

出國報告（出國類別：實習）

參加「海域生產流動保障」訓練課程

服務機關：台灣中油公司探採研究所

姓名職稱：田志明 研究員

派赴國家：馬來西亞/吉隆坡

出國期間：104年11月29日至12月05日

報告日期：104年12月28日

摘要

本次出國研習課程由國際知名石油產業訓練及能力培訓公司 PetroSkills 所舉辦，課程全名為「海域生產流動保障研習」(Flow Assurance for Offshore Production)。PetroSkills 主要提供涵蓋石油上游產業之培訓課程，其合作夥伴包含頂尖之業界和學術機構，足以提供最佳之石油和天然氣技術培訓；負責教學之教師均在該領域有數十年之實務經驗以及發表眾多相關學術文章，公認為目前國際上知名之石油和天然氣產業之教育/培訓機構。

訓練課程著重在油氣田生產開發階段，井孔及管線所面臨油氣輸儲之挑戰，內容從蠟份(Wax)、瀝青質(Asphaltene)、鹽類結垢物(Scale)、甲烷水合物(Gas Hydrates)、乳化物(Emulsion)、磨蝕(Erosion)及腐蝕(Corrosion)等常見引起管線堵塞中斷生產操作之相關議題進行原因探討及防治改善措施，課程中搭配簡化之工程算例，讓學員更能瞭解上課內容與工程實務應用與計算。

公司目前在「流動保障」研究領域尚在初探階段，如在查德礦區所開發之原油屬高蠟份，未來在原油輸儲上勢必會面臨到流動保障問題。五天參與訓練課程所吸收到的工程實務應用，對於研究方向及現場油氣田生產開發技術之應用可提供規劃架構。個人年度(104)研究計畫「油氣層流體特性」已先期完成流動保障研究初始規劃，透過此次研習內容，瞭解流動保障相關評估和研究方法，提昇本公司未來在油氣田生產開發之相關技術。

關鍵詞：PetroSkills、流動保障、蠟份

目 次

摘 要	I
目 次	II
壹、目的	1
貳、過程	2
參、心得	3
肆、建議事項	33

壹、目的

本次出國計畫係配合年度(104)研究計畫「油氣層流體特性研究」之相關聯性工作。公司未來將積極投入國外油氣礦區之生產開發工作，因此急需投入相關生產開發技術之研習及訓練，此將有助國外油氣礦區之生產開發工作。公司在「流動保障」研究領域尚在初探階段。期藉由此次研習課程，瞭解流動保障相關評估和研究方法，提昇本公司未來在油氣田生產開發之相關技術。

年度研究計畫集中在查德礦區「油氣層流體暨高蠟份原油流動特性研究」，其中自原油從井孔流至井口及地面管線輸送過程中，將經過一連串的壓力及溫度變化，因而產生許多流動性問題。如何確保原油之流動性不受溫度及壓力降低之影響，與其原油成分性質息息相關，此性質也一併影響未來管線輸儲設計規劃。

此類專題於歐美各地著名之石油產業訓練及能力培訓機構，都會有專門設置之訓練課程探討「流動保障」研究領域。課程內容涵蓋相當廣泛，涉及議題包括各類工程，包含石油、海洋、化學工程等各學科領域，透過各學科間之相互整合而使得整個油田之生產操作能夠順利執行。透過參加此類專門技術課程，快速切入該領域之研究，累積經驗與技術，應用於本公司未來油氣田之開發作業。

貳、過程

本次出國為期 7 天(10 月 24 日至 10 月 31 日)，主要行程為參加 Petroskills 於馬來西亞吉隆坡所開設之訓練課程，課程全名為「海域生產流動保障」(Flow Assurance for Offshore Production)，課程每日早上八點於賓樂雅酒店(PARKROYAL Kuala Lumpur)舉辦，下午四點半結束。

第一天參加訓練課程，即對流動保障之研究領域進行介紹，並以北海 Piper Alpha 海上鑽油平台於民國 77 年發生大爆炸之事件說明流動保障之重要性。另在正式上課前以課前評估方式，讓來自不同背景領域之同仁漸進瞭解該領域在工程實務上之應用。

第二天至第四天訓練課程，則進行各種流動保障因素從蠟份(Wax)、瀝青質(Asphaltene)、鹽類結垢物(Scale)、甲烷水合物(Gas Hydrates)、乳化物(Emulsion)、磨蝕(Erosion)及腐蝕(Corrosion)等常見引起管線堵塞中斷生產操作之相關議題，進行原因探討及防治和改善措施。其中以甲烷水合物(Gas hydrates)介紹篇幅最多，此流動保障議題目前對業界仍是一大挑戰尤其是在深水油氣田區域。天然氣水合物在管線中形成之位置不易判斷且生成非常迅速，故需要在生產之啟動(Startup)及停車(Shutdown)過程中特別謹慎處理。

第五天訓練課程以實際工程案例進行分組討論，考量全面流動保障因素，分別針對油田與氣田之流動保障設計進行探討，並納入生產啟動/停車之流動保障規劃。

參、心得

3.1 第一天訓練課程

Day One						
Start Time	Duration (minutes)	Activity	Percent Involvement			
			Lecture	Discussion	Individual Exercise	Group Exercise
08:00	60	General Information, Introductions, Course Outline, Course Objectives, Participants' Enhanced Capabilities from the Course, Acronyms and Definitions	60	40		
09:00	20	Pre-Course Questionnaire	10		90	
09:20	15	Offshore Production Layout and Offshore Platform	80	20		
09:35	15	Break		100		
09:50	30	Flow Assurance Study Components and Reports	30	70		
10:20	20	Flow Assurance Design Process & Design Basis Checklist	30	70		
10:40	15	Conversion Factors and Equations	70	30		
10:55	15	Break		100		
11:10	20	Offshore Safety and Environmental Preservation	70	30		
Fundamental components of Flow Assurance Studies						
		Flow Assurance Issues				
		<ul style="list-style-type: none"> ○ PVT analysis and fluid properties ○ Steady state and transient multiphase flow modeling ○ Hydrates, paraffins and asphaltenes control ○ Scale, corrosion, erosion and sand control ○ Flow System and Operations consistency with reservoir evaluation and with topsides design 	70	30		
Noon	60	Lunch				

Day 1 – cont'd						
Fluid Properties and Phase Behavior						
13:00	30	Exercise 1 – Determine the solids free flowline conditions.		10	90	
13:30	30	Exercise 2 - Perform simple calculations involving common oilfield-metric conversions, power, API Gravity, flowline + riser volume		10	90	
14:00	15	Break		100		
		Types of Reservoir Fluids				
		<ul style="list-style-type: none"> ○ Dry Gas ○ Wet Gas ○ Gas Condensate ○ Volatile Oil ○ Black Oil 	70	30		
14:45	30	Exercise 3 – Match the composition with its fluid type and with its phase diagram.		10	90	
15:15	15	Break		100		
		PVT Laboratory Testing				
		<ul style="list-style-type: none"> ○ Constant Mass Expansion ○ Differential Vaporization ○ Separator Flash Test ○ Compositional analysis (H₂S, CO₂, gas GC analysis, simulated distillation to C₃₀- on liquids) ○ Oil Densities and Viscosities ○ SARA, Asphaltenes, WAT 	80	20		
14:00	30	Review Day 1	50	50		

