

出國報告（出國類別：102年國外專題研究）

加拿大油砂瀝青重油技術 專題研究

服務機關：中國石油股份有限公司煉製研究所

出國人：王淑麗化學工程師

派赴國家：加拿大卡加利

出國期間：102年2月19日至8月18日

報告日期：102年10月1日

「加拿大油砂瀝青重油技術專題研究」

摘要

2013 年加拿大油砂生產有很大的困境，主因是美國是瀝青產品唯一市場，且不是每個美國煉廠都可以處理瀝青，因美國市場的需求下降和油管的輸送量受限造成瀝青價格創新低，2012 年 12 月美國石油淨進口量跌到每天 598 萬桶，中國石油淨進口量則增至每天 612 萬桶，這是美國 40 幾年來第一次石油淨進口量低於其他國家，2013 年 6 月美國每天需油量為 1800 萬桶，其中 784 萬桶是從國外進口，進口量回到 1996 年的量，這 784 萬桶中有 256 萬桶是由西加拿大出口到美國，這其中包括有約 100 萬桶由油砂所產的合成原油，及 100 萬桶由油砂所產的稀釋瀝青油，另外為輕油。由於美國近年來頁岩油及頁岩氣的產量大增，使國外進口原油量不增反減，美國對加拿大的能源需求日漸減低，所以將來十年對加拿大新增的油砂生產是充滿挑戰的。

油砂產業面臨的大困境包括：美國市場的減少、長期的運輸管線缺乏造成輕重油的價差創下歷史新高、Bakken 輕質頁岩油生產量的大增、美國 PADDII 芝加哥區煉油廠的瀝青需求下降、油砂權利金及碳稅的衝擊、加拿大高漲的工資和建廠成本、地質的不確定性造成產量不如預期、環保議題。因為 Keystone XL 為跨國的油管建置計畫，早於 2008 年的 9 月 19 日由 TransCanada 公司提出，遲至今未需取得美國總統的同意，而通往亞洲市場的 Northern gateway 油管建置計畫，也於今年五月被 BC 省拒絕延遲，油品通路是投資加拿大能源資源最大的風險。另外美加邊界 Bakken 區生產頁岩油的量大增，這因素也影響了重油的價格，因頁岩油的組成碳成分較輕，所以煉廠不能單用頁岩油，所以頁岩油並不能全然取代重油於煉廠的地位，但

美國對加拿大的油砂能源需求減少是不爭的事實。

從 2009 年之後，亞洲成為主要的油砂的投資者，其中來自中國的投資為大宗，另外日本和韓國也有投資，中國海洋石油公司 CNOOC 於 2012 年 12 月以 151 億美金購買 Nexen Inc.，這是亞洲公司在加拿大的最大購買案，Nexen 除油砂生產另有很多國外資源，Nexen 在亞伯達省的 Athabasca 地區，估計有 30-60 億桶條件資源量的瀝青，此交易有關油砂的部分，包括整合 SAGD 和改質操作生產的 Long Lake 計畫和 Mining 的 Syncrude 計畫(Nexen 有 7.23% 的工作權益，現在每天產量 35 萬桶，所以 CNOOC 可每天可分油 2 萬 5 千桶)和 SAGD 的 Hangingstone 計畫等。2013 最新國際大油公司發展，像 ConocoPhillips 以 46.5 億賣了 9.03% Syncrude 之外，也賣了好多資產，轉而投資北美和加拿大的核心事業:Bakken 頁岩油生產計畫。

藉由建立油砂資料庫檢討以前中油評估過的 MEG. Laricina、Connacher、Southern Pacific 等案(此部分只於公司內部報告)。2012 年底由亞伯達省的省長 Redford 所提出的 Bitumen bubble，瀝青泡沫破裂已造成 2012 年短少 60 億加幣的省稅收入，瀝青產量大於改質廠處理量，所以瀝青只能以低價賣出，2013/3/28 Suncor 儘管已燒掉 5 億加幣但仍取消進行 110 億太貴的 Voyageur 改質廠計畫，這是一個改質的指標案子。

2012 年 11 月油砂小組取得探採事業部執行長的同意，以積極進行中油與 S 油砂公司合資案，職對此合資礦區資料查閱後心得整理(此部分只於公司內部報告)，另還有其他可能投資機會，包括有: Grizzly、BlackPeral、Cavalier、CNOOC、NPL、Laricina 等，和 Bakken 頁岩油氣的機會。

加拿大投資頁岩氣的機會包括有 BC 省的 Horn River 及 Montney，Montney 因頁岩氣中含頁岩油所以經濟效益會比 Horn River 好，投資加拿大 Horn River 或 Montney 主要考量是管線運輸的問題，

份由於興建液化天然氣設備和管線投資成本高變數多，且興建液化天然氣設備相對耗能，有些投資者擬直接建石化廠於亞伯達省，再將石化產品運到市場。北美地區大量開採頁岩氣首當其衝的就是烯烴裂解廠，北美地區以頁岩氣中的乙烷為進料，生產乙烯的成本約 US\$600-700/噸，亞洲地區以石腦油為進料生產乙烯的成本則約 US\$1,200/噸，在頁岩氣大量被利用以後，中油以石腦油為進料之烯烴裂解廠的獲利可能會被壓縮，乙烷進料後 C4 以上與芳香族(BTX)原料產生大空檔對中油煉油廠是一機會。

Bakken 頁岩油由 2009 年 1 月日產 10 萬桶，快速增加到 2013 年的日產 72 萬桶，是卡加利目前的最熱門投資項目，也是投資的潮流所在，美國 EIA 於 2013 年 6 月發表一頁岩油蘊藏量的文章，根據美國能源部最新數據，美國頁岩油蘊藏量估已從 480 億桶增至 580 億桶自從美國水平鑽井與水力壓裂技術提升之後，美國國內油氣產量增幅便不斷優於預期，目前全球僅美國與加拿大利用油頁岩進行油氣的商業大量生產，加拿大頁岩油蘊藏量估計也有 90 億桶，全球很多大油公司像 ConocoPhillips 目前於美加邊界的 Bakken 都有很大的投資，中油到目前都沒有接觸這方面的投資機會，建議中油非傳統能源小組可集中有限的人力和時間朝這方向發展。

改質除現有傳統的改質之外，還可以有較小規模的改質，其目的是將瀝青改質成黏度較低、以減少稀釋劑的用量可由管線輸送，改質製程規模小稱為部分改質，是近來較可行的降低輕重油價差的好方式。現有的部分改質技術包括有 Well Synergy 選擇性萃取柏油 (SELEX-Asp)、Ivanhoe 的 HTL(Heavy to Light)重油改質技術、VCI Energy 的加速除雜質(ADC) 技術等，此次研習深入比較溶劑萃取製程(SDA)與選擇性萃取柏油製程及大量被應用的 coker 製程的差別，多種部分改質技術中，以選擇性萃取柏油的製程商業化腳步最快(有處理量每天 500 桶的工場)，當頁岩油的產量愈來愈大，許多美國煉

廠改以頁岩油當進料，而頁岩油的組成較輕，以頁岩油當進料後，重油觸媒裂解工場將沒有重油進料，選擇性萃取柏油製程可提供重油觸媒裂解工場的進料，這或許將來也是中油的機會之一。

半年研習成果包括:S公司細部查核、Well Synergy 選擇性萃取柏油製程改質專題研究、三篇論文的撰寫並發表(其中有一篇為國際會議論文)、參加2個大型國際會議、卡加利大學修課(成績為A)及三個受訓課程和實地觀摩油砂 Mining 及 In-situ 生產。油砂產業主要分成市場、地層、地表生產設備、改質及四大區塊，其中有許多的技術性操作變數、風險管控，這些都會影響一個油砂計畫的成敗，三篇論文分別發表於2013年5月臺灣地球科學聯合學術研討會，是有關油砂市場現況。石油季刊論文題目”油砂生產設施及操作問題探討”，是有關地層、地表生產設備。另於2013年7月有900人參與的卡加利國際油砂重油技術(Oilsands Heavy Oil Technologies)會議，會中發表口頭論文一篇，題目”Life Cycle Cost Analysis of Petroleum Coke”，是有關改質，

<http://www.oilsandstechnologies.com/conference/>

conference_wednesday.html 網站中可見論文摘要和職的簡介。

參與兩個大型油砂會議:TD投資銀行舉行的大型投資會議，2013 TD Calgary Energy Conference(500人參與)，及卡加利國際油砂重油技術(Oilsands Heavy Oil Technologies)會議。實地觀摩深刻學習 Core lab、Sand control lab、輕油水平鑽井、輕油生產區、天然氣生產地表處理設備、油砂水平鑽井、In-situ 油砂生產地表處理設備、Suncor Mining 地表處理設備。半年研習期間與公司緊密聯繫，油砂陳召集人打來國際電話11次，職與油砂小組會議視訊5次，應陳召集人的要求，職於卡加利交過四份報告(加拿大S油砂公司油砂計畫投資可行性評估報告地表設施、NLP 採礦萃取改質評估、國際大油公司對油砂的投資現況、S油砂公司財務狀況鑽井及操作營運情

形)給油砂小組。另有四個受訓課程，課程包括有：

- a). Sproule/SPE:加拿大油氣礦區評估技術
- c). 油氣探勘與生產的策略決定和風險管控
- d). 卡加利大學:油砂開發時的環境衝擊及法規
- e). Sproule:財務方面的油氣礦區評估

於卡加利大學修課期間做多的專題研究包括:油管的建置情況及廢水排放標準(因S公司廢水須用卡車運出)。**建議中油非傳統能源小組應參加大型投資會議才能取得最新商情和投資趨勢，好的機會要靠主動出擊，才會有第一手好的投資機會。**

目次

| | |
|---|----|
| 摘要----- | 2 |
| 壹、目的----- | 8 |
| 貳、出國行程說明----- | 10 |
| 參、研究報告內容 | |
| 一. 全球能源板塊移動---瀝青市場、油砂產業的挑戰----- | 11 |
| 二. 亞洲國家對油砂的投資情況---陸、日本、南韓----- | 19 |
| 三. 以前評估過的 MEG. Laricina、Connacher、STP 案檢討 | |
| —油砂資料庫的建立----- | 23 |
| 四. S 公司的風險評估及經濟評估----- | 27 |
| 五. 其他可能投資機會----- | 28 |
| 六. 水平井(SAGD)操作/油水分離地表設施----- | 34 |
| 七. 改質技術的評估----- | 43 |
| 八. 卡加利大學的課程及另三個受訓----- | 54 |
| 九. 三篇論文發表及參與二個的大型國際會議----- | 75 |
| 肆、心得及建議----- | 79 |

壹. 目的

由於我國國內能源缺乏，進口比例很高，很容易在國際原油價格劇烈波動時受到嚴重的衝擊，故致力於國外油氣礦區之探勘是國營中油公司既有的政策，而非傳統油源在近十年來發展迅速，如油砂、頁岩氣及煤層氣等，其中加拿大油砂礦區正在蓬勃發展，加拿大之原油儲量(包含非傳統油源及油砂)高居世界第二位，僅次於沙烏地阿拉伯，且加拿大向來被認為在政治及社經狀態穩定，且法令完備的國家，加拿大擁有龐大的油砂資源，儘管油砂的開發費用比傳統原油高，但相較於傳統原油探勘，具有低地質風險的優勢。近年來加拿大雖工資及建廠原物料的成本升高，但因非傳統油源開採技術的突飛猛進使採收效率提高，油砂工業現在仍存在許多機會，公司目前正在積極挑選欲合資之油砂礦區，希望可進入油砂礦區之經營。

職於 2006 至 2013 年期間職參加跨單位油砂小組，負責改質、溶劑添加、地面設施、經濟評估 IRR 和淨現值 NPV 計算，過去五年來共有六次由孔前副總經理及楊副總經理敬熙指派至加拿大卡加利(Calgary)查閱資料及洽談，接觸與評估過十多個油砂礦區包括 MEG、Southern Pacific、Laricina、Kirby、AOS 等，並參與 Laricina、Kirby 的細部查核(DD)工作。

卡加利 S 油砂公司要求本公司以讓入費 x 億加幣參與油砂礦區開發案之 x% 工作權益。2012 年 3 月 S 油砂公司與中油開始接洽，同年 8 月中油派四名專家到加拿大卡加利，職於 2009 年也來查閱過 S 油砂公司資料，2012 年 11 月中油油砂小組評估結果已取得探採事業部執行長的同意，將積極進行此合資案的後續呈報工作，S 油砂公司 2013 年 2 月份正預計與中油簽訂 MOU(Memorandum of Understanding)，故此次出國前取得 S 公司邀請函，前往該公司進行可能合資礦區資料查閱，因中油與 S 公司相隔一萬公里，中油於加拿大卡加利也沒有辦公室及人員，為提供更新、更當地、多方面、第一手的資料給中油油砂小組及長官，職於當地收集最新資訊，這是很重要決策資訊。

2012 年 12 月加拿大瀝青已變成全世界最便宜的油，西加拿大的瀝青混合油(West Canada Select, WCS)價格每桶\$57，其中最嚴重的影響因素是輕重油的價差，而影響輕重油的價差因素主要來自於加拿

大亞伯達省的瀝青，無法有足夠的油管輸送量，可將瀝青運到有焦炭處理工廠(coker unit)的美國沿海煉油廠，此問題可藉由部分改質技術而有所改善，所以取得 Well Synergy 公司的邀請函進行選擇性瀝青萃取製程(部分改質技術)應用專題研究，並參加油砂重油技術(Heavy Oil Technologies)會議且職於會中發表論文。並參與油砂 TD 投資銀行大型投資會議。另於卡加利大學研習進修，並參加卡加利大學和油砂顧問公司 Sproule/SPE/peice 的課程，課程題目包括有：

1. Sproule/SPE:加拿大油氣礦區評估技術
2. 油氣探勘與生產的策略決定和風險管控
3. UC:油砂開發時的環境衝擊及法規
4. Sproule:財務方面的油氣礦區評估

貳、出國行程說明

1. 於2月20日-3月31日:在S公司進行礦區資料查閱(其中3月18-22日,參加下述之第2項課程)
2. 3月18-22日:參加Sproule/SPE於加拿大卡加利對技術專業人員的油氣礦區評估(Evaluation of Canadian Oil and Gas Properties for Technical Professionals)課程訓練
3. 4月1日-5月3日:於Calgary在Well Synergy公司進行專題研究:選擇性瀝青萃取製程與傳統改質製程比較、以前評估過的MEG、Laricina、Connacher、STP案檢討及油砂資料庫的建立(其中4月8-10日參加下述之第4項課程)
4. 4月8-10日:於Calgary參加「探勘與生產的策略決定和風險管控」(Managing Risks and Strategic Decisions in E&P)課程訓練
5. 5月4日-6月22日:於University of Calgary修課:BMC 298 油砂開發時的環境衝擊及法規 Oilsands: Environmental Impacts, Regulation (其中6月10-14日參加下述之第6項課程)
6. 6月10日-6月14日:在Sproule顧問公司,參加「財務方面的油氣礦區評估」Topics in Evaluating Oil & Gas Properties For Financial Professionals課程訓練
7. 6月23日-8月16日:於Calgary在Well Synergy公司進行專題研究、heavy oil 會議中發表論文的撰寫、水平井(SAGD)操作、油水分離地表設施研究(發表於石油季刊)、選擇性瀝青萃取製程應用於中油的可行性、中油可能投資機會(其中7月8-12日、7月22-25日參加下述之第8項及第9項國際會議及生產地觀摩)
8. 7月8-12日:參加油砂TD投資銀行大型投資會議,2013 TD Calgary Energy Conference,7/11到Fort McMurray觀摩Suncor Mining 生產及改質
9. 7月22-25日:於Calgary參加國際會議「油砂重油技術(Oilsands Heavy Oil Technologies)」7/24發表論文。7/22到S公司油砂生產地。
10. 返程(溫哥華轉機):8月17-18卡加利-溫哥華-台北。

2. 產品銷售形式：

瀝青通常以瀝青混合油(Dibit)、合成原油(SCO)或瀝青合成混合油(Synbit)三種形式售出，由 In-situ 所產生的瀝青大多用瀝青混合油形式售出，瀝青混合油為瀝青與稀釋劑以 7:3 的比例混合，其中的稀釋劑最常用的是天然氣生產過程所產生的副產品冷凝油(正戊烷)，瀝青混合油通常賣到煉油廠與傳統的重油競爭，例如 Cenovus、MEG、Imperial oil 公司就是採用此方法。由 Mining 所產生的瀝青，大多以合成原油形式售出，合成原油是瀝青改質後的產品，合成原油沒有底油，且各餾份中的硫含量及其它的性質都比輕原油佳，API 為 30 至 32，合成原油則是賣到煉油廠與傳統中質油與輕質油競爭，例如 Syncrude、Suncor、Shell、CNRL 公司是採用合成原油的方式。而瀝青合成混合油則是瀝青與合成油以 50/50 的比例摻配而成。

3. 美國是瀝青唯一市場：

2013 年加拿大瀝青生產有很大的困境，主因是美國是產品唯一市場，因美國市場的需求下降和管線的輸送量受限造成瀝青價格低，2012 年 12 月美國石油淨進口量跌到每天 598 萬桶如圖 3.1.2，中國石油淨進口量則增至每天 612 萬桶，這是美國 40 幾年來第一次石油淨進口量低於其他國家，2013 年 6 月美國每天需油量為 1800 萬桶，其中 784 萬桶是從國外進口，進口量回到 1996 年的量，這 784 萬桶中有 256 萬桶是由西加拿大出口到美國，這其中包括有約 100 萬桶由油砂所產的合成原油，及 100 萬桶由油砂所產的稀釋瀝青油，另外為輕油。由於美國近年來頁岩油及頁岩氣的產量大增，使國外進口原油量不增反減，美國對加拿大的能源需求日漸減低，所以對加拿大油砂生產 2013 年是充滿挑戰的。資料來源” Crude glut, price plunge put oil sands projects at risk”

<http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/crude-glut-price-plunge-put-oil-sands-projects-at-risk/article4230759/>

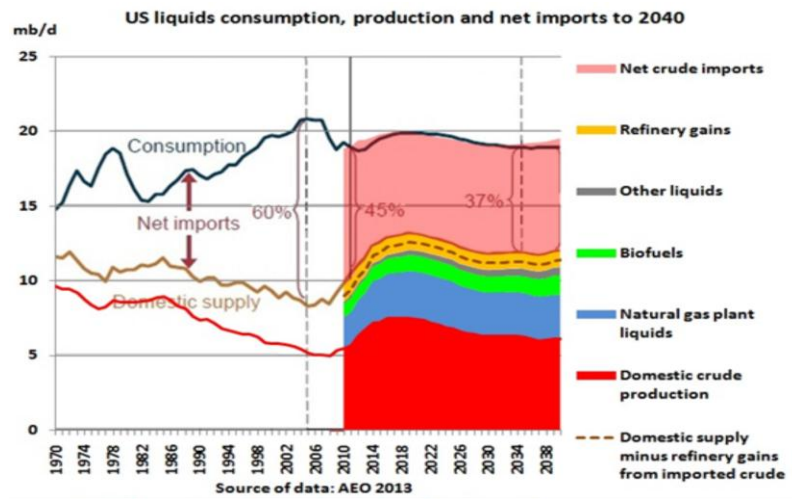


圖 3.1.2 美國石油淨進口量下跌

4. 油砂產業目前面臨的大困境

- 1) 美國市場的減少
- 2) 長期的運輸管線缺乏造成輕重油的價差創下歷史新高
- 3) 美國 Bakken 輕質頁岩油(Shale Oil)生產量的大增
- 4) 美國 PADDII 芝加哥區煉油廠的瀝青需求下降
- 5) 油砂權利金、所得稅、碳稅的衝擊
- 6) 加拿大高漲的工資和建廠成本控制
- 7) 地質的不確定性造成生產不如預期
- 8) 環保議題

近來加拿大瀝青已變成全世界最便宜的油，2012 年 12 月西加拿大的瀝青混合油(West Canada Select, WCS)價格每桶\$57，油砂平均每桶總生產成本為\$55/每桶，這還不包括資本支出的攤提和折舊費用。其中最嚴重的影響因素是輕重油的價差，而影響輕重油的價差因素主要來自於加拿大亞伯達省的瀝青，無法有足夠的油管輸送量，可將瀝青運到煉油廠集中的美國沿海煉油廠集中的區域，如墨西哥灣，造成同樣是 API 22 的重油 Maya，價格比瀝青每桶高出 20-30 加幣的不合理現象，圖 3.1.3 是布蘭特原油和 Maya 的價差及布蘭特原

