

(91) 電返國報字 9110-00575 號出國報告
行政院所屬各機關因公出國報告書
(出國類別：實習)

核能電廠模擬器與 IGCC 系統模擬之研究

服務機關：台灣電力公司
出國人：職 稱：核能工程師
姓 名：鍾 年 勉
姓名代碼：076075

行政院研考會/省市研考會 編號欄

出國地點：美、日
出國期間：911023-911105
報告日期：911212
出國計畫：91 年度第 51 號

行政院及所屬各機關出國報告提要

C0910J161

出國報告名稱：實習核能電廠模擬器與 IGCC 系統模擬之研究

頁數 24 含附件：是 否

出國計畫主辦機關/聯絡人/電話

出國人員姓名/服務機關/單位/職稱/電話

鍾年勉/台灣電力公司/綜研所/十一等核能工程師/26815424-214

出國類別：1 考察 2 進修 3 研究 4 實習 5 其他

出國期間：自 91 年 10 月 23 日至 91 年 11 月 5 日 出國地區：美、日

報告日期：91 年 12 月 12 日

分類號/目

關鍵詞：電廠模擬器、IGCC、煤炭氣化

內容摘要：（二百至三百字）

電廠模擬器與 IGCC 系統模擬之研究為台電綜合研究所能源室選定之產業導向核心技術發展計畫，模擬器部份乃配合本公司現行研究計畫與未來核能電廠模擬訓練中心提出之更新需求，而煤炭氣化復循環(IGCC)電廠被視為下一代具高效率與符合環保要求之燃煤電廠，本次實習乃針對上述主題以提昇該方面之能力。行程包括參訪日本電力中央研究所討論 IGCC 方面相關議題，並參加由 Gasification Technology Council 主辦之 Gasification Technology 會議，內容含蓋煤炭氣化最新技術、經濟分析、化解製程、運轉績效等。另配合 91 年度研究計畫「核能電廠模擬器改用個人電腦系統之研發與應用」之進行參訪 GSE System 公司，其為電廠模擬器著名廠家。

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

【一】國外公務過程與內容

核能電廠模擬器與 IGCC 系統模擬之研究為台電綜合研究所能源室選定之產業導向核心技術發展計畫，模擬器部份乃配合本公司現行研究計畫與未來核能電廠模擬訓練中心提出之更新需求，如 91 年度研究計畫「核能電廠模擬器改用個人電腦系統之研發與應用」，包括核三廠模擬器改用個人電腦系統，以核三廠現有 GSE 模擬系統之軟體系統平台為基礎，進行個人電腦化及相關工作，又如核二廠模擬器 PC 化更新案後續改善精進研究等。而煤炭氣化復循環(IGCC)電廠被視為下一代具高效率與符合環保要求之燃煤電廠。目前美國、歐盟與日本等先進國皆積極發展中，並有數座先導型電廠運轉測試超過一萬小時，例如美國 Tampa 電力公司 250Mwe 之 IGCC 電廠等，用以測試不同之氣化爐、幾何設計、煤質、淨氣系統等因素之影響。本公司開發處目前正在評估於彰濱設置煤炭氣化復循環發電機組之可行性評估，以供決策參考，鑑於 IGCC 電廠已相當接近商業化且其趨勢相當明顯，傳統燃煤電廠未來可能為 IGCC 電廠所取代，因此，本所理應先公司其他單位以既有傳統燃煤電廠知識技術為基礎建立 IGCC 電廠相關之知識技術，作為未來本公司興建、運轉 IGCC 電廠之支援力量。

IGCC 電廠包含氣化爐、淨氣系統、熱回收系統，氣機與汽機系統等，其中 IGCC 氣化爐運轉性能方面之改善研究為最重要項目之一，借助於電腦科技與數值計算技術之快速發展與強大功能，利用數值模擬分析方法得以最少成本深入理解 IGCC 氣化爐與系統運轉性能，可配合電源開發處目前進行之 IGCC 電廠評估計畫提供分析建議，並成為國內相關技術之領導者。

本次出國實習廠家如 GSE 公司為全球最大核能電廠模擬器生產廠家且核一、二、三廠皆使用其產品，而日本電中研之橫須賀研究所在 IGCC 相關研究具有相當悠久且深入之投入，相信經過本次實習應可應用於前述兩項研究計畫並提昇計畫績效。

一、5/23~5/23 往程

搭長榮班機抵達東京

二、5/24~5/26, 實習 IGCC 系統模擬(日本電力中央研究所)

此段行程拜訪日本電中研(財團法人)橫須賀研究所，該所位於東京東南方車程約一小時之橫須賀地區為著名軍港。橫須賀研究所之任務特別著重於能源電力相關大型實驗設施之建立與執行，該所之規模稍大於本所樹林所區，人數約有 120 人，其涉獵之電

力能源事業技術包括：

A：New Power Generation Technologies Utilizing Fossil Fuels

1. Integrated Coal Gasification Combined Cycle Power Generation System
 - (1) Integrated coal gasification combined cycle power generation system
 - (2) Gasification technology
 - (3) Gas turbine technology
2. Advanced utilization of new fuels
3. Development of new technology for clean and high efficiency gas turbine
4. Promotion of fuel cell power generation
5. Material development using state of the art analyzers
6. Development of pulverized coal combustion technology for low emission of environmental pollution and high tw-down ability

B：Highly Efficient Power Transmission & Distribution Technologies Suitable for Large Cities

C：New Technologies for Power Utilization

其中 A 項與本所能源室之執掌有相當之重疊，而本次實習之工作項目之一即為橫須賀研究所目前首要之重點研究—參與由清潔煤能源公司(CCP)公司所主導之 250 MW IGCC 示範電廠計劃，IGCC 相關研究計畫主要由該所之能源機械部負責。本次訪問即由能源機械部長三卷利夫先生與資深研究員犬丸淳先生接待。該部門研究人員約 20 餘人與本所能源室相當。

停留期間參觀該所各項實驗設施並由專人介紹，包括：2 噸/日氣化爐與控制室，熱處理空氣清淨裝置與過濾器材料結構，高溫高壓燃燒實驗爐（Pressurized Drop Tube Furnace），常壓煤炭燃燒試驗爐，配合低卡路里煤氣而發展之燃燒器實驗室，融溶炭型燃料電池（MCFC），煤灰顯微結構分析儀，煤灰附著現象實驗爐，電廠效率模擬器等，其中以下數點令人印象深刻：

1. 每項實驗室由 1-2 名工程師主導負責，較大型實驗如燃燒爐則配合有技術員協助實驗進行與裝置。工程師對於實驗目標與技術瓶頸瞭若指掌，與其他實驗室之橫向聯絡亦清楚完整，顯示該所之研究組織架構合理且功能齊備，而且顯示總計劃主持人之協調能力必屬上乘，才能完全掌握並高效率運行此大型計劃。
2. 研究基礎非常紮實，由細微結構如煤的組成特性分析，煤灰特性到燃燒特性，煤氣淨化處理系統，Gas Turbine 等巨觀機械系統等皆獨立設計與分析，且所有之實驗數據均回饋至 IGCC 氣化爐與系統之最佳化設計所需。