本研習課程之大綱與內容：

1. 瞭解流動保障之研究方法與管線和生產操作系統之關係
2. 瞭解油氣層流體實驗室測試結果如何運用於流動保障研究
3. 瞭解油氣層流體基本性質及運用於管線設計之方法

4.瞭解海域生產操作系統中穩態與非穩態多相流流動之 thermohydraulic。

5.評估眾多影響流動保障之因素、防範及改善方法

課程內容涵蓋流動保障概要、流體性質及 PVT 分析試驗、常見影響流動保障之因子與防範方法、熱力學相平衡介紹及實驗資料如何應用於流動保障研究等。



第一天參加訓練課程，對流動保障之研究領域進行介紹，先以北海 Piper Alpha 海上鑽油平台於民國 77 年發生大爆炸，165 人死亡之事件，說明生產操作緊急應變與訓練之重要性。該鑽油平台輸送氣體之 A 泵日班操作人員進行維修，而移除 A 泵出口處之安全閥，而改裝上盲板且並未鎖緊。而夜班操作人員操作 B 泵，並認為 A 泵也可以操作，當下大量液化氣體從盲板處洩漏，產生易燃的蒸氣雲，隨即引燃發生連鎖反應最終引發大爆炸。該案例說明海域生產操作之危險性與設計、與平時緊急應變與訓練的重要性。



「流動保障」一詞係指流體從油氣層多孔隙介質至銷售端管線，透過工程設計、生產策略及相關準則達到油氣穩定生產之目的。該研究領域涉及流體流動行為、熱傳遞及生產化學（有機及無機固體）等學科。對於上述所造成的流動阻礙需透過完整系統方法加以識別，在油氣一連串生產過程中（如下圖），往往會碰到多個流動阻礙問題，如何達成最佳資本支出、操作成本和風險最小化，也就是研究流動保障最終之目的。

“Maintain flow from pore to process”

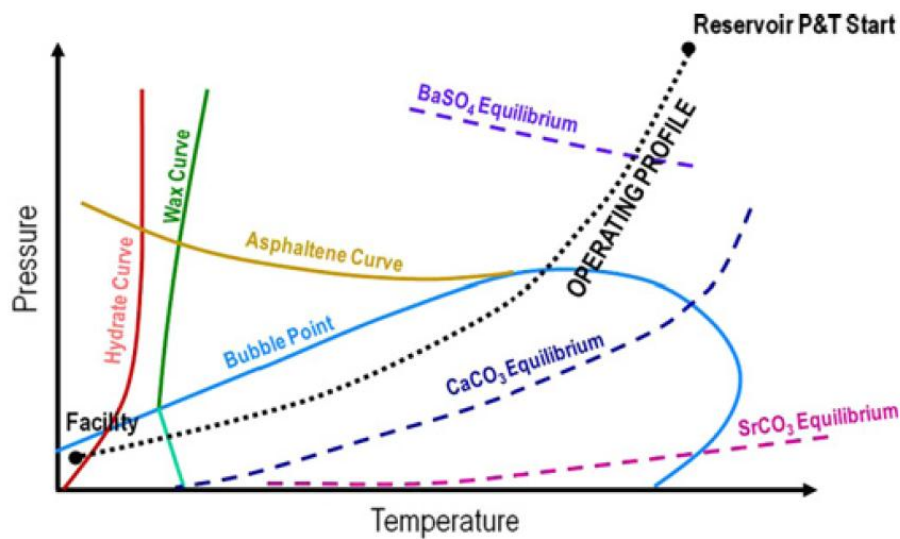
Challenges – Offshore/Deepwater

- Colder temperatures
- Greater hydrostatic head
- Longer tiebacks, and hence complex thermo-hydraulic fluid behaviour
- Gas condensate production
- Organic/Inorganic solids precipitations
- Commingled production – complex fluid systems
- Reservoir Complexity - shallow reservoir, HPHT, compartmentalised, ...
- Reduce uncertainties and minimize risks → CAPEX versus OPEX

The image shows a 3D rendering of an offshore oil platform with yellow tiebacks extending from the platform down to a subsea wellhead. The background features a blue sky and green hills. A dark blue box on the right contains a list of challenges.

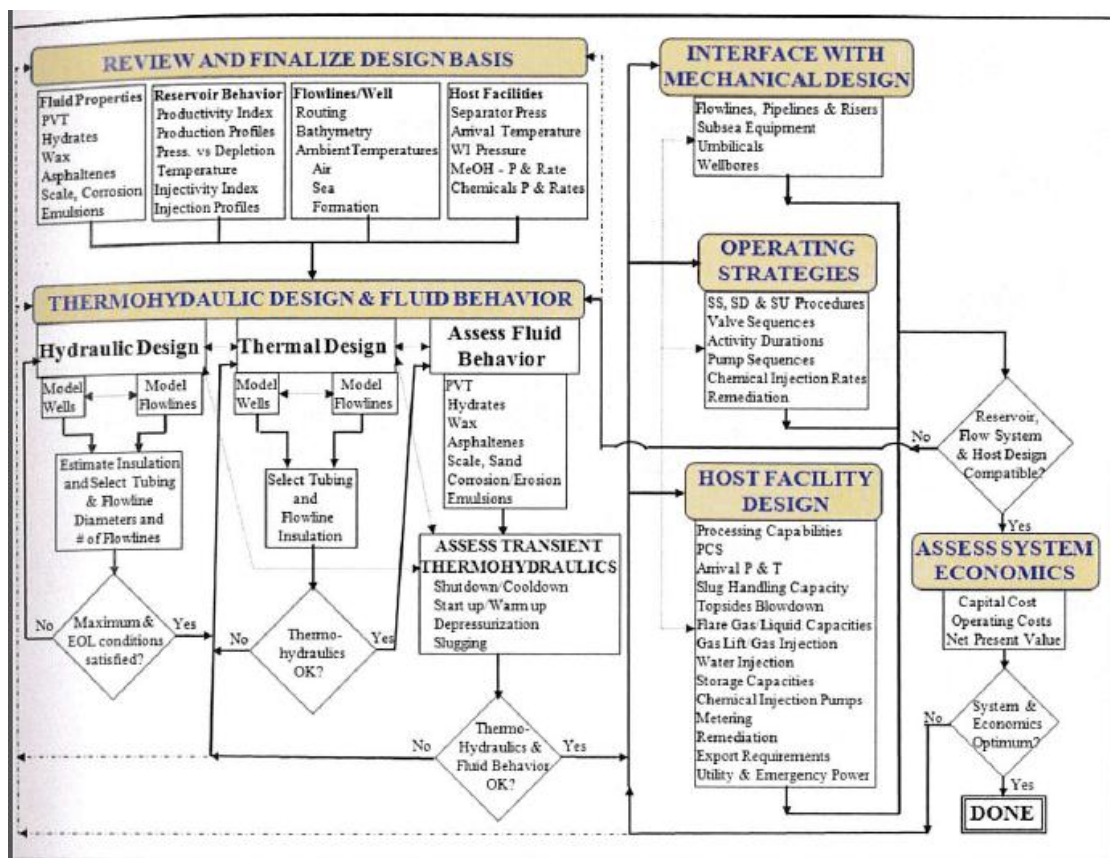
當原油從油氣層中流至地表，將經過一連串的壓力及溫度變化，也意謂著其熱力學狀態路徑將經過不同相態區，因而產生許多流動性