油和 WCS 的價差比較，表 3.1.1 是不同重油的 API 及價格比較表，Maya 油的品質與 WCS 相近但價格卻差很多，這不合理的現象可能有賴於美國政府何時可批准 Keystone XL 管線的建置有很直接的關係。



圖 3.1.3 布蘭特原油和 Maya 的價差及布蘭特原油和 WCS 的價差比較

表 3.1.1 是不同重油的 API 及價格比較表

| | API | Sulfur(%) | 2012Price(\$/bbl) |
|--------------------------------|-------------|------------|-------------------|
| Brent | 38 | 1.0 | 112.37 |
| WTI | 40 | 0.4 | 94.19 |
| Maya | 22 | 3.0 | 98.31 |
| Edmonton Par | 40 | 0.4 | 86.37 |
| Synthetic crude oil | 34 | 0.9 | 92.31 |
| Hardisty Heavy | 12 | 5.1 | 64.87 |
| Western Canada Sel(WCS) | 20.5 | 3.5 | 72.90 |
| Hardisty Bow River | 24.9 | 2.7 | 74.15 |

2012 年約有 3 百萬桶的西加拿大油出口到美國，其管線的運輸能力如圖 3.1.4，主要依賴現有的 Mainline、Express、Trans Mountain 三條管線。由亞伯達省的省長 Redford 所提出的” Bitumen bubble” 瀝青泡沫破裂，已造成亞伯達省 2012 年短少 60 億加幣的省稅收入，主要就是輕重油的價差太高。資料來源：<http://www.theglobeandmail.com/news/national/bitumen-bubble-means-a-hard-reckoning-for-alberta-redford-warns/article7833915/>

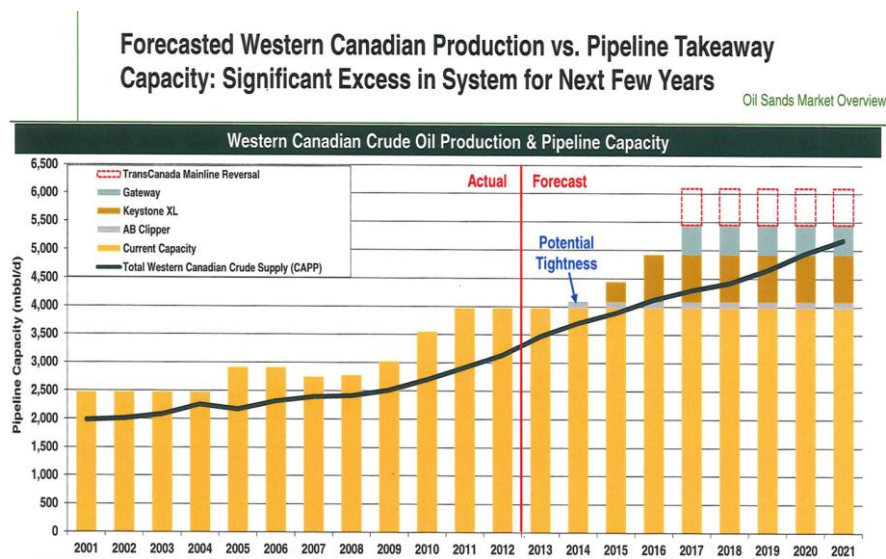


圖 3.1.4 西加拿大的油出口到美國，其管線運輸量

因為 Keystone XL 為跨國的油管建置計畫，所以需取得美國總統的同意，而此油管建置計畫早於 2008 年的 9 月 19 日由 TransCanada 公司提出，但因內布拉斯加州(Nebraska)的反對，一直延至 2013 的 1 月 22 日，內布拉斯加州才同意 Keystone XL 的新路線如圖 3.1.5，所以 4 年半了還沒核准，此油管每天可輸送 83 萬桶瀝青合成油，總長度 3135 公里，美國是否同意此油管建置計畫除了油管漏油的考慮之外，是很政治考量的，此油管漏油的機會比原油管高，因為瀝青混合油含 30% 的稀釋劑，所以油品的揮發性比原油高，總酸值、固體含量、硫含量等都比原油差，美國也怕核准了這油管計畫會使得溫室氣體排放量的下降更困難。2013 年 3 月 31 日 Exxon 的 Pegasus 輸送瀝青合成油的油管於阿肯色州漏油，使得 keystone XL 計畫更難取得社會共識。資料來源：

http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc98034/m1/1/high_res_d/R42611_2012Jul16.pdf



圖 3.1.5 Keystone XL 的新路線

如果美國政府延遲批准 Keystone XL 管線的建置，對一些今年及明年要開始生產及增產的公司影響最大，公司如 BlackPeral Resources、Larician、Connacher Oil& Gas、MEG Energy、Cenovus Energy。這些公司開始尋求替代方案如火車運輸，而油品的酸值 TAN(Total Acid Number)也會影響火車運輸的要求，油砂業界高酸值的定義是油品中 KOH/g 大於 1.0mg，圖 3.1.6 顯示火車運輸所能到達的地區比油管多，且火車運輸可直接將瀝青運送到美國煉廠集中的墨西哥灣，可是火車運輸費用可高達每桶 16-18 加幣，且火車運輸的設備建置也需要很多資金，2013 年 5 月 22 日的 Calgary Herald 報導 Train derailment puts oil transport back in spotlight。

另外美加邊界 Bakken 區生產頁岩油氣(圖 3.1.7)，其生產輕質頁岩油(Shale Oil)的量，隨著頁岩氣產量增加頁岩油產量也大增，這因素也影響了重油的價格，因頁岩油的組成碳成分較輕，所以煉廠不能單用頁岩油，所以頁岩油並不能全然取代重油於煉廠的地位，但美國對加拿大的能源需求減少是不爭的事實，



圖 3.1.6 火車運輸所能到達的地區比油管多

像 ConocoPhillips 一直賣油砂資產轉而投資 Bakken 區生產頁岩氣和頁岩油就是一個很明顯的例子。資料來源

<http://www.trefis.com/stock/cop/articles/160185/conocophillips-in-2013-more-asset-sales-focus-on-north-american-business/2012-12-26>



圖 3.1.7 美加邊界 Bakken 區生產頁岩氣

另油砂權利金計算方式分為兩階段：1)資本支出及操作費用回收之前，權利金計算方式為井口收益乘上權利金率，權利金率依照油價波動作調整，WTI 油價低於每桶 55 加幣時為 1%，之後隨著油價遞增，

當 WTI 每桶 120 加幣時最高 9%。2)資本支出及操作費用回收後，權利金為淨收入乘上權利金率，權利金率依照 WTI 油價波動作調整，油價低於每桶 55 加幣時為 25%，而後隨著油價增加而增加，至最高 40% 當每桶 120 加幣時。所得須繳納亞伯省政府所得稅(稅率為 10%)及加拿大聯邦政府所得稅(稅率為 15%)，所以權利金及生產所得稅及碳稅都並未將輕重油的價差考慮於內。

二、亞洲國家對油砂的投資情況—大陸、日本、南韓

從 2009 年之後，亞洲成為主要的油砂的投資者，其中來自中國的投資為大宗，另外日本和韓國也有投資，以下是有關中國、日本和韓國的在加拿大油砂的投資項目：

1. 有關中國在加拿大油砂的投資項目

1) 中國海洋石油公司 CNOOC:

大陸中央特大型國有企業，也是中國最大的海上油氣生產者，註冊資本 949 億元人民幣，總部於北京，員工 9 萬 8 千名。

A) 購買 Nexen Inc: 於 2012 年 12 月購買 100% Nexen Inc.，購買價格: 151 億美金，Nexen 除油砂生產另有很多國外資源，Nexen 在亞伯達省的 Athabasca 地區，估計有 30-60 億桶條件資源量的瀝青，這是亞洲公司在加拿大的最大購買案，此交易有關油砂的包括：

a) Long Lake 計畫: 購買案前 CNOOC 有 35% 權益 Nexen 擁有 65% 並擔任經營人，2007 年開始生產，此計畫整合(SAGD)和改質操作生產合成原油。

b) Kinosis 地區: 設施位於 Long Lake 南方 12 公里處，Nexen 開發 Kinosis 1 預期要鑽 29 口 SAGD 井，所生產的瀝青將在 Long Lake 改質，預計 2015 年注氣，產量是每天 15,000 - 25,000 桶。

c) Syncrude 計畫(Mining): Nexen 有 7.23% 的工作權益，現在每天產量 35 萬桶，所以 CNOOC 可每天可分油 2 萬 5 千桶。

d) Hangingstone 計畫(SAGD): Japan Canada Oil Sands (JACOS) 是經營人，Nexen 有 25% 權益，位於 Fort McMurray 西南 50 公里，預計在 2016 開始生產，初期產量約 2 萬桶瀝青。

e) 其它油砂礦區: Nexen 還有 Leismer, Cottonwood 及非經營人的礦區 Meadow Creek、Corner、Chard。

B) OPTI Canada (改質廠): 於 2011 年 11 月 CNOOC 以 21 億美金購買 100% OPTI 股份，Long Lake 改質製程包括 OrCrude™、加氫裂解、氣化工廠，每天合成原油產能是 5 萬 8 千 5 百桶。OrCrude 新製程技術主要基於舊有的蒸餾、萃取、熱裂技術，作為瀝青油部份升級的新製程技術，OrCrude 可將瀝青油轉化為 API 20 沒有金屬及 asphaltene

的合成油，製程技術與焦炭製程相接近(圖 3.2.1)，瀝青經 OrCrude 製程之後可有兩個主要產品:粗合成油及 asphaltene，粗合成油再經加氫製成輕油，asphaltene 則經 SGP(Shell Gasification Process)製程產出氫氣、電、燃氣，氫氣供加氫製程使用，燃氣供 SAGD 使用，電則可輸出。包括氣化反應區、酸合成氣處理區、合成氣冷卻區、碳處理區。

資料來源

<http://www.newtechmagazine.com/index.php/daily-news/archived-news/2150-long-lake-project-to-use-shell-gasification-technology>

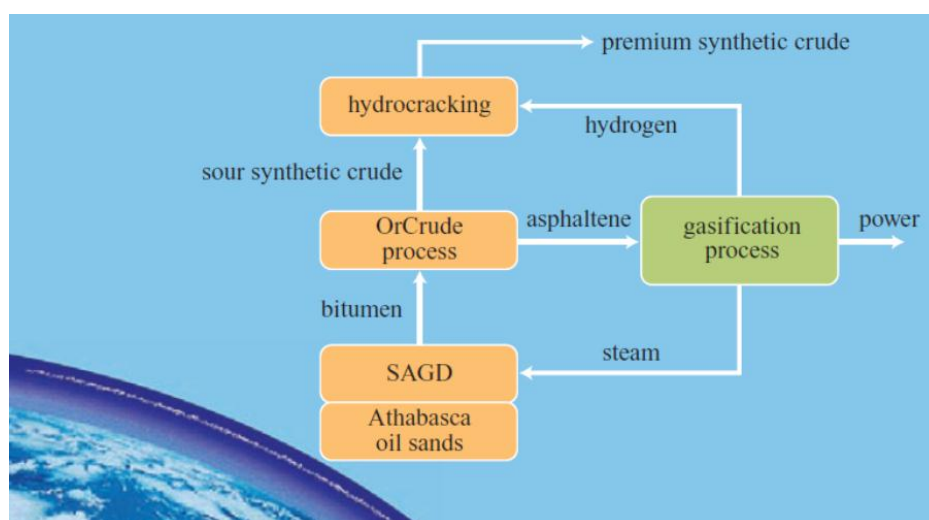


圖 3.2.1 OrCrude 製程

資料來源

http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Sienze_applicate/enciclopedia/inglese/inglese_vol_3/137-160_ing.pdf

C)MEG Energy (SAGD): 2005 年 11 月以 1.5 億美金購買 16.69% MEG 股份，油砂 Christina Lake 計劃位在亞伯達省東北部，面積 200 平方公里，2008 年開始生產，2012 年產 28750 桶/天。

2) 中石化 Sinopec :

2012 年營業額 27860 億元人民幣，2012 年稅後盈餘 635 億元人民幣，員工人數 334377 人

A) Syncrude Canada (露天開採): 2011 年 4 月以 46.5 億美金購買 9.03% 股份，Syncrude 產量每天 35 萬桶。

B) Northern Lights (露天開採): 2005 年 6 月從 Synenco 買 40% 股份，在 2009 年 6 月從 Total 買 10%，尚未申請生產計畫，目前是停頓中。2013 年 5 月 15 日找中油是否有合資意願。

C) Enbridge 通往加拿大西岸油管計畫 (55 億美金): 2011 年 1 月投資 1 億美金

D) S 公司: 購買 8.5% 持股，預定: 2013 年底生產 5000 桶/天，最終 200,000 桶/天以上

3) PetroChina 是 CNPC 子公司:

於 2011 年 11 月以 19 億美金向 Athabasca Oil Sands Corp. 購買 60% MacKay River 和 60% Dover，2012 年 1 月以 6.8 億美金購買 40% MacKay River，預計在 2014 年開始每天生產 3 萬 5 千。資料來源: Energy Research China Institute Updated Oct 11 2012

2. 有關日本在加拿大油砂的投資項目

Jacos (Japan Canada Oil Sands Ltd.) 公司在 1978 年進入油砂領域，那時候所讓入的的礦區位在亞伯達省北部，該礦區原由 Petro-Canada (現 Suncor Energy)、Canadian Occidental (原 Nexen Inc. 現 CNOOC) 和 Esso (Imperial Oil) 所擁有，這三個合夥公司與 Jacos 公司合稱為 PCEJ 共同經營商業計畫，Jacos 公司在亞伯達省北部的五個地區的租地共有 46,000 公頃，預期的可採收量達 17 億桶。Jacos 擁有 100% Hangingstone 試驗計畫於 1999 年開始生產，屬典型河道砂，儲集岩品質佳，是最早的 SAGD 計畫，之後一直沒有擴大生產，蒸氣對油比為 4.5，共有 47 個對井，於 2012 日產 6000 桶，低於 11,000 桶/天的預定產能，其部分原因是水平井的老化自然會使產率下降；在未來 10-15 年中仍須再鑽 19 口水平對井，以維持產能。中海油 CNOOC 在 2012 年購併 Nexen 公司，取得 25% Hangingstone 擴建計畫工作權

益，另有 75% Hangingstone 擴建計畫工作權益屬於 Jacobs，2010 年 4 月提出每日 2 萬桶商業開發計畫申請，2012 年 11 月獲准，預計在 2016 年開始注氣生產，如圖 3.2.2 Hangingstone 亞伯達省政府公告資料(2013 年 1 月)。

| JAPAN CANADA OIL SANDS LIMITED | | | | |
|---|--------|------|-------------|------|
| Hangingstone | | | | |
| Japan Canada Oil Sands owner JAPEX has sanctioned the Hangingstone expansion project. Project partner Nexen is expected to sanction its share of the development early in 2013. | | | | |
| Expansion | 35,000 | 2016 | Application | SAGD |
| Hangingstone Pilot | | | | |
| Pilot | 11,000 | 1999 | Operating | SAGD |

圖 3.2.2 Hangingstone 亞伯達省政府公告資料

3. 有關韓國在加拿大油砂的投資項目

韓國 Korea National Oil Corp:於 2006 買入 BlackGold 礦區，鑽 70 個岩心孔、16 個供水井和 12 監測井預備生產，生產計劃為日產 1 萬桶瀝青，但至今無生產。

<http://www.calgaryherald.com/business/Korean+companies+make+toilsands+move/3301181/story.html#ixzz0uJdoXzgr>

三. 以前評估過的 MEG、Laricina、Connacher、Southern Pacific 案檢討—油砂資料庫的建立

1. 油砂資料庫的建立

中油於多年前就開始評估可能投資的油砂公司，MEG、Laricina、Connacher、Southern Pacific 是比較有代表性及可能投資的油砂公司，探討其現在情況，以了解如果當初投資這些公司，目前的情況會如何。

另為全面了解所有油砂計畫，職利用於卡加利期間有很多資料來源，包括 Oilsand Review、Oil Sand Today、Oilweek、Heavy Oil & Oilsands Guidebook、ERCB、Calgary Sun、Calgary Herald、Global and Mail 等很多的油砂期刊報紙，及參加會議、上課、拜訪油砂上下游公司的機會，整理出所有油砂公司的資料，作為油砂資料庫，以便公司篩選欲投資時，可同時比較相同類型各公司的優劣及生產操作情況，職所建立的油砂資料庫中包括：

- 1) 商業生產現地熱採收法計畫
- 2) 建造中現地熱採收法計畫
- 3) 現地熱採收法礦區性質比較
- 4) 現地熱採收法操作費用及投資成本
- 5) 商業生產礦業法生產計畫
- 6) 改質廠
- 7) 歷年國外投資交易
- 8) 各計畫建廠成本比較

2. 以下就分別討論 MEG、Laricina、Connacher、Southern Pacific 公司的現況：

1) MEG 公司：95 年 2 月中油派員(包括職)與 MEG 公司接洽。其生產地層是於 McMurray，含瀝青的地層厚度可達 50 公尺，且其生產層深約 425 公尺所以可以用高壓 SAGD 方式生產，可採之油砂層厚度普遍高達 20 公尺以上，孔隙率達 30%以上，滲透率約 2-5 達西，油飽和率大於 80%，該礦區內可採油砂的河道砂體呈南北走向，寬 600-800

公尺，長達數公里，從地層條件的角度看 MEG 是模範生，如圖 3.3.1。S 公司稱 MEG 也有頂部氣層的問題。

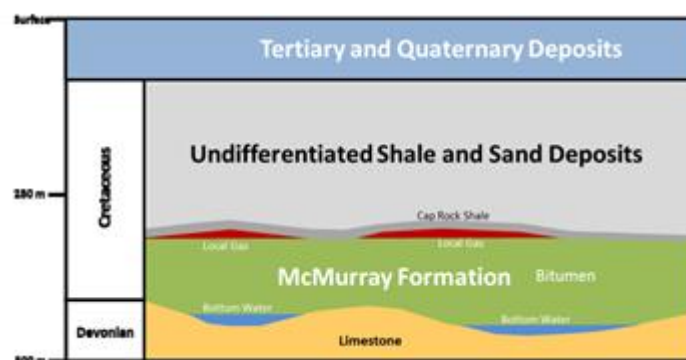


圖 3.3.1 MEG 的地層條件

MEG 公司的 Christina Lake 礦區的 2P Reserves 約為 8.49 億桶，最佳估算條件資源量 (Best Estimate Contingent Resources) 約為 9.78 億桶，2P Reserves 與 Best Estimate Contingent Resources 合計約為 18.27 億桶。圖 3.3.2 是 MEG 的 Christina Lake 礦區位置圖。除 Christina Lake 礦區之外 MEG 還有 Surmont 礦區，Surmont 礦區的 2P Reserves 約為 5.11 億桶，最佳估算條件資源量 (Best Estimate Contingent Resources) 約為 3.27 億桶，2P Reserves 與 Best Estimate Contingent Resources 合計約為 8.38 億桶。資料來源: ANNUAL INFORMATION FORM FOR THE YEAR ENDED DECEMBER 31, 2012 (published FEBRUARY 27, 2013)

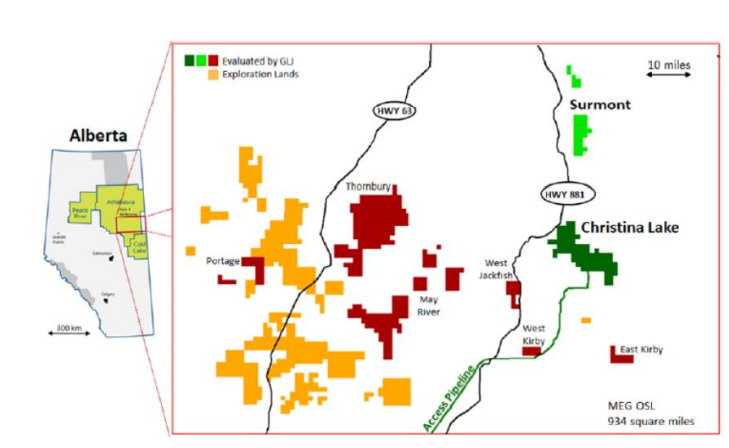


圖 3.3.2 MEG 的 Christina Lake 礦區位置圖

該公司生產工作從 2005 年啟動延續至 2006 年，鑽井工作及先導

測試從 2006 年開始，在 2008 年開始生產，2012 年每天產 2 萬 8 千桶瀝青，蒸氣對油比為 2.4，建廠成本稍有偏高是每天每桶 4 萬加幣，與 Suncor 各有 50%的管線所有權，可將由瀝青混合油輸送到艾蒙頓。地表分離設備採用的是兩個並聯的 once-through steam generators(OTSG)加上汽電共生設備，因計畫有廢水排放井，所以 OTSG 的操作成本還可以於控制之內。圖 3.3.3 是 MEG 汽電共生設備。

