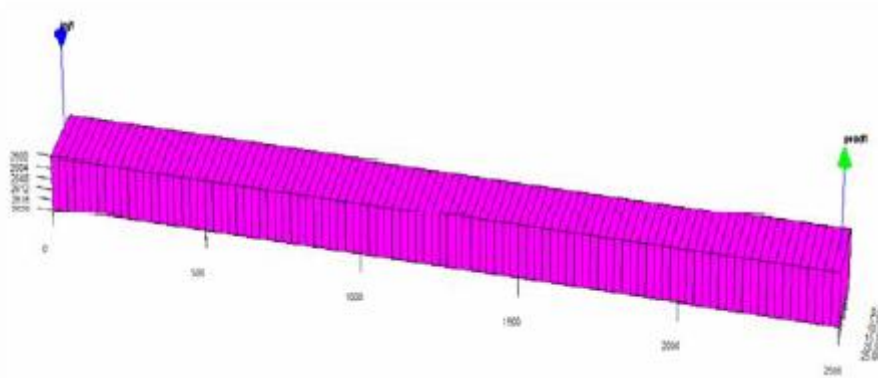


圖 41：LSW 沖排一維數值模型 (SPE 166523)

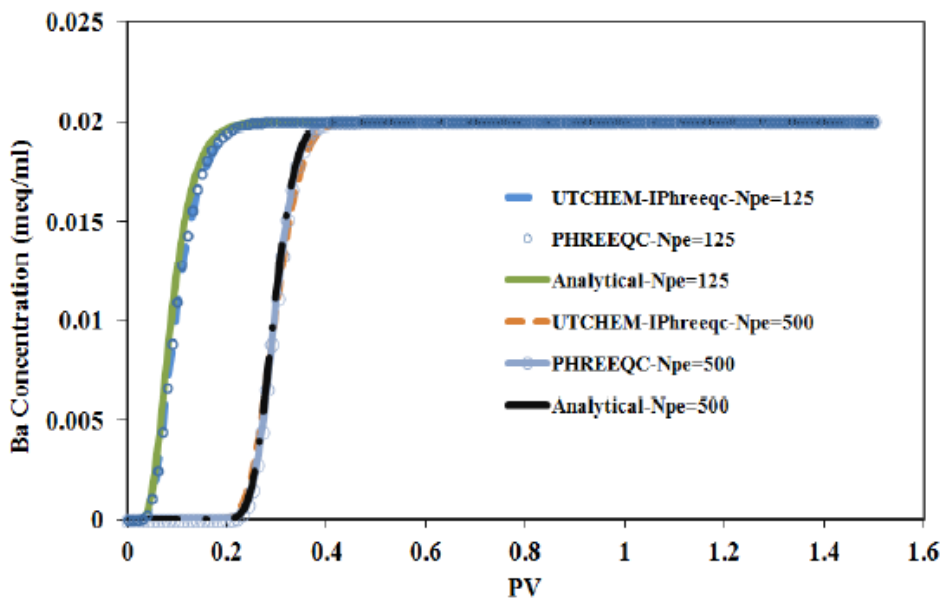


圖 42：Ba²⁺ 離子濃度的變化 (SPE 166523)

同時藉由 IPhreeqc-UTCHEM 模式模擬油水兩相、二維的模擬結果。

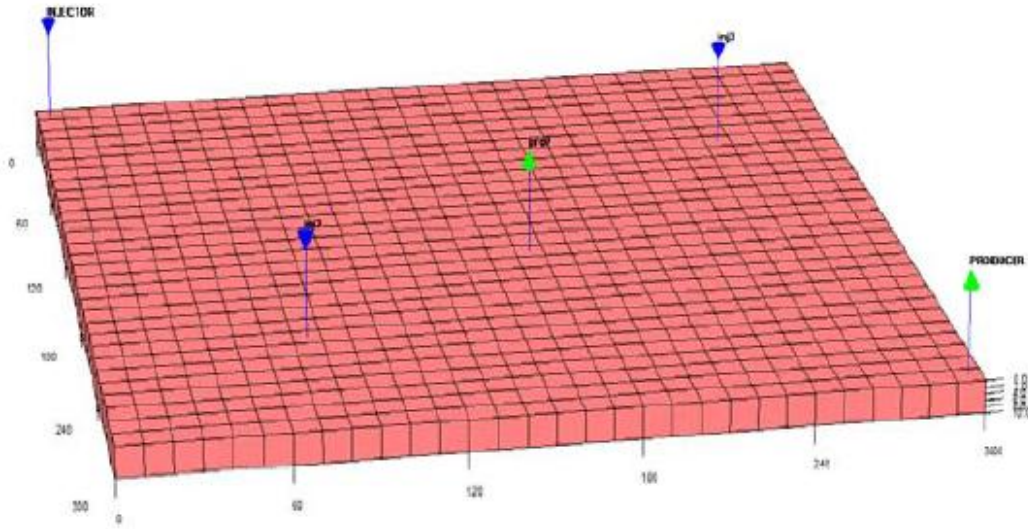


圖 43：LSW 沖排二維數值模型 (SPE 166523)

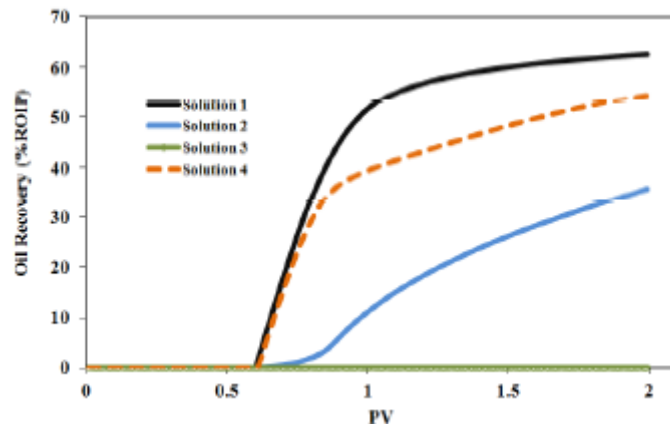


圖 44：LSW 沖排原油回收率曲線(SPE 166523)

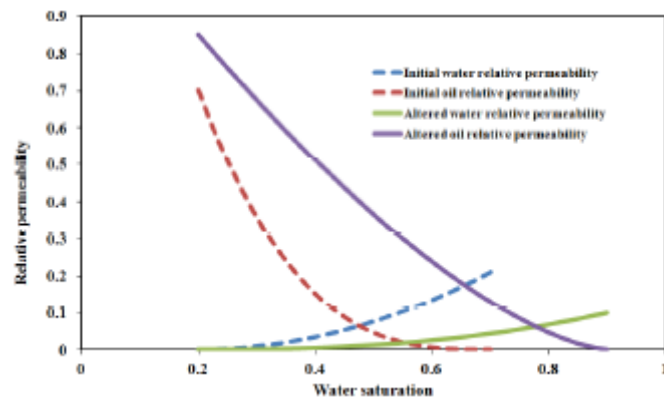


圖 45：IPhreeqc-UTCHEM 模擬使用相對滲透率曲線(SPE 166523)

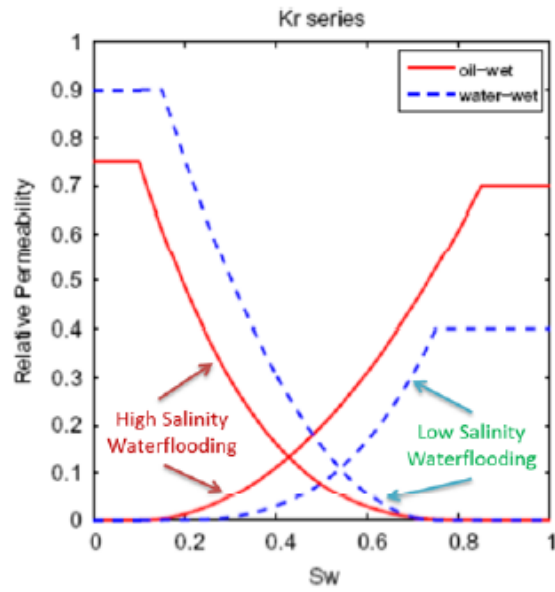


圖 46：LSW 過程中相對滲透率曲線變化的示意圖(SPE 166523)

