

應用核磁共振技術於儲集層岩石特性研究

李崇豪¹、黃德坤¹、梁閔森¹、王騏璋¹、陳大麟²
黃啟倫¹、林舜隆¹、郭政隆¹、傅式齊¹

台灣中油公司探採研究所¹
台灣中油公司探採事業部²

摘要

本計畫目標為透過核磁共振(NMR)實驗室的建置，提供更詳細的岩石特性描述，包括孔隙率、有效孔隙率、孔隙分布(Pore Size Distribution)、自由流體(Free Fluid Index)、束縛容積(Bulk Volume Irreducible)、黏土束縛水(Clay Bound Water)、孔隙通道分布(Pore Throat Distribution)與滲透率等 8 項岩石基本性質量測，提供查德礦區乃至於國內外其他礦區進行岩石特性參數分析，與不同岩層的分類依據。研究結果顯示，利用孔隙分布、自由流體與不動水飽和度(Irreducible water saturation)等特性可以將 15 份岩心分成 C 層/D 層/高滲透率/低滲透率等 4 種不同岩石特性的種類，並建立不同的毛細壓力與相對滲透率曲線。同時藉由毛細壓力曲線與相對滲透率之實驗結果探討孔隙率、滲透率、毛細壓力與相對滲透率四種參數之相關性，建立一套岩石特性參數的評估方法及資料庫，提高後續生產模擬與採收率計算的代表性。

關鍵詞：核磁共振、孔隙分布、毛細壓力、相對滲透率

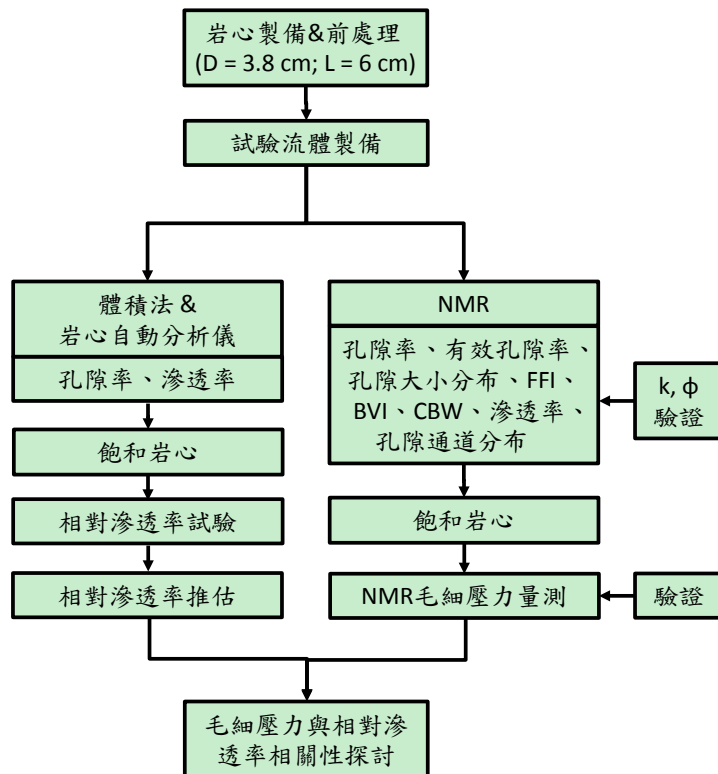
一、背景說明

穩定油源、增加油氣蘊藏量及提高油氣田採收效率為中油公司當務之急，而應用本研究所建立之技術在國內外油氣田探勘，可提供更多儲集層評估(Reservoir Evaluation)所需的相關資訊，降低探勘過程中的不確定性，與提升成功率。油氣主要儲存於儲集層(Reservoir Rocks)之孔隙中，要進行油氣蘊藏評估，必須對岩石之基本性質如孔隙率、有效孔隙率有所瞭解；同時在地表可採收的油氣蘊藏量又取決於影響油氣移動的難易之滲透率、相對滲透率、毛細壓力等岩石物理特性。因此建立岩石特性分析的實驗室，提高這些岩石特性參數代表性，有助於後續地質模型建立與模擬評估工作的進行。核磁共振(NMR)是一種快速且非破壞性的量測技術，可以提供豐富的儲集層岩石的相關訊息。利用核磁共振或其他非破壞性的影像技術如電腦斷層(X-ray CT)進行岩石特性分析，在石油領域(Vinegar 1986; Wellington & Vinegar, 1987)已行之有年，並已商業化。這些技術可在儲集層溫度和壓力下，以幾秒到幾分鐘的間隔建立微米等級的圖像，並用來分辨岩石與流體物理性質，或進行動態實驗以觀察岩石與流體之間的變化。藉由核磁共振(NMR)技術，可提供更完整地岩石特性參數(孔隙率、孔隙分布、滲透率、相對滲透率與毛細壓力等)與更準確的量測結果。

二、研究技術建立

本計畫之目標在於藉由核磁共振技術的建立，提供更多儲集層評估所需的相關資訊。計畫之研究流程如圖一所示。主要工作內容包含(1)核磁共振岩心量測、(2)NMR 毛細壓力試驗，及(3)相對滲透率試驗與相關性探討等。

本計畫選用非洲礦區成功發現油氣之 C 層及 D 層之岩心作為研究目標，共計鑽取 15 顆 1.5 吋岩心進行分析。本礦區位處中西非裂谷交接處，C 層以黃棕色中至細粒砂岩為主，圓度佳、中等淘選度，間夾有不同厚度的橄欖灰色頁岩。試驗流體主要利用正十四烷及合成地層水。合成地層水模擬礦區地層水的特性，主要成分包含有氯鹽、硫酸鹽、碳酸鹽、氯化鈣及氯化鉀等鹽類，鹽分含量約為 250 ppm。地層水水樣與正十四烷之黏滯度、密度及界面張力如表一所示。



