

增強型地熱系統發展分析與探討

李伯亨¹ 柳志錫^{2*} 劉力維³ 謝瑞青⁴ 郭泰融⁵ 王俊堯⁶

摘 要

本文藉由全球18個重要增強型地熱發電系統(Enhanced Geothermal System, EGS)場址分析, 吸取早期先導性EGS場址的重要經驗, 分析近期的歐盟、澳洲、美國等國家的EGS場址成果, 獲得可歸納出場址特性為開發成功的關鍵, 其中張裂型(Trans-tensional)的地塹環境較容易製造成功的人工儲集層。分析歐盟的EGS研發項目, 其中高溫井測器具研發及地熱儲集層工程誘發地震之規範, 是可為臺灣借鏡之項目。美國以開發難易度區分EGS, 傳統地熱區內的In Field EGS開發較容易, 近傳統地熱區的Near Field EGS開發為中性, 典型的Greenfield EGS潛能雖大但開發最難。美國從2007至2013年共投入2.2億美元的EGS研發經費, 研發技術項目包含分析工具、新穎探勘、人工儲集層製造、儲集層維護等四項主要EGS技術, 其發展目標為2020年達成5個EGS電廠建置, 2030年EGS成本降至0.06美元/kWh, 2050年達成全美100 GWe地熱發電裝置容量及EGS技術輸出等。臺灣目前地熱井的產能不佳, 地熱發電之成本較高, 提高生產井的產能為關鍵課題, 目前國外以提高回注井數量來進行In Field EGS以提升產能。依臺灣地熱特性, 建議建立臺灣地熱探勘資料庫, 發展或引進人工裂隙製造與增強技術, 增加地熱井產能, 降低投資成本; 搭配研發地熱儲集層維護技術, 降低年維護成本; 最後以傳統地熱產業推廣帶動EGS開發, 逐步擴大地熱發電。

關鍵詞：增強型地熱系統、傳統地熱系統、新穎探勘技術、人工儲集層製造技術

1. 前 言

臺灣能源進口依賴度達97%以上, 積極尋求可行的替代能源是國家現階段的重要政策方針。地熱為潔淨之再生能源, 地熱發電容量因子(Capacity Factor)平均約74.5%, 場址較佳的地熱電廠搭配最新的發電技術, 容量因子甚至可達90%以上(Edenhofer *et al.*, 2011), 具備基載電力特性。根據理論計算, 蘊藏在地殼

10 km內的能量約 1.3×10^{27} J (Lund, 2007), 若以2012年全球能源消耗率約 6.0×10^{20} J/年為基準(BP p.l.c., 2013), 則可供應全球能源使用約217萬年。若以可開採技術能力為保守計算, 地熱可開採潛能有70%的機率達1,200 GWe (Bertani, 2012)。地熱系統依據開採之型態可分為傳統地熱系統(Hydrothermal System)及增強型地熱系統(Enhanced Geothermal System, EGS)兩種, 傳統地熱發電開發約有百年歷史, 發電技術較為成

¹工業技術研究院綠能與環境研究所研究員

²工業技術研究院綠能與環境研究所正工程師

³工業技術研究院綠能與環境研究所副研究員

⁴工業技術研究院綠能與環境研究所資深工程師

⁵工業技術研究院綠能與環境研究所資深研究員

⁶經濟部能源局技正

*通訊作者, 電話: 03-5916324, E-mail: CHLiu@itri.org.tw

收到日期: 2013年12月19日

修正日期: 2014年01月21日

接受日期: 2014年02月07日

熟；相較於傳統地熱能之開發，在炙熱岩層製造人工裂隙並注入流體取熱利用之EGS潛能更為豐沛。EGS開發主要步驟為資源探勘評估、生產/回注井鑽鑿、人工儲集層製造、注水/生產循環取熱、電廠運轉與儲集層維護等，除人工儲集層製造外，與傳統地熱開發幾近相同，惟EGS開發成本仍高，目前各國正投入研發技術以降低成本。臺灣位處環太平洋構造帶，火山活動與板塊擠壓活躍，估計傳統地熱發電潛能約有989 MWe，增強型地熱潛能約31.8 GWe (柳志錫等，2012)，如能善加利用，不僅可減少對傳統化石能源的依賴，更有益於能源開發應用之多元化與自主性。

地熱發電自1950年代起蓬勃發展，統計至2010年為止，共有24國設有地熱發電廠，總裝置容量約為11 GWe (Bertani, 2012)。Bertani (2012)推估全世界至2015年之地熱發電國家約46個，總裝置容量約為19 GWe；2010年至2015年之地熱發電成長來自於傳統地熱電廠開發，主要來自菲律賓、印尼、冰島、紐西蘭

與美國。其中菲律賓、印尼、冰島與紐西蘭為大型高溫地熱田之開發，還是偏重於蒸氣型地熱發電；菲律賓由2010年的1,904 MWe至2015年增加為2,519 MWe (Ogena *et al.*, 2010)；印尼由2010年的1,197 MWe至2015年增加為3,451 MWe (Darma *et al.*, 2010)，成長力道最為強勁；冰島搭配超臨界地熱系統的研發，裝置容量將由2010年的575 MWe至2015年增加為1,285 MWe (Ragnarsson, 2010)；紐西蘭則增加雙循環發電系統以增強發電效率，由2010年的762 MWe至2015年增加為1,237 MWe (Harvey *et al.*, 2010)。美國則是因為探勘評估技術及中低溫地熱取熱技術精進，估計至2015年美國在傳統地熱電廠之裝置容量從2010年的3,098 MWe成長至約5,000 MWe (Lund *et al.*, 2010; Phillips *et al.*, 2013; Ziagos *et al.*, 2013; Kate *et al.*, 2013; Hollett, 2013; Dobson, 2013)。在此同時，已發展約40年的EGS技術漸漸在各國有應用案例出現，如圖1所示，歐盟雖不是第一個EGS應用場址，但法國的Soultz與德國的Landau卻是前兩

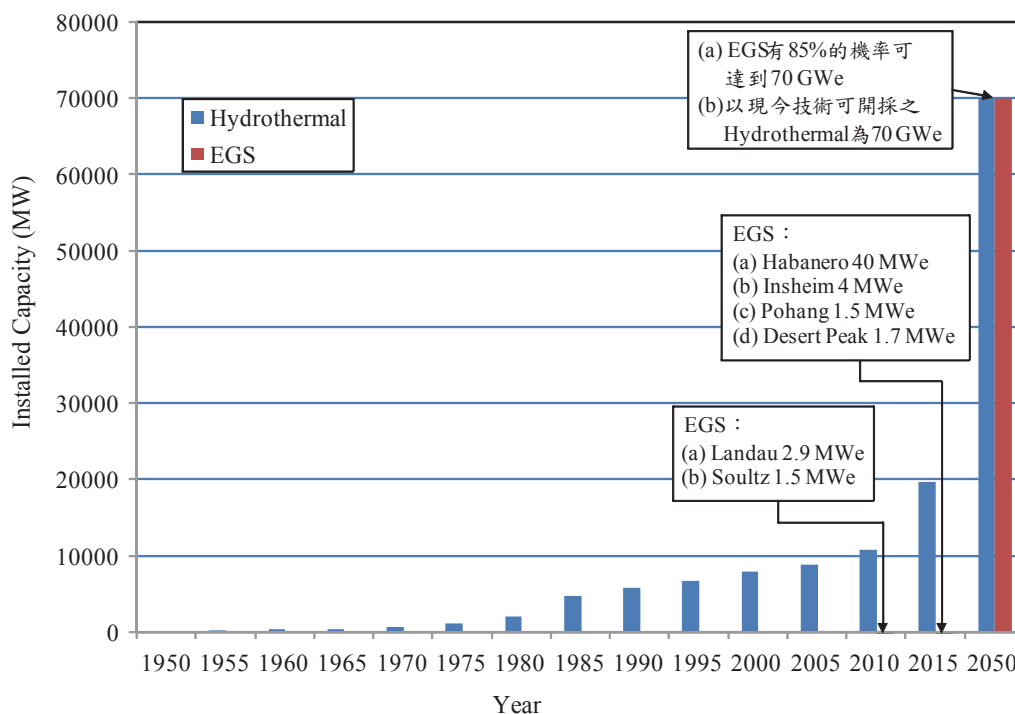


圖1 全球地熱裝置容量現況與推估

(資料來源：彙整自Bertani, 2012; Goldstein *et al.*, 2009; Beardsmore and Hill, 2010; BESTEC GmbH, 2013; Lee *et al.*, 2011; Chabora and Zemach, 2013)

名之商轉級EGS電廠(BESTEC GmbH, 2013)。另外，澳洲的EGS發展亦展現企圖心，至2015年，全球最大的EGS電廠將在澳洲的Habanero運轉，第一階段將達40 MWe (Beardsmore and Hill, 2010)，其中1 MWe的EGS示範電廠已於2013年5月初運轉(Geodynamics Ltd., 2013)；韓國的Pohang EGS示範電廠、德國新增的Insheim EGS電廠與美國Desert Peak EGS電廠亦將在2015年前運轉(Lee *et al.*, 2011; BESTEC GmbH, 2013; Chabora and Zemach, 2013)。Goldstein *et al.* (2009)估計，以現今的傳統地熱技術持續開發至2050年，傳統地熱仍有70 GWe可開採量；在2050年EGS技術成熟的情況下，約有85%的機率可開採70 GWe以上，2050年後地熱之裝置容量將以EGS為主。美國對於EGS的開發頗具信心，將藉由5個EGS場址搭配新穎探勘、儲集層製造、儲集層維護等技術(Hollett, 2013)，驗證傳統地熱區內EGS (In Field EGS)、近傳統地熱區EGS (Near Field EGS)及典型EGS (Greenfield EGS)之技術可行性，希冀達到2030年的EGS發電成本0.06美元/kWh，可望在2050

年地熱開發量達100 GWe。

2. 全球EGS場址回顧

2.1 EGS場址介紹

自1974年起，位於美國新墨西哥州之Fenton hill場址進行全世界第一個EGS試驗(Duchane *et al.*, 2002)，歷經近40年的技術測試與改良，已驗證EGS在地下深處開採熱能構想的可行性。這個構想是利用水力破裂方法(Hydraulic Fracturing)在地下深處製造裂隙形成人工的地熱儲集層(Geothermal Reservoir)，藉由注入流體取熱至地熱儲集層內，再將熱能回流到地表做為發電使用。全球重要EGS場址分布如圖2所示，既有、發展中及已運轉的場址約18個，包含美國、澳洲、歐盟國家及南韓等國均針對EGS的開發訂下具體的發展目標，並且在近期逐漸完成示範電廠的建構與試運轉。其場址特性如表1說明，透過各EGS場址分析有助於臺灣EGS發展策略擬定。