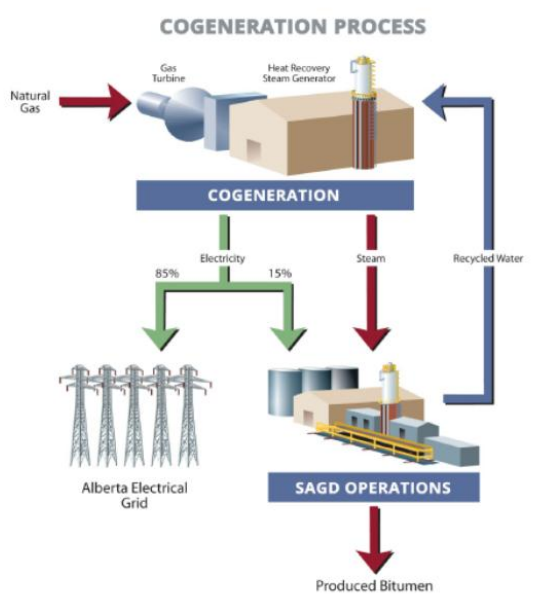


圖 3.3.3 MEG 汽電共生設備

2)Laricina 公司:中油於 98 年 3 月第一次接洽拜訪此公司，同年 6 月份與油砂合資顧問公司 Genuity 共同拜訪 Laricina 公司，Genuity 推薦 Laricina 油砂公司 Germain 礦區，Laricina 公司尚未公開上市，所以沒有相關股價可做參考。

3)Connacher 公司:2013 年 5 月 18 的 Calgary Herald: Connacher CEO steps into storm Connacher, Shareholders seethe over performance

中油於 98 年 6 月第一次接洽拜訪此公司，油砂合資顧問公司

Genuity 推薦此油砂公司 Great Divide 礦區第二期擴充計畫，為第一優先合資對象，規劃預算 8.8 億加幣。同年 9 月份中油再訪 Connacher 公司，該公司積極尋求 Joint Venture 伙伴，要求 CPC 參加 40% 工作權益。Great Divide 第二期擴充計畫於 2010 年 5 月提出申請，預期 2012 年初可獲核准，該計畫將增產 24,000 桶/天，分兩期(每期 12,000 桶/天)在 Algar SAGD 設施處建造，第一階段預計於 2012 年開始建造，第二階段預計於 2014 年開始建造。該公司在 2012 年元月 4 日的消息宣佈，由於 2011 年第四季的營收大幅增加，該公司擬暫停找合資人，將等 2012 年 2 月中 GLJ 顧問公司最新的蘊藏量評估報告完成後，才進行合資的磋商。

可是根據 2012 年的 Connacher 公司年報(2013 年 3 月發布)Great Divide 礦區第一期 2012 年產量低於每天 1 萬桶的設計值，只有每天 7473 桶。Algar 礦區 2012 年產量也低於每天 1 萬桶的設計值，只有每天 6185 桶，且兩個計畫的蒸氣對油比都高達 4.79 和 4.60。

圖 3.3.4 是 Connacher 公司的股價，Connacher 公司的股價於 5/23 為 0.085 加幣。資料來源 [http://www. The globe and mail.com/globe-investor/markets/stocks/chart/?q=CLL-T](http://www.TheGlobeandMail.com/globe-investor/markets/stocks/chart/?q=CLL-T)



圖 3.3.4 Connacher 公司的股價

4) Southern Pacific 公司:(油砂 SAGD 開採地質風險很高)

中油於 2011 年第一次接洽拜訪 Southern Pacific(STP)公司，該公司在 McKay 油砂礦區的探勘中，已證實了該礦區有足夠的瀝青資源可以支持計畫中的第二期擴廠計畫，這個第二期的擴廠計畫預期會再

對於現今正在建設中的 STP-McKay 再增加 24,000 bpd 的瀝青產能。2011 年 STP 認為 McKay 的油砂層之主要特徵是，它們在垂直上或側向上大致上是有連續的，且沒有貧瘠帶(lean zone)及頁岩阻隔(shale barriers)。但生產的結果顯示是 Ramp up 太慢，資料來源:TD Securities March 21 股價分析，表示 SAGD 蒸氣室的形成有很大的問題，所以股價跌到三年來新低油由每股 1.9 加幣跌到每股 0.56 加幣。

3. 其他過去投資的案例一

其他過去對新興油砂公司投資的案例，如圖 3.3.5 新興油砂公司股票表現比較。

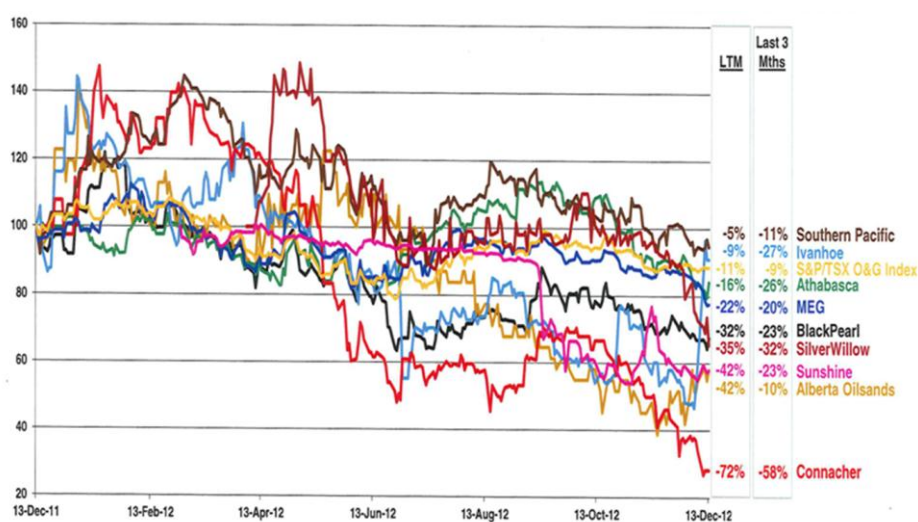


圖 3.3.5 新興油砂公司股票表現比較

四. S 公司的風險評估及經濟評估

2012 年 3 月 Sunshine 油砂公司與 CPC 開始接洽，同年八月 CPC 派四名專家到加拿大卡加利市(Calgary) Sunshine 油砂公司進行資料查閱，同年 11 月 CPC 內部已取得探採事業部執行長的同意，以積極進行此合資案，故職取得 Sunshine 公司邀請函，預前往該公司進行可能合資礦區資料查閱。

五. 其他可能投資機會

其他可能投資機會包括有:

1. Grizzly--- Algar Lake, May River, Thickwood
2. BlackPeral---Blackrod, Onion Lake, Mooney
3. Cavalier---Hoole
4. CNOOC---Hangingstone
- 5.Total,Sinopec---Northern Light
- 6.Laricina---Germain
- 7.Bakken 頁岩油的機會

詳細情況如下:

1.Grizzly 公司:建立於 2006 年,75% 由 Wexford Investment Funds 擁有另有 25% Gulfport Energy Corp.,Wexford 是 Grizzly 的主要資金來源,Wexford 目前缺資金所以積極尋找買主,預計 2013 第三季可生產,Grizzly 公司目前有 70 員工,規模與 S 公司相近,有 800,000 英畝礦區在阿薩巴斯卡,65%的地取於 2006 和 2008 年之間,第一期發展主要於 Algar Lake、Thickwood Hills、May river 三個計畫,經理人有 Devon Jackfish 的經驗,要於 2013 年底完成工作權益的轉讓,Algar Lake 經 GLJ 評估 Proved+Probable(2P) Reserves 有 1.14 億桶,Contingent 2C 有 1.49 億桶,商業開發計畫第一階段 5000-6000 桶/日,預計在 2013 年開始注氣生產,ERCB 已核准 11,300 bbl/d 的產量,預計最高產量可達 21,000 bpd。

就油層厚度、SOR3.0、生產類比 Jacos 的 Hangingstone、Grizzly 比 S 公司和 Laricina 好,開發計畫井距為 50-60 米,所以不用 infill well,Grizzly 也有鐵路運輸策略,但 Grizzly 的規模也比 S 公司小一點,Grizzly、Laricina、S 公司是今年會注蒸氣的三家小型公司,都是每天五千桶的產量,Contingent 2C 以 Laricina 最多,S 公司次之 Grizzly 很少。資料來源 <http://www.Grizzly oilsands.com/>

此公司的地表設施用的是 Advanced Relocatable Modular Standardized (ARMS),ARMS 的技術是模組的概念,模組可於 60-90 天內組裝完成,ARMS 的設計是瀝青處理量是每天 8 千桶,蒸氣產生量是每天 2 萬桶,蒸氣對油比小於 4,所以蒸氣產生量會是地表設施瓶頸。

2. Blackperal: 每天兩萬桶的計畫

資料來源:TD Securities 的 Robert Mason, Managing Director, Investment Banking Head of Oil Sands、GILLES Hickey、Wael B. Halaoui (home oil tower)

3. Cavalier: Hoole, 要求股權的轉讓。

4. 中海油 CNOOC: 在 2012 年 12 月購併 Nexen 公司, 取得 Hangingstone 礦區 25% 工作權益, 該礦區由 Jacos (Japan Canada Oil Sands Ltd.) 擔任經營人, 擁有 75% 工作權益, 主要生產層是 MacMurray 層, 儲集岩是河道或潮澗河道砂, 已完成 94 平方公里 3D 震測, 已鑽 249 口井, 2010 年 4 月提出每天三萬五千桶商業開發計畫申請, 2012 年 11 月獲准, 預計在 2016 年開始注氣生產, 可採收量約 2.20 億桶, 因中海油購併 Nexen 公司還沒有正式交割, 目前還不能提供相關技術資料, 待交割完成公司正常運作後中海油會告知本公司情況。資料來源 <http://www.jacos.com/CurrentOperations.htm>

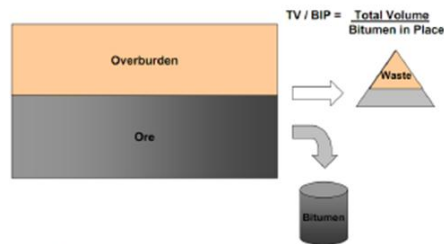
5. NLP: NLP 計畫是 Total E&P Canada 與 SinoCanada 共有, 屬油砂地表開採及改質廠規劃及操作, 礦區主要於 Athabasca 河東邊 120 公里處, 以採礦及萃取技術為主, 蘊藏量 Low. Best. High estimate 分別為 0.98、1.67、2.07 billion- bbls。

NLP 的生產流程包括三部份: 表層開採(Mining)、萃取(Extraction)、改質(Upgrading)。

1) 表層開採: 油砂內含有瀝青、水、砂、粘土等物質, 油砂約含有 12% 的瀝青, 若瀝青含量少於 8% 便不值得去萃取及開發, 採礦法必須把含有砂和瀝青的混合物之上的雜質(草、土壤、岩石)去除, 再用卡車與鏟子採礦方法移出油砂土壤, 現有的鏟子每鏟可有 100 噸, 每輛卡車可裝 400 噸, 此部分的主要操作變數是, 卡車來回一趟所需時間, 鏟子重機械的演變及維修改善, 卡車的安全。圖 3.5.1. 表層開採。

Typical Oil Sand Cutoffs

- Current oil sand cutoff ~7% bitumen by weight
- The ratio of total volume to bitumen in place is also used – TV:BIP



- (TV:BIP) cutoff of 12 has been set to determine pit crest limits
- Processing plant recovery must meet a certain acceptable level (at least 90% for bitumen of 11% or more) to avoid sterilization

圖 3.5.1. 表層開採

2) 萃取過程：萃取過程包括三部份：瀝青回收(bitumen recovery)、泡沫處理(froth treatment)和廢水池(tailing pond)。

瀝青回收(bitumen recovery):大塊油砂壓破後移除粗糙的物質，在巨大的翻轉器中將溫水和油砂混合成泥漿，此時油砂泥漿的輸送稱 hydrotransport，Hydrotransport 的輸送成本低、效率高，它取代舊有輸送機系統和萃取設備之間的輸送問題，混和的泥漿送到一主分離器(Primary Separation Vessel, PSV)，圖 3.5.2 主要分離器(PSV)的設備，於 PSV 額外加入溫水，加溫水與加空氣攪拌是複雜物理和化學變化的重要起步，因水將砂子和瀝青束縛鍵打破，經 20 分鐘的沉澱和分離，油砂泥漿之後分成由上而下三層：不純的瀝青泡沫在上面漂浮，瀝青、砂子、黏土和水的組合在中間，砂子下沉到底部。

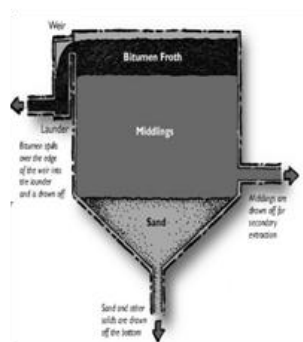


圖 3.5.2 主要分離器(PSV) 的設備

瀝青泡沫處理(Froth treatment): 首先利用蒸氣將瀝青泡沫中的空氣趕出，圖 3.5.3 是泡沫處理的流程，使夾於瀝青泡沫的砂和水可與瀝

部份是溶劑萃取油(deasphalted oil)，溶劑萃取油進到加氫裂解製程裂解成合成原油，溶劑萃取後所剩的多環芳香烴，進入重油氣化製程或滯留石油焦(Delayed Coker)製程，NLP 的氣化製程是利用改質製程所剩下的多環芳香烴和碳渣當成進料，而產出氫氣、電、燃氣，蒸氣，其中氫氣供改質的加氫製程使用，蒸氣供礦區使用，電則可輸出，充份發揮改質製程與採礦能源的整合，以求最大的經濟效益，是改質製程與採礦能源整合相當完美的規劃。但 Long Lake 的氣化製程是一失敗例子。資料來源：

<http://www.stocktrades.ca/intermediate-investor/canadas-oil-industry/>

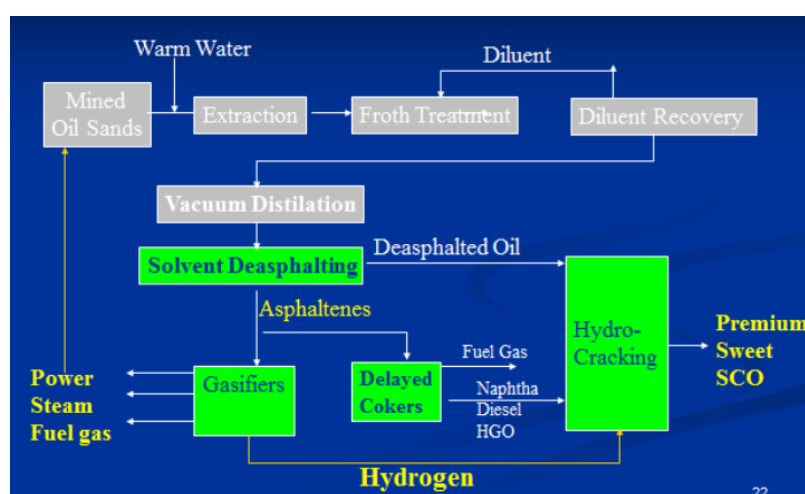


圖 3.5.5 NLP 整合採採和改質製程 (SDA, Gasification & Coking)

6.Laricina

7.Bakken 頁岩油的機會

加拿大投資頁岩氣的機會包括有 BC 省的 Horn River 及 Montney，Montney 因頁岩氣中含頁岩油所以經濟效益會比 Horn River 好，投資加拿大 Horn River 或 Montney 主要考量是管線運輸的問題，馬來西亞國家石油(Petronas)，準備投資 200 億美金在加拿大 BC 省興建液化天然氣設備，包括 2019 年底前興建兩座年產能各 600 萬噸的 LNG 廠。由於興建液化天然氣設備和管線投資成本高變數多，有些投資者想直接伴石化廠於亞伯達省，再將石化產品運到市場。

頁岩氣在北美的發展：自從 2000 年以來至今，美國頁岩氣的生產量已飆升 12 倍，達到 4.9 兆立方英尺，佔美國天然氣產量的四分之一，將來美國很可能變成了天然氣的出口國，美國開採頁岩氣成本低於 3US/MMBTU，Exxon Mobil 利用廉價的乙烷原料，建一套年產 150 萬的乙烯裂解廠，及 2 座年產 65 萬噸聚乙烯作配套，2016 量產塑化產品。北美地區大量開採頁岩氣首當其衝的就是烯烴裂解廠，北美地區以頁岩氣乙烷為進料生產乙烯的成本約 US\$600-700/噸，亞洲地區以石腦油為進料生產乙烯的成本則約 US\$1,200/噸，在頁岩氣大量被利用以後，中油以石腦油為進料之烯烴裂解廠的獲利可能會被壓縮。乙烷進料後 C4 以上與芳香族(BTX)原料產生大空檔對中油煉油廠是一機會。

Bakken 頁岩油由 2009 年 1 月日產 10 萬桶，快速增加到 2013 年 4 月的 72 萬桶，是卡加利目前的最熱門投資項目，美國 EIA 於 2013 年 6 月發表一頁岩油蘊藏量的文章，<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11611>，根據美國能源部最新數據，美國頁岩油蘊藏量估已從 480 億桶增至 580 億桶自從美國水平鑽井與水力壓裂技術提升之後，美國國內油氣產量增幅便不斷優於預期，目前全球僅美國與加拿大利用油頁岩進行油氣的商業大量生產，加拿大頁岩油蘊藏量估計也有 90 億桶，ConocoPhillips 目前於 Bakken 有很大的投資。圖 3.5.6 是 Bakken formation，資料來源：<http://www.worldoil.com/May-2012-Bakken-Three-Forks-Infrastructure-takeaway-woes-only-threats-to-high-activity.html>

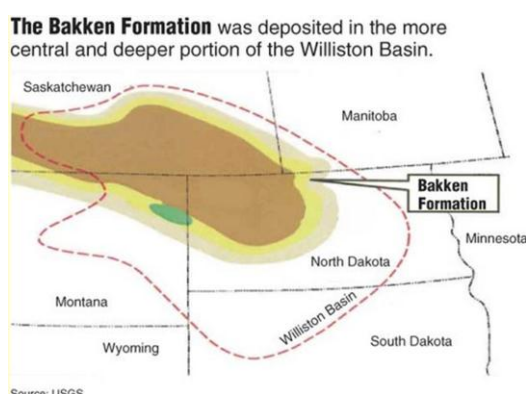


圖 3.5.6 Bakken shale oil map

六. 水平井(SAGD)操作/油水分離地表設施

1. 地層生產設備及操作變數

地表下生產設備主要是水平對井，其鑽井過程為：先鑽生產井需 10 天，之後再用 7 天鑽蒸氣注入井，另用 4 天完成後續完井工作，所以完成一生產對井只需 21 天的時間。井的定位是用 Magnetic 的方法控制井位，井位水平誤差比較大可達幾米，是一橢圓範圍，生產井和注入井的距離控制則較容易，生產井先鑽好之後，注入井就用 Magnetic 定距離，所以 5 米的距離是可以較準確的，通常生產井 45 度角的部分為 400 米，水平的部分為 800 米，井距可由 70 至 100 米，水平井和生產井上各有 8 個熱電偶。

主要的水平對井操作變數是蒸氣注入量和壓力，鑽井完成後開始注蒸氣，預熱(Warm up)階段蒸氣注入量影響蒸氣室(steam chamber)很大，蒸氣室對蒸氣量是很敏感的，太多的蒸氣注入會讓注入井有很多的蒸氣回來，熱利用效率低，注入井蒸氣注入品質需蒸氣比大於 95%，注入井蒸氣回流品質需蒸氣比小於 40%，所以預熱階段注入量通常比正常操作時候小一點，預熱階段所需時間的長短主要是看頁岩夾層的連續性。

預熱後就是循環階段(Circulation)，業界如何判斷注入井與生產井之間的蒸氣室已相通的準則如下：通常先注蒸氣此時井的溫度為 200°C，之後一段時間後停注蒸氣，如果很快的井間的溫度降為 100°C 以下，則蒸氣室未相通，就再注蒸氣此時井的溫度為 200°C 維持一段時間，之後再停注蒸氣，如果井間的溫度可維持為 100°C (100°C 是因為此時的瀝青黏度 300cp 可流動)，則表示蒸氣室相通可開始產油，預估需 3 個月。