圖一、研究流程圖。

表一、地層水水樣及正十四烷流體特性量測結果(室溫)。

Liquid sample	Density (g/ml)	Viscosity (cp)	Tensor* (dyne/cm)
正十四烷	0.755	2.18	20.4
地層水水樣	1.001	1.04	61.2

*表中量測值皆為重複三次以上之試驗紀錄值

**界面張力分別為流體相對空氣之量測值

**地層水水樣及正十四烷之界面張力經量測為 15.1 dyne/cm

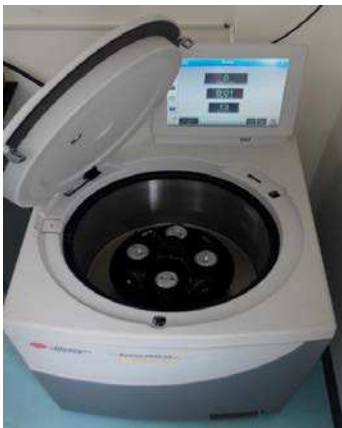
核磁共振岩心分析系統採用牛津儀器的產品(GeoSpec 12/53, 圖二)搭配 GIT 公司開發的軟體，以工作溫度 35°C、0.24T 的磁場強度以及 12MHz 的探頭頻率下，依照選擇之脈衝序列進行孔隙率、有效孔隙率、孔隙大小分布、自由流體 (FFI)、束縛容積(BVI)、黏土束縛水(CBW)、孔隙通道分布與滲透率等 8 項岩石基本性質的量測。

孔隙率及滲透率使用 CoreLab 公司的岩心自動分析儀(CMS-300)對 NMR 的量測進行比對與驗證。CMS-300 可在不同圍壓下(800 至 9,800 psi 之間)量測岩心的孔隙率與滲透率。本儀器的基本設計原理是在淨上覆岩壓下以波以耳定律 (Boyle's Law) 和非穩態達西流定律(Unsteady State Darcy's Law)進行計算，以求得修正之液體絕對滲透率。

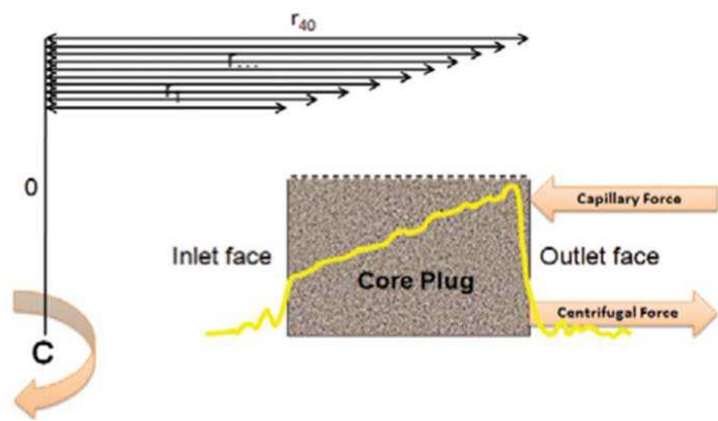
毛細壓力量測是搭配 Beckman JXN-26 離心機進行量測(如圖三所示)。其優點在於可以根據岩心不同位置的離心力不同，同時獲得多點的量測數值(如圖四)，大幅縮短實驗操作的時間。岩心經每個轉速離心後，以 NMR 量測可產生 53 個飽和度值，對應其所在位置的毛細壓力，繪製飽和度與毛細壓力關係圖。毛細壓力另利用 Nakornthap and Evans (SPERE, 1986) 的模式進行驗證，使得毛細壓力曲線估算的結果與滲透率有一致之相關性。



圖二、核磁共振岩心分析系統。



圖三、離心機主機本體。



圖四、NMR 毛細壓力量測示意圖。

岩心油/水相對滲透率之部分使用 DCI 公司之岩心沖排試驗系統(圖五)進行量測，並利用程式語言建立生產歷時反演之數值模擬方法，依試驗結果推估相對滲透率。數值模擬方法以 MATLAB 程式語言編輯而成，藉由商用模擬器 (Eclipse) 模擬試驗過程中壓力與飽和度變化，並利用拉凡格式法 (Leveneg-Marquardt Modification) 進行模擬與試驗結果之最佳化，求得相對滲透率曲線。



圖五、DCI 岩心沖排試驗系統之實際組裝圖。

毛細壓力與相對滲透率相關性探討的部分將根據實驗室實際量測的結果，測試 Corey's Model(1954)、Brooks and Corey/Burdine (1966)、與 Purcell's Model(1949)、Brooks and Corey/Mualem(1976)及 Pirson (1958)五種相對滲透率的模型，搭配 NMR 的實驗分析結果，歸納出合適的孔隙分布指數，提高相對滲透率模型的代表性。Corey(1954)的濕潤相與非濕潤相的相對滲透率可以用下式表示，

$$k_{rw} = (S_w^*)^4 \quad (1)$$

$$k_{mww} = (1 - S_w^*)^2 [1 - (S_w^*)^2] \quad (2)$$

Brooks and Corey(1966)的濕潤相與非濕潤相的相對滲透率如下：

$$k_{rw} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (3)$$

$$k_{mww} = (1 - S_w^*)^2 \left[1 - (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right] \quad (4)$$

Purcell(1949)的相對滲透率方程式如下所示：

$$k_{rw} = (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \quad (5)$$

$$k_{mww} = \left[1 - (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right] \quad (6)$$