問題。海上油氣田開發流動保障問題比陸上更難克服，尤以深水環境。下圖為典型深水區域之原油相態圖，圖中可明顯觀察出當油氣層中之原油流至生產管線中，可能跨越幾個影響流體流動行為之相態區，包含形成瀝青質(Asphaltene)、蠟份(Wax)、甲烷水合物(Gas Hydrates)、鹽類結垢物(Scale)及雙相流動所引起段塞流(Slug Flow)等流動阻礙問題。



Common deposits that form in tubulars during hydrocarbon production. Wax and hydrate deposition mainly result from a temperature decrease, while asphaltene precipitation may be triggered by changes in pressure, temperature and composition. Inorganic scales arise from changes in pressure, temperature and composition of aqueous fluids that accompany hydrocarbon production. (With kind permission of Springer Science and Business Media.)

下圖為流動保障研究之流程，先期首先需對井底流體進行取樣及特性化評估後，進入 PVT 試驗分析及識別影響流動保障之因素（如瀝青質、蠟份、及甲烷水合物特性分析），隨後以熱力學模型進行相圖區之描述，再者以穩態及非穩態方式進行流體在管線中流動行為模擬，後者再予以搭配整體工程評估設計。最後階段則實際應用於油田生產開發及監控，對於整體操作成本、最佳資本支出和風險最小化進行最適化評估及修正。



油氣層流體 PVT(Pressure-Volume-Temperature)性質對於油氣田開發極具重大影響，PVT 實驗資料除了對於認識油氣移棲、聚集與分佈、油氣蘊藏量計算、油氣田開發及提高石油與天然氣採收率等方面都有其重要作用之外，對於管線生產操作之應用以及流動保障設計亦有其重大影響，故在課程第一天即對於油氣層流體分類及 PVT 試驗分析以及相關之熱力學物性進行介紹。

油氣層流體 PVT 試驗對於不同特性流體需要執行不同的試驗項目藉以瞭解流體特性，油氣層流體可分為五大類，黑油(Black Oil)、揮發性油(Volatile Oil)、逆變凝結油(Gas Condensate)、濕氣(Wet Gas) 及乾氣(Dry Gas)，而一般依照最初生產氣油比(Gas-Oil Ratio) 進行分類。而 PVT 試驗項目一般有定組成膨脹試驗(Constant Composition Expansion, CCE)、差壓釋放試驗(Differential Liberation, DL)、定容涸竭試驗(Constant Volume Depletion, CVD)、分離器測試(Separator Test)及黏度量測(Viscosity Experiment)等。

一般對於地表儲罐油樣除針對特定流動保障因素進行相關試驗分析外，另會進行原油 SARA 特性化分析，其針對飽和烴(Saturates)、芳香烴(Aromatics)、樹脂(Resins)、瀝青質(Asphaltenes)進行分析，其中前兩項組成是根據成分的極性及非極性進行區分，飽和烴類包含長鏈、分支及環烷烴非極性碳氫化合物，芳香烴則因為含有苯環結構而具極性。後兩項主要區分在於樹脂可溶於庚烷或戊烷而瀝青質則不溶，此分析可以幫助瞭解原油中瀝青質之穩定性以及潛在瀝青質沉澱問題。

3.2 第二天訓練課程

Day Two						
Start Time	Duration (minutes)	Activity	Percent Involvement			
			Lecture	Discussion	Individual Exercise	Group Exercise
Fluid Properties and Phase Behavior – continued						
08:00	30	Fluid Sampling <ul style="list-style-type: none"> ○ Bottom hole samples ○ Drill stem test samples 	70	30		
08:30	15	Black Oil Model vs Compositional Model	80	20		
08:45	15	Fluid Characterization for Compositional Models	80	20		
09:00	15	Break		100		
09:15	30	Compositional Models and Equations of State (EOS) <ul style="list-style-type: none"> ○ Ideal Gas ○ Peng-Robinson (PR) ○ Soave-Redlich-Kwong (SRK) ○ Peneloux Liquid Density Correction ○ Mixtures ○ Properties calculated from EoS + molecular data (ρ, μ, IFT, C_p, C_v, ΔH) 	80	20		
09:45	20	Introduce Gas Density Spreadsheet and Exercise 4	60	40		
10:05	15	Break		100		
10:20	45	Exercise 4 – Spreadsheet calculation: Estimate gas SIWHP from reservoir pressure and wellbore temperature profile.		20	40	40
11:05	25	Flow Regimes for Flow in Horizontal and Inclined Pipes <ul style="list-style-type: none"> ○ Stratified Flow ○ Slug Flow ○ Dispersed bubble flow ○ Annular Flow 	70	30		
11:30	30	Exercise 5 - Calculate V_l , V_g , V_{sl} and V_{sg} for 6 cases		10	45	45