循環階段之後如果是低壓操作無法用氣體舉升法，則需於井底安裝 ESP(Electrical Submersible Pump) 幫浦，目前油砂界已有 300 多個 SAGD 對井用 ESP 幫浦，此生產階段的操作主要依據是保持超冷控制(subcool control)溫度大於 30°C，所謂超冷控制(subcool control) 溫度就是飽和蒸氣溫度與生產井液相的溫度的差，圖 3.6.1 是飽和蒸氣溫度與壓力關係圖，主要目的是維持生產井的周圍是在液相的情況，裝 ESP 幫浦階段，超冷控制溫度保持較大，超冷的溫度愈大則液相

液面愈高，最好的超冷控制就是蒸氣室所收集到的瀝青等於所取出的瀝青量，液位高度是在生產井與注入井的中間。

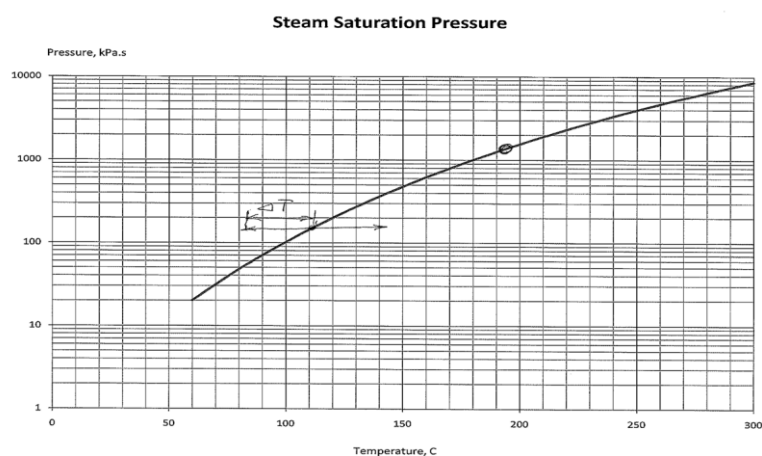


圖 3.6.1 飽和蒸氣溫度與壓力關係圖

裝 ESP 幫浦後就是 SAGD 的早期階段和生產期，主要操作變數為蒸氣注入量和壓力，此階段的超冷控制溫度需控制於 10-20°C 之間，超冷控制溫度愈小則蒸氣多，ESP 幫浦會取到蒸氣。例如注入井蒸氣注入壓力為 1100kpa，則對照飽和蒸氣壓力表 1100kpa 時，飽和蒸氣溫度為 194°C，那生產井溫度要介於 174-184°C 之間。

2. 出砂控制、ESP 操作問題探討

出砂控制:生產井出砂控制會大幅影響瀝青產量及 ESP 幫浦壽命及地表設備的腐蝕問題，所以於油砂業界如何選擇適合的生產井套管是很重要的，選擇的標準是差壓愈小愈好。於加拿大卡加利的東北有一 Weatherford 實驗室，專門測試不同油砂粒徑的濾網差壓，影響差壓的變數有:濾網的型態、地層中黏土的含量、流速、流體相態及酸鹼度，其中地層中黏土的含量是主要造成差壓高的因素，測試設備和濾網的型態顯示於圖 3.6.2，包括三種常用的濾網型態:直接切的溝槽、拱頂溝槽、捲頂溝槽。於實務的操作中最困難的部分是如何取得有代表性的砂層，去進行差壓實驗和粒徑分析，很多知名的油砂公司像 Cenovus 和 Suncor 都做很多這方面的嘗試。

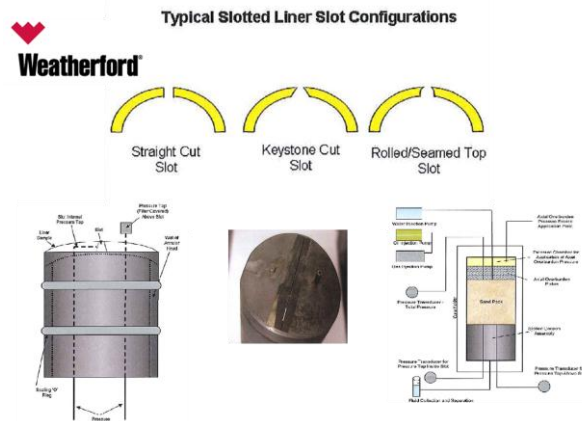


圖 3.6.2 測試設備和濾網的型態

ESP 幫浦操作問題: 油砂生產於礦區低壓的情況下需使用 ESP，如果井深低於 250 米則需用 ESP 以取代人工升舉幫浦系統(Artificial Lift Applications)，長久以來 ESP 操作的壽命和可靠度就一直是討論重點，根據 Schlumberger 對 SAGD 生產所使用的 ESP 壽命的統計，平均為 30-36 個月，Schlumberger 新型的 HotlineSA3 比舊有的 Hotline550 壽命又提高 30%，Statoil 的 Leismer 礦區，原使用設計於 218C 的 ESP 幫浦，但為了讓 SAGD 的蒸汽室可以操作於更高的壓力和溫度，所以改用設計於 250C 的 ESP 幫浦，ESP 幫浦會配合井內溫度及壓力的偵測和數據讀取，適當的 ESP 幫浦對 SAGD 計畫達的高產量所需時間有很大的影響，Leismer 礦區所使用 EPS 幫浦於 250C 情況壽命可達 1300 天。

油水分離地表設施

1).地表生產設備

每個油砂計畫取得 ERCB(Energy Resources Conservation Board) 開發生產計畫核准後，最重要的是建好地表中央處理工場，以進行生產工作，是否於預算內及如期建好地表中央處理工場是獲利的關鍵，中央處理工場的建置主要風險涵蓋：缺乏有經驗的技術施工人員、油水分離槽、水冷熱交換器、除油槽、注氣浮槽、除油濾網、蒸發槽(Evaporator)、蒸氣鍋爐這些主要設備的購買，通常主要設備有 3-4 個可能供應商，這些供應商的設備交貨日期是計畫進行進度主要風險，另有環保法規的變動、水的來源、路權的取得、計畫目標的改變都會影響計劃的成敗。

以一萬桶為例，所需資本支出費用如下表 3.6.1，可看出 CPF 所占資本支出費用比井區費用高出很多，平均的每桶每天的資本支出費用為 4 萬加幣。

表 3.6.1 地層及地表生產設備的費用

| 資本支出 | Capacity | 直接費用 Cd | 工程, 建造(EPC)Cd | 總計(Cd) |
|----------------|----------|---------------|---------------|---------------|
| 中央處理設備(CPF) | 10000BPD | \$164,804,000 | \$20,600,000 | \$185,404,000 |
| 井區(Well Pad)-1 | 5000BPD | \$10,829,000 | \$1,350,000 | \$12,179,000 |
| 井區(Well Pad)-2 | 5000BPD | \$10,274,000 | \$1,280,000 | \$11,554,000 |

愈來愈多的公司採用模組的方式進行地表的中央處理工場的建置，像 Grizzly 油砂公司就是一例，它們採用 ARMS (Advanced Relocatable Modular Standardized) 可於 60-90 天內組裝完成每天 8000 bbl 瀝青處理量的中央處理工場(Central Plant facilities, CPF)，蒸氣產生量為每天 20,000 bbl，蒸氣與油比 SOR (steam to oil) 小於 3.0，所以蒸氣產生量會是生產瓶頸，採用模組的方式進行好處是，可以節省施工材料成本及當地昂貴的人工費用。

以下是 SAGD 中央處理工場地表設備及其操作問題：

由 SAGD 的水平對井所生產的瀝青及水和砂，要經中央處理工場分離水和砂及加入稀釋劑降低黏度後才能賣出，這裡的稀釋劑採用天然氣生產過程所產生的副產品凝結油(condensate)，CPF 規劃的設備

如圖 3.6.3，包括以下部分：乳化層處理、水中除油設計、水處理、稀釋劑-瀝青回流設備、蒸氣產生器、氣電共生、氣體回收等部分。

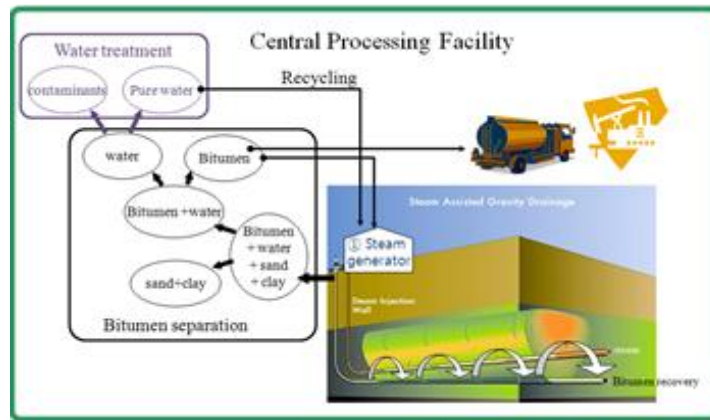


圖 3.6.3 中央處理工場規劃的設備

CPF 的乳化層處理主要是利用加入凝結油，使所產出的瀝青及水和砂混合解乳化，主要目的為使水與瀝青油能達到所需的密度差異，藉由密度差使瀝青及水和砂可分離出來，地表油水分離設備採用的是類似煉油廠中的脫鹽槽及加入稀釋劑，流程中使用解乳劑，主要是聚合物和界面活性劑(surfactants)，瀝青及水和砂進入油水分離槽(Free water Knockout,FWKO)槽，油水分離槽是 CPF 流程中一個重要設備，其中乳化層無法分離好的水和油部分通常先分流到 slop 槽再回流到 FWKO 再處理一次，所以解乳化層是這部分操作的重點。油砂公司處理的最後產品規範要求為：瀝青/稀釋劑中沉澱物及水分含量(BS&W)低於為 0.5%。生產平台產出稀釋瀝青後，圖 3.6.4 是油水分離地表設備流程圖，產品就藉由卡車或鐵路送到油管，接著就送到可能的市場，油管的輸送量目前是影響加拿大稀釋瀝青油的重要因素。水的處理過程通常包括有油水分離槽(FWKO)、水冷熱交換器、除油槽(skim)、注氣浮槽(Induced gas flotation, IGF)和除油濾網(Oil removal filter, ORF)，油水分離槽(FWKO)的回收水中含油量低於 2000mg/l，經除油槽(skim)後油含量降到 200mg/l，經注氣浮槽(IGF) 後油含量降到 20mg/l，再經除油濾網(ORF) 後油含量降到 5mg/l，經這些處理之後再加入鹼液，及去除 CO₂ 和 O₂ 後就可進入蒸發槽(Evaporator)，純化的回收水加上補充水就進入蒸氣鍋爐(drumboiler)中。

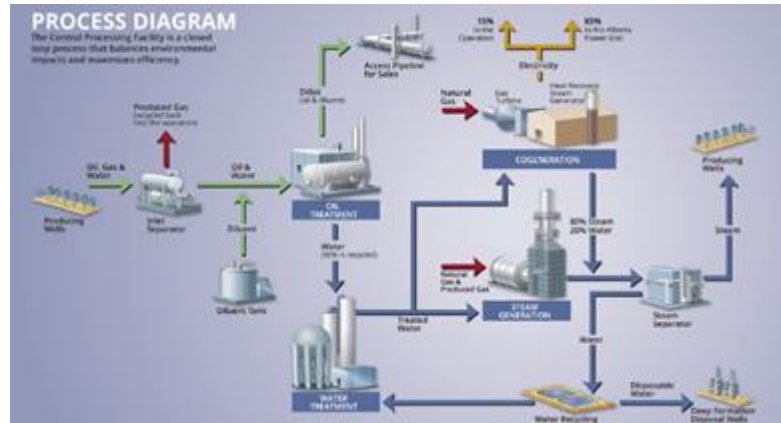


圖 3.6.4 油水分離地表設備流程圖

水的處理過程中的注氣浮槽(IGF)是將小顆粒的氣體打入混合的油水中，氣體可以是空氣、天然氣、氮氣或二氧化碳，常用的是天然氣，以加速油滴與水的分離，小氣體泡泡會和油滴結合使油滴的比重下降，使油滴加速浮到表面，再利用溢流的方式使油水分離，Aker Solutions 是一注氣浮槽的設計廠家，通常進料含油量可由 50-500 mg/l，利用水平的分離槽設計有六個小區塊，配合一真空器可使產品水中含油量低於 20mg/l。

蒸發槽的操作過程中，未蒸發水中鹽含量會升高，必須於適當取出部分的水，使進到蒸氣鍋爐的回收水的品質必須小於 3 ppm 的溶解性固體總量 (Total Dissolved Solids, TDS)，這個流程可將 97% 水再循環利用，蒸發槽的排放水品質如果不適合注入深井，或者如果供應的水是有限的，那麼更先進的水回收計劃是必需的，一些額外的步驟可降低補充水的量，包括結晶器，乾燥器和乾鹽廢物產生器，零液體排放 (Zero Liquid Discharge, ZLD) 設備將增加資本開支，能源消耗，增加處理固體廢物費用，但在油砂工業在生產區愈來愈多公司考慮採用此技術，例如 Suncor 的 MacKay River 計畫就採用 ZLD 技術。

2). 地表生產設備操作問題探討

地表生產設備操作問題探討大多集中於三大區塊:

- A) 結晶器和石灰軟化製程比較。
- B) 鍋爐效率及鍋爐排放水比例。
- C) 目前及未來有關水排放技術。

整體而言就是要減少用水量:目前含鹽份的地下水是 SAGD 計畫的主要水來源佔約 60%，深井淡水的使用量愈來愈少，以前生產 1 桶瀝青約需消耗 1 桶水，目前 97% 的 SAGD 生產計畫，可回收 75% 的用水，蒸氣產生器技術的改進是關鍵技術，目前可用的技術包括:

A) 一次式蒸氣產生器 Once-through steam generators (OTSG):是目前最常用的技術，於進入蒸氣產生器前，水先經石灰(Lime)及弱酸離子交換處理，以軟化水和去除雜質，以減少蒸氣產生器的結垢問題，此技術於鍋爐中只有 75 -80%的水會被蒸發，剩下的就會被當成廢水處理，使生產 1 桶瀝青所需消耗的水為 0.9 桶。 Surmont 及 Larician 的 Germain 計畫都採用此技術。

B) 機械增壓式蒸發器和鍋爐:是目前新發展的技術，已有 Total Canada、Connacher、Suncor 採用，是結合機械增壓式蒸餾純化系統 (Mechanical Vapor Compression, MVC) 和鍋爐(drum boilers)，MVC 是將回收水於密閉容器內經加熱生成的蒸氣，再透過壓縮機增壓成高壓氣體，這種增壓的過程也可提高溫度，而高壓的蒸氣可作進料水的蒸餾熱源，同時高壓的蒸氣也得以冷凝成純水。是一熱效率較高的技術，機械增壓式蒸發器的設備如圖 3.6.5，同時蒸發器的好處是水於進鍋爐前就以純化好，所以鍋爐效率較好，這技術使生產 1 桶瀝青所需消耗的水為 0.5 桶。

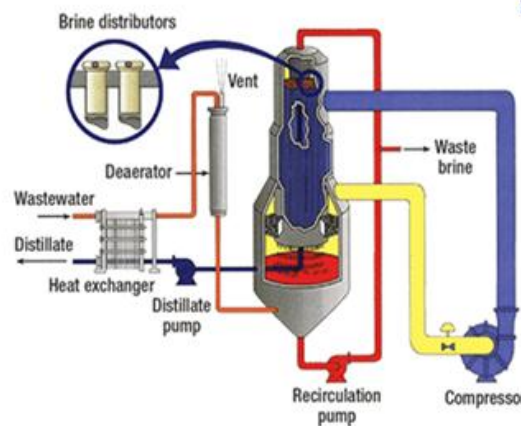


圖 3.6.5 機械增壓式蒸發器的設備

OTSG 和蒸發器的比較，除了蒸發器會耗比 OTSG 多 30% 的電之外，蒸發器的安裝時間可縮短 4 個月及操作成本可降低 10-20%，

所以一般使用蒸發器都會配合氣電共生設備，以減少耗電成本，圖 3.6.6 是 OTSG 和蒸發器的流程比較。而業界設計氣電共生的標準為，氣電共生可產生的蒸氣量是整體蒸氣需求量的 10%，但蒸發器的使用會提高 3-10% 的溫室氣體排放。

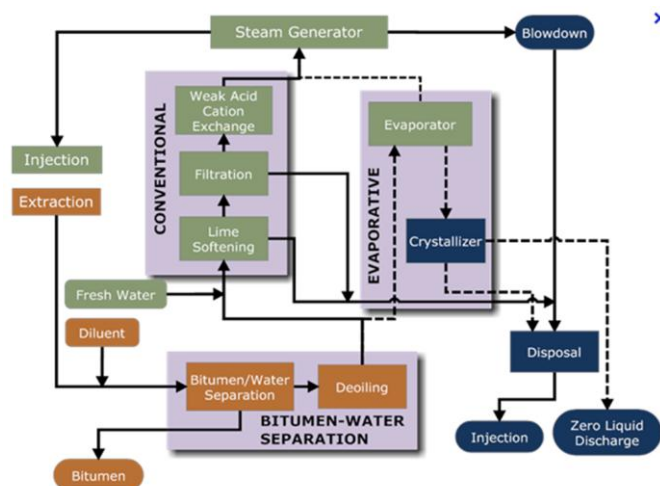


圖 3.6.6 OTSG 和蒸發器的流程比較

C) 零液體排放(Zero Liquid Discharge, ZLD)製程: 使用的公司較少，除非沒有廢水排放井，是利用廢水經結晶器，蒸發多餘的水分，可是操作常有問題且設備費用高很多，但可使生產 1 桶瀝青所需消耗的水降為 0.2 桶。對沒有廢水排放井的油砂公司而言，用卡車將廢水載到排放井的費用有時可高達操作成本的 1/4，就以每天處理 5,000 桶的瀝青量的流程來說,蒸氣對油的生產比例 3, 則處理水平對井所生產的水量達 15,000 bbl/day，以實際業界操作經驗，水的回收率可達 90%，則每天會有 1500 桶的廢水要用卡車運出，通常一卡車可載 200 桶，所以每天要多七個卡車來回費用。

D) 於油砂業界常用的蒸氣鍋爐(drum boiler)有 D、A、O 三種型式，D 型的鍋爐最有設計的彈性，於上端有一蒸氣槽於下端有一淤泥槽，鍋爐爐管側向一邊，可以設計成有最大爐管表面積的鍋爐，廢水就是從淤泥槽取出。A 型的鍋爐上端有一蒸氣槽於下端有兩個淤泥槽，淤泥槽的大小就比 D 型小，O 型的鍋爐於上端有一蒸氣槽於下端有一淤泥槽，是最對稱的鍋爐爐管設計，爐管循環比較容易控制也比較不易堵塞，有很多油砂計畫採用 O 型的鍋爐，這些鍋爐的型式如圖 3.6.7。

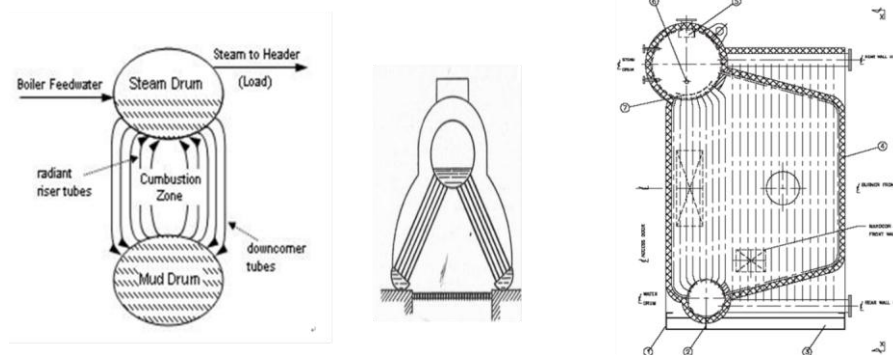


圖 3.6.7 鍋爐的型式

這些蒸氣鍋爐的操作變數包括蒸氣溫度、壓力、流量、進料的流率、燃料的量、及燃燒室的溫空，其中最重要的是鍋爐液位的控制，如果鍋爐液位太高則有液體帶到爐管造成熱應力太大爐管破裂的情形，如鍋爐液位太低則有局部爐管過熱的問題。

