

出國報告（出國類別：國外專題研究）

赴澳洲科廷大學研習低礦化度鹽水沖排油田增

產效率評估

(EOR Potential Evaluation of Low Salinity

Water-flooding )

服務機關：中油公司探採研究所

姓名職稱：梁閔森 研究員

派赴國家：澳大利亞

出國期間：105 年 8 月 28 日至 9 月 22 日

報告日期：105 年 10 月 6 日

# 赴澳洲科廷大學研習低礦化度鹽水沖排油田增產效率評估 (EOR Potential Evaluation of Low Salinity Water-flooding)

## 摘 要

本奉准出國案主要目的係配合 104 年度申請國外石油專題研究計畫「水沖排激勵採油之技術應用」，研究內容可充分應用至「查德 BCO III 礦區油田開發計畫」及未來相關油田開發之穩產、高產及增產規劃。公司目前正積極投入查德及國外油氣礦區之生產開發工作，所面臨之挑戰也相當多元。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。其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。然而注入水在孔隙介質中如何與原油競爭流動空間、壓力如何於孔隙介質中傳遞、岩石表面是否發生界面改質現象、抑或是添加化學藥劑強制發生界面改質使原油易於流動，上述原因皆是原油增產之重要技術。如何由實驗室進行評估，並將尺度依序放大至現地模場及實際應用，可於本次出國研習中獲得重要成果。

本次研習課程之規劃與指導，主要由澳洲柯廷大學副教授 Dr. Ali Saeedi 及助理教授 Dr. Sam Xie 聯合指導。主要學習成果包含各油公司低礦化度鹽水沖排之研究歷程及成果、低礦化度鹽水沖排之實驗室試驗與分析方法、現地模場評估方法及油田尺度評估方法。研究期間分別與操作各項儀器及分析之負責人進行研討，對於低礦化度鹽水沖排增產評估之流程，已能確實掌握關鍵技巧，並可順利將評估技術引進探採研究所，且應用於未來自有油氣田之生產。另外，本次交流研究更利用查德岩心進行低礦化度鹽水沖排試驗，試驗結果顯示查德岩心的礦物組成具有明顯低礦化度鹽水沖排之潛能。

赴澳洲科廷大學研習低礦化度鹽水沖排油田增產效率評估  
(EOR Potential Evaluation of Low Salinity Water-flooding)

目次

摘要.....	I
目次.....	II
壹、目的.....	1
貳、過程.....	3
參、心得.....	7
肆、結論建議.....	21

## 壹、目的

澳大利亞擁有豐富的礦產資源，尤其西澳擁有豐富的鐵礦，礦業一直以來都是西澳重要的產業；除無機礦物外，有機礦物的石化能源也持續進行探勘及生產，近年來更有許多傳統及非傳統石化能源皆探勘成功並進行生產開發。西澳在管理礦業的法案主要源自1978年的礦業法，礦業法主要針對探勘執照、探測執照、保留執照及採礦租約進行明文規定。前述第一及第二項主要在描述探勘期的規定，依面積大小可區分為4或5年，可申請延長探勘期限一次，面積較大者可視情況不斷延長，保留執照則規定礦區尚未完成商業開採可行性評估時，可透過申請等待更優渥的經濟條件下才進行開發，採礦租約則是規定商業開採年限，最多可達21年並可延長一次。在完整並健全的制度下，西澳的石油探勘開發也持續蓬勃發展中，如何有效進行油氣資源生產甚至開採最大化，是西澳產官學界致力發展的技術。科廷大學石油工程系為西澳知名石油工業學術機構，對於油氣生產及開採機制具有相當多的研究與發表，更與國家實驗室進行多項聯合研究，是澳洲石油產業相當重要的學術單位。本次至科廷大學石油工程系學習及研討內容，主要係低礦化度鹽水沖排(Low salinity water-flooding, LSWF)應用在油田增產之評估。

本次學術交流行程主要與澳洲柯廷大學副教授Dr. Ali Saeedi及助理教授Dr. Sam Xie進行學習及研討，Dr. Ali Saeedi為科廷大學石油工程系副教授，2002年自科廷大學石油工程系獲得碩士學位後，便於伊朗石油工業研究院(Iranian Research Institute of Petroleum Industry (RIPI))服務，並於伊朗西南部巨型油氣田擁有開發經驗。Dr. Ali Saeedi於2007年回到科廷大學石油工程系攻讀博士學位

後，便持續研究工作直到現今。其研究主要著重在實驗室多相流體流動分析，並在岩心多相流試驗方面包含毛細壓力、相對滲透率、聚合物沖排及化學沖排等，皆有相當可觀的經驗；Dr. Sam Xie為科廷大學石油工程助理教授，其於2008年在中國石油大學取得博士學位後，便在中石油協助油田LSWF增產計畫約有5年時間，並對於聚合物沖排增產也有相當經驗。Dr. Sam Xie在2015年任職於科廷大學石油工程系助理教授，負責多相流體岩心沖排之實驗與分析技術研發，及化學沖排增產之油層模擬評估工作。本次學習研討內容主要為LSWF之實驗室與現地評估方法。實驗室評估首先需著重在現地岩心之礦物組成分析，接續利用岩心沖排試驗評估LSWF增產之潛能；現地評估方法主要是利用油層模擬軟體建立油氣層模型，並利用五點井網方法評估井距、注採比及段塞注入控制。另外，本次行程更包含實驗室貴重儀器參觀與介紹，有助於未來如何在實驗室建立與整合相關試驗設備；再者，研討過程更加入聚合物沖排之認識與訓練，對於油氣田礦區化學增產之評估方法，在本次行程也有初淺的認識，將來對於自有礦區進入三級採油階段時，有助於實驗室能更準確且快速地完成評估。

## 貳、過程

本次出國行程如下表表 1 所示。第一週主要在介紹 LSWF 之機制與應用；第二週便開始進行實驗室介紹與岩心試驗；第三週將注重在油層模擬的應用上，主要在針對目標岩心或礦區的陽離子反應機制建構至模擬器中；最後一週為儲集層尺度下之低礦化度鹽水沖排增產模擬，可藉此瞭解其增產效益。

表 1 研習課程行程表

	Week one (8/29 ~ 9/2)				
	Monday	Tuesday	Wednesday	Thursday	Friday
Duration	9:00-11:00	9:00-11:00	15:00-17:00	15:00-17:00	9:00-11:00
Task	Introducaition of low salinity water flooding	Mechanism(s) of low salinity water flooding	Ignorance of low salinity water flooding	Present challenges to evaluate the LSE	Present workflow to evaluate the LSE
	Week two (9/5 ~ 9/9)				
	Monday	Tuesday	Wednesday	Thursday	Friday
Duration	9:00-11:00	9:00-11:00	12:00-17:00	15:00-17:00	9:00-12:00
Task	Evaluation in core-scale	Core-flooding experiments	Tutoiral 1	core-scale numeircal simulation	Totoiral 2
	Week three (9/12 ~ 9/16)				
	Monday	Tuesday	Wednesday	Thursday	Friday
Duration	9:00-11:00	9:00-11:00	15:00-17:00	15:00-17:00	9:00-11:00
Task	Create a mechanistic model	Mechanistica modelling	Tutorial 1	Sensitivity analysis	Tutorial 2
	Week four (9/19 ~ 21)				
	Monday	Tuesday	Wednesday		
Duration	9:00-11:00	9:00-11:00	15:00-17:00		
Task	Selection of the pilot area	Low salinity water flooding numerical simulation in a reservoir scale			

