

出國報告（出國類別：其他）

油田水質改善與低礦化度注水增產 研討會

服務機關：台灣中油股份有限公司

姓名職稱：林震宇 化學師

派赴國家：澳大利亞

出國期間：107年10月21日至10月26日

報告日期：107年11月08日

摘 要

本出國計畫係因應 107 年度研究計畫「非洲礦區開發生產評估」執行。注水是使生產井高產及穩產的一項重要技術，也是提高原油採收率的二級採油方法。主要是利用注水設備把滿足一定水質標準的清水或污水以注水井注入油層，藉以補充油層能量。在油田開發初期，含水率低且生產效益佳，水處理成本問題較易被忽略。而到油田開發中後期，開發策略往往需要提高產液量和注採比，導致注水量需增加，注水費用也大幅攀升。如何藉由改善注水水質達到注水持壓並增產的效果，是油田開發重要手段之一。

此次 SPE APOGCE 亞太油氣資源研討會中，與「油田水質改善與低礦化度注水增產」相關之報告議題包括第一天：強化採油 / 奈米粒子及聚合物 (EOR/Nanoparticle and Polymers)；第二天：增進油採收率：水沖排 (Improved Oil Recovery: Water Flooding) 以及第三天：生產一致性及水沖排技術 (Production Conformance and Water Flooding Technologies)，可進一步了解注水工程最新的技術發展狀況。此外，還有包括社會觀感對油氣公司決策之影響 (The Impact of Public Perception of Oil and Gas Industry on Development Decisions)、非傳統油氣層數值模擬 (Modeling: Unconventional)、環境永續發展 (Sustainability, HSE and Well Integrity)、強化採油 (Enhanced Oil Recovery) 及新興生產技術 (Emerging Production Technologies) 等與本公司業務緊密相關的主題，將可提升公司之生產開發技術，並有利於查德及其他礦區的開發管理與決策。

目 次

摘 要.....	I
目 次.....	II
壹、目的.....	1
貳、過程.....	2
參、具體成效	8
肆、心得及建議	24

壹、目的

本年度(107)研究計畫「非洲礦區開發生產評估」，目標係配合即將進入開發的查德礦區，進行生產模擬優化等工作，其中注水工程為不可或缺的一環。尤其近年來各油田不只單單控制注水水質，更紛紛在注入水中加入了化學效應的元素如低礦化度鹽水及聚合物等，使注入水可以在早期便改變油田性質，而使原油更易流動，達到提升採收率的目的。如何在早期便可藉由注水了解化學增產的潛能，也為油田開發及管理的重要議題。

本次參加 SPE APOGCE 亞太油氣資源研討會，希望獲得油田水質改善與化學增產之最新資訊，了解最新技術之應用情形及面臨之限制與挑戰，以期在生產的設計上提供助益，最大化公司的開發效益。此外，更可藉此機會與世界上油田開發與化學增產研究之專家學者交流，以及與設備、器材與軟體廠商研討，得知先進設備之發展情形，將有利於未來公司在查德以及其他礦區的油田開發生產相關工作。

貳、過程

本次出國任務為期六天。主要行程為參加 10/23 至 10/25 舉行之「SPE APOGCE 亞太油氣資源研討會」，舉辦地點於澳大利亞布里斯本，詳細出國行程如表 1 所示。

於 10/21 自桃園機場搭機，22 日抵達布里斯本，在 23 日至 25 日共計三日間，從早上九點至下午五點半，全程參與包括開幕式、主題論文發表以及電子海報發表。此外，在各場次間的空檔，亦積極參與電子論文發表，以及在展覽廳了解參展廠商的產品及業務內容。最後於 26 日搭機返台。

表 1、出國行程表

起迄日期	天數	到達地點	詳細工作內容
107.10.21(日)~107.10.22(一)	2	台北-澳洲布里斯本	啟程
107.10.23(二)~107.10.25(四)	3	澳洲布里斯本	參加油田水質改善與低礦化度注水增產研討會
107.10.26(五)	1	澳洲布里斯本-台北	返程
合計	6 天		

一. SPE APOGCE亞太油氣資源研討會會議簡介

石油工程師協會（SPE）是一個非營利的專業協會，其成員從事能源開發和生產。SPE 的會員超過 15 萬 8 千人，遍及於世界 143 個國家中，其中更擁有超過 7 萬 3 千名學生。SPE 的宗旨在於收集、傳播及交流有關石油及天然氣等資源的探勘、開發、生產相關技術的知識，希望促進公眾利益，並給予相關專家學者交流並提升技術和專業能力的機會；此外，讓石油和天然氣界以安全、環保和可持續的方式滿足世界能源需求，亦是協會的目標。

本次 SPE APOGCE 亞太油氣資源研討會舉辦於澳大利亞布里斯本，會場設於 Royal International Convention Centre(如圖 1)，距離布里斯本機場約一小時車程。會場內設有報到處、會議廳、廠商展場等，皆位於二樓。整體空間盛大寬敞(如圖 2 至圖 5)，並於休息時間在走廊設有咖啡、點心以及電子海報(如圖 4)。會議雲集了各公司、大學的教授、研究員及學生等，除了發表研究成果外，也讓彼此互相交流互動，了解最新研究的趨勢。



圖 1、SPE APOGCE 亞太油氣資源研討會會場入口



圖 2、開幕演講會場



圖 3、會議流程與贊助商立牌

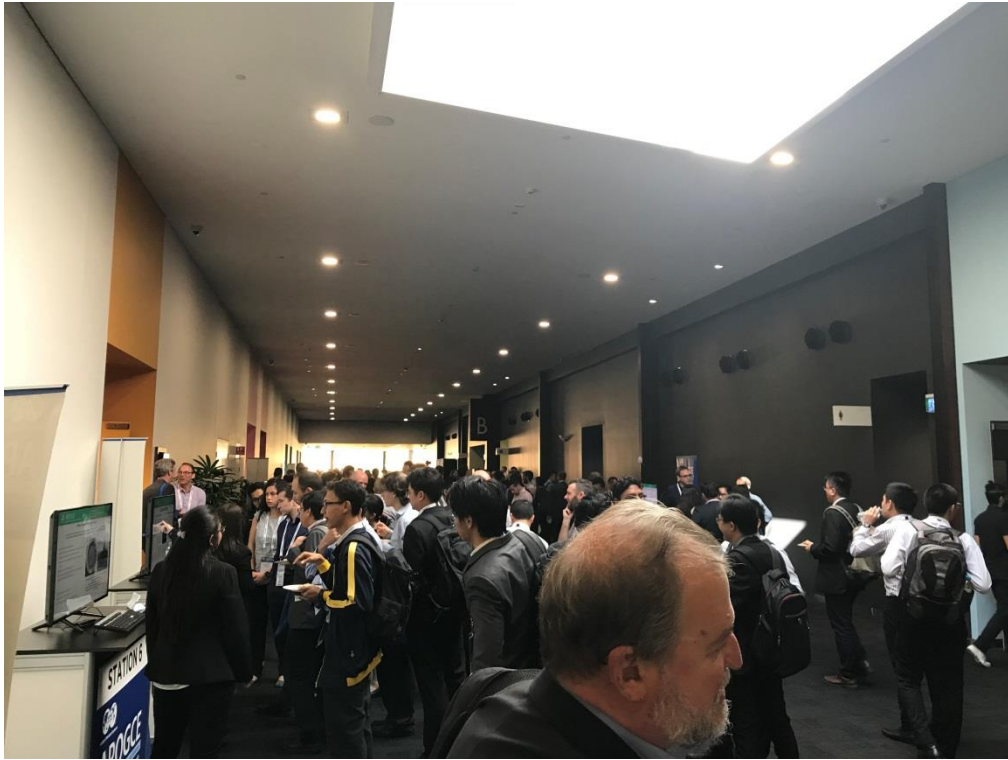


圖 4、展場走廊



圖 5、廠商展場

二. SPE APOGCE亞太油氣資源研討會會議程介紹與參與過程簡述

本次會議中，每日活動自早上九點至下午五點半，實際參與的內容主要分為以下四個部分：

- (一) 參加首日開幕主題演講：挑戰傳統(Challenge the Conventional)；
- (二) 參與技術研討議題以及小組會議；
- (三) 參與電子海報發表。
- (四) 赴各石油公司展示攤位進行意見交流。

開幕演講主題為挑戰傳統(Challenge the conventional)，演講者皆為石油產業的巨擘們，包括 Conocophillips、Shell、Origin Energy、Senex Energy 等致力於非傳統技術開發與應用的公司，主旨係希望鼓勵油氣公司們能挑戰傳統的技術以及思維，讓這個產業更有效率、更安全並且更環保。在環保議題以及能源議題不斷被人們投以更多關注的現代，如何讓看似矛盾的兩者並行不悖是所有油氣公司面臨的課題，也是我們需要「挑戰傳統」的關鍵所在。

