

出國報告（出國類別：開會）

出席第 14 屆二氧化碳捕捉再利用與
封存研討會
(CCUS-14)

服務機關：台灣電力公司綜合研究所

台灣電力公司營建處

姓名職稱：楊明偉 化學研究專員

楊萬慧 規劃專員

派赴國家：美國

出國期間：104 年 4 月 27 日至 104 年 5 月 6 日

報告日期：104 年 6 月 18 日

行政院及所屬各機關出國報告提要

出國報告名稱：

出席第 14 屆二氧化碳捕捉再利用與封存研討會(CCUS-14)

頁數 47 含附件：是否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話：台電公司人資處/陳德隆/23667685

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

楊明偉/台電公司/綜合研究所/化學研究專員/80782243

楊萬慧/台電公司/營建處/規劃專員/23667635

出國類別：1 考察2 進修3 研究4 實習5 其他（開會）

出國期間：104 年 4 月 27 日至 104 年 5 月 6 日 出國地區：美國

報告日期：104 年 6 月 18 日

分類號/目

關鍵詞：二氧化碳、再利用、捕捉、地質封存、電廠、安全性

內容摘要：

建立二氧化碳捕捉與封存技術(CCS)為本公司減碳的重要工作。CCS 可使舊有或新設燃煤電廠降低碳排放，以減少新發電技術之設置障礙與風險。為此，本公司大會報指示綜研所與營建處等單位成立相關研究計畫，推行 CCS 先導試驗場址之評估與試行等工作，本公司據此已規劃 CCS 發展道路圖，迄今已完成 3,000 米深鑽地質調查工作。CCS 試行計畫涉及工程、經濟與環境等面向，封存有效性與安全性將受法規與民意檢視，推動過程須與國際發展銜接並適時引進新技術。2015 年 4 月 28 日~5 月 1 日於美國匹茲堡舉行之第 14 屆二氧化碳捕捉再利用與封存研討會(CCUS-14)，會議內容包含國際間二氧化碳捕捉再利用與封存技術與大型試驗計畫之最新進展，可為本公司二氧化碳捕捉與深地層封存計畫之參考。會中並發表論文，以提升本公司研究計畫之國際能見度；並藉此機會與國際專家進行交流，以檢視本公司計畫是否符合安全與有效之要求、有利評估或引進可用於二氧化碳捕捉與深地層封存之新技術與相關國際合作，以減少未來投資風險。全球 CCS 計畫推行進度雖放緩，卻逐漸穩健且聚焦：加拿大 Boundary Dam 燃煤電廠 CCS 計畫(110MW、CO₂ 捕捉量達 1 Mt-CO₂/yr)，已於 2014 年 10 月開始運轉，由既有電廠機組改裝而成，屬燃燒後捕捉；所捕捉之 CO₂ 除於 Weyburn 進行 EOR(增

產油氣採收)、剩餘部分之 CO₂ 則用於 Aquistore project 之深部鹽水層地質封存試驗，本項試驗已於 2015 年 4 月開始進行灌注及監測，上半年灌注量目標設定為 1,000t/天，代表第一個在電廠大規模應用 CCS 之案例、美國 Kemper County IGCC 燃煤電廠(582MW、CO₂ 捕捉量達 3 Mt-CO₂/yr)，預計 2016 年上半年度開始運轉、美國 W.A. Parish Petra Nova 燃煤電廠(250MW、CO₂ 捕捉量達 1.4 Mt-CO₂/yr)，預計 2016 年下半年度開始運轉。由此，CCS 應用於電力部門已逐步實現，有關 CCS 在電力部門之應用成果，後續待持續觀察。美國 NCC (National Coal Council) 是負責提交國家煤炭政策規劃及建議供美國能源部長參考之單位。美國 NCC 於 CCUS-14 會中強調：若沒有發展足夠數量之示範型 CCS/CCUS 計畫，CCS/CCUS 商業化是不可能達成的；若沒有適當場址可供 CO₂ 封存或再利用，CO₂ 捕捉是無法發展的。有鑑，目前 CO₂ 捕捉正處於技術研發階段，成本仍在高點，捕捉技術尚不宜自國外引進。但，CO₂ 地質調查技術已成熟、各已開發國家已積極將技術出口，且具備 CO₂ 封存場址為 CCS 能否發展之關鍵條件。因此，國內 CCS 發展當務之急為確立台灣是否具備 CO₂ 地質封存場址。但目前本公司 CCS 推行困難，最大阻力為能源政策、法規不明及經費不足，造成 CCS 執行時程延宕。法規方面，建議採用國外 CCS 地質調查階段免環評，且以地質調查階段之成果制定商業化階段具調適性之法規；未來若有大型 CO₂ 灌注試驗，可借鏡 UIC Class VI 相關規範及執行方法。經費方面，2014 年經濟部能源局資料指出：能源部門燃料燃燒 CO₂ 排放量，若不包括電力消費排放，約佔我國各部門 CO₂ 排放之 60%；若包括電力消費排放，則佔我國各部門 CO₂ 排放之 10%，秉持大排放源進行 CCS 減碳及使用者付費觀念，建議比照國外政府對 CCS 推動設立經費補貼及獎勵措施，以期達成政府所訂定之減碳目標。

本文電子檔已傳至出國報告資訊網 (<http://report.nat.gov.tw/reportwork>)

目錄

摘要	i
1. 目的	1
2. 過程	2
3. 國際 CCS 發展現況	7
3.1 先進國家 CCS 發展現況	7
3.2 電力部門 CCS 發展現況	8
3.3 US DOE 碳捕集技術發展現況	11
3.4 CCP(Carbon Capture Project)推動 CCS 成果與展望 ...	17
3.5 化石能源電廠的成本以及績效基準更新	21
3.6 全球 CCS 發展趨勢(Global Status of CCS - Global CCS Institute)	23
4. IEAGHG Monitoring selection tool	26
5. 心得及建議	36

1. 目的

CO₂ 濃度自古以來都會高低變動，CO₂ 濃度低約 185ppm 時溫度冷，我們稱冰河時期；CO₂ 濃度高約 278ppm 時溫度熱，我們稱間冰時期。但，18 世紀工業革命過後，CO₂ 濃度驟升，最新的資料顯示 CO₂ 濃度已於 2014 年衝破 400ppm，且為有紀錄以來最熱的一年。科學家相信，當 CO₂ 濃度達 450ppm，溫度將較 20 世紀升高 2°C，以目前資料預測溫度升高 2°C 將於 2038 年發生(圖 1)。

建立二氧化碳捕捉與封存技術(以下簡稱 CCS: Carbon dioxide Capture and Storage)為本公司減碳的重要工作。CCS 可使舊有或新設燃煤電廠降低碳排放，以減少新發電技術之設置障礙與風險。為此，本公司大會報指示綜研所與營建處等單位成立相關研究計畫，推行 CCS 先導試驗場址之評估與試行等工作，本公司據此已規劃 CCS 發展道路圖，迄今已完成 3,000 米深鑽地質調查工作。CCS 試行計畫涉及工程、經濟與環境等面向，封存有效性與安全性將受法規與民意檢視，推動過程須與國際發展銜接並適時引進新技術。2015 年 4 月 28 日~5 月 1 日於美國匹茲堡舉行之第 14 屆二氧化碳捕捉再利用與封存研討會(以下簡稱 CCUS-14)，會議內容包含國際間二氧化碳捕捉再利用與封存技術與大型試驗計畫之最新進展，可作為本公司二氧化碳捕捉與深地層封存計畫之參考。會中並發表論文，以提升本公司研究計畫之國際能見度；並藉此機會與國際專家進行交流，以檢視本公司計畫是否符合安全與有效之要求、有利評估或引進可用於二氧化碳捕捉與深地層封存之新技術與相關國際合作，以減少未來投資風險。

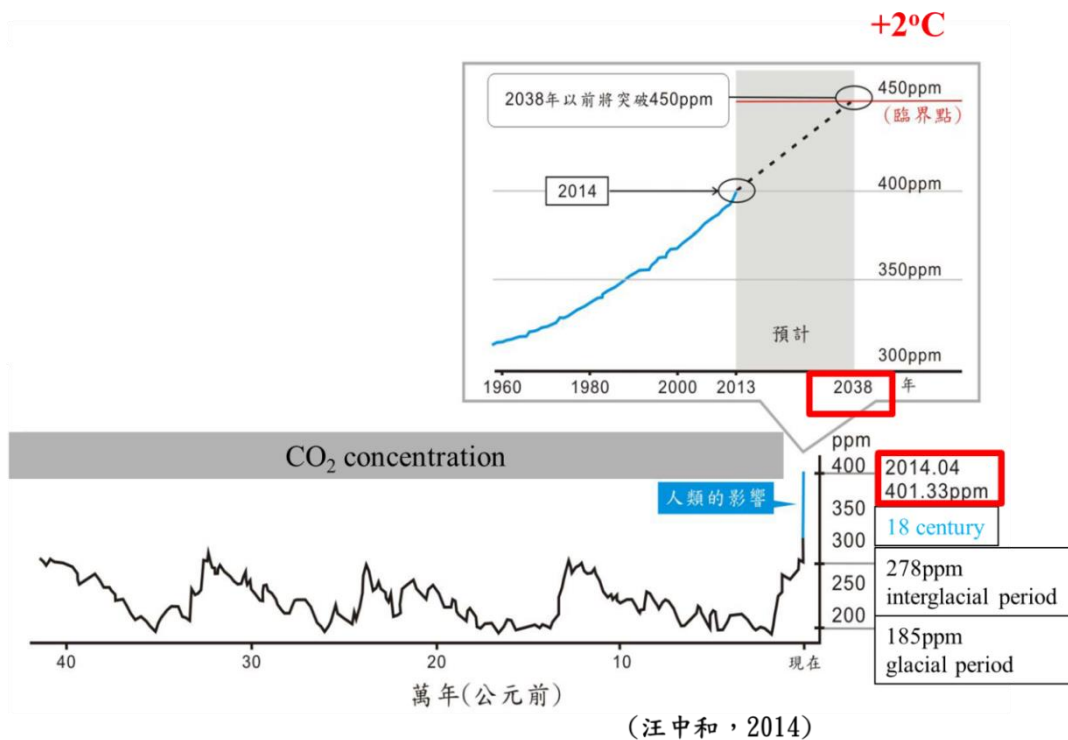


圖 1 CO₂ 濃度歷史紀錄及未來預測

2. 過程

2015 年 4 月 28 日~5 月 1 日於美國匹茲堡舉行之 CCUS-14，會議內容包括：國際間二氧化碳捕捉技術、二氧化碳再利用技術、二氧化碳封存技術、大型試驗計畫、傳統火力電廠碳捕存整合技術、技術經濟政策影響評估、風險評估、國際碳捕存法規、CCS ISO 之最新進展。CCUS-14 會議議程，如下(圖 2)：

— FOURTEENTH ANNUAL CCUS CONFERENCE —

AGENDA

<p>Tuesday, April 28</p> <hr/> <p>1:30 REGISTRATION OPENS</p> <p>6:00 WELCOME RECEPTION</p> <p>7:00 WELCOME DINNER</p> <p>Wednesday, April 29</p> <hr/> <p>7:00 CONTINENTAL BREAKFAST</p> <p>8:00 WELCOME</p> <p style="padding-left: 40px;">Llewellyn King, Conference Chair; former Publisher, Energy Daily</p> <p>8:05 OPENING KEYNOTE PLENARY</p> <p style="padding-left: 40px;">MODERATOR: Llewellyn King, Conference Chair; former Publisher, Energy Daily</p> <p style="padding-left: 40px;">Grace Bochenek, Director, National Energy Technology Laboratory</p> <p style="padding-left: 40px;">OPEN DISCUSSION</p> <p style="padding-left: 40px;">Franklin Orr, Under Secretary for Science, U.S. Department of Energy</p> <p style="padding-left: 40px;">OPEN DISCUSSION</p> <p style="padding-left: 40px;">Juho Lipponen, Directorate of Sustainable Energy Policy, International Energy Agency</p> <p style="padding-left: 40px;">OPEN DISCUSSION</p> <p>10:25 A Potential Path Forward to Stimulate CCUS/CCS Deployment— The ‘Bridge to the Bridge’</p> <p style="padding-left: 40px;">MODERATOR: Richard Lynch, International Activities Advisor, Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy</p> <p style="padding-left: 40px;">Steve Melzer, President, Melzer Consulting</p> <p style="padding-left: 40px;">OPEN DISCUSSION</p>	<p>10:55 Major Efforts in Supporting CO2-EOR use with CCUS</p> <p style="padding-left: 40px;">MODERATOR: Richard Lynch, International Activities Advisor, Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy</p> <p style="padding-left: 40px;">Patrick Falwell, Solutions Fellow, Center for Climate and Energy Solutions</p> <p style="padding-left: 40px;">OPEN DISCUSSION</p> <p>11:30 POSTER SESSION BEGINS; AUTHORS PRESENT</p> <p>12:30 LUNCH</p> <p>1:30 CONCURRENT SESSIONS</p> <p>3:30 COFFEE BREAK</p> <p>3:50 CONCURRENT SESSIONS</p> <p>5:50 CONCURRENT SESSIONS END</p> <p>5:50 RECEPTION</p> <p>7:00 RECEPTION AND POSTER SESSION ENDS</p>
--	--

Conference Advisors...

<p>Adriana Arevalo USEA</p> <p>Stefan Bachu Alberta Innovates</p> <p>Max Ball SaskPower</p> <p>Melissa Batum U.S. Dept. of the Interior</p> <p>Carl O. Bauer C.O. Bauer Consulting Inc.</p> <p>Indrajit Bhattacharya American Electric Power</p> <p>Jackie Bird BirdWorks Consulting</p> <p>Thomas Brouns PHINL-Battelle</p> <p>Dan Cole Denbury</p> <p>Guy Couturier SNC-Lavalin Inc</p> <p>Don DePaolo LBNL</p> <p>Sarah Forbes World Resources Institute</p> <p>John Gale IEA GHG R&D Prog.</p> <p>Neeraj Gupta Battelle</p> <p>John Harju University of North Dakota</p> <p>Robert Hillton ALSTOM Power</p> <p>Jeffrey Hopkins C2ES</p>	<p>Susan Hovorka University of Texas</p> <p>Nigel Jenvey BP Group Technologies</p> <p>Bruce Kobelski U.S. EPA</p> <p>Krish Krishnamurthy The Linde Group</p> <p>Dennis Leppin Gas Technology Institute</p> <p>Juho Lipponen International Energy Agency</p> <p>John Litynski U.S. DOE</p> <p>Chuck McConnell Rice University</p> <p>Jon McKinney Public Services Commission of West Virginia</p> <p>Steve Melzer Melzer Consulting</p> <p>Tom Mikus CO₂ Global</p> <p>Nancy Mohn ALSTOM Power</p> <p>Michael Moore NACCSA</p> <p>Granger Morgan Carnegie Mellon University</p> <p>Curtis M. Oldenburg LBNL</p> <p>Rajesh Pawar LANL</p> <p>George Peridas NRDC</p>	<p>Dwight Peters Schlumberger Carbon Svcs.</p> <p>Eric Peterson Idaho National Laboratory</p> <p>Richard Rhudy EPRI</p> <p>Ed Rubin Carnegie Mellon University</p> <p>George Rudins USCSC</p> <p>Norm Sacuta PTRC</p> <p>Thomas Sarkus U.S. DOE/NETL</p> <p>Scott Smouse U.S. DOE/NETL</p> <p>Desikan Sundararajan STATOIL</p> <p>Ronald Surdam University of Wyoming</p> <p>Robert Van Voorhees Carbon Sequestration Council</p> <p>Sarah Wade Wade LLC</p> <p>Ivy Wheeler NARUC</p> <p>Neil Wildgust Global CCS Institute</p> <p>Ben Yamagata Coal Utilization Research Council</p>
--	--	--

圖 2 CCUS-14 會議議程

Wednesday	1A	1B	1C	1D
Topic	Scale-Up and Performance Testing of Post-Combustion Carbon Capture	EOR/EGR	Risk Assessment 1	Regional and Site Characterization
Moderator	Carl Bauer Bauer Consulting, Inc.	Steve Melzer Melzer Consulting	Chris Brown Pacific Northwest National Laboratory	Fred McLaughlin University of Wyoming
Location	King's Garden #5	Grand Ballroom #3	Grand Ballroom #4	Rivers
1:30	98 - U.S. DOE Carbon Capture Program: Scale-Up Progress of Capture Technologies through Field Validation - Jose D. Figueroa, National Energy Technology Laboratory	5 - Anthropogenic CO ₂ Utilization for Enhanced Oil Recovery from Depleted Reservoirs - Razi Safi, Washington University in St. Louis	195 - National Risk Assessment Partnership Tools Grant Bromhal, National Energy Technology Laboratory	28 - Site Characterization for Carbon Sequestration in the Nearshore Gippsland Basin - Nick Hoffman, The CarbonNet Project
1:50	24 - Advanced Amine Process: Operations and Results from Demonstration Facility at EDF Le Havre - Barath Baburao, Alstom Power	122 - Large Scale Tertiary CO ₂ EOR in Mature Water Flooded Norwegian Oil Fields - Erik Lindeberg, SINTEF Petroleum Research	21 - Impact of Wellbore Integrity on CO ₂ Storage Site Suitability in Oil and Gas Producing Areas - Joel Sminchak, Battelle	29 - CarbonNet Storage Site Selection Process - Nick Hoffman, The CarbonNet Project
2:10	73 - Operating Experience at the Technology Center Mongstad (TCM) with Alstom's Chilled Ammonia Process CO ₂ Capture Technology - David Muraskin, Alstom Power	136 - Putting the U in Utilization: Developing a Business Model Framework for CCUS - Richard Middleton, Los Alamos National Laboratory	33 - Brine Production Well Design for CCS in the Rock Springs Uplift - Andrew Duguid, Schlumberger Carbon Services	63 - Characterization of Sulcis Coal Basin for CO ₂ Geological Storage - Alberto Plaisant, Sotacarbo SpA
2:30	86 - Project Update of the Deployment of the KM CDR Process for Coal-Fired Power Plants - Takahito Yonekawa, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.	149 - Accelerating Sustainability of Diverse Future Clean Energy Developments through CCUS - Tip Meckel, Gulf Coast Carbon Center - UT Austin	90 - Impacts of Leaking CO ₂ Gas and Brine on Groundwater Quality: Experimental and Modeling Results - Diana Bacon, Pacific Northwest National Laboratory	137 - Understanding Storage Potential Closed Oil-Bearing Reservoirs in the Michigan Basin - Neeraj Gupta, Battelle
2:50	16 - More than 9,000 hours of Experience in Plant Operation and Solvent Performance with Coal and Gas based Flue Gas at the Siemens PostCap™ Pilot Plant - Michael Horn, Siemens AG	126 - Technical Interpretation of the Transition of CO ₂ EOR to Geologic Storage - Wesley Peck, Energy & Environmental Research Center	129 - Accounting for the Leakage Risk of Geologic CO ₂ Storage and Its Impacts on Climate Mitigation and the Global Energy System - Hang Deng, Princeton University	140 - Regional Characterization of the Miocene Interval Offshore Texas, Gulf of Mexico for CO ₂ Storage - Tip Meckel, Gulf Coast Carbon Center - UT Austin
3:10	91 - Start-Up and Initial Testing on a 1 MWe Advanced Aqueous Amine-Based PCC Pilot Plant for CO ₂ Capture from Power Plant Flue Gases - Krish R. Krishnamurthy, Linde LLC	163 - The Cost of Geothermal Electricity Generated by Sequestered Carbon Dioxide - Jeffrey Bielicki, The Ohio State University	182 - Lessons Learned from InSAR Monitoring of Ground Deformation at CCS Sites Around the World - Giacomo Falorni, TRE Canada Inc.	144 - Leveraged Exploration for CO ₂ Storage in the Upper Ohio River Valley to Prepare for Commercial Scale CO ₂ Storage - Neeraj Gupta, Battelle
3:30	Coffee Break			