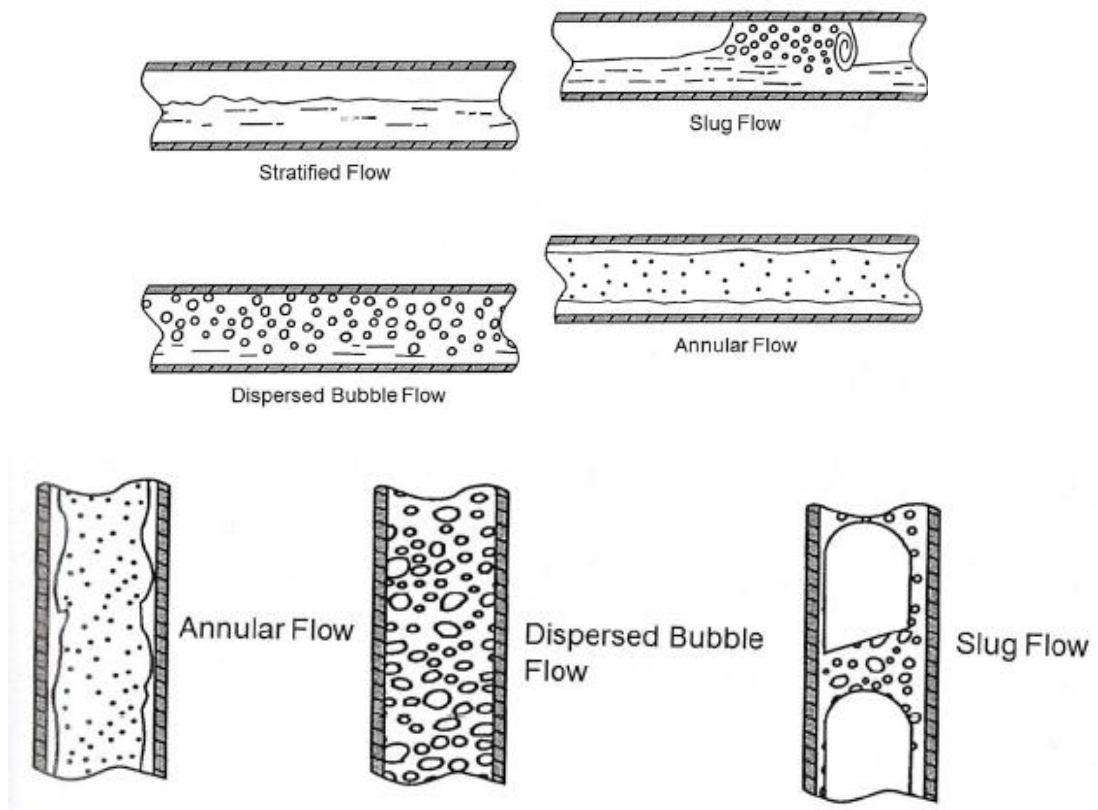
Day 2 – cont'd						
Multiphase Flow						
Noon	60	Lunch				
13:00	30	Exercise 6 – Match flow conditions with flow regimes.		10	45	45
13:30	30	Flowline Pressure Drop <ul style="list-style-type: none"> ○ Frictional Losses ○ Elevation Losses ○ Acceleration Losses ○ Errors in ΔP calculations ○ Pipe wall roughness ○ Drag reducing agents 	80	20		
14:00	15	Break		100		
14:15	30	Liquid Holdup <ul style="list-style-type: none"> ○ Causes ○ Prediction ○ Field/experimental data ○ Three phase flow 	80	20		
Thermal Modeling						
14:45	30	Insulated Pipe Heat Transfer <ul style="list-style-type: none"> ○ k-value and U-value ○ Calculating U-value from insulated pipe designs – PIP vs Wet Insulation 	70	30		
15:15	15	Break		100		
15:30	15	Exercise 7 - Calculate U-values for various single layer tubes		10	90	
15:45	45	Exercise 8 – Calculate U-values for three pipe designs: - Wet Insulation: GSPU ($k = 0.160 \text{ W/m}^2\text{K}$) - PIP: Aerogel ($k = 0.013 \text{ W/m}^2\text{K}$) - PIP: Aerogel With Vacuum ($k = 0.008 \text{ W/m}^2\text{K}$)		20	80	

第二天上午課程仍持續對於流體特性介紹，進行流體特性分析之前，能成功取得代表性的地層流體，後續各工程設計與分析始有意

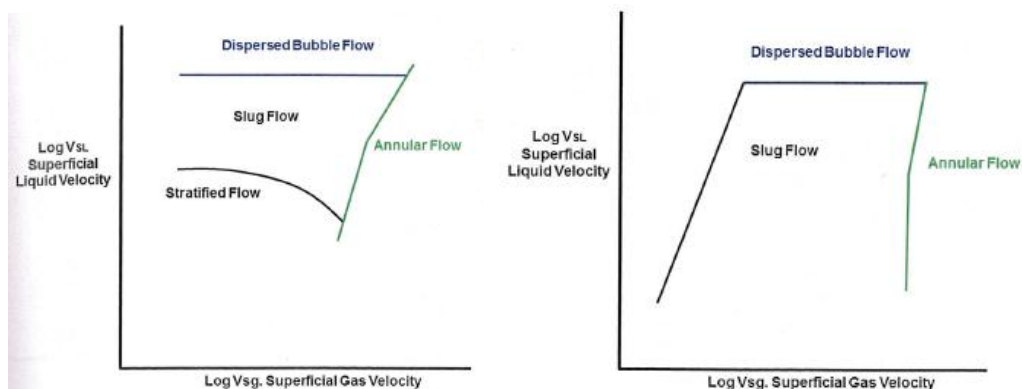
義，特別是在深水之環境下井底取樣更是一大挑戰。

油層模擬中，狀態方程式成份模擬對於預測複雜相行為及流體相平衡較具精確性，其中使用成份模擬之成功關鍵在於能描述流體相行為，對於揮發性油(Volatile Oil)及逆變凝結油(Gas Condensate)類型之流體因其組成易受壓力、溫度變化而影響流體行為表現，故在油層模擬上經常使用狀態方程式替代黑油模型進行之。原油係由眾多碳氫化合物所組成，故假如狀態方程式未經實驗室 PVT 資料擬合修正，則不具任何參考性，故針對實驗室 PVT 報告進行各資料擬合將是油層模擬及其他工程估算的先行重要工作。狀態方程式經過 PVT 實驗擬合對於給定之成份、溫度和壓力，則可預測相行為、密度、熵及焓等熱力學參數，然而對於黏度、熱傳導率和表面張力等參數則需透過其他經驗式進行預測。一般在進行油品外輸管線(Export Pipelines)設計上，考量到油和氣相在管線中以單相輸送，故採用黑油模型。然而如考量井底流體流至地表或輸送流體過程中與其他流體性質混合，發生劇烈成份變化(如氣舉)或相變化，則可採用成份模擬方式進行成份追蹤(Composition Tracking)，瞭解管線中油氣各成份隨時間和距離之變化關係。

當地層流體從井孔流至地表到銷售端管線，所處之系統溫度和壓力均會發生劇烈變化，此時依流體特性會牽涉到相變化之問題，故在井孔和管線的流動不再是單相，而是多相流，意即油氣在管線中一同流動。多相流之流動型式與氣體和液體之性質、流動速度與管線中之傾斜角度有關，基本可分為四大類分別為層狀流(Stratified Flow)、段塞流(Slug Flow)、泡狀流(Dispersed bubble flow)及環狀流(Annular Flow)。