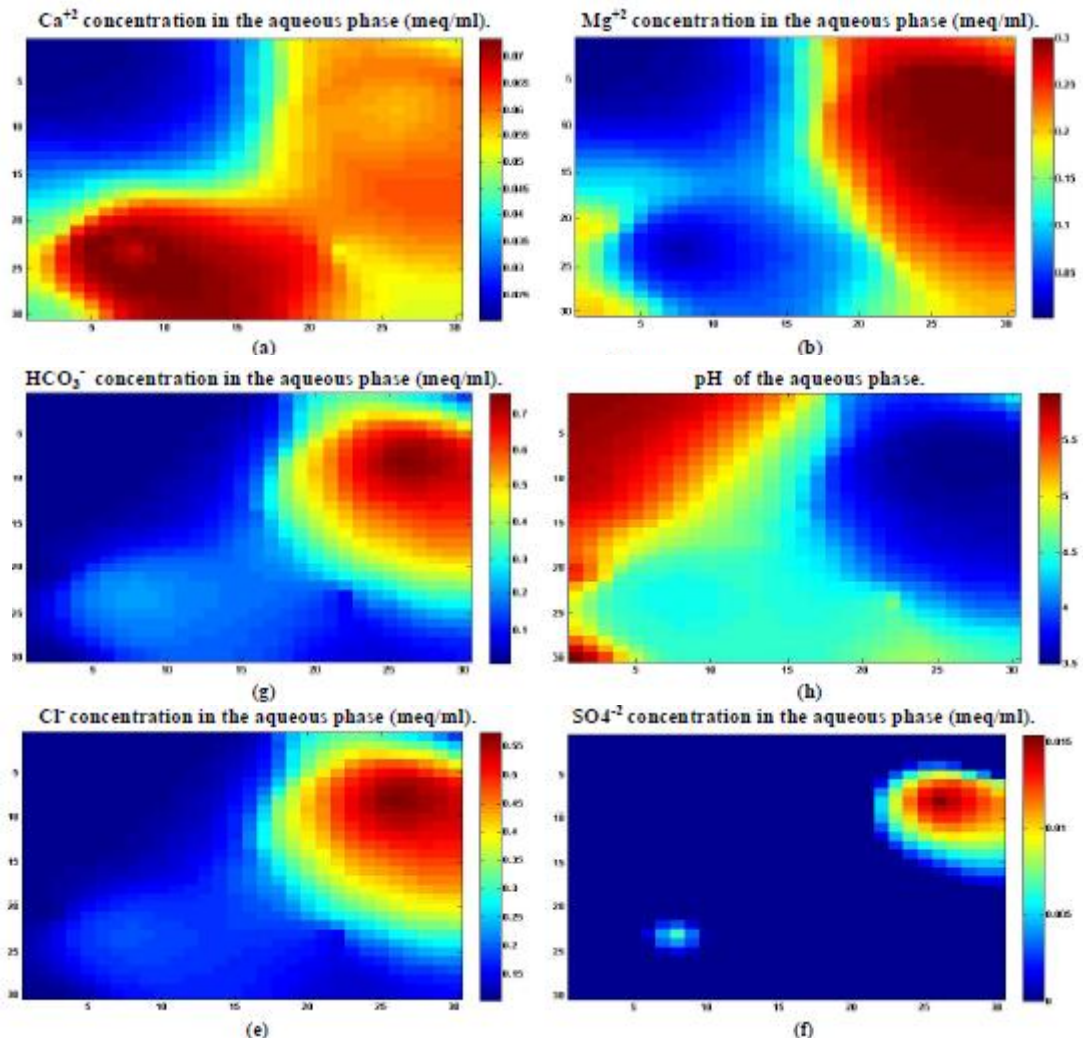


圖 47：IPhreeqc-UTCHEM 模擬水溶液中離子變化與酸鹼值變化(SPE 166523)

7. SPE 166129

Title: Visualization and Analysis of Surfactant Imbibition into Oil-Wet Fractured Cores

Authors: Mohammad Mirzaei, David A. DiCarlo, Gary A. Pope, The University of Texas at Austin

Objective :

藉由實驗室觀察與數值模擬探討表面活性劑(Surfactant)在裂隙環境下進入親油性岩芯的機制。

Given :

Estailedes limestone, 岩芯尺寸如下表所示。滲透率約 250mD, 孔隙率為 0.25。

界面活性劑的成分為 0.33% dodecyl benzene sulfonate, 0.34 wt%

TDA-13PO-sulfate, 0.33 wt% of C24-25PO-18EO carboxylate 及地層水。

To Do :

先利用地層水以 0.9 ml/min 的平均流率沖排, 直到 99% 的 water cut, 再用表面活性劑以 0.01ml/min 的平均流率(約 1.44ft/day 注入裂隙與 0.1ft/day 注入岩芯)沖排 14 天, 實驗過程中均以電腦斷層觀察地層水, 原油與表面活性劑的飽和度變化。

表 7: 實驗使用的岩芯尺寸與表面活性劑的濃度(SPE 166129)

Test number	Diameter (cm)	Height (cm)
Test 1	5.08	14
Test 2	5.08	14
Test 3	5.08	26
Test 4	2.54	14
Test 5	2.54	28

Ionic species	concentration(ppm)
Ca ²⁺	271
Mg ²⁺	241
Cl ⁻	5787
SO ₄ ²⁻	87
Na ⁺	3026
TDS	9412

Results :

圖 48 為利用界面活性劑沖排的結果。由於裂隙具有較高的滲透率，因此可以發現僅能排掃注入端與裂隙附近的油。作者亦比較不同岩芯長度(Test1 & Test3)與利用數值模擬比較不同相對滲透率對回收率的影響(圖 49 與圖 50)，結果顯示毛細浸潤的現象與岩芯長度與直徑成反比。另外由於毛細作用的方向可以由下方與側向同時進行浸潤，因此作者亦提出校正的無因次時間方程式 4，取代傳統的方程式 3，結果顯示較佳的收斂性，如圖 52 所示。

$$t_D = \frac{\lambda^* \Delta \rho g}{\phi H} t \quad \text{方程式 3}$$

$$t_D = \frac{\lambda^* \Delta \rho g}{\phi H} \left(\frac{1}{H} + \frac{8\gamma}{\pi D} \right) t \quad \text{方程式 4}$$

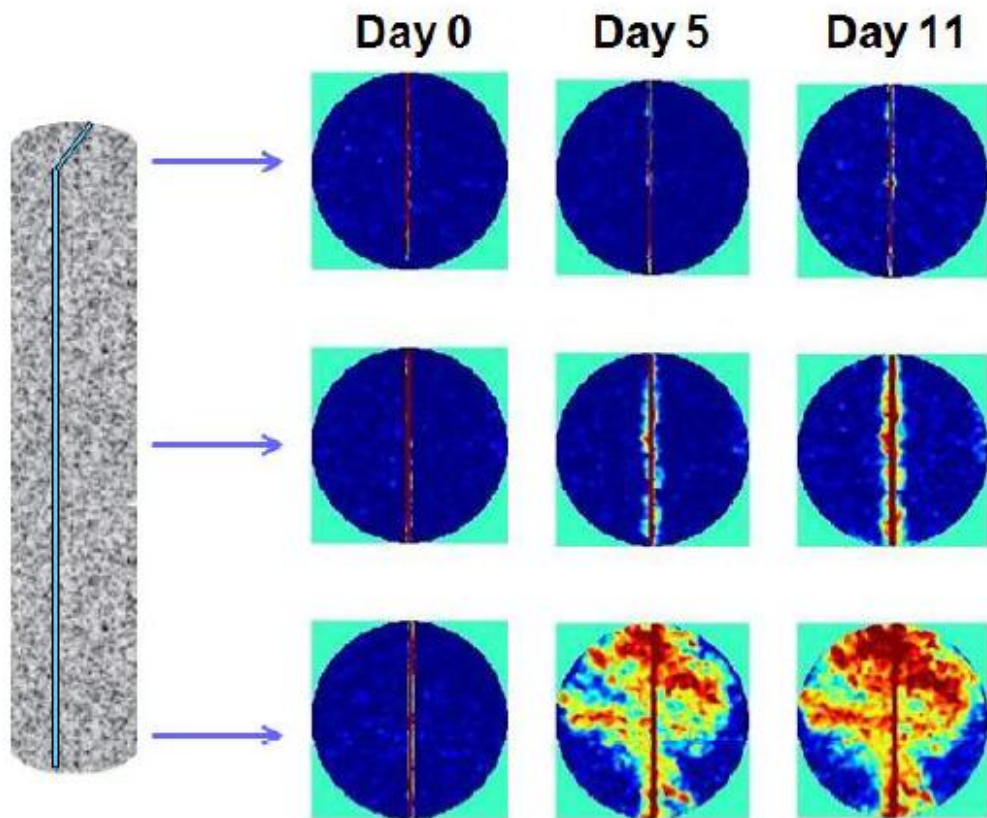


圖 48: 電腦斷層的分析結果，藍色部分為原油，紅色部分為水(SPE 166129)

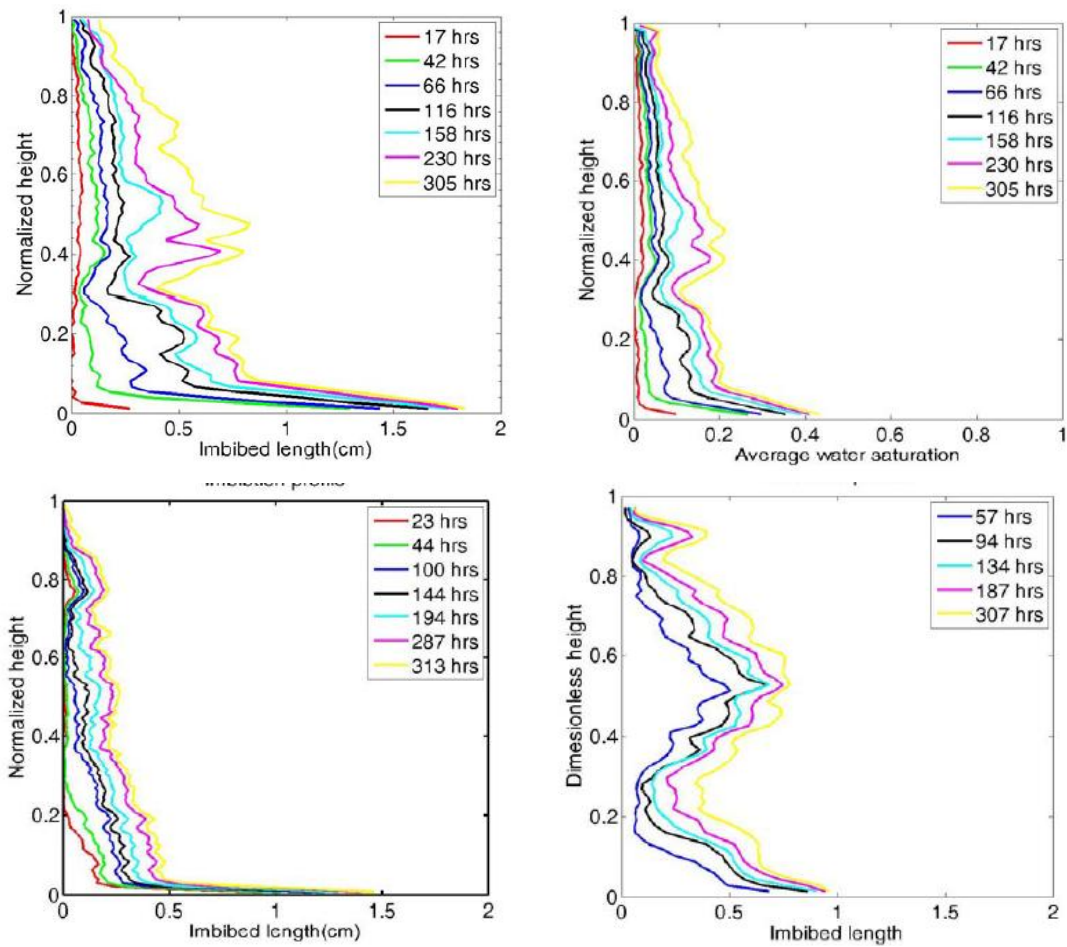


圖 49：含水飽和度曲線與高度(岩芯)變化圖，左上與右上的岩芯長度為 14 公分，左下與右下的岩芯長度為 26 公分(SPE 166129)