Wednesday	2A	2B	2C	2D
Topic	Advances in Carbon Capture Technologies	Storage Projects	Risk Assessment 2 (Caprock and Potential Leakage)	CCUS Projects from Around the World
Moderator	Ron Munson Global CCS Institute	Tom Browns Pacific Northwest National Laboratory	Curtis Oldenburg Lawrence Berkeley National Laboratory	Juho Lippinen International Energy Association
Location	King's Garden #5	Grand Ballroom #3	Grand Ballroom #4	Rivers
3:50	39 - Pilot Testing of Enzyme-Accelerated CO ₂ Capture - Louis Fradette, CO ₂ Solutions Inc.	110 - An Overview of the U.S. DOE Carbon Storage R&D Program: Advancing Carbon Storage Technologies Towards Commercialization - Mary Sullivan, National Energy Technology Laboratory	7 - Screening Considerations for Caprock Properties in Regards to Commercial-Scale Carbon Sequestration Operations - Michael Hannon, The University of Alabama at Birmingham	109 - The Results from the CO ₂ Capture Project - Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geological Formations, Volume 4 - Mark Crombie, BPAE
4:10	8 - Update on Mixed-Salt Technology Development for CO ₂ Capture from Post-Combustion Power Stations - Indira Jayaweera, SRI International	172 - Design of Monitoring Scheme and New Monitoring Progress for Shenhu CCS Project in China - Xinglei Zhao, National Institute of Clean and Low Carbon Energy	51 - Sealing Capacity Investigations of the Multiple Confining Layers at the Rock Springs Uplift Geological CO ₂ Storage Site - Zansheng Jiao, University of Wyoming	95 - European CCS Demonstration Project Network: Experiences from CCS Project Development - Lessons Learned from Creating a Low-Carbon Economy - Zoe Kapetaki, Global CCS Institute
4:30	Capture from NG-fired Power Plants 143 - Amine Sorbents for Capture of CO ₂ from Natural Gas-Fired Power Plants - Jie Yu, The University of Akron	27 - Integrating CO ₂ Capture, Utilization, and Storage into the Global Change Assessment Model: Using CO ₂ to Produce Electricity from Geothermal Resources - Julia Deitz, The Ohio State University	84 - Quantitative Assessments of CO ₂ Injection Risks for Onshore Large Scale CO ₂ Storage - Yam Le Gallo, Geogreen	97 - Assessment of Whole-Chain CCS Operating Procedures: Case Study of the Peterhead CCS Project - Adedola Lawal, Process Systems Enterprise Ltd
4:50	118 - Selective Exhaust Gas Recirculation Integrated in Combined Cycle Gas Turbine Power Plants with Post-Combustion Capture Technology - Laura Herraiz, University of Edinburgh	170 - Subsea Geologic Storage in Continental Shelves - Global Research Needs, Potential, and Technical Issues - Susan D. Hovorka, Bureau of Economic Geology	185 - Leakage Characterization through Above Zone Monitoring Interval: Uncertainty Quantification and Sensitivity Analysis - Argha Namhata, Carnegie Mellon University	152 - A Review of Shell Quest CCS Project's Pre-Injection Feasibility Studies and Monitoring Programs: Key Outcomes and Implications - Luc Rock, Shell Canada
5:10	Air Capture 68 - Strategies for Reducing the Cost of Air Capture - Christophe Jospe, Center for Negative Carbon Emissions	26 - An Updated View of the CO ₂ Sequestration Capacity and Potential for CO ₂ -EOR in the Major Depleted Oilfields of Ohio - Jared Hawkins, Battelle	161 - Effect of Natural CO ₂ Alteration on Seal Capacity of Shale Caprock: Observations from the Crystal Geyser Analog - Jonathan Major, The University of Texas at Austin	139 - Implementing Carbon Capture and Storage: An Overview of the Plains CO ₂ Reduction Partnership - Charles Gorecki, Energy & Environmental Research Center
5:30	78 - Kinetics Enhancement of Absorbents for CO ₂ Capture from Atmosphere by Porous Material - Jun Liu, Zhejiang University	76 - Utilizing Surface Treated Nanoparticles for Improved Geologic Carbon Sequestration - Roy Wung, The University of Texas		
5:50	Reception			

圖 2 CCUS-14 會議議程(續)

— FOURTEENTH ANNUAL CCUS CONFERENCE —

Thursday, April 30

7:00 CONTINENTAL BREAKFAST

8:00 OPENING KEYNOTE PLENARY

A Perspective on CCS/CCUS in the West

MODERATOR: Llewellyn King, Conference Chair; former Publisher, Energy Daily

Dave Freudenthal, former Governor, Wyoming

OPEN DISCUSSION

8:30 Update on International CCS Standards

MODERATOR: Llewellyn King, Conference Chair; former Publisher, Energy Daily

Kipp Coddington, Director, Carbon Management Institute, University of Wyoming

OPEN DISCUSSION

9:00 ROUNDTABLE: Evaluating the Class VI Well Experience So Far

DISCUSSION LEADER: Bob Van Voorhees, Executive Director, Carbon Sequestration Council

Mary Rose Bayer, Geologist, U.S. Environmental Protection Agency

Tyler Gilmore, FutureGen UIC Permit Lead, Pacific Northwest National Laboratory

Scott McDonald, Biofuels Development Director, Archer Daniels Midland Company

OPEN DISCUSSION

10:15 The Global Status of CCS Projects

MODERATOR: Krish Krishnamurthy, Head of Clean Energy-Technology Development - North America and CCS, Linde LLC

Neil Wildgust, Principal Manager – Geological Storage, Global CCS Institute

Ron Munson, Principal Manager – Carbon Capture, Global CCS Institute

Luc Rock, Quest CCS Project, Shell Canada Limited

James E. Allen, Assistant Deputy Minister, Electricity and Sustainable Energy Division, Government of Alberta - Alberta Energy

11:15 Fossil Forward – Bringing Scale and Speed to CCS Deployment

MODERATOR: Llewellyn King, Conference Chair; former Publisher, Energy Daily

Janet Gellici, Executive Vice President and Chief Operating Officer, National Coal Council

11:30 POSTER SESSION BEGINS; AUTHORS PRESENT

12:30 LUNCH

1:30 CONCURRENT SESSIONS

3:30 COFFEE BREAK

3:50 CONCURRENT SESSIONS

5:50 CONCURRENT SESSIONS END

5:50 RECEPTION

7:00 RECEPTION AND POSTER SESSION END

Thursday	3A	3B	3C	3D
Topic	Sorbents for Carbon Capture	EPA Regulations	Modelling and Processes	CO₂ Transport and Infrastructure
Moderator	Hari Mantripragada Carnegie Mellon University	Caitlin McNeil Battelle	Todd Schaefer Pacific Northwest National Laboratory	Llewellyn King ExchangeMonitor Publications & Forums
Location	King's Garden #5	Grand Ballroom #3	Grand Ballroom #4	Rivers
1:30	23 - Optimised PEI Impregnation of Activated Carbons - Enhancement of CO ₂ Capture Under Post-Combustion Conditions - Antonio Salituro, University of Leeds	69 - Issuance of the Nation's First UIC Class VI Geologic Sequestration Permits: Lessons Learned - Jeffrey McDonald, U.S. Environmental Protection Agency - Region 5	35 - Characterization of Mineral Trapping within Fractured Basalts - Daniel Giammar, Washington University in St. Louis	85 - IMPACTS: The Impact of the Quality of CO ₂ on Transport and Storage Behaviour - Daniel Loeve, TNO
1:50	49 - Development and Testing of Aerogel Sorbents for CO ₂ Capture - Redouane Begag, Aspen Aerogels, Inc.	114 - Obtaining the UIC Class VI Permits for FutureGen 2.0: Challenges, Timeline and Lessons Learned - Delphine Appriou, Pacific Northwest National Laboratory	42 - Aquistore Model Calibration and Reservoir Performance Prediction Using Step Rate Test and Spinner Logs - Si-Yong Lee, Schlumberger Carbon Services	66 - CO ₂ Compression Train Operational Procedures within a Flexible CCS Chain - Mario Calado, Process Systems Enterprise Ltd
2:10	100 - Evaluation of CO ₂ Capture from Existing Coal Fired Plants by Hybrid Sorption Using Solid Sorbents - Dan Laudal, University of North Dakota	175 - Issues Over Final Class VI Permits for Geologic Storage - Robert Van Voorhees, Carbon Sequestration Council	119 - CO ₂ and H ₂ O Interaction with Montmorillonite Clays - Lei Hong, National Energy Technology Laboratory	105 - Carbon Capture and Storage Cluster Projects: Review and Future Opportunities - Tim Dixon, IEAGHG
2:30	179 - Bench-Scale Testing of a Physical Sorption Based CO ₂ Capture Process - Ravi Jain, InnoSeptra LLC	52 - Implications of Recent and Expected EPA Regulations on the Development of CCUS - Dina Kruger, Kruger Environmental Strategies LLC	123 - Evolving Geochemistry of Lower Tuscaloosa Formation Brine in Response to Continuing CO ₂ Injection at Cranfield EOR Site, Mississippi, USA - James Thordsen, U.S. Geological Survey	Anthropogenic CO₂ as Feed Ingredient/Ind/Ag Process 134 - Reversing Combustion - David St. Angelo, Joule Unlimited Technologies
2:50	167 - Development of Fluidized Bed CO ₂ Capture Process - Erik Willett, The University of Akron	171 - Merging Experience from Regulation of Injection with New Needs for Storage Certification - Susan D. Hovorka, Bureau of Economic Geology	135 - Geologic Modeling and Simulation at the Aquistore Site: A Guide to MVA Deployment - Wesley Peck, Energy & Environmental Research Center	87 - ENN - Algae to Fuel in China - Minsheng Liu, ENN Group
3:10		168 - Update and Implications of Proposed CO ₂ Regulations for New and Existing Electric Generating Units - Eric Grol, National Energy Technology Laboratory	162 - On Pressure Rise in Natural Gas Reservoirs Due to CO ₂ -CH ₄ Mixing - Curtis Oldenburg, Lawrence Berkeley National Laboratory	189 - Converting CO ₂ from Challenge to Economic Opportunity: Are Algae-based Technologies Ready to Deliver, and Can Federal Policy Pave the Way? - Matt Carr, Algae Biomass Organization
3:30	Coffee Break			

圖 2 CCUS-14 會議議程(續)

Thursday	4A	4B	4C	4D
Topic	Pre-Combustion Carbon Capture	EOR/EGR: Shale Session	Risk Assessment 3 (Geomechanics, Induced Seismicity)	Techno-Economics, Markets, and Policies Impacting CCUS 1
Moderator	Ramesh Agarwal Washington University in St. Louis	Bruce Kobelski U.S. Environmental Protection Agency	Neil Willdust Global CCS Institute	Abby Harvey GHG Reductions Technologies Monitor
Location	King's Garden #5	Grand Ballroom #3	Grand Ballroom #4	Rivers
3:50	173 - Efficient Pre-Combustion CO ₂ Capture via Porous Organic Polymers - Ruh Ullah, Qatar University	124 - Characterization and Evaluation of the Bakken Petroleum System for CO ₂ Storage and Enhanced Oil Recovery - James Sorensen, Energy & Environmental Research Center	71 - Induced Seismicity Monitoring at the Decatur, IL, CO ₂ Sequestration Demonstration Site - J. Ole Kaven, U.S. Geological Survey	183 - The Funding Model of Alberta's Carbon Capture and Storage Projects - Chad Leask, Government of Alberta - Department of Energy
4:10	43 - Hydrophobic, Physical Solvents for Precombustion CO ₂ Capture: Experiments & Techno-Economic Analysis - Nicholas Siefert, National Energy Technology Laboratory	138 - Deployment Potential for Shale-Based CCS in the U.S.: Implications of Novel Experimental, Simulation and Economic Analysis - Caste Davidson, Pacific Northwest National Laboratory	72 - A Multiscale Geochemical-Mechanical Approach to Analyze CO ₂ Reservoirs - Ba Nghiep Nguyen, Pacific Northwest National Laboratory	184 - CO ₂ Liability Management in Alberta - Chad Leask, Government of Alberta - Department of Energy
4:30	94 - Experience in Chemical Looping Combustion with Metal Oxide Carriers - Geo Richards, National Energy Technology Laboratory	112 - Infrastructure and Supply Curves for Carbon Dioxide Storage in Shale - Jeffrey Bielecki, The Ohio State University	127 - Constraining Injectivity of Knox Group Formations with Varying Depth Across the Northern Appalachian Basin Using Coupled Fluid Flow-Geomechanics Modeling - Samin Raziperchikolae, Battelle Memorial Institute	10 - Investing in American Energy - U.S. Department of Energy Loan Programs Office - Sydney Schmeir, U.S. Department of Energy Loan Programs Office
4:50	Process and System Simulation	101 - Shale Core Apparent Permeability Characterization with CO ₂ Injection Under Stress-Controlled Condition - Shimin Liu, Penn State University	153 - Evaluating Risks of Induced Seismicity for CO ₂ Geological Storage in the Arbuckle Saline Aquifer, South-Central Kansas - Yevhen Holubnyak, Kansas Geological Survey	107 - Economic Scenarios in which New Base-Load Coal Plants Replace Older Existing Units - Dave Schmalzer, Argonne National Laboratory
	131 - Chemical Looping Combustion for Pre-Combustion CO ₂ Capture - Effect of Different Oxygen Carriers - Hari Mantripragada, Carnegie Mellon University			
5:10	4 - Process Simulation and Maximization of Energy Output in Chemical-Looping Combustion (CLC) and Chemical-Looping with Oxygen Uncoupling (CLOU) using ASPEN Plus - Xiao Zhang, Washington University in St. Louis	89 - CO ₂ Storage by Adsorption on Organic Matter and Clay in Gas Shale - Diana Bacon, Pacific Northwest National Laboratory		106 - Fuel/Technology Diversification Under a CO ₂ Emission Intensity Standard - Donald Hanson, Argonne National Laboratory
5:30	67 - CCS System Modelling: Enabling Technology to Help Accelerate Commercialization and Reduce Technology Risk - A Case Study on the Operation of CCS Networks - Mario Calado, Process Systems Enterprise Ltd	181 - Differences in Adsorption Behavior for Three CCUS Pilot Tests in Unconventional Reservoirs of the Central Appalachian Basin and Implications for Enhanced Gas Recovery - Ellen Gilliland, Virginia Tech		
5:50	Reception			

— Is CCS/CCUS Ready for 'Prime Time'? —

Friday, May 1

7:00 **CONTINENTAL BREAKFAST**

8:00 **OPENING PLENARY ADDRESS**

MODERATOR: **Llewellyn King**, Conference Chair; former Publisher, Energy Daily

Barry Worthington, Executive Director, U.S. Energy Association

OPEN DISCUSSION

8:30 **The U.S. National Carbon Capture Center at Southern Co.—Facilitating Deployment, Domestically and Internationally**

MODERATOR: **Bob Wright**, Senior Advisor, Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy

John Northington, Assistant Director, National Carbon Capture Center

MODERATOR: **Bob Wright**, Senior Advisor, Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy

Tim Dixon, Manager Technical Programme and Manager CCS and Regulatory Affairs, IEAGHG

9:30 **CLOSING PLENARY: The Outlook for CO₂ Capture Costs**

MODERATOR: **Llewellyn King**, Conference Chair; former Publisher, Energy Daily

Edward Rubin, Professor Engineering and Public Policy and Mechanical Engineering, Carnegie Mellon University; Member of the U.N. Intergovernmental Panel on Climate Change

10:15 **COFFEE BREAK**

10:30 **CONCURRENT SESSIONS**

12:10 **CONFERENCE ADJOURNS**

圖 2 CCUS-14 會議議程(續)

Friday	5A	5B	5C
Topic	Protocols/Standards	Techno-Economics, Markets, and Policies Impacting CCUS 2	MVA
Moderator	Abby Harvey GHG Reductions Technologies Monitor	Llewellyn King Exchange/Monitor Publications & Forums	Jinesh Jain AECOM
Location	King's Garden #5	Grand Ballroom #3	Grand Ballroom #4
10:30	177 - Prospects for Congressional Action Affecting CCS/CCUS - Fred Eames, Hunton & Williams LLP	125 - Update to Cost and Performance Baselines for Fossil Energy Plants - Timothy Fout, National Energy Technology Laboratory	12 - A Process to Develop a Preliminary Measurement Monitoring and Verification Plan - Wade Zaluski, Schlumberger Carbon Services
10:50	14 - Update on the London Protocol – Developments on Transboundary CCS and on Geoengineering - Tim Dixon, IEAGHG	108 - Maintaining Power Output with the Addition of CO ₂ Capture: A Techno-Economic Assessment of Integrated Retrofits with Sequential Combustion of Gas Turbine Flue Gas - Maria Sanchez del Rio, University of Edinburgh	25 - Technical Advances and Cost-Effective Monitoring: Results from a Case Study of Sensor Development for a New Process-Based Monitoring Method - Katherine Romanak, The University of Texas at Austin
11:10	104 - A Carbon Capture and Storage Offset Protocol for Regulatory Use in Alberta - Shan Pletcher, Government of Alberta, Air and Climate Change Policy	187 - Understanding Market Supply Competition for Anthropogenic CO ₂ from Natural CO ₂ - Michael Marquis, Enegis, LLC	115 - Pre-Injection Comparison of Methods for Sampling Formation Water and Associated Gas from a Characterization Well at a CO ₂ Injection Site, Citronelle Oil Field, Alabama - Christopher Conaway, U.S. Geological Survey
11:30	Environmental Concerns		117 - Numerical Assessment of Monitoring Network Efficiency for CO ₂ Leakage Detection: A Case Study at a CO ₂ -EOR Site - Changbing Yang, Bureau of Economic Geology
	34 - Qualifying Amine Based Capture Technologies with Respect to Health and Environmental Properties - Laila Iren Helgesen, Gassnova SF		
11:50	70 - Emission Results from Amine-based Post Combustion CO ₂ Capture Pilot Plant - Merched Azzi, CSIRO		150 - Design of Groundwater Monitoring Strategy Post-Baseline: Example – Quest - Luc Rock, Shell Canada
12:10	Conference Adjourns		

圖 2 CCUS-14 會議議程(續)

此外，本公司二氧化碳地質封存試驗計畫，於灌注與封存階段均須裝設相關監測設施，以早期監測風險危害，美國 Paulsson 公司(位於 L. A.)於封存監測方面具有實際案例與經驗，綜合研究所楊明偉化學師於返程順道前往 Paulsson 公司進行研討，可作為本公司未來二氧化碳封存試驗計畫設計參考，以減少封存風險。參訪過程實地了解深地層監測設備之製造與布置技術，以及各項技術之應用時機與限制，對本公司未來進行之二氧化碳地質封存試行計畫極有助益，並對長期封存二氧化碳之安全性監測有更具體之實務知識。

3. 國際 CCS 發展現況

3.1 先進國家 CCS 發展現況

國際 CCS 發展，截至 2015 年 5 月共有 55 個大規模碳捕存整合計畫 (Large-Scale Integrated CCS Projects, LSIPs；LSIPs 定義：1. 排放 >0.8 Mt-CO₂/yr 之燃煤電廠、2. 排放 >0.4 Mt-CO₂/yr 之密集型工業設施，包括天然氣電廠，且為捕捉、運輸及封存整合型計畫)，CO₂ 捕捉潛能達 100 Mt-CO₂/yr。其中，13 個計畫進入運轉(Operate)階段，CO₂ 捕捉量達 27 Mt-CO₂/yr、9 個計畫進入建造(Execute)階段，CO₂ 捕捉量達 8 Mt-CO₂/yr、14 個計畫進入設計(Define)階段，CO₂ 捕捉量達 23 Mt-CO₂/yr、19 個計畫處於早期規劃階段 (評估 Evaluate 和鑑定 Identify 階段)，CO₂ 捕捉量達 37 Mt-CO₂/yr。雖然 55 個 LSIPs 之計畫總數較過去減少，但 22 個 LSIPs 進入運轉、建造階段之計畫數量卻較過去十年增加 50%，顯示 LSIPs 發展步調減緩卻逐漸邁入穩健而聚焦階段。

美國為國際間 CO₂ 排放大國，加上發展 CCS 附帶經濟效益(EOR 增產油氣採收)為其發展主因。美國 CCS-EOR 技術已相當成熟，目前有 7 個 LSIPs 運轉中，CO₂ 捕捉量達 20 Mt-CO₂/yr。英國為達供電穩定及減碳考量，主要朝化石燃料電廠碳捕捉搭配深部鹽水層地質封存形式發展，部分境內 CCS 計畫亦將於北海舊油氣田進行 EOR 作業，目前有 3 個 LSIPs 進入設計(Define)階段，CO₂ 捕捉量達 8 Mt-CO₂/yr，預計 2019 年開始運轉。澳洲因國內生產大量煤礦，屬化石燃料輸出國，發展 CCS 技術將有助燃料輸出，且積極開發安全、可靠、低成本技術，及提升地下監測能力，目前有 1 個 LSIPs 進入建造(Execute)階段，CO₂ 捕捉量達 4 Mt-CO₂/yr，預計 2016 年開始運轉。日本則著重於低碳技術開發及試驗，蒐集詳盡資訊及建立技術研發能量；目前以離岸封存為主要方向，針對苫小牧場址及鄰近區域進行地質調查，預計將於 2016~2018 年執行 0.1 Mt-CO₂/yr 灌注試驗，灌注後將持續進行 CO₂ 監測至 2020 年結束。