而會議的重點則是放在技術研討議題，共有 29 個場次，與會者可選擇感興趣的主題聆聽；同時有小組會議 7 項，囊括各式議題，讓主持人、講者以及與會者可進行深度的討論。此外，在場次間的空檔或休息時間時，會場走廊亦布設的電子海報(ePoster)區，供各方學者發表最新的研究，並讓與會者參與交流。大會亦於會後提供論文電子檔，共計 220 篇。本次主要參與的議題如下：

1. 小組會議：社會大眾看法對油氣公司決策的影響(The Impact of Public Perception of Oil and Gas Industry on Development Decisions)；
2. 技術研討議題：強化採油/奈米粒子及聚合物(EOR/Nanoparticle and Polymers)；
3. 技術研討議題：增進油採收率:水沖排(Improved Oil Recovery: Water Flooding)；
4. 技術研討議題:生產一致性及水沖排技術(Production Conformance and Water Flooding Technologies)；

5. 電子海報：原油乳化穩定性的實驗研究：油和鹽水組成、瀝青、蠟、甲苯不溶物、溫度、剪切力及含水率的效應(Experimental Investigation of Crude Oil Emulsion Stability: Effect of Oil and Brine Compositions, Asphaltene, Wax, Toluene-insolubles, Temperature, Shear-stress, and Water-cut)；
6. 電子海報：了解凝結油組成對氣井排水界面活性劑效能的影響 (Understanding the Impact of Condensate Composition on Performance of Gas Well Deliquification Surfactants)；
7. 電子海報：設施運營準備和項目啟動的支援及整體規劃(Facility Operations Readiness and Project Start-Up Support and Integration)；
8. 電子海報：水平井注水增產重油儲層：加拿大實例探討(Waterflooding Heavy Oil Reservoirs with Horizontal Wells: Field Examples from Canada)

最後，展場內設有各家石油設備、軟體、服務公司的攤位，與會者可從中了解最新的商品、技術發展概況，並進行意見交流，甚至尋求業務上的合作機會。

參、具體成效

本次參與研討會，主旨為「油田水質改善與低礦化度注水增產」，因此主要著重在強化採油、水沖排、低鹽度水沖排以及聚合物沖排、奈米粒子沖排等相關的主題；此外，亦參與了其他感興趣的主題演講以及電子海報發表，以下節錄報告重點。

➤ SPE-191971-MS

Enhanced Oil Recovery by Nanoparticle-Induced Crude Oil Swelling: Pore-Scale Experiments and Understanding

奈米粒子強化採油(Nano-EOR)被認為是一種有潛力的技術。然而儘管有許多 Nano-EOR 的機制被提出，但仍缺乏直接的證據證明這些機制與採收率提升間的關聯。在此研究中首次觀察到在奈米粒子環境下的原油膨脹，並進行了定量實驗進行驗證。在微模型沖排和岩心沖排實驗中，發現原油膨脹與原油採收率的緩慢提升具有相似的時間尺度；而微模型沖排的圖像分析則顯示了奈米沖排導致的排掃效率提升。

實驗係利用具有末端孔洞(dead-end pore)的微通道來觀察原油-奈米粒子的交互作用(如圖 6)。此具有末端孔洞的微通道係使用玻璃孔洞微模型，以人造海水用作二次沖排液，2,000ppm 帶負電之奈米粒子混摻之人造海水用作三次沖排液。在此模型中，原油與水在孔喉形成穩定的油水介面，而被「困」在末端孔洞中。當接觸到奈米粒子懸浮溶液時，原油會顯著膨脹(如圖 7)。在理想情況下(5wt%NP in DI water)，原油體積可在 50 小時後膨脹一倍以上。一種可能的解釋是：在油相中自發形成水滴而導致原油膨脹，這可能是因為奈米粒子影響了原油中的天然表面活性劑（在界面或油相內）的分布，這破壞了水在水相和原油之間的平衡。

在定量的 2.5 D 微模型水沖排實驗中，在超過 20 小時（40 孔體積）的沖排後，採收率緩慢且連續地提升了 11.8%；同時，岩心沖排實驗還表明，在奈米粒子沖排期間，原油在約 20 小時內緩慢且連續地回收，證明細部機制與岩心尺度的沖排具有時間尺度上的一致性(如圖 8)。根據飽和度分析，親水矽奈米粒

子沖排並未改變殘餘油飽和度(residual oil saturation)，而是提高了排掃效率(Sweep efficiency)，其可能機制是因排掃區域的油膨脹而降低了局部水的流動性(mobility)，因而改善了流動比(mobility ratio)。

與岩心沖排實驗相比，微模型沖排可以提供更多的即時和動態資訊，而且時間和金錢成本較低，因此可作為一有效率且重要的輔助實驗。最終的實驗結果可有效連結孔隙尺度的機制與巨觀的採油表現，並成功應用於油藏模擬和現場實施。