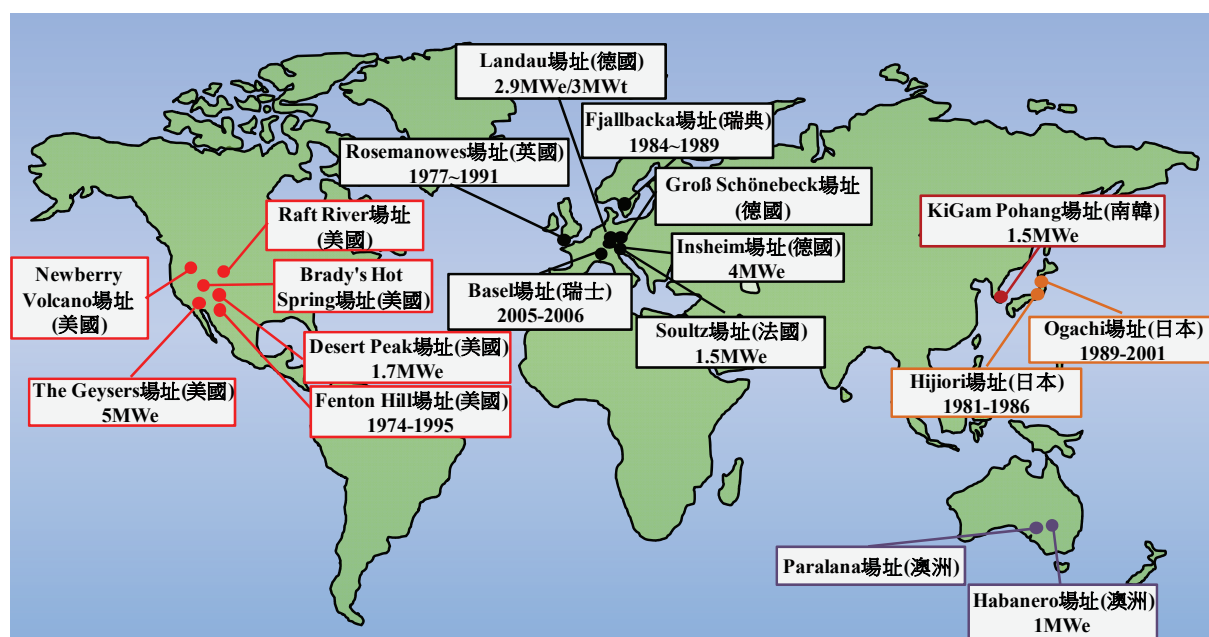


圖2 全球EGS場址分布

(資料來源：彙整自MIT, 2006; Law, 2011; Wallroth *et al.*, 1999; Wyss and Rybach, 2010; Schellschmidt *et al.*, 2010; Huenges, 2007; Geodynamics Ltd., 2013; 工研院, 2012; Dobson, 2013; Lee *et al.*, 2011; Petty, 2013a,b; Walters, 2013; Moore and McLennan, 2013; Chabora and Zemach, 2013; Snyder and Zemach, 2013)

表1 全球EGS現況與人工儲集層岩性

場址名稱 (發展時程)	國家	儲集層岩性	開發屬性	重要特性
Fenton Hill (1974-1995)	美國	花崗岩	Greenfield	全球第一個EGS場址，並有60 kW雙循環發電示範系統。
Rosemanowes (1977-1991)	英國	花崗岩	Greenfield	奠定英國後續Eden及Redruth之EGS開發基礎。
Hijiori (1981-1986)	日本	花崗閃長岩	Greenfield	日本第一個EGS場址，並有130 kW雙循環發電示範系統。
Fjällbacka (1984-1989)	瑞典	花崗岩	Greenfield	500 m之淺層EGS場址，用於熱泵暖房。
Ogachi (1989-2001)	日本	花崗閃長岩	Greenfield	結合CO ₂ 封存及CO ₂ -EGS試驗。
Basel (2005-2006)	瑞士	花崗岩	Greenfield	因地震議題停止試驗，引導出EGS開發之相關規範。
Insheim (2008-現在)	德國	花崗岩	Greenfield	4 MWe商轉級電廠。
Landau (2004-現在)	德國	花崗岩	Greenfield	2.9 MWe/3 MWt商轉級電廠結合暖房。
Groß Schönebeck (2007-現在)	德國	砂岩/礫岩	Greenfield	水力破裂進行中，已在場址內裝設3組總裝置容量為1 MWe之雙循環發電機組。
Soultz (1987-現在)	法國	花崗岩	Greenfield	第一個商業級EGS電廠，裝置容量為1.5 MWe。
KiGam at Pohang (2010-現在)	南韓	花崗閃長岩	Greenfield	目標1.5 MWe示範電廠，場址試驗中。
Habanero (2003-現在)	澳洲	花崗岩	Greenfield	1 MWe示範電廠運作中，第一階段目標達40 MWe，整體目標為450 MWe。
Paralana (2005-現在)	澳洲	沉積岩/變質岩	Greenfield	目標為3.75 MWe電廠，流體循環試驗中。
Newberry (2009-現在)	美國	泥灰岩、石英斑岩、花崗岩	Greenfield	1. 2013年完成水力破裂與流體循環。 2. 使用熱分解性隔絕材料(TZIM)縮短水力破裂時程。
The Geysers (2009-現在)	美國	變質砂岩	Near Field	1. 5 MW示範電廠進行中。 2. 使用都市回注至儲集層增加產能。 3. 以冷裂法於井週遭製造裂隙。
Raft River (2009-現在)	美國	花崗岩	Near Field	1. 目標為2020年前展示5 MWe的EGS電廠，每口井流量至少20 kg/s。 2. 以冷裂法於井週遭製造裂隙。
Bradys Hot Spring (2008-現在)	美國	流紋岩、變質基底	In Field	利用既有地熱井增加產能，目標為建立2-3 MWe商轉級EGS電廠。
Desert Peak (2002-現在)	美國	變質凝灰岩	In Field	1. 預定2013年底完成1.7 MWe商轉級電廠。 2. 混合冷裂、剪力、化學等水力破裂技術。

(資料來源：彙整自MIT, 2006; Law, 2011; Wallroth *et al.*, 1999; Wyss and Rybach, 2010; Schellschmidt *et al.*, 2010; Huenges, 2007; Geodynamics Ltd., 2013; 工研院, 2012; Dobson, 2013; Lee *et al.*, 2011; Petty, 2013a,b; Walters, 2013; Moore and McLennan, 2013; Chabora and Zemach, 2013; Snyder and Zemach, 2013)

Dobson (2013)指出EGS開發風險極高，尤其在人工儲集層製造方面，乃從40年的油氣開採經驗演進至可在堅硬岩層製造裂隙的技術，需因地制宜地以示範場址驗證技術可行性。美國依EGS開發技術程度分類，分為In Field EGS、Near Field EGS及Greenfield EGS等三類。早期的EGS開發均屬於困難的Greenfield EGS，如Fenton Hill、Rosemanowes、Hijori、Fjällbacka、Ogachi及Basel等，但在水力破裂技術逐漸成熟情況下，EGS的開採成功率逐漸提升，如Soulz、Habanero、Paralana、Insheim、Landau、Newberry、Desert Peak與The Geysers等場址。除了開採技術的演進，早期的EGS開發經驗指出EGS場址選擇亦非常重要，如張裂型(Trans-tensional)的環境(如地塹)較擠壓型(Compressive Stress)的環境較容易製造成功的人工儲集層(Ziagos *et al.*, 2013)。

2.2 先導性的EGS場址

2.2.1 Fenton Hill (1974-1995)

全世界第一個EGS場址是美國的Fenton Hill，其位於新墨西哥州中北方的Valles Caldera，為美國Los Alamos國家實驗室所執行之計畫，任務為在4.4 km深、溫度300°C之花崗岩製造人工儲集層，並且測試當時最新的60 kWe中低溫雙循環發電系統，但最終由於無法獲得預期產能而宣告終止(MIT, 2006)。Fenton Hill場址雖無法獲得商業級的EGS電廠，但仍有以下重要結果：

- (1) 驗證導向鑽鑿至5 km之堅硬岩層為可達成之技術。
- (2) 證實水力破裂技術可在低滲透率的結晶岩層中施作，並且可以製造體積大於1 km³之人工裂隙，並可作為發電使用。
- (3) 若儲集層岩層屬於擠壓型環境，需要持續以高壓回注來保持裂隙之開裂，此高壓泵浦所需用電為EGS主要電力耗損。
- (4) 因地層應力隨深度而變化，須發展高溫井下

探測設備以評估地層應力、裂隙方向、井下溫度、流量及壓力等資料。

2.2.2 Rosemanowes (1977-1991)

由英國Camborne School of Mines主導的EGS試驗，於潛能約3 GWe的Cornwall區內之Rosemanowes進行，該場址目標為維持50-100 kg/s的產能並維運5年，且無溫降效應。不過，此地區的儲集層裂隙主要受天然裂隙控制，以水力破裂控制預定的人工裂隙方向幾乎不可行，最後此場址之循環流體損失超過70%，加上高水力阻抗及短流效應(Short Circuiting)，目標無法達成而於1991年停止。近來，運用Rosemanowes EGS成果，英國在同屬於Cornwall區內的Eden進行EGS開發，將建置50 MWe的商業EGS電廠；同樣在Cornwall區的Redruth小鎮也規劃商業規模的發電計畫，將產生10 MWe的電力及550 MWt的熱能，預計2015年正式運轉(Law, 2011)。

2.2.3 Hijori (1981-1986)

Hijori EGS與Fenton Hill的地質條件相近，同屬於火山型地熱區。Hijori EGS為日本新能源及工業科技發展機構(New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO)所主導，此場址為日本第一個EGS試驗場，曾使用130 kWe雙循環發電機組進行發電。此地區雖在深度1,800 m之裂隙區最高溫度為250°C，但就算在注入井與生產井距離約50 m的條件下，還是有超過70%之循環流體損失。Hijori EGS因循環流體損失及儲集層結垢嚴重等因素，無法達成預定目標而終止試驗(MIT, 2006)。Hijori EGS提供的重要資訊如下：

- (1) 若兩井之自然裂隙已形成，人工水力破裂雖會增加連通性但可能會有加熱短路的情形發生，應利用井下封塞，封阻不必要的裂隙。
- (2) 在當時，預測裂隙方向或應力場仍為非常困難之事；仍須利用井下微震陣列監測判識人工裂隙發展情形。

(3) Fenton Hill及Hijiori均位於火山口附近，此種類型之EGS只要鑽掘較淺的井，即可獲得高溫流體，發電成本較低。

2.2.4 Fjällbacka (1984-1989)

Fjällbacka EGS位於瑞典西側，目標為發展熱泵型EGS做為暖房使用。該計畫於1984年至1989年間，利用兩口約500 m深的井進行水力破裂試驗；兩口井水力破裂之水平距離約100 m，於回注井以注入壓力5 MPa及流量1.8 kg/s的條件，注入溫度約7°C的水至井下，再由生產井流出溫度約16°C的水(壓力約0.9 kg/s)。即使兩口井距離相近，循環水損失約50%，不具經濟效益(Wallroth *et al.*, 1999)。

2.2.5 Ogachi (1989-2001)

日本第2個EGS於Ogachi進行，該場址靠近Yamabushi，該地熱區於1,000m深度時即有超過230°C之高溫。Ogachi EGS場址由Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI)主導，主要進行Greenfield EGS試驗與CO₂封存試驗。但該場址在試驗期間的循環流體損失高達75%-90%，無法達到商業運轉程度。Ogachi EGS之重要結果與前述EGS場址相同，井下之地質條件複雜，在鑽井前難以預測裂縫開裂方向，仍須藉由井下的地球物理探測了解井內應力分佈與裂隙發展。