美國 DOE 已建立 7 個 Regional Carbon Sequestration Partnerships 以支持各區 CCS 計畫，計畫已從 Phase 1: Characterization、Phase 2: Validation，進入到 Phase 3: Development 階段。截至 2015 年 3 月底各計畫進度如下：

1. Big Sky Carbon Sequestration Partnership: Kevin Dome project，預計 2015 年進行 CO₂ 灌注試驗。
2. Plains CO₂ Reduction Partnership: Bell Creek Field project，已灌注 1,660,570 t-CO₂；Fort Nelson project，灌注時間尚在規劃階段。
3. Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership: Michigan Basin Project，已灌注 346,243 t-CO₂。
4. Midwest Geological Sequestration Consortium: Illinois Basin Decatur project，已灌注 999,215 t-CO₂。
5. Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership: Citronelle

project，已灌注 114,104 t-CO₂；Cranfield project，已灌注 4,743,898 t-CO₂。

6. Southwest Regional Carbon Sequestration Partnership：Farnsworth Unit-Ochiltree Project，已灌注 259,739 t-CO₂。
7. West Coast Regional Partnership：Kimberlina project，已終止。

若 CCS 在減排方面須發揮全部潛能，則大部分捕捉到之 CO₂ 最終必須進行深部鹽水層地質封存。深部鹽水層地質封存已從運轉中之大型計畫，如：挪威 Sleipner CO₂ storage project、挪威 Snøhvit CO₂ storage project、阿爾及利亞 In Salah CO₂ storage project，及世界各地之一系列試驗計畫，如：法國 Lacq CCS pilot project、德國 Ketzin CCS pilot project 及澳洲 Otway project 中獲得寶貴經驗，CO₂ 深部鹽水層地質封存技術已漸成熟。

目前有 3 個進入建造(Execute)階段之 LSIPs 嘗試進行陸域深部鹽水層地質封存：加拿大 Quest project，CO₂ 捕捉量達 1.08 Mt-CO₂/yr，預計 2015 年 9 月開始運轉、美國 Illinois Industrial Carbon Capture and Storage project，CO₂ 捕捉量達 1 Mt-CO₂/yr，預計 2015 年開始運轉，及澳洲 Gorgon carbon dioxide injection project，CO₂ 捕捉量達 4 Mt-CO₂/yr，預計 2016 年開始運轉。另外，有 6 個進入設計(Define)階段之 LSIPs 確定在深部鹽水層或枯竭油氣層進行封存，包括：荷蘭 ROAD project、美國 FutureGen 2.0 project、加拿大 Spectra Energy's Fort Nelson CCS project、英國 Don Valley power project、英國 Peterhead CCS project 及英國 White Rose CCS project，這些計畫預計 2017~2020 年開始運轉。從以上計畫所獲得之經驗，將大大提升我們對地質封存之了解。

3.2 電力部門 CCS 發展現況

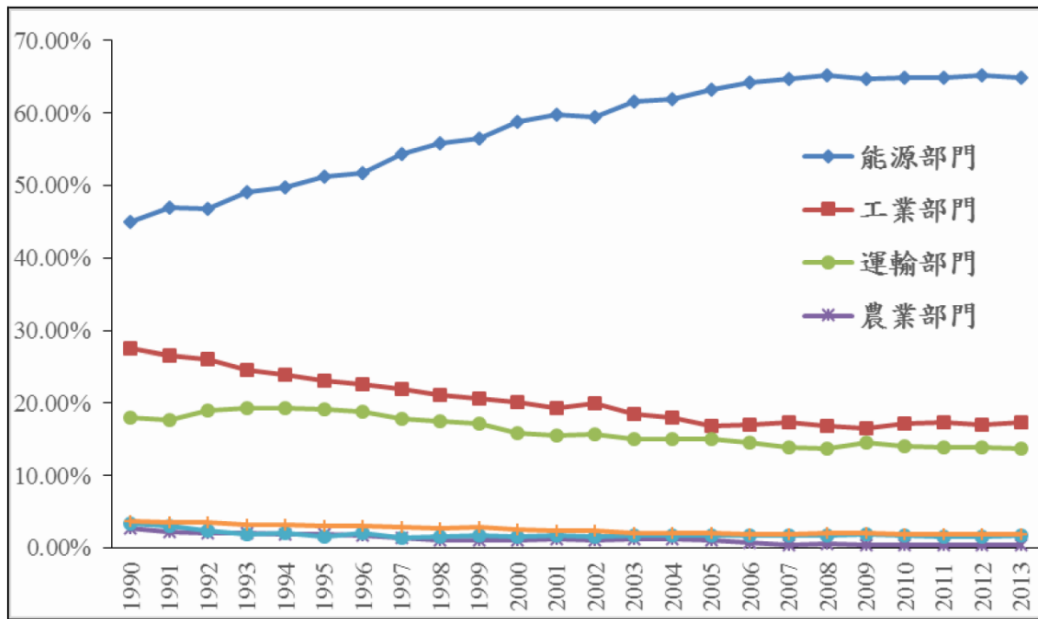
電力部門作出最終投資決策之 3 個 LSIPs：1. 加拿大 Saskatchewan - SaskPower company's Boundary Dam 燃煤電廠之 Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration demonstration project：110MW、CO₂ 捕捉量達 1 Mt-CO₂/yr，已於 2014 年 10 月開始運轉，由既有電廠機組改裝而成屬燃燒後捕捉；所捕捉之 CO₂ 除於 Weyburn 進行 EOR、剩餘部分之 CO₂ 則用於 Aquistore project 之深部鹽水層地質封存試驗，本項試驗已於 2015 年 4 月開始進行灌注及監測，前半年灌注量目標設定為 1,000t/天、2. 美國 Mississippi - Southern company's Kemper County 燃煤電廠之 Kemper County Energy Facility (formerly Kemper County IGCC project)：582MW、CO₂ 捕捉量達 3 Mt-CO₂/yr，預計 2016 年上半年度開始運轉，為新建電廠屬燃燒前捕捉；所捕捉之 CO₂ 將用於 EOR、3. 美國 Texas - NRG Energy company's W.A. Parish Petra Nova 燃煤電廠之 Petra Nova Carbon Capture project (formerly NRG Energy Parish CCS project)：250MW、CO₂ 捕捉量達 1.4 Mt-CO₂/yr，預計 2016 年下半年度開始

運轉，由既有電廠整廠更新而成屬燃燒後捕捉；所捕捉之 CO₂ 將用於 EOR。

另外，目前有 9 個電力部門 LSIPs 進入設計(Define)階段，CO₂ 捕捉量達 17 Mt-CO₂/yr，預計 2017~2020 年開始運轉。預定運轉時程：美國 FutureGen 2.0 Project 2017 年、美國 Sargas Texas Point Comfort Project 2017 年、荷蘭 Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD) 2017 年、中國大陸 Sinopec Shengli Power Plant CCS Project 2017 年、美國 Hydrogen Energy California Project (HECA) 2019 年、美國 Texas Clean Energy Project 2019 年、英國 Don Valley Power Project 2019 年、英國 Peterhead CCS Project 2019 年、英國 White Rose CCS Project 2020~2021 年。

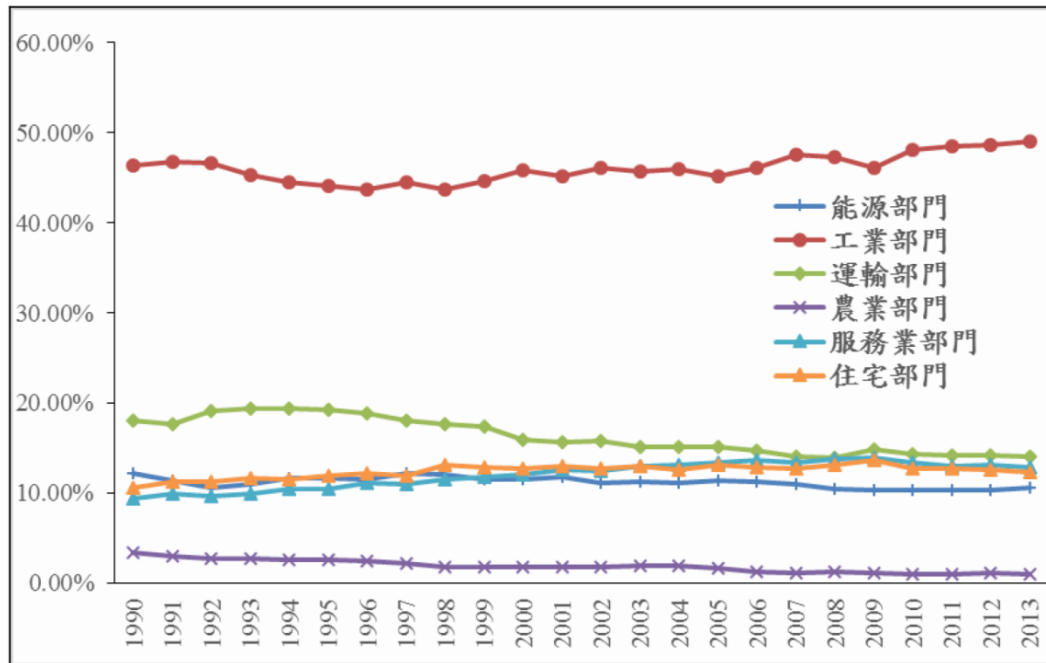
CCS 應用於電力部門已逐步實現，SaskPower Boundary Dam 燃煤電廠 CCS 計畫已於 2014 年 10 月開始運轉，代表第一個在電廠大規模應用 CCS 之案例，對未來計畫發展提供重要經驗，並驗證 CCS 可作為電力部門大量減少 CO₂ 排放之真正選擇。

相較於此，其他部門尚待更多研發能量及技術投入(如：水泥業及鋼鐵業之碳捕存)。全球第一個鋼鐵業大規模採用 CCS 技術之阿拉伯聯合大公國-阿聯酋鋼鐵廠：Abu Dhabi CCS project，已於 2013 年下半年度開始建造，CO₂ 捕捉量 0.8 Mt-CO₂/yr，預計 2016 年開始運轉。鋼鐵業為 CCS 技術應用之工業之一，且無其他替代技術可大量減少 CO₂ 排放。工業部門 CO₂ 排放約佔全球各部門電力消費之 25%，且預計至 2050 年工業部門 CO₂ 排放將增加約 60% (IEA, 2014. Energy Technology Perspectives)。另，我國工業部門燃料燃燒 CO₂ 排放，若不包括電力消費排放，約佔我國各部門 CO₂ 排放之 20%(圖 3)；若包括電力消費排放，則佔我國各部門 CO₂ 排放之 50%(圖 4)。因此，對於鋼鐵業，成功的 CCS 示範對未來的減排努力是很重要的。



資料來源：經濟部能源局，2014年6月。

圖 3 各部門燃料燃燒 CO₂ 排放量趨勢 (不包括電力消費排放)



資料來源：經濟部能源局，2014年6月。

圖 4 各部門燃料燃燒 CO₂ 排放量趨勢 (包括電力消費排放)

3.3 US DOE 碳捕集技術發展現況

能源的需求與二氧化碳排放量在未來只會日漸增長，且預估到了 2040 年時全球會提高到約 50%，如圖 5 所示。

因此捕捉技術的發展是刻不容緩，在 CCS 捕捉技術程序上有分為 Post-Combustion、Pre-Combustion、Oxy-Fuel 三種。Post-Combustion 為燃燒後捕捉，燃料直接燃燒，燃燒後的煙氣再以 CO₂ 吸收劑等將 CO₂ 分離出來，Pre-Combustion 為燃燒前捕捉，燃料先經氣化等複雜程序後再將 CO₂ 分離出來、合成氣再去發電，Oxy-Fuel 為富氧燃燒，燃料先經氣化等複雜程序後再將 CO₂ 分離出來、合成氣再去發電，目前國際趨勢是以 Post-Combustion 為重點發展項目。

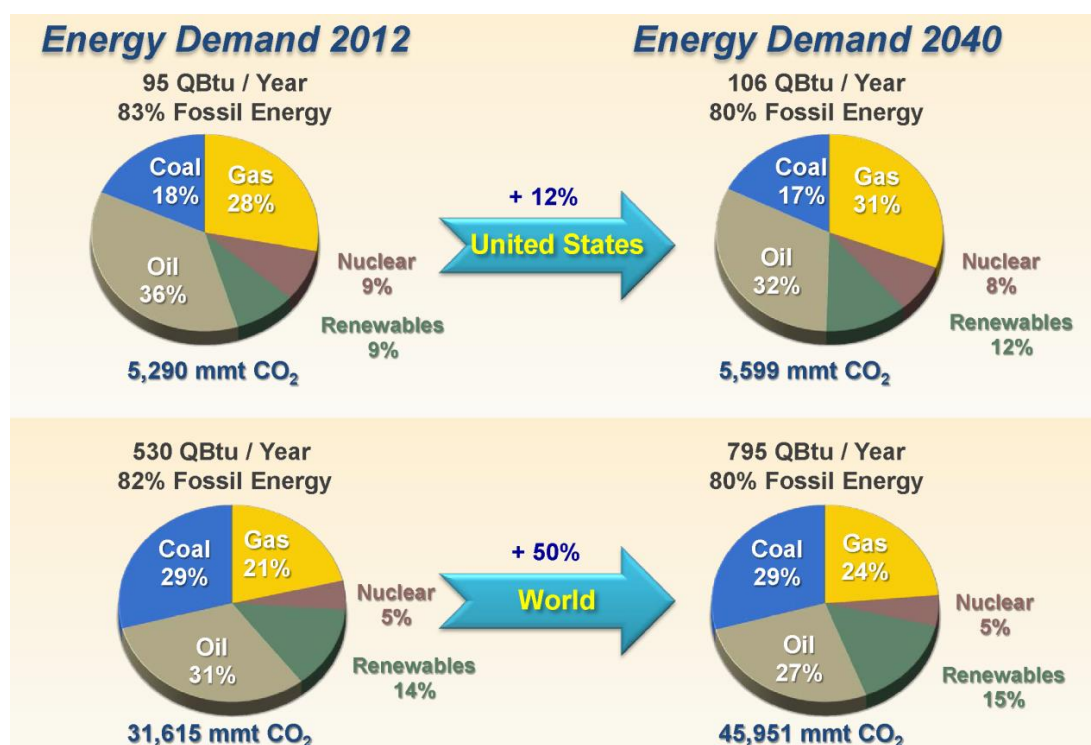


圖 5 能源需求與二氧化碳排放量

CO₂的捕捉技術研發上需要大量的金錢與時間，從實驗室規模到示範廠規模的測試時間從每天數小時到每月數週不等，操作條件也從模擬的一些條件提升到真實的操作條件，最後提升到可調整的操作條件，操作風險也得隨之控制在越來越小，另捕捉技術的精進可使得成本再進一步的減少，過去的捕捉成本在\$100USD/Tonne 以上，目前可控制在\$60USD/Tonne 左右，未來預估可達到\$40USD/Tonne 以下(圖 6)。

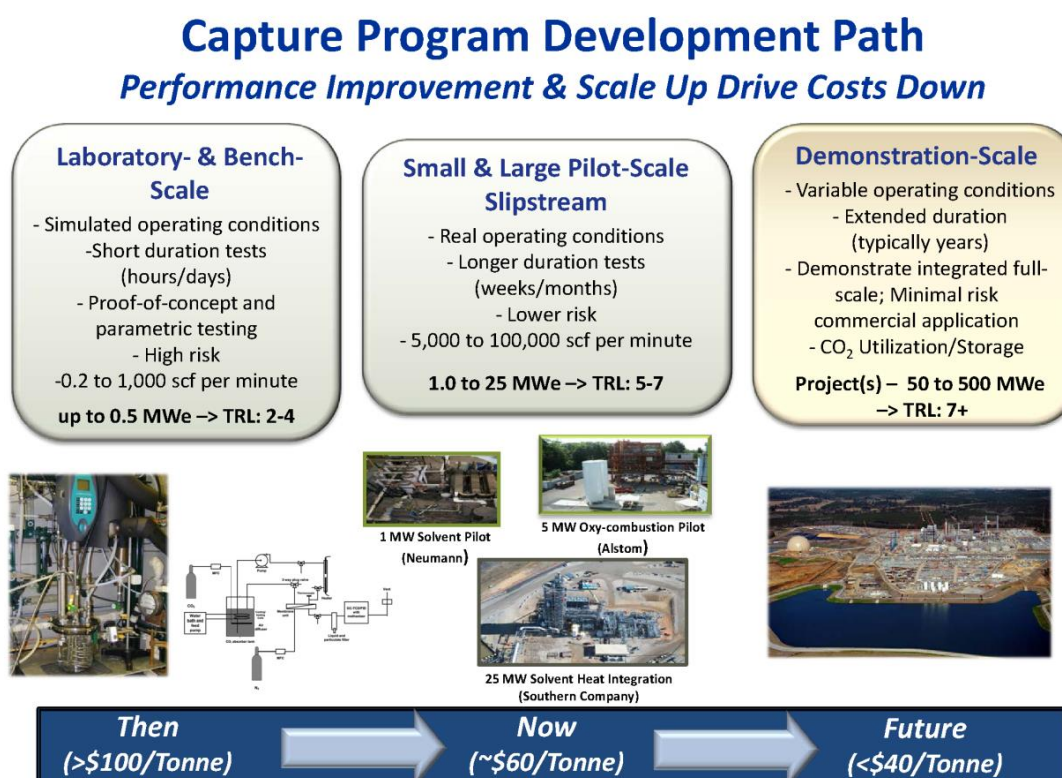


圖 6 CO₂ 捕捉技術研發程序與規模

Post-Combustion 的主要技術分為：溶劑吸收、固態吸收劑吸收或吸附、薄膜分離技術等，各有其優缺點。目前在各技術的研發重點項目如圖 7：

在溶劑吸收須進行之研究包含有降低成本、非腐蝕性吸收液研發、吸收效能與吸收容量提高、改善與降低吸收和再生時所需的熱能等。

固態吸收劑是降低基材成本、提升熱穩定性與化學穩定性、進一步降低熱能需求、提高 CO₂ 吸收率和提高 CO₂ 選擇性、改善昂貴的處理設備與控制。

分離薄膜則是降低成本、耐用的材質與改善透過率和氣體選擇性、提升熱穩定性和物理穩定性。

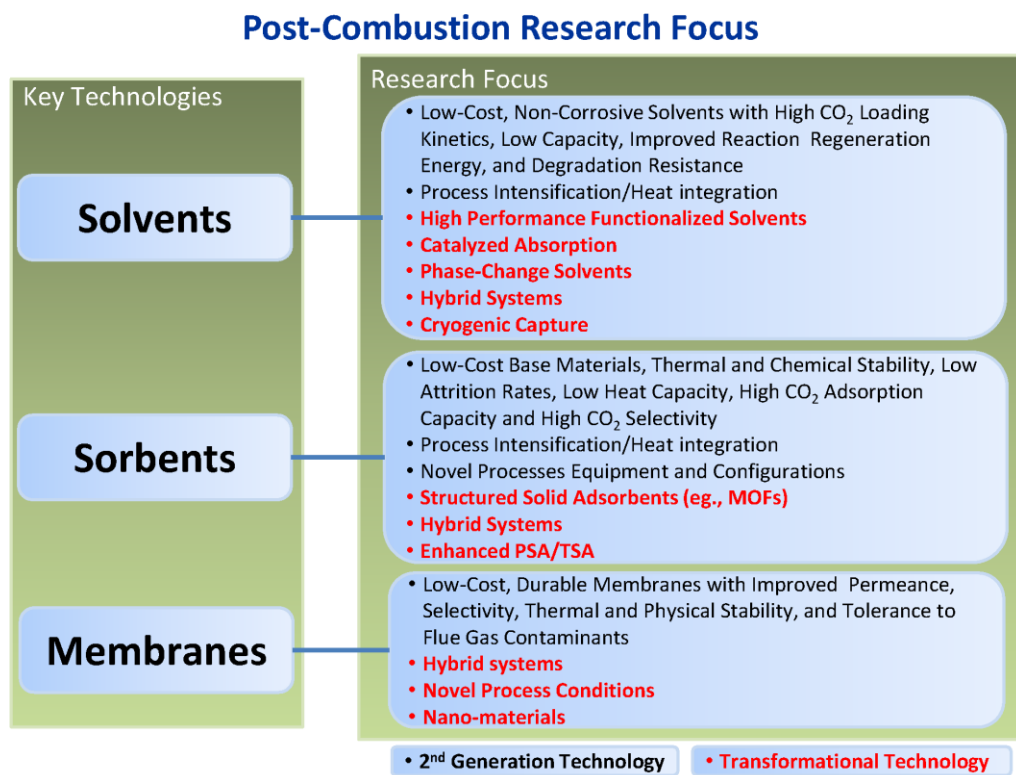


圖 7 燃燒後捕捉研究重點

Pre-Combustion 的主要技術同樣也是分為吸收液、吸收劑、分離薄膜等，在吸收液方面有更先進的再生程序以製造高壓 CO₂ 氣流，提升 H₂ 的最大回收率，調整熱合成氣時的高溫操作，吸收劑方面是循環 PSA(變壓吸附)製造高壓 H₂ 和 CO₂，分離薄膜方面則是在薄膜材料上改進，如耐高溫高分子、雙相碳酸陶瓷、鈀材等，以及矽膠分子篩(圖 8)。