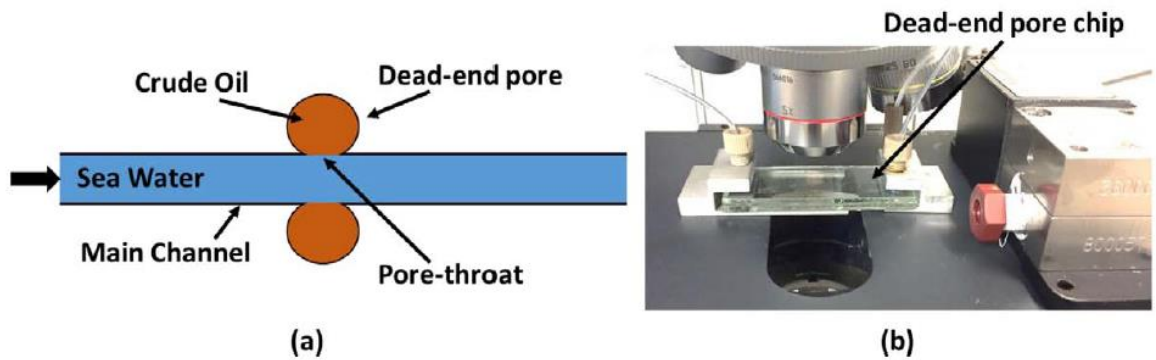


圖 6、(a)具末端孔洞微通道概念圖；(b)末端孔洞微通道實驗圖

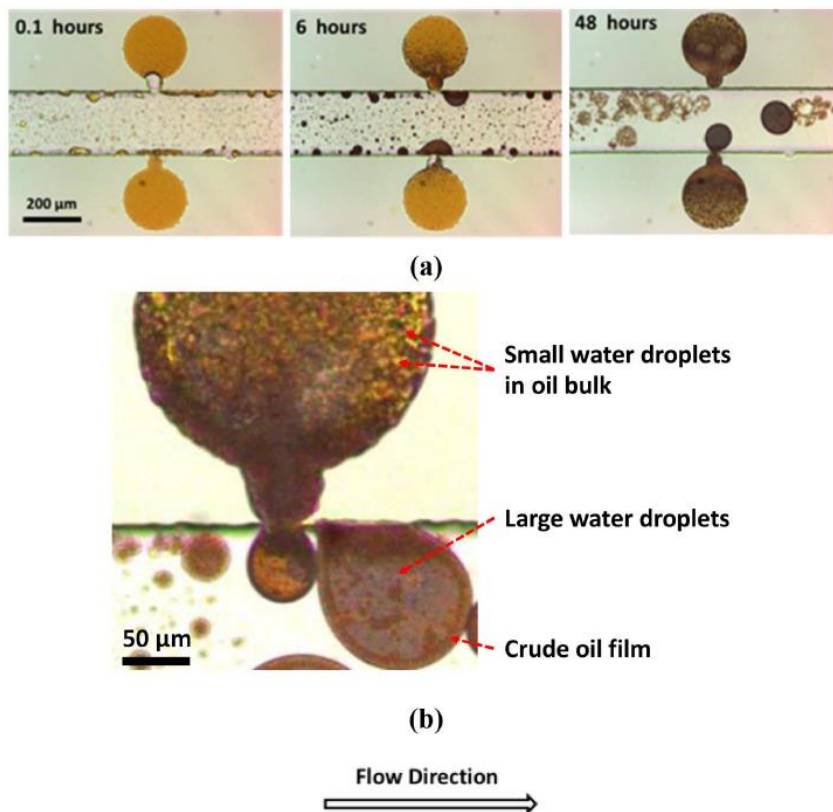


圖 7、(a)0.1、6 及 48 小時之微通道殘餘原油照；(b)23 小時之膨脹原油放大圖

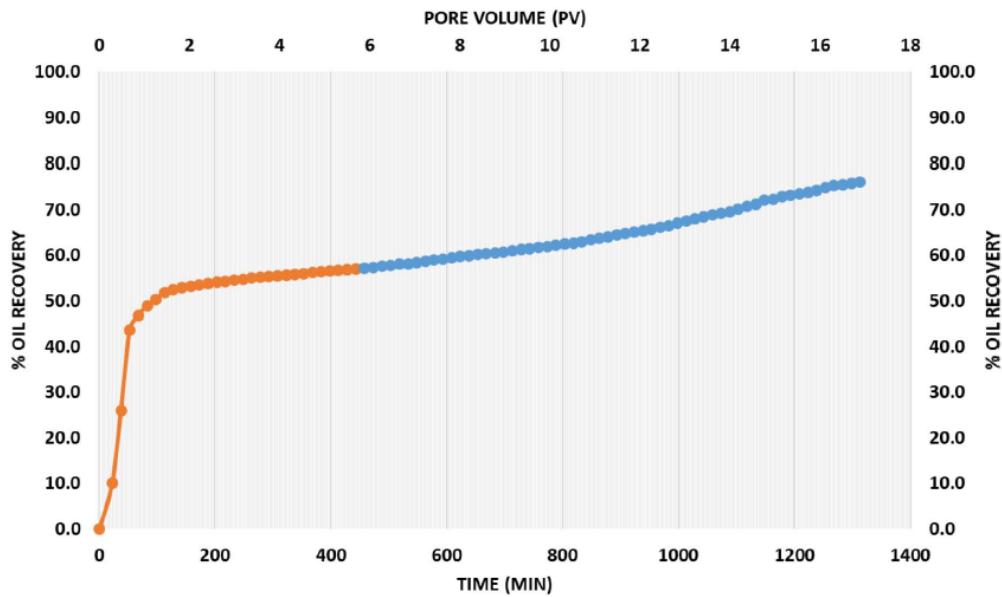


圖 8、原油回收率與注入人造海水體積(橘)、5,000ppm 奈米粒子懸浮溶液(藍)關係圖

➤ SPE-192110-MS

Polymers and Their Limits in Temperature, Salinity and Hardness: Theory and Practice

聚合物沖排(polymer flooding)是一個被廣泛運用的強化採油技術。由於其效益良好，即使在低油價的環境下，油氣商仍積極考慮將此技術應用在新的油田，並評估其在更具挑戰性的條件(高鹽度、高硬度和高溫)下之可行性。

傳統上聚合物沖排係使用水解聚丙烯酰胺(hydrolyzed polyacrylamide, HPAM)，但它有許多限制，包括對鹽度、硬度以及溫度的敏感性。而有幾種替代聚合物可用於解決 HPAM 的限制，例如生物聚合物 xanthan 或 scleroglucan、締合聚合物(associative polymers)或結合 HPAM 與 ATBS 及 NVP 之共聚合物等。這些方案都具有各自的優缺點。此研究探討了這些方案適用的範圍、研究過往的案例並與理論對照。

此研究的主要結論包括：1)傳統 HPAM 的極限可能不如通常預期的那麼低；2)生物聚合物可能對生物降解非常敏感，使它們在該領域的使用受到限制；3)締合聚合物更適合用於井眼的一致性控制而非置換工法；4)一些新的共聚合物和三元共聚合物目前正在進行現場測試，並取得了一些成功。對於這些聚合物而言，