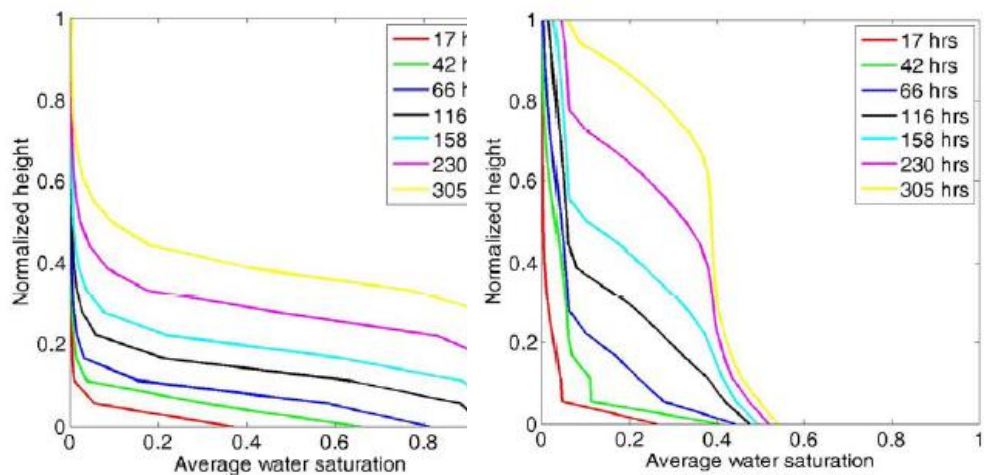


圖 50：含水飽和度曲線與高度(岩芯)變化圖，圖左使用直線型的相對滲透率，圖右使用曲線型的相對滲透率(SPE 166129)

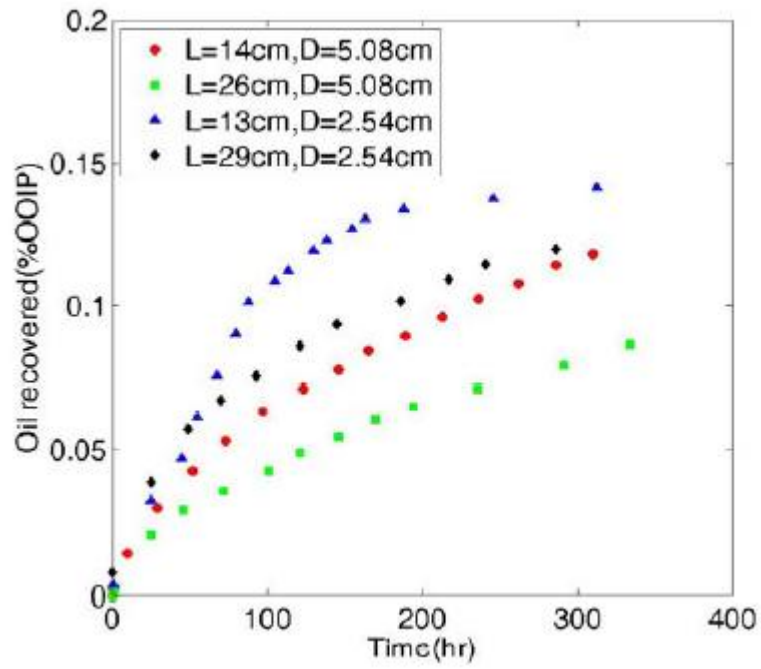


圖 51：不同岩芯尺寸與回收率關係，暗示小的岩心毛細浸潤速率較快(SPE 166129)

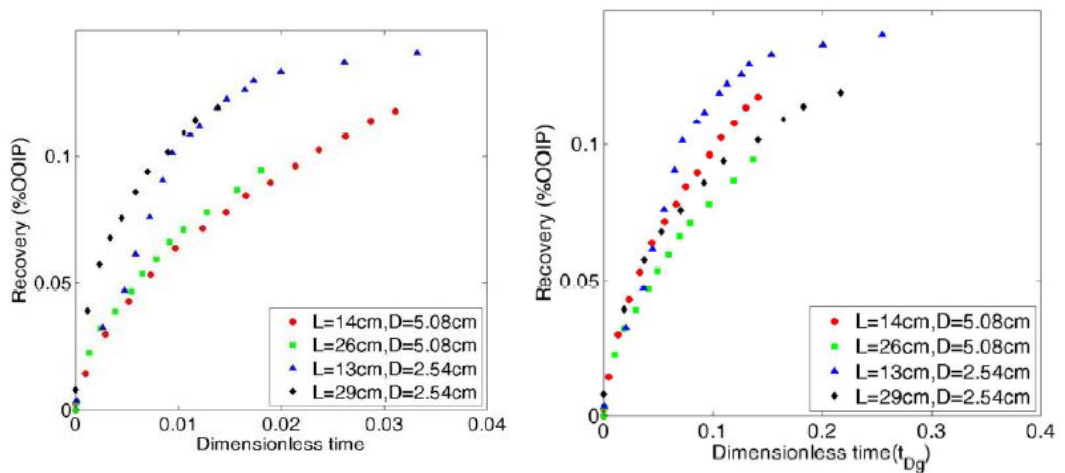


圖 52：回收率與時間(無因次)的關係，圖左為使用傳統的方式，圖右為校正之後的結果(SPE 166129)

8. SPE 166291

Title: Smart Gas Lift Valves Enhance Operational Efficiency of Offshore Wells

Authors: Zhiyue Xu, Bennett M. Richard, and James H. Kritzler, Baker Hughes

Objective :

傳統的完井需要藉由鋼線移除 dummy valves 以及安裝 live gas lift string，但改良後的 Smart Gas Lift Valves 利用時間設定(Time-controlled Disintegrable Plugs)可分解的填塞劑直接移除 dummy valves，藉由改良傳統的 Gas Lift Valves(Dummy Valves)簡化完井的程序，提高操作效率。改良型的 Gas Lift Valve 如下圖所示。填塞劑的材質為 nanostructured composite materials (NCM)如圖 54 所示。

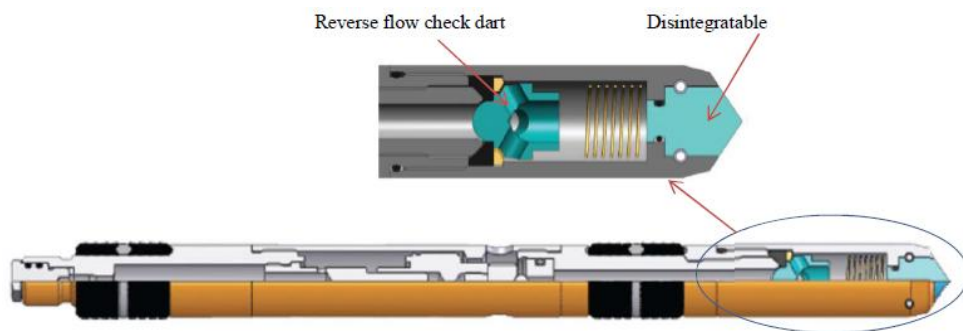


圖 53：改良型的 Gas Lift Valve

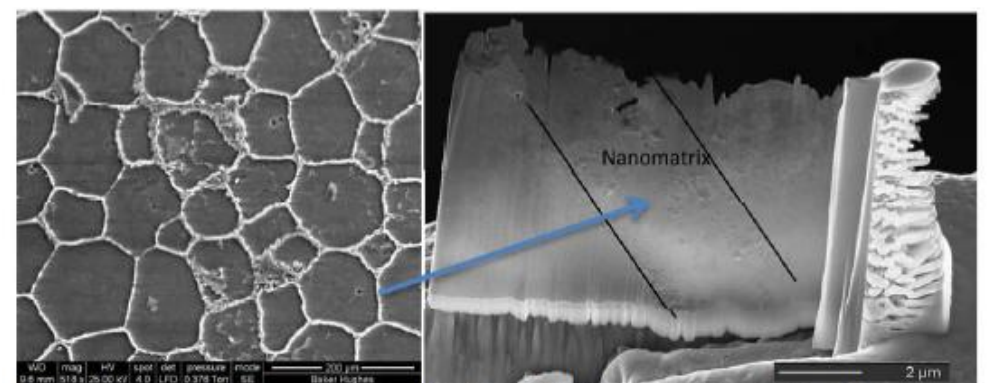


圖 54：填塞劑的材質

(C) 與廠商會談

1. A Short meeting with Dr. Chen (KAPPA)—KURC

KAPPA為石油工程軟體開發公司，目前我們擁有KAPPA公司的軟體模組包括Saphir(瞬時壓力分析)、Topaze(生產分析)、Rubis(全礦區歷史調諧模型)與Amethyste(生產井產能分析)等。KAPPA公司於2011年開始籌組非傳統油氣資源研發聯盟(KURC，Kappa Unconventional Resource Consortium)目前擁有24個成員(含本公司)，期望藉由整合各成員之資金與資源，共同研發出非傳統資源專用之分析軟體。研發之分析軟體將彙整裂隙性質關鍵參數，建立解析解模型與數值模型，並結合微震資料與裂隙內氣-水多相流模擬的功能，以降低油氣開發風險，提升開採效率。現階段主要針對頁岩油氣的部分，未來將推展至其他非傳統資源。預定的研發項目如圖 55 所示。最左邊的欄位中標示綠色的部分為合約中必須完成的項目，黃色為聯盟成員認為重要但並未包含在這次開發軟體的項目，白色的部分為計畫執行中增加的項目，未來將成為外部添加模組(External Model)。目前的工作重點為(1)以開發模組的驗證(2)SRV Model與(3)微震資料(Microseismic)整合等(如圖 56所示)。軟體的開發工作目前已趨完成，預計今年(2013)年底將完成應用程式的開發(KURC Application v5.01) 並於2014年一月舉辦視訊會議討論後續的工作。

另外KAPPA公司今年(2013)九月亦與DeGolyer and MacNaughton (D&M)公司共同合作開發新的模組(Citrine)，特別針對頁岩油氣的儲量評估與生產預測進行整合生產診斷和分析。目前Citrine模組已經完成初步架構，包含衰減曲線分析(Decline Curve Analysis) (圖 57)，機率統計圖(Probability Plots)等部分(圖 58)，可望就產率與時間關係的分析上提供幫助。