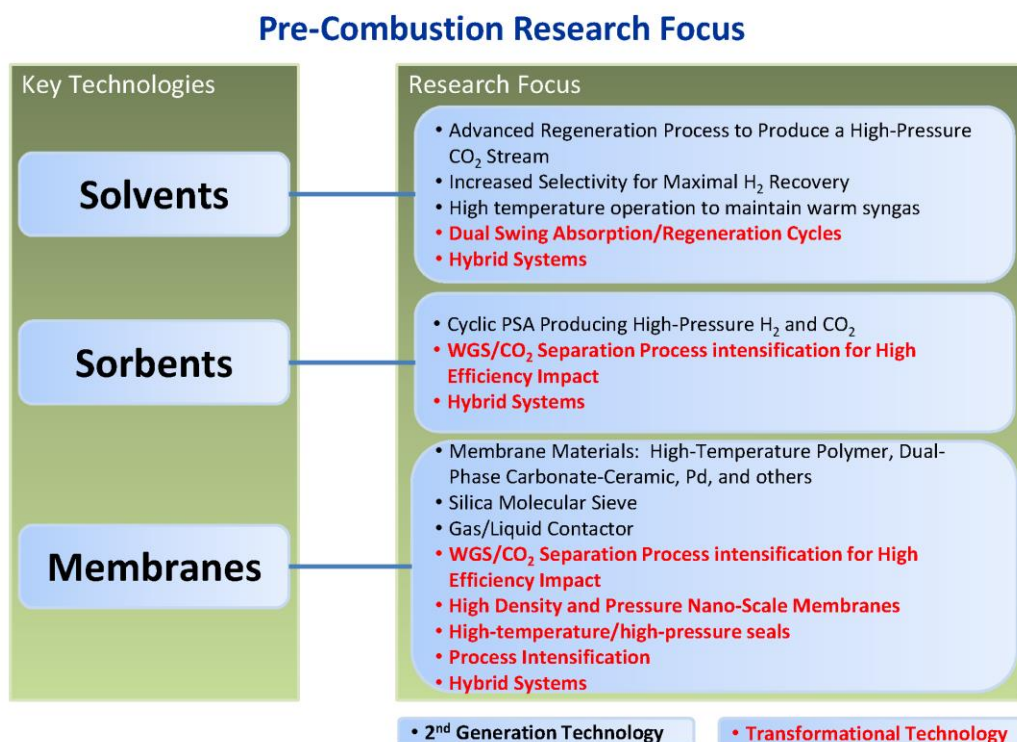


圖 8 燃燒前捕捉研究重點

CO₂ 捕捉小型示範廠計畫如圖 9，已完成的小型示範廠裡有五個都是針對 Post-Combustion 為發展，其中三個用化學溶劑吸收，一個用固態吸附劑，一個用分離薄膜，接下來會完成的也多是 Post-Combustion；Pre-Combustion 的有兩個。

Carbon Capture Small Pilot Projects

Performer	Project Focus	Scale	Cost	Construction Complete
Post-Combustion Solvents (6)				
Linde, LLC	Slipstream Novel Amine-Based Post-Combustion Process	1 MWe	\$22.7M	Complete
Neumann Systems Group, Inc	Carbon Absorber Retrofit Equipment	0.5 MWe	\$9.2M	Complete
Southern Company Services	Waste Heat Integration	25 MWe	\$15.6M	Complete
University of Kentucky	Slipstream Demonstration Using the Hitachi Advanced Solvent	0.7 MWe	\$21.4M	Early 2015
General Electric*	Novel Aminosilicone Solvent	0.5 MWe	\$5.7M	Late 2015
ION Engineering*	Amine Solvent in Ionic Liquid	0.7 MWe	\$10.0M	Late 2015
Post-Combustion Sorbents (3)				
ADA-Environmental Solutions	Solid Sorbents as Retrofit Technology	1 MWe	\$22.9M	Complete
TDA Research, Inc.	Alkalized Alumina Solid Sorbent	0.5 MWe	\$5.9M	Late 2016
SRI International	Novel Solid Sorbent	1 MWe	\$12.9M	Late 2015
Post-Combustion Membranes (2)				
Membrane Technology & Research	Polymeric Membranes	1 MWe	\$18.8M	Complete
Gas Technology Institute	Hollow-Fiber-Membrane Contactor with aMDEA Solvent	1 MWe	\$12.8M	Late 2016
Pre-Combustion (2)				
SRI International	CO ₂ Capture Using AC-ABC Process	0.1 MWe	\$5.7M	Mid 2015
TDA, Inc.	High Capacity Regenerable Sorbent	0.1 MWe	\$9.9M	Late 2015

圖 9 CO₂ 捕捉小型示範廠清單

NCCC(National Carbon Capture Center)發展現況：

在世界級的 CO₂ 捕捉技術測試設施裡(圖 10)，Post-Combustion 裡的 Post-Combustion Carbon Capture Center(PC4)設施目前已達 4.3MWe 規模，總測試時間已達 28000 小時，已測試了多種技術，有 8 個 Pilot-scale 級 (0.2~1.0MW)，6 個 bench-scale 級(0.001~0.05MW)，技術分類上有 10 個以胺為基底的吸收液、1 個以碳酸根為基底的吸收液、2 個催化輔助酶、2 個固體吸附劑、1 個 CO₂ 分離薄膜，Pre-Combustion 設施已達 6.3MWe 規模，總測試時間達 21000 小時。

National Carbon Capture Center

Pilot Solvent Test Unit

Post Combustion

- PC4 Facility – 4.3MWe
- Real PC flue gas
- Bench through pilot scale
- ~28,000 hours of testing
- 15 Technologies tested
- "Tech-Flexible"

- 5 year \$150MM
- \$100MM Capture Funding
- Independent Test Facility
- Supports Capture & Gasification

TRIG Gasifier

Pre Combustion

- 6.3MWe Trig gasifier
- Air- or O₂ fired syngas
- Bench through pilot scale
- ~21,000 hours of testing
- 13 gasifier runs
- "Tech-Flexible"

– World Class Carbon Capture Technology Test Facility –

圖 10 NCCC 的 CO₂ 捕捉技術測試設施

3.4 CCP(Carbon Capture Project)推動 CCS 成果與展望

CCP 團隊概述

CCP 成立於 2000 年，CCP 為數個大能源公司的合作夥伴，它為石油和天然氣產業等涉及能源使用的業者提供了一個平台，來發展這些公司可用的 CCS 知識與技術。

在過去的時間裡，CCP 與包括美國能源署和歐洲委員會等政府機構緊密合作，合作對象也包含超過全球超過 60 個學術團體和研究機構。其對於 CCS 發展的貢獻，已被碳封存領導論壇（CSLF）所認可。

CCP 計畫之發展途徑

CCP 計畫之發展途徑包含：

- CCP1 階段：主要針對 CCS 技術資訊收集以篩選。
- CCP2 階段：密集發展技術。
- CCP3 階段：實際應用在現地試驗（圖 11）。

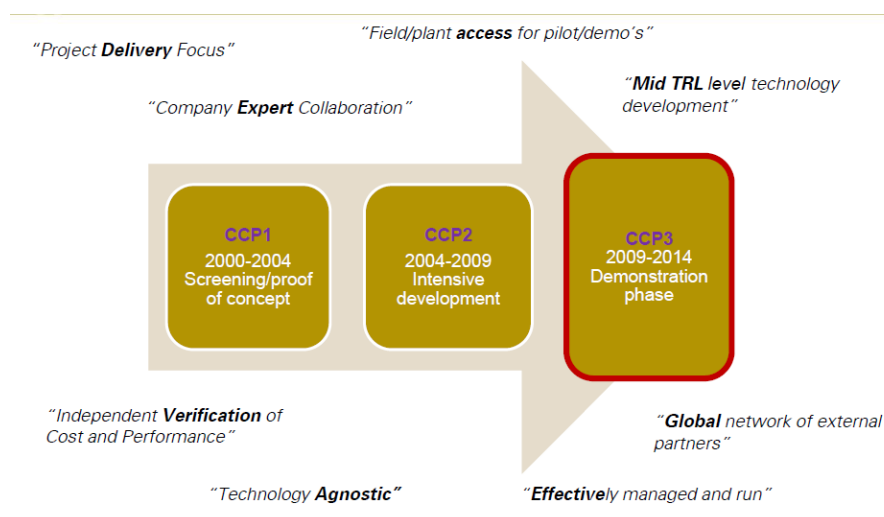


圖 11 CCP 計畫之發展途徑

CCP3 計畫概述

CCP3 計畫由以下四個工作團隊組成，並藉由建立經濟模型，以對 CCS 整體成本有更全面的了解：

1. **捕捉團隊**：主要致力於開發適用於煉油業與發電業者適用之碳捕集技術，著重於減少捕捉 CO₂ 的成本。
2. **碳封存監測及驗證(SMV)團隊**：發展在地表下安全儲存及監測 CO₂ 的方法。
3. **政策和獎勵團隊**：提供利害關係人技術以及經濟相關資訊，以促進法律以及政策框架順利發展，降低推行計畫之障礙。
4. **溝通團隊**：將計畫團隊正在進行工作中所獲取的資訊妥善整合，並以合適

的方式妥善傳遞給不同的聽眾群，例如：政府、工廠、非政府組織及普通大眾。

CCP3 捕捉計畫(CCP3 Capture Program)

煉油廠方案：流體催化裂化(FCC)裝置是煉油廠主要CO₂排放源，約佔20%-30%。藉由氧氣燃燒與碳捕集技術可達成FCC程序的碳捕集目的，並可快速回收投資，促進煉油廠獲利。本技術發展過程主要是評估碳捕集程序的可調控性、測試啟動與關閉程序、以及擷取相關數據俾利於程序放大。

重油方案：瀝青原油的流動性隨著密度及黏度的增加而減小，但隨溫度的增加會加大。在淺部地層中的瀝青原油（或重油）黏度相當高，流動性很小甚至幾乎不流動。開採油砂中的瀝青原油時，通常利用 OTSGs(直流蒸汽產生器)技術，注入高溫的水蒸氣使地層溫度提高，以降低瀝青原油的黏度，提高流動性以利採收。而如何將 OTSGs 鍋爐所產生的二氧化碳捕集下來，也一直是 CCP3 研究的重心。

其他方案： (a) **富氧燃燒技術捕捉 CO₂**：一般燃燒過程所用的助燃空氣均在自然狀態下，亦即氧濃度為 21%，如果用比自然狀態下含氧量高的空氣做助燃空氣，則該燃燒稱為「富氧燃燒」。(b) **化學迴路燃燒(CLC)**：生產能量的同時能夠捕捉二氧化碳，一個化學迴路系統有兩個反應器：一個是碳或是天然氣與金屬氧化物共同燃燒，將金屬氧化物還原成金屬態，在另外一個反應器中，金屬被轉換回金屬氧化物狀態。燃燒氣體(燃料和空氣)被分成三個部分：氮在燃燒的早期被分離出來、蒸汽冷凝、副產品幾乎是純的二氧化碳。(c) **水氣轉移反應薄膜反應器(MWGS)**。

對於不同煉油廠以及捕捉技術之成本考量

- 使用溶劑進行燃燒後捕捉 CO₂ 技術仍屬最經濟的選擇。
- 避免產生 CO₂ 的成本非常高，尤其是對重油或油砂開採與提煉業而言。
- 經濟假設、燃料成本、地區、電力成本、CO₂ 排放量、生產規模、流程配置都對捕集成本產生重大影響(圖 12)。

Application Scenario and Case Description	Fuel	CO ₂ captured	CO ₂ capture	CO ₂ avoided	CO ₂ capture cost	CO ₂ avoided cost
	Units	t/h	%	%	\$/t	\$/t
Refinery - US Gulf Coast						
FCC - Post Combustion	Carbon	55.5	85.5	65.5	94.2	112.9
FCC Oxyfuel Retrofit	Carbon	64.8	100.0	83.5	108.3	129.7
Fired Heater - Post Combustion	Fuel gas	26.6	85.0	65.0	118.6	156.5
Fired Heaters Pre-Combustion	Fuel gas	284.0	90.0	76.0	111.1	160.1
Refinery SMR with Post-Combustion	Nat gas	58.4	85.5	65.5	95.9	123.3
Oil Sands Steam Generation - Fort McMurray						
OTSGs - Post-Combustion	Nat gas	67.4	90.0	76.0	170.7	237.9
OTSGs CLC	Nat gas	63.3	100.0	86.0	195.7	236.4
Gas-Fired Power Generation - US Gulf Coast						
NGCC - Post-Combustion	Nat gas	126.1	85.5	73.7	97.9	113.6

圖 12 不同煉油廠以及捕捉技術之成本

捕捉計畫整合與結論

CCP3 針對石油及天然氣工業相關的三種方案：燃燒後、燃燒前及富氧燃燒技術分別被以實驗室以及中大型試驗規模檢視，並以獨立技術和經濟評估加以評估輔助之，由 CCP3 之整合資訊可獲如下結論：

- 以燃燒後溶劑捕捉技術價格最低廉。
- CO₂ 避免成本非常高，尤其是對重油業者而言。
- 經濟假設、燃料成本、地區、電力成本、CO₂ 排放量、生產規模、流程配置都對捕集成本產生重大影響。

由 CCP3 中所獲取之資訊將能應用在未來 CCP4 工作的基礎。

碳封存監測及驗證(SMV)計畫

SMV 計畫內容包含：

- 井完整性：對於地質力學的變動必須具有良好的屏障功能。
- 地表下過程：探討相關物理化學作用可能對於二氧化碳儲存所造成的影響。
- 監測與驗證：利用地下監測結果呈現二氧化碳之遷移；結合現有技術建立科學分析評估之有效工具。
- 優化：針對儲存發展風險分析方法與相關之風險抑制措施、CO₂EOR/封存經濟分析、EOR/EGR 之應用與挑戰。
- 現地試驗：對於新的監測技術之績效分析。
- 封存安全性：偵測、鑑定 CO₂ 透過蓋岩層或斷層的遷移的可能性。

SMV 結論：

- 現地試驗已於 2009 年進行試驗。
- CCP3 進行模擬分析以及實際測試，強化封存安全性的監測。
- 能夠藉由未來試驗規模的資訊，以建立當初無法在 CCP2 完成的井完整性研究。

政策和獎勵研究(Policy & Incentives - Regulatory Study)

- CCS 政策研究：從實際計畫之發展過程中研習所面臨的法規障礙。
- 由 CCS 計畫開發商和監管者的觀點，提供相關 CCS 計畫所需之審批流程與可能會面臨之主要障礙和挑戰。
- 主要法規議題：二氧化碳捕捉準備就緒 (CCR) 設計、CO₂ 封存許可及執照申請、灌注 CO₂ 中摻雜的雜質要求、地下儲存空間的擁有權、責任與義務等。

政策和獎勵研究結論

在法規議題上，必須確保以下數點：

- 對於許可執照的程序，不會對原本 CCS 的安排造成延誤。

- 必須充分向公眾保證，儲存點絕對安全可靠。
- 能夠確保和 CCS 計畫相關的法規要求均已獲得政府同意，並且已和計畫贊助商充分溝通。
- 關於長期責任、技術轉讓和資金的規定不會造成過度風險。
- 對於不同級別政府所設定的法律框架，可能會產生不同的政策結果和法律規定，而對 CCS 造成不同的影響。

CCP 計畫所獲得的結論

- 在使用化石燃料日趨嚴格的條件下，CCS 是唯一可能被應用的大規模減碳技術。
- 燃燒後捕捉技術於近期已逐步改善優化，但仍需思考對於實際未來應用面，以及可能的替代方案。
- 市場複雜的價值鏈，伴隨高度不確定的商業及政策環境中，在 CCS 過渡時期以及示範階段，需要更充足的政府資金支持，以及廣泛的部署規劃，以降低風險。
- 尚有一些有前景的技術能應用在大規模降低碳捕捉成本，並能有效率且安全的大規模儲存二氧化碳，但還需研發部門多年努力。

CCS 相關參考網站

www.ccsbrowser.com

www.co2captureproject.org

3.5 化石能源電廠的成本以及績效基準更新(US DOE Baseline Update)

NETL 進行有關化石能源電廠的成本以及績效基準更新結果，其中對於最新之有無 CO₂ 捕集技術之電廠估計其成本以及發電效能如下(圖 13~15)：

Pollutant	PC (lb/MWh-gross)	NGCC (lb/MWh-gross)
SO ₂	1.00	0.90
NOx	0.07	0.43
PM	0.09	N/A
Hg	3 x 10 ⁻⁶	N/A
HCl	0.010	N/A

圖 13 環境汙染排放量

	5 Year Construction Period		3 Year Construction Period	
	High Risk	Conventional	High Risk	Conventional
Applicability	PC-CCS	PC	NGCC-CCS	NGCC
Capital Charge Factor	12.4%	11.6%	11.1%	10.5%

圖 14 經濟假設

資本支出第一年：2011

電廠年限(年)：30

興建期間(年)：5(PC)；3(NGCC)

燃料費用：

coal(USD/MM Btu)：2.94

natural gas(USD/MM Btu)：6.13

封存條件：

- CO₂ 被壓縮到 2200psig，並被運輸到 100km 遠之地點封存，監測期間為 80 年。
- CO₂ 傳輸與儲存之成本已被包含在電力成本計算之中。

Case	Subcritical		Supercritical		NGCC	
	B11A	B11B	B12A	B12B	B31A	B31B
CO ₂ Capture	NO	YES	NO	YES	NO	YES
Gross Power (MW)	581	644	580	642	640	601
Auxiliary Power Summary						
Balance of Plant	28	36	27	35	11	14
Flue Gas Cleanup	3	4	3	4	0	0
CO ₂ Capture	-	17	-	16	-	13
CO ₂ Compression	-	37	-	36	-	15
Total Aux. Power (MW)	31	94	30	91	11	42
Net Power (MW)	550	550	550	550	630	559
Heat Rate (Btu/kWh)	8,700	11,000	8,400	10,500	6,600	7,500
Efficiency (HHV)	39	31	41	33	52	46
Energy Penalty ¹	-	8	-	8	-	6

¹CO₂ Capture Energy Penalty = Percent points decrease in net power plant efficiency due to CO₂ Capture

Case	Subcritical		Supercritical		NGCC	
	B11A	B11B	B12A	B12B	B31A	B31B
CO ₂ Capture	NO	YES	NO	YES	NO	YES
Total Plant Cost, in Millions 2011\$¹						
Base Plant	906	1,052	947	1,111	431	449
Gas Cleanup (SOx/NOx/Hg/HCl/PM)	172	204	167	197	-	-
CO ₂ Capture	-	550	-	534	-	340
CO ₂ Compression	-	100	-	98	-	39
Total	1,078	1,906	1,114	1,939	431	828
Total Overnight Cost (2011\$/kW)	2,429	4,267	2,507	4,333	838	1,804
Cost of Electricity, \$/MWh (2011\$)						
Capital	38	71	39	72	12	27
Fixed	9	15	10	15	3	6
Variable	9	15	9	15	2	4
Fuel	26	32	25	31	41	46
CO ₂ T&S	-	10	-	10	-	4
Total²	82	143	82	143	58	87
CO₂ Captured, \$/tonne (2011\$)						
Compared to SCPC or NGCC	-	56	-	58	-	71

¹Total Plant Capital Cost (Includes contingencies and engineering fees but not owner's costs)

²85% Capacity Factor

圖 15 不同形式 PC/NGCC 電廠之效能與經濟評估結果

- 大多數近期的績效與成本資訊均已被分析。
- 建立績效基準線並估計相關成本。
- 在現今市場及受碳排放限制的環境中，需要繼續改善效率以及降低成本，以增加煤炭系統發電廠之競爭力。
- 未來化石能源使用，需致力於增進燃煤電廠效率以及發展更優的碳捕集方式以減少溫室氣體排放。

3.6 全球 CCS 發展趨勢(Global Status of CCS – Global CCS Institute)