科廷大學因學生人數逐年上升，校內建築已無法容納並持續擴編營建中。石油工程系遂於科廷大學、西澳大學、國家量測中心、CO2CRC合作研究機構、CSIRO聯邦科學工業研究院及IVEC高性能計算機研究中心之聯合研究中心(圖1)承租一層樓作為辦公室及實驗室。

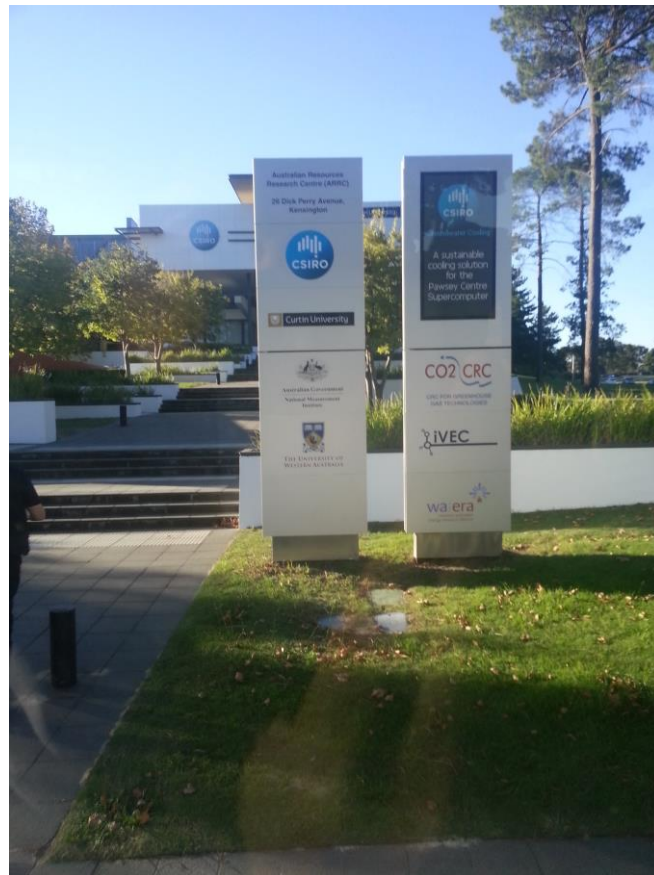


圖 1 科廷大學、西澳大學、國家量測中心、CO2CRC 合作研究機構、CSIRO 聯邦科學工業研究院及 IVEC 高性能計算機研究中心之聯合實驗室

CO2CRC有限公司是研究二氧化碳捕獲和地質封存的一個合作研究機構，主要是學校與政府間的合資企業，澳洲著名的Otway二氧化碳封存計畫為該公司重點研究項目之一。CSIRO聯邦科學工業研究院前身是於1926年成立的科學與工業顧問委員會（Advisory Council of Science and Industry），是澳大利亞最大的國家級科技研究機構，主要角色是通過科學研究和發展，為澳大利亞聯邦政府提供新

的科學途徑，以造福於澳大利亞社會，提高經濟效益和社會效益。IVEC高性能計算機研究中心屬於政府部門，是CSIRO，科廷大學和西澳大利亞大學之間的非法人合資企業，主要提供電腦軟硬體支援，以利於上述團隊研究之進行。

本次行程在 LSWF 發展與應用方面主要由 Dr. Ali Saeedi 主講(圖 2 左)，Dr. Ali Saeedi 並簡介如何利用岩心進行 LSWF 之二級採油模型及三級採油模型之試驗方法；Dr. Sam Xie 主要負責岩心沖排試驗之分析與油層模擬(圖 2 右)；Steven 為博士班研究生(圖 3)，主要負責實驗室各項儀器介紹與講解，實驗室儀器包含有岩心沖排試驗系統、核磁共振系統、高溫高壓接觸角量測儀、高溫高壓流體黏度測定儀、等溫吸脫附量測系統及非傳統岩心滲透率量測儀等；Farjana Jahan 也為博士班研究生(圖 4)，主要負責超微觀尺度之多相流流動性質研究，不同化學注入所引起不同相流體之飽和度變化，是其主要研究範圍，屬於反應機制之研究領域。本次行程承蒙上述所提及學者之親囊相授，所獲甚多，Dr. Ali Saeedi 在完成本次學術研究交流後，也對於 CPC 業務及人才相當肯定，更表示相當歡迎未來有更多合作研究機會。