3. 商業化 IGCC 之主要國際潮流是 Oxygen-blown 型式，濕式煤氣淨化系統，而橫須賀研究所特別強調 Air-blown 型式氣化爐與乾式高溫煤氣淨化系統，除了其宣稱效率與簡化設備之原因外，商業效率之特性考量亦是其一，其欲在技術上發展獨立於 IGCC 先進社群之企圖心昭然若揭。
4. 工作狂作息方式在能源機械部辦公室表露無遺，5 點下班只是行政人員之專利，研究人員幾乎都是入夜後甚至 9、10 點以後才陸續下班。
5. MCFC 在實驗室已有 10000 小時連續運轉實績而電壓降低不超過 10%，運轉 Performance 相當具有發展潛力。MCFC 可作為 IGCC 系統高效率發電未來之另一選擇後補配備。台電綜研所與日本電中研有相當歷史之緊密合作關係，民國 91 年中本所曾提出希望進一步就特定之研究計劃項目進行技術合作，且本所能源室提出可能合作項目，包括：
 - 1、 透過與中央電力研究所合作關係參與部分日本 IGCC 先導實証電廠之設計分析工作，並藉以取得相關經驗、設計數據與先前 2 噸/日之試驗爐，200 噸/日之試驗電廠之運轉數據。
 - 2、 考量現實資源與未來應用，本所可參與與平行發展之工作項目可暫時建立於模擬分析方面：
 - (1) IGCC 電廠氣化爐煤炭燃燒氣化之三維熱流計算模擬分析程式建立，作為氣化爐分析技術與建立部分設計能力之基礎工具。
 - (2) IGCC 電廠系統模擬與效率分析之模式、程式與相關分析法則之發展，以建立系統運轉與暫態分析之工具與能力。

唯其透過對口單位之書面答覆並非相當正面，此行亦希對此議題作一澄清，經與三卷部長會談後澄清如下：

1. 日本 IGCC 大型計劃如已完成之勿來 200 噸/日實驗爐與目前正進行之 250 MW 之 IGCC 示範電廠是由日本九家電力公司共同出資成立之清潔煤能源公司 (Clean Coal Power) 所主導，電中研只是其中合作成員之一，由於商業合約不能對非合作成員洩漏該計劃相關機密，因此該部分之實驗數據無法與台電綜合研究所分享。
2. 若就電中研過去 2 噸/日氣化爐之研究發展經驗或實驗數據等電中研所獨有之 IGCC 相關實驗數據與經驗而言，針對本所提出之合作項目仍可進行交流合作，唯交流方式可以是研究人員互訪或技術移轉或委託試驗，詳細內容可透過雙方對口單位洽商。

三、10/27~10/30，參加 Gasification Technology 會議

本屆 Gasification Technology 會議在舊金山之 Hyaat Regency Hotel 舉行，由 Gasification Technology Council 主辦，參加會議成員來自於世界各國約 300 餘人，除 IGCC 或氣化製程廠家外多為能源公司、化工公司、電力公司代表以及少數政府與學術界人士，國籍以美國、日本、歐洲等先進國家較多，會議氣氛熱絡、問題擁躍，顯得此項專業欣欣向榮獲得相當之重視。會議研討包括以下八項議題：

- (1) U.S. Coal Power Market—Issues Affecting Demand for Gasification
Session Chair, C. McConnell, Praxair
- (2) World Gasification Report: Update on Trends & New Activities
Session Chair, N. Holt, EPRI
- (3) Gasification Operation and Performance Update Reports, Panel I
Session Chair, A. Wechsler, Lurgi Oil & Gas
- (4) Plant Economics, Performance & Reliability
Session Chair, D. Todd, Process Power Plants, LLP
- (5) The environmental Advantages of Gasification Technologies
Session Chair, D. Heaven, Fluor Daniel
- (6) Gasification Operations and Performance Updates, Panel II
- (7) Managing Carbon Emissions via Gasification Technologies
Session Chair, D. Simbeck, SFA Pacific
- (8) New Developments and Future Directions in Gasification
Session Chair, N. Holt, EPRI

總結而言，會議中大家一致同意就煤炭發電而言煤碳氣化復循環發電是燃煤電廠未來必經之路，只是十年前討論的技術問題今年並沒有消失，在環保訴求日漸高漲、能源需求愈來愈多而能源儲存量越來越不足(尤其是天然氣)之情形下，IGCC 在許多方面的確具有取代傳統燃煤電廠之潛力，未來 IGCC 設定的最大競爭對手是天然氣復循環發電 (NGCC)，然就目前之情形而言 NGCC 在經濟性與可靠性上仍然遠較 IGCC 優異。以下為參加會議之初步印象：

1. 大陸雖無代表參加，但其發展情形與建造計畫常被論文發表者提及，尤其是以次級煤炭應用於 IGCC 發電計畫(如煙台 IGCC)以及產製煤氣與尿素或氣等市用煤氣與農用肥料之煤炭氣化計畫(如湖南煤炭氣化計畫)，儼然成為全球煤炭氣化設備之最大市場，惹得煤炭氣化廠家爭相競逐，而多目標之氣化製程是目前在煤炭氣化上商業化最成功之部分，但多數廠商尤其是 IGCC 設備廠家認為若要發揮煤炭氣化最大之效益仍應以發展大型電廠為主。

2. 京都協定書之CO₂減量議題之實施時程對於IGCC之發展時程將會有顯著之影響，尤其是美國態度，愈早實施將會對現有燃煤電廠施加壓力，迫使能源或電業尋求減少排放之發電方式，使得IGCC與PC之經濟誘因差距得以拉近，較常被提及的想法是將舊的燃煤電廠作Repowering改成IGCC電廠，日前美國Wabach River IGCC計畫即為一非常成功之示範案例。
3. 燃煤電廠之排放法規上除了管制NO_x，SO_x，Particulate與CO₂外，目前在美國與加拿大等先進國並漸漸加入Mercury之排放管制，目前在國內Mercury之排放管制較不受重視，一般認為Mercury污染物之排放處理技術上以IGCC系統較為可行。
4. 一般而言，目前於天然氣復循環發電廠服役之Gas Turbine大都是為燒高熱值之天然氣而設計的，對於IGCC示範電廠所使用之Gas Turbine大都非專為低熱值之煤氣而設計，因此運轉之reliability容易故障，可預期的當IGCC愈來愈蓬勃，則專為IGCC研發的Gas Turbine即可破繭而出，運轉之reliability應可大幅提高，例如西門子發展之V94.2型Gas Turbine。
5. IGCC之CO₂排放較傳統燃煤電廠低但較天然氣復循環為高，因此零排放或利用原儲存天然氣之地層回存CO₂以減低溫室效應之倡議似乎漸漸吸引能源業界之注意，在會議中亦受矚目。

四、10/31-11/2 實習核能電廠模擬器(GSE 公司,Columbia, MD, USA)

GSE Systems公司位於美東大華府地區,Columbia, MD, USA，其主要產品為：

Advanced high fidelity software and systems in simulation, process control and data acquisition and information technologies.

本公司目前核一、二、三廠之模擬器軟硬體皆有部份是其產品，尤其核一、二近期之模擬器改用個人電腦系統案皆由GSE得標，而本次實習主要基於91年度研究計畫「核能電廠模擬器改用個人電腦系統之研發與應用」之需求，在技術上尋求諮詢並討論：當核三廠模擬器改用個人電腦系統，若以核三廠現有GSE 模擬系統之軟體系統平台為基礎，進行個人電腦化及相關工作，必須預先考慮之問題，討論項目如下：

Maanshan Simulation Project

- Project Specification
- Hardware Procurement & Software Procurement
- Simulator Re-host Development

- Benchmark Testing
- Plant Systems Upgrade Development
- System Integration
- Acceptance Testing
- Potential Panel I/O Replacement or Soft-Panel

Maanshan Project - Re-host

- Simulator Re-host
 - Intel PC multi-processor with MS Windows NT OS
 - SimExec replaces S3 Executive System
 - Converting all plant systems models
 - Converting all database points (ICs, global values, I/O points)
 - SEIS replaces TGIS
 - Converting existing assembly WH handlers
 - Interfacing with all peripheral systems (I/O, ERF, others)
 - Benchmark testing (Procedure, testing)
- Schedule – GSE, 4-6 Months
 - Project Management
 - Hardware Procurement
 - Third Party Software Procurement

Maanshan Project – Upgrade (1)

- Plant System Upgrade
 - New Code-generation tools (Java based BOP tools)
 - Utilizing tools to Develop Plant System Models
 - SW Integration & SW/HW Integration
 - Testing (Procedure Write-up, Testing)
- Project Schedule – 18 to 24 Months
 - SW & HW Procurement
 - NSSS Model Development
 - BOP Plant System Model Development
 - Integration
 - Acceptance Test
 - Trainging

Maanshan Project – Upgrade (2)

- Scope of Work

- Project management
- BOP system models development
- NSSS system models development
- Software and model integration
- Acceptance testing
- Supplying BOP code-generators and NSSS models and documentation
- Providing simulation expert services (consulting & on-site)
- Optional test operator services (procedure writing, on-site testing)
- Optional training (USA or Taiwan)
- Other optional items (I/O interface, communication drivers, etc.)