2.2.6 Basel (2005-2006)

Basel EGS場址為Geopower Basel所主導的「深熱鑽井計畫」項目之一，目標為發展商業級的EGS電廠及熱泵。該場址位於人口超過70萬的Basel，其為瑞士第三大城市，是歐洲製藥及化學工業重鎮。2006年，Basel EGS於井深約5,000 m、溫度約200°C的花崗岩層進行水力破裂試驗(Wyss and Rybach, 2010)。此試驗引起數千起的微地震，但由於地震活動劇增，隨即停止水力破裂試驗。但在停注水力破裂後幾個小時發生芮氏規模3.4的地震，引起當地結構

物的損害，使該計畫終止，並賠償當地居民損失。執行EGS可能產生之震動一直備受質疑，也因為Basel EGS之案例，歐盟委員會(Europe Commission)通過「地熱儲集層工程誘發地震之緩解計畫」(Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs, GEISER)，針對EGS開發進行規範(Bruhn *et al.*, 2011)。

2.3 近期的歐盟EGS場址

綜合前述6個EGS場址之成果，了解現地應力與裂隙發展監測為EGS必要之技術，獲得開發場址之現地應力特性之後，藉由注入壓力在井孔附近產生剪力裂隙，可有效增加人工裂隙體積。並選擇較適當的張裂型地質環境，製造成功的人工儲集層機率較高。歐盟根據前期EGS開發經驗，在法國Soulitz及德國的Insheim與Landau，建立EGS電廠並持續運作中，其鑽井技術均來自於BESTEC GmbH公司，該EGS電廠相關特性如表2所示(BESTEC GmbH, 2013)。

2.3.1 Soulitz (1987-現在)

Soulitz EGS場址為全世界第一座具商業等級之EGS電廠，生產量已達到25 kg/s並持續提供熱液進行發電。該場址由歐盟委員會主導，達到商業級產能後，於1997~1998年間，將Soulitz EGS交由民間公司如Shell及幾家法國與德國公司管理，其重要成果為：

- (1) Soulitz EGS成功製造可達商業發電規模之人工裂隙儲集層，場址特性如天然裂隙及其連通性為此EGS場址成功與否之主要因素。
- (2) 此場址之儲集層維護主要受到結垢影響，為減少膚井效應，該場址進行酸洗以維持儲集層裂隙。
- (3) 此計畫加入沉水泵浦以增加生產流量，減少回注壓力。
- (4) 井下探測器受到高溫限制，亟需研發耐高溫材料與系統設計。

表2 歐盟EGS商轉電廠介紹(BESTEC GmbH, 2013)

參數 \ 場址名稱	Soultz	Landau	Insheim
目標	建造2座1.5 MWe電廠	2.9 MWe電廠/ 3 MWt供暖系統	>4 MWe電廠
井數量(口)	3	2	2
井深度(m)	5,000	3,000	3,500
儲集層溫度(°C)	>180	160	>160
產能(kg/s)	2 × 35 kg/s	80	>80
電廠類型	ORC雙循環機組	ORC雙循環機組	ORC雙循環機組
前期研究時間	1987-2005年	--	--
電廠建造時間	2005-2008年	2004-2007年	2008-2012年
目前狀態	1.5 MWe電廠商轉中	將增加至3.8 MWe容量	建造中

2.3.2 Landau (2004-現在)及 Insheim (2008-現在)

由於德國境內的地熱儲集層多屬低溫型，在地熱發電應用上大部分以EGS為重點，淺層低溫利用則以熱泵為主。Insheim及Landau為德國先導的EGS地熱電廠，其位於德國境內之Upper Rhine Graben內，與法國Soultz之岩性幾乎相同，人工儲集層之岩性為花崗岩。雖然該場址仍有因水力破裂所產生之微小震動，但仍屬可接受範圍。德國已成功展示Greenfield的商業可行性，加上相關優惠條例刺激下，約有150個地熱專案將在2020年達成共280 MWe的裝置容量(Schellschmidt *et al.*, 2010)。

2.3.3 Gro Schnebeck (2006-現在)

Groß Schönebeck之試驗場址位於德國柏林北方50 km處，該區地熱資源潛能評估約10 MWe，由德國地球科學研究中心(GeoForschungsZentrum Potsdam, GFZ)主導此EGS之開發。該EGS場址之井為1990年所鑽鑿的舊有天然氣探勘井與2006年鑽鑿之150°C地熱井，此兩口井生產層之水平最大距離約500 m。GFZ於2001年進行現地場址規劃及安裝；2003年進行舊井之水力破裂試驗及注入井加深至4,309 m之作業，並增強舊井之裂隙流道；

於2004年進行長期回注試驗並評估儲集層之水力條件；於2006年進行為期8個月之地熱井導向鑽鑿作業，深度達4,440 m；於2007年進行第二次水力破裂試驗(Huenges, 2007)。Gross Schoenebeck EGS將依可生產之熱液條件，則一選擇安裝500 kWe、350 kWe或150 kWe之雙循環發電機組。

2.4 澳洲EGS發展

澳洲約有1%之地區具有於5 km深度時溫度超過150°C的條件，其發電潛能約1億9000萬PJ，可供澳洲使用約26,000年(Goldstein *et al.*, 2009)。雖傳統地熱條件不足，但較深層的地熱潛能頗佳，尤其是沉積岩型的EGS，有別於儲集層為堅硬花崗岩體之EGS。

一般而言，傳統地熱系統在鑽鑿第一口井後，確認具發電條件之產能後，其開發風險會大大降低。但EGS開發因增加人工裂隙製造之風險，就算鑽鑿探勘井後，仍屬於高風險，故各國之EGS大部分由政府單位資助研究。澳洲EGS開發則在政府進行初期探勘調查及公告可開發土地後，由民間公司申請開發許可，再透過公開募股自行籌備開發基金後進行EGS開發，亦即EGS開發資金大部分由民間公司籌措。目前大約有48家地熱公司擁有EGS之開採權，總共在澳洲開採面積約36萬km²，其投資

表3 澳洲重要EGS場址介紹

公司名稱	重要EGS場址	目前狀態(2013年)
Geodynamics	Habanero, Cooper Basin	1 MWe示範電廠運轉中
Petratherm	Paralana	第3口地熱井鑽鑿中
Green Rock Energy	Olympic Dam	地熱井鑽鑿中
Raya Group	Limestone Coast, Otway Basin	地熱井鑽鑿中
Geothermal Resources	Frome	探勘井鑽鑿中
Torrens Energy	Parachilna	探勘井鑽鑿中
KUTh Energy	Tasmanian	探勘井鑽鑿中
Greenearth Energy	Anglesea, Gippsland	電廠規劃前期作業
Hot Rock	Penola, Otway Basin	驗證井鑽鑿中

(資料來源：彙整自Geodynamics Ltd., 2013; Green Rock Energy, 2013; Raya Group Limited, 2013; Torrens Energy Limited, 2013; KUTh Energy Limited, 2013; Greenearth Energy Limited, 2013; Hot Rock Limited, 2013)

金額超過15億澳幣。其中以Habanero及Paralana較為著名，重要場址如表3所示。

2.4.1 Habanero (Cooper Basin)

Cooper Basin位於南澳省的Adelaide北方，接近Queensland省邊界。此計畫目標為在均質的花崗岩體上建立成功的EGS，並建立百MWe級的雙循環發電系統。南澳省地區之花崗岩體具豐富之放射性元素(如鈾礦)，致使淺層即存在高溫。Geodynamics在2003年加深原為石油探勘井的回注井Habanero1 (深度4,421 m)。此處花崗岩體處於過壓力狀態(35 MPa)，鑽井工程及工安問題頻繁，導致開發時程延誤。目前該EGS場址已於2013年5月初運轉1 MWe EGS電廠，緊接著將於2015年完成40 MWe電廠，最後目標為450 MWe (Geodynamics Ltd., 2013)。

2.4.2 Paralana

Paralana EGS由Petratherm公司主導，應用絕熱層內熱交換模式(Heat Exchanger within Insulator, HEWI)於花崗岩以上之沉積岩層界面進行水力破裂及熱源交換。此絕熱層內深度淺，且大部份為沉積岩，力學強度較差，易成功製造人工裂隙，因此可降低其成本和風險。此項技術已成功應用於石油儲集層工程中，

其工程成本低於以花崗岩作為熱交換岩層之成本。目前該EGS場址之生產流量約21.6 ton/hr，流體溫度約171°C。Petratherm公司預定於2014年進行第3口井的鑽鑿、水力破裂及流體循環，2015年進行3.5 MWe雙循環電廠建置。Paralana EGS場址之沉積岩儲集層水力破裂經驗可供臺灣沉積變質岩EGS開發工程參考(工研院，2012)。

2.4.3 澳洲其它EGS場址

Green Rock Energy公司目前在南澳省有4個EGS場址、在西澳省有1個場址，其中最大的場址為南澳省Olympic Dam EGS場址，預計在2020年建立400 MWe的EGS電廠(Green Rock Energy, 2013)。Raya Group公司共計有3個EGS場址，2個場址位於Otway Basin、1個場址位於Cooper Basin (Raya Group Limited, 2013)。Geothermal Resources公司共有2個EGS場址(Geothermal Resources Pty Limited, 2013)。Torrens Energy公司有2個EGS場址，目前處於驗證井鑽鑿階段(Torrens Energy Limited, 2013)。KUTh Energy 公司擁有2個EGS場址，目前處於探勘井鑽鑿階段(KUTh Energy Limited, 2013)。Greenearth Energy公司擁有2個同時具有EGS與石油開採功能之場址，目前示範電廠處於

規劃階段(Greenearth Energy Limited, 2013)。Hot Rock公司在Otway Basin擁有5個EGS場址，目前處於驗證井鑽鑿階段(Hot Rock Limited, 2013)。

2.5 亞洲EGS發展

目前亞洲地區較明確的EGS開發為韓國的Pohang EGS場址，該場址於2010年開始進行EGS研究，預計於2015年興建1.5 MWe之EGS電廠。該儲集層岩性為花崗閃長岩，鑽掘深度為5 km、溫度為180°C。Pohang EGS之開發可望成為亞洲第一個MWe級EGS電廠(Lee *et al.*, 2011)。臺灣在地熱技術研發方面主要有經濟部能源局及國科會等單位，其中能源局近期重點為傳統地熱區之地熱電廠開發，國科會則預計在2015年設置1 MWe的EGS示範電廠(朱敬一，2013；陳宏宇，2012)。

2.6 美國近期EGS發展

EGS技術開發首要為場址的應用與驗證。美國在發展EGS技術的策略上結合研究機構、學術單位與民間研發能量，預計2030年的EGS開發成本可降低為0.06美元/kWh，並在2020年前將相關的技術應用在5個EGS場址，且維持5年以上的電廠運轉時間。此5個場址以開發的難易度區分為In Field EGS、Nearfield EGS及Greenfield EGS等3類，預計將此3類研發技術成果輸出至全球各地(Hollett, 2013)。如表4所示，美國目前進行的EGS場址分別為Newberry、The