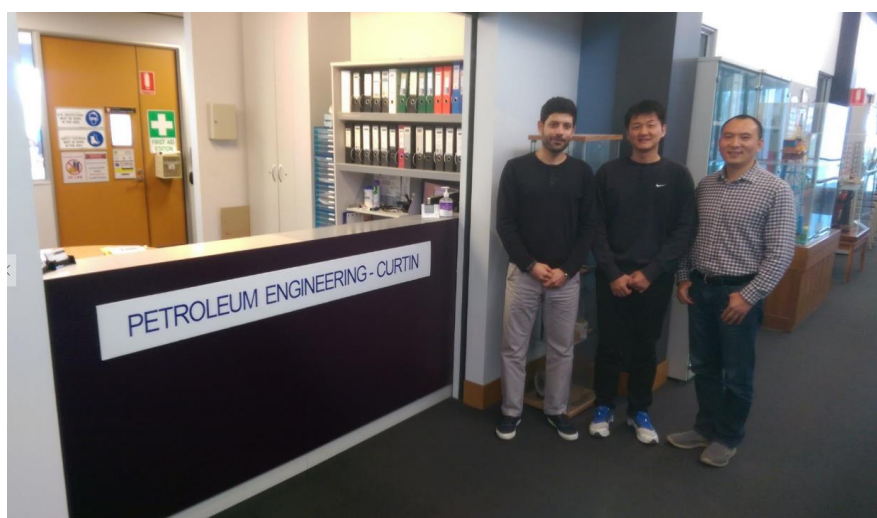


圖2 Ali Saeedi、Sam Xie及本人在完成學術交流後之合影





圖3 Steven及本人在完成學術交流後之合影



圖4 Farjana Jahan及本人在完成學術交流後之合影

## 參、心得

### 低礦化度鹽水沖排之機制與應用

LSWF起源於1996年BP研究單位和Wyoming大學聯合研究開發的一項油田增產新技術，BP和Wyoming大學將成果命名為“低礦化度鹽水沖排”(Low Salinity waterflooding, LSWF)，並於近20年引起各大石油公司對低礦化鹽水沖排進行研究(A.Lager 2006, Lager, Webb et al. 2008, Lager, Webb et al. 2008, Seccombe, Lager et al. 2008, Lee, Webb et al. 2010, Seccombe, Lager et al. 2010)；殼牌(Shell)稱為“設計水沖排”(Designer waterflooding) (Cense, Berg et al. 2011, Mahani, Sorop et al. 2011, Ayirala, Uehara-Nagamine et al. 2014, Cense, Berg et al. 2014)；沙特國家石油公司(Saudi Aramco)稱為“聰明水沖排”(Smart Waterflooding) (Yousef, Al-Saleh et al. 2011, Yousef, Al-Saleh et al. 2011, Brady, Krumhansl et al. 2012, Zahid, Stenby et al. 2012, Zahid, Stenby et al. 2012, Al Shalabi, Sepehrnoori et al. 2013, Kazemi Nia Korrani, Sepehrnoori et al. 2013, Al-Shalabi, Sepehrnoori et al. 2014, Shehata and Nasr-El-Din 2014, Al-Hashim, Al-Yousef et al. 2015, Cha, Alotaibi et al. 2015)；中國石油探勘開發研究院定義為“離子匹配精細水驅”(Jiazhong Wu 2012, Xie, Liu et al. 2012, Xie, Wu et al. 2012, Xie, Ma et al. 2013, Xie, Liu et al. 2014, Xie, Ma et al. 2015, Xie, Ma et al. 2015, Zhuoyan, Quan et al. 2015)。

近期主要發展是BP、ConocoPhillips、Chevron Corporation及Royal Dutch Shell在英國北海Clair Ridge油田進行了世界上第一個海上LSWF計畫，僅需要一個海水淨化裝置，使海水礦化度降低至300-2000 ppm後直接注入油層，預計便可使該油田增產4200萬桶原油；Saudi Aramco石油公司則首次在KINDOM碳酸鹽岩油藏

進行現場試驗，發現通過優化海水的化學組成可將沖排採收率提高7%~10%，低礦化度水可以進一步降低殘餘油飽和度7%左右；科威特石油公司在世界第二大油田布爾甘油田首次進行低礦化度鹽水沖排後發現，將礦化度從140,000 ppm降低到 5,000 ppm，可降低剩餘油飽和度，並通過改變岩石表面的潤濕性達到改變相滲曲線的效果，技術成本較低，每增產一桶原油增加的成本僅為7美元。

針對砂岩油藏，LSWF 之應用經驗如表 2 所示，但表 2 所描述條件並非絕對，主要由於其機制尚未獲得各方學者認同，故尚需實驗室研究結果輔助才可確定。該項技術主要特點是與化學沖排方法或熱採方法等技術相比較時，增產效率相當類似但經濟風險卻大幅降低，具有相當大的應用潛能。

表 2 低礦化度鹽水沖排應用條件

地層水礦化度	大於 5000 ppm
原油酸值	大於 0.2
原油鹼值	大於 0.1
儲集層黏土礦物	大於 3%，且主要以高嶺土及綠泥石為主
儲集層非黏土礦物	含較多的長石礦物

LSWF 技術目前已經在北美、南美、中東以及東南亞國家陸續實施，就文獻報導其採收率都得到大幅度的提升，其中敘利亞 Omar 油田和阿拉斯加北部油田低礦化度鹽水沖排效率之報導較多。Omar 油田構造見圖 5，該油田由兩個主力油層構成，至上而下依次為 Mulussa 和 Rutbath。其中，Rutbah 為白堊紀淺海沉積，地層厚度累計 350 米，Mulussa 為三疊系潮汐水道沉積，該油田橫向延伸較長，高傾角斷塊油藏，被兩個邊界斷層所切割，並且頂部為不整合接觸面。Omar 油田原油黏度 0.3 cP，地層水礦化度 90000 mg/L，二價離子含量為 5000 mg/L，

掃描電子顯微鏡測試結果顯示高嶺石礦物含量很高，在黏土礦物含量 0.5 - 4% 情況下，高嶺石含量高達 95 - 100%。1987 年發現該油田後便於 1989 年投產，初期產量是 80k bopd，一年內產量降低至 25k bopd，油藏壓力迅速降低至飽和壓力，生產結果顯示該油藏沒有邊際或底部水補充能量。為了繼續開發該油田，經營人決定在 1991 年開始注入河水，也是該地區唯一的水源，注入水礦化度為 500 mg/L，且二價陽離子小於 100 mg/L。截至 09 年一共注入低礦化度水 0.6 PV，採收率經生產整合(圖 6)計算為 47%。Omar 通過 LSWF 實施後發現儲層潤濕性由油濕轉變成水濕且採收率高於原評估結果，研究結果顯示為低礦化度水所造成低殘餘油飽和度所導致 (Vledder et al., 2010 年)。