五、11/03-11/05 返程

搭長榮班機由Columbia 經紐華克返回台北。

【二】國外公務之心得感想

本章節主要為本次實習相關技術報告整理，以進一步深入探討技術之發展並累積此次國外公務之經驗。

一、日本IGCC目前之研究課題

日本目前同步發展Air-blown type (Nagoso Project, CCP)與 Oxygen-blown type 氣化爐 (EAGLE)，前者由CCP主導而後者由New Energy Industry Technology Development Organization(NEDO) 主導，前者資金來源除政府資助外大部份來自於八家電力公司，而後者則全部來自政府，廠家代表前者為三菱公司(三菱爐)而後者為日立公司(日立爐)，前者目前已完成2噸/日與200噸/日氣化爐之先導實驗現正進行1700噸/日氣化爐、2500MW之示範電廠規畫設計，預計2004年動工興建；而後者目前已完成150噸/日氣化爐之建造且先導實驗進行中。本節整理重點以三菱爐為主：

表一與表二所示為 CRIEPI 參與之 IGCC 實證機組目前之研究課題與先前先導實驗之研究成果。

Gas Turbine Combustor 之發展

CRIEPI 目前以開發 1300 °C 之 Gas Turbine 並朝向 1500 °C 之 Gas Turbine 邁進。其中因應低卡洛里合成氣燃料 Combustor 之設計所面對之研究課題如后：

煤炭氣化後所產生之可燃合成氣包含 CO、H₂ 與少量之 CH₄，若以空氣作為氧化劑 (Air-blown Gasifier) 熱值約 1000Kcal/m³，為一低卡洛里燃料相當於 LNG 之 1/10，其成份大約為 23%、9%與 0.5%，而不可燃氣體幾乎佔 70% (CO₂ 13%，N₂ 53%，H₂O 2%)；若以氧氣作為氧化劑 (Oxygen-blown Gasifier) 熱值約 2100 Kcal/m³，為一中卡洛里燃料，其成份大約為 CO 41%、H₂ 30%與 CH₄ 0.1%，而不可燃氣體佔 30% (CO₂ 10%，N₂ 7%，H₂O 12%)。由此可見相對於 LNG 等高卡洛里燃料，Air-blown Gasifier 煤炭氣化合成氣體含有大量之不可燃成份，因此燃燒形成之火燄溫度較低，且設計燃燒器時之重要參數：燃氣比 (Fuel/Air Ratio) 必然遠低於以 LNG 為燃料之燃燒器，因此，燃燒穩定性之確保成為一新的研究課題。

為提昇 IGCC 整廠效率，CRIEPI 在燃氣潔淨系統擬採用乾式處理，由於煤炭含有的氮元素因此 Air-blown Gasifier 煤炭氣化過程中會產生少量的 NH₃，而乾式處理無法過濾 NH₃ 當進入燃燒器燃燒即產生有害物質 NO_x，在 Air-blown 型式之 IGCC 大部份之 NO_x 皆來自於此一機制（另一機制來自於燃燒空氣中之氮與氧於高溫下之化學反應，在

Oxygen-blown 型式之 IGCC 由於燃燒火燄溫度較 LNG 為高，可推論 Nox 排放亦高），因此，燃燒產物 Nox 之控制成為另一研究課題。

其三，由於應用低卡洛里燃料又需提昇 IGCC 整廠效率，CREEPI 擬提昇 Gas Turbine 溫度至 1500 °C，如前述 Air-blown Gasifier 煤炭氣化合成氣體含有大量之不可燃成份 (70%)，因此進入 Combustor 之總空氣量必大量減少（包括冷卻空氣），例如由 1300 °C 提昇至 1500 °C 總空氣量減少 70%，所以燃燒器壁面溫度之控制亦成為一研究課題。

煤炭氣化爐特性與爐內現象評估技術之開發

CRIFPI 有鑒於全尺寸實證爐之可靠性提昇有賴於尺寸放大 (Scale Up) 技術，煤種影響評估技術，煤灰相關影響與解決對策評估等技術課題之確立；除此之外，其對實證爐之設計與運轉亦有相當之重要性。因此，電中研規劃其對於「煤炭氣化爐特性與爐內現象評估技術之開發」之架構如圖 1。

由電中央技術發展之整體架構其中心目標在建立一套 IGCC 設計與運轉之評估工具，其中包含三個主要技術分別是 (1) 數值模擬 (2) 以實驗方式瞭解爐內化學物理現象 (3) 瞭解煤炭、煤灰之基礎物性並建立相關性質之資料庫，而各尺寸氣化爐之運轉系統數據與經驗亦可回饋至該評估工具之資料庫，技術細項如下：

- 1、數值模擬：建立整體煤炭氣化雙相流模式，並包括化學反應，如氣相化學反應模式與碰撞模式，如煤灰與爐牆碰撞附著模式等。
 - (1) 煤灰熔融流動模式
 - (2) 熱傳模式
 - (3) 煤灰附著模式
- 2、爐內現象之瞭解：基於各種實驗裝置以瞭解氣化爐內各種物理化學機制與影響（煤氣反應特性如圖 3）。
 - (1) 化學反應量測裝置 (PDTF; Pressurized Drop Tube Furnace)
 - (2) 煤灰沉降實驗裝置 (DTF; Ash Deposition Test Facility)
 - (3) 煤灰蒸發與凝結實驗裝置
 - (4) 煤灰溶點量測裝置
 - (5) 化學反應量測裝置 (TG-DTA; Pressurized Thermo Gravimetric)
- 3、煤灰、煤灰基礎物性資料庫與特性；如礦物成份、礦結構、微細結構、灰熔點等，實驗裝置如：
 - (1) 礦物成份分析儀 (CCSEM)

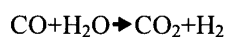
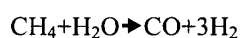
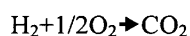
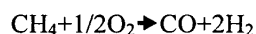
(2) 碳結構分析儀 (Laser Raman)

(3) 材料分析儀

煤炭氣化爐數值模擬技術

由於電腦軟、硬體與數值方法之日新月異，使得數值模擬應用於工程設計與分析之工作上越發普遍。就電中研投入氣化爐之研究而言，數值模擬技術應用於煤炭氣化爐之模擬相對於其他項目仍屬新的嚐試，可改善與進步之空間仍然相當大，而其在設計評估上之應用範圍，例如氣化爐之形狀改善、尺寸的決定、煤粉在爐內滯留時間及反應速度之預測等氣化爐之細部構造與機制等；而且未來在評估氣化爐之相關運轉條件，如合適煤質之評估或運轉條件之調整等應用範疇，數值模擬技術皆可扮演一定份量之角色。相對於實驗，模擬正是最為經濟安全且方便之設計運轉評估工具，例如：氣化爐形狀改善或燃燒器位置變更之評估，只要取得合適之資料庫數據並校驗相關模式，即可發揮系統模擬之最大效用。