Representation of individual fractures	done	yes
Representation of individual fractures	done	yes
Model water flowback	done	yes
k, Phi, and fracture pressure dependence	done in Topaze NL	Topaze NL v4.20
Complex natural fracture patterns	done	yes
Matrix-fissure flow connections	done	yes
Additional regime plots and analyses	use of loglog lines + SRV bounded + trilinear	yes
Advanced time-rate analyses	use of loglog lines + SRV bounded + trilinear	yes
Improved wellbore model	done in Topaze NL	Topaze NL v4.30
Shale Oil: 2-phase diffusion (BO)	done in Topaze NL	Topaze NL v4.30
New Material Balance methods	Material balance correction from pseudotime	yes
Multilateral fractured horizontal well	No	Generation 5
Tying microseismic data to fracture networks	Started	yes
Minimum reserves	Started as statistical EUR	yes
Add composite zones	Partial - trilinear model implemented	yes
Integrate pressure dependence in pseudopressure	done	yes
Composite zones crossing fracture planes	done	yes
Extend to multilayer formations	No	No
Fracture plane crossing multiple horizontal wells	Started - Part of DFN project	yes
Multiple porosity scales	done	yes
Multilateral fractured horizontal well	No	Generation 5
Extend to multilayer formations	No	No
Triple-porosity	No	No
3-phase behavior	done in Topaze NL	Topaze NL v4.30
Add material balance correction in the SRV	done using pseudotime	yes
Integrate Desorption in pseudopressure	done	yes
SRV bounded model	done	yes
Trilinear model	done	yes
4-line process in loglog plot	done	yes
Flexible lines	done for Generation 5 - Added to KURC	Generation 5
Flexible plots	done for Generation 5 - Added to KURC	Generation 5
Horizontal well with conjugate fractures	done	yes
Regression with experimental design	done for Generation 5 - Added to KURC	Generation 5

圖 55：KURC計畫中開發的項目

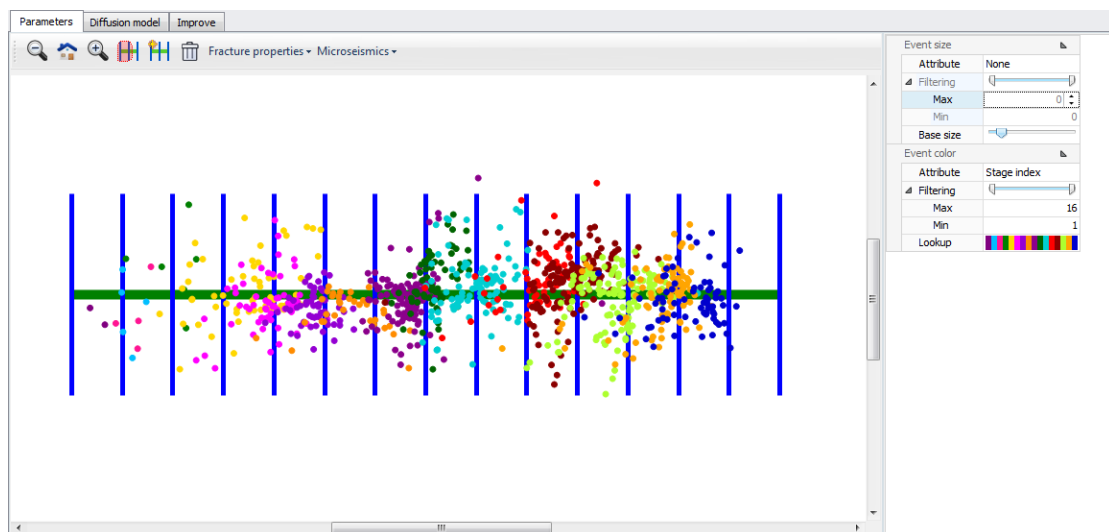


圖 56：微震資料的整合(KAPPA 2013)

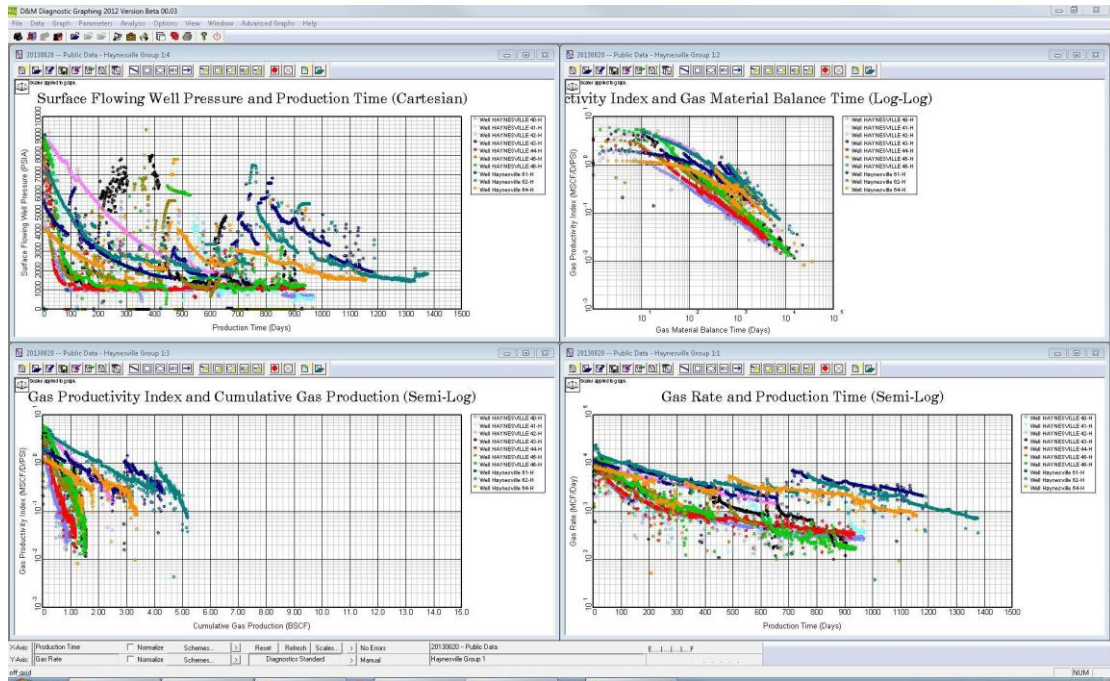


圖 57：Citrine模組已完成的分析圖表包含地表壓力與生產時間(左上)、生產指數與時間(右上)、生產指數與累積產量(左下)及產率與時間(右下)關係圖

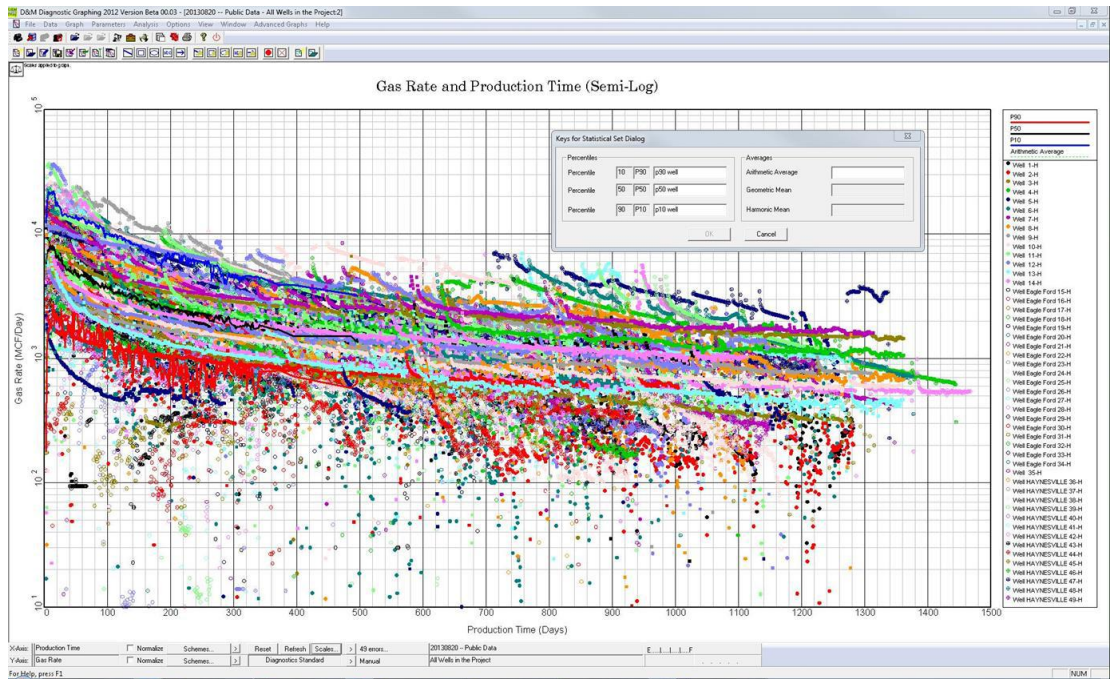


圖 58：利用Eagle Ford, Marcellus, Haynesville與Montney頁岩氣(Dry Gas)的生產資料進行單井產能統計(P10, P50, P90)的範例圖

2. A Short meeting with Dr. Meng (iReservoir)—Reservoir Characterization

iReservoir為石油工程顧問公司，專長於儲集層特性評估與油層數值模擬的領域。近年也評估過許多非傳統的計畫如緻密氣或頁岩油氣等。這類的案子必須有效整合地質，岩石物理(Petrophysics)，三維地震與工程資料。工作流程如圖 59所示。以Jonah Field這個計畫為例，便是利用這種整合性的方法評估加密井(Infill Well)的可行性。

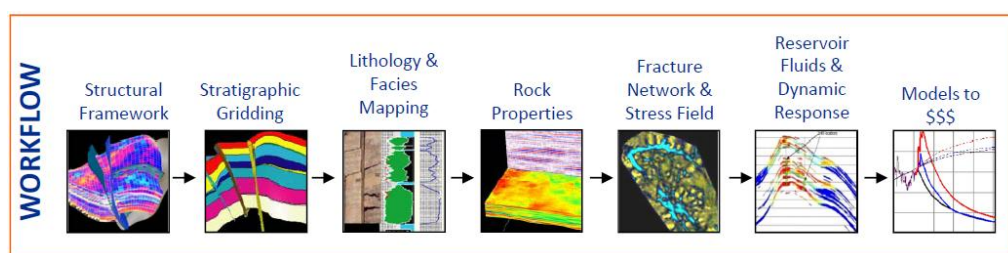


圖 59：非傳統的計畫如緻密氣的評估流程(iReservoir, 2009)