Mualem (1976)的相對滲透率方程式如下所示：

$$k_{rw} = (S_w^*)^{\frac{1}{2}} \left[1 - \left(1 - (S_w^*)^{\frac{1}{\lambda}} \right)^{\lambda} \right]^2 \quad (7)$$

$$k_{mww} = (1 - S_w^*)^{\frac{1}{2}} \left[1 - (S_w^*)^{\frac{1}{\lambda}} \right]^{2\lambda} \quad (8)$$

Pirson(1976)的相對滲透率方程式如下所示：

$$k_{rw} = (S_w^*)^{\frac{1}{2}} (S_w)^3 \quad (9)$$

$$k_{mww} = (1 - S_w^*) \left[1 - (S_w^*)^{\frac{1}{4}} (S_w)^{\frac{1}{2}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (10)$$

三、研究成果

(一) 核磁共振分析技術之建立

1. 孔隙分布與有效孔隙率

核磁共振分析儀利用 CPMG 脈衝序列 (Car-Purcell-Meiboom-Gill Pulse Sequence) 獲取岩心中水分子之磁矩平衡訊號(M_n)與水平弛緩時間(T_2)，再透過 GIT 軟體將水分子的自旋回波(Spin Echo)訊號反衍而得到 T_2 分布，此即岩心之孔隙大小分布。 T_2 分布曲線下的面積即為岩心之總孔隙率。影響 T_2 弛緩時間的機制主要有三種，包含(1)流體分子的運動，(2)孔隙的表面弛緩及(3)磁場的梯度。在飽和水的岩石環境中，因流體分子所造成的弛緩通常可以忽視，同時在低磁場的 CPMG 脈衝序列的操作條件下，自旋回波時間(T_e)僅僅只有數毫秒，因此梯度造成的影響變得微小，故可以簡化成一個冪次的方程式；

$$A(t) = A(0)e^{-t/T_2s} \quad (11)$$

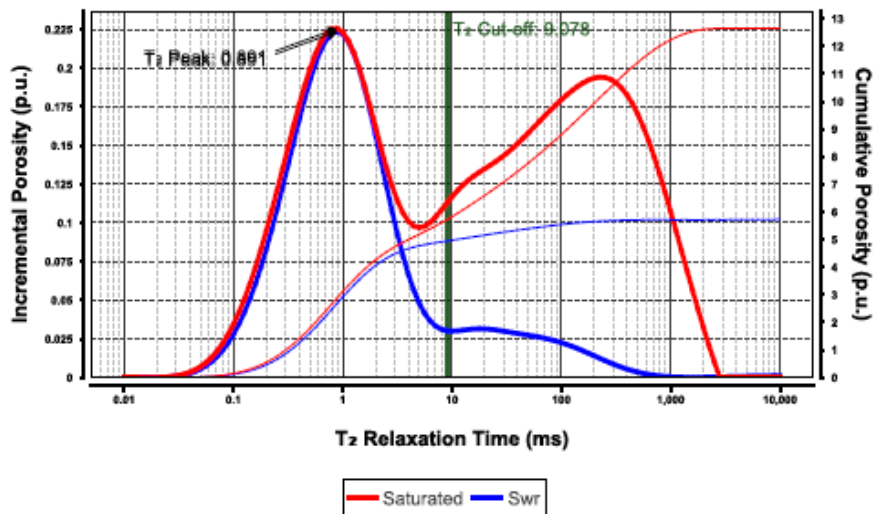
對於單一孔隙而言，由於初始的訊號振幅 $A(0)$ ，與氫原子核數目(或孔隙大小)成正比，因此可以藉由回推到原點(時間為零)的位置求得岩石的孔隙率。而對於擁有多個孔隙組成的介質，可以下列方程式表示。

$$A(t) = \sum_i A_i e^{-t/T_2i} \quad (12)$$

單一孔隙產生的核磁共振弛緩訊號可以用一個簡單的冪次方程式表示，所以藉由已知孔隙之振幅衰減訊號(較大孔隙擁有較長的弛緩時間，反之亦同)，將擁有多個孔隙組成的介質之複雜振幅訊號，反衍成岩石的孔隙大小分布。圖六為 D 層岩心樣本 M2 的 T_2 量測結果。紅色曲線代表飽和岩心，而藍色曲線則為去飽和岩心。線條較粗者為 T_2 分布曲線，較細者為累積孔隙率曲線。 T_2 分布有兩個明顯波峰，右邊為大孔隙之訊號，左邊則是來自較小孔隙的訊號。另外可發現去飽和後， T_2 分布右邊的訊號大幅減弱，表示大孔隙中的水被移除。

Project	M2 K2	Helium Porosity	11.1 p.u.
Sample	M2_Corelab	Confining Stress	3,000.00 psi
Well	Benoy-2	Gas Permeability	64.000000 mD
Sample Depth	2,850.0ft	Brine Permeability	51.299999 mD
Legal Location / Block		Bulk Volume	59.382 ml