氣化爐內煤炭氣化現象包括流力、熱傳與化學反應等三大學門。一般流力模擬方法上普遍採用微可壓縮流 (Weakly Compressible Flow)，標準 k-ε 紊流模式，而代表煤灰或 Char 粒子之移動則採 Eulerian-Lagrangian 方法描述之，粒子之大小和成份可藉由適當模式表現出應有之變化，且粒子與氣流間之相互作用亦被考慮，粒子與壁面之作用則用以判定煤灰於壁面之附著率 (長期累積在喉部會阻礙氣流通道，在熱交換器會影響熱傳)。至於粒子與氣流之間熱傳方面，考慮熱對流、輻射熱傳與化學反應所釋放之反應熱；輻射熱傳採 Discrete Transfer 法並假設氣相與粒子之輻射性質、煤氣成份分佈與粒子濃度為定值，而粒子溫度則由氣相與粒子間之熱對流與 Char 氣化反應生成之反應熱計算求出。氣相反應共包括了五個子反應：



反應速率可由紊流混合速度與化學反應速度比較決定；粒子反應則一併考慮熱分解反應 (Pyrolysis) 與 Char 氣化反應。Char 在高溫高壓下之反應速度必須依靠實驗數據

(例如 PDTF 數據)。電中研有關煤炭氣化爐數值模擬技術之簡略概念與模式如圖 2 與 3 所示。圖 4 為電中研 2T/日氣化爐之數值模擬格點；而圖 5 則顯示計算結果中沿軸向煤氣之溫度分佈，計算結果與實驗值有相當程度之吻合趨勢；而圖 6 則表示沿中心軸氣化爐之溫度分佈， H_2 、 CO 、 CO_2 與 H_2O 之濃度分佈，可見 Reductor 之後溫度較低，氧化產物 H_2 、 CO 濃度漸增而 CO_2 、 H_2O 因反應消耗之關係而濃度漸減。圖 7 則表示爐內炭之轉換率。模擬除了應用於運轉操作參數外，在氣化爐設計上同樣可發揮相當之貢獻，例如氣化爐底部 Slag 移除孔角度之改善，當移除孔角度不足且溫度較低時，Slag 容易凝固而影響其流動性，進一步可能導致阻塞。這類問題透過數值模擬分析便可獲得最經濟方式的改善成效。

以上所述僅針對日本電中研在煤炭氣化爐上所從事之數值模擬工作及應用加以概述，未來相關經驗與數據資料若能有效累積，應用層面必可更為深入及廣泛。對於國內其他機構或本公司而言，欲在短時間建立起電中研在 IGCC 研究之實驗設備規模與研究經驗和能量之可能性微乎其微；就 IGCC 研究之國際水準而言，電中研之發展仍落後於歐美，但也已有二、三十年基礎，其作為顯示出欲完全掌握有別於歐美主流 (Oxygen-Brown Gasifier) 之設計與製程之企圖，無怪乎其必須從非常基礎的研究作起。以現階段國內研究及發電應用的企圖心與實際可行性而言，很難拋除老二主義之決策心態。由此觀點出發，若 IGCC 是未來煤炭燃料發電之必然趨勢，則國內相關單位仍然必須預作準備，準備工作中除了資料蒐集回顧外，另一項值得投資的課題便是以數值模擬理論方式來進行 IGCC 之相關研究。一般研究 Approach 問題之方式不外乎實驗與理論，實驗成本高、真實性亦高，理論成本低、簡化程度高，各有其優缺點，研究發展案之執行最好兩者兼顧，而 IGCC 數值模擬即是以理論方式投入 IGCC 之研究，以得到重要之設計參數或重要之運轉參數與特性，面對氣化爐如此複雜之反應系統，無庸置疑地必須依靠許多的實驗數據與資料庫方能使計算模擬有效持續並有意義，且計算結果之準確度常遭受質疑，但顧及現實上在國內建立一實驗爐之困難度太高且意義不大 (國內無相關基礎工業且無此企圖，但小型氣化爐除外) 的情況下，採取權宜之計應是相當合理做法，亦即盡量由文獻中取得所欠缺之實驗數據與經驗，不能則由文獻中取得的部份宜透過與先進機構之合作關係取得與補足，經由數值模擬研究與次系統或小型實驗數據之掌握，一點一點累積並儘量使模擬程式計算結果之可信度提高，並瞭解程式之特性與限制，相信數年之後對於 IGCC 系統特性必能深入掌握，本所作為台電之技術領導單位方能在未來本公司 IGCC 系統之採購決策與運轉維護上有所貢獻。

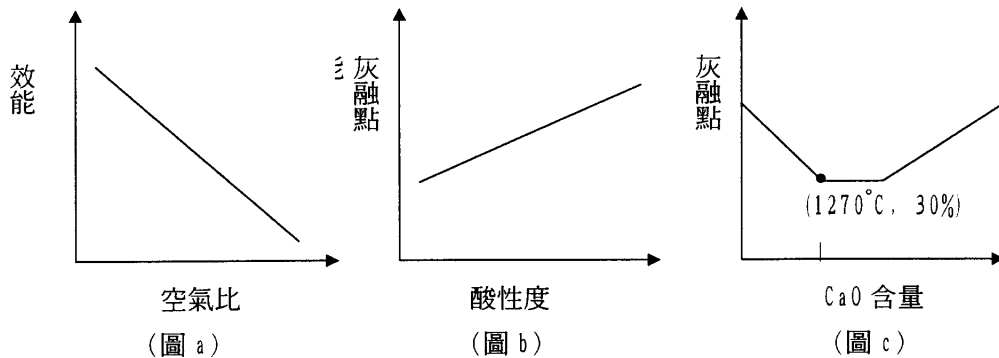
產出需要依靠投資，雖然僅靠數值理論模擬來進行IGCC研究顯然是不足的，然而此方法卻是投資成本最低、所需時間與資源最少而其應用面卻是最廣，對於國內所處之現實環境僅以數值理論模擬作為進行IGCC研究的唯一途徑實乃不得不然之結果。

高灰熔點煤炭改質以提高氣化效能

空氣比與煤炭氣化效能之關係，如圖 a

$$\text{空氣比}\% = \frac{\text{進入氣化爐空氣量}}{\text{進入氣化爐煤炭燃燒所需理論空氣量}} \times 100\%$$

煤炭氣化效能 = 煤氣熱質 + 煤氣轉換效率



對於 Air-blown type 之氣化爐而言，由圖 a 可見

高熔點煤質 → 空氣比要高（溫度高）才能熔融，以利流動移除 Slag → 效能低

低熔點煤質 → 移除 Slag 所需溫度低 → 空氣比低 → 效能高

因此高熔點煤質必須加入添加劑，改變煤質降低融點以增加氣化效能。

煤灰熔融點由其組成成分決定，其中酸性成份如 SiO_2 ， Al_2O_3 會提高熔點而鹽基成份如 Fe_2O_3 ， CaO ， MgO ， Na_2O ， K_2O 等會降低熔點，如圖 b 所示為煤灰熔融點與酸性度之關係，其顯示低灰融點之煤含鹽基成份多而高灰融點之煤含酸性成份較多。