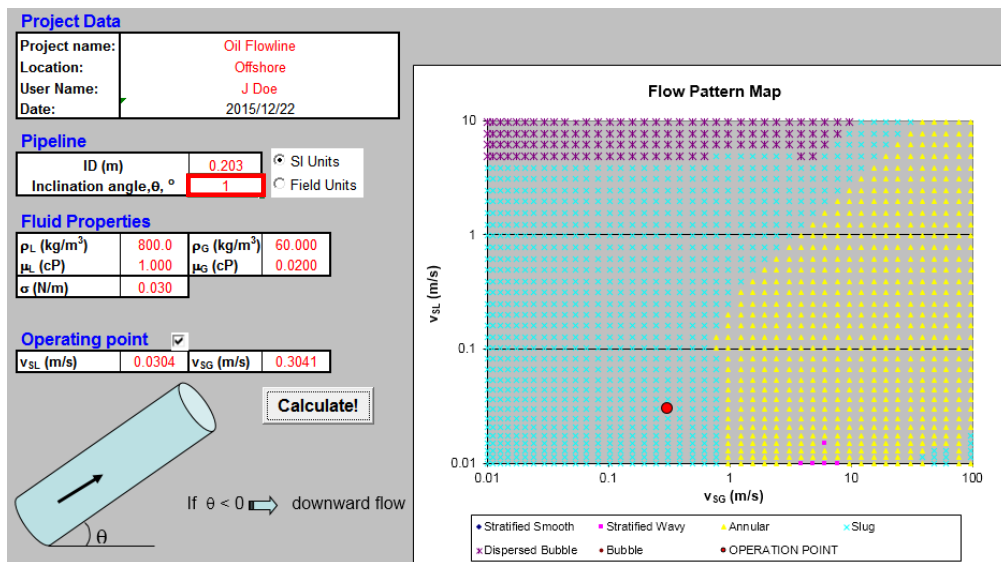
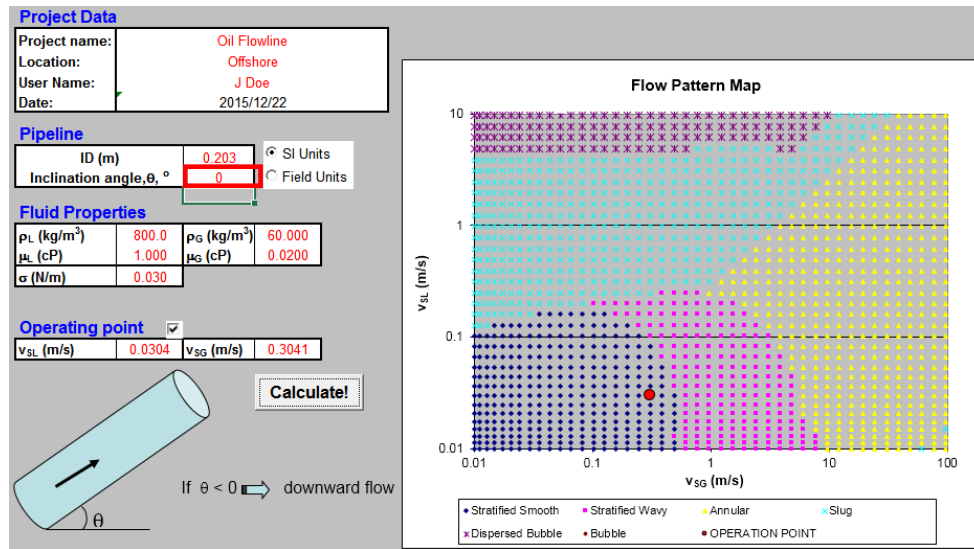


上圖描述水平與垂直方向流動之多相流，其中垂直方向少了層狀流動。下圖描述表面液體及氣體流速(Superficial Liquid and Gas Velocity)與流動型式之關係，流動型式與所處系統壓力溫度及流體性質、管徑、管線傾斜角度有關，上課中以 Excel 實際算例說明傾斜角度相差 1 度，即造成流動型式之不同。



瞭解雙相流之流動型式對流動保障設計非常重要，其中兩相流動之間在管線中的壓力損失計算方式與單相流動截然不同，一般分為兩

種計算方式，其一是採取經驗修正(Empirical Correlations)，此類型根據低壓及較小管徑所得出實驗結果，以經驗公式描述所得實驗值，如果所應用之油田溫度壓力超出該經驗式範圍甚大，易造成較大誤差。另一種是根據實驗值，但採取多相流流動方程式進行更嚴密之計算，會比使用經驗修正式更精確。



進行節點分析，分析井產能時，即需要多相流校正公式，用以瞭解井孔中溫度、壓力和產能之變化關係，下表為油氣井生產及管線輸儲中，常用之經驗公式。

	Vertical Oil Wells	Highly Deviated Oil Wells	Vertical Gas-Condensate Wells	Oil Pipelines	Gas-Condensate Pipelines
Duns & Ros	X	X	X	X	X
Orkiszewski	X		X		
Hagedorn & Brown	X		X		
Beggs & Brill Original	X	X	X	X	X
Beggs & Brill Revised	X	X	X	X	X
Mukherjee & Brill	X	X	X	X	X
Govier, Aziz & Fogarasi	X	X	X	X	X
OLGA-S	X	X	X	X	X
Ansari	X		X		
AGA & Flanigan					X
Oliemans				X	X
Gray			X		
Xiao				X	X

目前業界已使用多年之商業化軟體進行多相流之計算，其中常見的有 Schlumberger 公司的 OLGA 及 PIPESIM 軟體，國外大型石油公司已採用多年，進行管網或管線輸儲和流動保障設計規劃。

<u>OLGA</u>	<u>PIPESIM</u>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Multiphase Steady-State and Transient Flow ▪ Individual Slug Tracking ▪ Compositional Tracking ▪ Corrosion Module ▪ FEMtherm Module (bundles) ▪ Multiphase Pump Module ▪ Wells Module ▪ Wax Module ▪ Hydrate Kinetics Module ▪ Inhibitor Tracking Module ▪ Complex Fluid Module 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Multiphase Steady-State Flow ▪ Slugging Characteristics ▪ Network Analysis Module ▪ Well Design & Production Performance Analysis ▪ Gas Lift Optimization Module ▪ Pipeline and Facilities Design and Analysis ▪ OLGA-S

3.3 第三天訓練課程

Start Time	Duration (minutes)	Activity	Percent Involvement			
			Lecture	Discussion	Individual Exercise	Group Exercise
Thermal modeling - continued						
08:00	15	Cool down times to hydrate formation conditions	80	20		
08:15	15	Exercise 9 – Calculate the gas filled cool down times for the exercise 8 pipe designs.		10	90	
08:30	15	U-values for Flexibles	80	20		
08:45	10	Cold Spot Analysis - CFD	80	20		
08:55	15	Break		100		
Steady State Multiphase Flow modeling						
09:10	20	<ul style="list-style-type: none"> • Flowline pressure drop • Flow velocity • Line Sizing • Flow in networks 	60	20		20
09:30	45	Exercise 10 - Calculate the frictional pressure drop for a gas flowline at various pressures		20	40	40
10:15	15	Break		100		
10:30	30	Exercise 11 – Determine optimum flowline ID from reservoir pressure, PI, wellbore hydraulics data, flowline hydraulics data and required rate and arrival pressure.		20	40	40
11:00	15	Exercise 11 – Discussion.		100		
Transient Multiphase Flow Modeling						
11:15	45	<ul style="list-style-type: none"> • Transient multiphase flow simulators • Startup • Shutdown and blowdown or depressurization • Ramp up and Pigging • Slugging: hydrodynamic, terrain induced & ramp up 	80	20		
Noon	60	Lunch				