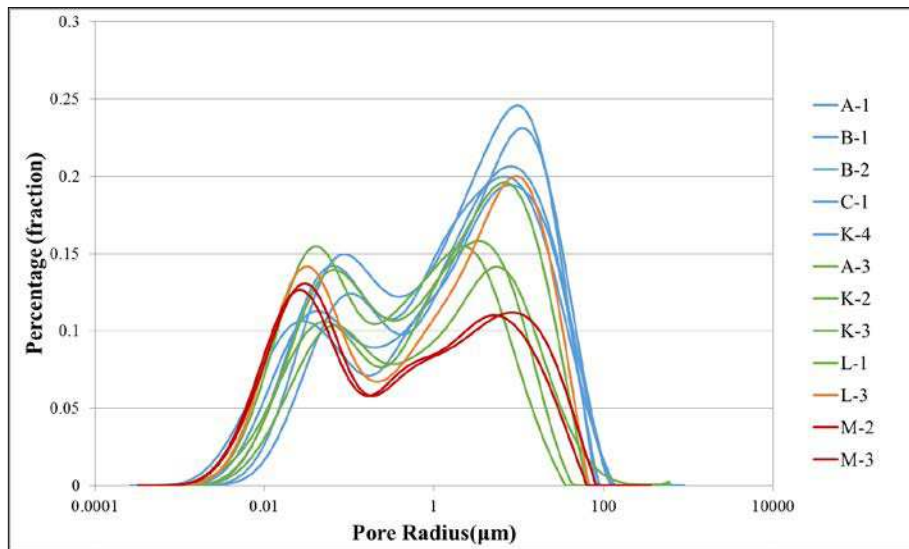
Total NMR Porosity	12.6 p.u.	NMR Resonant Frequency	6.2451 MHz
Clay Bound Water	4.2 p.u.	a Exponent	4.0
Effective Porosity	8.4 p.u.	b Exponent	2.0
Bulk Porosity Irreducible	1.5 p.u.	Free Fluid Index	6.9 p.u.
T ₂ Cut-off	9.078 ms	Coates Coefficient	6.34 p.u. ⁴ /mD
		Coates with Cut-off	
$k = \left(\frac{\phi}{C}\right)^a \left(\frac{FFI}{BVI}\right)^b \text{ where } BVI = f(\text{Cutoff})$			



圖六、M2岩心樣本之T₂量測結果。

飽和岩心之累積孔隙率曲線(紅色細線)與去飽和岩心之累積孔隙率曲線(藍色細線)延伸之交會處的綠色垂直線，為 T₂截取值(Cutoff)。T₂截取值為可動與不可動流體之分界。所以可藉由 T₂截取值計算出岩心之自由流體(Free Fluid Index, FFI)或可動的流體體積，作為電測解釋時 V-shear 背景值設定時之參考依據。不可流動之流體可分為束縛容積(Bulk Volume Irreducible, BVI)和黏土束縛水(Clay Bound Water, CBW)，BVI 為受到毛細壓力作用而束縛的體積，CBW 則為黏土中的原生含水量。其分界通常為 3 毫秒。有效孔隙率(Effective Porosity)為 FFI 與 BVI 兩部分之總和。

圖七為整合 11 顆岩心樣品之孔隙率分布圖，其橫坐標為孔隙直徑，縱座標為孔隙所佔比例。結果發現 C 層高滲透率的岩心樣品(藍色)由於擁有較多大孔隙，因此擁有較高比例的 FFI 以及有效孔隙率的特性。反之 D 層低滲透率的岩心樣品(紅色)，由於具備較多小孔隙，因此顯示出高比例 CBW 的特性。中間之過度帶(綠色與橘色)擁有比例不一的孔隙分布特性，因此介於 C 層高滲透率與 D 層低滲透率兩個岩心特性之間。



圖七、11顆岩心樣本之孔隙率分布圖。

使用 NMR 直接推算滲透率是建立在通過孔隙的流率與孔隙通道(Pore Throats)大小的關係上，因此與 NMR 的相關性即為某個 T_2 分布可以被歸於特定的孔隙尺寸大小與孔隙通道大小。目前最常使用的模式為 Coates–Timur 與 SDR 模式。Coates–Timur 模式估算是模式建立在自由流體(FFI)與束縛流體(BVI)的相關性上，可以下式表示，