若考慮對氣化爐材料與其他後處理設備之影響、價格、使用之容易度等，降低煤灰融點之添加劑以 CaCO_3 碳酸鈣最為適合。煤灰融點與灰中 CaO 含量之關係如圖 c，顯示代表高融點煤灰之豪州煤當 CaO 含量佔 30% 時融點降至 1270°C 。由上述性質即可考慮不同煤質之混燒特性，可達最佳之氣化效能。

$$\text{灰中CaO含量率} = \frac{\text{煤灰中CaO含量}}{\text{煤炭量}} \times 100\%$$

煤氣精製技術

由 Gas Turbine 設備保護或環保觀點而言，煤氣精製乃 IGCC 電廠不可或缺之一環。雖然目前進行之實證機計劃採用陶瓷過濾器除塵裝置與濕式除硫裝置作為煤氣精製主要設備，但考慮提高 IGCC 整廠效率之因素下，未來仍將發展乾式除硫以取代傳統之濕式除硫裝置，未來之研究課題包括：

(1) 陶瓷過濾器技術

- Filter 材料選擇
- 集塵性能
- 集塵裝置構造最佳化
- 塵粒性質與壓降之關係
- 逆洗之最佳方法
- Filter 之耐久性

(2) 乾式脫硫技術

氧化鐵系列之除硫劑可將硫化合物除至 100ppm 以下，此業已在日本勿來先導電廠之固定床煤氣精製裝置中實證過，然而為達到環保日趨嚴格與未來配合燃料電池發電等要求，必須開發新的除硫劑以達到 1ppm 以下之高標準。

(3) 氫、鹵素族氣體與重金屬之乾式移除技術

二、Gasification Technology 會議論文重點整理

U.S. Coal Power Market—Issues Affecting Demand for Gasification
Future of U.S. Coal—Fired Power Generation: Band—Aids or Corrective
Surgery? D. Simbeck, SFA Pacific

Electrical power generation will be forced to meet a disproportionate share of any CO2 reductions

- Transportation fuel consumers have more votes than CO2 intensive industry, as demonstrated June 2000 in the U.S. & Europe
- Cannot move electric generation to China
- Lowest CO2 reduction costs at large point sources (power plants)

Coal IPP Project Development in the Post Enron Era *M. Schwarz, International Energy Partners, L.P.*

- Strong prospect for solid fuel IPP projects with CODs in the 2007-2010 period
- Non-resource financing is available for well developed and structured projects in select power markets.

Clean Coal Technology Options— A Comparison of IGCC vs. Pulverized Coal Boilers *L. O'Keefe, K. Sturm, Chevron Texaco Worldwide Power & Gasification*

- Compared to alternative coal fossil technologies, IGCC provides:
- Lowest NO_x, SO_x, Particulates and solid waste streams
- Lower HAPS (Hazardous Air Pollutants)
- Higher mercury removal (more than 95% expected)
- Higher Efficiency through polygeneration

World Gasification Report: Update on Trends & New Activities

Overview of Shell Global Solutions Worldwide Gasification Developments *P. Zuiderveld, Shell Global Solutions*

Gasification is a versatile process and one that often plays the role of an enable within a wider production scheme. Feedstock properties continue the change, with users seeking to process heavier and more difficult materials.

ChevronTexaco Worldwide Power & Gasification 2002 Status and Path Forward *R. Horton, ChevronTexaco Worldwide Power & Gasification*

Asia: more Coal/Pet Coke to Chemicals, and Co-production of Power/Chemicals/H₂
Europe: more Refinery IGCC, and Some Mine Mouth Coal IGCC
America's: Stricter SO_x, NO_x, Particulates, Hg regulation, and growing sensitivity to CO2/climate change issue

Integrated Oil Development Using OrCrude™ Upgrading & SGP Gasification *J. Arnold, Y. Bronicki, P. Rettger, OPTI Canada Inc.; R. Hennekes, J. de Graaf, Shell Global Solutions; M. Hooper, Krupp Uhde Corporation of America*

The results is an integrated project that will produce premium synthetic crude with quality characteristics that are superior to other synthetics, at an operating cost that is less than any other Canadian bitumen production and upgrading project. This design provides for more efficient gas-liquid mixing and a better flame temperature control.

Recent Technical Advances in the Production of Syngas at SASOL *E. van de Venter, P. van Nierop, SASOL Technology (Pty)Ltd.*

The Sasol investment in coal-to-liquids remains and increases to be a viable one. The need to continually improve, and the challenge of other feedstocks, drives syngas production facilities at Sasol to further advance the operational excellence and technology development and implementation at its local facilities.

Gasification Operation and Performance Update Reports, Panel I

Wabash River RePowering IGCC *C. Keeler, Global Energy*

E-Gas™ has reached Maturity at Wabash

- Competitive with new coal power technology
- Gasification is environmentally superior to all other coal-based power technologies

Polk Power Station IGCC *J. McDaniel, Tampa Electric Company*
6 Accomplishments

- Slag Beneficiation – Pile Reduction
- Recovered Most of Lost MAC Capacity
- Burner Change In Hot Restart Window
- Mercury Testing Initiated
- Saturator Design Basis Data
- DOE Final Report Completed

Nuon Power Buggenum IGCC *M. Kanaar, C. Wolters, Nuon Power*

The results of this development will open the IGCC technology to much higher efficiency and lower specific investment cost level than realized with the IGCC plants built and operated until now. Based upon the syngas experience gathered in Buggenum and Puertollano the learned lessons have been implemented into the standardized and modular approach for a new IGCC plant for V94.2/V94.2K application and for future concepts with advanced GT technology applications.

Plant Economics, Performance & Reliability

Operational Experience Buggenum IGCC Plant & Enhanced V94.2 Gas Turbine Concepts for high Syngas Reliability & Flexibility *F. Hannemann, Siemens AG; M. Kanaar, NUON Power*

IGCC Gas Turbines in Refinery Applications *R.M. Jones, N. Shilling, General Electric*

GE's gas turbine IGCC product line is experienced and well matched for refinery syngas applications, which favor the advanced F class turbine high output and efficiency performance attributes. Finally, the fuel flexibility and high system reliability afforded by today's gas turbines are critically important to the economic success of refinery based IGCC projects.

Recent Selexol and Membrane/PSA Operating Experiences with Gasification for Power & Hydrogen *C.R. Sharp, D.J. Kubek, D.E. Kuper, M.E. Clark, UOP LLC; M. DiDio, M. Whysall, UOPNV*

Gasification Plant Design and Operation Considerations *W. Trapp, D. Denton, N. Moock, Eastman Chemical*

How these details of designing and operating a gasification facility are managed can make or break a project, particularly in this time of extremely tight economics. Eastman has effectively dealt with all of these issues through the nearly 20 years of operation and can offer proven advice on how it can be done in your plant as well.

Comparative IGCC Cost & Performance for Domestic Coals *D. Breton, P. Amick, Global Energy*

The environmental Advantages of Gasification Technologies

Report on Status of EPA RCRA Gasification Exclusion Rule W. Brandes, U.S. EPA, Office of Solid Waste & Emergency Response

European Waste Gasification: Technical & Public Policy Trends and Developments *K. Whiting, Juniper Consultancy*

The state of European market for waste treatment is different from the market in the USA because:

- In Europe, Legislation has been enacted to require to diversion of all untreated organic waste from landfill to be achieved over a prescribed timeframe. In some countries, the landfill of waste containing more than 5% organic carbon is already banned.
- The high cost of landfill in some countries, as a result of landfill taxes, makes thermal treatment processes more economically viable.
- In Europe, there is an encouragement for electricity to be produced from sustainable fuel sources, including MSW and industrial wastes.
- Gasification processes will be regulated as incineration processes for the foreseeable future.

Cost of Mercury Removal from Coal-Based IGCC Relative to a PC Plant

Rutkowski, M. Klett, R. Maxwell, Parsons Infrastructure & Technology Group Inc.