最大的挑戰可能是溫度而不是鹽度或硬度。

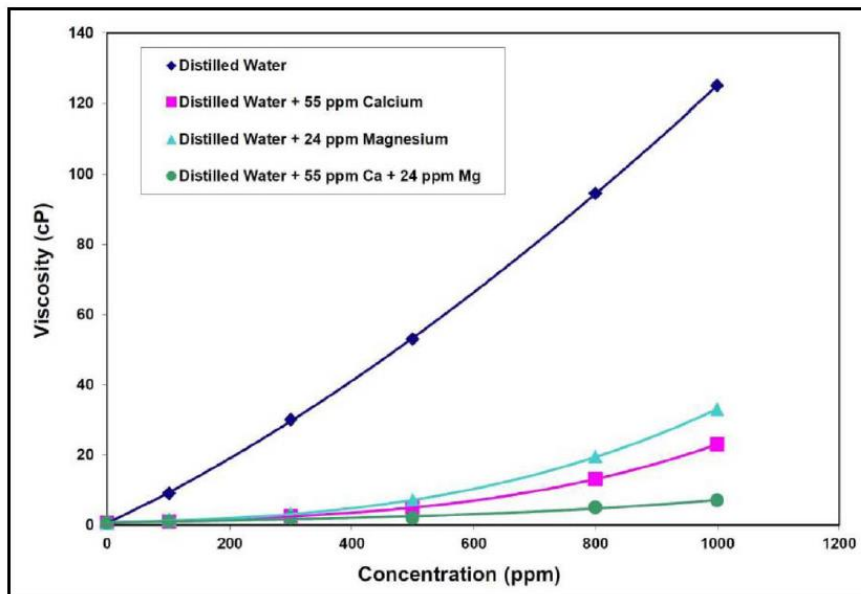


圖 9、黏度與聚合物濃度關係圖

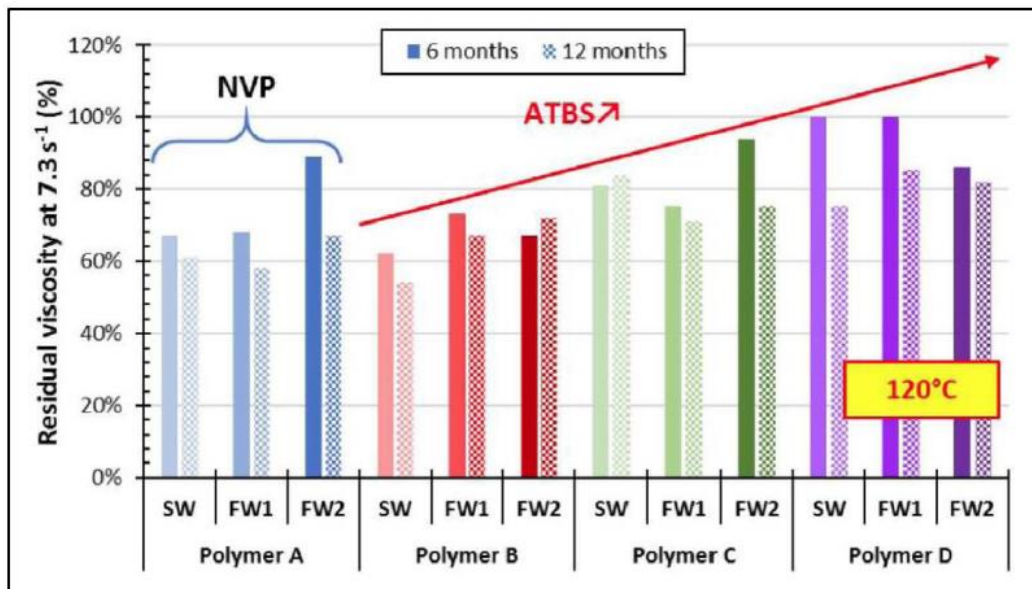


圖 10、四種聚合物在三種鹽水下於 120°C 之表現

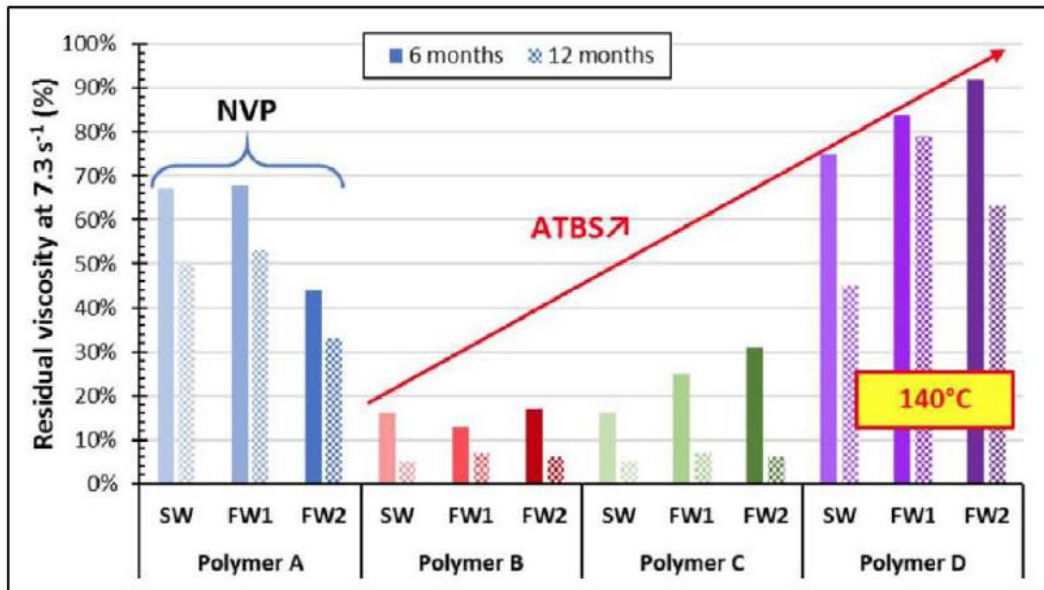


圖 11、四種聚合物在三種鹽水下於 140°C 之表現

本研究最後整理了聚合物在高溫、高鹽度和/或高硬度條件下，實驗室和現場的經驗。結論如下：

1. 溫度、鹽度和硬度皆對於多種類的聚合物的效能有影響，尤其是對 HPAM，因此這些參數不能個別考慮。
2. 傳統上 HPAM 使用的限制並不如預期的那麼低，在低硬度的條件下(低地層水或注入水)，HPAM 的溫度限制可達到 100°C 或更高。HPAM 亦可在高鹽度條件下使用，當 TDS 高於 50g/l 時，其黏度隨濃度變化改變較小(如圖 9)。
3. 改質 HPAM(共聚或三聚)在含有特定單體如 NVP 或 ATBS 時，可在更高溫的條件下使用，視鹽度、硬度而定可達到 100 至 140°C。然而這些聚合物較 HPAM 為昂貴，成本考量相對重要(如圖 10、圖 11)。
4. Xanthan 在某些現場的案例中顯示出不錯的效果，但其溫度限制僅達 80°C，且有生物降解的疑慮，並比 HPAM 昂貴，因而在更大規模的使用上將面臨許多挑戰。目前而言並非一合理的選項。
5. 締合聚合物可做為 HPAM 的替代，用於高鹽度的條件下(在不能改善水質或注入清水的時候)，然而至今，其實際使用上的效果參差不齊。使用締合聚合物時必須達到微妙的平衡：如果聚合物之疏水成分的比例過高，可能無法有

效進入儲集層中；如果親水成分的比例過高，其優於 HPAM 的效益就會減少。此外，其溫度限制尚不明確。

6. 其他聚合物如 Schizophyllan 和 KYPAM，至今為止幾乎沒有用於現場的經驗。
7. 聚合物沖排尚需要更多現場測試的案例以了解其限制，尤其是高於 100°C 的條件。

➤ SPE-192070-MS

Fines Migration as an EOR Method During Low Salinity Waterflooding

此研究報導了一新穎的強化採油機制，係關於低鹽度水沖排過程中的微粒遷移。微粒遷移常見於黏土礦物豐富的岩心中，最初，微粒透過靜電力附著於岩石表面，並與水流的拖曳力(drag force)達成平衡；而注入的低鹽度水可破壞此平衡，降低靜電力，使微粒脫離表面並隨水流移動，最後堵塞某些孔喉，導致水的相對滲透率下降；此時，高滲透率的水通道被堵塞，水流改道至未掃排區域，因而可使掃排效率提升(如圖 12、圖 13)。

在此研究的實驗中，排除了其他可能的機制(例如濕潤性的改變)，因此可獨立討論地層傷害(即微粒遷移機制)導致的殘餘油飽和度的降低。實驗使用高黏土含量的 Berea 岩心、低黏土含量的 Bentheimer 岩心以及人造的無黏土岩心進行岩心沖排實驗，以研究黏土含量對殘餘油飽和度的影響。實驗對初始條件(地層水飽和度及油相對滲透率)相同的岩心進行了高鹽度水沖排及低鹽度水沖排，其中使用了非極性油以確保岩心是親水的，並避免低鹽度水沖排可能造成的濕潤性改變；此外，亦進行了單相岩心沖排實驗以研究鹽度的降低對滲透率的影響。

結果顯示在低鹽度水注入後，富含黏土的岩心有微粒產生和 pH 上升的現象，導致滲透率下降(如圖 14)；相同的效應也可在兩相實驗中觀察到(如圖 15、圖 16)，此外，可以觀察到油產量伴隨著滲透率下降而增加，此結果與前述之機制一致。