$$k = a\phi^4 \left[\frac{FFI}{BVI} \right]^2 \quad (13)$$

SDR 關係式為利用 T_2 分布的對數平均值($T_{2,LM}$)計算滲透率，可以下式表示；

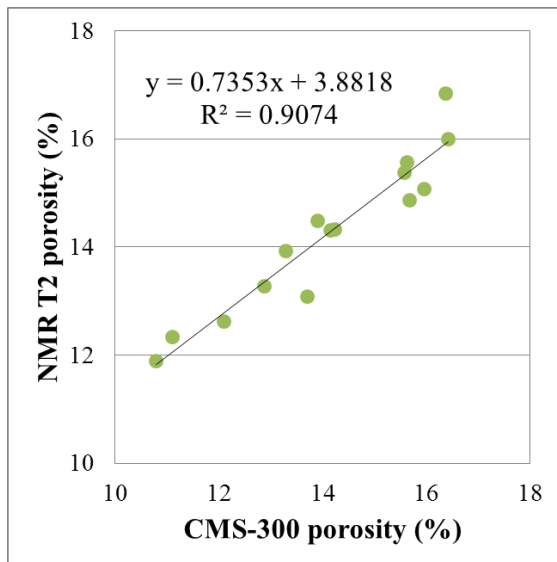
$$k = a\phi^4 T_{2,LM}^2 \quad (14)$$

其中 ϕ 為孔隙率，而 a 為常數。對於上述兩個關係式常數 a 均須進一步利用實驗數值或其他方法進行校正。

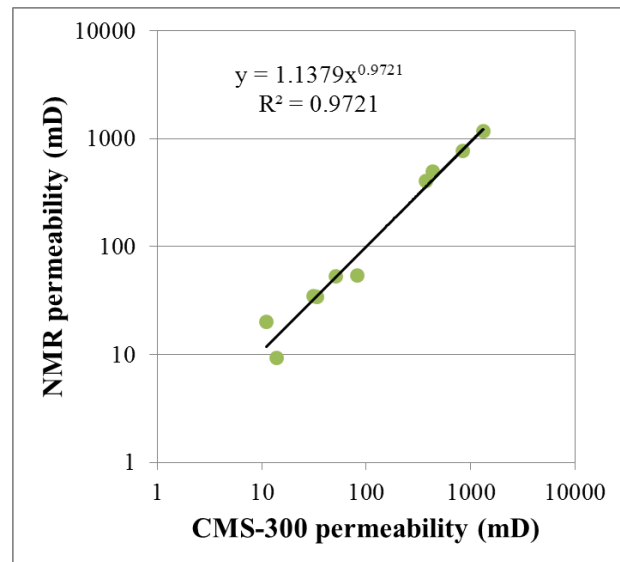
15 顆岩心樣本在無圍壓之狀態下量測之孔隙率與滲透率結果如表二所示。CMS-300 是在 1,000 psi 的圍壓加壓下，量測孔隙率以及求得修正之液體絕對滲透率。NMR 則是分別用 T_2 之脈衝序列，去量測飽和岩心之孔隙率以及孔隙大小分布。兩者測得之孔隙率做相關性比較，如圖八所示。結果顯示兩者所量測之孔隙率，相關性相當良好。以 T_2 脈衝序列量測之相關係數 $R^2=0.9074$ 。另將 NMR 測得之 T_2 孔隙大小分布，分別代入 Coates–Timur 與 SDR 兩個滲透率模式，發現 Coates–Timur 模式估算之滲透率與 CMS-300 具有較佳的線性關係， $R^2=0.9721$ ，如圖九所示。從以上這些結果顯示，NMR 在孔隙率量測和滲透率推估上具有很高的可信度。

表二、CMS-300 和 NMR 試驗量測之孔隙率與滲透率。

Sample	Depth (m)	CMS-300		NMR	
		Porosity (%)	Perm. (mD)	T ₂ Porosity (%)	Perm. (mD)
A-1	2475.1	15.6	430	15.6	494
A-2	2475.3	14.1	13.8	14.3	9.3
A-3	2475.8	13.7	11.1	13.1	20.2
B-1	2476.3	16.4	373	16.0	405
B-2	2476.5	16.4	240	16.8	421
C-1	2477.5	15.6	833	15.4	774
C-2	2477.7	15.7	2566	14.9	897
K-4	2478.2	16.0	1310	15.1	1184
K-2	2479	12.1	82.5	12.6	53.9
K-3	2479	13.3	31.4	13.9	35.1
M-2	2850	11.1	51.3	12.3	53.5
M-3	2850	10.8	33.5	11.9	34.0
L-1	2855.5	12.9	35.4	13.3	358
L-2	2854.4	14.2	11.1	14.3	101
L-3	2852.1	13.9	85.7	14.5	474



圖八、CMS-300 和 NMR T₂ 量測孔隙率之相關性。



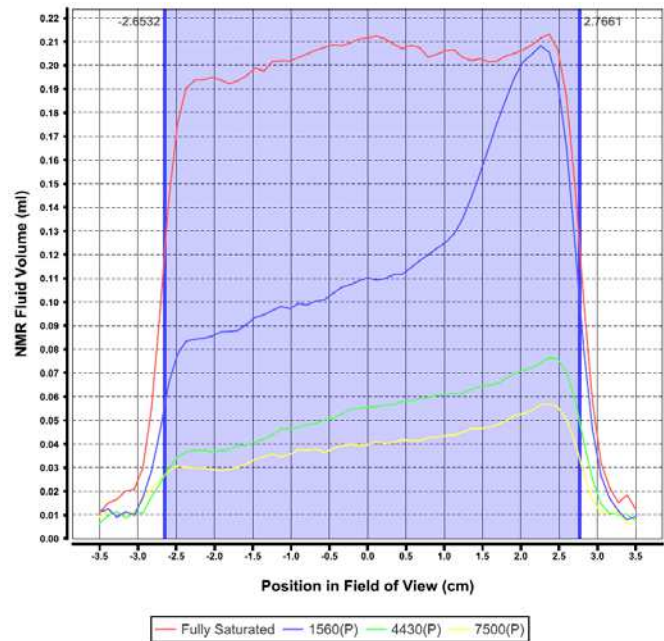
圖九、CMS-300 和 NMR 估算液體滲透率之相關性。

表三、15 顆岩心栓樣本之孔隙率、FFI、BVI、CBW 和有效孔隙率。

Sample	Depth (m)	ϕ (%)	FFI (%)	BVI (%)	CBW (%)	ϕ_{eff} (%)
A-1	2475.1	15.6	10.0	2.1	3.5	12.1
A-2	2475.3	14.1	7.3	1.4	5.6	8.7
A-3	2475.8	13.7	7.5	1.5	4.1	9.0
B-1	2476.3	16.4	9.8	2.2	4.0	12.0
B-2	2476.5	16.4	10.2	2.2	4.4	12.4
C-1	2477.5	15.6	9.6	2.5	3.3	12.1
C-2	2477.7	15.7	8.4	3.4	3.1	11.8
K-4	2478.2	16.0	9.4	2.5	3.2	11.9
K-2	2479	12.1	7.7	1.6	3.3	9.3
K-3	2479	13.3	8.1	1.6	4.2	9.7
M-2	2850	11.1	5.9	2.3	4.2	8.2
M-3	2850	10.8	5.4	2.3	4.2	7.7
L-1	2855.5	12.9	7.3	3.3	2.7	10.5
L-2	2854.4	14.2	7.4	2.3	4.6	9.7
L-3	2852.1	13.9	7.7	2.8	4.1	10.5