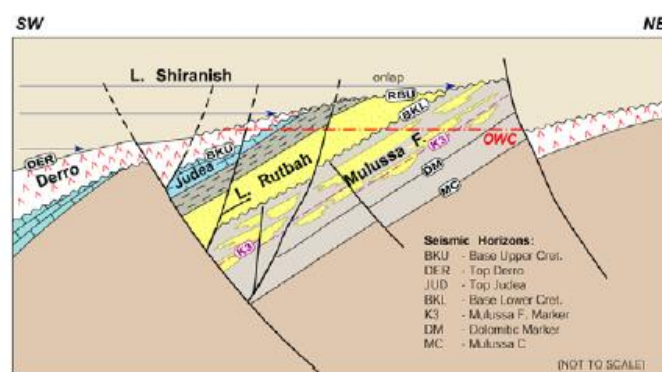


圖 5 Omar 油田構造示意圖

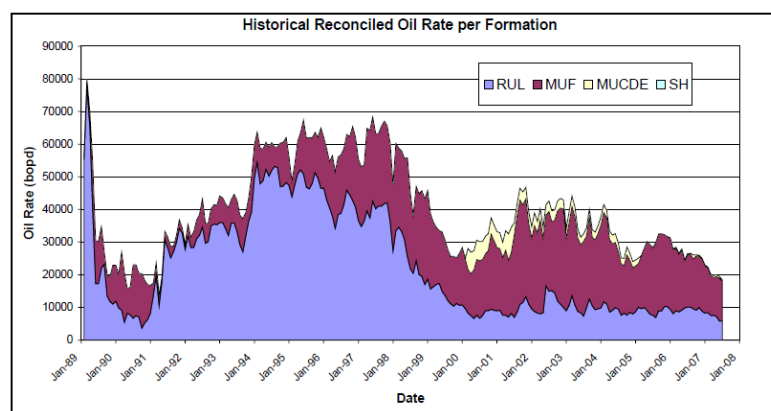


圖 6 Omar 油田低礦化度水沖排之原油採收剖面

## 實驗室儀器參觀

本次行程所參觀之實驗室儀器眾多，本報告列舉將來探採研究所可引進之重要儀器。圖 7 為等溫吸脫附分析儀，可量測吸附比表面積及不同吸脫附模型之氣體等溫吸附曲線如 BET、Langmuir...等，對於非傳統氣藏如煤層氣及頁岩氣等，可評估其吸附潛能及埋藏量。另藉由脫附特性量測更可進行蘊藏量評估；圖 8 為高溫高壓接觸角量測儀，對於岩石在原油經過老化(Aging)處理後是處於油濕或水濕狀態可進行測定，另可量測注入化合物如何改變岩石表面濕潤特性，藉以評估化學增產之可行性；圖 9 為高溫高壓流體黏度量測儀，量測方法是在油層溫度壓力條件下，以恆定壓力擠注定量流體通過環狀管柱，將所需時間與已知黏度之流體進行類比。出流之流體可直接進入岩心沖排試驗系統，測試不同流體黏度對於沖排增產之潛能，該儀器通常用來評估聚合物沖排之潛能。圖 10 為法國 ST 儀器公司所製造之岩心沖排試驗系統三相分離器，本所所購入 DCI 岩心沖排試驗系統之分離器只可作為油水兩相流體之分離偵測，且偵測方式是聲波探測油水界面，經 2 年使用經驗顯示其分離結果相當粗糙，且常因管線內出現微量氣泡而使偵測準確性堪慮。圖 10 之三相分離器容器內部維持恆定壓力，並可設定氣油水三相流體在分離器內所占之體積比，當某一相流體體積超過設定值時，分離器外接之三相抽取幫浦便會將過量流體體積抽出並計量。該三相分離器計量精準，且不會有傳統聲波偵測的油水介面跳動現象，惟其價格相對較為昂貴。



圖 7 等溫吸脫附分析儀

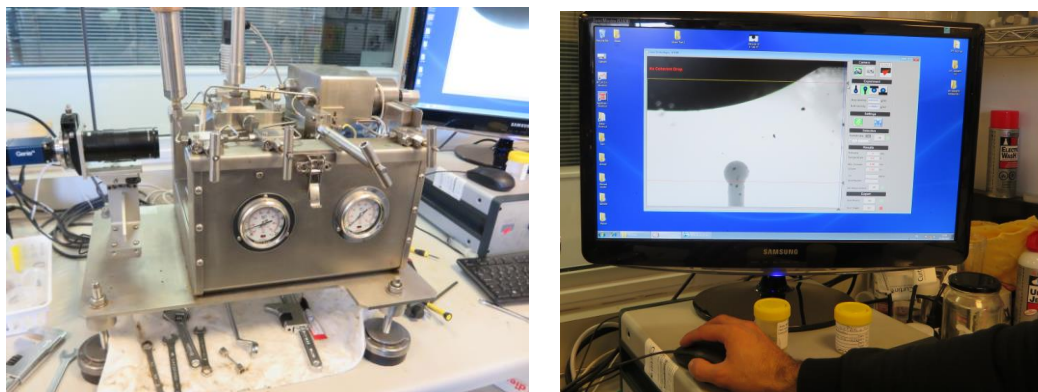


圖 8 高溫高壓接觸角量測儀

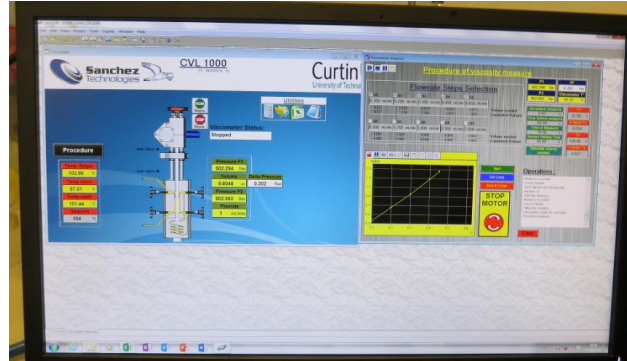


圖 9 高溫高壓流體黏度測定儀

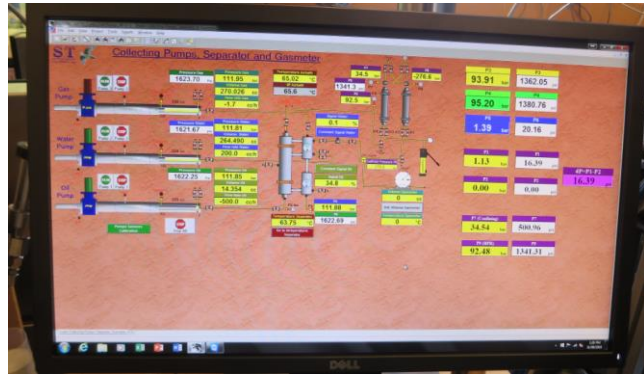


圖 10 岩心沖排試驗系統之三相分離器

## 岩心沖排試驗與分析

自 LSWF 開始被應用以來，主要增產機制有相當多的版本並各自擁有研究支持，直到近年來才收斂為兩種，兩種反應機制主要皆為降低岩石表面鍵結力強的鈣鎂離子，鈣鎂離子便是原油極性物質的吸附對象，除去鈣鎂離子便可除去吸附於岩石表面的原油，改變岩石表面潤濕性質並降低殘餘油飽和度。上述兩種反應機制皆有各自石油公司研究部門支持，Shell 公司所支持之理論為擴散電雙層(圖 11)，即油層初始狀態因黏土表面帶負電且原油極性物質也帶負電，故需靠水膜間的陽離子(電雙層原理)將原油吸附於岩石表面而屬於油濕狀態。若降低注入水的鈣鎂離子後，吸附於岩石表面鈣鎂離子即因濃度需平衡而產生脫附，導致岩石表面負電荷將增加，水膜則因岩石表面與原油極性物質之負電斥力使電雙層增厚，並使原油易於脫附且趨於水濕。低礦化度對油層影響性質，可藉由量測原油與岩石表面之范德瓦力、構造力及電雙層斥力而得(三種力總和為 Disjoining pressure)，當 Disjoining pressure 為正值時，原油與岩石表面易脫附而成水濕狀態，油相易於流動且原油回收效率高。

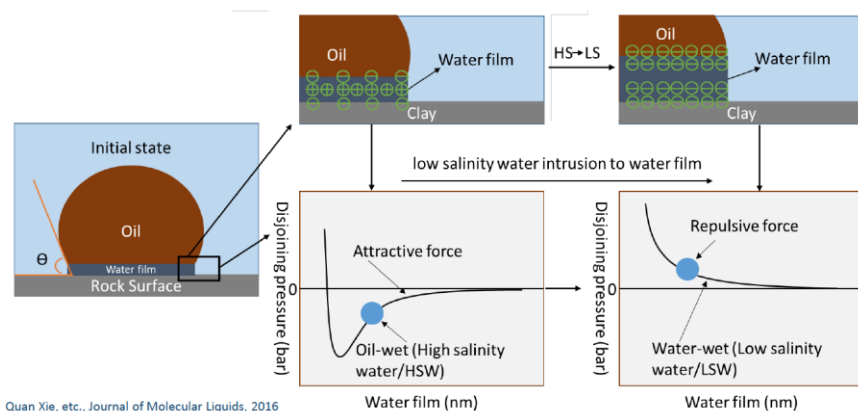


圖 11 LSWF 電雙層理論



另由 BP 所推崇之理論為多組分離子交換(圖 12)，主要是利用  $\text{SO}_4^{2-}$ 、 $\text{BO}_4^{2-}$  及  $\text{PO}_4^{2-}$  等陰離子將吸附於岩石表面鍵結力強的鈣鎂離子結合，取代原始與鈣鎂離子結合的原油極性物質，使原油脫附。