Geysers、Raft River、Bradys Hot Spring、Desert Peak。整體而言，Greenfield的開發技術難度較高，故所需之經費高，Near Field之開發難易度及經費為次之，In Field則為最低。

2.6.1 Newberry EGS場址

Newberry EGS場址屬於火山型的地熱區，儲集層岩性為花崗岩，屬於開發難度較高的Greenfield。該場址於3,067 m深之溫度達331°C，預定於2013-2014年間完成2口生產井。此場址由AltaRock Energy公司主導，合作團隊分工為：Oregon State University (OSU)與National Energy Technology Laboratory (NETL)負責新穎儲集層4D監測技術；The University of Oklahoma (OkU)以地質及現地應力為基礎，結合統計觀點，建立EGS微震(Micro Earthquake, MEQ)模擬技術；The University of Utah (UU)的Energy and Geoscience Institute (EGI)負責新穎示蹤與裂隙演進技術；Davenport控股公司負責Newberry EGS之新穎探勘技術；WLA-Fugro公司負責3維速度成像技術；Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL)負責鑽井場址選定。該場址開發所需總經費4,380萬美元，其中美國能源部補助2,140萬美元。該場址之主要技術重點為以熱分解性隔絕材料(Thermo-degradable Zonal Isolation Materials, TZIM)進行水力破裂，不需傳統封塞以減少鑽機時間。配合AltaStim™之剪力水破(Hydroshear)模式，預測可能的震動及其風險。加上可在2,000 psi

表4 美國EGS場址介紹

EGS場址	開發屬性	所需經費 (萬美元)	補助經費 (萬美元)	補助比例 (%)	主要負責 單位/公司
Newberry	Greenfield	4,380	2,140	48.9	AltaRock Energy Inc
The Geysers	Near Field	1,330	620	46.6	Calpine Corporation
Raft River	Near Field	1,060	740	69.8	The University of Utah
Desert Peak	In Field	760	500	65.8	Ormat Technologies Inc.
Bradys Hot Spring	In Field	660	340	51.5	Ormat Technologies Inc.

(資料來源：彙整自Petty, 2013a,b; Walters, 2013; Moore and McLennan, 2013; Chabora and Zemach, 2013; Snyder and Zemach, 2013)

高壓狀態下注入1,000 gpm的14段離心式電動高壓泵浦之建構，及15個微震監測站、8個孔內geophones、7個地表geophones、1個強動監測站。目前該場址成功製造儲集層範圍1.5 km × 0.7 km、體積約1.5 km³，注入指數約2 kg/s/MPa，人工裂隙效果頗佳(Petty, 2013a,b)。

2.6.2 The Geysers EGS場址

The Geysers為全世界最大地熱裝置容量之傳統地熱區，共有22座地熱發電廠，目前Calpine公司擁有19座電廠。Calpine公司主導位於The Geysers西北邊的EGS場址開發，利用既有產能不佳的地熱井進行Near Field類型的EGS開發，其目標為建立5 MWe之EGS電廠(第20座電廠)。此場址於3,396 m深有280°C高溫的變質砂岩儲集層，目前已完成P-32注入井之人工裂隙製造，PS-31生產井之生產循環，並產生高蒸汽品質之熱液。Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL)亦為The Geysers EGS場址之開發團隊，負責裂隙評估技術；結合InSAR地表變形研究及地質力學模擬，進行注水誘發地震研究；設置至少14 MEQ測站並建立遊客中心以作為EGS教育展覽及民眾溝通場所。該場址之重要特性為將處理後之都市廢水抽蓄至山頂，利用重力水頭注水，以冷裂法將冷水注入400°C低滲透率岩層，此冷裂的熱效應於井孔周遭產生裂隙，不須使用大壓力泵浦即可產生人工裂隙，進而減少震動及泵浦能源使用，目前最大震動規模低於M 2.87；該場址利用氫氧同位素判別生產/注入水是否與岩層發生地球化學反應，作為回注水流路徑之判斷。該場址利用既有之井位進行EGS開發，因此開發經費較少，總經費約1,333萬美元，其中美國能源部補助620萬美元(Walters, 2013)。

2.6.3 Raft River EGS場址

Raft River EGS場址由UU負責。該場址附近有4口生產井、3口回注井，為總生產流量315 kg/s約12 MWe的傳統地熱電廠。此EGS場址從

2008年開始規劃，已鑽掘4口震測觀測井，並於2013年完成1,800 m深之RRG-9 ST-1井的水力破裂，其開發難易度分類上屬於Near Field EGS。Raft River EGS場址之儲集層岩性為花崗岩，其溫度約150°C，在水力破裂施作時先以60°C水進行注入測試，接著以冷裂法注入約13°C水使井周遭產生裂隙，最後使用50,400-347,000 lb之20/40與100 mesh石英砂進行儲集層裂隙製造。結合美國研究單位之技術，如Idaho National Lab (INL)的「冷裂水力破裂數值模擬」，以模擬預測水力破裂之震動事件；LBNL的MEQ、井下溫度剖面量測(DTS)、惰性氣體監測及電阻率量測；Sandia National Lab (SNL)的井下Televiewer量測；EGI的示蹤試驗。Raft River EGS場址之目標為2020年前展示5 MWe的EGS電廠，且每口井流量至少20 kg/s並持續生產，該場址所需之經費為1,060萬美元，其中美國能源部補助740萬美元(Moore and McLennan, 2013)。

2.6.4 Desert Peak EGS場址

位於美國內華達州的Ormat公司，擁有數座傳統地熱電廠。目前Ormat公司為提升地熱發電量，正進行Desert Peak與Bradys Hot Spring等兩個In Field EGS場址的驗證。Desert Peak EGS場址是一個成功的In Field EGS場址，目前已在井深約1,768 m的27-15舊地熱井增產1.7 MWe的發電量；其注水指數約2.15 gpm/psi，所產生的最大震度約M 1.6。Ormat公司結合Schlumberger 子公司GeothermEx公司、Temple University、UU、U.S. Geological Survey (USGS)、LBNL、SNL、Los Alamos National Laboratory (LANL)、Mil-Tech 公司(英國)、鑽井公司Bestec(德國)、Rain for Rent公司、ThermaSource公司及Schlumberger等公司之技術能量，共同完成Desert Peak EGS的變質凝灰岩之水力破裂與示蹤等相關技術之驗證，如自我支撐(self-propping)之剪力水力破裂技術、混合冷裂、剪力型及化學型等水力破裂技術，及

2,6-NDS及1,3,6-NDS示蹤劑注入與監測技術。該場址所需之經費約760萬美元，其中美國能源部補助500萬美元(Chabora and Zemach, 2013)。

2.6.5 Bradys Hot Spring EGS場址

離Desert Peak 地熱區7km遠的Bradys Hot Spring區為Ormat公司的第2個In Field EGS場址。利用既有的15-12 ST-1地熱井，該場址於2013年在溫度為204°C的流紋岩儲集層進行水力破裂，目標為增加此口井2-3 MWe之發電能力，並且實現自我支撐之剪力水力破裂技術，進而以此場址為練兵基地，發展可應用及技術移轉於其它EGS場址之“EGS Toolbox”。此場址以Ormat公司為總規劃單位，GeothermEx為技術管理、水力破裂施作及其模擬；University of Nevada, Reno (UNR)負責三維地熱地質模型及地表應力指標項目；USGS 與Temple University 負責應力場分析及構造模擬；EGI負責示蹤試驗及地質模擬；Schlumberger的Terra Tek 負責岩石、地層及岩心分析；GeoMechanics International公司進行失效分析及水力破裂規劃；LBNL負責震動監測及其分析；Hi-Q Geophysics公司進行地表震動資料蒐集及判釋；LANL與NETL負責EGS裂隙網路成像及其模擬；SNL則進行井下Televiewer量測。該場址經費約660萬美元，美國能源部補助340萬美元(Snyder and Zemach, 2013)。

3. 歐盟與美國的EGS技術發展

3.1 歐盟EGS技術發展

3.1.1 歐盟EGS研發團隊

歐盟EGS之主要研究團隊為Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe (ENGINE)，為歐盟內推動非傳統地熱資源(Unconventional Geothermal Resources)及EGS發展的跨國性研發團隊，由來自16個歐盟及3個

非歐盟的35個研發團隊共同組成，其中包含8個私人公司。ENGINE以2020年為期，目標為降低EGS之開發成本，包含提高儲集層三維成像解析度與地熱資源探勘技術，降低20%的探勘成本；增進地熱鑽井技術，以降低20~30%的鑽井成本；加強儲集層工程技術，增加產能及儲集層開採壽命；最後為提高熱電轉換效率20%，以降低成本10%~20% (ENGINE website, 2010)。

3.1.2 超臨界EGS研發

Fridleifsson *et al.* (2010)指出儲集層溫度超過374°C、壓力大於220 bar之超臨界地熱系統具高地熱發電潛能，若以單口井體積流量2,412 m³/hr為計算基礎，超臨界地熱系統之生產井發電量為傳統地熱乾蒸汽井之10倍。因此從2000年開始，由冰島ÍSOR主導的超臨界EGS研發團隊，以冰島深井鑽探專案(Iceland Deep Drilling Project, IDDP)中Krafla及Reykjanes等區的地熱儲集層為研發平台，目標為擷取炙熱岩漿庫附近之熱能進行發電利用，並針對高溫地熱井探測器具(High Temperature Instruments for Supercritical Geothermal Reservoir Characterization and Exploitation, HITI)進行超高溫相關技術研發(Ásmundsson, 2006)。HITI包含9個研究機構、涵蓋6個國家，預計突破傳統地熱之單口乾蒸汽井發電量約5 MWe限制，將井下溫度約430-550°C之單口超臨界生產井發電量推至50 MWe級，目前已在Krafla鑽鑿發電潛能約35 MWe之第一口地熱井，發電規模前景可期(Fridleifsson, 2013)。工欲善其事，必先利其器，HITI井下探測器之目標為耐溫至500°C，包含溫度、壓力、流體及岩石電阻係數、伽瑪射線、孔內聲波影像(Televiewer Acoustic Images)、pH、井下套管連接定位(Casing Collar Locator)、套管監測、井下流體採樣、流體流動、化學溫度感測及有機示蹤劑等，以應用於高溫超臨界EGS。

3.2 美國EGS技術發展

3.2.1 美國地熱發電裝置容量

美國近期地熱開發藍圖仍以中低溫型傳統地熱系統為主，目標為發展數百kWe至MWe級的中低溫地熱系統，供偏遠城鎮之電力使用；並利用既有的油氣井所產生的副產品(Coproducted)熱能進行發電，每個場址之發展尺度預計為數十MWe至數百MWe級。中長期目標為逐步加重EGS之開發，鼓勵民營公司持續開發尚未發現的傳統型地熱(Blind Hydrothermal)，預計可增加數十GWe級的潛能。另外，美國亦鼓勵民營公司在傳統地熱場址發展低風險的In Field EGS及其運轉維護技術，並發展可複製的EGS商業電廠技術，擴大地熱裝置容量達數十GWe至數百GWe，達成2050年地熱裝置容量為100 GWe之目標(MIT, 2006)。依Rocky Mountain Institute (2013)預測，至2050年之美國發電總裝置容量將達1,470 GWe，地熱發電約佔6.8%，仍無法全面取代基載電力。