Global CCS Institute(GCCSI)使命加快全球 CCS 的開發、示範和部署。進行相關技術發展的諮詢和宣傳，創造有利條件以實現 CCS。GCCSI 是一個國際會員組織，總部設在墨爾本。另有辦事處設在華盛頓、布魯塞爾、北京和東京。以下為其針對 CCS 技術所發表之現狀調查與分析結果(圖 16)：

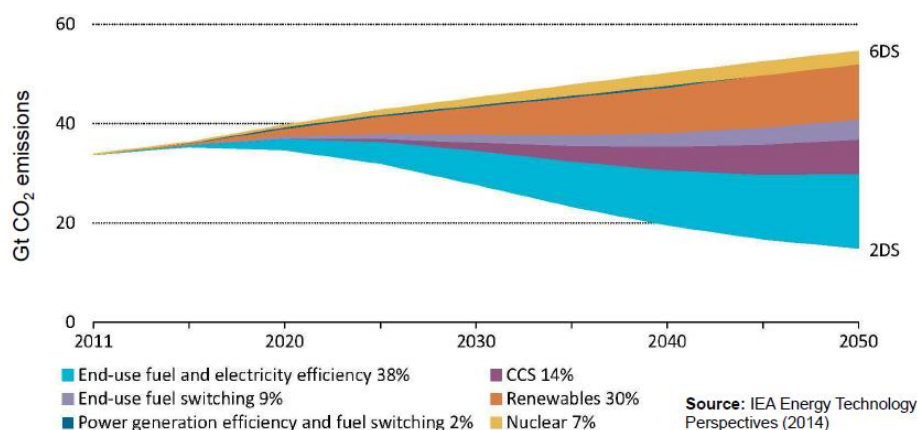


圖 16 不同減碳技術對二氧化碳減量之貢獻度

不同減碳方案對二氧化碳排放控制之成本估算結果：結果顯示在 2100 年的 450 ppm 二氧化碳濃度限制下，缺乏 CCS 技術會使能源使用成本上升 138%，對比於缺乏其他技術的影響只有 6 至 64%，顯示如果缺乏 CCS 技術將對未來經濟發展受到極大衝擊(圖 17)。

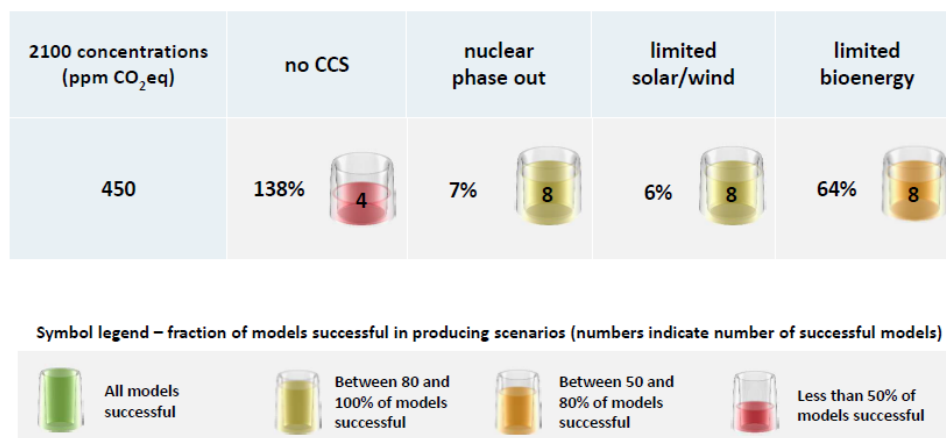


圖 17 不同減碳方案對二氧化碳排放控制之成本估算結果

CCS 規劃路徑與研發重點

- 2010-2015 決策訂定。
- 2016-2020 預先規劃，確保進一步計畫的可順利進行。
- 2020- 推行相關計畫加速相關法規的制定(圖 18)。

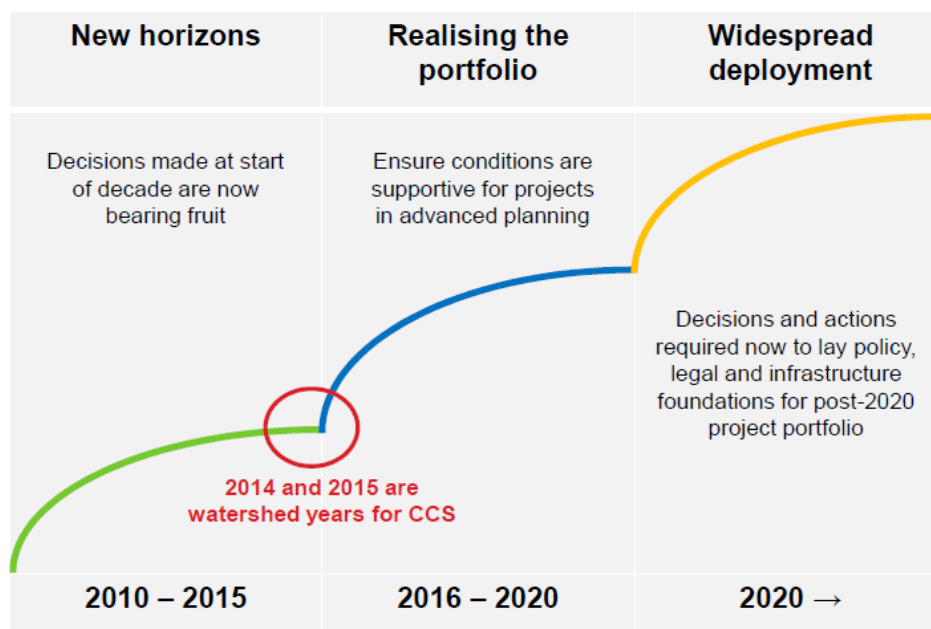


圖 18 CCS 規劃路徑圖

CO₂ 捕集技術發展：著重於降低成本

- 由第一代碳捕集技術學習改善措施與研發方向。
- 持續投入研發活動、創新材料、程序改良、裝置創新，以持續降低成本。
- 不同團隊間相互合作以達到成本與效能目標。
- 新一代技術之時程預期於 2020 至 2025 年完成。

CO₂ 封存技術發展：著重時程

- EOR(石油增產)技術將成為近期 CCS 計畫的主力。
- 關於地質封存將需要更全面的規劃。
- 2°C 方案將須於 2030 年達到每年封存 2GT，2050 年每年封存 7GT。
- 可能需要長達 10 年以上時間，才能做出最後投資決定。
- 近期而言，產業並有沒有誘因著手進行封存場址的探勘與開發。

政策以及監管單位的支持：

- 要想不依靠 CCS 技術便達到氣候目標會導致成本大量增加，或者根本不可能。
- 近期大規模的 CCS 方案都是由公共資金計畫所支持。

- 展望未來，強而有力的政策與法規支持，才會成為投資者投資 CCS 計畫強而有力的誘因。
- 發展中之國際氣候協議將會是一個重要的基石。

4. IEAGHG Monitoring selection tool

IEAGHG 於 2013 年開發了 Monitoring selection tool(version 2.3.2)之 CO₂ 地質封存建議監測工作系統。該系統有助規劃 CO₂ 灌注前、中、後之監測工作，且概略描述每一監測工作原理、國際間相關應用案例及施測費用。

該系統將建議監測工作以量化指標表示：數值最大 4 表示強烈建議須執行、數值最小 0 表示無執行效益(表 1)。

以下以本公司 CO₂ 地質封存先導試驗場址為案例作說明：

1. 輸入場址特性及 CO₂ 灌注前、中、後欲監測項目(表 2)。
2. Monitoring selection tool 系統自動列出 CO₂ 地質封存建議監測工作(表 3)。

以下僅就量化指標較高之前 10 項建議監測工作做介紹：

1. 3D surface seismic

3D surface seismic 在陸域及海域皆能施測。相對陸域，海域施測成果相對較好且一般較便宜。圖 19 為 Sleipner project 3D surface seismic 監測外海 CO₂ plume 之成果。

石油業常利用 4D surface seismic(time-lapse)以了解產油層隨時間之物質變化(圖 20)。Sleipner project 亦利用 4D surface seismic 監測外海 CO₂ 隨時間灌注之移棲(圖 21)。然而，surface seismic 無法對溶解於孔隙水之 CO₂ 進行監測。一般來說，surface seismic 較適用於較淺、岩層膠結較差之儲集層。surface seismic 可量化儲集層中之殘餘 CO₂，但須有岩心、震測、井測等背景資料做對照與驗證。

若要監測 CO₂ 移棲，CO₂ 灌注量須累積至 1 萬~2 萬噸 (Myer et al., 2003)，可監測之灌注量須視各場址地質條件不同而異。若要監測小於 1 千噸之 CO₂，深度須淺於 1,000m (Chadwick et al., 2005)。另外，CO₂ 飽和度較低時，本監測方法解析度較好；解析度將隨 CO₂ 飽和度增加而降低。

2. Geophysical logs

井測法，包括：open hole 之 formation resistivity, neutron porosity, density, sonic velocity, gamma ray, self potential, temperature and pressure, various fracture identification, imaging tools and nuclear magnetic resonance (NMR) tools; cased hole 之 casing resistivity and pulsed neutron capture (PNC) tools。其中，sonic, neutron, density, resistivity, NMR 及 PNC logging tools，特別適合用於 CO₂ 地質封存之監測。井測法能有效監測 CO₂ 移棲、CO₂ 滲漏、反算 CO₂ 飽和度。其中，Sonic velocity 反算 CO₂ 飽和度條件：CO₂ 飽和度 < 20%；PNC 反算 CO₂ 飽和度可用於鋼套管且特別

適用於鹽水、孔隙率較高之岩層。

3. Downhole pressure and temperature measurements

井頭及井下壓力監測、井下溫度監測可用於了解儲集層力學強度、CO₂ 由儲集層或井孔滲漏之可能性、CO₂ 灌注之物理特性。壓力下降可能由 CO₂ 移棲、CO₂ 溶解於地下水、CO₂ 滲漏所致，因此須搭配其他監測成果進行比對。

由 Ketzin project 對井下溫度、井下壓力、井頭壓力及 CO₂ 灌注流速之監測得知：當 CO₂ 灌注中斷，會造成井下溫度下降、井頭壓力上升(圖 22)。

4. Multicomponent surface seismic

本法利用 hydrophones 及三維 geophones 同時記錄 P 波及 S 波，以了解地下物理特性。S 波相較 P 波對裂隙、微小裂隙較敏感；對流體較不敏感。因此，同時利用 P 波及 S 波更可了解 CO₂ 累積灌注所造成之壓力及飽和度改變之地下流體特性。Multicomponent surface seismic 施測方法示意圖，如圖 23。

5. Tracers

Tracers 是利用液體具個別之化學特性，以分辨儲集層 CO₂。所灌注之 CO₂ 可能原本就具有之化學特性供辨識(同位素或化學組成)；若無，所灌注之 CO₂ 可加入自然或人造化學物質(自然化學物質包括：惰性氣體、反應活性酯、穩定同位素比值，如：Rn、He、CD₄、Kr、Xe、SF₆；人造化學物質，如：perfluorocarbons tracers, PFTs)，以作為人工 tracer。利用 Tracers 可追蹤 CO₂ 之移棲路徑、了解 CO₂ 於儲集層是否發生礦化、殘餘及溶解反應、CO₂ 於儲集層之殘餘飽和度、確認 CO₂ 無滲漏，若不甚發生 CO₂ 滲漏，可用以監測 CO₂ 滲漏之體積及流速。除灌注井，本法需要至少一個以上之監測井。

6. Cross-hole seismic

標準 Cross-hole seismic 是在兩口井下裝設震測發射及接受器，以得到井間之 2D 震測剖面資料。本法於 CO₂ 灌注期間，可用於了解 CO₂ 移棲、CO₂ 是否滲漏、CO₂ 飽和度及壓力改變，並有助 surface seismic 之資料解釋。本法需要至少兩個以上涵蓋或接近 CO₂ 儲集層之井。

7. Downhole fluid chemistry

深層地下水監測項目包括：inter alia、pCO₂、pH、HCO₃⁻、alkalinity、dissolved gases、hydrocarbons、cations and stable isotopes。地下水取樣須維持地下壓力狀態，以避免樣品過度脫氧，且樣本分析須重建現地地下溫壓狀態。為控制深層地下水取樣樣品維持地下壓力狀態，於 Frio project 研發出 U-tube 深層地下水取樣法，該取樣器為不銹鋼材質，可於井下進行短期至長期取樣。本法可用於監測 CO₂ 之移棲、了解 CO₂ 於儲集層是否發生礦化及溶解反應。

8. 2D surface seismic

2D surface seismic 相對便宜，亦可隨時間多次監測以掌握 CO₂ 灌注後之移棲，但成效不如 3D surface seismic，本法可於陸域及海域進行。

9. Long-term borehole monitoring of pH

長期井下深層地下水 pH 監測法，可用於了解 CO₂ 於儲集層是否發生溶解(CO₂ 溶解於深層地下水將造成 pH 值下降)、礦化反應並有效早期監測 CO₂ 之移棲。目前井下深層地下水 pH 監測法施測價格高，且僅能短期監測，因此尚待設備研發。目前正研發低成本光感測器連結光纖電纜至地表之適用性。另一替代方案為：利用深層地下水之取樣樣品進行 pH 量測，但須注意地下水取樣須維持地下壓力狀態，以避免樣品過度脫氧。

10. Vertical seismic profiling

Vertical seismic profiling 為一震測接收器置於地下井內、震測發射器置於地表之井下震測法。其優點為：高解析、地下反射震測影像解析可隨施測測線方向增加而提高。Walkaway VSP 可提供 2D 震測資訊，若增加施測測線方向可提供 3D 震測資訊。

相對 cross well seismic，VSP 高解析震測成果不局限於井間，而可提供地下任何方向震測資訊。相對 surface seismic，VSP 可提供較高解析震測成果。VSP 結合 surface seismic 等各方向震測資訊及 3D VSP 震測資訊，有助了解 CO₂ 灌注期間 CO₂ 移棲、CO₂ 是否滲漏、CO₂ 飽和度及壓力改變。

2002 年 Frio Brine Pilot study 成功利用 VSP 法監測到於 1,500m 均質砂岩鹽水層所灌注之 1,600t-CO₂(圖 24)。

另，本次 CCUS-14 會議中，中國神華公司分享其利用 VSP 法監測 CO₂ 移棲成果。Ordos CCS project 為中國第一個由政府資助之示範型碳捕存整合計畫，截至 2015 年 4 月已於深部鹽水層場址灌注 30 萬噸-CO₂，並持續對地下、地表、空中進行 CO₂ 移棲及環境監測。該計畫分別於 2011 年(CO₂ 灌注前)、2013 年(13 萬 t-CO₂ 灌注中)、2014 年(25 萬 t-CO₂ 灌注中)，進行三次 VSP 法監測，成果如下：

1. 灌注層上方岩層(蓋層)，於 2011 年(CO₂ 灌注前)~2014 年(CO₂ 灌注中)所測得之 VSP 震測資料一致，顯示 CO₂ 灌注穩定未滲漏至蓋層(圖 25)。
2. 灌注層，於 2011 年(CO₂ 灌注前)~2014 年(CO₂ 灌注中)所測得之 VSP 震測資料有變化，並於灌注深度 2,350m 監測到 CO₂ 移棲(圖 26)。

除上述各已達成熟之監測技術，本次 CCUS-14 會議中，美國 Texas 大學提出未來 CO₂ 灌注，可望利用其最新研發之 CO₂ 灌注媒介 Nanoparticles。利用 Nanoparticle 之潤滑黏滯作用，可有效增加地質封存之傳輸效率，以增加 CO₂ 地質封存容量及安全性。由其試驗成果顯示：CO₂ 灌入未添加 Nanoparticles 之

一般封存效率為 30%、殘餘封存量為 12%；添加 0.5wt% Nanoparticles 後之一般封存效率增加為 47%、殘餘封存量增加為 22%；添加 5wt% Nanoparticles 後之一般封存效率增加為 69%、殘餘封存量增加為 44%，證實添加 Nanoparticles 有助增加 CO₂ 地質封存容量且較安全(圖 27)；CO₂ 灌入添加 Nanoparticles 之壓力降較高、壓力減小，證實添加 Nanoparticles 有助 CO₂ 灌注且較安全(圖 28)。Nanoparticles 目前尚在研究階段，未來若技術成熟，可望提升本公司 CCS 場址非均質岩性之可注性。

表 1 IEAGHG Monitoring selection tool(version2.3.2)量化指標定義

Aim Score	Definition	Explanation	Colour-scale
0	Not applicable	The technique cannot be used for the selected aim.	Blue
1	Possibly applicable	The technique may be appropriate for the selected aim but is probably of marginal utility. It is unlikely to be a preferred option but may be useful in combination with other methods. Site-specific conditions or specialised scientific requirements however may call for deployment of the technique.	Blue
2	Probably applicable	The technique is likely to be suitable for the storage application, though there are probably other more effective techniques that should also be considered. The technique could be included in a monitoring protocol to provide additional information for a monitoring aim, supplementing other, higher-ranked techniques. Site-specific conditions or specialised scientific requirements however may call for deployment of the technique.	Orange
3	Definitely applicable	The technique would normally be included to meet a particular monitoring aim and its exclusion may reduce the potential for the aim to be achieved. However, site-specific conditions may degrade the efficacy of the technique, or even preclude its deployment.	Orange
4	Strongly recommended	The technique would normally be regarded as a key element in meeting a particular monitoring aim and its exclusion would reduce the potential for the aim to be achieved. However, site-specific conditions may degrade the efficacy of the technique, or even preclude its deployment.	Red

表 2 IEAGHG Monitoring selection tool(version2.3.2)場址特性及 CO₂ 灌注前、中、後欲監測項目輸入介面

HIDE PANEL	You are not logged-in		LOGIN	Enter scenario name here ...	NEW		RUN
Reservoir location	Reservoir depth	Reservoir type	Landuse at site	Monitoring phase	Monitoring aims		Tool package
<input type="radio"/> Onshore	<input type="radio"/> 0.5-1.5 km	<input checked="" type="radio"/> Aquifer	<input type="radio"/> Settled	<input checked="" type="radio"/> Pre-injection	<input checked="" type="checkbox"/> Plume	<input checked="" type="checkbox"/> Calibrate	<input type="radio"/> Core
<input checked="" type="radio"/> Offshore	<input checked="" type="radio"/> 1.5-2.5 km	<input type="radio"/> Oil	<input type="radio"/> Agricultural	<input type="radio"/> Injection	<input checked="" type="checkbox"/> Top-seal	<input checked="" type="checkbox"/> Leakage	<input type="radio"/> Extra
<input type="radio"/> Both	<input type="radio"/> 2.5-4 km	<input type="radio"/> Gas	<input type="radio"/> Wooded	<input type="radio"/> Post-injection	<input checked="" type="checkbox"/> Migration	<input checked="" type="checkbox"/> Seismicity	<input checked="" type="radio"/> All
	<input type="radio"/> >4 km	<input type="radio"/> Coal	<input type="radio"/> Arid	<input type="radio"/> Closure	<input checked="" type="checkbox"/> Quantify	<input checked="" type="checkbox"/> Integrity	
			<input type="radio"/> Protected	<input checked="" type="checkbox"/> Efficiency	<input checked="" type="checkbox"/> Confidence		
0.01	Injection rate (Mt/year)	1	Duration (years)	EXPORT CSV	BENCHMARK	TOOL CATALOGUE	HELP PRINT