The cost of removal of mercury by a carbon bed in an IGCC plant is lower than in a PC plant. The mercury is removed from the compressed syngas in an IGCC plant, which greatly reduces the acfm (actual cubic feet per minute) and thus the size of the equipment and the number of the beds.

Cost and Technical Issues Associated with Use of SCR for No_x Removal in a Coal-based IGCC *D. Gray, Mitretek*

Nitrogen dilution provides additional Net Power Output, More Pronounced a High Ambient, Approaching 6% of IGCC Rating at 90F, and higher Capital Cost than Stream Injection (2-3% of CapEx).

No_x Control in IGCC Combustion Turbines: Steam vs. Nitrogen R. Herbanek, P. Amick, Global Energy; R.M. Jones, General Electric

The capital cost differential between the base case IGCC plant and the IGCC plant with an SCR unit is approximately \$60million or \$137/KW installed. From this analysis the cost of No_x removal is estimated to be about \$20,000 per ton.

Elcogas Puertollano IGCC Update *Ignacio Mendez Vigo, Elcogas*

Operations of the EAGLE Gasification Pilot Plant *J. Tsunoda, Electric Power Development Company*

The EAGLE project is preceded by EPDC with assistance of the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), and New Energy Industrial Technology Development Organization (NEDO). This project was started from a feasibility study in 1995. The design work were carried out from 1996 to 1997, and the construction works were started receiving electric power from the grid in July 2001, the trial operation of equipment were begun in earnest. In this year, 9 Runs have been scheduled, and 3 Runs were done by September. In future, the test run is planned to continue until June 2006.

Project Status of 250MW Air-blown IGCC Development Plant *S. Kaneko, Y. Ishibashi, J. Wada, Clean Coal Power R&D Co., Ltd., Japan*

Aiming at strong progress in 'Clean Coal Power', Japanese IGCC Demonstration Project has been initiated reflecting the results of the Pilot Plant conducted from 1986 to 1996. Environmental Impact Assessment is now underway. CCP is responsible for the entire project, design, construction and operation of this 250MW, air-blown IGCC Demonstration Plant. CCP is determined to contribute to the expected commercial IGCC plants for the Japanese utility companies and overseas power generation.

Managing Carbon Emissions via Gasification Technologies

CO₂ Capture & Sequestration: European Public Policy Divers *D. White, David J. White & Associates*

CO₂ capture and storage has to become a key pathway to allow the continued use of fossil fuels while establishing a stable level in the earth's atmosphere. It is also technically possible, but there is a need to reduce cost. The risks associated with storage are considered less than the potential risk being assigned to the impact of global warming. The laws governing pollution and waste disposal were not drafted with carbon dioxide in mind. It's therefore of great importance that related experts establish report to provide the public balanced guidance so that they do not react to CO₂ storage in the way they have to nuclear waste.

U.S. Carbon Sequestration RD&D Program *D. Beecy, U.S. Development of Energy*

The program goals are safe and environmentally acceptable, and result in less than 10% increase in cost of energy services for direct capture, and less than \$10/ton carbon for indirect capture. GCCI contribute to reducing carbon intensity by 18% by 2012, and provide portfolio of commercially ready technologies for 2012 assessment.

Canadian Clean Power Coalition: Clean Coal-Fired Power Plant Technology to Address Climate Change Concerns *R. Stobbs, SaskPower*

The Canadian Clean Power Coalition is moving forward with plans to demonstrate technology to remove all emissions by 2007 in a retrofit project. The goal is to maintain coal as a key option for power generation in Canada, while meeting all environmental concerns about its use.

Impact of Carbon Tax on Co-Production of Hydrogen/CO₂/Electricity via Gasification Compared to Natural Gas Based Combined Cycle & Hydrogen Plants Without CO₂ Capture *R. Ravikumar, G. Sabbadini, Fluor Corporation*

The cost estimates provided in this paper are on a common budgetary level; therefore it is important to place the emphasis on the differences among the Return of Equity (ROE) values for each of the cases, rather on the absolute ROE for any case. For the three IGCC cases, Cases B and C include facilities for CO₂ production, separation and compression for suggestion, whereas Case A does not. Therefore, comparison of these cases with the case, Case A, without a carbon tax levy is not relevant.

Zero Emissions IGCC with Rectisol Technology *U. Koss, M. Meyer, H. Schlichting, Lurgi Oel.Gas.Chemie GmbH*

This paper demonstrates that feasible technology for CO₂ separation already is available in case of sequestration of CO₂ will be necessary. It shows that by using the presented concept synergies are generated leading to a considerable reduction also of other harmful emissions. Although operating figures for the whole "Gas Conditioning package" are presented, an integrated evaluation of the whole "Zero Emission IGCC" is still outstanding.

Development of a Versatile IGCC to Meet the UK Market *R. Smith, B. Keenan,*

BOC; P. Whitton, D. Hanstock, Progressive Energy

The UK recognized a need for a deep cut in anthropogenic CO₂ production as part of its commitments to limit global climate change. IGCC is well recognized as been able to provide cost effective CO₂ capture and competitive H₂ production and therefore, is ideally positioned to need the combined needs of low carbon energy generation and clean transport fuels.

Reducing CO₂ Emissions via Hydrogen IGCC Power Plants *J. Wolff, Uhde GmbH; R. Jones, GE Power Systems*

The application of the hydrogen IGCC is combined with a suitable possibility of sequestration of the by-product CO₂-depleted natural gas fields. The economic attractiveness of this plant is increased, if the CO₂ can be used for Enhanced Oil Recovery. With a Hydrogen IGCC the CO₂ emission can be reduced to 30-25% compared with a normal IGCC plant.

New Developments and Future Directions in Gasification

Operation of the PSDF Transport Gasifier *P. Smith, Halliburton KBR; B. Davis, P. Vimalchand, G. Liu, Southern Company Services; J. Longanbach, U.S. DOE*

Gas heating values and carbon conversions from the Transport reactor met the commercial goals for the PRB coal. Gas heating values and carbon conversions from the Transport reactor can meet the commercial goals for the Hiawatha coal if the reactor nitrogen rates could be lowered. The transport reactor using Hiawatha coal had zero sulfur removal due to high steam rates.

Ceramic Membrane Development for Oxygen Supply to Gasification Applications *P.C. Armstrong, V.E. Stein, D.L. Bennett, E.P. Foster, Air Products and Chemicals Inc*

Highlight of significant progress during Phase I development by the ITM Oxygen team have been summarized in this report. Based in the exciting progress made in Phase I establishing the feasibility of the technology and substantiating its expected benefit, The ITM Oxygen team has continued development into Phase II. The Phase III enables a 25-TPD, pre-commercial demonstration, and the ITM Oxygen membranes will be subject to the full range of dynamics of a gas turbine-integrated process.

Advances in OTM Oxygen Technology for IGCC *R. Prasad, Praxair Inc., USA*

Demonstration of a Beneficiation Technology for Texaco Gasifier Slag *A. Geertsema, J. Groppo, KY CAER; C. Price, Charah Environmental*

Processing plant has successfully operated for one year and processed over 140k tons, and 80% of by-products are beneficially utilized. The R&D projects in progress to increase utilization to 100% and produce higher value products.

CFD Modeling For Entrained Flow Gasifiers *M.J. Bockelie, Reaction Engineering International*

In this paper we have described a CFD based modeling tool for entrained flow coal gasifiers. The model contains sub-models to properly model the reaction kinetics of coal gasification at higher pressure, high solids loading and slagging walls. Comparisons between values predicted by our CFD model and modeling studies performed by other research groups have shown good agreement. Although the models have been demonstrated for oxygen blown, pressurized systems the same model could be applied to air-blown or atmospheric systems. Future work will focus on using the model to investigate generic improvements for the operation and design of entrained flow gasifiers.