美國能源部估計的地熱開發裝置容量如圖3所示(Hollett, 2013)，以目前開採技術，在2030年前開發已驗證的傳統地熱發電裝置容量約10 GWe，其中包含已設置(Existing)的電廠、建造中(Construction)的電廠及已發現且可開發(Discovery)的潛能區。此外，預計在2030年完成EGS新穎技術研發，且開採難度較高的EGS與中低溫地熱區(Blind and Coproduced Hydrothermal)達裝置容量約24 GWe。2030年之EGS與傳統地熱發電裝置容量比例大致相同。

3.2.2 美國地熱研發經費

為降低EGS開發成本與提升經濟誘因，並於2050年地熱發電容量達100 GWe之目標，美國能源部以深度3 km達175°C的20 MWe雙循環(Binary) EGS電廠為例，假設貼現率(Discount rate)為7%的情況下，考量EGS的資源探勘與

表5 美國EGS成本分析(Hollett, 2012)

成本名稱	2011年LCOE (USD/kWh)	2030年LCOE (USD/kWh)
資源探勘與評估	0.037	0.004
鑽井與人工裂隙製造	0.074	0.016
電廠建造	0.053	0.025
運轉與維護	0.043	0.015
風險溢酬	0.024	0
總計	0.231	0.06

評估、鑽井、人工裂隙製造、電廠建造、運轉維護與風險溢酬(Financing Risk of Premium)等因子，計算目前及未來EGS之發電均化成本(Levelised Cost of Energy, LCOE)，如表5所示，在資源探勘評估、鑽井技術、儲集層工程、電廠效率、維護技術等技術提升及金融風險降低之情況下，預估至2030年之EGS發電成本約0.06美元/kWh，約為2011年成本0.231美元/kWh的0.26倍。為達成本下降目標，美國能源部自2007年開始，進行EGS示範、經濟模式分析(System Analysis)、地源熱泵(Ground Source Heat Pump)、新穎探勘技術(Innovative Exploration Technology)、中低溫利用(Low Temperature and Coproduced)等5大項目，涵蓋約154個研發專案。如圖4所示，從2007年至2013年止，共計2億2,430萬美元，2014年所需預算為6,000萬美元，其中地源熱泵因技術發展成熟，且市場蓬勃發展，已從2009年停止其研發經費。中低溫型地熱技術及新穎探勘技術則維持一定比例之研發經費，研發重點為新穎地球物理/化學探勘技術、進階鑽井技術及探勘資料庫建立。EGS發展經費則逐漸增加，至2014年達4,200萬美元，佔2014年研發經費之70%，主要項目為隔絕技術(Zonal Isolation)研發、新穎水力破裂技術研發、聯合地球物理技術(Joint Geophysical Techniques)建立、流體示蹤技術建立及於高溫地熱環境測試水平鑽探技術等，這些都是用於探勘技術、鑽井技術與儲集層工程技術等方面，以提升效率並降低成本。

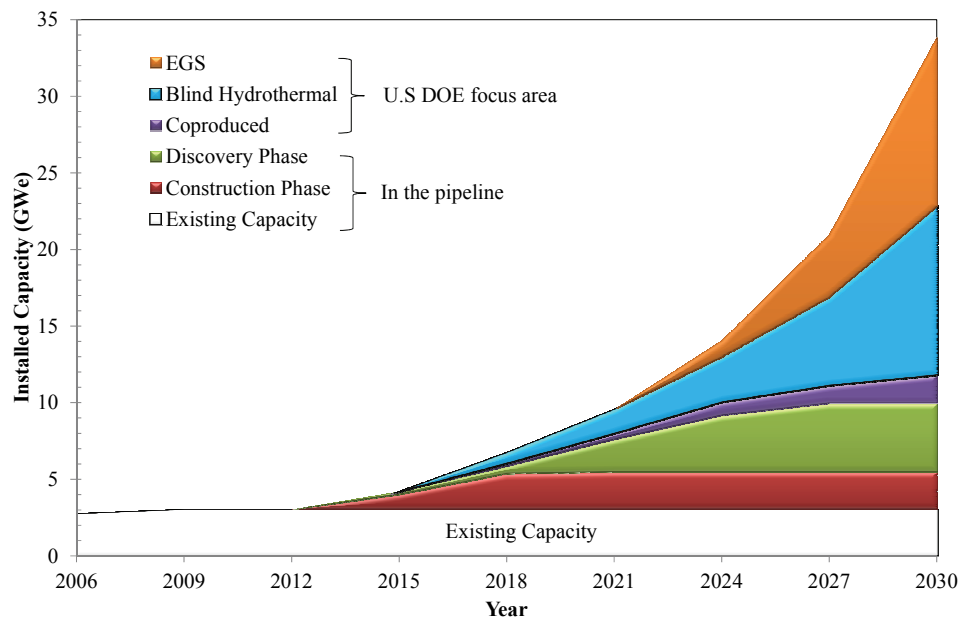


圖3 美國地熱類型所佔之裝置容量與發展趨勢(修改自Hollett, 2013)

3.2.3 美國EGS技術分析

綜合前述，美國能源部認為EGS關鍵項目為分析工具、資源探勘評估、人工儲集層製造、儲集層維護等四項，細部項目包含地熱資料庫建立、技術與經濟模式、政策法規、流體成像、CO₂利用、新穎探勘技術、示蹤技術、

耐高溫探測器、鑽井系統、數值模擬、材料、隔絕技術等，並以5個EGS場址作為技術研發與驗證平台，建立EGS開發信心(Ziagos *et al.*, 2013)。

(1) 地熱資料庫建立

由美國能源部資助，在美國National Renewable Energy Laboratory (NREL)與Arizona

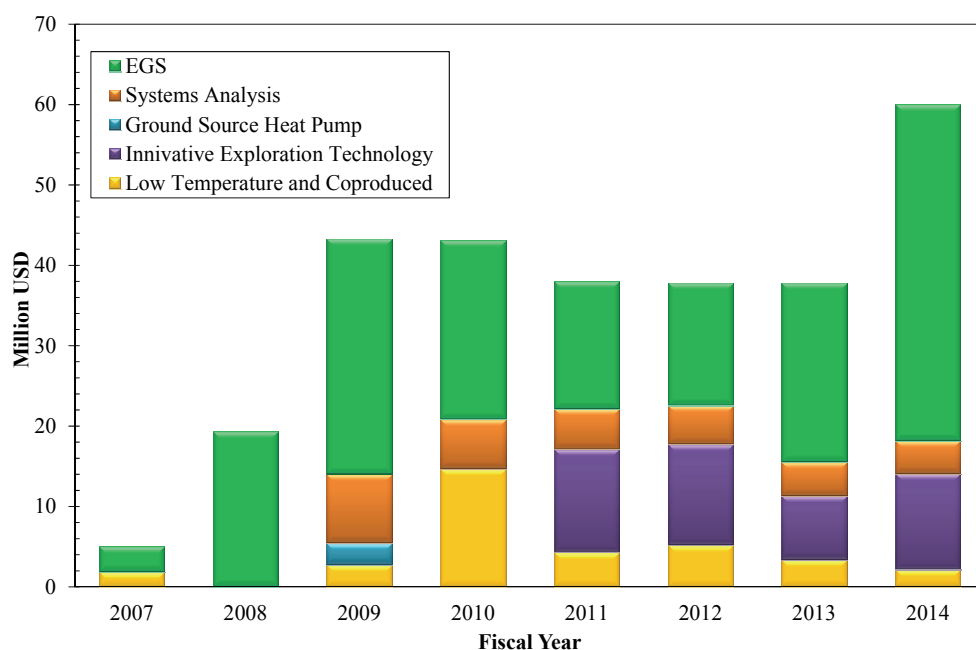


圖4 美國地熱技術發展之歷年經費說明(修改自Hollett, 2013)

Geological Survey等單位共同建置美國國家地熱資訊系統(National Geothermal Data System, NGDS)，主要目的為透過完整的技術、資源及經濟等資訊協助提升地熱開發之成功率並降低投資風險。NGDS整合所有地熱相關資料及相關出版文件，涵蓋地熱開發成功與失敗之案例分析，並提供關鍵指標供使用者參考，如政府開發決策、開發商投資決策等。

(2) 技術與經濟模式

由於EGS技術尚未成熟，開發不確定及風險性高，需藉由技術與經濟模式評估EGS開發成本。目前主要有3個EGS經濟模式與1個中低溫利用的經濟模式，第一個EGS經濟模式由美國MIT建構，考量因探勘、鑽井及人工裂隙製造不確定性所導致的EGS開發成本、時程及風險等參數，亦將裂隙形態與流體循環之不確定性納入計算。第二個EGS經濟模式為Adi Analytics LLC建立的EGS生命週期成本評估與分析模式，用以建立EGS相關專利與成本之計算模式，以加速產業化。第三個EGS經濟模式由INL所建立的地熱電價與科技評估模式(Geothermal Electricity Technology Evaluation Model, GETEM)，其為資料齊全且功能強大的地熱電價計算工具，可幫助美國能源部決策優先開發的R&D技術。另外，由West Virginia大學發展專門應用於90-150°C之中低溫地熱利用的經濟模式，提供美國龐大的中低溫地熱系統資訊以供產業開發決策參考。

(3) 政策法規

雖然1960年美國第一個商業級地熱電廠建於加州The Geysers，至今已超過50年，但相較於其它發電產業，地熱仍屬於新興的產業，相關政策與法規仍未完全上軌道，加上產業界與政府跨部會溝通的障礙，地熱開發申請程序被視為地熱開發的最大障礙。有鑑於此，NREL提出精簡版的地熱申請程序相關辦法，此辦法考慮聯邦、州政府及地方相關法規，建立政府與產業界的共通語言，包含環評(National Environmental Policy Act, NEPA)、經濟分析

及土地利用等標準化的政策法規。目前此辦法在2012年已蒐集California, Nevada, Hawaii, Oregon, Utah, Idaho, Alaska及Montana等8州的州政府法規與當地地熱產業需求，2013年新增Colorado及Texas等2州，並建立美國國家環境政策法規之資料庫。NREL評估，縮短地熱申請程序可望降低地熱開發時程及成本(Young, 2013)。目前美國民間業者遇到的地熱開發申請障礙，與目前臺灣地熱公司及政府單位在申請程序所遭遇的問題類似，NREL的資料庫有助於健全臺灣地熱開發之政策法規參考資訊。

(4) 流體成像

LANL以Bradys EGS場址為平台，研發全波形(Full-waveform)之三維-9組分-垂直震測剖面(three-dimensional, nine-component vertical seismic profiling)反演技術，結合LBNL開發進階三維電阻及微震測等技術，以提升Bradys EGS儲集層之流體及裂縫成像精度(Huang, 2013)；Oak Ridge National Laboratory應用中子成像及散射技術監測流體與裂縫特性(Polsky, 2013)。