表 3 IEAGHG Monitoring selection tool(version2.3.2)CO₂地質封存建議監測工作

Tool	Rating %	Plume	Seal	Migration	Quantification	Efficiency	Calibration	Leakages	Seismicity	Integrity	Confidence
3D surface seismic	50	2.7	2.7	2.7	2.7	2.0	2.7	0.7	0.0	2.0	2.0
Geophysical logs	50	1.0	2.0	2.0	3.0	4.0	3.0	0.0	0.0	4.0	1.0
Downhole pressure/temperature	48	1.0	4.0	1.0	2.0	2.0	3.0	0.0	2.0	3.0	1.0
Multicomponent surface seismic	45	2.0	2.7	2.0	2.7	2.0	2.0	0.0	1.3	2.0	1.3
Tracers	38	1.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	2.0	0.0	2.0	2.0
Cross-hole seismic	38	2.0	2.0	1.0	3.0	3.0	2.0	0.0	0.0	1.0	1.0
Downhole fluid chemistry	33	0.7	1.3	1.3	1.3	1.3	2.0	2.0	0.0	1.3	2.0
2D surface seismic	28	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	0.7	0.0	1.3	1.3
Long-term downhole pH	28	0.7	1.3	1.3	1.3	1.3	2.0	1.3	0.0	0.0	2.0
Vertical seismic profiling (VSP)	20	1.3	1.3	0.7	1.3	1.3	0.7	0.0	0.0	0.7	0.7
Microseismic monitoring	12	0.7	0.7	0.3	0.0	0.0	0.3	0.0	1.3	0.7	1.0
Bubble stream detection	12	0.0	0.0	0.3	0.7	0.0	0.0	1.3	0.0	1.3	1.0
Surface gas flux	11	0.0	0.0	0.3	1.0	0.0	0.0	1.0	0.0	1.0	1.0
Seabottom gas sampling	9	0.0	0.0	0.3	0.3	0.0	0.0	1.3	0.0	0.7	1.0
Boomer/Sparker profiling	8	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.7	0.4
Cross-hole EM	7	0.4	0.2	0.3	0.4	0.4	0.2	0.0	0.0	0.3	0.2
High resolution acoustic imaging	6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.7	0.4
Sidescan sonar	6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.7	0.7
Bubble stream chemistry	6	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	1.0	0.0	0.3	0.7
Seawater chemistry	6	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	1.0	0.0	0.3	0.7
Multibeam echo sounding	6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.7	0.7
Surface gravimetry	5	0.2	0.0	0.7	0.4	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2
Fluid geochemistry	5	0.0	0.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.7	0.0	0.3	0.4
Single well EM	4	0.2	0.2	0.0	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.3	0.2
Well gravimetry	4	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2
Ecosystems studies	4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	1.0
Cross-hole ERT	4	0.4	0.2	0.3	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2
Seabottom EM	4	0.2	0.0	0.3	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2
Tiltmeters	4	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.4	0.0	0.2
Electric Spontaneous Potential	1	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Airborne EM	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Airborne spectral imaging	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ground penetrating radar	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Land ERT	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Land EM	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Non dispersive IR gas analysers	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IR diode lasers	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Soil gas concentrations	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Eddy covariance	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Satellite interferometry	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

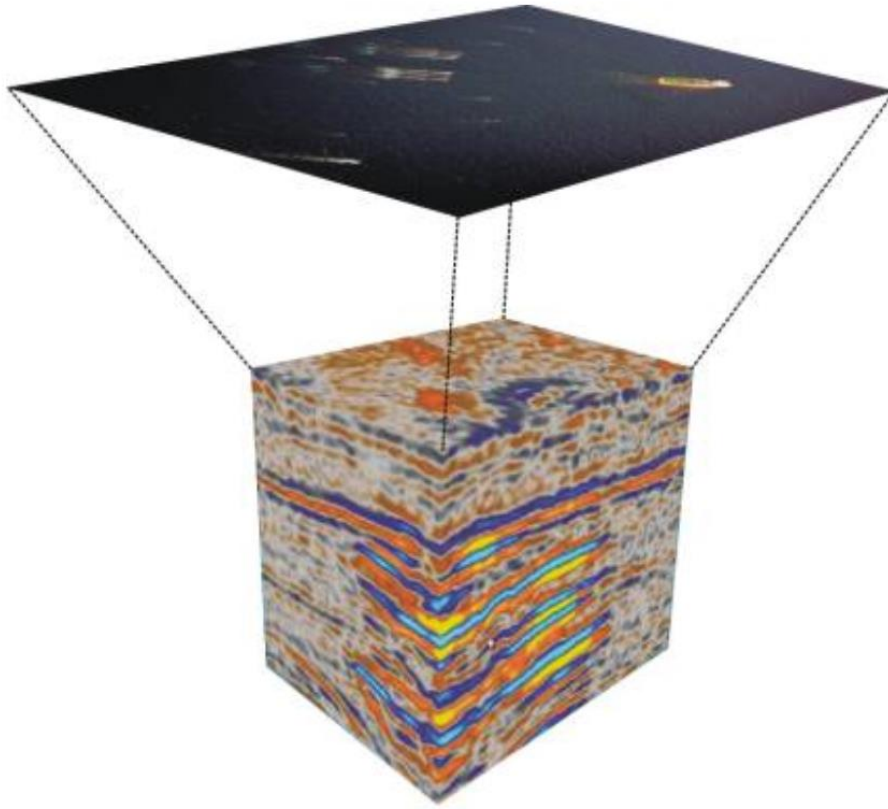


圖 19 Sleipner project-3D surface seismic 監測外海 CO₂ plume 成果

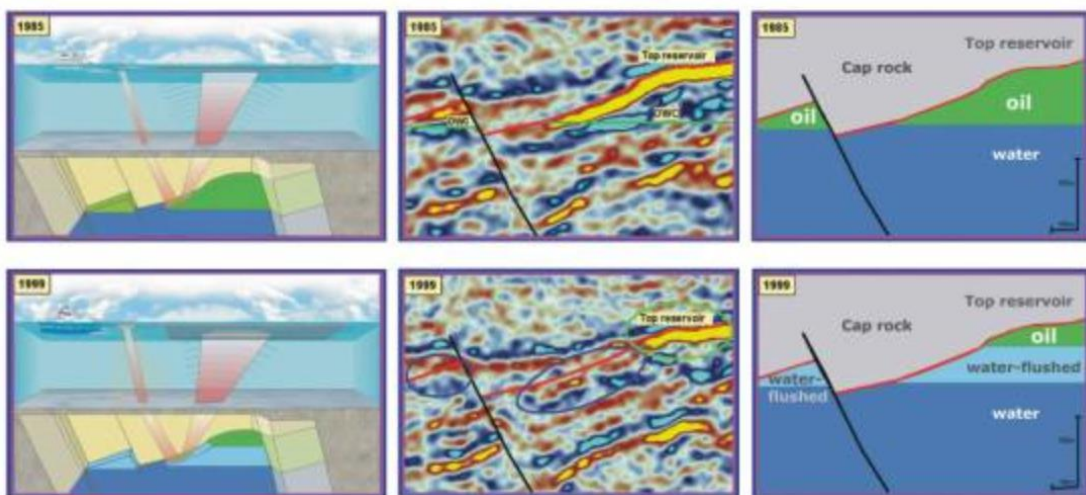


圖 20 4D surface seismic(time-lapse)監測產油層隨時間物質變化成果

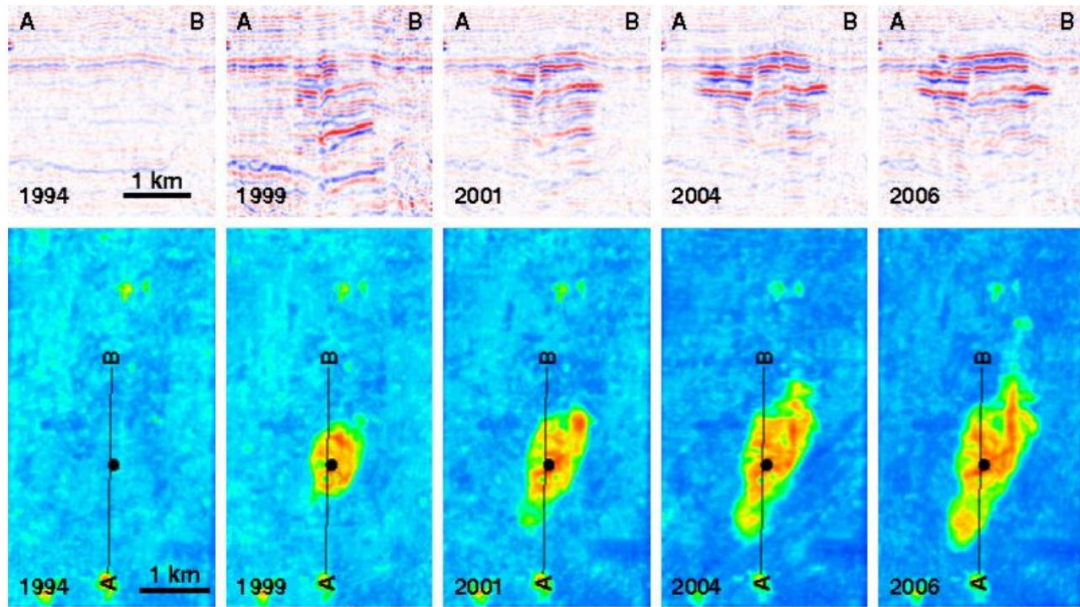


圖 21 Sleipner project-4D surface seismic(time-lapse)監測外海 CO₂ 隨時間
 灌注移棲成果

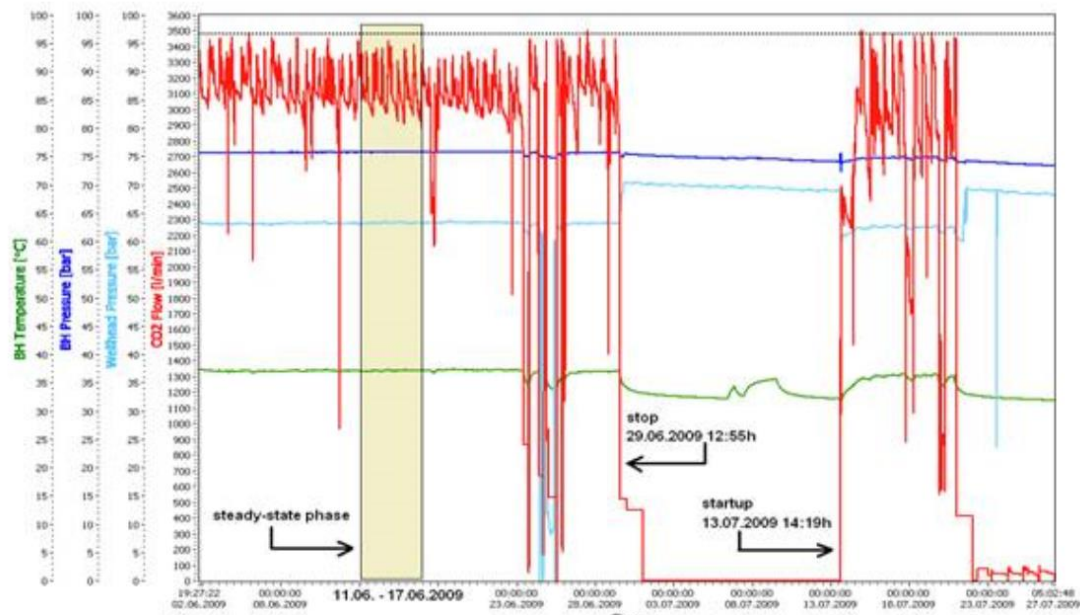


圖 22 Ketzin project-井下溫度、井下壓力、井頭壓力及 CO₂ 灌注流速監測成果

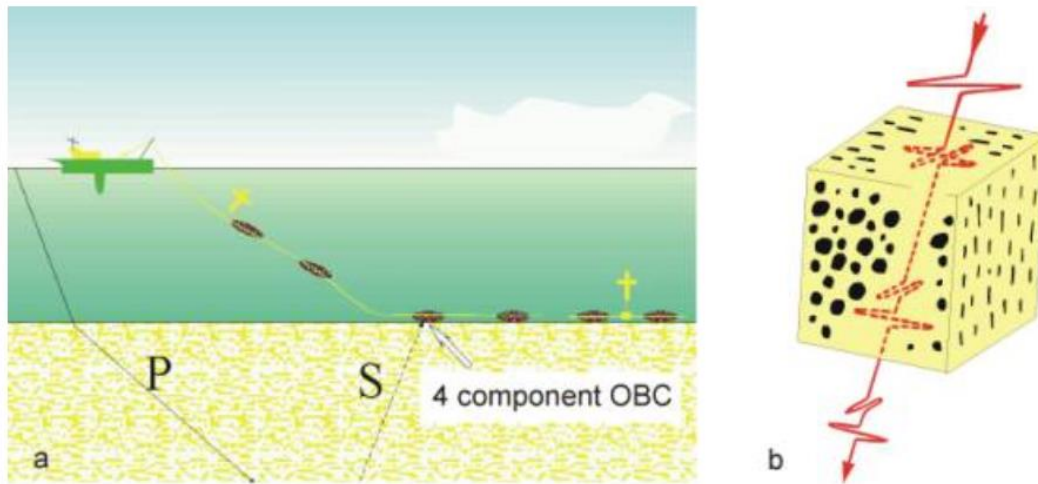


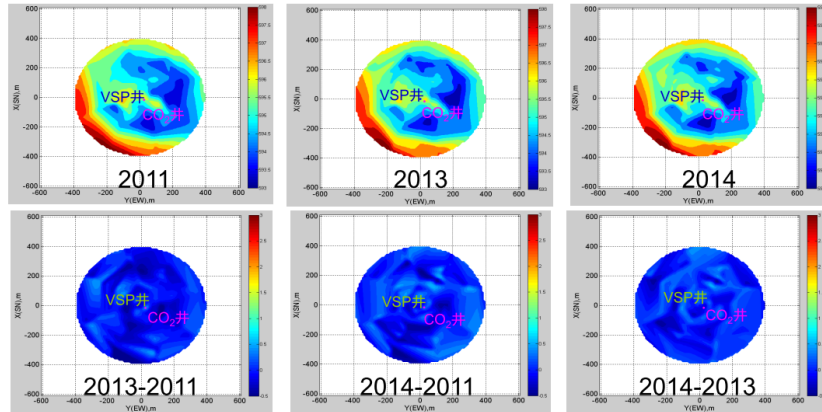
圖 23 Multicomponent surface seismic 施測方法示意圖



圖 24 Frio Brine Pilot study-VSP 法監測 1,500m 均質砂岩鹽水層灌注 1,600t-CO₂ 成果

CO₂ Monitoring by VSP-above Injection Point

- There is no difference on VSP response signals above the CO₂ injection layer, which indicates no CO₂ is escaping through the layer.

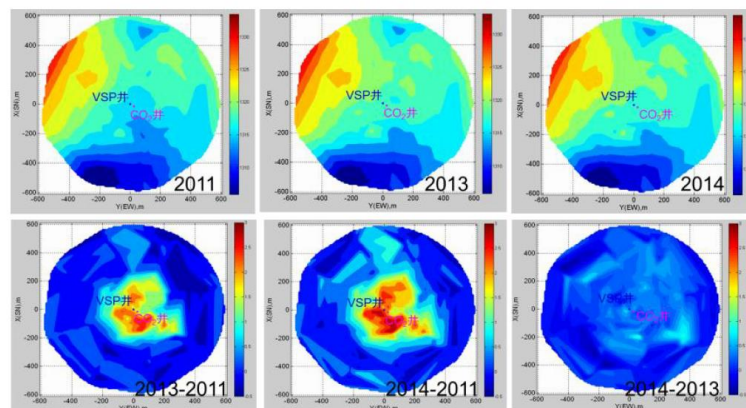


950m depth monitoring diagram comparison

圖 25 中國神華公司 Ordos CCS project-蓋層 2011 年(CO₂ 灌注前)、2013 年(13 萬 t-CO₂ 灌注中)、2014 年(25 萬 t-CO₂ 灌注中)VSP 法監測成果

CO₂ Monitoring by VSP-between Injection Points

- Obvious difference exists on VSP response signals below the injection layer and CO₂ has moved from 350m to 400m.



monitoring diagram comparison at 2350m depth

圖 26 中國神華公司 Ordos CCS project-灌注層 2011 年(CO₂ 灌注前)、2013 年(13 萬 t-CO₂ 灌注中)、2014 年(25 萬 t-CO₂ 灌注中)VSP 法監測成果