New Developments in Gasifier Refractories *C. Dogan, DOE Albany Research Center*

Future acceptance of gasification as a clean and efficient means to generate power and other products depends upon the development of gasification systems that are both more economical and more reliable to operate. Tests continued to optimize the composition of the improved refractory for slagging gasifier applications and to confirm the results of the initial exposure studies.

【三】出國期間遭遇之困難與特殊事項

無

【四】對公司具體建議

- 一、煤炭氣化復循環(IGCC)電廠被視為下一代具高效率與符合環保要求之燃煤電廠鑑於 IGCC 電廠已相當接近商業化且其趨勢相當明顯，且京都協定書之 CO₂ 減量議題之實施時程對於 IGCC 之發展時程將會有顯著之影響，傳統燃煤電廠未來可能為 IGCC 電廠所取代，本公司宜即早規劃準備而本所理應先公司其他單位在技術上以既有傳統燃煤電廠知識技術為基礎先做準備。
- 二、對於國內其他機構或本公司而言，欲在短時間建立起電中研在 IGCC 研究之實驗設備規模與研究經驗和能量之可能性微乎其微；以現階段國內研究及發電應用的企圖心與實際可行性而言，若 IGCC 是未來煤炭燃料發電之必然趨勢，則國內相關單位仍然必須預作準備，準備工作中除了資料蒐集回顧外，另一項值得投資的課題便是以數值模擬理論方式來進行 IGCC 之相關研究。但顧及現實上在國內建立一實驗爐之困難度太高且意義不大（國內無相關基礎工業且無此企圖，但小型氣化爐除外）的情況下，採取權宜之計應是相當合理做法，亦即盡量由文獻中取得所欠缺之實驗數據與經驗，不能則由文獻中取得的部份宜透過與先進機構之合作關係取得與補足，經由數值模擬研究與次系統或小型實驗數據之掌握，一點一點累積並儘量使模擬程式計算結果之可信度提高，並瞭解程式之特性與限制，相信數年之後對於 IGCC 系統特性必能深入掌握，本所作為台電之技術領導單位方能在未來本公司 IGCC 系統之採購決策與運轉維護上有所貢獻。
- 三、參加 Gasification Technology 會議的確在吸收新知與瞭解煤炭氣化之發展有極大助益，在認識煤炭氣化專業社群與社交活動亦大有貢獻，不過主辦單位資料準備不足且稍嫌簡陋而所選會場費用太高另人不敢恭維。
- 四、國內個人電腦之軟硬體設計與製造在國際上早已聲譽卓著，如能有效整合國內已建立之電廠相關軟硬體技術等資源與電廠系統運轉模擬技術及經驗，結合我國產業特長從事於電廠系統模擬器更新相關技術之研發，應是極具潛力而獨具之項目，考量國內實際情形起步時宜從軟體(系統、程式、介面、運轉、電廠數據與經驗)出發比較容易取得績效。