(二) NMR 毛細壓力試驗與分析

NMR 毛細壓力量測為結合 NMR 與離心機之方法，藉由離心作用將岩心內之水排出，並以 NMR 儀器量測岩心的含水飽和度變化，如圖十所示。其中 x 軸為岩心垂直剖面的位置，並且以岩心的中心為原點，往左側(負方向)是朝岩心頂端，往右側(正方向)則是底端。y 軸為每個位置所對應的流體體積。離心前的飽和度分布為紅色曲線。在不同離心轉速下得到的飽和度分布，由小至大依序為藍色、綠色和黃色曲線，可以發現由於離心力的作用，飽和度分布曲線會往左側傾斜，同時岩心底端的飽和度會較高。毛細壓力可根據岩心之前後端點與轉軸間的距離計算，其公式如下：



圖十、不同轉速下岩心含水飽和度分布變化。

$$P_{c1} = (7.9527 \times 10^{-8})(\Delta\rho)(N^2)(r_2^2 - r_1^2) \quad (15)$$

其中 P_{c1} ：在 r_1 處的毛細壓力，psi

$\Delta\rho$ ：氣-水相之密度差，g/mL

N ：離心機轉速，rpm

r_1, r_2 ：分別為岩心端點距離轉子距離，cm

毛細壓力曲線的繪製所使用模式為 Brooks and Corey(1966)，其方程式如下：

$$P_C = p_e(S_w^*)^{\frac{1}{\lambda}} \quad (16)$$

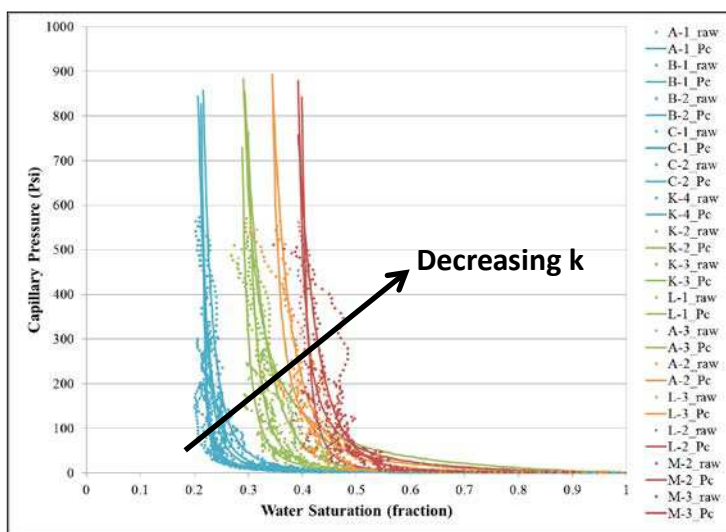
其中 P_C 為毛細壓力， p_e 為門檻壓力， λ 為孔隙分布因子， S_w^* 為有效飽和度，定義如下：

$$S_w^* = \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right) \quad (17)$$

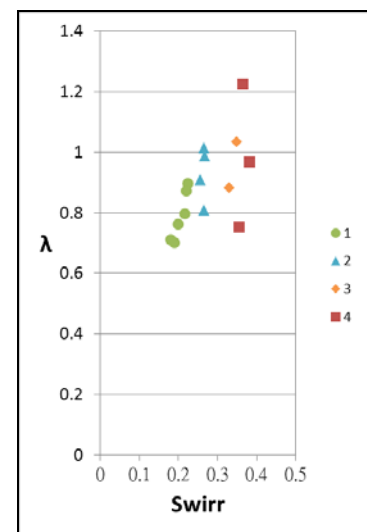
其中 S_w 是水飽和度； S_{wr} 是束縛水飽和度。

圖十一為 11 顆岩心樣本以 4 個離心轉速繪製之 NMR 毛細壓力曲線，其橫坐標為含水飽和度，縱座標為毛細壓力。結果發現 C 層高滲透率的岩心(藍色)其束縛水飽和度會較小，往左聚集，反之 D 層低滲透率的岩心樣品(紅色)，則向右偏。中間之過度帶(綠色與橘色)則分布 C 層低滲透率與 D 層高滲透率的岩心，4 種不同岩石特性的結果與 NMR 孔隙分布之結果(圖七)相似。

由 NMR 毛細壓力計算出岩心樣本之孔隙分布因子(λ)分布如圖十二所示。一般認為 λ 值約在 1.0~7.5 之間(Brooks and Corey, 1964)，並隨異質性增加而降低，高異質性的儲集層， λ 值一般界於 1.7~3.0 之間(Jaber, 2013)。而從圖十二可以發現其岩心樣本之 λ 值約在 0.7~1.4 之間，屬於高異質性的儲集層。