七. 改質技術的評估--傳統的改質、部分改質

1. 改質(upgrader)的目的

瀝青的 API 為 8，黏度高於輕油 1000 倍，如瀝青沒有經過改質或添加稀釋劑，無法藉由管線輸送到煉油廠，一般管線所輸送油品的規範 API 要大於 19，黏度 350 cSt @ 30C，為使產品可賣到市場並減少稀釋劑的使用量所以需要改質。

2.現有的改質廠

最大的改質即是傳統的改質廠，目的是將瀝青油改質成原油的替代物(合成原油)，此類型的改質製程是將焦炭和硫含量去除，並產生最多的輕質油，因傳統改質計畫成本太高，所以目前已沒有新建傳統的改質廠的計畫，傳統改質計畫成本非常高，如 Suncor 於 2013 年 3 月 28 日就宣佈停止 116 億加幣的 Voyager 改質案，為停止此案 Suncor 額外還要付五億加幣給同是這計畫的夥伴公司 Total E&P。資料來源:卡加利先鋒報 <http://www.calgaryherald.com/business/energy-resources/Suncor+Energy+Voyageur+oilsands+upgrader/8160850/story.html>。

Syncrude、Suncor 和 Albion(shell)是現有傳統改質製程的兩大主流，因 CPC 有意參與 NLP，所以也探討傳統改質製程的差別，Syncrude 和 Suncor 使用結焦製程和加氫裂解製程，而 shell 採用部份的溶劑萃取製程和加氫裂解製程，如圖 3.7.1 所示。

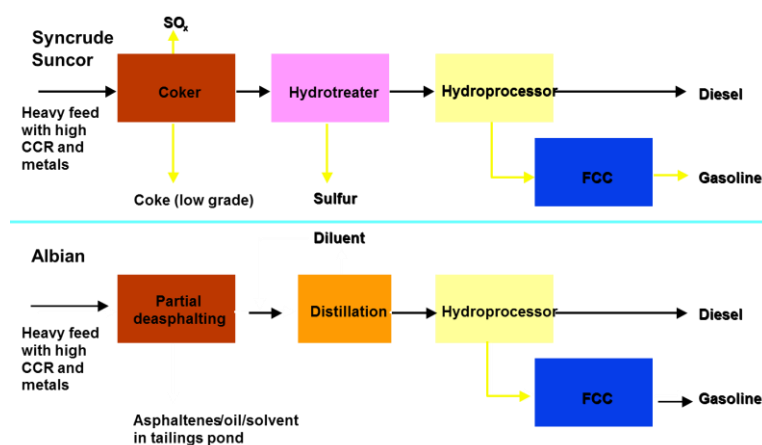


圖 3.7.1 現有油砂公司改質製程組合

1) Syncrude 與 Suncor 改質的流程

Syncrude 改質的流程是瀝青首先經流化床焦碳工場通常瀝青在超過 400 °C 的情況下，進行第一次的裂解，裂解成較輕的成分，而經第一次的裂解，油品中硫的分量仍高，為使硫含量達 0.5wt% 需第二次的裂解，所以 Syncrude 於流化床焦碳工場之後再有 LC-Fining 其目的是利用流動反應床轉化重質油料成輕質油及移除雜質的製程，其功能可脫硫、除金屬、除殘碳量、及加氫，產品為石油腦、煤油、柴油及真空製氣油，介於流化床焦碳工場與 LC-Fining 工場之間的加氫處理，其目的為除硫和氮以保護並減少 LC-Fining 工場的觸媒的用量，LC-Fining 工場的產品主要為製氣油、脫硫率為 85%、轉化率為 65%，新發展的 LC-FiningGSM 也可與 Isotreating、Isocracking 結合，已生產更多的輕質油料。

2) shell 的改質流程

shell 的改質流程主要是瀝青油先經減黏程序，將部份的重質油料減黏成輕質油，轉化的效果遠不如 LC-Fining 的好，但可節省可觀的觸媒費用，減黏後的產品加入稀釋劑，再送至蒸餾塔及加氫裂解製程，加氫裂解製程是加氫改質製程中常見的製程，此製程是將氫氣加入瀝青中裂解成輕油，因為有加氫所以並不形成焦碳，且產品體積比原有進料油體積大，而氫氣的來源主要是由天然氣轉化為氫氣，每生產一桶合成原油消耗 1000 ~1800 ft³ 的氫氣。加氫裂解製程的產品即是柴油和製氣油，製程中由蒸餾塔出來的製氣油則作為 FCC 煤裂工場的進料，再次裂解製氣油成汽油及 LCO。資料來源 <http://www.shell.ca/>

3) 其它的改質製程組合列如下

| | |
|----------------------|---|
| Syncrude Phase3 | Fluid coking/hydrtreating /LC Fining |
| Horizon Phase1(CNRL) | Delayed coking/hydrtreating |
| Edmonton(Suncor) | Hydrtreating/LC Fining |
| Long Lake(Phase1) | Solvent deasphalting/hydrccracking/gasification |
| Voyageur(Suncor) | Delayed coking/hydrtreating |

| | |
|---------------------|---|
| AOSP Expansion | Partial de-asphalting /integrated hydrotreating/LC Fining |
| North West Upgrader | Hydrocracking and gasification |

4). 結焦製程:改質製程最多被應用是結焦(Coking)製程、加氫(hydroprocessing)、熱裂(thermal cracking)、媒裂(Fuild Catalytic Cracking)及溶劑去多環芳香烴-溶劑萃取(Deasphalting)製程，結焦製程最多佔 50%，詳細討論石油焦製程及其優缺點特性:

石油焦工場是將重油轉化成固體焦炭和較輕沸點的油品，在 1990 年 1/4 的美國煉油廠都有石油焦工場，石油焦單元的反應是一很嚴苛的熱裂解，裂解溫度很高達，主要進料為真空殘渣油或瀝青油，主要產品為石油焦製氣油，製氣油可當成媒裂工場的進料。

滯留石油焦工場(Delayed Coking Unit)是最廣泛被應用的石油焦製程，另有由 ExxonMobil 所研發的 FLX 石油焦(Flexicoking)和流動石油焦(Fluid Coking)，各種石油焦製程討論如下

A)滯留石油焦工場:早期的煉油廠，因嚴苛的熱裂解反應導致加熱器產生許多焦炭的沉積，藉由慢慢的改進，加快進料在加熱器的流速使得減少加熱器中不要的結焦，而設計一大反應器，讓進料有足夠的時間於反應器中形成焦炭，所以稱為滯留石油焦工場。滯留石油焦工場的流程為: 進料打入主分餾塔底部附近的分餾板，進料中有較輕的成份就直接由主分餾塔的頂部當成產品，主分餾塔的底端油即可當成石油焦工場進料，進料經加熱爐之後，加熱到 495°C，反應壓力為 25-30 psig，在主結焦槽中，進料裂解成氣體、石油腦和製氣油。這些產品進到分餾塔後，被各自分餾成產品，這是一個反應週期約為 48 小時。之後加熱爐的出口會移到另一個結焦槽，進行下一個週期，而如何有效且於短時間內清除結焦槽中的結焦，則需借重高壓水刀。

B) FLX 石油焦工場: FLX 石油焦工場進料可以是真空殘渣油、媒渣油、或油砂的瀝青，進料預熱到 315-370°C 噴入熱的流體化焦炭反應器，反應器的溫度控制於 510-540°C，產品則經反應器頂端的旋風分離器與焦炭分離，產品再經冷卻，沸點高於 495°C 的部份再回流至反應器，分離後的焦炭於油氣吹除區被蒸汽將多餘的油氣吹出，焦炭再

被送到--流化的加熱爐中，加熱爐中的溫度約為 593°C，加熱爐主要功能是將氣化區的熱送到反應器中。於加熱爐中的焦碳再被送到流化態的氣化區。焦碳於此區與空氣和蒸汽轉化成含 CO、H₂、CO₂、N₂ 的低熱值燃料氣，此股燃料氣由氣化區的頂端通到加熱爐，並流化加熱爐中的焦碳及提供熱源，氣化區可將 60-97%的焦碳氣化，加熱爐區可取出焦碳以維持焦碳平衡。

C)流化石油焦工場:在流化石油焦製程中只有一個反應器和一個燃燒器是 FLX 流程的簡化版 沒有氣化區 只有 20-25%的焦碳在燃燒器燃燒產生反應器所需熱量,FLX 流程比起流化石油焦製程的好處是大部份焦碳的熱值都以低硫氣體的形態而被利用回收。

3.部分改質(Partial Upgrader)

改質除現有傳統的改質之外，還可以有最小的改質，其目的只是將瀝青改質成黏度較低、比重較高，以減少稀釋劑的用量，就可由管線輸送，方法為降低黏度並且控制油中的固體粒子及水份，其改質的方法較簡單、投資成本小、改質製程規模也小稱為部分改質，是近來較可行的降低輕重油價差的好方式，也是此次研習的另一重點。現有的部分改質技術包括有 Well Synergy 選擇性萃取柏油、Ivanhoe 的 HTL(Heavy to Light)重油改質技術、BA Energy 的加速除雜質(ADC)技術，以下將詳細討論：

1).Well Synergy---選擇性萃取柏油(SELEX-Asp)製程

選擇性萃取柏油製程與傳統的溶劑萃取製程流程相近且分離原理也很類似，製程描述及比較如下：

傳統的溶劑萃取製程(Solvent Deasphalting Process SDA):

溶劑萃取製程是以油料中的分子量和密度當分離的要素，如圖 3.7.2 是 UOP 溶劑萃取製程，UOP 的溶劑萃取製程的進料通常是真空蒸餾的塔底油，可生產低雜質的脫柏油產品(deasphalted oil DAO)，這脫柏油產品中含較多的直鏈成分，此製程產品可經加氫裂解工場(hydrocracking unit)或重油觸媒裂解工場，將真空製汽油轉化成汽

油。渣油(pitch)含大部分的雜質和金屬及所脫除的柏油，通常進料和丁烷溶劑混合，脫柏油產品會溶於丁烷溶劑，而渣油則不溶於丁烷溶劑，這分離發生於萃取塔，之後丁烷溶劑與脫柏油產品一起經過加熱後，溶劑與產品於超臨界的操作條件下分離並回收。

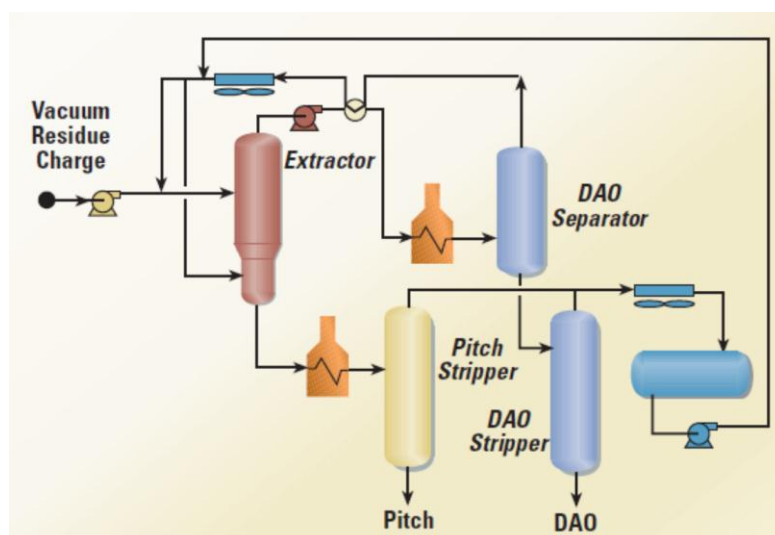


圖 3.7.2 UOP 溶劑萃取製程

其中產品的性質和產率是相關，如提高產率則產品的雜質含量會增加如圖 3.7.3，主要的操作變數是萃取塔的溫度，最高的溫度限制是超臨界的溫度，因為高於此超臨界溫度沒有進料中的任何部分會溶於溶劑中，所以分離不會發生，而萃取塔的壓力要確定溶劑是保持於液態，產品的品質可藉由提高溶劑的量，但操作成本和資本投資會增加，UOP 有特別的萃取塔內件設計，可降低溶劑對油比。

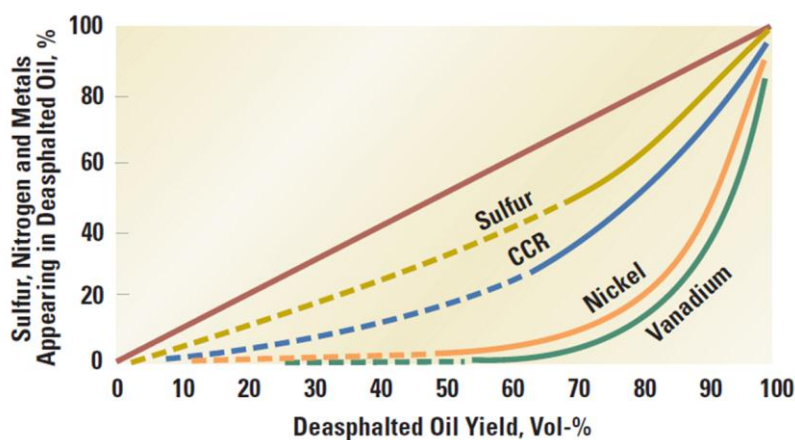


圖 3.7.3 產率提高則產品的雜質含量會增加

資料來源：<http://www.uop.com/processing-solutions/refining/residue-upgrading/#solvent-deasphalting>

選擇性萃取柏油製程

選擇性萃取柏油製程是將重油中將難處理的多環芳香烴分離出來的技術，取出柏油後的瀝青重油加上少許的稀釋劑，即可送到現有傳統的煉油廠煉製，如此可節省許多煉製成本，且不用送到有焦炭製程的煉廠，大大打開了瀝青的市場。其基本理論是將瀝青中的多環芳香烴經超臨界溶劑萃取出來，其產品中分子結構和反應性與輕油相近，可直接當成一般煉油廠進料，進重油加氫處理工廠(RDS)，移除金屬雜質後可當成重油觸媒裂解工場(Resid Fluid catalytic cracking RFCC)工場的進料，而由此製程取出的固體柏油則可當成燃料或送到氣化工廠當進料。因稀釋劑的價格愈來愈高，因此整合選擇性萃取柏油製程和現地的瀝青生產會具很大的經濟效益，因現地所生產的瀝青大多用稀釋劑混合，只能以重油的價格賣出，而輕重油的價差大甚至使有的現地生產礦區因而停產。且現地生產礦區需要大量蒸氣，而此製程所產的固體柏油可取代天然氣燃燒產生蒸氣。

此製程是一超臨界萃取製程，其與傳統的溶劑萃取製程相近，都包括兩大部份：溶劑萃取和超臨界溶劑回收，主要不同為此製程萃取過程操作於溶劑的臨界溫度和壓力，較高的操作嚴苛度可增進質傳效應。此製程的進料是現地生產出來的瀝青，產品也是低雜質的脫柏油產品(deasphalted oil DAO)，但柏油產品為固體，進料和戊烷溶劑於萃取塔混合中，此萃取塔中沒有內件為一空塔，專利部分是由萃取塔中直接取出固體柏油產品，如圖 3.7.4 是選擇性萃取柏油製程的流程，與傳統的溶劑萃取製程比較，此製程於萃取塔之後，重質部分無須再有一加熱爐，整理製程不同比較結果為選擇性萃取柏油製程：

1. 溶劑為較重的戊烷
2. 於萃取過程操作於溶劑的臨界溫度和壓力
3. 萃取塔無內件
4. 重質產品為固體
5. 萃取塔之後重質部分不用有加熱爐
6. 溶劑對油比為 5，傳統的溶劑萃取製程為 4

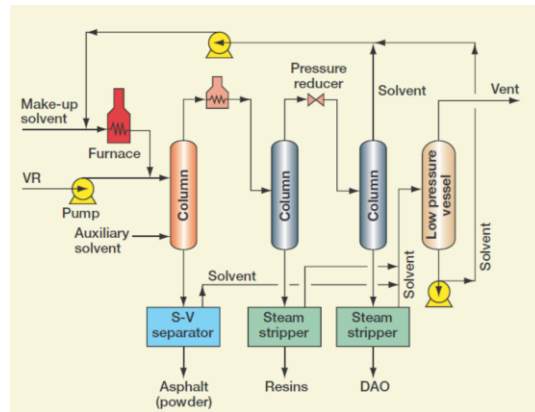


圖 3.7.4 選擇性萃取柏油製程

選擇性萃取柏油製程最大的特點為對油料的分割點(cut point)可以很重且切割點可以很 sharp 不會有 tail。如圖 3.7.5 是選擇性萃取柏油製程的與傳統的溶劑萃取製程分離效率比較。

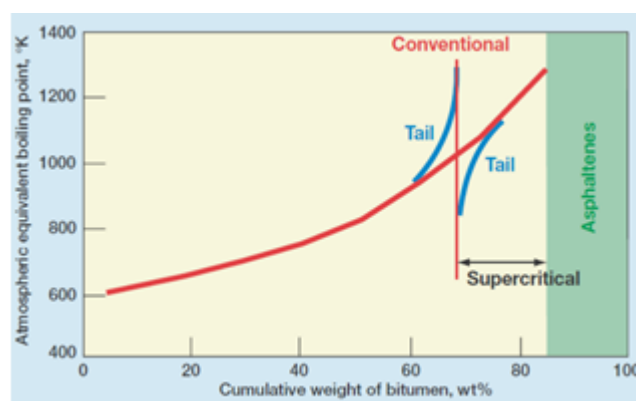


圖 3.7.5 選擇性萃取柏油製程最大的特點

選擇性萃取柏油製程有希望取代結焦製程，而成為重油及瀝青改質的主要製程，於結焦製程有 32wt%的進料會成為副產品，於此製程只有 15wt%的固體柏油副產品，因此比結焦製程多出 15wt%的液體產率，且此製程的產品中芳香烴含量比結焦低，經再處理較易符合油品規範。

中石油於 2009 年 8 月盤錦遼河油田建一每天 500 桶的選擇性萃取柏油製程試驗工廠，圖 3.7.6 是選擇性萃取柏油製程位於遼河油田的試驗工廠，遼河油田是以石油及天然氣勘探開發為主、油氣深度加工等多元開發為輔的大型聯合企業，曾是中國第三大油田，目前原油

年開採能力 1000 萬噸以上，天然氣年開採能力 17 億立方米。



圖 3.7.6 選擇性萃取柏油製程試驗工廠

選擇性萃取柏油製程處理現地生產瀝青，其進料、主產品、副產品(固體柏油)的品質如表 3.7.1。

表 3.7.1 進料、主產品、副產品(固體柏油)的品質

| | Insitu Athabasca bitumen | SSP Product | End-Cut |
|---------------------|--------------------------|-------------|---------|
| Percent, wt% | 100 | 84 | 16 |
| Gravity, API | 7.8 | 13 | Solids |
| S, wt% | 5 | 4.2 | 7.5 |
| Ni, ppm | 80 | 30 | 378 |
| V, ppm | 220 | 90 | 919 |
| CCR, wt% | 13.4 | 6.5 | 49 |
| Viscosity, cs @80°C | 720 | 133 | |
| Asphaltenes, wt% | 15 | <1 | 89 |

資料來源:2010 Q2 Hydrocarbon Publishing Co.Oil and Gas Journal /Apr5 2010

此製程應用於中油的可行性

Shale oil 的產量愈來愈大，許多美國煉廠改以 Shale oil 當進料，而 shale oil 的組成較輕，以 Shale oil 當進料後，重油觸媒裂解工場將沒有重油進料，選擇性萃取柏油製程可提供重油觸媒裂解工場的進料。CPC 有四座重油觸媒裂解工場，ROC 工場位於南部大林廠產能為 25,000BPSD，主要是以加氫處理過的常壓重進料，鄰近的高

廠 FCC 工場產能亦為 25,000BPSD，進料主要則是來自於加氫處理過的真空製氣油，而在桃園及大林廠的 RFCC 工場設計煉量為每天 5 萬及 8 萬桶，進料則是混合分別經加氫處理後的常壓重油及真空製氣油。重油觸媒裂解工場是煉油廠將重油轉化生產汽油的主要製程，分別以加氫處理後的真空製氣油及常壓重油為進料，亦使用部份低硫常壓重油為進料，主要產品除了汽油外，丙烯也是很具經濟價值的產品，煤裂工場使用循環式流體化操作方式，將反應後觸媒經由反應器直立管送至再生器，再生後觸媒再經由再生器直立管回至反應器，煤裂工場的轉化率和產品品質隨觸媒循環量增加而提升，所以觸媒循環是煤裂工場最重要的操作參數，因為各工場製程設計及操作目標的不同，進料油的變化亦影響操作。合成原油中有三分之一是真空製汽油，煉油廠需將此餾份轉化為較輕質產品，北美的煉油廠主要也是利用加氫裂解工場(hydrocracking unit)或重油觸媒裂解工場，將真空製汽油轉化成汽油。