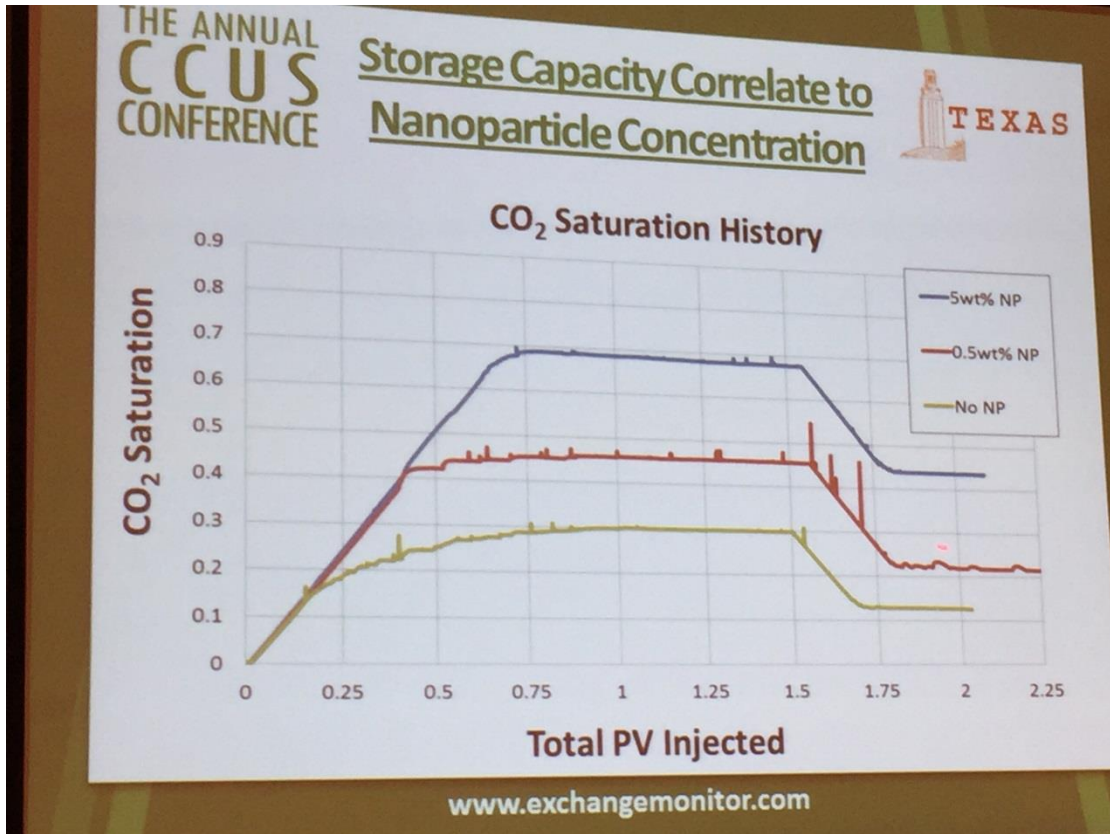


圖 27 添加 Nanoparticles 前、後 CO₂ 封存效率、殘餘封存量成果

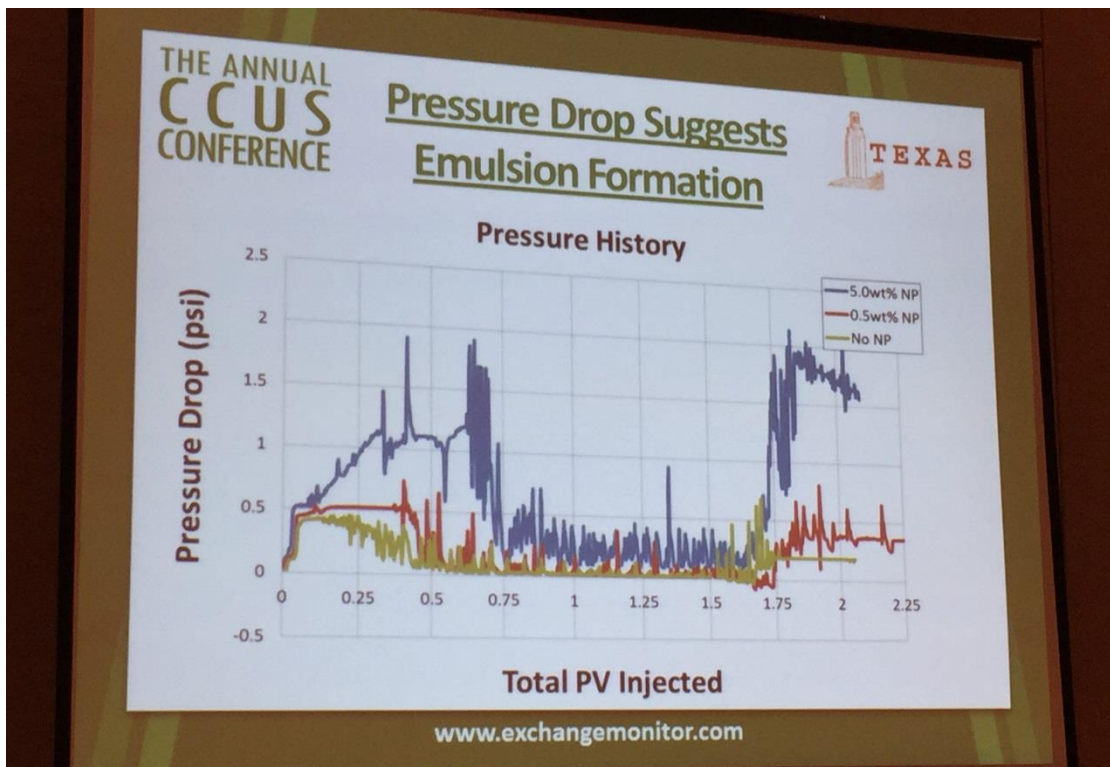


圖 28 添加 Nanoparticles 前、後 CO₂ 壓力降成果

5. 心得及建議

CCS 國際發展：

1. 美國總統 Obama 於 2013 年 6 月發表政府氣候行動方案，並指出三大推動關鍵方向：於美國減少排碳量、對美國未來將遭受氣候變遷衝擊預作準備、帶領全球共同努力對抗全球氣候變遷。2014 年 11 月 Obama 做出：2025 年前，美國排碳量將較 2005 年排碳量減少 26~28% 之承諾。美國表示，將積極推動上述所有可能之減碳方案，以達減碳目標。目前，美國未來排碳量預測已持平；全球未來排碳量預測則驟升，且預測：碳排放將集中於中國、印度等開發中國家(圖 29)。對此，2014 年 11 月 12 日，中美宣布合作減碳，同時，中國大陸亦做出 2020 年中國煤使用達高峰後，將於 2030 年前增加 20% 非石化燃料使用之積極承諾、2015 年 5 月 15 日，中印亦宣布合作減碳，且將於 2015 年下半年、巴黎氣候大會前，各自提出碳減排計畫。
2. 美國 EPA 將於 2015 年 6 月公布既有燃煤電廠 CO₂ 減排目標、未來新建燃煤電廠將面臨 EPA 更嚴格之 CO₂ 減排規定；英國自由黨已提出禁止未加裝 CCS 設備之既有燃煤電廠繼續運轉之訴求。另，美國總統 Obama 已於 2016 年之年度預算中增列 CCUS 碳稅抵減項目，將對電廠建立新的投資碳稅抵減及地質封存碳稅抵減；針對既有及未來新電廠所採用之不同碳捕捉技術，建立碳稅抵減保留機制(圖 30)。目前，進行 EOR 之碳稅抵減額度僅 10 USD/t、進行深部鹽水層地質封存之碳稅抵減額度僅 20 USD/t，尚不符合 CCS 投資成本，並不足以吸引各部門投資。
3. CCS 能否成功推動因素，已從過去 location、location、location 轉為現在 policy、policy、policy。可見國家能源政策及法規建立足以決定 CCS 是否得以持續進行。美國 IEA CCS 經費 2004~2014 年 200 億美元(圖 31)、美國 DOE CCS 經費 2009~2014 年 50 億美元(圖 32)，各企業推動 CCS 有政府補貼，尚推行困難；台灣政策不明，缺少經費補貼及獎勵措施，推動更加困難重重。然而，全球 CCS 計畫推行進度雖放緩，卻逐漸穩健且聚焦：加拿大 Boundary Dam 燃煤電廠 CCS 計畫(110MW、CO₂ 捕捉量達 1 Mt-CO₂/yr)，已於 2014 年 10 月開始運轉，由既有電廠機組改裝而成，屬燃燒後捕捉；所捕捉之 CO₂ 除於 Weyburn 進行 EOR、剩餘部分之 CO₂ 則用於 Aquistore project 之深部鹽水層地質封存試驗，本項試驗已於 2015 年 4 月開始進行灌注及監測，上半年灌注量目標設定為 1,000t/天，代表第一個在電廠大規模應用 CCS 之案例、美國 Kemper County IGCC 燃煤電廠(582MW、CO₂ 捕捉量達 3 Mt-CO₂/yr)，預計 2016 年上半年度開始運轉、美國 W. A. Parish Petra Nova 燃煤電廠(250MW、CO₂ 捕捉量達 1.4 Mt-CO₂/yr)，預計 2016 年下半年度開始運轉。由此，CCS 應用於電力部門已逐步實現，有關 CCS 在電力部門之應用成果，後續待持續觀察。

4. 歐洲以穩定電力配合減碳目的發展 CCS；美國則聚焦以 EOR 減碳，並認為若 EOR 不算在減碳項目，CCS 發展將會失敗。另，美國期待以過去發展 CCS 之技術、經驗，透過國際合作協助發展中之排碳國家，並以此技術出口補貼國內財政支出。值得注意的是，美國 FutureGen 2.0 計畫(168MW、1.1 Mt-CO₂/yr、CO₂ 捕捉率 90%)，原訂於 2014 年完成設計、2017 年完成建造、2017~2037 年開始運轉並搭配 CCS 工作、2037~2087 年進行電廠關閉後之監測。該計畫建置成本 17 億美元；預估至 2037 年之經濟效益將達 120 億美元，且將提供近 1,600 個就業機會。但美國 DOE 考量財務問題已於 2015 年 2 月 4 日宣布結束該計畫。有鑑，縱使 FutureGen 2.0 計畫 Mt Simon 砂岩層具良好 CO₂ 地質封存條件，仍不敵財務危機而致終止；反觀台灣，我們更須審慎評估我國實行 CCS 工作之封存場址地質、技術、經濟可行性以及風險程度，而該工作正是本公司正在積極著手的工作。台灣天然資源不足，無法如美國有便宜頁岩氣之減碳配套方案(圖 33)，因此，所有可能之能源選項我們都該積極爭取小心評估。

CCS 安全性議題：

5. USGS 於 Decatur CO₂ 地質封存示範場址進行微震監測，成果顯示：鄰近灌注井 3km 內所監測到之微震規模-1.1~1.2Mw，屬安全之無感地震，且發生位置僅限灌注層、蓋層以上並未發生(圖 34)。

CCS 法規制定議題：

6. 美國 EPA 為管理 CO₂ 地質封存，2010 年 12 月於飲用水安全法之地下灌注控制方案(UIC, Underground Injection Control)中新增第 6 類井(Class VI well)、2011 年 7 月第一個 Class VI 案例提出申請、2011 年 8 月第一個 Class VI 案例完成申請、2014 年 8 月 29 日第一個 Class VI 案例獲得 CO₂ 灌注許可、2014 年 10 月 1 日 EPA 公告該 Class VI CO₂ 灌注許可、2015 年 4 月 28 日所有作業手續完成。

UIC Class VI 針對：場址地質特性、審查區域(AoR, Area of Review)、灌注井建造、灌注井操作、場址監測、灌注後場址維護、公眾參與、緊急應變及改正措施、財務責任及場址封閉，設定標準框架以規範 CO₂ 地下灌注許可，該灌注許可作業流程如圖 35。

UIC Class VI 具備調適性，可因應不同案例進行調整，且 CCUS-14 會中強調：持續之研究、技術發展及危險分析，有助該法之制定與調整。目前，FutureGen 2.0 (1.1 Mt-CO₂/yr)、Illinois Basin Decatur project (1 Mt-CO₂/3yrs)、Illinois Industrial CCS project (1 Mt-CO₂/yr)，已有 Class VI CO₂ 地下灌注許可申請成功案例(圖 36、圖 37)。值得注意的是，原 UIC Class VI 規

定 CO₂ 灌注後須持續監測 50 年，但 Illinois CCS project 之 ADM 執行公司以其 CO₂ 儲集層壓力下降、CO₂ 圍塊穩定，且 UIC Class VI 允許計畫執行者變更時間規劃等為由，提出 CO₂ 灌注後僅須持續監測 10 年之變更，EPA 審查後同意變更申請。未來環保署及本公司若有大型 CO₂ 灌注試驗可借鏡其相關規範及執行方法。

CO₂ 捕捉成本/CO₂ 封存技術最新資料更新：

7. 美國 NCCC (National Carbon Capture Center) 表示，目前 CO₂ 捕捉尚在 pilot 前期發展階段，因此有關碳捕捉之建置成本還在高點(圖 38)。目前，捕捉設備之建置成本 NGCC 約 1,000 USD/KW、IGCC 約 1,200 USD/KW、SCPC 約 2,000 USD/KW(圖 39)。IEA 預測，CO₂ 捕捉技術要到 2030 年才可能大幅降低建置成本並減少 CO₂ 捕捉設備運轉所造成之整體能耗損失(圖 40)。

預計 2015 年年底，IPCC 會出版最新之 CO₂ cost report，這是繼 2005 年 12 月 IPCC Special report "Carbon dioxide Capture and Storage" 後之更新版本，將彙整近期美國及歐洲針對新建電廠所作之捕捉成本研究，包括：post-combustion CO₂ capture (SCPC and NGCC)、pre-combustion CO₂ capture (IGCC)、oxy-combustion CO₂ capture (SCPC)。

預計 2016 年 NETL 將出版最新之 CCS Best Practices Manuals v.2 (phase III)，這是繼 2009~2012 年 CCS Best Practices Manuals v.1 (phase II) 後之更新版本；預計 2020 年 NETL 會出版最終之 CCS Best Practices Manuals final guideline (post injection)(圖 41)。

結論與建議：

8. 美國 NCC (National Coal Council) 是負責提交國家煤炭政策規劃及建議供美國能源部長參考之單位。美國 NCC 於 CCUS-14 會中強調：若沒有發展足夠數量之示範型 CCS/CCUS 計畫，CCS/CCUS 商業化是不可能達成的；若沒有適當場址可供 CO₂ 封存或再利用，CO₂ 捕捉是無法發展的(圖 42)。

有鑑，目前 CO₂ 捕捉正處於技術研發階段，成本仍在高點，捕捉技術尚不宜自國外引進。但，CO₂ 地質調查技術已成熟、各已開發國家已積極將技術出口，且具備 CO₂ 封存場址為 CCS 能否發展之關鍵條件，另，CCS 技術經濟評估須於 CCS pilot 階段完成後才具意義(國際技術經濟評估 DNV 公司指出：完成 CCS pilot 階段，CCS 技術經濟評估之可信度為 10%)。因此，國內 CCS 發展當務之急為確立台灣是否具備 CO₂ 地質封存場址。但目前本公司 CCS 推行困難，最大阻力為能源政策、法規不明及經費不足，造成 CCS 執行時程延宕。

法規方面，建議採用國外 CCS 地質調查階段免環評，且以地質調查階段之成果制定商業化階段具調適性之法規；未來若有大型 CO₂ 灌注試驗，可借鏡 UIC Class VI 相關規範及執行方法。經費方面，2014 年經濟部能源局資料指出：能源部門燃料燃燒 CO₂ 排放量，若不包括電力消費排放，約佔我國各部門 CO₂ 排放之 60%；若包括電力消費排放，則佔我國各部門 CO₂ 排放之 10%(圖 3、圖 4)，秉持大排放源進行 CCS 減碳及使用者付費觀念，建議比照國外政府對 CCS 推動設立經費補貼及獎勵措施，以期共同達成政府所訂定之減碳目標。

我國電價過低，產業沒有加強研發的動力、不願投資提高能源使用效率及提升製程技術，不利產業轉型及減碳，且阻礙台灣能源效率、節能升級及國家競爭力。建議電價訂定減少用電補貼，並納入碳排放及空污等外部成本，促進公司積極提高供電效率、發展再生能源、低碳能源及淨煤發電技術(CCS)等工作，以利發電部門、產業及個人共同減碳，以期共同達成國家長遠永續發展。

China: A Necessary Partner

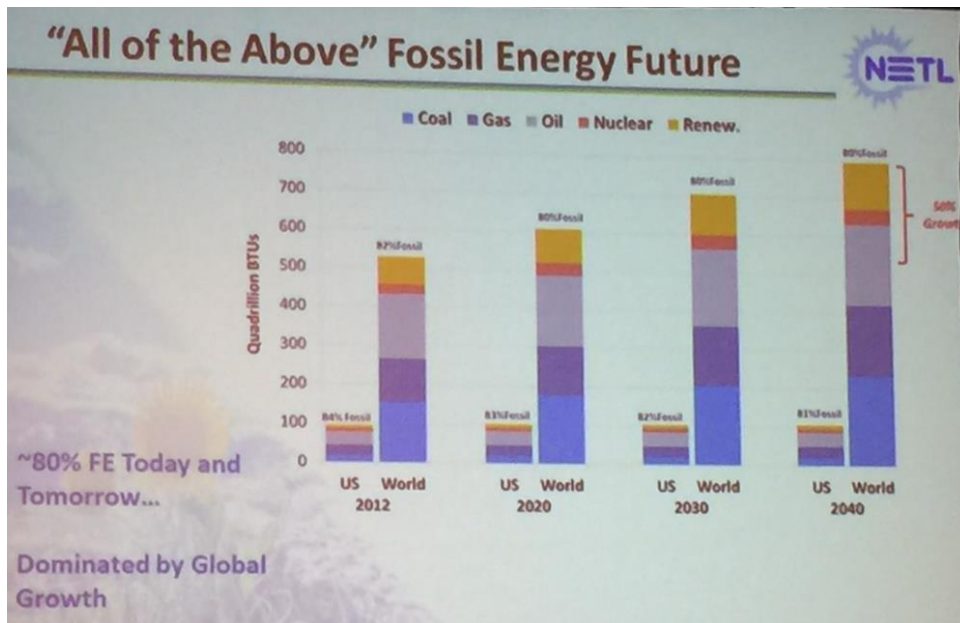
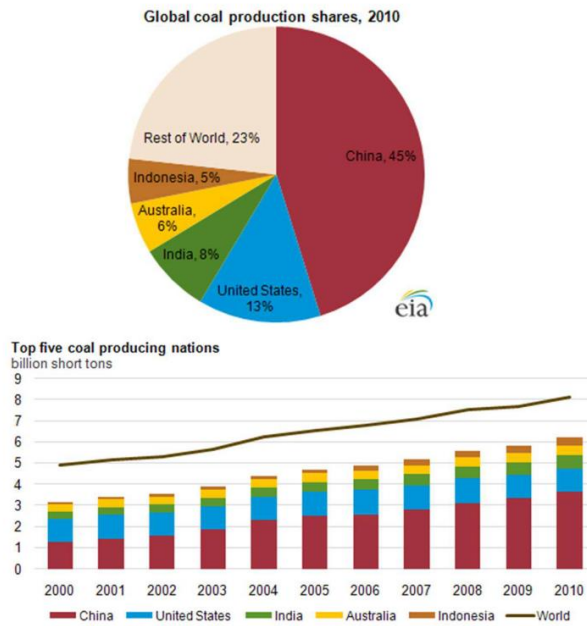


圖 29 全球未來排碳量預測

President Obama's FY2016 budget proposes new CCUS tax credits

- Would establish new investment tax credits (ITCs) and sequestration tax credits (STCs) for power plants
- Total authorization exceeding \$2-3 billion over a 10-year period
- Innovative provisions including ability to refund for a cash grant
- Credits reserved for new and existing power plants, different types of CO₂ capture technologies

圖 30 美國 2016 年年度預算增列 CCUS 碳稅抵減項目

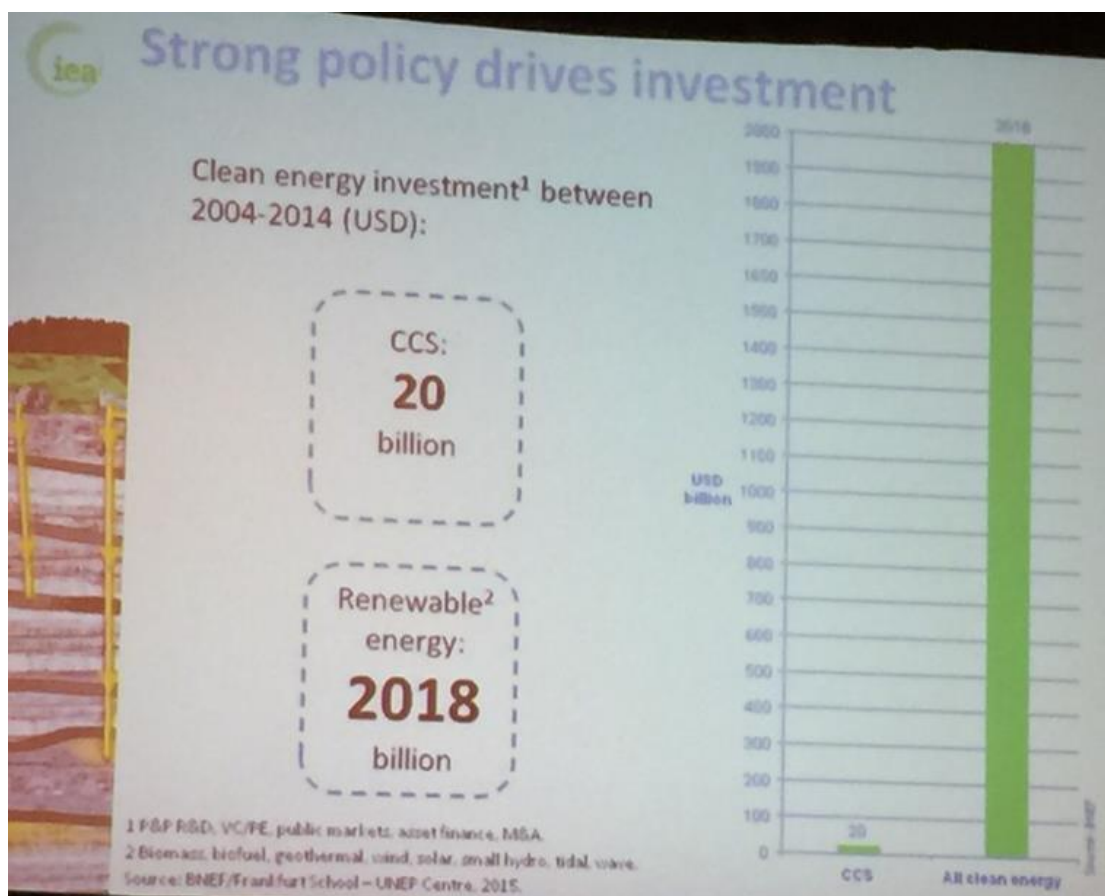


圖 31 2004~2014 年 CCS 經費

Since 2009 DOE has invested roughly \$5 billion in CCS R&D

Funding From Across the Department:

- Appropriated FE Funding
Carbon capture, carbon storage, advanced energy systems and cross-cutting research
- ARRA Funding to FE programs
Advanced demonstration projects and specific projects in core R&D program
- ARPA-E Funding
FE coordinated with ARPA-E in FOA's directed toward advanced carbon capture technologies
- Office of Science Funding
FE is coordinating with the SC-funded EFRC's directed toward carbon capture (via CCSI) and carbon storage (via NRAP).

The Office of Fossil Energy is advancing CCUS by **demonstrating state of the art technologies** and by **developing next generation/transformational technologies to reduce costs**

• Demonstrations:

Carbon Capture Demonstrations: 8 Major projects representing a range of technologies, CO₂ sources, applications and business models

Storage Demonstrations: 7 regional partnerships executing projects to inject, monitor, and verify CO₂ in saline aquifers and depleted oil fields.

• Next Generation/Transformational Technologies

Research to increase plant efficiency and reduce the cost of capture technologies

圖 32 2009~2014 年美國 DOE CCS 經費

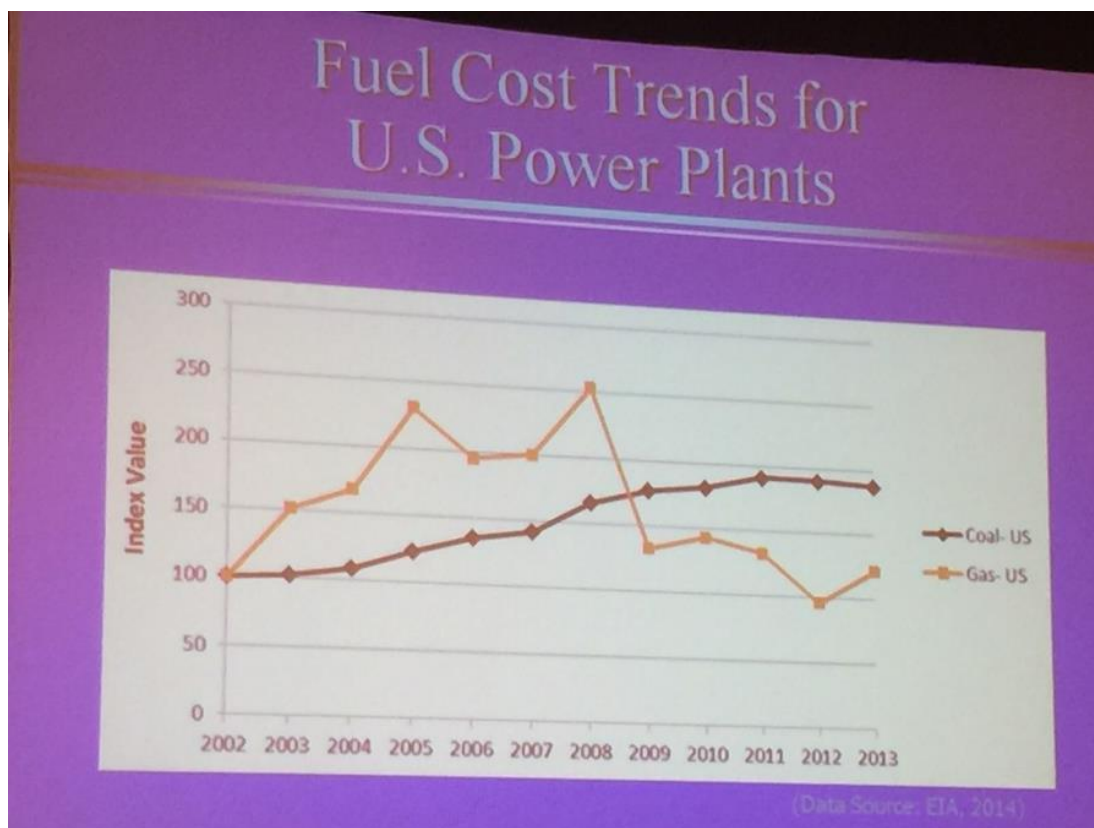


圖 33 美國煤炭及頁岩氣燃料成本

Depths

- Less seismicity above baffles due to poor pressure communication
- Can these baffles insulated regions from pore pressure changes?