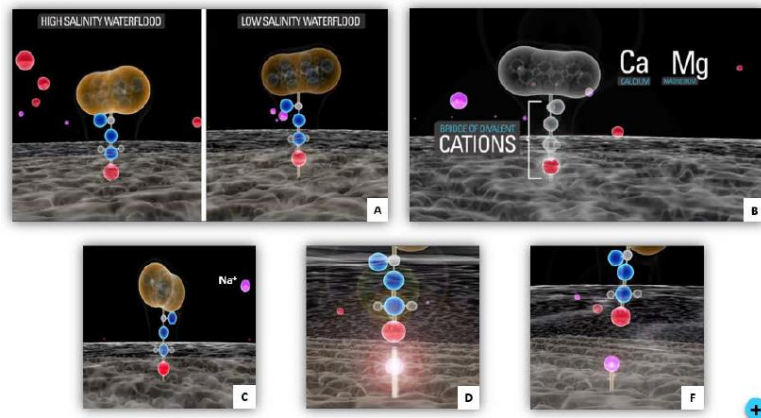


圖 12 LSWF 多組分離子交換理論

為證實上述低礦化度水可改變岩石濕潤特性，通常需要進行岩心沖排試驗，透過高礦化度鹽水與低礦化度鹽水對岩心置換孔隙原油之回收效率，判斷 LSWF 之潛能。本次行程攜帶中油自營之非洲 B 礦區岩心 2 顆至科廷大學進行 LSWD 之潛能評估，因 B 礦區原油於研習期間尚無法運送至澳洲，故試驗先以中國 M 礦區原油與地層水進行評估，雖無法探討 B 礦區實際油層是否具有 LSWD 潛能，但可初步瞭解 B 礦區岩心之礦物組成是否具有 LSWD 潛力。B 礦區岩心首先利用 M 礦區約 11000 ppm 礦化度地層水進行飽和，再以 20 cP 之原油進行置換，置換後之岩心在完成 7 天的 Aging 後分別浸泡於 11000 ppm 高礦化度之地層水，與稀釋至 3000 ppm 之低礦化度地層水中，藉以進行 spontaneous imbibition 現象觀察。圖 13 為 2 顆岩心浸泡 1 天後之攝影，左側為浸泡低礦化度(LS)地層水之

岩心，右側為浸泡高礦化度(HS)地層水之岩心，由圖可知浸泡低礦化度地層水之岩心與原油脫附狀況相對優於高礦化度地層水，可知 B 礦區岩心對於 M 礦區原油具有 LSWD 之潛能，岩石表面相對浸泡高礦化度鹽水之岩石趨於水濕。



圖 13 B 礦區岩心浸泡於低礦化度鹽水(左)及高礦化度鹽水(右)之原油脫附情形

試驗接續將浸泡高礦化度鹽水之岩心重新以原油飽和，並以 0.5 ml/min 流速進行高礦化度地層水沖排，待沖排至原油回收趨於平緩時，接續以低礦化度鹽水進行沖排。岩心沖排試驗期間之原油回收如圖 14 之藍色圓點符號，注入壓力則為紅色三角符號。本次研究利用 Eclipse 建立岩心數值模型後，進行原油回收與注入壓力之歷史擬合，使用變數為相對滲透率曲線，即地層水屬於高礦化度時，岩石具有一套油水相對滲透率；反之地層水屬於低礦化度時，岩石具有另一套油水相對滲透率。歷史擬合結果如圖 14 綠色原油回收曲線，及藍色注入壓力曲線所示，擬合結果相當良好。另由圖 14 可知，利用低礦化度鹽水約可增加約 10% 之回收率。所擬合之相對滲透率曲線如圖 15 所示，擬合結果顯示使用低礦化度