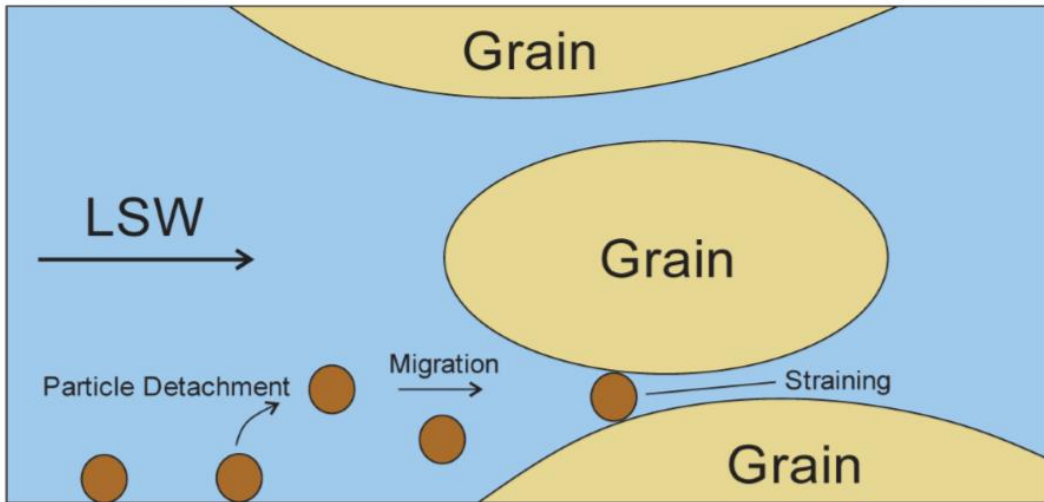


圖 12、微粒脫附、遷移及堵塞孔隙

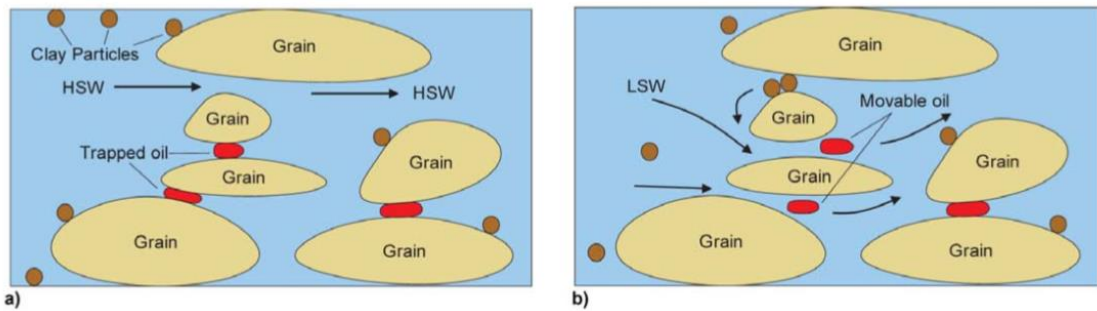


圖 13、a)高鹽度水沖排 b)低鹽度水沖排之機制差異

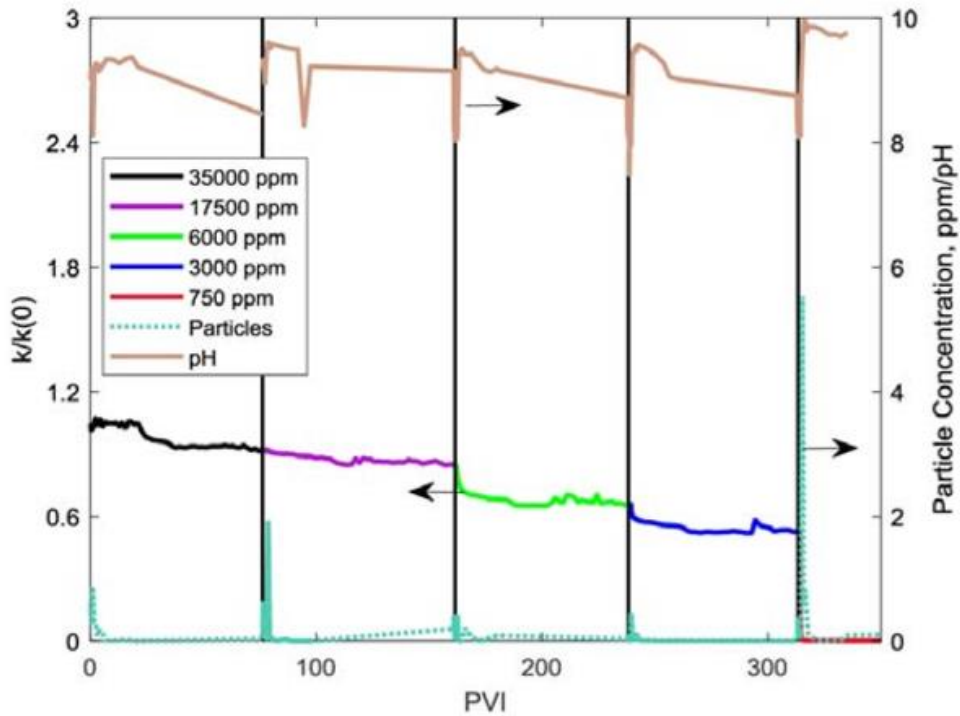


圖 14、Berea 樣品單相測試：低鹽度對滲透率、微粒產生與 pH 之影響

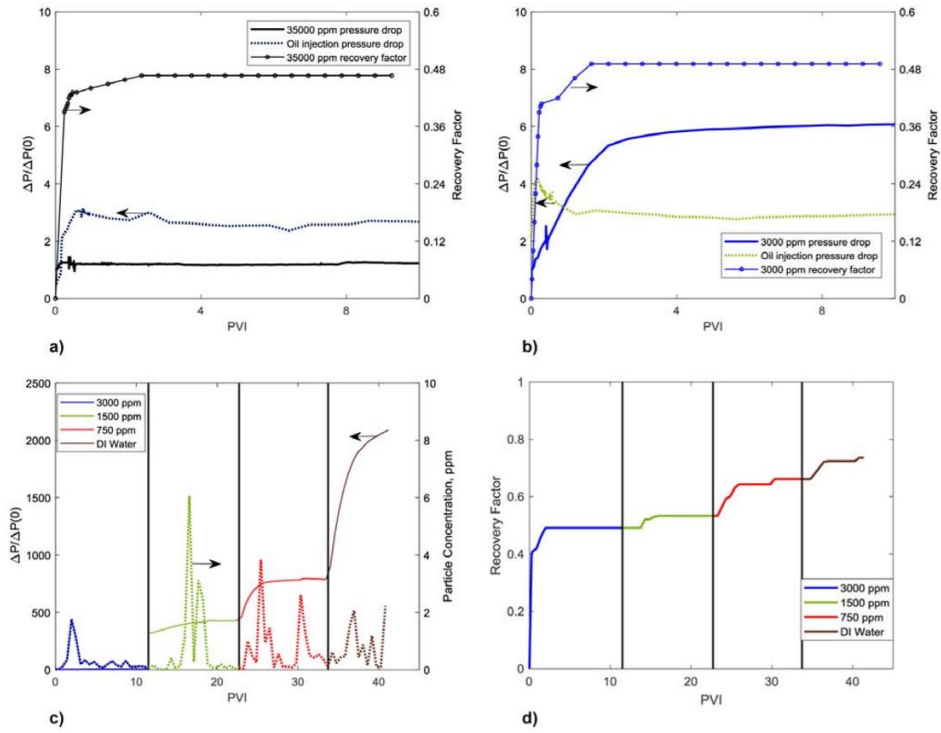


圖 15、Berea A 兩相岩心沖排：a)高鹽度水沖排壓力降及採收率；b)低鹽度水沖排壓力降及採收率；c)三級低鹽度水沖排壓力降及粒子濃度；d)低鹽度水沖排採收率

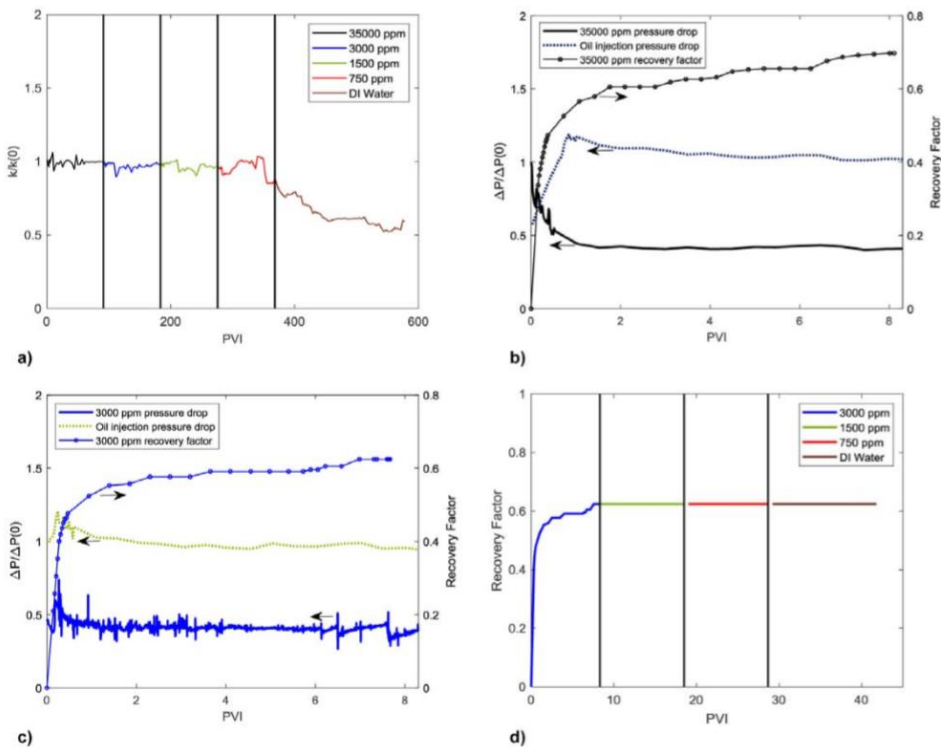


圖 16、Bentheimer 單相及兩相岩心沖排：a)高鹽度水沖排及低鹽度水沖排之單相滲透率；b)高鹽度水沖排壓力降及採收率；c)低鹽度水沖排壓力降及採收率；d)低鹽度水沖排採收率

藉由使用非極性油，此研究成功分離濕潤性改變與微粒遷移兩機制，這可透過使用不同的濃度的鹽水沖排，而得到相同的濕潤性指數(wettability)作為驗證。隨著注入岩心的水鹽度降低，微粒產生並導致滲透率下降，可降低殘餘油飽和度，這是由於低鹽度水導致靜電力的降低，使得微粒脫附並遷移，堵住原本的水流通道，迫使水流改道並提高掃排效率。這樣的結果與其他不含黏土礦物岩心的研究結果相反，其中，黏土含量正比於殘餘油飽和度的下降量，越多可移動的黏土，可產出越多的油，這可由此研究中對於富含黏土及不含黏土的岩心沖排得到證實。

➤ SPE-192111-MS

An Investigation into the Benefits of Combined Polymer-Low Salinity Waterflooding

聚合物沖排及低鹽度水沖排是兩種不同卻有互補潛力的強化採油技術。聚合物沖排是透過增進置換過程的流動比(mobility ratio for displacement)來改善分相流(fractional flow)和掃排效率；而低鹽度水沖排則是透過改變岩石濕潤性(變得更加親水)而增進孔隙尺度的置換效率(displacement efficiency)(如圖 17)。雖然聚合物沖排也經常使用低鹽度水以減少水解，然而在典型的情況中，此「低鹽度」仍高於低鹽度水沖排所使用的鹽度(即可引起低鹽度效應之鹽度)。

此研究描述了聚合物-低鹽度結合水沖排，並與高鹽度水沖排、聚合物水沖排及傳統水沖排進行比較，進行潛在效益的系統性研究。透過 2D 及 3D 模型評估層間滲透率異質性的影響，其中底層滲透率設定為頂層的 10 倍；而黏性指侵(viscous fingering)則透過 2D 及 3D 隨機滲透模型評估；此外，對注入水鹽度及起始時間的敏感性研究亦使用這些模型，並將結果與 1D 解析解進行比較，以評估掃排及置換對增產效益的影響。