Jonah Field位於Wyoming的Green River Basin，研究區域位於兩個垂直斷層構造所形成的楔形地塊。計畫中針對4個不同的區塊(Section 12, 16, 20, 25)分別進行儲集層特性評估與油層數值模擬如圖 60所示。模擬區塊的面積為1/4section或160英畝(藍色)，深度範圍在3000至3021公尺。每口井的岩相(Facies)均經由岩心與電測資料的校正(Core-to-log)。藉由分析資料獲得的Vsh曲線(Volume of Shale Curves)與密度曲線將岩性分成煤，乾淨砂岩，泥質砂岩，粉砂質砂岩和頁岩等五種岩性，再依不同的厚度分成不同的facies logs。岩心資料同時也用來孔隙率和不同facies的校正(圖 61)。圖 62顯示計畫中各研究區塊facies的比例差異。圖中左邊白色的數字表示地層的層序，每一層是平均厚度約5英尺，而每個區塊均彙整大約40口井的資料。同時曲線代表facies組合的累積比例，從左至右依次為：頁岩沖積平原，沙質河灘，單層通道和多層通道。這些facies的變異性和厚度變化將對油氣的回收率產生重要影響。

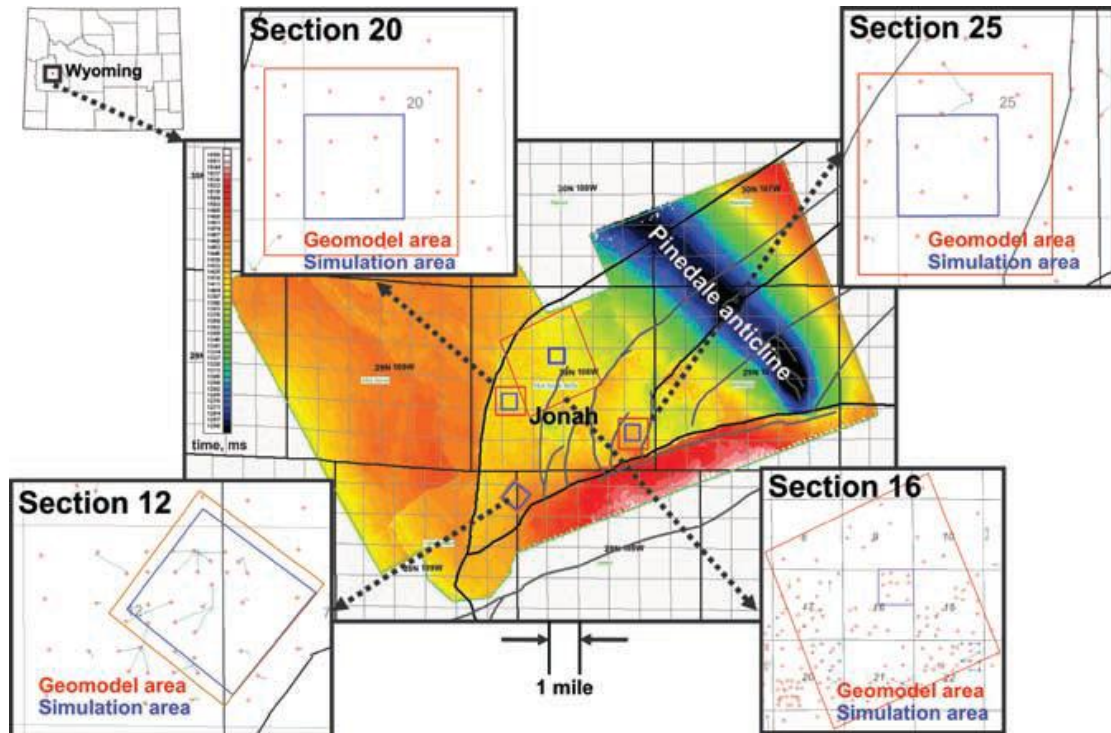


圖 60：計畫中研究區塊相關位置圖(iReservoir, 2009)

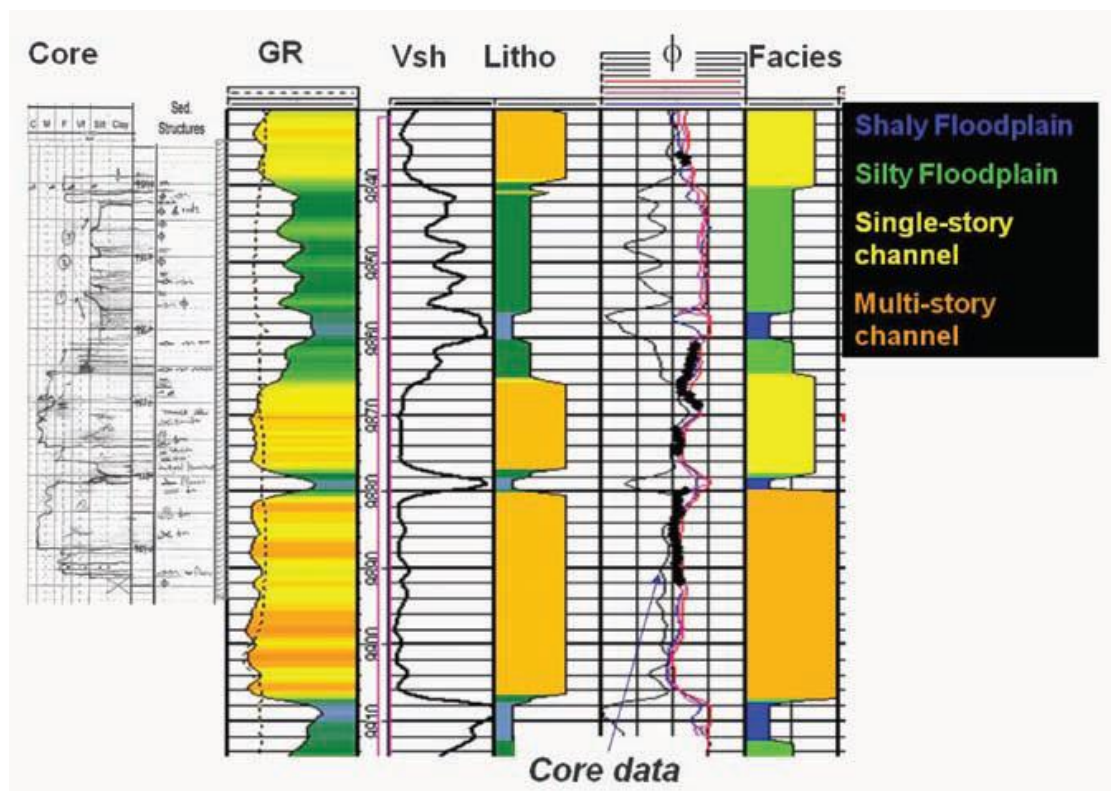


圖 61：岩石物理(iReservoir, 2009)

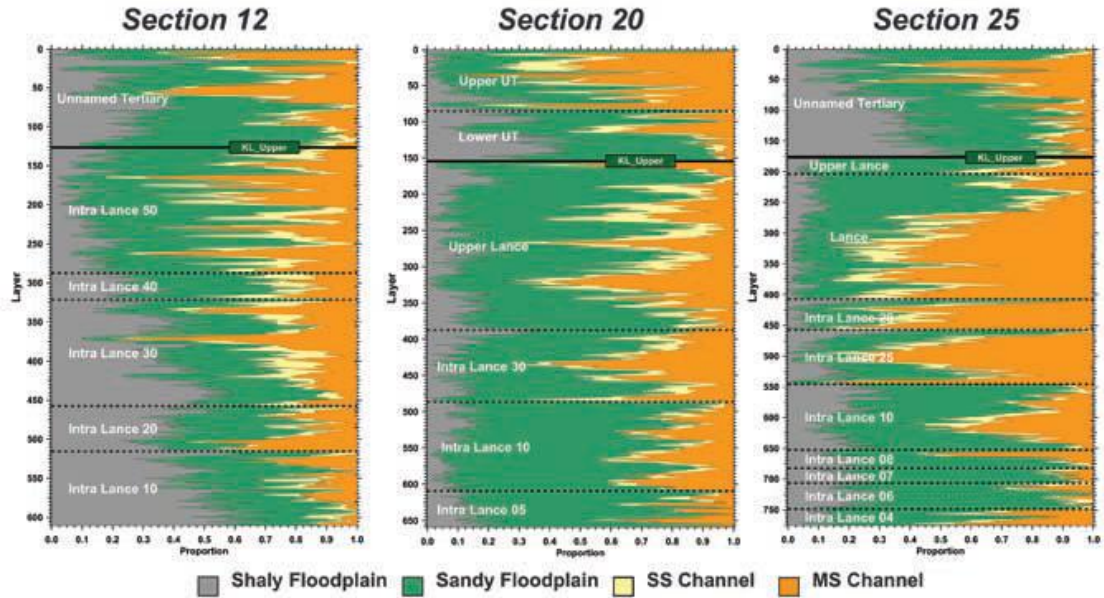


圖 62：計畫中各研究區塊岩性的比例(iReservoir, 2009)

圖 63比較分別利用區塊內的39口井(a)及4口井(b)的Seismic-scale Acoustic, Shear Impedances與Log Scale Facies所建立的河道(Channel)分布圖。圖 63(a)(b)的結果類似，但(b)似乎更樂觀一些，主要的原因是這4口井均位於砂的比例較高的位置。數值模擬的模型則是位於圖中藍色的正方形內。圖 64為孔隙度和滲透率分佈圖，孔隙度和滲透率在non-pay位置設定為零(黑色)，滲透性是根據孔隙度與滲透率的關係式計算，並經過實驗室岩心試驗校正而得。

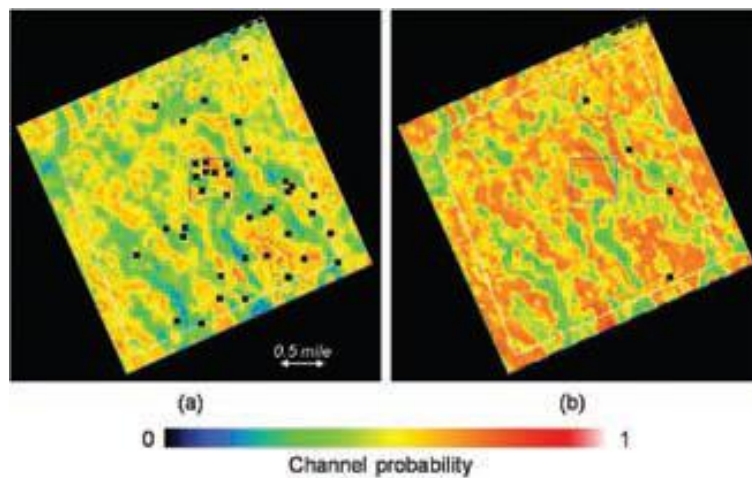


圖 63：岩石物理(iReservoir, 2009)