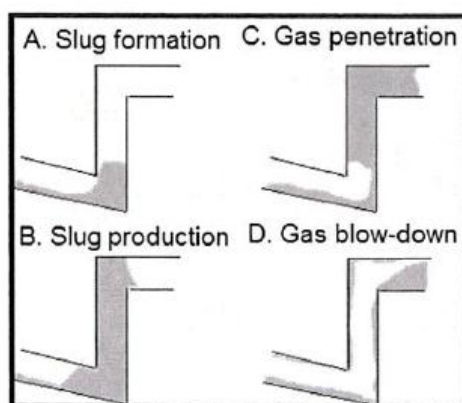
Day 3 – cont'd

Transient Multiphase Flow Modeling - continued						
13:00	20	Slug catcher/separator <ul style="list-style-type: none"> ○ Functional requirements ○ Design ○ Types of slug catchers 	70	30		
13:20	30	Exercise 12 – Determine separator size, pump off rate and level controls for the input slug sizes and frequencies.		20	40	40
13:50	15	Exercise 13 – Determine the force on an elbow from a hydrate mass moving at 100 and 270 ft/s.		20	80	
Gas Hydrates						
14:05	15	Break		100		
14:20	20	<ul style="list-style-type: none"> • Natural gas hydrates chemistry and crystal structures • Hydrate equilibrium curves • Hydrate inhibitors <ul style="list-style-type: none"> ○ Thermodynamic inhibitors <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hammerschmidt equation ▪ Methanol partitioning into hydrocarbon phases ○ Low Dosage inhibitors (kinetic and anti-agglomerant) 	80	20		
14:40	20	Exercise 14 – Determine the methanol, MEG and LDHI rates for given produced fluid rates and flowline conditions.		10	90	
15:00	15	Break		100		
15:15	30	Exercise 15 – Estimate the methanol lost to the gas phase at 40°F and at 100°F for 30 wt % methanol in the aqueous phase.		20		80
15:45	10	<ul style="list-style-type: none"> • Hydrate mitigation • Hydrate remediation – depressurization, heating and chemicals 	70	30		
15:55	20	Exercise 16 – Estimate the time required to free a hydrate plug		30	70	
16:15	15	Hydrate Engineering Handbook by E. D. Sloan: Rules of Thumb and Case Histories	20	80		

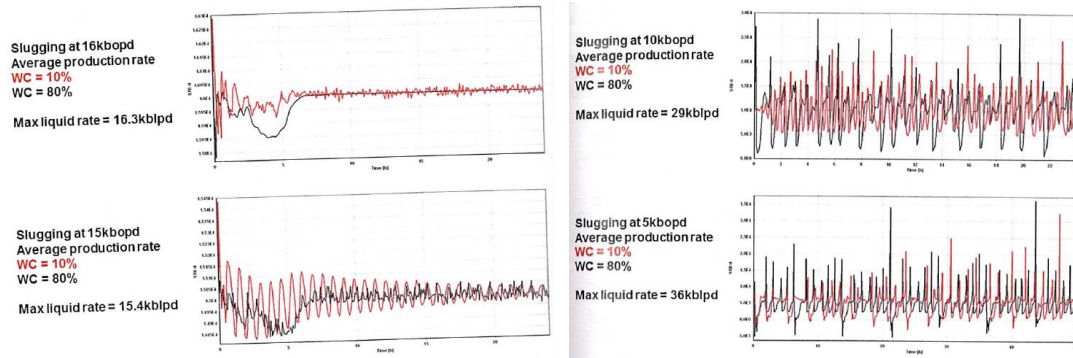
第三天訓練課程進行穩態(Steady State)及暫態(Transient)多相流模擬模型及甲烷水合物流動保障因素之介紹。

管線大小主要使用四個因素進行篩選，分別是 1.最大輸送能力 2.可運用的壓力降 3.可允許之流速 4.段塞流，一般使用穩態模擬進行管徑尺寸之選擇。對於摩擦壓降之典型設計推薦準則為 1.氣體或凝結油為每英里 15-35psi 2.原油為每英里 50-250 psi。對於最大流體速度之限制推薦準則為 1.以液體流動為主：6-8 m/s 2.以氣體流動為主：15-21 m/s，管線中流體速度過小易引起持液量(Liquid holdup)增加或是水可能累積在管線中較低點位置，或引起段塞流等問題，然而流速過高則容易引起磨蝕問題。

暫態多相流模擬模型中假設系統壓力、溫度、氣體和液體流速及其他性質都會隨時間變化，此有別穩態模型，故可以模擬管線中段塞流流動、啟動/停車操作及清管(Pigging)等操作。段塞流在管線多相流之流動，容易造成操作問題，其發生原因可能為管線輸送之高程變化或是流速改變，或是來自操作方面例如啟動/停車、清管。下圖為段塞流形成示意圖。圖中液體於管線中於較低處形成，液體佔據管線中某段位置隨後產生段塞流，氣體逐漸穿透液體，最後氣體再將液體帶出。

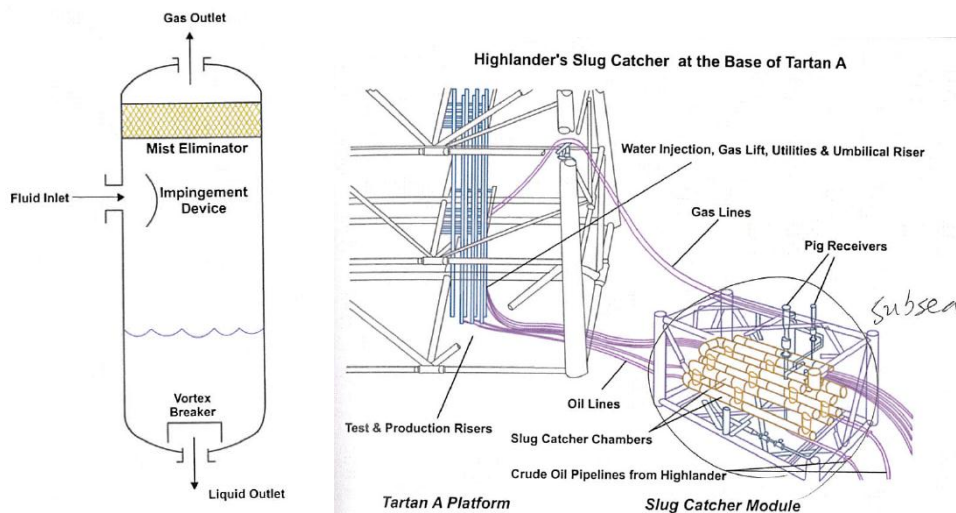


下圖左及圖右說明不同原油輸儲量及含水率下，段塞流發生情形，圖中可發現在每日平均 5 千桶之輸油量，段塞流引起之瞬時流量可達每日 36,000 桶，此瞬間產生之巨大流量會對油氣分離設備產生影響。



Liquid Prod. Rate (STB/d)	5,000		10,000	
Water Cut (%)	10	80	10	80
Slugging Frequency (1/hr)	0.5	0.8	2.2	0.72
Max. Slug Volume (bbl)	330	279	242	257