鹽水之相對滲透率曲線(藍色線)，油相相對較易流動，水相則流動能力減低，殘餘油飽和度下降約 10%，相滲曲線整體偏向水濕。藉由本次研習，已可完全熟悉

LSWD 之實驗室評估流程，本試驗技術可完全在探研所建立。

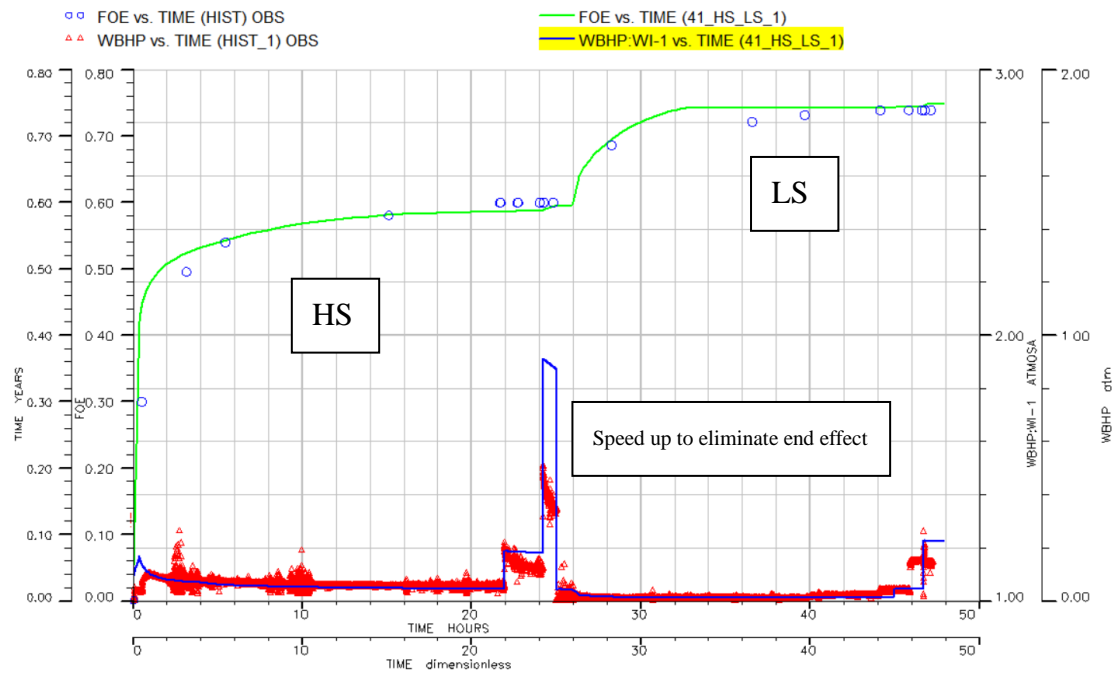


圖 14 B 礦區岩心沖排試驗之原油回收與注入壓力觀測與模擬比較

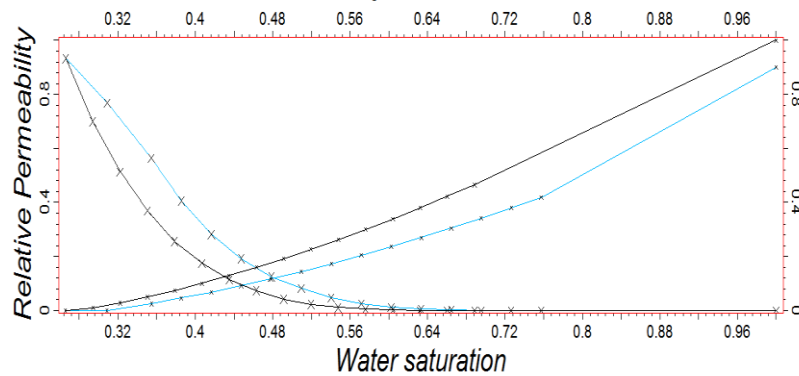


圖 15 歷史擬合之油水相對滲透率曲線

## 現地模場模擬測試

完成岩心試驗與分析後，便可分別將屬於高/低礦化度水的相對滲透率曲線分配進入模擬軟體，並開啟 Eclipse 模擬軟體的低礦化度鹽水沖排功能，藉以進行生產模擬。現地模場之模擬模式，本次行程使用中油自營非洲 B 礦區之 Mbai 構造，現地模場首先利用 Mbai1 井孔隙率及滲透率分析結果(圖 16 左側)，建立井距 500 公尺之 1/4 五點井網模型，該模型側向為均質(Homogeneous)縱向為非均質(Heterogeneous)，且無構造形貌變化(圖 16 中間)，主要功能在探討低礦化度水的增產可行性。完成 1/4 五點井網模型之評估後，模擬模型之參數設定將套用至 B 礦區之 Mbai 構造模擬模型(圖 16 右側)，藉以瞭解於實場含有構造形貌變化及側向非均質性之影響。由於中油自營非洲 B 礦區之機敏性，本報告不撰寫 Mbai 構造之低礦化度鹽水沖排增產之模擬結果，主要撰寫使用 1/4 五點井網模場之模擬分析，模場模擬並加入聚合物沖排之效應，藉以瞭解未來使用化學沖排之可能性。

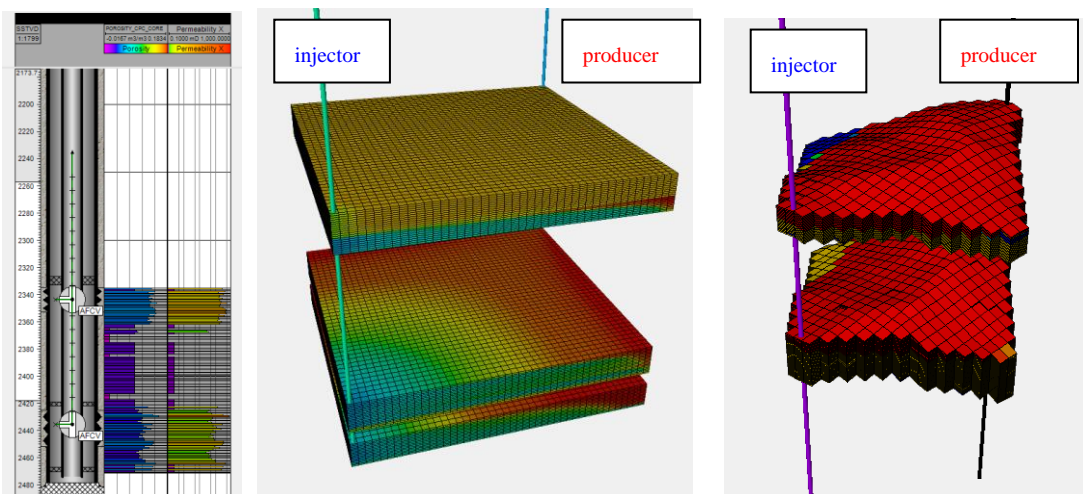


圖 16 1/4 五點井網之模場與現地模場之模擬模式設計

圖 17 為科廷大學已開發可耐溫達 110°C 之聚合物熱力學性質，由圖 17 可知聚合物與原油接觸即使達 120 天後，黏度依舊可達 15 cP 以上，且在低礦化度鹽水條件下更具有高黏度穩定性，非常適合與低礦化度水結合用來進行油田化學增產。將圖 17 聚合物特性建構進入油層模擬模型後，便可開始進行現地模場模擬。聚合物吸附效應、與地層水及原油接觸面指侵效應(Fingering or Mixing parameter)及殘餘阻力效應(Residual resistivity factor, RRF)，因無岩心試驗驗證，本次模擬先使用預設值。1/4 五點井網模型首先由注入井以 500 BBLD 流速注入設定流體，生產井也以相同流量生產原油，藉以達到油層物質平衡與壓力平衡並討論高礦化度地層水(HS)、低礦化度地層水(LS)及低礦化度地層水加上聚合度(LS+Polymer)對生產效率之影響。模擬首先利用 HS 注入達 30 年作為 base case；另外在 base case 生產井含水率達 97%(注入達 13 年)後，改注入低礦化度地層水 0.6PV，最後再接續注入高礦化度地層水至 30 年，藉此討論低礦化度地層水之增產效應；最後在 base case 生產井含水率達 97%(注入達 13 年)後，改注入 800 ppm 聚合物之低礦化度地層水(黏度約為 20 cP)0.6PV，最後再接續注入高礦化度地層水至 30 年，藉此討論低礦化度地層水加入聚合物之增產效應。

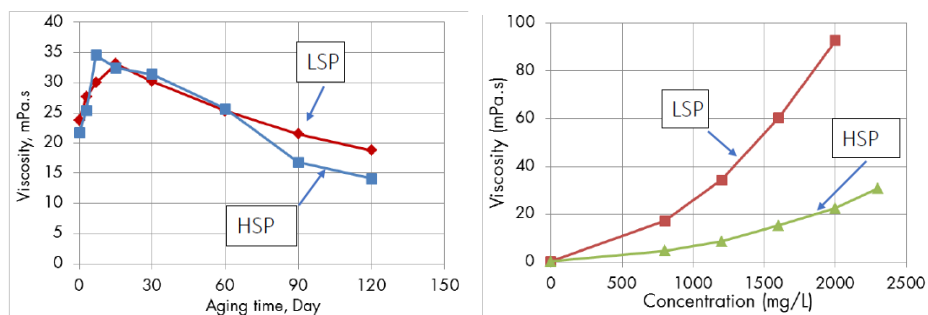


圖 17 科廷大學已開發可耐溫 100°C 之聚合物熱力學性質

模擬結果方面，圖 18 顯示注入井井底壓力歷時，可知井底壓力在注入 HS 時較低；而在注入 LS 時因相對滲透率偏向水濕，水相相對滲透率曲線下降(即水相流動性變差)，而導致井底壓力需增加以滿足注水量；另在注入 LS+Polymer 時，因聚合物高黏度特性，需大幅提高井底壓力方可滿足注水量。在注入 LS 或 LS+Polymer 滿足 0.6PV 條件而切換到注入 HS 後，注入井井底壓力才緩慢回到 base 值。而在生產井方面，由圖 19 可知當含水率達 97%後注入井才開始注入 LS 或 LS+Polymer，生產井觀測到影響性尚需等待約 4 年時間。而其主要影響便是在 500 BBLD 產量下，含水率因為 LS 相對滲透率變化，或 LS+Polymer 增加垂向性排掃效率變化而下降，意即產油率增加。主要原因是注入 LS 後會導致岩石表面趨於水濕而使殘餘油下降；而注入 LS+Polymer 除岩石趨於水濕外，聚合物會往高滲透率的岩性聚集，而使後續注入 HS 時，水相聚集在初始排掃效率低的低滲透率岩性，垂向排掃效率大大增加。上述 LS 或 LS+Polymer 沖排增產方法皆會產生油環(Oil bank)(圖 20)，該油環便是 LS 或 LS+Polymer 所增加原油之產量。最後圖 21 為使用 HS、LS 及 LS+Polymer 之採收率，生產末期採用 LS 約可額外增加約 2%回收率；採用 LS+Polymer 約可額外增加約 4%回收率。