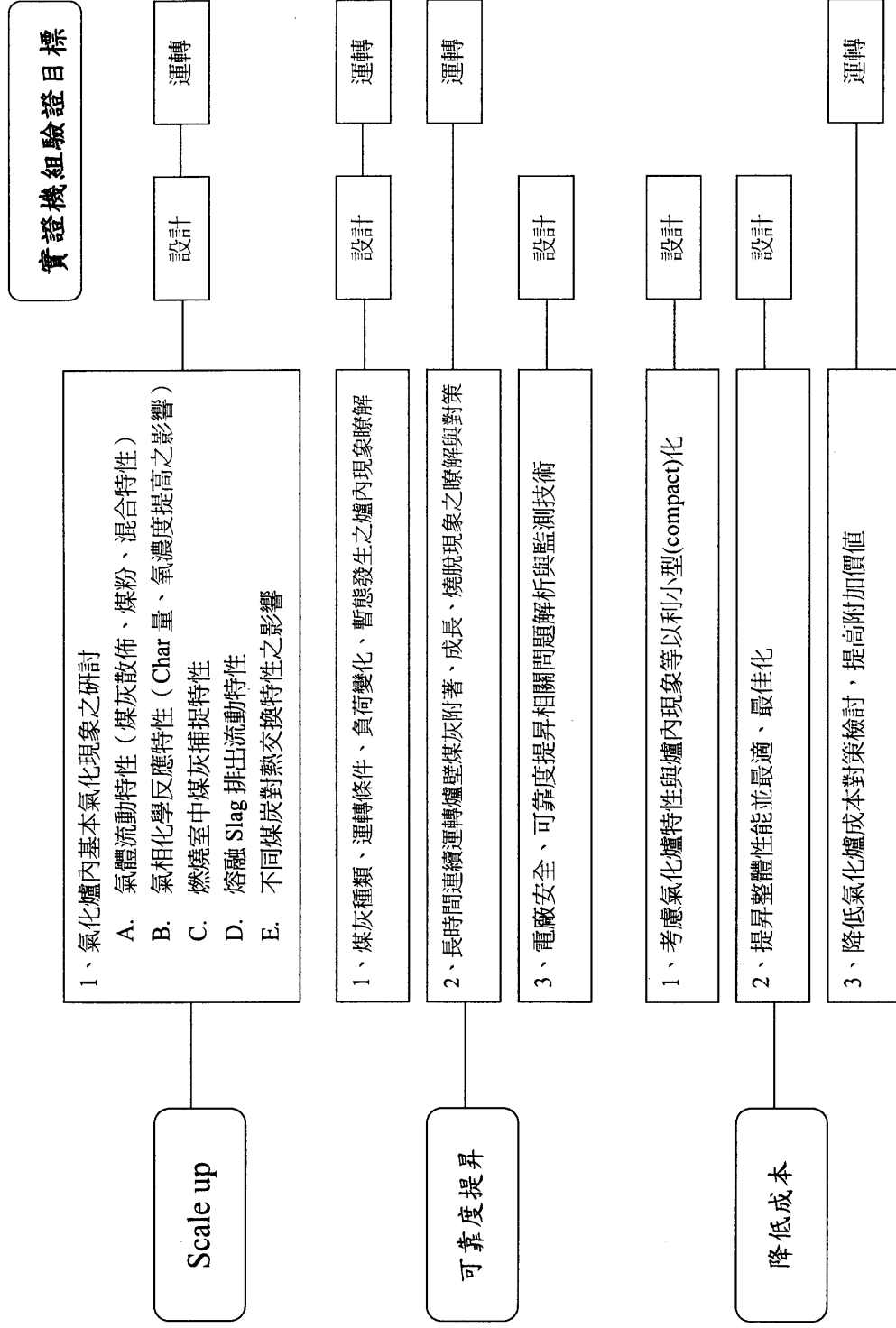


表 1 CRIEPI 參與之 IGCC 實證機組目前之研究課題

表 2 CRIEPI 參與之日本 CCT 2 噸/日、200 噸/日氣化爐之研究成果與進行中實証氣化爐 (1700 噸/日)探討之研究課題

	2 噸/日 氣化爐主要成果	200 噸/日 氣化爐主要成果	實証氣化爐探討之研究課題
氣化特性 (合成氣體熱值、Char 產生量與性質等)	<ol style="list-style-type: none"> 收集 20 餘種煤之氣化特性 應用於 200 噸/日 氣化爐煤種之試驗，並回饋至設計與運轉 	<ol style="list-style-type: none"> 取得 3 種煤試燒氣化特性 確認氧化劑中提高氧濃度可增加合成氣熱值 	<ol style="list-style-type: none"> 氣富化空氣、煤種類、運轉條件影響評估 Scale-Up 影響評估
煤粉供應系統、Char 回收輸送系統運轉特性	Lock Hooper 系統乾式輸送煤粉技術之經驗累積	煤粉輸送 Overfeed 現象與經驗	<ol style="list-style-type: none"> 新煤粉輸送方式運轉特性、影響評估 大型煤粉閥之可靠度 陶瓷過濾器之可靠度
氣化爐中 Slagging 之特性	<ol style="list-style-type: none"> 200 噸/日 氣化爐 Slagging 現象之瞭解與改善 熱交換器被煤灰付著時熱傳特性基本數據之取得 	<ol style="list-style-type: none"> 改善氣化爐內發生 Slagging 之現象 增進熱交換器 Char 堆積特性與煤灰付著熱傳特性之瞭解 確認除灰裝置效果 	<ol style="list-style-type: none"> 由氣化爐內煤灰之行爲評估 Scale-Up 之方法 評估不同煤質減低熱傳性能之影響
溶融 Slag 流動排出特性	<ol style="list-style-type: none"> 確認高融點碳可藉添加劑改善且煤炭混合氣化可行 Slag 性質取得並應用於 200 噸/日 氣化爐設計改善 	<ol style="list-style-type: none"> 確認添加劑與氧富化空氣可改善 Slag 排出效果 改善添加劑性質可改善 Slag 排出效果 	<ol style="list-style-type: none"> 評估不同煤質之影響 Slag top? 設計檢討 Slag 排出自動監視 Slag Clasher? 可靠度
運轉特性	確立 Air-blown, Pressurized, 2-stage, Entrained type 氣化爐起爐、停爐之要領	<ol style="list-style-type: none"> 連續運轉 789 hrs 確認運轉穩定性 確認連續供氣下 Gas Turbine 功率每分中 10%變動內系統可穩定運轉(Load Following) 	<ol style="list-style-type: none"> 評估檢討整廠起機、停機之要領 整廠動態特性解析 整廠安全性評估
材料	收集以試驗為基礎之材料耐腐蝕數據	重要部分材料減厚並掌握腐蝕情況	<ol style="list-style-type: none"> 各組件使用材料評估 提高腐蝕速率估計準確度
氣化爐產生 Slag 之利用	確認 10 種煤產生之 Slag 可作為水泥製作之原料	確認可作為混凝土之混合材料	<ol style="list-style-type: none"> 低成本化與 JIS 標準化 高附加價值化

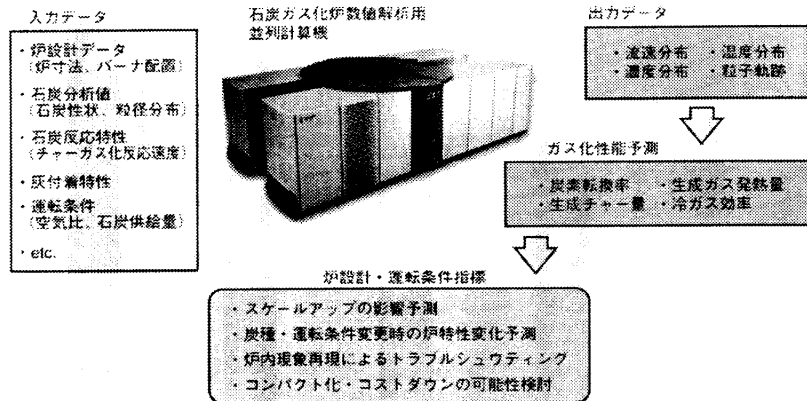
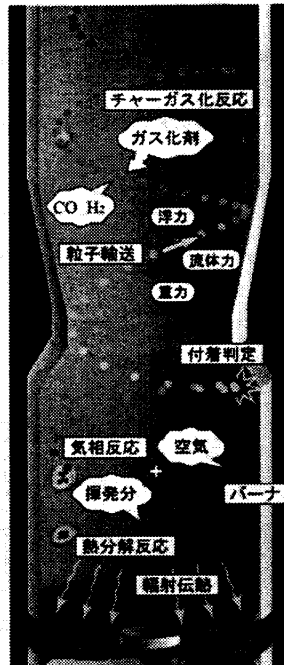


圖 2 炉設計・運転支援ツールの概念図



ガス化炉内現象数値解析技術の概要

- 流れ場：三次元縮圧縮性乱流
 解析手法：Finite Volume Method
 Hybrid Upwind Differencing Method
 SIMPLEC Algorithm
 乱流モデル： $k-\epsilon$ 2 方程式モデル
 固気二相流：Eulerian-Lagrangian Method
 輻射伝熱：Discrete Transfer Method
 熱分解反応： $C_{10}H_8O_7 \rightarrow (CH_4, H_2, CO, CO_2, H_2O)$
 気相反応： $CH_4 + 1/2O_2 \rightarrow CO + 2H_2$
 $H_2 + 1/2O_2 \rightarrow H_2O$
 $CO + 1/2O_2 \rightarrow CO_2$
 $CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$
 $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$
 チャーガス化反応： $C + (1-\frac{\gamma}{2}) O_2 \rightarrow \gamma CO + (1-\gamma) CO_2$
 $C + H_2O \rightarrow CO + H_2$
 $C + CO_2 \rightarrow 2CO$
 解析格子：Multi Block、Body Fitted Coordinates

圖 3 炉内現象モデル

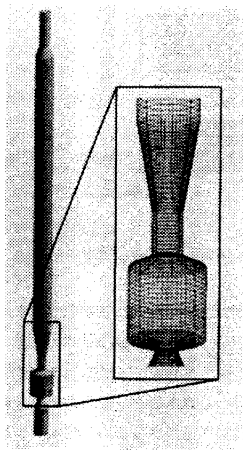


圖 4 解析格子

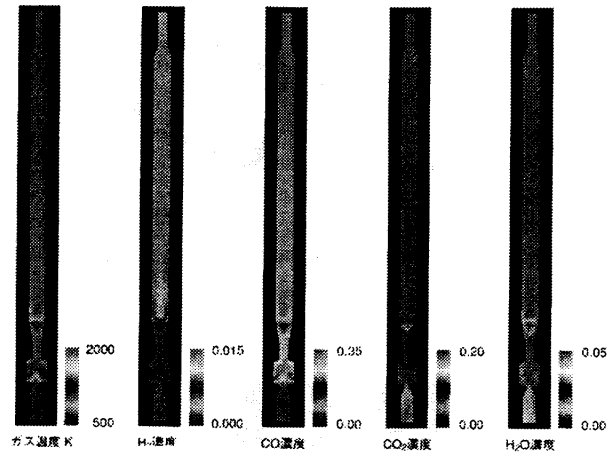


圖 6 ガス化炉内ガス組成分布 (質量分率)

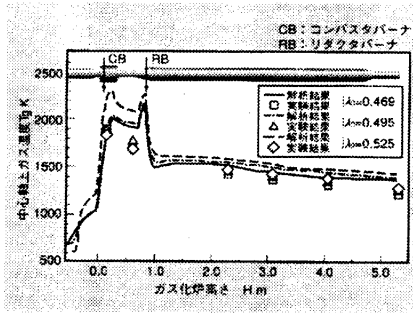


圖 5 ガス化炉中心軸上ガス温度分布

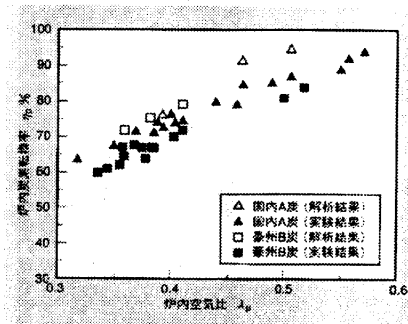


圖 7 炉内炭素転換率