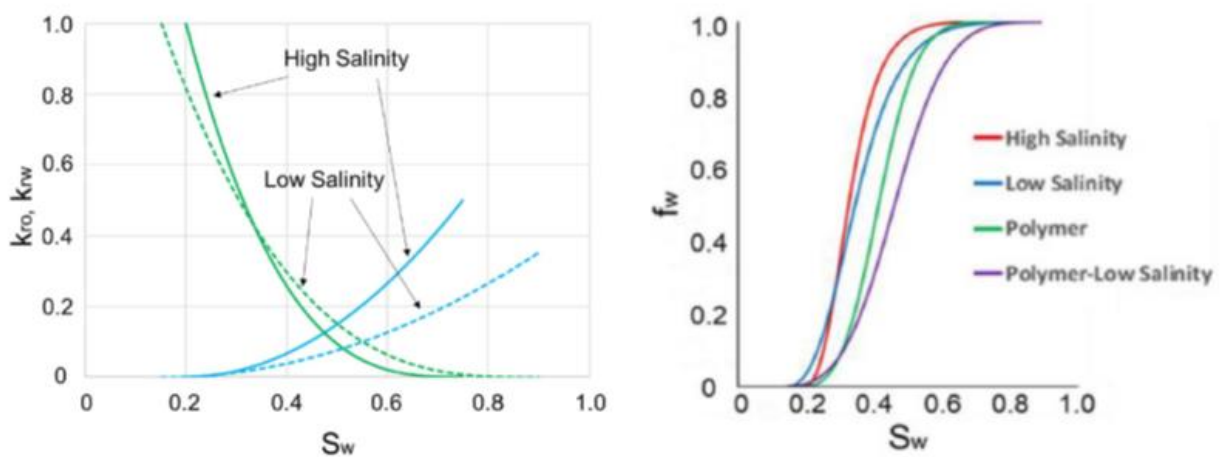


圖 17、高鹽度和低鹽度相對滲透率曲線(左)；高鹽度沖排、低鹽度水沖排、聚合物沖排及聚合物-低鹽度結合沖排之分相流曲線(右)

結果顯示，聚合物-低鹽度結合水沖排比其他強化採油過程，更好地提升了採收率並降低出水量(water cut)。採用聚合物-低鹽度結合水沖排，原油採收率可提升「兩者分別應用之總和」的 0.8 至 1.2 倍，而出水量可降低「兩者分別應用之總和」0.8 至 2.5 倍。這有一部分是因為改善了分相流，而另一部分是因為其注水前緣變得更穩定，降低了可能的黏性指侵(如圖 18)。

在敏感性研究中，聚合物水沖排之鹽度從 30,000ppm 降至 10,000ppm(在鹽度閾值以上)並不提升原油採收率，但從 5,000ppm 降至 700ppm(在鹽度閾值以下)則可顯著提升原油採收率。因此僅為了維持聚合物之黏度而降低鹽度是不夠的，必須將鹽度降低至閾值以下才能獲得最大效益，此結果與 Webb et al. (2005) 的研究結果相同：低鹽度的效益需在鹽度小於 4,000ppm 才開始展現(如圖 19)。

而在沖排實驗中，在高鹽度水沖排後，特別是在出水量 75%時，使用此聚合物-低鹽度結合水沖排作為三級採油，在注入 1.0 孔體積時，可提升採收率 15 至 42%，並降低出水量 11 至 48%。這是第一個將傳統水沖排與聚合物-低鹽度結合水沖排進行比較的研究，並明確展現了其效益。

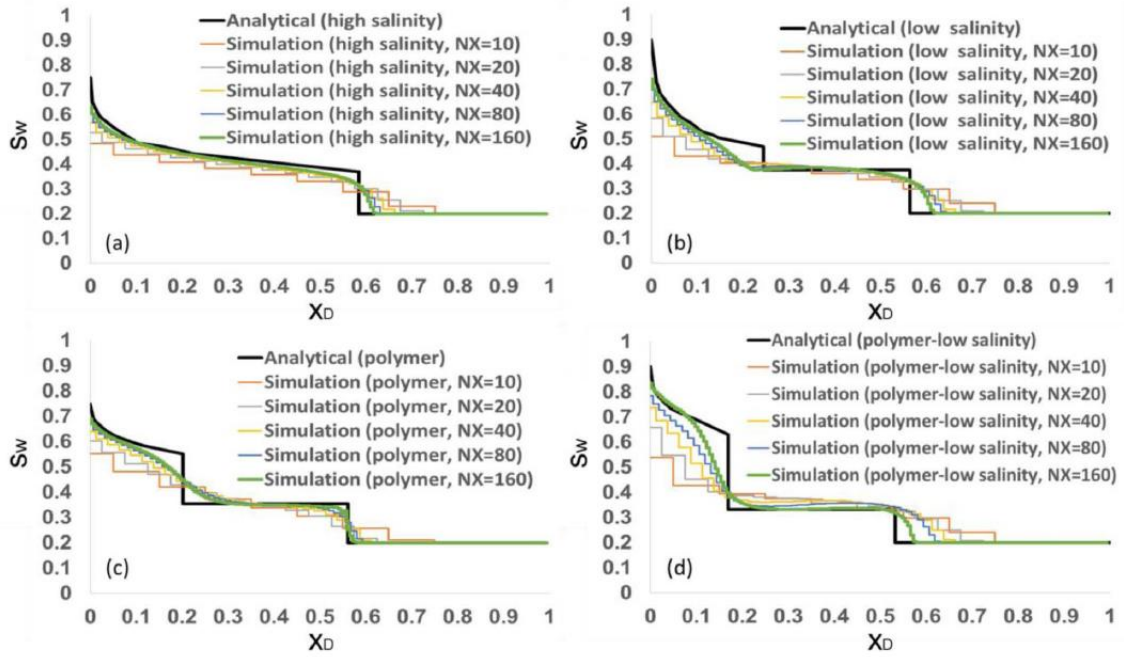


圖 18、 S_w 與 X_D 於不同種水沖排之模擬結果與解析解比較

a) 高鹽度水沖排、b) 低鹽度水沖排、c) 聚合物沖排、d) 聚合物-低鹽度水沖排

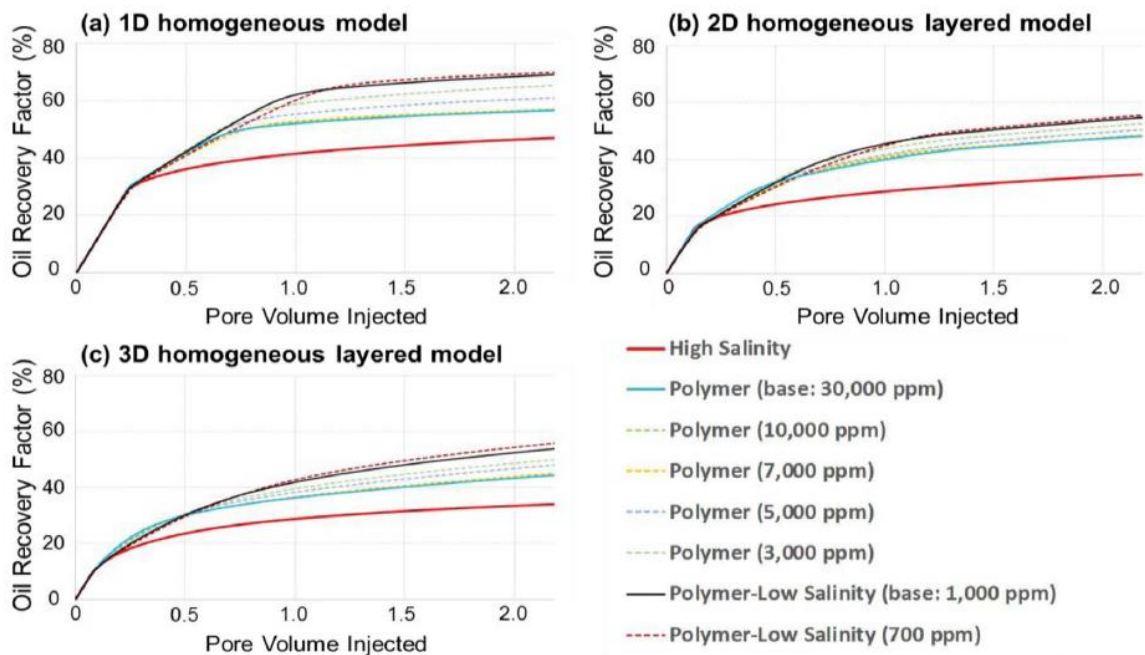


圖 19、不同種水沖排之採收率比較

➤ SPE-192064-MS

Experimental Investigation of Crude Oil Emulsion Stability: Effect of Oil and Brine Compositions, Asphaltene, Wax, Toluene-insolubles, Temperature, Shear-stress, and Water-cut

此研究介紹了一個實驗室案例的實驗結果，旨在了解日本陸上油田原油乳化的主要原因。研究的因素包括原油和鹽水組成、瀝青、蠟、甲苯不溶物、溫度、剪切力及含水率。結果顯示乳化受多種因素影響，需要多種預防方法排除乳化以維持穩定生產。實驗用的原油性質列於表 2，測試項目列於表 3。