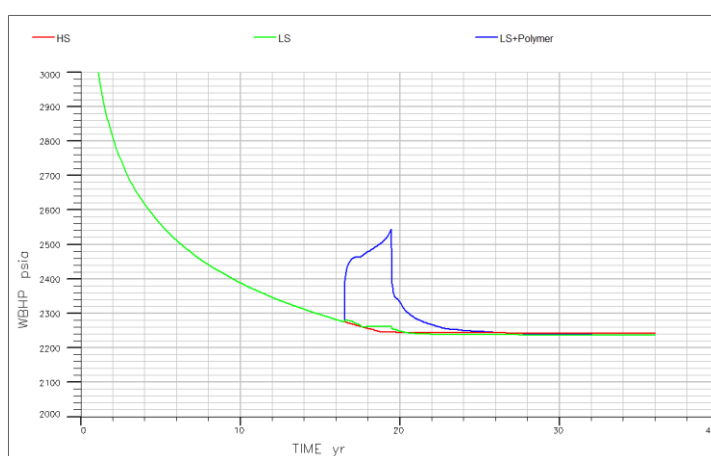


圖 18 注入井注入 HS、LS 及 LS+Polymer 之井底流壓

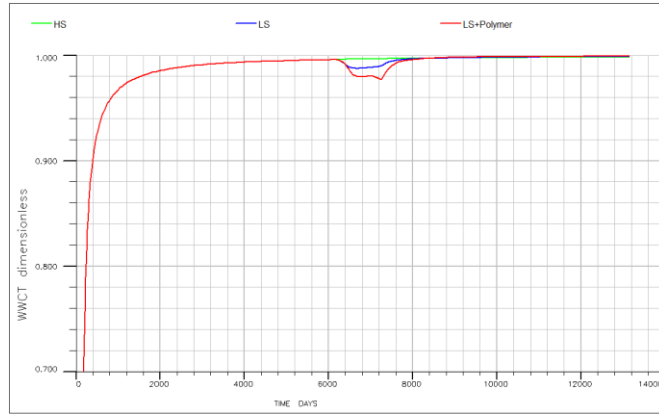


圖 19 生產井在 HS、LS 及 LS+Polymer 生產條件下之含水率

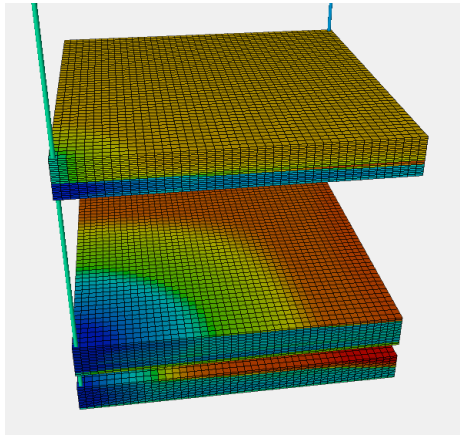


圖 20 LS 及 LS+Polymer 生產操作下所產生之油環

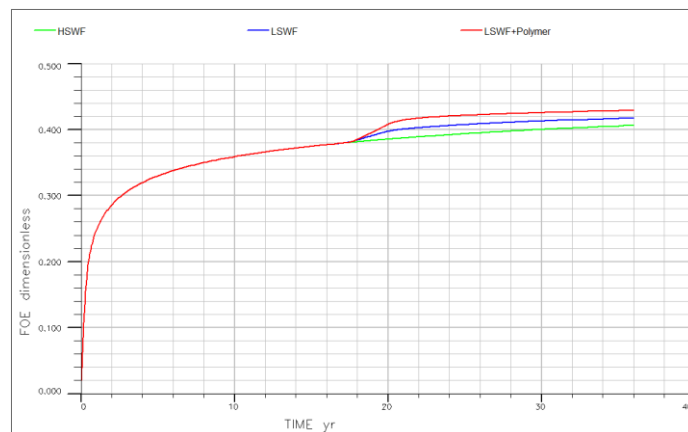


圖 21 1/4 五點井網在 HS、LS 及 LS+Polymer 生產條件下之原油回收率

## 肆、結論建議

1. 本次石油專題研習係至科廷大學，進行低礦化度鹽水沖排增產評估方法，學習內容包含低礦化度鹽水沖排之機制研究、發展歷史、應用現況及實驗室與現地評估方法。學習成果除相當豐碩外，整體評估方法可完全在探研所依現有設備及軟體建立。
2. 本次研習同時參觀科廷大學石油工程系實驗室，發現其試驗設備相當眾多，石油探勘開發所需設備幾乎全數擁有。就生產開發而言，未來建議可購入等溫吸附脫附試驗儀、高溫高壓接觸角量測儀、高溫高壓流體黏度測定儀及三相分離器與定量幫浦。購入該儀器將有助於油氣層特性分析，除可更深入瞭解流體特性、油氣移棲、與岩石反應及油氣生產特性外，進入油層模擬進行生產開發整合時，可信度也將大幅提升。
3. 本次行程攜帶中油自營 B 礦區岩心進行低礦化度鹽水沖排潛能評估，雖然未使用現地原油及地層水，但針對中國 M 礦區原油及地層水而言，B 礦區岩心具有良好的低礦化度鹽水沖排潛能。本研習完成後，將持續在探研所建立評估設備與流程，並繼續探討自營礦區之岩心是否對現地原油與地層水，也同樣具有低礦化度鹽水沖排增產之潛能。
4. 現地模場評估部分採用 B 礦區 Mbai-1 井測井結果，建立井距 500 公尺之 1/4 五點井網模型，模擬模型之側向為均質性而縱向為非均質性，主要在探討使用



低礦化度鹽水沖排及低礦化度鹽水搭配聚合物沖排之可行性。模擬結果顯示使用低礦化鹽水沖排可額外增加約 2% 原油回收率，使用低礦化度鹽水搭配聚合物可額外增加約 4% 原油回收率。但模擬設定是在生產井含水率達 97% 後方才開始注入低礦化度鹽水，若在生產初期便開始注入低礦化度鹽水，增產效率應可更大幅增加。因注入水鹽度與水處理設備擁有直接關係，如何擁有更好的原油回收效率，建議可在未來增加水處理與原油增產相關性之研究。