2).Ivanhoe 的 HTL(Heavy to Light)重油改質技術

HTL 重油改質技術是處理重油成流動性較好的部分改質製程，HTL 製程可減少油品黏度和提高 API，油料高黏度主要是因為柏油成分造成，在改質的過程中，柏油成分被打裂變成高價產品或轉換成焦炭，其副產品與可用於產生蒸汽或電，當 HTL 與現地生產設備結合時會有較高經濟價值，因產生的蒸汽可支持現地生產設備蒸汽對油比率為 3 的地表設備計畫，HTL 的最大好處是減少對天然氣和稀釋劑的需求，可賺取輕重油的價差。

HTL 製程:使用熱的沙子於流動的反應床和再生床中，迅速加熱瀝青進料將其轉換成更輕，更加高價格的產品，有高產量和高品質兩種製程操作模式。製程包括前分餾、HTL™反應部分、HTL™再生部分、產品分餾、副產物、廢氣和固體操作系統。前分餾: 在商業化 HTL 製程，重油進料到蒸餾塔，沸點在 900-1050°F 以下的油料送到真空塔，輕的油料送到產品槽。真空塔底部(VTB)產品送到 HTL™反應器，流程在圖 3.7.7 顯示。反應部分: 進料被噴入反應器與熱的流動矽沙子混合，混合物通過反應區進料轉換成輕產品，當碳氫化合物

鏈子被破壞，在熱量轉換期間，焦炭會在沙子上沉積，其中的砂沙子是一無多孔性且無表面積的沙子。再生部分:被焦炭覆蓋的沙子，從反應器經高效率旋風分離器後送到流動床再生器除碳。再生後的沙子經冷卻器調整溫度，利用剩餘的熱，循環回到反應器。流通的沙子系統與重油觸媒裂解裝置很接近，在流動催化裂化裝置中，可流動的固體系統已於工業界廣泛使用，因此商業化 HTL 的設計和操作操作風險相對小。於廢氣系統:使廢氣排放減到最小，於製程中加入鈣的吸附劑，部分吸附劑由蒸餾塔中加到重油進料中，以減少進料的總酸值和反應器的硫，吸附劑也作為一個金屬沉積的位置。

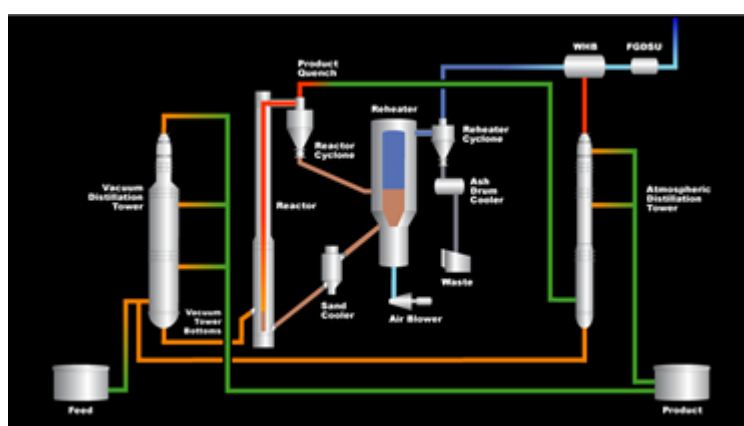


圖 3.7.7 HTL 製程

HTL 製程與相關製程比較: 就氫氣的轉移的方面來說，比去柏油 (deasphalting) 技術好，但短接觸時間的反應對產品品質的改善效益有限，HTL 技術比較像去柏油而非焦炭製程，可看成是減黏和熱去柏油技術的綜合。焦炭技術的最大優點是氫氣的轉移可由重成份到液體產品，但焦炭製程的缺點是焦炭成品的處理。

資料來源: Ivanhoe 公司

3.VCI 的改質

VCI 的改質流程是瀝青混合油進蒸餾塔先移除稀釋劑，之後將重質部份送到加速除雜質製程 (Accelerated De-Contamination, ADC)，ADC 製程依是使用戊烷做液-液分離的製程，製程特點是分離的過程中是有水的參與，水與油的分離效果很好故分離不成問題，圖 3.7.8 是 ADC 及 USP 製程。加速除雜質製程的產物包括除雜質油

(de-contamination oil, DCO)及固態含水的柏油質。ADC 加速除雜質製程不是以傳統的溶劑萃取、結焦、減黏傳統方法去除多環芳香烴，也並非研究中的超臨界萃取加上超臨界回收系統。

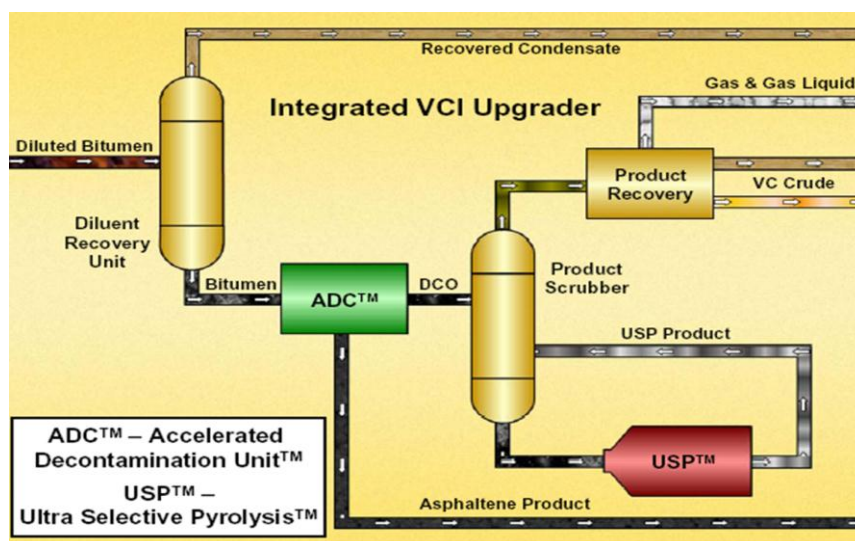


圖 3.7.8 ADC 及 USP 製程

經 ADC 之後的 DCO 經分餾後，輕質產品當成合成原油 API 31.7° 賣掉，ADC 製程產品 DCO 經分餾後的重質部份，則送到 USP 製程，所謂的 USP 製程是超選擇性熱裂解(Ultra Selective Pyrolysis, USP)製程，超選擇性熱裂解製程不僅可處理 DCO 經分餾後的重質部份，也可處理 ADC 製程所產出的柏油，此製程是利用滾輪狀的設備，VCI 於簡報中詳細報告滾輪狀的設備，如何進行油料熱裂解反應，因燃燒焦炭會有 SO_x 及 NO_x 產生，所以 USP 製程需加入 Limestone 進入作為熱傳媒界及回收燃料氣中的硫成份，VCI 人員聲稱 USP 的體積回收率可達 100% 以上，以研究重油輕質化的觀點，瀝青這麼重的油經熱裂轉化有很多要克服的技術問題。ADC 的製程與 Shell 的 Paraffinic Froth Treatment 有其類似之處，此次拜訪 VCI 其公司給一些 ADC 製程所產出的柏油樣品給 CPC。

資料來源：VCI 公司

8. 受訓課程

四個受訓課程題目包括有：

1. Sproule/SPE: 加拿大油氣礦區評估技術(Evaluation of Canadian Oil and Gas Properties)
2. 油氣探勘與生產的策略決定和風險管控」(Managing Risks and Strategic Decisions in E&P)
3. 油砂開發時的環境衝擊及法規(Oilsands: Environmental Impacts, Regulation)
4. 財務方面的油氣礦區評估(Evaluating Oil & Gas Properties For Financial Professionals)。

1. Sproule/SPE: 加拿大油氣礦區評估(Evaluation of Canadian Oil and Gas Properties)課程訓練:

於3月18日到3月22日參加油砂顧問公司 Sproule/SPE 的加拿大油氣礦區評估(Evaluation of Canadian Oil and Gas Properties)課程訓練，主要目的為引進加拿大知名油砂顧問公司 Sproule/SPE 的”加拿大油氣礦區評估整套技術”，GLJ 和 Sproule 及 McDaniel 是油砂評估的三大顧問公司，Sproule 的 Doug Ho 副總主要負責油砂部分，中油公司油砂小組(包括職)於2009年3月曾拜訪過 Sproule 的 Doug Ho 副總討論頁岩夾層問題，中油公司油砂小組(包括職)另於2011年再次拜訪 Sproule 討論油砂操作成本計算問題。

此次 Sproule 課程指導員有五位 Matthew J. Jackie A. Peter C. Geoff Beatson 和 Cameron P.，課程資料主要是經濟評估計算包括

- 1.如何估算油氣蘊藏量和預估生產量
- 2.在加拿大西部的國家油氣稅制
- 3.資本成本和操作成本的分類
- 4.如何折現未來現金流量和解釋獲利能力
- 5.評估時如何檢查收入稅的計算
- 6.投資及資產取得的評估

油藏埋藏量評估計算方法及產量預估

—利用類比和體積法作埋藏量評估計算，評估資產是以收入為基礎，課程包括 RLI(油藏壽命指標)計算、Type curves、體積法計算公式、體積法參數計算。油藏埋藏量評估計算方法—衰退法，生產井產量不減的原因，衰退法 curve fitting 的公式和計算，三種 curve fitting 的方式，exponential、hyperbolic、及 harmonic，多階段的衰退 curve fitting 方式。加拿大生產法規限制多以 Max Rate Limitation(MRL) 為主。

天然氣埋藏量評估計算方法

—天然氣生產地表設施，天然氣雜質的移除，利用體積法及質量平衡法作天然氣埋藏量評估計算，利用地表設備的改善增產天然氣。天然氣埋藏量評估計算方法—衰退法計算方法與油藏相同，壓縮機增壓縮比可造成生產井產量不減，衰退法 curve fitting 的公式和計算，三種 curve fitting 的方式，exponential、hyperbolic、及 harmonic，一些例題實作。

分類資本成本和操作成本

—因為稅率不同，資本成本常會有超過預算的情況，操作成本可分成固定和變動，通常固定成本會佔操作成本的 80%，評估加拿大公司時特別要澄清操作成本是否有包括 overhead 和薪水，有些合法不包括，一些例子。

工作權益和權利金的定義

地表權益和地下礦權的爭議，如 gas-over-bitumen 的議題已討論 15 年之久，加拿大四種地下礦權(Crown、Indian、Freehold、Fee Simple)，亞伯達省的每英畝的皇權收益比其他省低，取得工作權益的目的是要有主導權，在亞伯達省很多是一家公司取得礦權之後，以原價三倍讓出(farm out)三分之一的工作權益，這樣礦區取得成本的很快就回本了，早期很多生意人因此賺很多錢。介紹 landman 如何從政府取得礦區權益，如果取得礦區權益而不開發，幾年之後礦區權益政府有權收回。

亞伯達省所生產的油和天然氣佔加拿大的 70%，所以主要談亞伯達省的權利金制度和稅制。最新的權利金法規是於 2009 年訂定，2011 年修訂，礦區投產之後，加拿大政府開始收取權利金，油砂權利金計算方式分為兩階段：

1) 資本支出及操作費用回收之前，權利金計算方式為井口收益 (Wellhead Revenue) 乘上權利金率，井口收益為總收益 (Gross Revenue=產量乘上產品價格) 扣除運費 (Liquids Tariffs) 以及運輸資本支出，如馬路費用折抵 4% 之價值，權利金率依照油價波動作調整，WTI 油價低於每桶 55 加幣時為 1%，之後隨著油價遞增，最高 9% 當 WTI 每桶 120 加幣時。

2) 資本支出及操作費用 Payback 之後，權利金計算方式為淨收入乘上權利金率，權利金率依照 WTI 油價波動作調整，油價低於每桶 55 加幣時為 25%，而後隨著油價增加而增加，至最高 40% 當每桶 120 加幣時。

產品價格預測輕重油價差

Sproule 和 GLJ 的網站都有輕油--WTI、Edmonton Par 40API、Synthetic Crude Edmonton 34API，

重油—Hardisty Heavy 12API、West Canada Select(WCS)20.5API、Mexico Maya 22API

凝結油—Edmonton Pentanes Plus 的未來價格預測。

經濟評估計算

淨現值(NPV)、回收年限(PO)、利潤與投資比值(PIR)、折扣後利潤與投資比值(DPIR)、投資報酬率的計算(IRR)、折現率(discount rate) 的計算，淨現值(NPV)代表的是計劃的大小，回收年限(PO)代表的是風險，利潤與投資比值(PIR)、折扣後利潤與投資比值(DPIR)代表的是計劃的效率，投資報酬率(IRR)是一個門檻。圖 3.8.1 是經濟評估計算參數與風險投資大小及效率的關係圖。

| Index | Size | Risk | Efficiency |
|--------|------|------|------------|
| NPV | Yes | No | No |
| Payout | No | Yes | No |
| PID | No | No | Yes |
| DPID | No | No | Yes |
| IRR | No | 門檻 | No |

圖 3.8.1 經濟評估計算參數

礦區所得稅制

所得(收入減權利金減操作成本)須繳納亞伯省政府所得稅(稅率為10%)及加拿大聯邦政府所得稅(稅率為15%)，依據稅法制度，資本支出可攤銷折舊抵減租稅(deductible)，包括：

1)有形資本支出折抵(Tangible Capex)，每年可折抵25%，有形資本支出的定義是資本支出為將來可賣出，如塔槽等。

- Class 41—每年可折抵25%，但第一 year 要受限於 the half year rule(12.5% then 25%)。

2)無形資本支出折抵(Intangible Capex)，包括

- COGPE(Canadian Oil and Gas Property Expense)—每年可折抵10%，如礦區取得費用。
- CEE(Canadian Exploration Expense)—每年可折抵100%，如用於震測費用。
- CDE(Canadian Development Expense)—每年可折抵30%，如用於 casing 和 cementing 費用。

每年於四種 Tax pool 中，公司都有支出花費也有折抵，所以如何有效益的利用這些不同折抵比例的 Tax pool，對獲利有很大的影響，例如中油於如花費5百萬加幣，參加一個礦區的工作權益，則依業界80/20的規則，中油將於COGPE Tax pool 的取得4百萬加幣抵扣額度，將於Class 41 Tax pool 的取得1百萬加幣抵扣額度。

加速生產如利用 infill well 增加初期的產量，但全部生產量不變，但會有兩個投資報酬率的值，因會有兩個淨現值為零的情況。美國 ceiling test 的條件比加拿大嚴很多，如加拿大用的產品價格是用漸升的，美國用單一價格，如加拿大用的 Proved 加 Probable 蘊藏量，美國用的是 Proved 蘊藏量。公司買賣蘊藏量的原因，賣方主要是將次要的礦區賣出，取得資金以發展主要礦區或缺資金。評估一個 tax pool 價值的方法。

蘊藏量的定義(NI51-101)

蘊藏量和資源量都是估算而非決定(Determination)，主要分類為

- 1) Reserves—proved, probable, possible(1P, 2P, 3P)
- 2) Contingent Resources—1C, 2C, 3C
- 3) Prospective Resources—Low, Best, High estimate

美國用的標準是 SEC 2009

蘊藏量的估算方法， P_{90} 的機會是 10%，蒙地卡羅方法 (Monte Carlo method)，也稱統計模擬方法，是一種以機率統計理論為指導的數值計算方法。是指使用隨機數來解決計算問題的方法。

GUIDELINE FOR CLASSIFICATION OF SAGD RECOVERABLE VOLUMES:

| | Category | Level of Certainty | Well Density | Technology | Economics | Timing of Project Development | Corporate Approvals | Regulatory Approvals | | | | | | | | | | |
|----------------------|---|----------------------|--|---|---|---|---|---|---|----------------|-----------------|--|---|--|-------------------------------|---|---|---|
| Proved Reserves | Proved | Proved \geq P90% * | 10 wells per section, or at least 8 wells per section in a situation where evaluator feels there is sufficient seismic control (e.g. 3D seismic) | Demonstrated commercial success in project or repeated commercial success in nearby analogous project | Development must be economic under constant or forecast pricing with all future costs | Significant expenditures for new projects should begin within 3 years | Demonstrated firm Corporate commitment to proceed (ex. corporate budget approval, Board approval) | Must have all regulatory approvals | | | | | | | | | | |
| | | Unproved Reserves | 2P \geq P50 * | At least 4 wells per section | | Demonstrated commercial success in project or commercial success in analogous projects not nearby | Significant expenditures for new projects should begin within 5 years | Evidence of firm intent to proceed by the Company, well defined cost estimates and likelihood of approval by the Board | Regulatory approvals submitted and no significant issues raised | | | | | | | | | |
| Possible | 3P \geq P10 * | | At least 2 wells per section | Some doubt whether the SAGD process will be commercially successful | | No reserves should be booked if significant expenditures are forecast to commence after 5 years | Required evidence of intent to proceed by the Company and likelihood of approval by the Board | If regulatory approvals have not been obtained, must be immediately offsetting approved lands with no significant issues foreseen for regulatory approval | | | | | | | | | | |
| Reserves | <table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <td>P90</td> <td>P50</td> <td>P10</td> </tr> <tr> <td colspan="3">Contingent Resources</td> </tr> <tr> <td>Low likelihood</td> <td>Mid likelihood</td> <td>High likelihood</td> </tr> </table> | | P90 | P50 | P10 | Contingent Resources | | | Low likelihood | Mid likelihood | High likelihood | Similar certainty levels as for reserves considering only technical issues | At least 1 well per section plus geological confidence consistent with level of certainty | May require technical improvements to be commercially successful | May be economic or uneconomic | No restrictions on when expenditures commence | No requirements for corporate approvals | No requirements for regulatory applications |
| P90 | P50 | P10 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Contingent Resources | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Low likelihood | Mid likelihood | High likelihood | | | | | | | | | | | | | | | | |

圖 3.8.2 油砂蘊藏量和資源量的定義

1940 年代為核武器計劃工作時，發明了蒙地卡羅方法。在解決實際問題的時候應用蒙地卡羅方法主要有兩部分工作：1. 用蒙地卡羅方法模擬某一過程時，需要產生各種機率分布的隨機變數。2. 用統計方法把模型的數字特徵估計出來，從而得到實際問題的數值解。

以下是上課的結業證書(圖 3.8.3)：

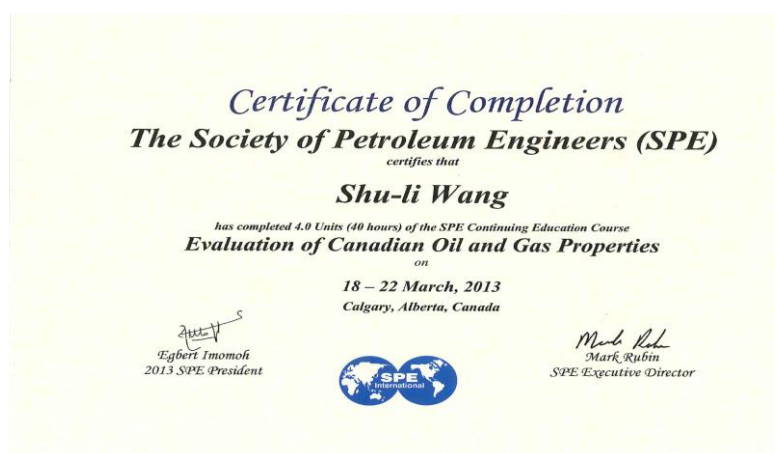


圖 3.8.3 結業證書

2. 4月8日到4月10日:參加「探勘與生產的策略決定和風險管控」 (Managing Risks and Strategic Decisions in E&P) 課程訓練

課程包括:

1. 探勘與生產的策略模式
2. 決策分析—影響圖和決策樹的應用
3. 對石油業的風險分析
4. 訊息價值的觀念及如何運用於探勘與生產的策略決定
5. 應用蒙特卡羅模擬技術確定蘊藏量
6. 財務分析模式
7. 投資組合管理
8. 投資評估資本計畫
9. 探勘與生產的策略決定時財務風險容忍度

應用影響圖和決策樹於探勘與生產的策略決定

有關探勘與生產的策略決定包括有: 是否要鑽井、要步要做 3D 震測、要 100% 的參與或與其他公司合作、生產的規模等。策略決定都與不確定因素與風險有關, 策略決定的第一步是要了解公司的目標, 想較多的可能性、有系統的評估不確定因素與風險、取得額外資訊的價值、並了解是否要有不同的投資組合、也了解自己於此決策過程的角色。對石油公司而言, 於策略決定基本上要有的資訊有:

1. 公司的目標--公司可承擔的風險、政治及法規的考量
2. 地質及蘊藏量評估--是否和大自然對抗、地質及礦區的不確定因素與風險
3. 地底及地表工程資料--技術的成熟度、類比生產
4. 經濟評估及預測--產品價格、資本支出及操作成本
5. 財務模擬--員工、股東、不同公司合作可承擔的風險程度不同、要多資本支出長期獲利、或資本支出中等獲利穩健、追求風險的態度, 是否有長期的金錢及人力投入的承諾, 最佳的油氣投資組合。
6. 公開招標或議價--其他公司對此看法

決策樹的精神在於預期價值(Expected Value)的計算，以下是課程中所做的例子。

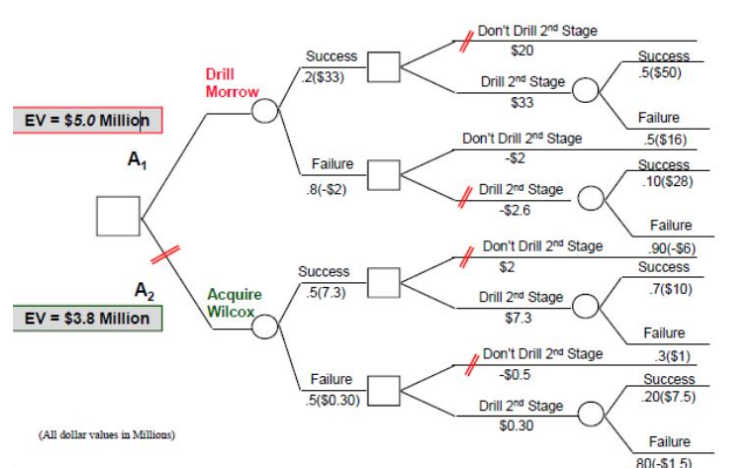


圖 3.8.4 決策樹的例子

標準誤差即樣本統計量的標準差，是描述樣本統計量抽樣分布的離散程度及衡量樣本統計量抽樣誤差大小的尺度，當總體是常態分佈時，標準誤差均值等於統計總量標準偏差除以樣本數量的平方根。

計算鑽井成功的機率有以下方法：

1. 多因素方法(Multi-Factor Approach)
2. 二元樹狀法探討(Binomial Approach)—有 excel 程式可計算。
3. 貝氏定理(Bayes Theorem)--統計學理論

$P(A|B)=P(B|A)*P(A)/P(B)$ ， $P(A)$ 和 $P(B)$ 分別是 A 和 B 兩個事件發生的機率，而 $P(A|B)$ 就是在已知 B 事件的情況下，A 事件發生的機率。

訊息的價值

有的決策者願意付較高的成本去做額外訊息的取得，以提高決策成功的機會，如做決策之前先做多一點探測井、先做 3D 震測、先派人多收集資訊等。訊息又分完美訊息和非完美訊息，有關完美訊息的預期價值(Expected Value of Perfect Information EVPI)和不完美訊息的預期價值(Expected Value of Imperfect Information EVII)於課

堂上都有如何應用於 3D 震測的例子。

敏感度分析及模擬的討論包括:

1. 單變數或多變數敏感度分析
2. 敏感度分析及決策表
3. 龍捲風敏感度分析以確定關鍵的變數——通常於探勘與生產的策略決定時，油價和資本支出是兩個最大的關鍵的變數如圖 3.8.5。
4. 蜘蛛網圖
5. 蒙特卡羅模擬技術確定蘊藏量---由概率定義知，某事件的概率可以用大量試驗中該事件發生的頻率來估算，當樣本容量足夠大時，可以認為該事件的發生頻率即為其概率。因此，可以先對影響其可靠度的隨機變數進行大量的隨機抽樣，然後把這些抽樣值一組一組地代入功能函數式，最後從中求得結構的概率。

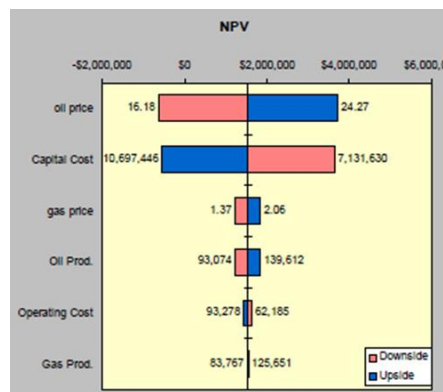


圖 3.8.5 油價和資本支出是兩個最大的關鍵的變數

財務管理部分課程內容包括:機會成本、有效率市場、現金流、風險和回報、投資組合--Markowitz Model 的正相關和負相關、分散風險、多種選擇性是很有價值的、回報率和產品價格的變動性、線性規劃 (Linear Programming LP)、系統性風險和非系統性風險、風險忍受度、分擔風險。圖 3.8.6 是結業證書。



Helping Other People Excel

This certifies that
SHU-LI WANG
has attended the following training course
Managing Risks and Strategic Decisions in Petroleum Exploration & Production
April 8-10, 2013

Continuing Education Units (CEU): 2.4
Instructor: Michael Walls

Domenic Mancuso *D Mancuso*
Managing Director
peice
PETROLEUM INSTITUTE FOR CONTINUING EDUCATION



圖 3.8.6 結業證書

**3. 5月4日到6月22日: 參加 University of Calgary 的課程:
BMC 298 油砂開發時的環境衝擊及法規 (Oilsands: Environmental Impacts, Regulation), 課程老師 Aref Seyyed Najafi**

課程包括: 了解加拿大亞伯達省於能源市場的角色

1. 油砂來源的知識
2. 開放礦區和現地生產的差別
3. 現有油砂開採技術
4. 現有油砂萃取開採技術
5. 油砂開發時的關鍵環境議題
6. 現有的廢水及廢氣排放管理
7. 評估於全球媒體上的環境訊息
8. 從環境角度來看碳捕捉和儲存
9. 油砂開發現有法規

課程中提到最新油砂採收技術包括

1. 溶劑採收技術: 也有人稱此技術 Vapor Extraction (VAPEX), 將溶劑配合蒸氣注入採收方式: 利用溶劑注入增加瀝青採收的案例有:

Encana 石油公司於 Christina Lake 的 SAP (Solvent-Assisted SAGD Process) 計畫, 此計畫在蒸氣中添加丁烷, 有不錯的結果, 使得蒸氣對油比減少 62% 產率增加 80%。

Imperial 石油公司的 Laser 計畫, 該計畫在蒸汽中添加戊烷以上成分於蒸汽循環激勵法(CSS)的最後一個循環生產階段, 結果為生產率可增加 30%, 蒸氣對油比降低 32%。

溶劑加入蒸氣注入採收方式在技術上或許可行, 但溶劑成本較高, 所以溶劑注入增加瀝青採收關鍵點是經濟成本。

2.SAGD 採收其它的地質條件要求的限制包括: 孔隙率需大於 27%、連續油砂層厚度大於 15m、頁岩夾層厚度小於 2m 等, 因為很多蘊藏的地質條件並無法符合以上 SAGD 採收法的要求, 加拿大有 2/3 的瀝青蘊藏於這些油層, 其深度使用 SAGD 採收太薄, 使用礦業法採收太厚, 所以發展出 ET-DSP(Electro-Thermal Dynamic Stripping Process) 的技術, ET-DSP 技術是由亞伯達大學的應用電磁實驗室所發展出來, 使用電極加熱地層以生產瀝青如圖 3.8.7 加熱井和生產井的排

列，依 ET-Energy 公司稱此技術有七大好處：初期投資成本低、無需燃燒天然氣排放 CO₂、高熱效能(等量的蒸氣對油比為 0.6)、低操作成本、電腦程序控制無需人工、加熱快速可於一年內回收、可使用離峰用電平衡產油量和能耗。ET-Energy 公司將此技術應用於一深度 65 米的礦區，此礦區油砂層厚度為 30 米，其中孔隙率約為 36%，地層含油飽和度為 84%，的排列，加熱井距為 18 米，平均兩個加熱井配合一個生產井。

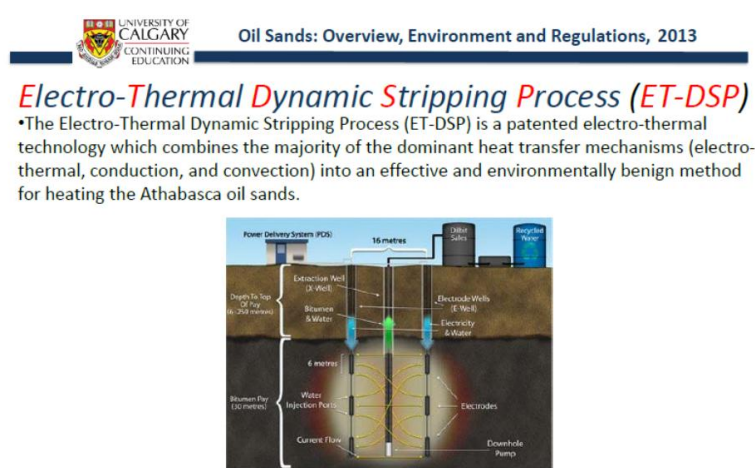


圖 3.8.7 ET-Energy 技術加熱井和生產井的排列

碳捕捉和封存 (Carbon capture and storage, CCS)

CCS 是減緩化石燃料排放造成地球暖化的方法，捕捉二氧化碳氣體的方式包括：燃燒前、後捕捉、全氧和未混合燃燒捕捉，碳捕捉和封存指的是捕捉發電廠、化石燃料、煉油業所製造的二氧化碳氣體，將這些氣體經由管線運送並注氣封存在地層底下，CCS 是使地球暖化之化石燃料減緩其排放量的方法。上課內容包括 CO₂ 捕捉技術的最新發展。可能的封存方式有：海洋封存(挪威國家石油公司 Statoil)、增強採油(Enhanced Oil Recovery, 加拿大 Encana Weyburn 油田)、注 CO₂ 增產煤層氣甲烷等。

加拿大油砂產業也積極推動 CCS 計劃，政府提供 20 億加幣鼓勵改質廠進行商業化的 CCS 投資，其中有 Shell 和 OPTI 改質廠參與。OPTI 改質廠 CCS 投資已停擺。

二氧化碳捕捉技術:捕捉二氧化碳氣體的方式有以下三種：燃燒前捕捉 (Pre-combustion capture)、燃燒後捕捉 (Post-combustion capture)、

全氧燃燒捕捉(Oxyfuel-combustion capture) 如圖 3.8.8。

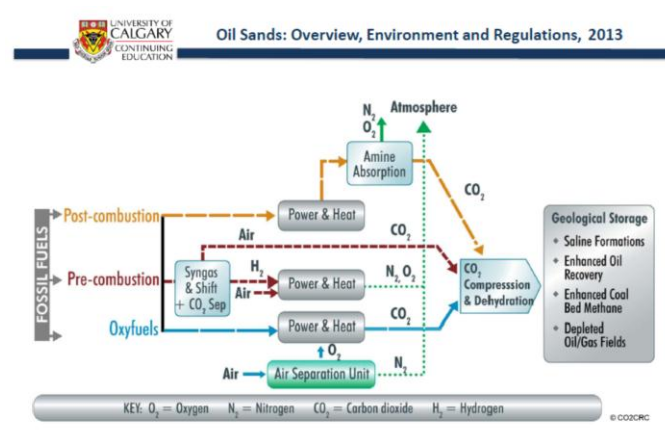


圖 3.8.8 燃燒前、後捕捉、全氧燃燒捕捉

三種方法分述如下：

1. 燃燒前捕捉：

燃料燃燒前即先將碳從燃料中分離出來: IGCC/CSS。

IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle)與 CCS: 於與空氣隔絕的高壓氧化爐中，燃料與有限的氧作用，形成一氧化碳和氫氣的合成氣，於合成氣中加入蒸氣，使一氧化碳轉化為二氧化碳，同時製造更多的氫氣，之後將二氧化碳和氫氣分離，二氧化碳進入運送封存階段，而氫氣則成為發電廠內的清淨燃料。

如將這清淨燃料送入燃氣輪機的燃燒室燃燒，燃氣輪機排氣進入鍋爐加熱給水，產生過熱蒸汽驅動蒸汽葉片發電，這就是氣化整合迴路發電技術，該技術是一種先進的發電系統，CCS 可與 IGCC 結合，美國正在設計興建結合 CCS 技術的 IGCC 的電站，這是世界第一座零排放燃煤發電廠。

2. 燃燒後捕捉：

燃料燃燒後、燃燒產物釋入空氣前進行二氧化碳捕捉。

胺類(amine)吸收: 燃煤電廠中煤燃燒產生的熱將水變成蒸汽，再通過渦輪葉片轉化成電能，煤燃燒後的廢氣，會經過設備去除硫與氮再由煙囪排出。去除硫與氮後的燃料氣，可以經胺類吸收塔分離二氧化碳(圖 3.8.9)，胺類吸收塔之後有胺類再生塔，其目的是藉由加熱過程可使胺類溶劑還原並釋放攜帶的二氧化碳，傳統的電廠要增加 CCS

設備大多採用此成熟技術，有商業化的日本三菱重工的胺類洗滌法，常用的吸收劑主要有：一、二、三級醇胺(如 MEA、DEA、MDEA)，和 AMP、PE 立體醇胺，與 CO₂ 各有不同的反應速率和吸收容量。

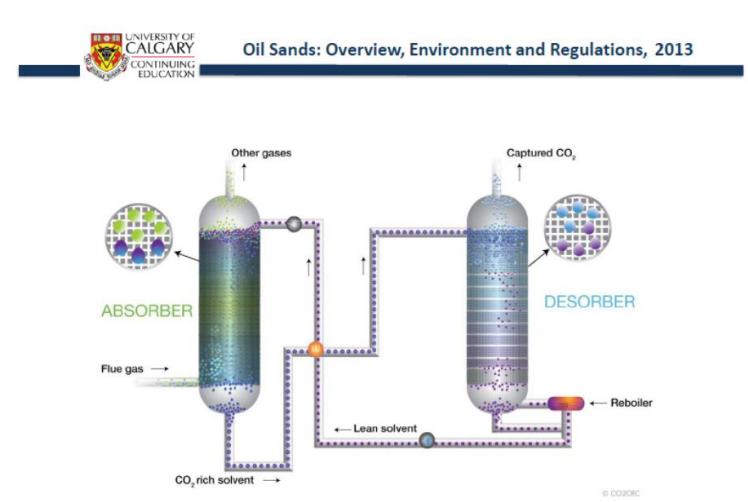


圖 3.8.9 燃燒後捕捉技術—胺類吸收塔

3. 全氧燃燒捕捉：

分離空氣中非氧氣的部分，以接近全氧的氣體燃燒燃料。燃料於全氧中燃燒，為保持於所需的溫度，部份的燃料氣(主要成份為 CO₂)，要回流到燃燒室，全氧燃燒所得的產物幾乎是純二氧化碳和水蒸氣，因此可分離二氧化碳以進行運送和封存的準備。

油砂產業應用二氧化碳捕捉技術：

加拿大亞伯達政府預計提供 20 億加幣，鼓勵油砂產業進行商業化的 CCS 計劃，欲於 2015 年封存 5 百萬噸的 CO₂，加拿大目前有 13 個在進行或規劃中的 CCS 計劃，其中有七個是增強採油(EOR)。

加拿大殼牌石油公司 Shell Quest 計劃: Shell Canada 與加拿大雪佛龍石油公司以及馬拉松 Marathon 石油公司共同提出 Shell Quest 計劃，將在 15 年期間將亞伯達省艾德蒙頓 Edmonton 東北 Shell Scotford 改質廠的三座蒸氣重組氫氣工場，所產出的二氧化碳用胺類吸收塔吸收法捕捉二氧化碳，預計於 Scotford 改質廠旁鑽一封存測試井並測量其滲透率，擬將二氧化碳封存於 2300 公尺深的地層中，此地層具有有利的蓋岩層(Cap rock)，這項技術一旦投入應用，預計每年可捕捉至少 120 萬公噸溫室氣體。

韋伯恩油田因為它的大小、地質條件、油藏特性及既有的地面設備及成功的水沖(Water flooding) 操作，使得它成為 CO2 注入油田的理想案例，當 CO2 在高壓和油接觸時，CO2 的作用就像溶劑一般，可讓油變輕且膨脹，這會使得油較易流到生產井。

課堂作業共有 6 份，以下僅附上有關 S 公司的管線運輸和水處理兩份。

1) 5/25 繳交課堂作業有關管線運輸:

Report written by Shuli Wang(此報告由王淑麗撰寫)

This article is downloaded from:

http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc98034/m1/1/high_res_d/R42611_2012Jul16.pdf

Oil Sands and the Keystone XL Pipeline: Background and Selected Environmental Issues (Total page 51)

The keystone XL pipeline plays a critical role to reduce the heavy and light differential. The Alberta premier Redford said Bitumen Bubble causes the tremendous loss of provincial tax income. The article includes the key events related to the Presidential Permit, the overall introduction for oil sand extraction, all the cross-border pipelines, GHG as well as the oil spill. TransCanada submitted an application for a Presidential Permit for its Keystone XL pipeline September 19, 2008. The latest event is that Nebraska Governor approved TransCanada's new route through Nebraska January 22, 2013. The Keystone XL pipeline would have the capacity to deliver 830,000 bbl/d. It involves two major parts. The first one is about 850 miles, crossing the U.S.-Canada border into Montana, pass through South Dakota, and terminate in Steele City, Nebraska. The second part is 480 miles, labeled as the "Gulf Coast Project", connecting an existing pipeline from Oklahoma to southern Texas. Oil spills risk and GHG generated during the oil sand extraction in Canada are the major concerns in term of environmental perspective. The characteristics of DilBit and SynBit, such as API and TAN as well as sulfur content, and the pipeline

operating parameters are described in detail in the paper for oil spill risk analysis. The high volatility and corrosion for DilBit are two key factors which might increase the additional risks to the pipeline's spill. The environmental impacts of oil spills are also estimated. GHG emissions estimation model bases on "Well to-Wheel" (WTW) assessments which focus on the emissions associated with the entire life cycle of the fuel. Oil Sand produced the second highest GHG only next to Venezuela upgraded bitumen. In conclusion, the different modeling assumptions educe different greenhouse gas emission result between bitumen and conventional oil. Environmental stakeholders also contend bitumen will account for a greater percentage of US oil consumption overtime, making GHG emissions reduction more difficult.

My opinion on potential environmental issues:

Whether to approve the construction work for Keystone is a controversial issue. If the project gets the presidential permit, there are some potential environmental as follows:

A)Due to the characteristics of oil sand, the heavier and more viscous than lighter crude oil types on average, so it requires more energy and resource intensive activities to extract it.

B)In the current in-situ technology, the average steam to oil ratio is about 3.-5. Therefore, a lot of underground water will be used. Even though some oilsands company claims they adopt the innovative technology, such as the drum boiler plus cogen for their surface facility. So nearly 95% water can be recycled to drum boiler. But the old surface facility still utilizes Once-through Steam Generators (OTSG) technology. So 0.9 barrel of water will be consumed to produce one barrel of bitumen.

C)It provides the economic incentive to the junior oil sand company to develop the bad reservoir quality area. Some junior oil sand company acquired the reservoir with bad quality. Originally, it is not economical to develop the reservoir with the pay thickness less than 20meter. But once the price of bitumen increases, then it becomes economical to develop.

D)The reservoir with the steam thief zone, such as the top water and bottom water, has the higher risk to become less energy efficient. Husky Tucker is one of the very terrible examples. Steam to oil is higher up to 6.5. Another issue about the top gas is gas over bitumen. I read the report from a junior oilsands company. They claim they will inject non-condensable gas into the top gas zone to rebuild the pressure after year of natural gas production. I think it is an extreme ironical case.

E)It might attract more foreign investor to develop the remote oilsands reservoir. And the product needs to be trucked up to hundred kilometers to pipeline terminal. That extra energy consumption is also part of environmental pollution.

F)More risk for oil spill happens. Exxon's Pegasus pipeline, which can carry more than 90,000 barrels per day of crude from Pakota, Illinois to Nederland, Texas, was shut after the leak was discovered March 31 near the town of Mayflower. The leak forced the evacuation of 22 homes.

G)It increases the amount of GHG emission by burn more natural gas in the in-situ co-generation system

H)There are 30% diluent in Dibt. The oilsands company usually recycles the diluent to reduce the cost. So the transportation of bitumen to market becomes double energy consumption than the traditional crude.