(5) CO₂利用

在CO₂應用於EGS方面，主要以CO₂作為儲集層取熱流體，稱為CO₂-EGS。現階段之進展主要為數值模擬及室內試驗，Palo Alto Research Center建置一套多孔道批次試驗設備，於Cranfield區之現地CO₂注入場取得岩石進行試驗，用以了解礦物與CO₂地化反應資料，以增加CO₂-EGS地化反應模擬之信心。另外，GreenFire Energy公司亦獲得美國能源部補助200萬美元，用以進行單井CO₂取熱系統之研究，目前進度處於現地工程成本與經濟評估階段(Eastman and Muir, 2013)。

(6) 新穎探勘技術

美國藉由發展新穎探勘技術以降低地熱開發風險，進而降低地熱發電成本。Phillips *et al.* (2013)指出2011年之美國傳統地熱LCOE約為0.144美元/kWh，隨著地熱技術發展成熟，預計在2020年達到LCOE約為0.065美元/kWh，此探

勘技術亦可應用於EGS場址評估；其中成本降低之主要貢獻為新穎探勘技術(含探勘資料庫建立)，可望將探勘的LCOE由0.053美元/kWh降至0.021美元/kWh。新穎探勘技術為美國能源部之重要地熱技術研發項目，如圖4所示，從2011年至2014年每年平均補助約1,130萬美元，其技術包含反應傳輸模式(Reaction Transport Model)、逆推方法建立(Inverse Methods)、多重數據集合成(Synthesize Multiple Dataset)、舊資料庫整合、新地球化學/同位素偵測技術(New Signal Detection Tools)、熱源/滲透率/地化之空間成像技術、300°C井下感測器、三維視覺成像技術、井下跨孔震測/電磁技術等，用以整合既有3D地質模型，加入新技術所獲得之資料，加強對資源掌握度之提升。

(7) 示蹤技術

示蹤技術有助於了解注入至儲集層內之流通路徑、孔隙率、裂隙長度，此技術在耐高溫與偵測精度方面仍有待提升。EGI將螢光劑進行表面處理及制定特殊直徑後，依需求可控制螢光劑與儲集層內裂隙表面之吸附特性，用以提升偵測裂隙通道精度及獲取裂隙表面積(Rose, 2013)。Power Environmental Energy Research Institute發展可熱解性的多偵測目標示蹤劑，此示蹤技術可同時獲得裂隙間距、孔隙率、孔隙體積及裂隙表面積，此多偵測目標的示蹤技術可用於提升裂隙及流體示蹤精度(Tang, 2013)。

(8) 井下耐高溫工具

Paulsson公司發展之光纖震波量測感應器(Fiber Optic Seismic Sensor, FOSS)可以承受30,000psi壓力及300°C之高溫，且在觀測頻寬、敏感度及解析度方面均證實比傳統之震波監測儀器為佳。GE Global Research開發可裝置於10,000 m深且耐300°C高溫之井下電動沉水泵(Electric Submersible Pump, ESP)，其功率5 MWe，揚升流量為80 kg/s (288 ton/hr)，以增加EGS生產流量(Turnquist, 2013)。Perma Work公司開發耐高溫之井測系統，可以支援EGS之

10,000 m深鑽井及耐溫300°C，可多層監測且追蹤溫壓變化，提供即時資料以供緊急應變決策(Normann, 2013)。

(9) 裂隙製造與鑽井系統

SNL開發氣體產生器應用於EGS之人工裂隙製造，此技術利用化學能快速產氣及升壓，產生高壓震波，進而於岩層中製造人工裂隙，並配合液體裂隙支撐劑形成裂隙，可降低對岩體的震動及破壞(Grubelich, 2013)。LLC發表將釐米微波技術(Millimeter Wave, MMW)應用於深層地熱鑽井，鑽進效率可提升三倍並可產生平滑孔壁直井及多重微孔隙，可有效增加EGS之產能並大幅降低成本(Oglesby, 2013)。Pacific Northwest National Laboratory (PNNL)利用不可逆流變聚合物/流體系統(Novel Rheo-reversible Polymer/Fluid Systems)建立新穎EGS儲集層裂隙製造最佳化監測系統，用以即時監測人工裂隙動態；該系統利用CO₂與聚物流體反應後產生膨脹性，可在300 bar及300°C環境製造並控制人工裂隙(Fernandez, 2013)。

(10) 數值模擬-THMC模式

地熱儲集層數值模擬可增加地熱開採效率約10% (Gallagher *et al.*, 2010)，並且提供鑽井深度與位置，以減少鑽井成本。目前EGS數值模擬在熱-水力-力學-化學(THMC)的耦合部分尚未完全成熟，美國5個EGS場址中，均有搭配適合於該場址特性所開發之THMC模擬技術。目前美國能源部補助之EGS數值模擬計畫共計12項，總經費約1,034萬美元，佔總經費17-27%，可見數值模擬技術之重要性。如表6所示，目前計有PNNL、LANL、LBNL、Pennsylvania State University (PSU)、OkU、Colorado School of Mines (CSM)及INL等。

地熱儲集層模擬由於涉及地層參數，難以精準定量其模擬之不確定性；不同儲集層環境均須因地制宜地設定假設條件及數值求解限制，難以以單一模擬軟體通用於所有地層環境，因此地熱數值模擬軟體眾多，難以定量衡量其優缺點。自1981年Stanford大學評估各地

表6 美國能源部補助研發之水力破裂模擬技術與應用場址

模擬技術名稱	研發單位	應用場址
數值模擬評估平台	PNNL	無
FEHM	LANL	Desert Peak及Bradys
TOUGHREACT/ROCMECH	LBNL	Newberry
TOUGH EGS	CSM	The Geysers
TOUGHREACT/FLAC3D	PSU	Soultz、The Geysers、Cooper Basin及Newberry等
OkU序率模式	OkU	Soultz
FALCON與MOOSE	INL	Raft River

(資料來源：彙整自Scheibe, 2013; Kelkar, 2013; Sonnenthal, 2013; Wu, 2013; Elsworth, 2013; Ghassmi, 2013; Podgorney, 2013)

熱數值模擬軟體後，32年期間未有新的模擬軟體的評估報告出現。為因應因地制宜的地熱開發需求，模擬的先期性評估為必要手段，選擇適當的模擬軟體顯得相當重要。PNNL建立一資料庫，用以蒐集數值軟體資訊及分析其特色，以了解各數值模式之優缺點與模擬精確度(Scheibe, 2013)。

LANL以熱/質傳有限元素法(Finite Element Heat and Mass, FEHM)處理熱-水力-力學(THM)耦合，該FEHM數值方法已在Yucca Mountain獲得驗證，可解決應用於Desert Peak及Bradys之EGS在剪力水力破裂時所面臨的滲透率-應力互依問題(Permeability-Stress Dependence) (Kelkar, 2013)。

目前LBNL在THMC模擬技術多為結合地化模擬TOUGHREACT與ROCMECH及FLAC3D之跨軟體整合。以Newberry EGS為案例，其結合同位素量測結果與TOUGHREACT/ROCMECH進行水力破裂模擬分析(Sonnenthal, 2013)。

TOUGH EGS模組之主要開發單位為CSM，其結合LBNL的TOUGH系列及Computer Modeling Group Ltd.等資源共同撰寫程式；TOUGH EGS的質量與能量守恆方程式與TOUGH系列相同，均使用積分有限差分法(Integral Finite Differences)；在力學平衡方程式上，以孔隙-熱力-彈性變形為基礎(Poro-

thermo-elastic Assumptions)完全耦合地質力學與質傳模組；在地球化學耦合方面，改善TOUGHREACT收斂性問題，與力學及質/熱傳模組同步；在裂隙模組方面，以多重連續方法分別處理裂隙及基岩質/熱傳與地化反應，以擬合現地離散裂隙條件(Wu, 2013)。

PSU以Soultz、The Geysers、Cooper Basin及Newberry之EGS案例為驗證，建立可估算因水力破裂所造成的震動模式，該模式建立孔隙率-滲透率與裂隙表面積之關係模式，並結合TOUGHREACT及FLAC3D，加入空間滲透率演變模式，改進THMC耦合在連續模式上會不同步的缺點；在不連續模式方面，考量微觀顆粒接觸所造成的應力及裂隙發展，及其滲透率分布，進而將其套用至蜂巢式網格中進行水力破裂模擬(Elsworth, 2013)。

OkU建立以地質力學為基礎的序率(Stochastic)模式，評估Soultz EGS在水力破裂期間因注水所產生之震動強度；在應力計算方面，以熱力-孔隙彈性組成律，可用來模擬因拉伸、剪切及撕裂所產生的裂隙發展型態(包含熱應力所造成之裂隙)；在震動計算方面，建立岩石破壞-應力與滲透率之應力應變關係式，結合EnKF演算法，建立可預測震動的水力破裂模擬技術(Ghassmi, 2013)。

由INL主導的THMC模擬技術FALCON，乃結合澳洲CSIRO、紐西蘭IESE、冰島GEORG

及美國的EGI、MIT、Louisiana State University (LSU)等單位之資源，發展全區隱式求解法(Fully Globally Implicit Solvers)用以改善高度非線性之偏微方程式(如Jacobian Free Newton Krylov, JFNK; PETSc; Trilinos; hypre; NOX; libMesh等)，並具備網格自我調適及細化功能。FALCON以C++撰寫有限元素法，並運用INL發展的多物理場導向環境模擬(Multiphysics Object Oriented Simulation Environment, MOOSE)平台，以整合各單位之數值模組。FALCON已在Raft River之EGS場址中驗證(Podgorney, 2013)。

(11) 材料

Trabits Group, LLC開發含沸石的輕質且耐高溫高壓水泥，該水泥不會與緩凝劑與速凝劑產生不相容現象，鑽井時泥漿不必加入發泡劑來降低重量，以減少井下溫度變化幅度，可節省鑽井工作時間及成本(Trabits, 2013)。Brookhaven National Laboratory (BNL)開發成本小於0.2美元/lb的多功能抗酸腐蝕發泡水泥複合材料，其密度小於1.3 g/cm³，熱穩定性為300°C，透水性小於1×10⁻⁴ darcy，在300°C條件下之30天碳酸腐蝕損失小於5%，導熱性小於0.5 W/mK (Sugama, 2013a)。此材料之開發，可減少因水泥失效而引起之廢井或重鑽之損失。

(12) 隔絕技術

BNL開發在高溫環境下可自我分解之裂縫封填材料，該材料添加矽酸鈉當鹼性活性劑，

添加Sodium Carboxymethyl Cellulose (CMC)當裂解促進劑，添加氧化鎂當膨脹劑，並添加Polyvinyl Alcohol (PVA)作為界面劑。該材料在85°C-200°C間具有封填效果，但超過200°C時可自我分解，且與現有之鑽探流體可以相容(Sugama, 2013b)。此裂縫封填材料可在多目標的水力破裂區施作時封阻不必要之裂隙，減少壓裂流體之損失，減少工程時間。