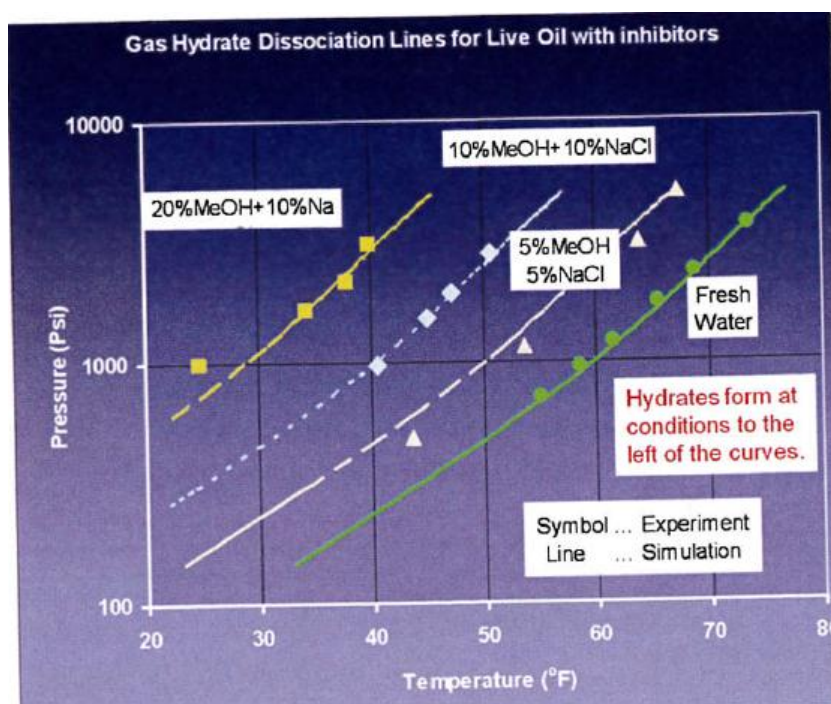
一般可透過段塞流捕捉器(Slug Catcher，見下圖)進行改善，該設備主要目的就是維持流體穩定流動，除可以提供足夠空間降低流速劇烈改變，另外就是可以提供氣液分離，改進分離器分離效率。



天然氣水合物(Gas Hydrates)

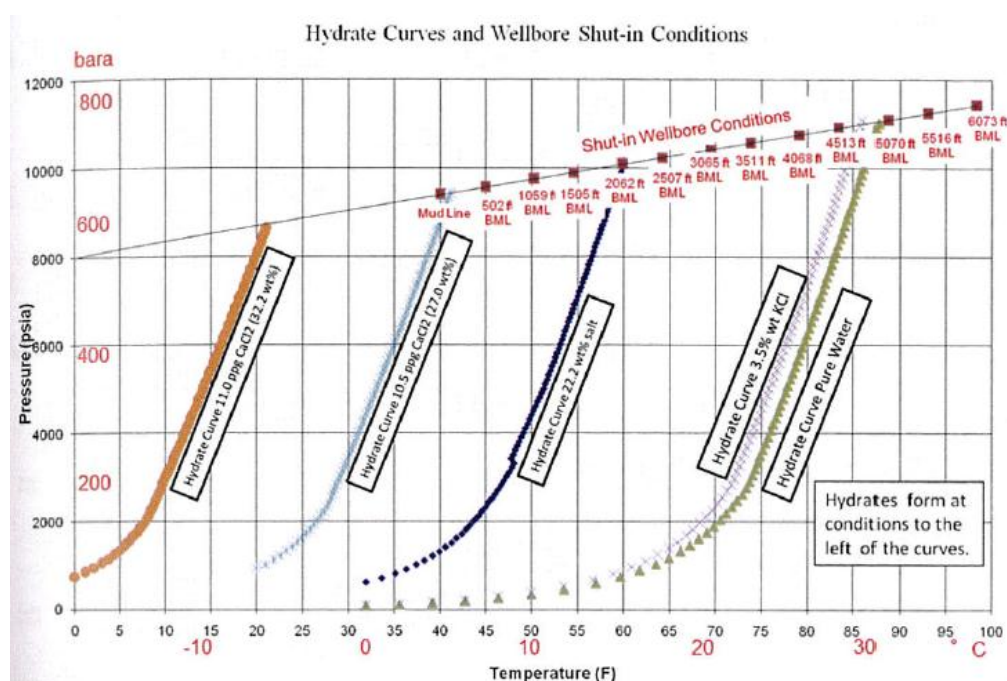
天然氣水合物其為一種氣體分子(主要為甲烷、乙烷、丙烷、二氧化碳及硫化氫)，其被籠狀結晶結構的水分子所包含，形成之冰晶狀物質，其形成有特定之溫壓條件，通常穩定存在高壓、低溫且含豐富氣體的環境下。在流動保障研究中，天然氣水合物係指在輸送管線中，受低溫環境及流體組成而形成堵塞管線生產之固體，而非指自身已存在於極區永凍層與深水區的大陸斜坡。

天然氣水合物之流動阻礙易在海域油氣田管線輸儲發生，業界大部分作法，如無法避開低溫之生成條件，尤其是在深水區域，則需透過化學抑制劑控制水合物生成，亦即使用熱力學上之抑制劑，如甲醇、乙二醇及鹽類等。下圖為甲烷水合物在不同流體成份下之熱力學相圖，甲醇成份越多形成水合物的溫度則需要更低，即將曲線往左移動，使得系統之生產操作溫度壓力遠離水合物形成區域範圍。



由於深水區域之管線輸儲，需配合下游而時常需要啟動/停車，

低溫環境下水合物形成非常迅速，下圖說明生產井關井後在低溫及高壓環境極易生成水合物，然而不同條件井內鹽類濃度其生成水合物之條件亦不同。



甲烷水合物防治方法，一般可採用絕熱或加熱系統(注入熱水或電熱法)或是減壓操作，意即遠離相邊界。海域管線生產操作中，甲烷水合物之流動保障處理也是業界公認較困難，其特性是不易判別是否為甲烷水合物生成，且其生成迅速並不易判斷生成位置，且亦會隨著凝結油或原油移動。一旦生成塞狀物(Plug)後，一般會先行注入抑制劑，以瞭解管線中塞狀物位置，另可採取降壓作法，使其熔解。然而預防重於治療，故在先前作業判斷時，即注入甲醇抑制劑預防。然而注入之甲醇，仍須再分離回收。

對於深水環境，當流體流出井口後，外界系統溫度可能只有 40°F，對於水合物防治，需要搭配管線隔熱設計採用雙層組合管線(Pipe in Pipe)，降低熱散失，另配合抑制劑，以達到防治效果。