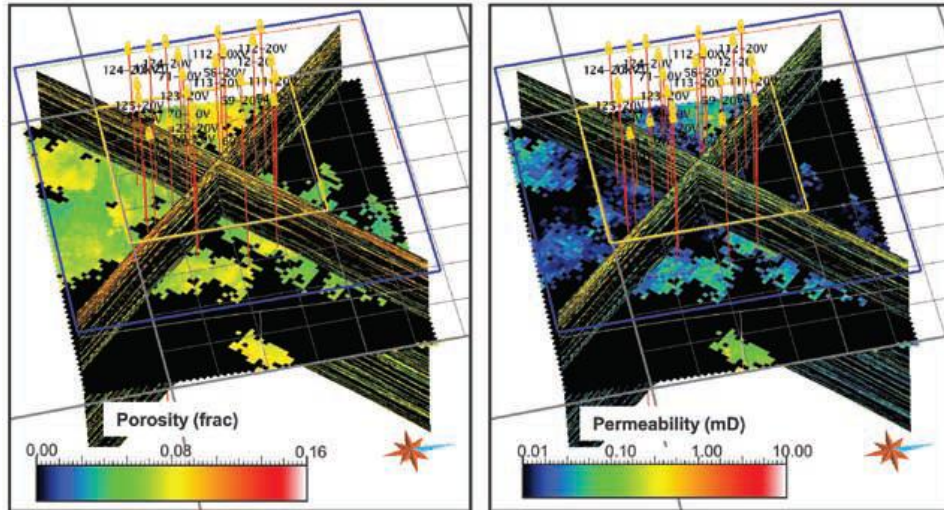


圖 64：孔隙率(左)與滲透率(右)分布圖(iReservoir, 2009)

圖 65為3個區塊(12, 20, 25)在不同井距條件下的採收率的模擬結果。由井距由左而右分別為well/40英畝，well/20英畝，well/10英畝，well/5英畝)個區塊的面積均為160英畝。藍色代表的20%的採收率，而紅色代表80%採收率。結果證明透過整合式的地質模型建立，與工程模擬的設計，達到生產優化的結果。

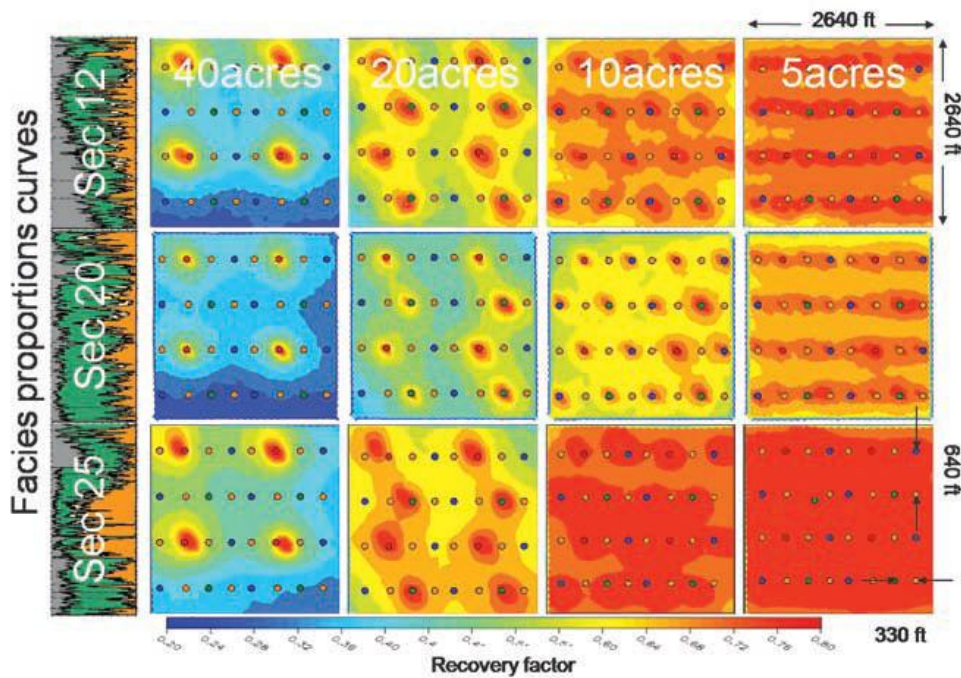
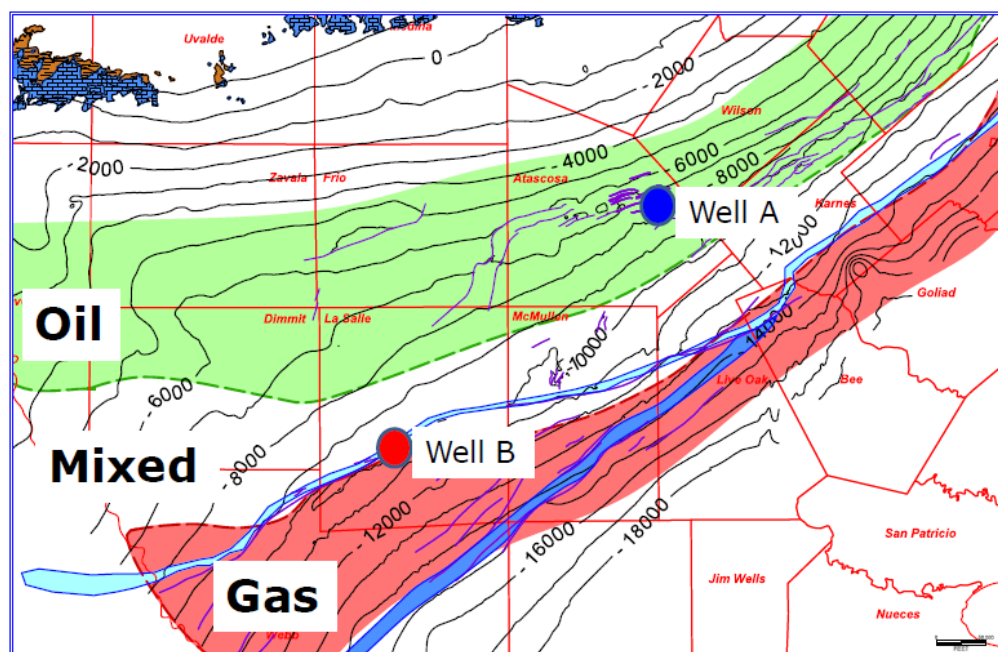


圖 65：孔隙率(左)與滲透率(右)分布圖(iReservoir, 2009)

3. A Short meeting with Dr. Grader (INGRAIN)—CT & shale logging

INGRAIN 是一間岩石物理(Rock physics)的顧問公司，善於利用3D影像技術(實驗室分析)對孔隙率、滲透率、相對滲透率、電導度與彈性係數(Elastic properties)等岩石特性參數提供高解析度的量測，近年更結合電腦斷層掃描(X-ray CT)與電測的資料(密度電測)針對Eagle Ford頁岩進行分析，協助facies與沉積環境的識別。圖 66為Eagle Ford頁岩的成熟度分布與(使用電測資料的)井位的相關位置圖。以Well B為例，取11英尺的岩心進行電腦斷層掃描與相同深度位置的密度電測進行facies與沉積層序比對(圖 67)。由於孔隙度或成熟度的差異均可能導致密度或原子序數的變化；孔隙度大與密度較小(綠色與紅色)，含方解石多的原子序數高。因此可依密度與原子序數的關係，分成四種類型(圖 68與圖 69)。同時觀察不同的孔隙分布型態(Organic Matter Pores 與Inter-particle Pores) (圖 70)，亦可產生不同孔隙分布的孔隙率與滲透率的關係(圖 71)，以Eagle Ford為例，其主要孔隙型態為Organic Matter Pores，有較高滲透率。而Organic Matter Pores較少的區域，其滲透率亦較低。



Base of Eagle Ford contours

圖 66：Eagle Ford 成熟度分布 (Ingrain Inc, 2011)

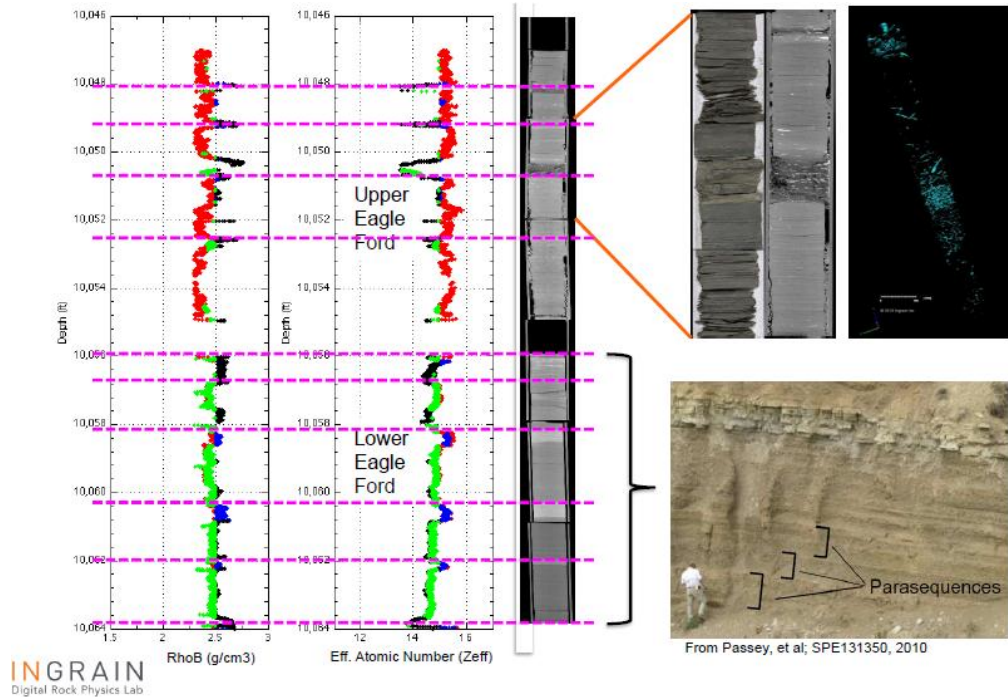


圖 67：Well B密度電測與原子序數的facies與沉積層序比對 (Ingrain Inc, 2011)