4. 臺灣地熱發展現況

臺灣傳統地熱潛能約989 MWe、EGS潛能約31.8 GWe (柳志錫等，2012)，地熱潛能尚稱豐富，曾於1981年在宜蘭縣的清水地熱區建構一座3 MWe先驅試驗發電廠，因未充分掌握儲集層特性及結垢等產能衰減原因，於1993年停止運轉。近來在政府推動下，已逐步解決上述問題。以推動策略來看，將以發展傳統地熱帶動本土EGS的技術開發為方向，預計在2015年設置1 MWe的EGS示範電廠(朱敬一，2013；陳宏宇，2012)。

綜合國外的經驗，合理的經濟誘因是地熱開發之首要條件。如表7所示，目前地熱發電先進國家之資源較豐富，除了發電規模大外，每口生產井可發電量達2 MWe以上，以1美元換算為30元台幣，則地熱發電成本約2.1-3.0台幣/kWh，若以美國加州住宅電價約4.8台幣/kWh、菲律賓住宅電價約6.1台幣/kWh、印尼工業用

表7 地熱發電成本與市電價格比較

國家	電價(台幣/kWh)	地熱特性與躉售電價
美國	4.8 (加州住宅)	1. 每口井產能大於2 MWe，且裝置大於50 MWe之地熱發電廠，發電成本1.5-2.1台幣/kWh (IEA, 2010)。
菲律賓	6.1 (住宅)	
印尼	3.3-3.6 (工業)	
日本	7.34 (住宅)	1. 適度開放國家公園外1.5 km之地熱開發。 2. 在小型電廠如溫泉區如15 MWe以下，提高躉購電價42日元/kWh。
臺灣	2.78 (住宅)	1. 以清水為例，每口井產能約0.5 MWe。 2. 躉購電價4.80台幣/kWh。 3. 地熱能發電系統示範獎勵辦法最高補助5,000萬台幣。

電約3.3-3.6台幣/kWh來比較，則地熱發電成本低於市電價格(Pwc, 2011)。若地熱開發成本較高的國家如日本，則透過高額的躉售電價鼓勵地熱發電，如15 MWe以下的地熱電廠為42日元/kWh。地熱發達之國家，其每口井的產能均較佳，如菲律賓的Palinpinon地熱電廠的總裝置容量約192.5 MWe，井深約2,500 m，平均一口井可發電量約4.70 MWe；Makban 地熱電廠之總裝置容量約458 MWe，井深約2,500 m，平均一口井可發電量約6 MWe；美國The Geysers地熱電廠之平均鑽井深度約2,576 m，平均一口井可發電量約2.5 MWe。另外，在產能較不佳的傳統地熱區應鑽鑿較多的回注井，進行In Field EGS以增加產能，進而降低鑽井成本；以美國Neat Hot Springs地熱電廠為例，發電量約17 MWe，共有4口生產井與4口回注井，平均一口井可發電量約4.3 MWe；Stillwater地熱電廠發電量約20.9 MWe，共有8口生產井與8口回注井，平均一口井可發電量約2.61 MWe；Dixie Valley地熱電廠之目前發電量約63 MWe，共有8口生產井與12口回注井，平均一口井可發電量約7.8 MWe。臺灣目前無商轉的地熱電廠，地熱相關成本分析均以清水地熱為例，該區之地熱井在完井初期大部份生產井產能約接近1 MWe/口，但因近井的結垢阻塞流體通道，故平均之產能約0.5 MWe/口，成本約4台幣/kWh。雖然臺灣地熱售電價格為4.9元/kWh較國外優渥，但產能約為國外四分之一，發電成本亦較高，回收年限較長。且在高於市電價格2.78元/kWh的情況下，唯有提高地熱井產能，才能降低發電成本，進而提升經濟誘因。因此，如何提高臺灣傳統地熱區之產能為關鍵課題，參照美國作法施以In Filed EGS應為可行之作法。

除人工儲集層之製造外，EGS與傳統地熱開發所面臨的問題大致相同。EGS開發在技術層面上，美國、歐盟及澳洲正致力於新穎資源探勘技術、鑽井技術、人工儲集層工程技術等，以降低開發成本。臺灣可適度引進國外經驗與技術，縮短前期技術養成時程，再配

合臺灣地熱資源特性進行以下工作(工研院，2013)：

- (1) 建立臺灣地熱探勘資料庫，以供地熱開發場址選定參考。

目前正配合大地電磁調查，進行空中磁力探測技術、地球物理併合逆推技術、微地震監測技術等配合地質構造與特性解析技術，以建立大地電磁三維電阻成像技術模組，為提供深層地下地質構造研判資訊的重要工具。

- (2) 引進深鑽技術及高溫水力破裂技術，搭配本土資源特性，發展人工裂隙製造及增強技術，增加地熱井產能，降低電廠開發主要成本。

A. 井下結垢清除及增強技術開發：臺灣地層易產生結垢，尤其在井外壁周遭數公尺範圍內，會影響產能。國外多以酸洗清洗這塊區域，但限於國內環保法規，酸洗作業應不可行，需開發適合本土地質的近井增強技術，並在技術難度較低的傳統地熱區進行In Field EGS示範，提升產能以增加信心。

B. 新穎超臨界CO₂取熱技術研發：運用超臨界CO₂流動性較佳之特性，以之作為地層取熱流體以增加取熱效率。

C. 耐高溫水泥技術與壓裂流體改質研發：因水泥及水力破裂用的壓裂液為大量消耗品，若能在本土自行研發與生產，應可大大降低成本。

- (3) 因應本土地層特性，研發地熱儲集層維護技術，降低年維護成本。

A. 建立適用本土地質特性之結垢抑制劑以提升效率。

B. 在產能較不佳的地熱區或小型溫泉區，開發井下熱交換技術，以提升取熱效率。

C. 儲集層數值模擬可作為研擬地熱開發策略之參考資訊，引進國外地熱儲集層數值模擬技術，改良為適用於本土地層特

性之模擬技術。

(4) 以傳統地熱產業推廣帶動EGS開發。

- A. 推動傳統地熱之小型地熱示範電廠運轉試驗，展現本土自主技術，提升地熱發電信心，以推廣傳統小型地熱電廠。
- B. 建立本土EGS示範電廠，逐步驗證本土開發EGS之可行性。

5. 結論與建議

EGS潛能龐大，預估至2050年全球EGS發電裝置容量有85%的機率達70 GWe。從第一個Fenton Hill EGS場址至今，EGS已有約40年的發展經驗，至少有18個以上的EGS場址設置運轉經驗，陸續有商轉級EGS電廠運轉，EGS的開發已是地熱的新顯學。

由於EGS技術開發需藉由場址設置來驗證其可行性，初期投入成本較高，需藉由跨團隊的資金與研發能量進行整合開發。歐盟的ENGINE由16個來自歐盟及3個非歐盟的35個研發團隊共同組成，目標為在2020年前降低20%的探勘成本，降低20~30%的鑽井成本，及提高熱電轉換效率20%，希冀推動歐洲EGS普及化，其在高溫井測器具研發及地熱儲集層工程誘發地震之規範可做為借鏡及技術引進參考。美國將EGS的開發以困難度區分為較易成功的傳統地熱區內In Field EGS，開發難度中性的近傳統地熱區Near Field EGS，以及開發難度最高的典型Greenfield EGS。目前結合美國強大的研究機構、學術單位與民間公司之技術能量，能源部的研究基金補助比例達47%-70%，同時進行上述三種EGS的技術開發(分析工具、資源探勘評估、人工儲集層製造及儲集層維護)與5個場址驗證，目標在2020年達成5個EGS電廠建置並運轉5年以上，2030年EGS成本降至0.06美元/kWh，2050年達成全美100 GWe地熱發電裝置容量及EGS技術輸出。澳洲雖無地熱相關產業，但該國政府在EGS開發上先進行初期探勘調查並公告可開發之EGS土地後，由民間公司

透過公開募股自行籌備開發基金，再進行後續EGS的目標區探勘、鑽井與電廠建置，此作法可為臺灣推動EGS之參考。

臺灣近期目標為建立發展傳統地熱電廠清水、金崙等，惟地熱井產能較不佳，短期內應參考國外In Field EGS之作法，以提高生產井的產能為目標，降低地熱發電之成本，以傳統地熱產業推廣帶動EGS開發。同時建議建立臺灣地熱探勘資料庫，以供地熱開發場址選定參考；發展或引進人工裂隙製造與增強技術，增加地熱井產能，降低投資成本；搭配研發地熱儲集層維護技術，降低年維護成本。

誌 謝

本研究工作受到經濟部能源局之經費支援，得以順利進行，特此致上感謝之意。作者並感謝工業技術研究院地熱工作團隊對此研究之支持與協助。

參考文獻

- 工業技術研究院，經濟部研究機構能源科技專案：深層地熱發電技術研發計畫，台北：經濟部能源局，頁68，2013。
- 工業技術研究院，經濟部能源科技研究發展計畫：地熱能源永續利用及深層地熱發電技術開發計畫，台北：經濟部能源局，頁233，2012。
- 朱敬一，行政院國家科學委員會執行「能源國家型科技計畫第一期程(2009~2013)目前執行內容與成效」專案報告，台北：行政院國家科學委員會，頁40，2013。
- 柳志錫、郭泰融、李清瑞、李伯亨、韓吟龍、劉力維、王俊堯，「地熱發電發展現況與未來方向」，第八十五卷，第四期，頁114-129，2012。
- 陳宏宇，能源國家型科技計畫：深層地熱發電主軸專案計畫規劃書，台北：行政院國家

- 科學委員會，頁31，2012。
- Ásmundsson, R. K., “Needs and Requirements for High Temperature Instrumentation in Extreme Geothermal Environment,” Presentation for ENGINE Launching Conference, 2006.
- BP p.l.c, BP Statistical Review of World Energy June 2013, p.45, 2013.
- Bertani, R., “Geothermal Power Generation in the World 2005-2010 Update Report,” *Geothermics*, Vol. 41, pp. 1-29, 2012.
- Beardsmore, G.R. and Hill, A.J., “Australia—Country Update,” *Proceedings of the 2010 World Geothermal Congress, Bali, Indonesia*, p.11, 2010.
- Bruhn, D., Huenges, E., Agustsson, K., Zang, A., Kwiątek, G, Rachez, Z., Wiemer, S., Van Wees, J. D., Calcagno, P., Koh, T., Dorbath, C., De Natale, G., Oye, V., “Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs — The European GEISER Project,” *GRC Transactions*, Vol. 35, pp.1623-1626, 2011.
- BESTEC GmbH: http://www.bestec-for-nature.com/j_bestec/index.php/en/projects/insheim
- Chabora, E. and Zemach, E., “Desert Peak EGS Project,” U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Darma, S., Harsoprayitno, S., Setiawan, B., Hadyanto, R., Sukhyar, R., Soedibjo, W., Ganefianto, N., Stimac, J., “Geothermal Energy Update: Geothermal Energy Development and Utilization in Indonesia,” *Proceedings of the 2010 World Geothermal Congress, Bali, Indonesia*, p.13, 2010.
- Dobson, P., “Enhanced Geothermal Systems - DOE Field Demonstration Projects, R&D Innovations, and Roadmapping Efforts,” *APEC Workshop on Geothermal Energy Development, Taiwan*, 2013.
- Duchane, D. and Brown, D., “Hot Dry Rock (HDR) Geothermal Energy Research and Development at Fenton Hill,” *GHC Bulletin, New Mexico, USA*, pp.13-19, 2002.
- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S., von Stechow, C., “IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation,” Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, p.1075, 2011.
- Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe: <http://engine.brgm.fr/>
- Eastman, A. D. and Muir, M. P., “Single-well Low Temperature CO₂-based Engineered Geothermal System,” U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Elsworth, D., “THMC Modeling of EGS Reservoirs – Continuum through Discontinuum Representations: Capturing Reservoir Stimulation, Evolution and Induced Seismicity” U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Fridleifsson, G. O., Albertsson, A. and Elders, W. A., “The Iceland Deep Drilling Project: 10 Years Later – Still an Opportunity for International Collaboration,” *Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia*, p.5, 2010.
- Fridleifsson, G. O., “IDDP – Concept and Future,” *2013 Iceland Geothermal Conference, Iceland*, p.55, 2013.
- Fernandez, C., “Reservoir-Stimulation Optimization