5. 本次行程與澳洲科廷大學建立良好合作關係，科廷大學石油工程系在化學增產研究方面已有相當多的經驗，其研究團隊也包含化合物開發小組，專門開發適合不同油層條件與不同原油成份下之界面活性劑或聚合物等化學配方。也可針對不同開發需求，如防砂、防膨、防蝕.....等，開發適合油層或管線條件之化合物。科廷大學建議中油與科廷大學石油工程系可保持長時間合作關係，面對未來油田開發關鍵要素，以產學合作方式共同克服困難也同時開發新技術。建議中油公司可慎重考慮未來合作交流事宜，共同提升自營礦區蘊藏量。

## 參考文獻

- A.Lager, K. J. W., C.J.J.Black, M.Singleton, K.S.Sorbie (2006). "Low salinity oil recovery-an experimental investigation." SCA2006-36.
- Al-Hashim, H. S., H. Y. Al-Yousef, A. Arshad and A. Mohammadain (2015). Smart Water Flooding of Carbonate Reservoirs: Core Flooding Tests Using a New Approach for Designing Smart Water, Society of Petroleum Engineers.
- Al-Shalabi, E. W., K. Sepehrnoori and G. A. Pope (2014). Modeling the Combined Effect of Injecting Low Salinity Water and Carbon Dioxide on Oil Recovery from Carbonate Cores, International Petroleum Technology Conference.
- Al Shalabi, E. W., K. Sepehrnoori and M. Delshad (2013). Mechanisms Behind Low Salinity Water Flooding in Carbonate Reservoirs, Society of Petroleum Engineers.
- Ayirala, S. C., E. Uehara-Nagamine, A. N. Matzakos, R. W. Chin, P. H. Doe and P. J. van den Hoek (2014). A Designer Water Process for Offshore Low Salinity and Polymer Flooding Applications, Society of Petroleum Engineers.
- Brady, P. V., J. L. Krumhansl and P. E. Mariner (2012). Surface Complexation Modeling for Improved Oil Recovery. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers.
- Cense, A., S. Berg, K. Bakker and E. Jansen (2011). Direct Visualization of Designer Water Flooding in Model Experiments. SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, Malaysia.
- Cense, A., S. Berg, K. Bakker and E. Jansen (2014). Direct Visualization of Designer Water Flooding in Model Experiments, Society of Petroleum Engineers.
- Cha, D. K., M. B. Alotaibi and A. A. Yousef (2015). Visualization and Distribution of Ions at Fluids/Rock Interfaces: Angstrom Scale Study, Society of Petroleum Engineers.
- Jiazhong Wu , Q., Li Liu, Qingjie Liu (2012). "Coreflood Study of Low Salinity Effect in Low Permeability Sandstone Reservoirs." International Symposium of the Society of Core Analysts.
- Kazemi Nia Korrani, A., K. Sepehrnoori and M. Delshad (2013). A Novel Mechanistic Approach for Modeling Low Salinity Water Injection, Society of Petroleum Engineers.
- Lager, A., K. Webb, C. J. Black, M. Singleton and K. Sorbie (2008). "Low Salinity Oil Recovery-An Experimental Investigation1." Petrophysics **49**(1).

Lager, A., K. J. Webb, I. R. Collins and D. M. Richmond (2008). LoSal™ Enhanced Oil Recovery: Evidence of Enhanced Oil Recovery at the Reservoir Scale. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA.

Lee, S. Y., K. J. Webb, I. Collins, A. Lager, S. Clarke, M. O'Sullivan, A. Routh and X. Wang (2010). Low Salinity Oil Recovery: Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA.

Mahani, H., T. Sorop, D. J. Ligthelm, D. Brooks, P. Vledder, F. Mozahem and Y. Ali (2011). Analysis of Field Responses to Low-salinity Waterflooding in Secondary and Tertiary Mode in Syria. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna, Austria.

Secombe, J., A. Lager, G. Jerauld, B. Jhaveri, T. Buikema, S. Bassler, J. Denis, K. Webb, A. Cockin and E. Fueg (2010). Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA.

Secombe, J., A. Lager, K. Webb, G. Jerauld and E. Fueg (2008). Improving Waterflood Recovery: LoSal™ EOR Field Evaluation.

Shehata, A. M. and H. A. Nasr-El-Din (2014). Role of Sandstone Mineral Compositions and Rock Quality on the Performance of Low-Salinity Waterflooding, International Petroleum Technology Conference.

Xie, Q., Q. Liu and D. Ma (2012). Influence of Brine Composition on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery in Low Permeability Reservoirs. I. E. A. (IEA). Canada.

Xie, Q., Y. Liu, J. Wu and Q. Liu (2014). "Ions tuning water flooding experiments and interpretation by thermodynamics of wettability." Journal of Petroleum Science and Engineering **124**(0): 350-358.

Xie, Q., D. Ma, Q. Liu and J. Wu (2013). Primary Mechanism of Improved Oil Recovery by Low Salinity Waterflooding: Double Layer Expansion or Multicomponent Ionic Exchange? SCA2013-85. S. o. C. Analysts. Napa California.

Xie, Q., D. Ma, J. Wu, Q. Liu, N. Jia and M. Luo (2015). Low Salinity Waterflooding in Low Permeability Sandstone: Coreflood Experiments and Interpretation by Thermodynamics and Simulation, Society of Petroleum Engineers.

Xie, Q., D. Ma, J. Wu, Q. Liu, N. Jia and M. Luo (2015). Potential Evaluation of Ion Tuning Waterflooding for a Tight Oil Reservoir in Jiyuan OilField: Experiments and Reservoir Simulation Results, Society of Petroleum Engineers.

Xie, Q., J. Wu, J. Qin, Q. Liu and D. Ma (2012). "Investigation of Electrical Surface Charges and Wettability Alteration by Ions Matching Waterflooding." International Symposium of the Society of Core Analysts.

Yousef, A. A., S. Al-Saleh and M. S. Al-Jawfi (2011). Smart WaterFlooding for Carbonate Reservoirs: Salinity and Role of Ions. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Manama, Bahrain, Society of Petroleum Engineers.

Yousef, A. A., S. H. Al-Salehsalah and M. S. Al-Jawfi (2011). New Recovery Method for Carbonate Reservoirs through Tuning the Injection Water Salinity: Smart WaterFlooding. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna, Austria.

Zahid, A., E. H. Stenby and A. A. Shapiro (2012). Smart Waterflooding (High Sal/Low Sal) in Carbonate Reservoirs. SPE Europec/EAGE Annual Conference. Copenhagen, Denmark, Society of Petroleum Engineers.

Zahid, A., E. H. Stenby and A. A. Shapiro (2012). Smart Waterflooding (High Sal/Low Sal) in Carbonate Reservoirs, Society of Petroleum Engineers.

Zhuoyan, Z., X. Quan, X. Hanbing, F. Jian, W. Feng, A. Juedu, C. M. V. Esther, W. Lingli, C. L. Hon, S. Shemin and H. Dehai (2015). Evaluation of the Potential of High-Temperature, Low-Salinity Polymer Flood for the Gao-30 Reservoir in the Huabei Oilfield, China: Experimental and Reservoir Simulation Results, Offshore Technology Conference.