圖十一、岩心樣本之毛細壓力分布圖。

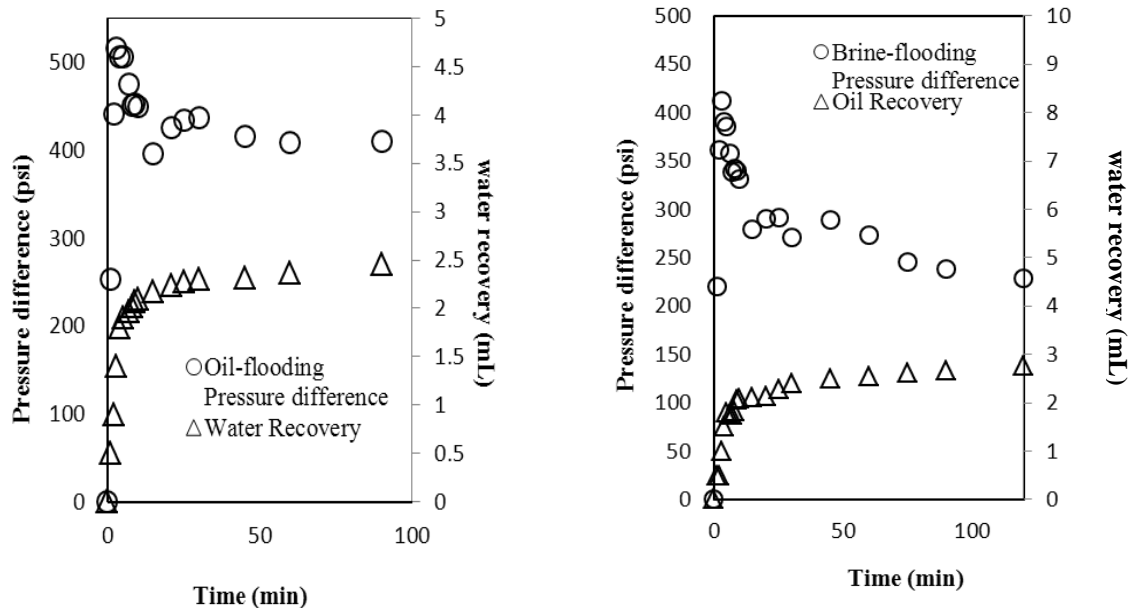


圖十二、孔隙分布因子分布圖。

(三) 相對滲透率試驗與相關式探討

本節以 M-3 岩心樣本為例進行討論。圖十三為 M-3 岩心以柴油(正十四烷)沖排鹽水(排退作用)過程中壓差與鹽水隨時間回復(收)之變化圖。因 M-3 岩心滲透率低(33.5mD)，沖排初始壓力瞬間便上升至 200 psi，穿越點更高達 516 psi(4 分鐘時)，此時排出之鹽水約為 1.8 毫升(約與注入體積為 1:1 置換)。之後隨時間增加而下降，鹽水也在穿越發生後慢慢趨於平緩，壓差與鹽水回收效率大幅減低直達試驗結束。總注入時間為 480 分鐘。總回收鹽水為 2.75 mL，此時岩心中水飽和度約為 26.42 %。與標準岩心呈現平穩的壓力曲線之特性不同，M-3 岩心之壓力紀錄有跳動情形，暗示著岩心內之異質性高。另外鹽水回收曲線也在穿越點前呈現跳動及不穩定情況，該現象皆顯示岩心可提供流體穿越之有效孔隙少，導致壓力及回收曲線呈現跳動現象。

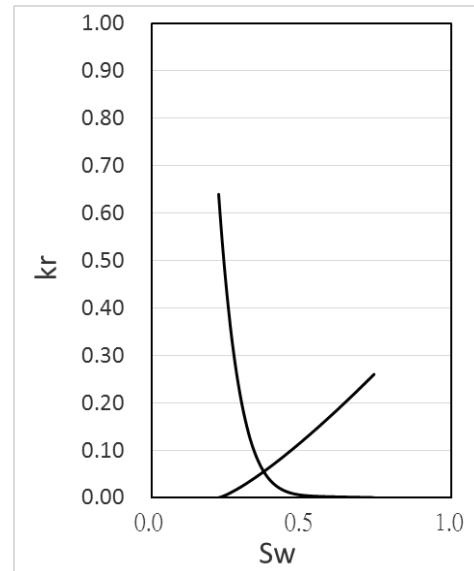
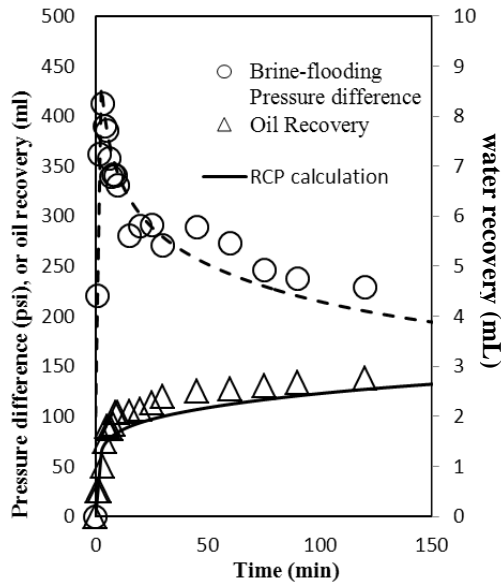
圖十四為 M-3 岩心以鹽水沖排柴油(浸潤作用)過程中壓差與柴油隨時間回復(收)之關係圖。M-3 岩心在注入鹽水 4 分鐘時產生鹽水穿越現象，壓力差達 412 psi(最高點)，此時排出之孔隙油約為 1.9 mL，壓力差與孔隙油回收隨之在穿越點後產生變化，壓差與孔隙油回收效率大幅減低直達試驗結束。總注入時間為 400 分鐘。試驗結束時，可回收孔隙水約出流 2.9 mL，此時岩心中水飽和度約為 74.11%。



圖十三、M-3 岩心柴油沖排孔隙水之壓差與孔隙水回收圖。 圖十四、M-3 岩心鹽水沖排孔隙油之壓差與孔隙油回收圖。

岩心 M-3 的部分根據分析流程進行相對滲透率的推估，在經過 8 次的迭代之後(圖十五)，可觀察到模擬結果(實線)與實驗數值(數據點)的差異(如圖十六)。結果顯示可知，M3 樣本束縛水飽和度為 22.37 %，殘餘油飽和度為 25.88 %，油與水的指數係數(n_o 與 n_w)最終結果分別為 7.38 與 1.26，而相對滲透率曲線推估結果如圖十七所示。在經歷油層濕潤特性回復試驗後，由圖十七可知本岩心屬於親油性岩石。另外在沖排試驗中，由觀察可知注入流體相對被置換流