- with Operational Monitoring for Creation of Enhanced Geothermal Systems,” U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Goldstein, B. A., Hill, A. J., Long, A., Budd, A. R., Ayling, B., Malavazos, M., “Hot Rocks Down Under-Evolution of a New Energy Industry,” Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 33, pp.185-198, 2009.
- Gallaher, M., Rogozhin, A., and Petrusa, J., “Retrospective Benefit-Cost Evaluation of U.S. DOE Geothermal Technologies R&D Program Investments: Impacts of a Cluster of Energy Technologies,” Report of U.S. Department of Energy, p.168, 2010.
- Geodynamics Ltd.: <http://www.geodynamics.com.au/home.aspx>
- Green Rock Energy: <http://www.greenrock.com.au/index.php>
- Geothermal Resources Pty Limited: <http://www.geothermal-resources.com.au/>
- Grubelich, M., “Energetic Materials for EGS Well Stimulation (solids, liquids, gases),” U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Greenearth Energy Limited: <http://www.greenearthenergy.com.au/>
- Ghassmi, A., “Analysis of Geothermal Reservoir Stimulation using Geomechanics-Based Stochastic Analysis of Injection-Induced Seismicity,” U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Harvey, C.C., White, B.R., Lawless, J.V., Dunstall, M.G., “2005-2010 New Zealand Country Update,” Proceedings of the 2010 World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, p.10, 2010.
- Huenges, E., Holl, H., Bruhn, D., Brand, W., Saadat, A., Moeck, I., Zimmermann, G., “Current state of the EGS project Groß Schönebeck – Drilling into the Deep Sedimentary Geothermal Reservoir,” Proceedings European Geothermal Congress, Unterhaching, Germany, p.4, 2007.
- Hollett, D., “Recent Advances in US Geothermal R&D: Implications for Global Development,” APEC Workshop on Geothermal Energy Development, Taiwan, 2013.
- Hot Rock Limited: <http://www.hotrockltd.com/irm/Content/home.html>
- Hollett, D., “Fiscal Year 2013 Budget Request Briefing,” U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office, p.23, 2012.
- Huang, L., “Full-Waveform Inversion of 3D-9C VSP data from Brady’s EGS Site and Update of the Brady Reservoir Scale Model,” U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- IEA, Renewable Energy Essentials: Geothermal. p.4, 2010.
- KUTh Energy Limited: <http://www.kuthenergy.com/>
- Kate, B., Hollett, D., and Coy, A., 2012 Peer Review Report, U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office, p.55, 2013.
- Kelkar, S., “Stimulation at Desert Peak and Brady’s reservoirs: modeling with the coupled THM code FEHM” U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Lund, J. W., “Characteristics, Development and utilization of geothermal resources,” Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin, Vol. 28, No. 2, pp. 1-9, 2007.
- Law, R., “Deep Geothermal UK-United Downs Project, Redruth,” Ground Source Live

- Workshop, p.15, 2011.
- Lund, J.W., Gawell, K., Boyd, T.L., Jennejohn, D., "The United States of America Country Update the 2010," Proceedings of the 2010 World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, p.18, 2010.
- Lee, T. J., Song Y., Yoon, W. S., Kim, K Y, Jeon, J., Min, K. B., Cho Y. H., "The First Enhanced Geothermal System Project in Korea," Proceedings of the 9th Asian Geothermal Symposium, Japan, p.4, 2011.
- MIT-Led Report, "The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal System (EGS) on the United States in 21st Century," MIT-led interdisciplinary panel. p.372, 2006.
- Moore, J. and McLennan, J. "Concept Testing and Development at the Raft River Geothermal Field, Idaho," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Normann, R., "Well Monitoring Systems for EGS," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Oglesby, K., "Deep Geothermal Drilling using Millimeter Wave Technology," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Ogena, M.S., Maria, R.B.S., Stark, M.A., Oca, R.A.V., Reyes, A.N., Fronda, A.D., Bayon, F.E.B., "Philippine country update: 2005–2010 geothermal energy development," Proceedings of the 2010 World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, p.10, 2010.
- Phillips, B. R., Ziagos, J., Thorsteinsson, H., and Hass, E., "A Roadmap for Strategic Development of Geothermal Exploration Technologies," Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, p.12, 2013.
- Petty, S., "Mitigating Risk Through EGS Technology," APEC Workshop on Geothermal Energy Development, Taiwan, 2013a.
- Polsky, Y., "Application of Neutron Imaging and Scattering to Fluid Flow and Fracture in EGS Environments," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Petty, S., "Newberry EGS Demonstration," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013b.
- Pwc, "Electricity in Indonesia Investment and Taxation Guide," Indoneasia, p.98, 2011.
- Podgorney, R., "FRAC-STIM: A Physics-Based Fracture Stimulation, Reservoir Flow and Heat Transport Simulator (aka FALCON)," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Ragnarsson, A., "Geothermal development in Iceland 2005-2009," Proceedings of the 2010 World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, p.12, 2010.
- Rybach, L., Signorelli, S., "Country update of Switzerland," Proceedings of the 2010 World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, p.12, 2010.
- Raya Group Limited: <http://www.panaxgeothermal.com.au/index.htm>
- Rocky Mountain Institute: <http://www.rmi.org/>
- Rose, P., "Fracture Evolution following Hydraulic Stimulation within an EGS Reservoir," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review,

- Colorado, 2013.
- Schellschmidt, R., Sanner, B., Pester, S., Schulz, R., "Geothermal Energy Use in Germany," Proceedings of the 2010 World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, p.19, 2010.
- Scheibe, T., "PNNL Support of the DOE GTO Model Comparison Activity," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Sonnenthal, E., "Coupled Thermal-Hydrological-Mechanical-Chemical Model And Experiments For Optimization Of Enhanced Geothermal System Development And Production: Evaluation of Stimulation at the Newberry Volcano EGS Demonstration Site through Natural Isotopic Reactive Tracers and Geochemical Investigation" U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Sugama, T., "Multifunctional Corrosion-resistant Foamed Well Cement Composites," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013a.
- Snyder, K. and Zemach, E., "Bradys EGS Project," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Sugama, T., "Self-degradable Temporary Cementitious Sealers," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013b.
- Torrens Energy: <http://www2.torrensenergy.com/index.html>
- Tang, Y., "Novel Multidimensional Tracers for Geothermal Inter- Well Diagnostics," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Turnquist, N., "High Temperature High Volume Lifting for Enhanced Geothermal Systems," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Trabits, G., "Development of an Improved Cement for Geothermal Wells," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Wallroth, T., Eliasson, T., and Sundquist, U., "Hot Dry Rock Research Experiments at Fjällbacka, Sweden," Geothermics, Vol.28, pp.617-625, 1999.
- Wyss, R., and Rybach, L., "Rybach, Developing Deep Geothermal Resources in Switzerland," Proceedings of the 2010 World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, p.4, 2010.
- Walters, M., "Demonstration of an Enhanced Geothermal System at the Northwest Geysers Geothermal Field, CA," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Wu, Y. S., "Development of Advanced Thermal-Hydrological-Mechanical-Chemical (THMC) Modeling Capabilities for Enhanced Geothermal Systems," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Young, K., "Geothermal Regulatory Roadmap," U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office 2013 Peer Review, Colorado, 2013.
- Ziagos, J., Phillips, B. R., Boyd, L., Jelacic, A., Stillman, G., and Hass, E., "A Technology Roadmap for Strategic Development of Enhanced Geothermal Systems," Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, p.24, 2013.

The Analysis and Discussion of Enhanced Geothermal Systems Development

Bo-Heng Lee¹ Chih-Hsi Liu^{2*} Li-Wei Liu³ Jui-Ching Hsieh⁴
Tai-Rong Guo⁵ Chun-Jao Wang⁶

ABSTRACT

The purpose of this study is to review 18 significant enhanced geothermal system (EGS) sites and its applying technologies in European Union, Australia, and USA etc. From the results of earlier cases, site characterization such as transtensional type (i.e. graben) is a key factor to achieve success of EGS development. This study has also introduced enhanced geothermal innovative network for Europe (ENGINE), especially in high temperature instruments for supercritical geothermal reservoir characterization and exploitation (HITI), and geothermal engineering integrating mitigation of induced seismicity in reservoirs (GEISER). USA classified easy, mild, and difficult for its development application on traditional-hydrothermal field, near traditional-hydrothermal field, and Greenfield, respectively. Greenfield EGS, however, has huge potential can be utilized, the technologies still remain to develop. In view of immature technologies for EGS, USA has fund total 0.22 billion USD during 2007-2013 to develop technology of economic analysis models, innovative exploration, reservoir stimulation, and sustainability reservoir to commercialize EGS. The goals of EGS in USA are construction and operation of 5 EGS power plant before 2020, cost reduction to 0.06 USD/kWh before 2030, and installation of 100 GWe capacity for geothermal power generation, furthermore, technical authorization to foreign countries. The crucial issue in Taiwan's geothermal development is to enhance poor productivity of geothermal production well. From foreign experience, to add reinjection well in traditional-hydrothermal field EGS to enhance productivity should be feasible approach. Therefore, the study suggests that Taiwan should establish a geothermal exploration database. Meanwhile, to develop reservoir stimulation and reservoir maintaining technologies to enhance geothermal production productivity will lead to cost reduction. Furthermore, by promoting traditional-hydrothermal geothermal power plant to drive EGS development that will gradually expand Taiwan's geothermal industry.

Keywords: Enhanced Geothermal System, Traditional-hydrothermal System, Innovative Exploration Technology, Reservoir Stimulation Technology

¹ Researcher, Green Energy and Environment Research Laboratories, Industrial Technology Research Institute

² Principal Engineer, GEL/ITRI

³ Associate Researcher, GEL/ITRI

⁴ Senior Engineer, GEL/ITRI

⁵ Senior Researcher, GEL/ITRI

⁶ Technical Specialist, Bureau of Energy, Ministry of Economic Affairs

* Corresponding Author, Phone: 886-3-5916324, E-mail: CHLiu@itri.org.tw

Received Date: Dec. 19, 2013

Revised Date: Jan. 21, 2014

Accepted Date: Feb. 07, 2014