實驗的結果顯示：

1. 原油 M 與原油 A 相比較容易產生穩定乳化物，其成分上主要的差異為瀝青含量(分別為 0.71wt%及 0.02wt%)，而在兩者的密度、蠟含量及甲苯不溶物上差異較小。
2. 乳化的穩定性隨著瀝青含量的增加而增加。瀝青含量較高的油(1.24wt%及 1.74wt%)會形成較小且較緻密的乳化層。然而，瀝青含量較低的油(0.5wt%)卻沒有表現出較低的穩定性，是預期以外的結果。
3. 乳化的穩定性隨著蠟含量的增加而增加。相較於原始的蠟含量(2.45wt%)，蠟含量較高的油(5.02wt%及 7.50wt%)形成較小且較緻密的乳化層。然而，本實驗無法在不改變其他成分的情況下製備無蠟的樣品。
4. 甲苯不溶物對於乳化的穩定性影響較小。對於不同的含量(0.008wt%、0.078wt%及 0.160wt%)和原始含量(0.017wt%)沒有觀察到顯著的差異。
5. 乳化的穩定度隨著溫度上升而下降。研究的溫度包括 20、30、40、50、60 和 70°C，在 50°C 與 60°C 間乳化的穩定性有顯著的不同，這可能與蠟的溶化有關，還有賴更進一步的實驗證實。
6. 乳化的穩定度隨剪切力的上升而增加。研究的轉速包括 3,500、7,000 及 15,000rpm，而相應的流體剪切力為 467、933 和 2,000Pa。實驗結果與油田實際遭遇到的嚴重乳化結果一致。

7. 乳化的黏度取決於含水率。研究的含水率包括 0、4、10、30、50、70、90 及 100%，最大黏度發生在含水率為 70%(92cP)，是含水率 0%情況下的 30 倍 (2.8cP)。

表 2、原油 M 與原油 A 的性質

Oil	Method	Oil M (Natural flow)	Oil M (Jet pump)	Oil A (Gas lift)
Sample Date	-	Feb-8, 2008	Nov-24, 2016	Nov-25, 2016
Sample Location	-	Bottomhole	Downstream of indirect heater	Stock tank
Density (g/cm ³ at 15°C)	JIS K2249	0.8538 (°API=34)	0.8411 (°API=37)	0.8252 (°API=40)
Water (wt%)	JIS K2275	0.01	2.22	0.06
Wax (wt%)	JIS K2601	1.90	2.45	1.98
Asphaltene (wt%)	ASTM D6560	0.78	0.71	0.02
Toluene-insoluble (wt%)	ASTM D893	0.027	0.017	0.006
Total acid number (mgKOH/g)	JIS K2501	0.04	0.04	0.04

表 3、乳化穩定性測試總表

Test	Descriptions of Emulsion Stability Test
Test #1	Compatibility of <Oil M & Brine M>, <Oil M & Brine A>, <Oil A & Brine M>, and <Oil A & Brine A>.
Test #2	Effect of asphaltene content (x0.7, x1, x1.7 & x2.5)
Test #3	Effect of wax content (x1, x2 & x3)
Test #4	Effect of toluene-insoluble solid content (x0.5, x1, x2 & x3)
Test #5	Effect of temperature (20, 30, 40, 50, 60 & 70°C)
Test #6	Effect of shear-stress (3,500, 7,000 & 15,000 rpm)
Test #7	Effect of water-cut (0, 4, 10, 30, 50, 70, 90 & 100%)

➤ SPE-192142-MS

Understanding the Impact of Condensate Composition on Performance of Gas Well Deliquification Surfactants

介面活性劑可產生泡沫來提取凝結油與鹽水，而被用於氣井的排水。在此

研究中，試驗了各種典型的碳氫化合物組分對起泡作用的影響。實驗使用改良的乳化攪拌機以測試泡沫的高度以及半衰期，作為篩選測試。實驗於常溫常壓下進行，測試了數種 alpha-olefin sulfonates(AOS)、alkyl ether sulfates(AES)及 betaines(甜菜鹼)類的化合物。此研究幫助了解如何在特定的凝結油組成下選用合適的氣井排水界面活性劑。

實驗於 AOS、AES 及甜菜鹼類的化合物中各選擇了兩種界面活性劑，測試其起泡能力與動態起泡帶出效率(dynamic foam carry-over)。測試用碳氫化合物包括飽和碳氫化合物：戊烷、己烷、環己烷、庚烷、辛烷、脫芳烴煤油，和環狀烴/芳香烴：環己烯、苯、甲苯、二甲苯和芳香族-100，並與 Exxsol D-40(一種常見用於實驗室評估氣井排水界面活性劑的合成凝結油)進行比較。實驗結果列於圖 20 至圖 24。