I)The low H/C ratio for bitumen, 25% coke will be produced in the refinery coker unit or upgrader by process bitumen. That coke will be accumulated in the land or dump into the land field. So the solid waste is also one of the environmental issues.

In summary, Keystone XL pipeline construction provides the economic incentive to bitumen producer. That will definitely cause more water, natural gas, fuel, electricity consumption plus more solid waste regenerated in the future.

Reference article:

<http://www.foe.org/projects/climate-and-energy/tar-sands/keystone-xl-pipeline>

http://www.nrdc.org/energy/dirtyfuels_tar.asp

<http://www.nwf.org/What-We-Do/Energy-and-Climate/Drilling-and-Mining/Tar-Sands/Keystone-XL-Pipeline.aspx>

<http://blogs.scientificamerican.com/observations/2013/04/23/epa-on-keystone-xl-pipeline-environmental-impacts/>

2) 6/22 繳交課堂作業有關水處理法規:

Report written by Shu-Li Wang(此報告由王淑麗撰寫)

No 17 Directive 081

Water Disposal Limits and Reporting Requirements for Thermal In Situ Oil Sands Schemes

1. Summary of the regulation:

This directive sets water disposal limits and includes detailed requirements for reporting injection facility water streams to PETRINEX(Canada's Petroleum Information Network) to meet Energy Resources Conservation Board (ERCB) facility water balance requirements. The disposal limits requires operators to recycle produced water efficiently and ensure that make-up water is effectively used. Two types of thermal in-situ method, SAGD and CSS, are covered. Efficient water treatment, recycle, and disposal at thermal operations will optimize overall water use and energy efficiency.

This directive provides the formulas—for water make-up, water productivity ratios, and produced-water recycle—that will be used for monitoring and comparing thermal operations in Alberta. These formulas and directive 081 are available on the ERCB website. <http://www.aer.ca/documents/directives/Directive081.pdf>

Water disposal at a scheme is affected by

- a).the quality and quantity of water streams entering the facilities in the scheme
- b).the treatment technologies being used
- c).the bitumen recovery mechanism

Before the calculation of maximum disposal limit and actual disposal, the conducting facility water balance needs to be done firstly. The formulas are as the following:

Maximum Disposal Limit Formula

$$\text{Disposal Limit (\%)} = \frac{\left(\text{Fresh In} \times D_f + \text{Brackish In} \times D_b + \text{Produced In} \times D_p \right)}{\text{Fresh In} + \text{Brackish In} + \text{Produced In}} \times 100$$

Fresh In = the annual volume of inlet fresh water in m³ for the scheme from volumes reported in PETRINEX.

Brackish In = the annual volume of inlet brackish water in m³ for the scheme from volumes reported in PETRINEX.

Produced In = the annual volume of inlet produced water in m³ for the scheme from volumes reported in PETRINEX.

Df = the disposal factor for fresh water.

Db = the disposal factor for brackish water.

Dp = the disposal factor for produced water.

Allowed Disposal Volume (m³)
= Dp·(Produced In)+Df·(Fresh In)+Db·(Brackish In)

| | SAGD | CSS |
|----|------|------|
| Dp | 0.10 | 0.07 |
| Df | 0.03 | 0.03 |
| Db | 0.35 | 0.35 |

7. 6月10日到6月14日: 於 Sproule 顧問公司,參加「財務方面的油氣礦區評估」Topics in Evaluating Oil & Gas Properties For Financial Professionals 課程訓練

Sproule 與 GLJ 和 McDaniel 顧問公司是油砂業界的三大技術顧問公司，建立於 1951 年，辦公室位於卡加利，有超過 100 名員工，對非傳統能源開發有

課程包括：

1. 石油地質和地物：

介紹西加拿大傳統油氣的沉積盆地，兩大儲油區的總類為:Clastics 和碳酸鹽，亞伯達油砂的河道沙屬 clastics 岩石碎片沉積，亞伯達約 26%的瀝青資源在碳酸鹽中，世界的石油資源大約有三分之一在碳酸鹽蘊藏中，

2. 鑽井設備：

水平鑽井技術、多階段液裂技術、海上鑽油平台介紹，Logging 的方法和總類：Voltage、conductivity、radioactivity、neutron，岩心種類，4D 震測數據解讀方法，以 Horn River 的多階段液裂技

術為一例子做完整解釋。

3. 天然氣蘊藏量評估計算方法及地表生產設備：

天然氣地表生產設備如圖 3.8.10，由此圖可分別出凝結油、頁岩油、乙烷石化產品、天然氣於製程上的差別，天然氣中 H₂S 和 CO 雜質的移除，及如何利用地表設備的改善增產天然氣，壓縮機增加壓縮比可造成生產井產量增加，以增加利用體積法及質量平衡法作天然氣蘊藏量評估計算後，如何利用地表生產設備增加回收率。

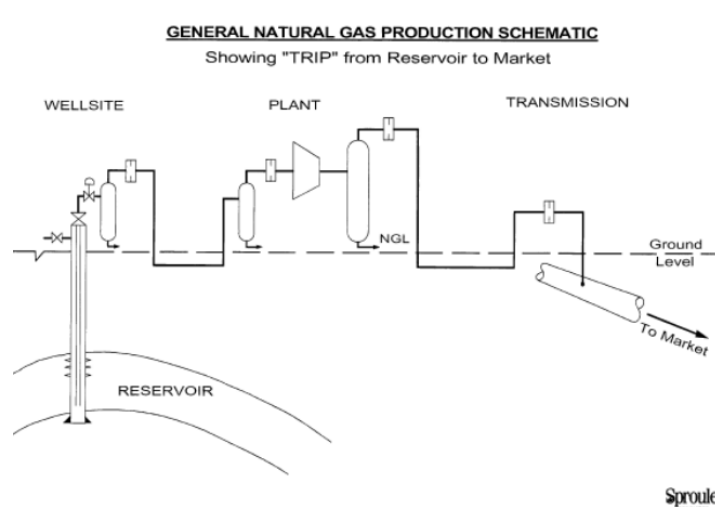


圖 3.8.10 天然氣地表生產設備

4. 水平鑽井、天然氣生產設備實地觀摩：

水平鑽井操作者：Pengrowth - 水平 Cardium well

鑽井公司：Hozrizon Drilling Ltd.

天然氣生產設備：Olds(Garrington)Sour Gas Plant

天然氣生產設備操作者：Pengrowth Royalty Trust

地點：06-18-32-01W5

設計處理量：121 MMcfpd 進料氣體量，產品量 94 MMcfpd

目前處理量：43 MMcfpd

建造時間：1964 年

流程包括：Amine 系統和硫磺工場，所產硫磺由火車運出，Amine 系

統採用 MDEA，沒有 foamy 的問題，Amine 補充量為 0。

5. 加拿大天然氣管線及價格預估：

馬來西亞國家石油(Petronas)，準備投資 200 億美金在加拿大 BC 省興建液化天然氣設備，包括 2019 年底前興建兩座年產能各 600 萬噸的 LNG 廠。頁岩氣在北美的發展：自從 2000 年以來至今，美國頁岩氣的生產量已飆升 12 倍，達到 4.9 兆立方英尺，佔美國天然氣產量的四分之一，而到 2035 年時，這個比例可能會上升到美國天然氣產量的一半，由於頁岩氣使天然氣價格大幅滑落。不久前，美國還仰賴著液化天然氣的進口，現在很可能變成了天然氣的出口國。

投資加拿大 Horn River 或 Montney 主要考量是管線運輸的問題，圖 3.8.11 是加拿大天然氣運輸管線。

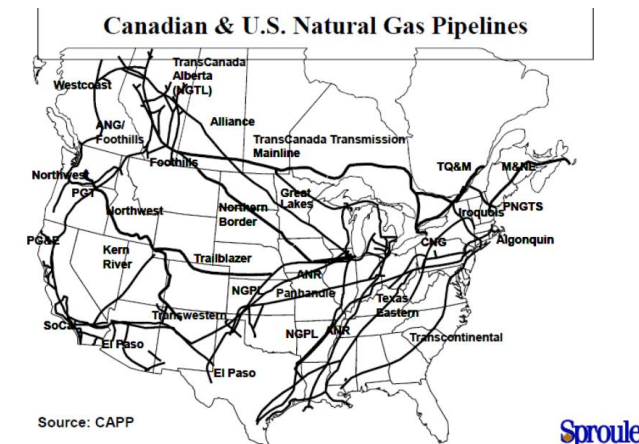


圖 3.8.11 是加拿大天然氣運輸管線

6. 如何看出蘊藏量報告的精髓：蘊藏量報告通常包括有油氣蘊藏量的估算和生產時程、資產投入成本和操作成本、Royalties 和收入稅、稅前及稅後的現金流、及在不同折現率下的淨現值。看蘊藏量報告的要點：誰寫的報告、哪一年寫的、是要買還是代表賣方、是評估還是重新計算、使用那裡的定義和法規、價格估算基礎。看蘊藏量報

告的要點需看資產的價值由何而來，80%的價值由 20%的資產而來，蘊藏量報告需與年報相比較，RLI(蘊藏量壽命指標)、以開發和未開發資產的比例、1P2P3P 比例、折現率採年底還是年中，估算法為類比？或體積法？

7. 如何由油氣公司的資產負債表算出此油氣公司的股票是否被高估或低估

8. 目前有的非傳統的資源包括:油砂、Bakken 的頁岩油、Cardium、Lower Shaunavon、Viking、Montney、Coal Bed Methane、頁岩氣。油砂 Sproule 特別強調不均質的影響性(Impact of Heterogeneity)，目前許多油砂公司都有此問題。圖 3.8.12 是結業證書。

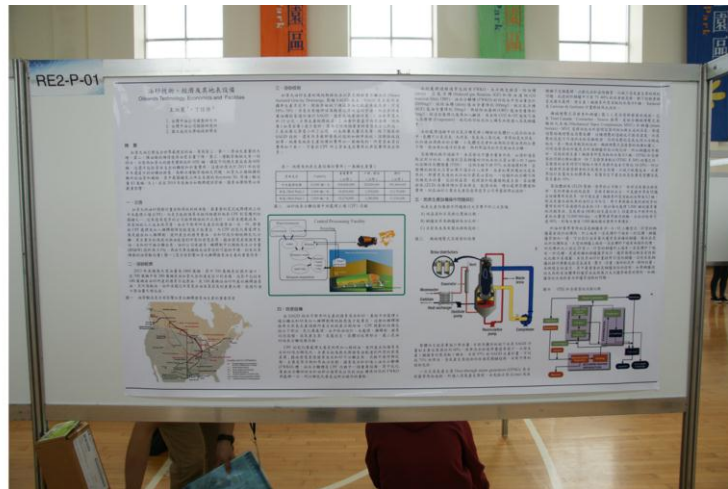
傳統油氣和非傳統油氣於滲透率上的差別:油砂的滲透率為 10000mD，傳統砂岩的滲透率為 10mD，緻密氣層的滲透率為 0.01mD，頁岩氣的滲透率為百萬分之 1 達西，頁岩氣、煤層氣、傳統天然氣的生產方法和儲存機制不同，煤層氣生產先需儲水在降壓後，氣體脫附產出，因加拿大氣價低，目前已沒有進行煤層氣生產計畫。



圖 3.8.12 是結業證書

九、三篇論文發表及參加 2 個國際會議

1)2013 年 5 月臺灣地球科學聯合學術研討會所發表海報論文



2. TD 投資銀行舉行的大型投資會議 2013 TD Calgary Energy Conference

有 80 個 speaker 及 400 人參加，報告的公司有 40 幾個包括有：

- 1) Cenovus Energy Inc. - Harbir Chhina, EVP
- 2) Husky Energy - Rob Symonds, SVP of Western Canada Production
- 3) ConocoPhillips Canada - Dominic Macklon, SVP of Oil Sands
- 4) MEG Energy Corp. - John Rogers, VP, Investor Relations & External Communications
- 5) Devon Canada - Chris Seasons, SVP, Canadian Division and President Devon Canada
- 6) Laricina Energy - Glen Schmidt, CEO
- 7) Connacher Oil and Gas Ltd. - Chris Bloomer, CEO
- 8) Ivanhoe Energy - Carlos Cabrera, Executive Chairman
- 9) Grizzly Oil Sands - John Pearce, CEO

及 core lab 和 Suncor 的參訪

core lab 參訪:

1. McMurray 包括 Christina Lake 區，有 ConocoPhillips/Total' s Surmont、Grizzly (Algar)、Southern Pacific (McKay)
2. Grand Rapids 包括 Cenovus (Pelican Lake)、Laricina (Germain)、Cavalier (Hoole)、BlackPearl (Blackrod)
3. Clearwater 包括 Osum Taiga
4. Carbonates 包括 Laricina / Osum、Leduc
5. Tight Oil / Gas 包括 Montney 和 Duvernay

7/11 到 Fort McMurray 觀摩 Suncor Mining 生產及改質，因照片需得 Suncor 同意才能放入出國報告，所以有意看此部分的同仁請特別聯繫我。

3. 石油季刊：論文題目”油砂生產設備及操作問題探討”

摘要

加拿大油砂產業已經過兩次經濟起落的循環，加拿大之原油儲量如加上非傳統油源及油砂蘊藏量，高居世界第二位，近年來大陸積極併購油砂資源，如中國海洋石油公司於 2012 年底購買 Nexen，購買價格高達 151 億美金，這是亞洲公司在加拿大的最大購買案，估計可取得 30-60 億桶條件資源量的瀝青。

油砂產業主要分成市場、地層、地表生產設備、改質及四大區塊，其中有許多的技術性操作變數、風險管控，這些都會影響一個油砂計畫的成敗，本報告涵蓋這些部分。

近來加拿大瀝青市場有很大的挑戰，主因是運輸管線缺乏，造成輕重油的價差時高時低，而影響輕重油的價差因素主要來自於加拿大亞伯達省的瀝青，無法有足夠的油管可將瀝青運到美國如墨西哥港灣，這現象可能有賴於美國政府何時可批准 Keystone XL 管線的建置有很直接的關係，對一些今年及明年要開始生產及增產的公司衝擊最大。

油砂的地表下生產設備主要是水平對井，生產要經過鑽井過程、注蒸氣預熱階段、循環階段、安裝 ESP 幫浦等階段，主要操作變數是蒸氣注入量和壓力，操作依據是保持超冷控制(subcool control)溫度，

操作最可能出現的問題包括有出砂控制及 ESP 幫浦操作。

比較地層及地表生產設備的費用，地表的中央處理工場所占資本支出費用比井區費用高出很多，平均每桶每天的資本支出費用為 4 萬加幣，所以地表生產設備的費用控制是獲利的關鍵。中央處理工場的設備包括：乳化層處理、水中除油設計、水處理、稀釋劑-瀝青回流設備、蒸氣產生器、氣電共生、氣體回收等部分。中央處理工場操作問題探討大多集中於三大區塊：結晶器和石灰軟化製程比較、鍋爐效率及鍋爐排放水比例、目前及未來有關水排放技術，整體而言就是要減少用水量，目前可用的技術包括：一次式蒸氣產生器、目前新發展的機械增壓式蒸發器和蒸氣鍋爐、零液體排放技術、蒸氣鍋爐的型式。

改質除現有傳統的改質之外，還可以有較小規模的改質，其目的只是將瀝青改質成黏度較低、以減少稀釋劑的用量可由管線輸送，改質製程規模小稱為部分改質，是近來較可行的降低輕重油價差的好方式。現有的部分改質技術包括有 Well Synergy 選擇性萃取柏油 (SELEX-Asp)、Ivanhoe 的 HTL(Heavy to Light)重油改質技術、BA Energy 的加速除雜質(ADC) 技術等，本文中比較溶劑萃取製程(SDA)與選擇性萃取柏油製程，多種部分改質技術中，以選擇性萃取柏油的製程商業化腳步最快。

4). 7 月 23 日到 7 月 25 日:於 Calgary 參加「油砂重油技術(Oilsands Heavy Oil Technologies)」會議，並於此國際會議中發表論文

此於卡加利每年舉辦的「油砂重油技術」Oilsands Heavy Oil Technologies 會議，有從 27 個國家 900 個專家參加此會，大部份的油砂公司都會參展，參展的主要油砂公司包括有 Shell, BP, ConocoPhillips Statoil, ExxonMobil and Suncor 等，三天的議程包括有重要新技術發表及油砂公司展覽。

技術涵蓋範圍

- 改質
- 煉廠擴建及重修
- SAGD 操作和在地生產

- 礦區特性和流體特性
- 蒸汽產生
- 模組地表處理
- 水處理
- 瀝青重油輸送管線
- 新改質技術
- 市場和油砂運輸
- 焦碳汽化
- 萃取和改質
- 汽電共生的利潤
- 亞伯達的電力供應和市場

職發表論文題目: Life Cycle Cost Analysis of Petroleum Coke

摘要

Life cycle cost (LCC) analysis was performed for a 1.6 million tons per year (30,000 BPD) delayed coking unit. The results show that the LCC of coke production is higher than the price of coke and profits are obtained at the expense of environmental costs. The feedstock cost accounts for a majority of LCC. The variability impacts of processing expenses and carbon dioxide (CO₂) price on LCC are relative similar. This suggests that if a higher CO₂ price is imposed on coke production, it is unlikely that the producer will make any effort to reduce the CO₂ emissions either by improving the efficiency of coking process or implement CO₂ remediation initiatives. The CO₂ price increase will be considered as a processing cost increase. The green factor (GF) is predominantly dependent on coke price; an increased coke price improves the GF significantly. Increased CO₂ price has a negative impact on GF, but the relative incremental impact of CO₂ price on GF is less at

high CO2 prices. Hence, there is little can be done to improve the GF of coke production, since the coke price is beyond the control of coke producer.

Life-Cycle Cost 的分析方法也被廣泛應用於油砂業界，如
Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas
Emissions by Richard K. Lattanzio, Analyst in Environmental Policy
March 15, 2013

肆、心得及建議

職於 2006 至 2013 年期間職參加跨單位油砂小組，負責改質、溶劑添加、地面設施、經濟評估 IRR 和淨現值 NPV 計算，過去五年來共有六次由孔前副總經理及楊副總經理敬熙指派至加拿大卡加利 (Calgary) 查閱資料及洽談，接觸與評估過十多個油砂礦區包括 MEG、Southern Pacific、Laricina、Kirby、AOS 等，並參與 Laricina、Kirby 的細部查核(DD)工作。

藉由建立油砂資料庫檢討以前中油評估過的 MEG、Laricina、Connacher、Southern Pacific 案，這些中油評估過認為好的投資機會目前計畫情況多半進退維谷或無法達成預期目標，所幸中油沒有冒然投入新興油砂公司，否則虧損難計，且後續的投資負擔金額也很龐大。

由於油砂投資環境於今年有很大的變化，根據對以前油砂評估案的回顧所學得經驗，對於投資 S 油砂公司的建議(此部分只於公司內部報告)

另還有其他可能投資機會，包括有：

1. Grizzly--- Algar Lake, May River, Thickwood
2. BlackPeral---Blackrod, Onion Lake, Mooney
3. Cavalier---Hoole

4. CNOOC---Hangingstone
- 5.Total,Sinopec---Northern Light
- 6.Laricina---Germain
- 7.Bakken 頁岩油的機會。

投資加拿大 Horn River 或 Montney 主要考量是管線運輸的問題，由於興建液化天然氣設備和管線投資成本高變數多，且興建液化天然氣設備相對耗能，有些投資者擬直接建石化廠於亞伯達省，再將石化產品運到市場。

Bakken 頁岩油是卡加利目前的最熱門投資項目，也是投資的潮流所在，全球很多大油公司像 ConocoPhillips 目前於美加邊界的 Bakken 都有很大的投資，中油到目前都沒有接觸這方面的投資機會，建議中油應可以朝這方向發展。

多種部分改質技術中，以選擇性萃取柏油的製程商業化腳步最快，當頁岩油的產量愈來愈大，許多美國煉廠改以頁岩油當進料，而頁岩油的組成較輕，以頁岩油當進料後，重油觸媒裂解工場將沒有重油進料，選擇性萃取柏油製程可提供重油觸媒裂解工場的進料，將來這或許也是中油的機會之一。

半年研習成果包括:S 公司細部查核、Well Synergy 選擇性萃取柏油製程改質專題研究、發表三篇論文、參加 2 個大型會議、四個受訓課程及實地觀摩。建議中油非傳統能源小組應參加大型投資會議才能取得最新商情和投資趨勢，好的機會要靠主動出擊，才会有第一手好的投資機會。