體容易流動，加上注入壓力需相當大才可使流體流動之低滲透率特性，研判該岩心相當不利流體流動，在生產階段時易發生油殘餘飽和高之情形。由於 M3 樣本屬於目標油層中的壞砂樣本，在初始滲透率低的條件下，加上岩石存在兩相流體時，可預期其滲透率將下降更低，在初期油層回收模擬評估中，預計對於注水採油部分貢獻較低。

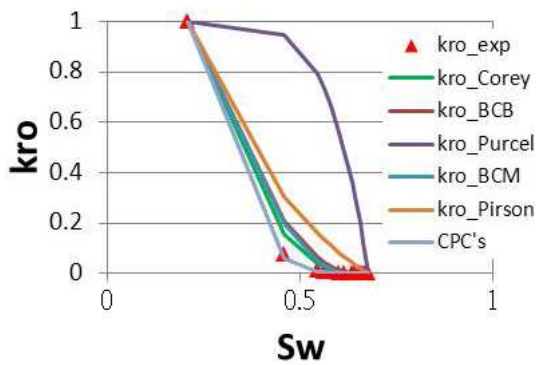


圖十五、M-3 現地岩心地層水沖排孔 圖十六、M-3 現地岩心相對滲透率曲
隙油目標函數計算結果。 線推估結果。

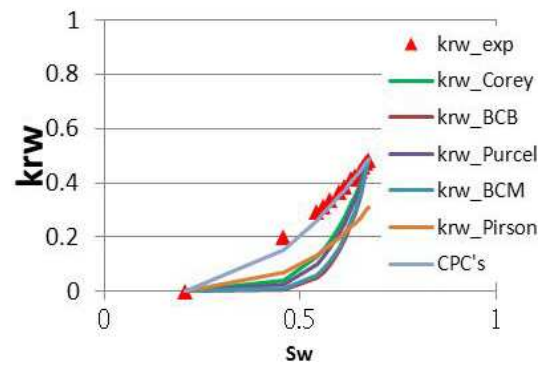
藉由 NMR 毛細壓力計算出岩心樣本之孔隙分布因子(λ)，比較 Corey's Model (1954)、Brooks and Corey/Burdine (1966)、Purcell's Model (1949)、Brooks and Corey/Mualem (1976)、Pirson (1958)等 5 種常用於相對滲透率曲線推估的模式後發現對於油相之相對滲透率曲線，除 Purcell's Model，其餘 4 種模式均非常一致，但與實驗的結果(紅色三角形)仍有些微差距。對於水相之相對滲透率曲線，以上 5 種模式均低於實驗的結果，如圖十七及圖十八所示。本研究修正 Brooks and Corey/Burdine (1966)的模式，提出 CPC's model(2015)，結果顯示能更貼近於實驗的結果。而未來亦將利用更多的岩心樣品驗證此模式。

$$k_{ro} = (1 - S_w^*)^{\frac{2}{\lambda}} \left[1 - S_w^{*(2+\lambda)/\lambda} \right] \quad (18)$$

$$k_{rw} = (S_w^*)^{\frac{1}{\lambda}} \quad (19)$$



圖十七、油相之相對滲透率曲線模型與實驗擬合結果。



圖十八、水相之相對滲透率曲線模型與實驗擬合結果。

四、結論與檢討

- (一)本計畫已完成 NMR 實驗室建置與 15 顆岩心樣本之孔隙大小分布、黏土束縛水、束縛容積、自由流體與有效孔隙率之量測。未來將持續進行岩心之量測，以建立該礦區砂岩之基本性質資料庫。
- (二)本計畫利用自動岩心分析儀與核磁共振岩心分析系統進行礦區岩心之孔隙率和滲透率量測，發現 CMS-300 和 NMR 得到的數據有很好的相關性，表示 NMR 的量測具有很高的可信度。
- (三)本計畫已利用 NMR 搭配離心機進行 15 顆飽和岩心樣本之毛細壓力量測。並依不同的岩石特性將岩心樣本分成 C 層/D 層/高滲透率/低滲透率等 4 種不同岩石特性的種類，以及不同的毛細壓力與相對滲透率曲線。
- (四)研究結果發現岩心樣本之孔隙分布因子(λ 值)約在 0.7~1.4 之間，屬於高異質性的儲集層。
- (五)完成現地礦區不同儲集層特性之岩心相對滲透率試驗。分析結果顯示儲集層屬於親油性岩石，束縛水飽和度與殘餘油飽和度經分析結果，與滲透率呈現相關性。
- (六)完成 Corey(1954)等 5 種毛細壓力與相對滲透率模型探討，並建立新的相對滲透率模型。

五、參考文獻

- Brooks, R. H., and Corey, A. T., 1966, "Properties of porous media affecting fluid flow," J. of the Irrigation and Drainage Division, ASCE, Vol. 92, No. IR2, pp.61~88.
- Burdine, N. T., 1953, "Relative permeability calculation from pore size distribution data," Trans. AIME, Vol.198, pp.71~78.
- Corey, A. T., 1954, "The interrelation between gas and oil relative permeabilities," Prod. Mon., Vol.19, No.1, pp.38~41

- Jaber, A. K., 2013, "A simulation of core displacement experiments for the determination of the relative permeability," J. of Engineering, Vol. 19, No.4, pp.500~513
- Mualem, Y., 1976, "A new model for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media," Water Resour. Res. Vol.12, No. 3, pp513~522.
- Nakornthap, N. and Evans, R.D., 1986, "Temperature-Dependent on Relative Permeability and Its Effect on Oil Displacement by Thermal Methods," SPE Reservoir Engineering, May, pp.230~242.y
- Pirson, S.J., 1958, "Oil Reservoir Engineering," McGraw-Hill, New York.
- Purcell, W. R., 1949, "Capillary pressures-Their measurement using mercury and the calculation of permeability," Trans. AIME, Vol.186, pp.39~48.