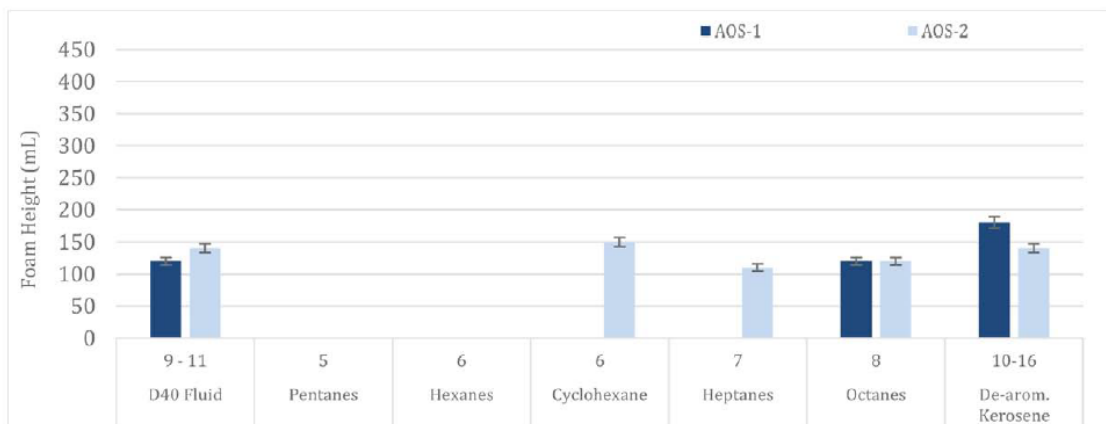


圖 20、AOS-1 及 AOS-2 之起泡高度(35Kppm 鹽水及 20%碳氫化合物)-1

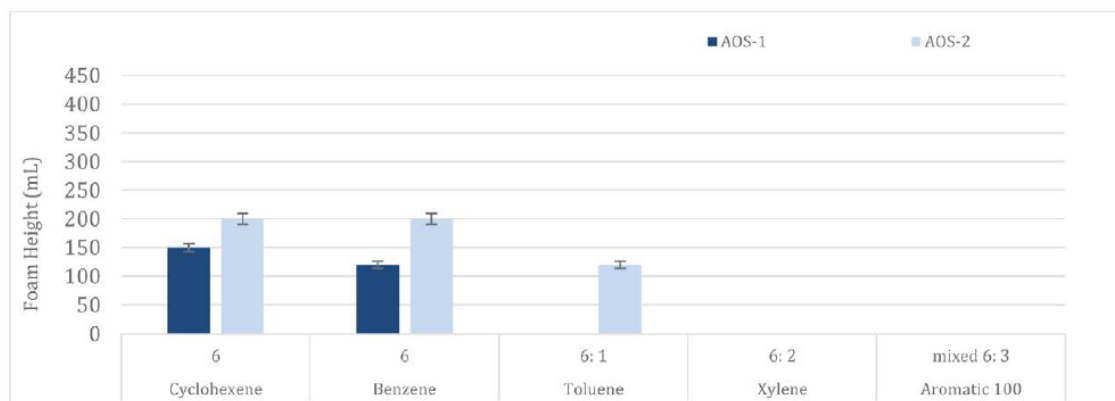


圖 21、AOS-1 及 AOS-2 之起泡高度(35Kppm 鹽水及 20%碳氫化合物)-2

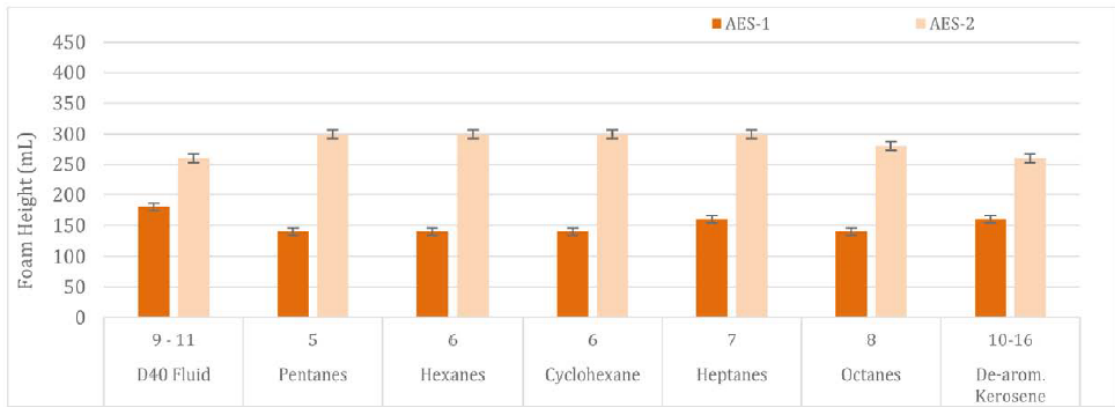


圖 22、AES-1 及 AES-2 之起泡高度(35Kppm 鹽水及 20%碳氫化合物)-1

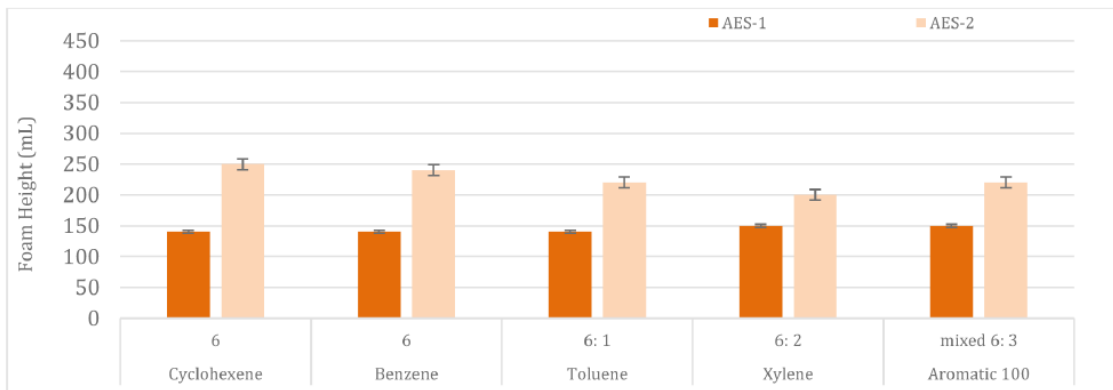


圖 23、AES-1 及 AES-2 之起泡高度(35Kppm 鹽水及 20%碳氫化合物)-1

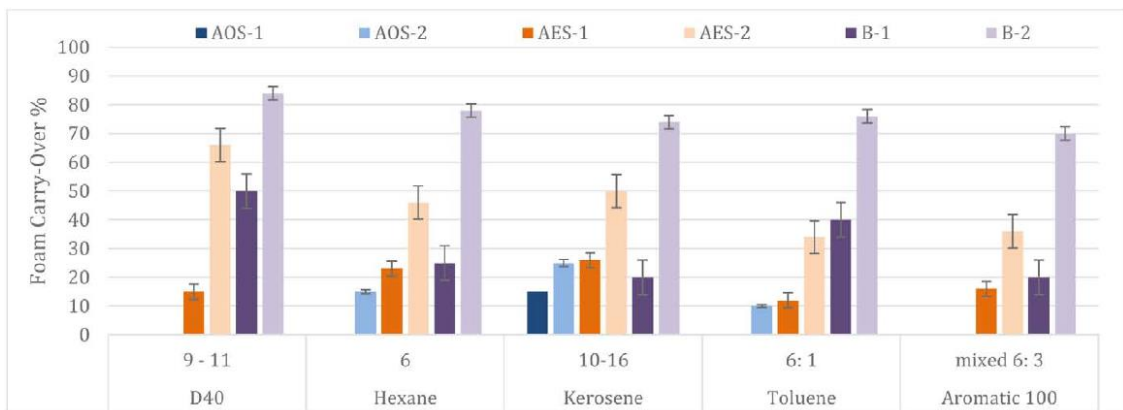


圖 24、起泡帶出效率(鹽水及 20%碳氫化合物)

實驗顯示甜菜鹼類界面活性劑，特別是 B-2，在起泡試驗及動態起泡帶出試驗中皆有最好的效果。不同的飽和碳氫化合物對於起泡效果的趨勢並不明顯，但以芳香族碳氫化合物而言，其甲基的增加對於 B-1 及 B-2 的起泡效果有負面

的影響。

AES-2 則是最佳的介面活性劑，對飽和碳氫化合物的起泡效果優於芳香族碳氫化合物。而 AOS 類界面活性劑則是較差的起泡劑，且對於碳數越少的飽和碳氫化合物或甲基越多的芳香族碳氫化合物，其起泡能力越差。

此實驗展示了凝結油內不同的成分對於界面活性劑起泡能力的影響，可對於篩選化學藥劑有所助益。此研究可以提供一個實驗的範本與指導，並提供了在選擇起泡劑時可能須注意的條件，但仍需了解個別情況下的凝結油成分及鹽水成分，以篩選最適合之藥劑。

肆、心得及建議

本次奉派出國參加 SPE APOGCE 亞太油氣資源研討會，對於注水增產技術、液裂增產技術、防砂完井工程等獲益良多，茲提出以下幾點心得與建議：

一、增加英文相關培訓

不論是為了解他人的意見，還是表達自己的想法，語言作為溝通的橋樑是至關重要的。為了更好的了解其他團隊的研究內容，也讓自己有機會參與交流、腦力激盪，必須更加強自己的英文能力，讓自己與世界接軌；否則，有再新穎再優良的想法也無法吸收，自己與公司有多好的內涵與研究成果也無法讓世界看見，未免太過可惜。在資訊爆炸，技術日新月異的現代，深切感受到語言能力的重要，這也是未來自己與公司應更加努力的方向。

二、挑戰傳統

本次會議的主題是「挑戰傳統」，旨在鼓勵油氣公司及相關研究者勇於挑戰傳統，開創新技術、新思維，期許油田的開發能變得更有效率、更安全且更環保。開幕式上便邀請了許多公司的領導者們分享對於石油探勘、開採技術的最新趨勢及看法，令人獲益良多。但除了在技術方面的革新之外，我認為挑戰傳統更應該是一種恆常的精神。也許今日討論的最新技術，在十年後就成為「傳統」，那時我們仍須挑戰它，邁向下一個階段。「不斷的挑戰與突破」，或許才是這次研討會主題的真諦，也是值得我們時刻提醒自己的。

三、大眾看法對油氣公司的決策影響

一場主題演講中提到了社會大眾的看法對於油氣公司營運及決策上的影響，邀請了來自大學、各油氣公司以及石油協會的領導者們分享所見與所想。隨著環保議題越發被人們重視，油氣公司在開發與決策上經常受到來自各方的壓力，尤其在環保相關議題的討論上，人們往往容易流於情緒化而未能公正、深刻且準確地討論主題，因而傳統上被認為「高污染」的油氣公司也面臨越來越嚴格的檢視與更沉重的壓力；然而對此，油氣公司也並非全然無責任，長久以來的溝通不足是導致社會不信任感的主因。現今社會，環保與發展並進儼然是最重要且無可迴避的議題，中油作為油氣公司勢必也將不斷面臨挑戰。公司唯有持續與政府和社會大眾溝通，對開發的議題完全透明的揭露、評估並遵守承諾，才能贏回社會的

信任，創造公司、社會與環境的三贏局面。此外議題中提到關於社群媒體(Social Media)的運用也值得公司多加關注，無論作為政策宣導、知識科普或是廣告行銷，相信都可見其效益，消弭社會大眾對國營企業的偏見與誤解，值得公司深入探討其可行性，並投入更多心力。

四、跨領域的學習與合作

本次研討會雲集了自世界各國的專家學者。在論文發表及電子海報中帶來了精彩的演講，讓人了解到石油業的研究趨勢以及最新技術的發展概況。其中與不同領域的專家學者進行討論與意見交流是最令人印象深刻的。以個人經驗為例，由於自己為化學專業，在許多主題上，一方面體認到自己對於工程專業的不足，另一方面卻也發現自己的化學專業可以為相同的議題提供截然不同的觀點，激發了許多新的想法。因此更激勵自己全方位學習，以培養跨領域的思考、解決問題能力，並讓人深刻體認到公司亦應更加著重在跨領域的討論與研究，連繫不同組別、研究專長來更全面地思考、解決更複雜、更龐大的問題。這或許能成為下個「挑戰傳統」的契機，讓公司在世界上脫穎而出。