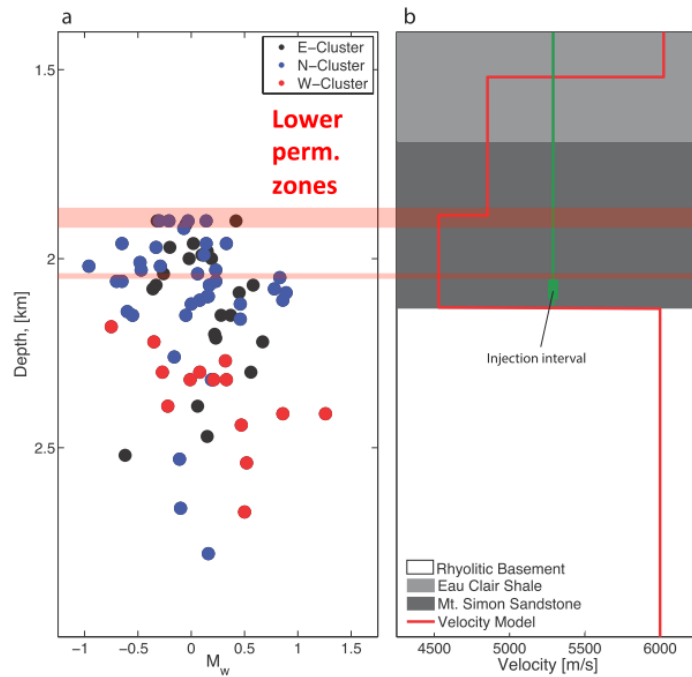


圖 34 美國 Decatur CO₂地質封存示範場址微震監測成果

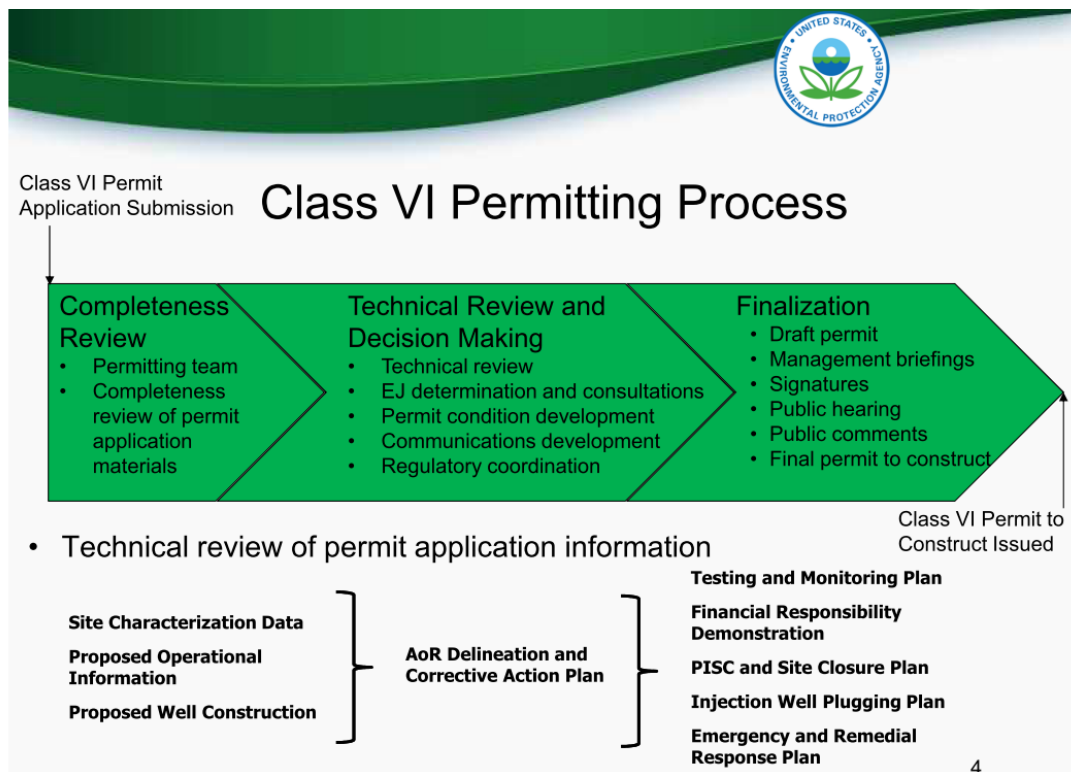


圖 35 美國 UIC Class VI, CO₂地下灌注許可作業流程

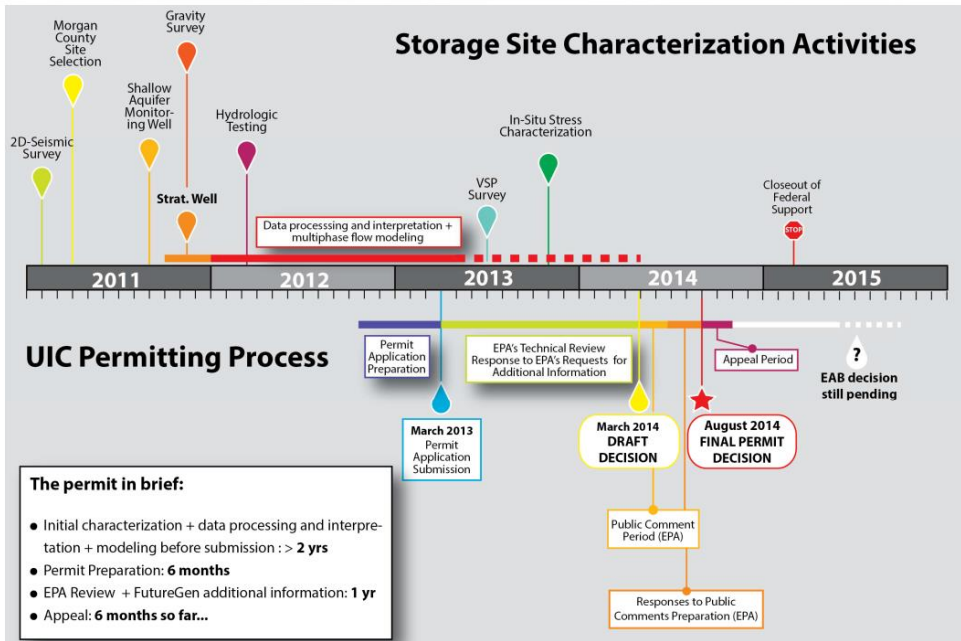


圖 36 美國 UIC Class VI CO₂ 地下灌注許可申請時程圖 (FutureGen 2.0)

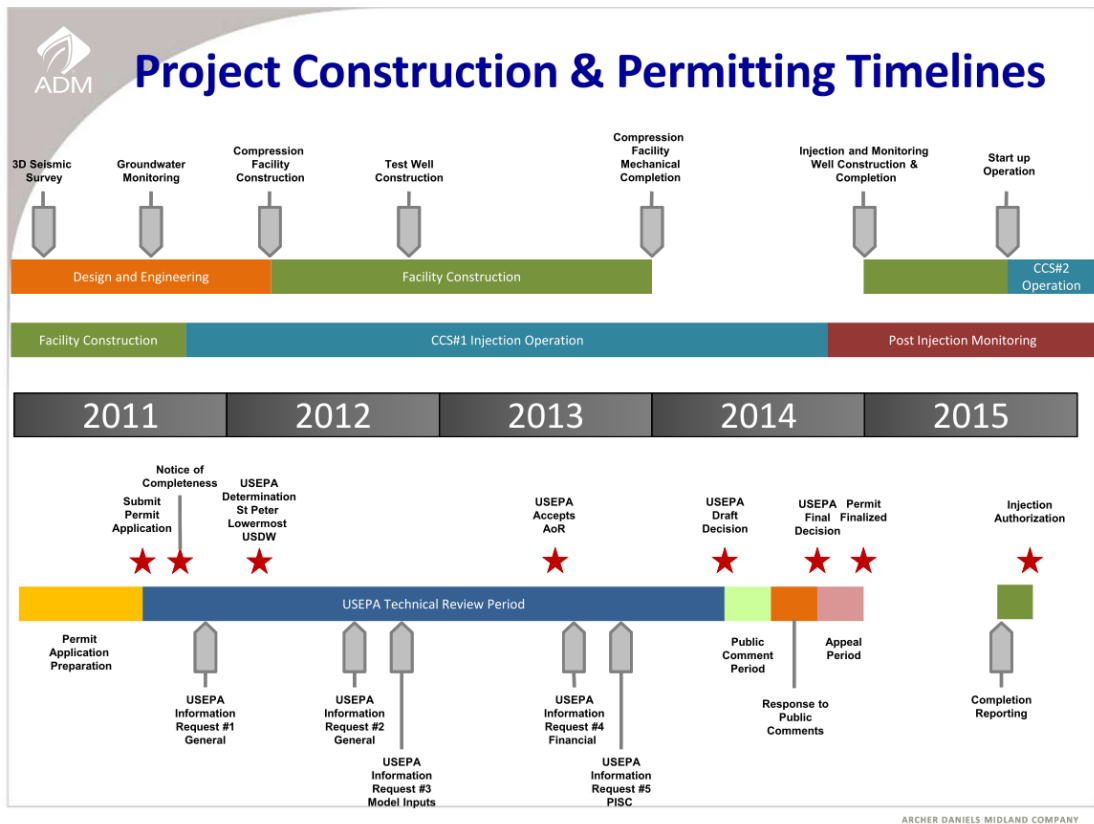


圖 37 美國 UIC Class VI CO₂ 地下灌注許可申請時程圖 (Illinois CCS project)

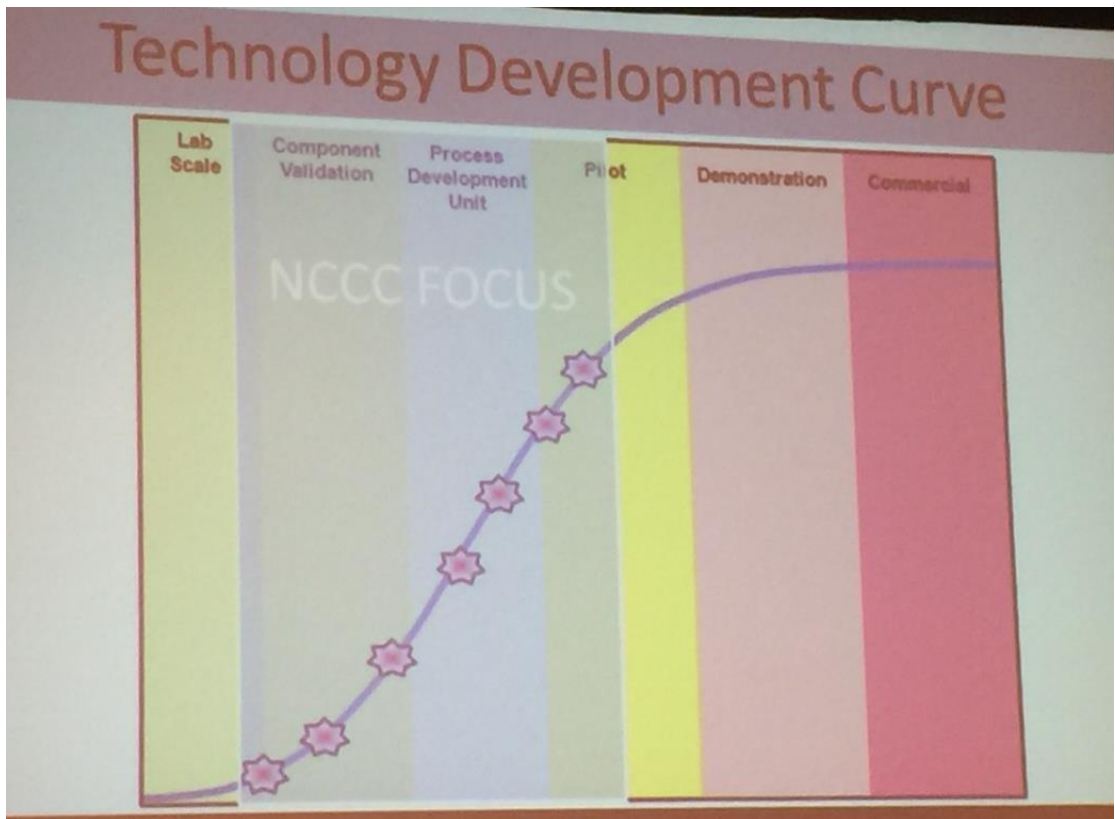


圖 38 碳捕捉各發展階段建置成本示意圖 (NCCC, National Carbon Capture Center)

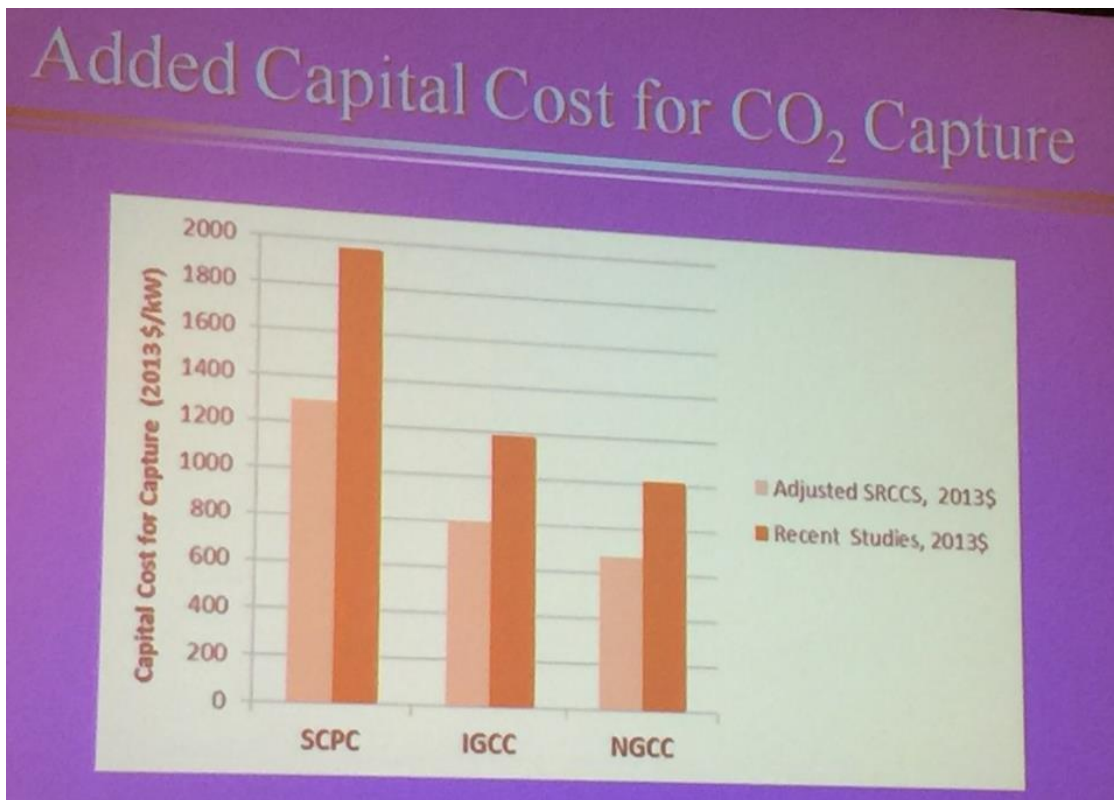


圖 39 目前碳捕捉設備建置成本

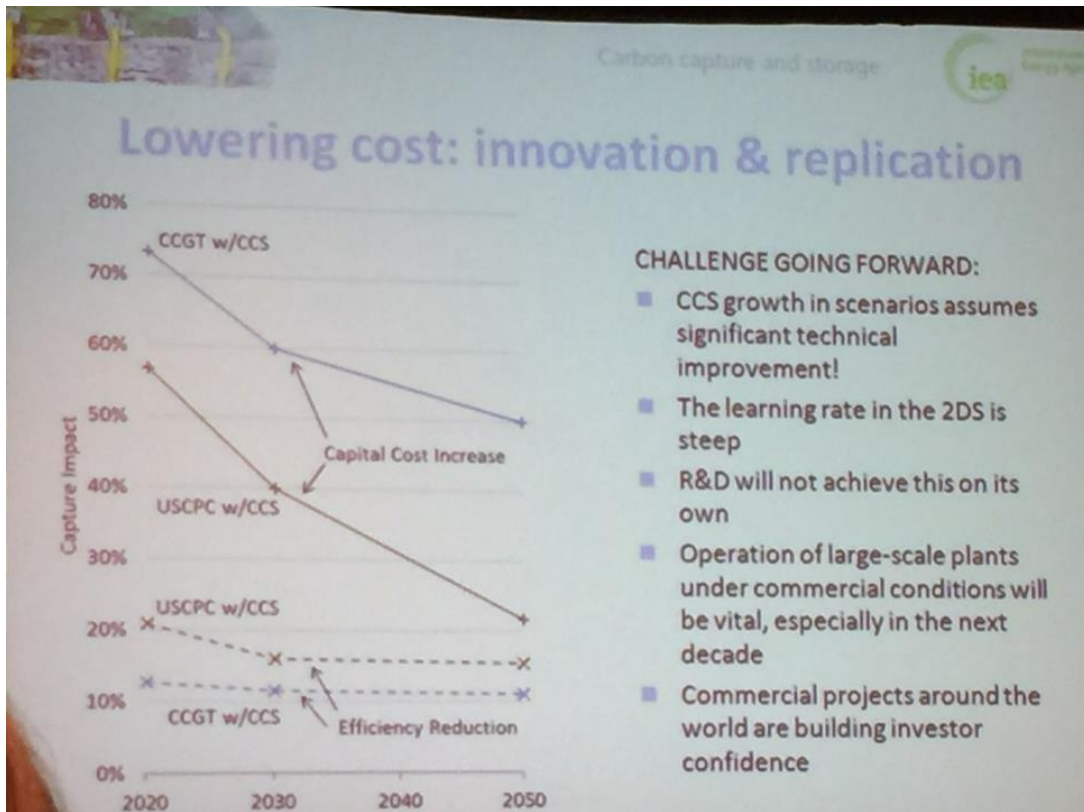


圖 40 未來碳捕捉設備建置成本預測

CCS Best Practices Manuals

Critical Requirement For Significant Wide Scale Deployment - Capturing Lessons Learned

BPM's Available Online - [Link](#)

Best Practices Manual	Version 1 (Phase II)	Version 2 (Phase III)	Final Guidelines (Post Injection)
Monitoring, Verification and Accounting	2009/2012	2016	2020
Public Outreach and Education	2009	2016	2020
Site Characterization	2010	2016	2020
Geologic Storage Formation Classification	2010	2016	2020
**Simulation and Risk Assessment	2010	2016	2020
**Carbon Storage Systems and Well Management Activities	2011	2016	2020
Terrestrial	2010	2016 - Post MVA Phase III	

**Regulatory Issues will be addressed within various BPMs

圖 41 CCS Best Practices Manuals 各期出版時間

>> Fossil Forward Principal Theme

“While DOE is indisputably a world leader in the development of CCS technology, the DOE CCS/CCUS program has not yet achieved critical mass.”

- “Without adequate demonstration there can be no commercialization.”
- “There is no point in capturing CO₂ if there is no place to use it or store it.”



圖 42 美國煤炭政策規劃及建議 (NCC, National Coal Council)