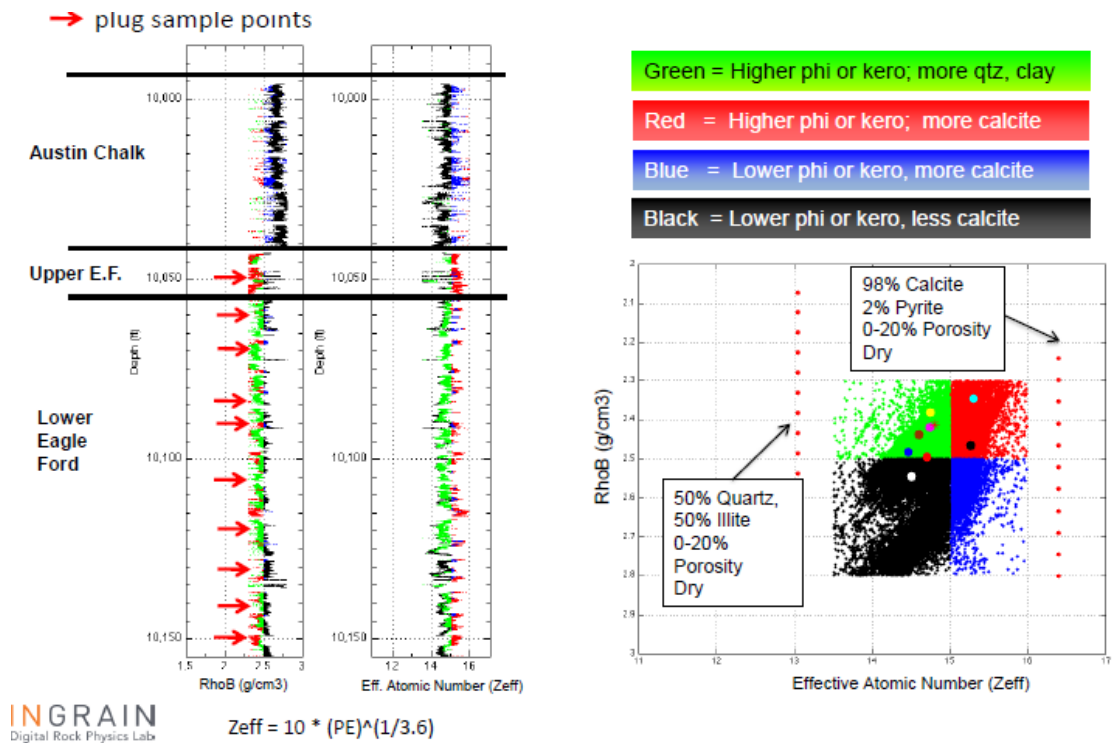
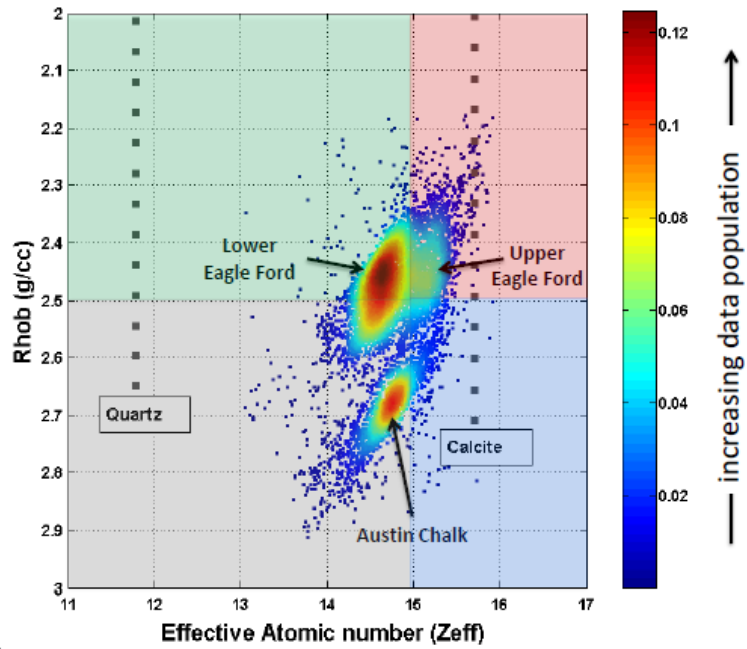


圖 68：Well B密度電測與原子序數的關係圖(Ingrain Inc, 2011)

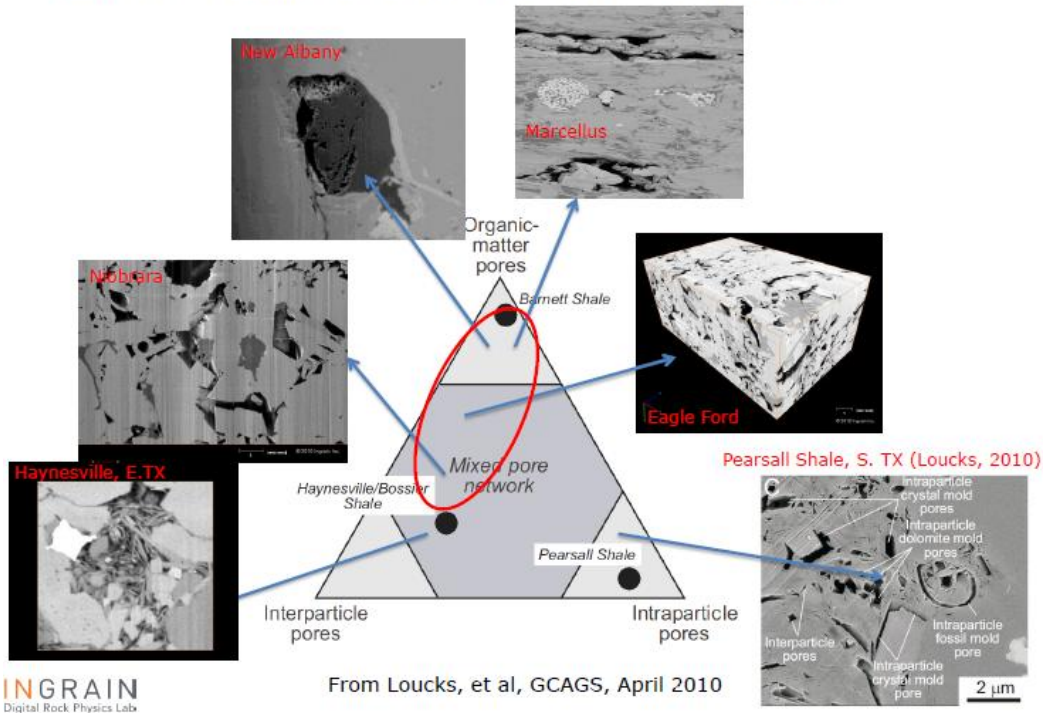
Whole core bulk density and effective atomic number (Z_{eff}) for facies identification



INGRAIN
Digital Rock Physics Lab

圖 69：密度電測與原子序數的關係圖(Ingrain Inc, 2011)

Shale Pore Types (after Loucks, et al, 2010)



INGRAIN
Digital Rock Physics Lab

From Loucks, et al, GCAGS, April 2010

圖 70：頁岩孔隙分布型態

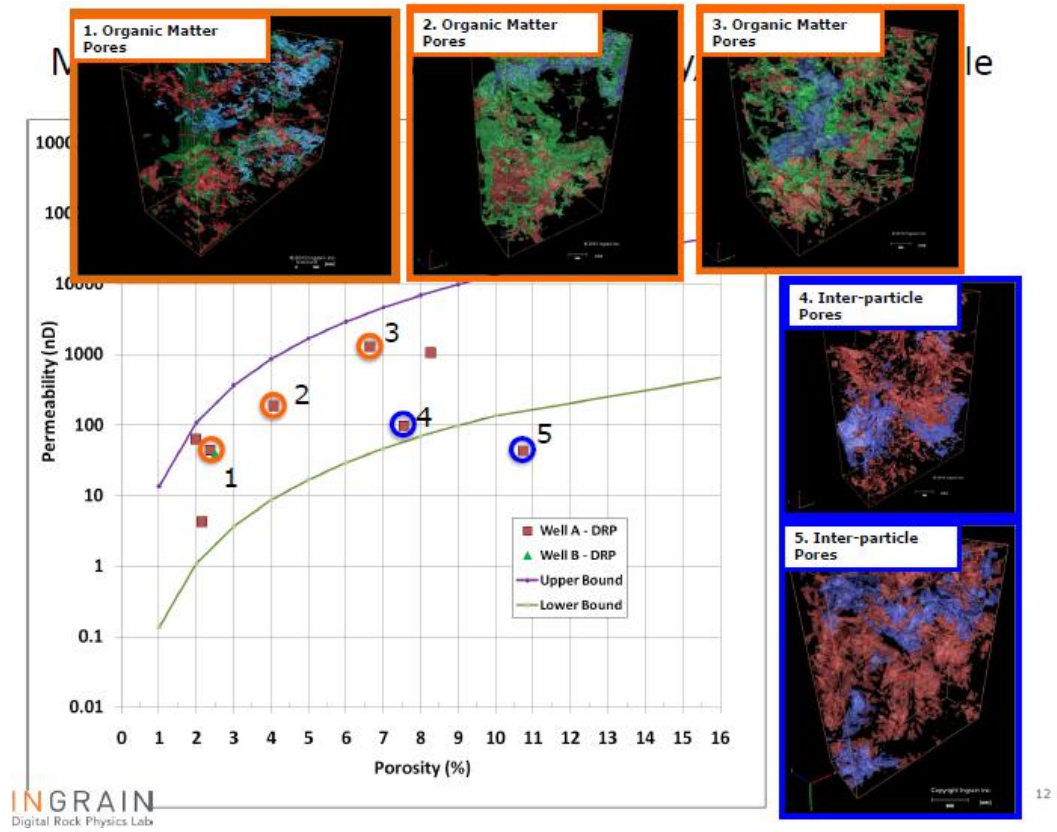


圖 71：不同孔隙分布的孔隙率與滲透率的關係圖(Ingrain Inc, 2011)

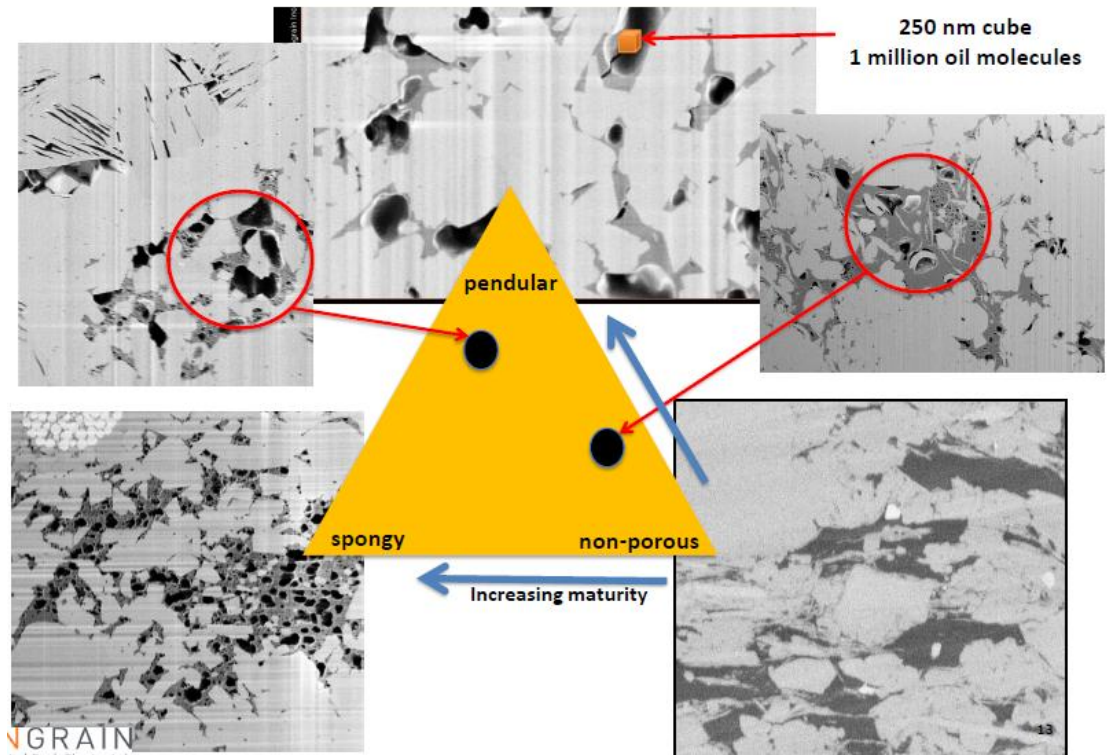


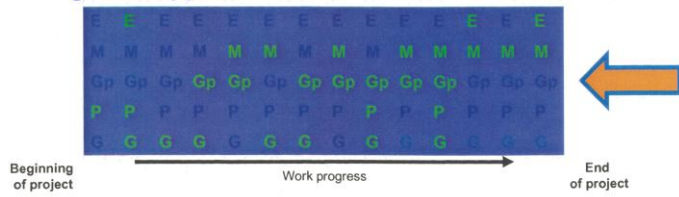
圖 72：三種不同有機質型態(Ingrain Inc, 2011)

參、心得與建議

1. ATCE 為石油工程每年固定舉辦的研討會，內容廣泛，但發現今年幾乎都是非傳統能源之相關議題，可見近年非傳統能源受到重視的程度。
2. 此次藉由參與國際會議的機會成功對明年石油基金計劃「國外緻密氣層礦區產能評估技術研究」與目前油氣增產領域很熱門的新技術—LSW 進行資料收集。同時亦利用機會與有關之專家研討及交換研究心得，吸取他們之技術經驗、增加資訊及知識的雙向交流，使深度與廣度都得以提昇、拓展人脈關係及研究資源。
3. 雖然藉由液裂造成裂隙增加商業開採的可行性，但整體儲集層的滲透率仍低，生產一年之後往往伴隨非常快速的產率下降。同時由於非傳統的鑽井與完井費用較傳統的方式高，因此如何在較高的生產花費與有限的產量(經濟可行)之間取得平衡目前尚無結論。
4. Tom Blasingame、John Patterson 與 George King 從工程的角度提出幾個在液裂之後，未來可能面臨的問題如相態行為(Phase Behavior)的改變，SRV 可能隨時間改變、水平井傾斜角度對日後生產的影響、人工開採方式(Artificial Lift)的整合，與大量地層水累積在井內可能造成腐蝕並影響生產管線的強度等，這些問題目前可以作為未來研究方向的參考依據。
5. S.M. Currie 提供的產率與時間關係的評估表(Rate-Time Spread Sheet)中已經建立數種產率衰減的模式，可以供明年石油基金計劃「國外緻密氣層礦區產能評估技術研究」使用，同時 Marie Meyet et al. (SPE 166365)的論文中比較數種產率衰減的模式，亦可做為計畫中該選擇何種模式進行評估的參考依據。
6. 雖然 Tom Blasingame 認為目前的模擬能力仍不足以涵蓋所有現地可能發生的現象，但是仍有許多論文(如 SPE 164807) 或廠商(iReservoir)藉由整合微震資料、區域地質、離散裂隙網路與數值模擬進行液裂完井最佳化或液裂流體的模擬研究，這些題目亦可以作為未來研究方向的參考依據。

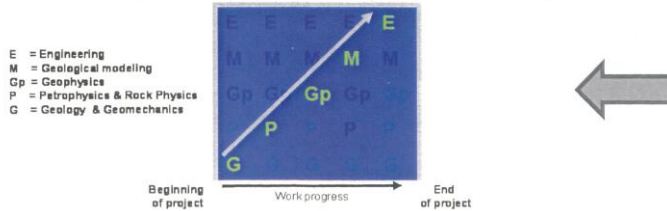
7. INGRAIN 公司藉由觀察不同的孔隙分布型態(Organic Matter Pores 與 Inter-particle Pores)，進一步解釋不同孔隙分布的孔隙率與滲透率的關係，亦可作為未來研究參考方向。以 Eagle Ford 為例，其主要孔隙型態為 Organic Matter Pores，有較高滲透率。而 Organic Matter Pores 較少的區域，其滲透率亦較低。
8. 與 KAPPA 合作開發的非傳統油氣資源分析軟體(KURCapp)已趨完成，未來可直接應用在實際案例中。另外 KAPPA 公司今年(2013)九月亦與 DeGolyer and MacNaughton (D&M)公司共同合作開發新的模組(Citrine)，特別針對頁岩油氣的儲量評估與生產預測進行整合生產診斷和分析；包含衰減曲線分析，機率統計圖(Probability Plots)等部分，可望就產率與時間關係的分析上提供幫助。
9. 會場雖有提供 APP 讓持有行動裝置及智慧型手機的與會人員更有效率的瀏覽及安排有興趣的會議行程，但由於發表的論文多且分散於各個場地，花不少時間在移動，也錯過一些想聽的專題內容。像是 SPE 這樣的會議已非一個人可以完整的蒐集所有的研究內容(石油工程可分成鑽井、油層、電測、完井、生產工程等)。建議組成一個工作小組針對不同領域進行分工，每個人可先設定一個特定目標並進行前準備，定期進行討論或心得分享，如此成果才會全面。
10. 與 iReservoir 的 Dr. Meng 談到整合性的思考模式(Integrated Thinking Process)如圖 73，為藉由平行思考方式整合地質 G&G 與工程技術的思考模式，可望縮短評估流程與時間。目前已經成功使用在儲集層特性評估，未來亦可應用到其他領域。

Integrated Approach to Reservoir Characterization



We teach your team the value of this...

Common Sequential Approach to Reservoir Characterization



...instead of this

圖 73：整合型的思考模式(iReservoir)

肆、致謝

感謝所內長官給予這次機會，同時感謝T. Balsingame教授願意提供簡報資料。另外特別感謝S.M. Currie願意提供Time-rate Spread Sheet予我們使用以及Z.T. Karpyn與T. Ertekin給予非傳統油氣在實驗室量測與數值模擬相關的建議。

伍、附錄

Blasingame, T., "So We Frac'd the Well, Now What?" SPE ATCE 2013-Special Session, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.

Dang, C.T.Q., Nghiem, L.X., Chen, Z. and Nguyen, Q.P. "Modeling Low Salinity Waterflooding: Ion Exchange, Geochemistry and Wettability Alteration", SPE166447, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.

- Emadi1, A. and Sohrabi, M. "Visual Investigation of Oil Recovery by Low Salinity Water Injection: Formation of Water Micro-Dispersions and Wettability Alteration", SPE166435, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.
- Jurus, W.J., Whitson, C.H. and Golan M. "Modeling Water Flow in Hydraulically-Fractured Shale Wells", SPE166439, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.
- KAPPA Consortium on Unconventional Resources (Draft project document) 7th February 2011 (www.kappaeng.com)
- Korrani, A.K.N., Sepehrnoori, K. and Delshad, M. "A Novel Mechanistic Approach for Modeling Low Salinity Water Injection", SPE166523, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.
- Meyet, M., Dutta, R. and Burns, C. "Comparison of Decline Curve Analysis Methods with Analytical Models in Unconventional Plays", SPE166365, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.
- Nelson, P.H. "Pore-throat Sizes in Sandstones, Tight Sandstones, and Shales," AAPG Bulletin, v. 93, no. 3 (March 2009).
- Neuhaus, C.W., Telker C., Ellison, M. and Blair, K. "Hydrocarbon Production and Microseismic Monitoring-Treatment Optimization in the Marcellus Shale", SPE164807, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.

- Mirzaei, M., DiCarlo, D.A. and Pope, G.A. "Visualization and Analysis of Surfactant Imbibition into Oil-Wet Fractured Cores", SPE166129, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.
- Pedersen, K.S., Knudsen, K. and Fredenslund, A. "Prediction of viscosities of hydrocarbon mixtures ", Fluid Phase Equilibria 70 (2-3): 293-308, 1991.
- Vardcharragosad, P. and Ayala L.F. "Density-Based Rate-Time Production Analysis of Unconventional Gas Reservoirs Under Gas Slippage and Desorption", SPE166377, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.
- Xu, Z., Richard, B.M. and Kritzler, J.H. "Smart Gas Lift Valves Enhance Operational Efficiency of Offshore Wells", SPE166291, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October 2013.