3.4 第四天訓練課程

Day Four						
Start Time	Duration (minutes)	Activity	Percent Involvement			
			Lecture	Discussion	Individual Exercise	Group Exercise
Paraffin (Wax)						
08:00	15	<ul style="list-style-type: none"> Chemistry WAT and gel point 	70	30		
08:15	15	Exercise 17 – Calculate the flowline wax volume and ΔP during pigging of a wax buildup.		20	80	
08:30	15	Mitigation – chemicals and pigging	80	20		
08:45	15	Exercise 18 – Calculate the flowline ΔP for a gelled oil.		10	90	
09:00	15	Break		100		
09:15	15	Remediation – pressure surging, heating and solvent flushing	80	20		
Asphaltenes						
09:30	15	<ul style="list-style-type: none"> Chemistry Precipitation conditions Mitigation and remediation 	70	30		
Emulsions						
09:45	15	<ul style="list-style-type: none"> Rheology Mitigation Remediation (calcium naphthanates) 	70	30		
10:00	15	Break		100		
Scale						
10:15	15	<ul style="list-style-type: none"> Chemistry and formation conditions Mitigation Remediation 	80	20		
10:30	25	Exercise 19–Determine the Barite scaling tendency for 2 waters		10	45	45
Corrosion						
10:55	20	<ul style="list-style-type: none"> Chemistry Mitigation – materials, inhibitors Corrosion Monitoring Corrosion Allowance 	80	20		

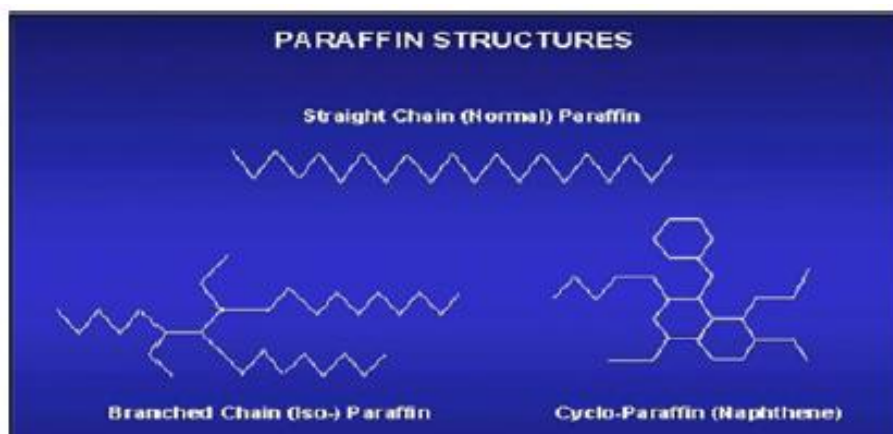
Day 4 – cont'd

Solids Transport and Erosion						
11:15	45	Exercise 20 – Determine umbilical tubing sizes for treating chemicals		20	40	40
12:00	60	Lunch				
13:00	30	<ul style="list-style-type: none"> Solids Settling Characteristics Solids (sand) control Solid/Liquid and Solid Gas systems Erosion parameters: fluid properties, velocity, sand size and shape, piping geometry 	70	30		
13:30	15	Tulsa Erosion Model	70	30		
13:45	30	Exercise 21 – Calculate erosion rates using the Tulsa Erosion Model equations. Vary the flow velocity and the sand rate, size and shape.		20	40	40
14:15	15	Break		100		
14:30	15	Discussion of Exercise 21		100		
14:45	30	Exercise 22 – Determine the treating chemicals usage rates and storage volumes. Assume $\Delta T_s = 35^\circ F$ for hydrates during startup.		10	80	10
15:30	15	Break		100		
15:45	15	<ul style="list-style-type: none"> Types of pigging and frequency <ul style="list-style-type: none"> Clear flowline of wax or sand Liquid buildup in gas or gas condensate flowlines Smart pigging – corrosion/erosion monitoring Effects of pigging on production 	70	30		
16:00	30	Exercise 23 – Determine the pig acceleration down the riser.		5	95	

第四天訓練課程進行蠟份、瀝青質、結垢、磨蝕和腐蝕流動保障因素之成因、防治及改善方法。

蠟份(Wax)

原油組成中的飽和烴類(Saturates)是石油蠟分的最大來源，其為非極性分子，由正烷烴(N-Paraffins)、異烷烴(Iso-Paraffin)和環烷烴(Naphthene)所組成，如下圖所示。



蠟份在地底下以膠體狀存在於石油之中，但開採石油時壓力和溫度降低，會逐漸從原油中析出，在給定狀態條件下蠟開始凝析出的溫度稱為析蠟溫度(Wax Appearance Temperature，簡稱 WAT)，由於蠟晶體逐漸析出而呈霧狀或渾濁，亦可稱為濁點(Cloud Point)。若溫度再繼續降低，冷卻的試樣能流動的最低溫度則稱為流動點或膠凝點(Pour Point or Jel Point)。

析蠟溫度理論上定義為極微量蠟份最初形成之溫度，然而實際上只能偵測到微量蠟份，故不同實驗方法將產生不同測量結果。當含蠟份原油在析蠟溫度下冷卻時，因達到溶液最大溶解度之限制，蠟份將以固態結晶物分離。熱力學狀態下的析蠟溫度與實驗所得析蠟溫度，兩者有區別，熱力學析蠟溫度是指真實固液相態平衡之溫度，亦即固液相在固定壓力下能平衡存在之最高溫度($WAT_{(true)}$)。但實驗所得析蠟溫度，代表能偵測到最初結晶物之溫度($WAT_{(exp)}$)。析蠟溫度對於實驗量測方法極為敏感，一般可達到 $\pm 5^{\circ}F$ 。正常狀況下，實驗之析蠟

溫度會落在熱力學固液相包絡線內，故 $WAT_{(exp)} < WAT_{(true)}$ 。下表為量測析蠟溫度之方法，推薦使用偏光顯微鏡及紅外線偵測方式量測。

量測方法	描述	優點	缺點
偏光顯微鏡(Cross Polar Microscopy)	微量樣品以高倍率電子顯微鏡透過 cross polar 光線折射，觀察到晶體結構。	1.靈敏度佳 2.微量樣品可進行 3.可在較大範圍之冷卻速率下進行 4.實驗值可靠	1.不具代表性之樣品量 2.可能錯失非晶態蠟 3.尚不能適用於未脫溶解氣之原油
紅外線偵測 (Infrared Detection/Light Scattering)	1.蠟晶體將會反射及散射光線，紅外光可被蠟晶體吸收並可穿透黑油。 2.當原油冷卻時，光線反射及吸收之變化可顯示蠟份的形成。	1.靈敏度佳 2.微量樣品可進行 3.可適用於未脫溶解氣之原油(Live Oil)	1.不具代表性之樣品量 2.主觀解釋 3.可靠分析的樣本數較少
示差掃描熱量計 (Differential Scanning Calorimeter)	當原油中蠟份結晶生成時，會產生少量的熱，透過熱含量變化進行析蠟溫度量測。	1.微量樣品可進行 2.自動且快速 3.可估計蠟含量	1.過高冷卻速率將導致過冷效應發生。 2.靈敏度低，低含蠟量偵測困難。 3.主觀解釋
熱力學預測 (Thermodynamic prediction)	使用詳細的成份分析透過熱力學模型及文獻上的成分性質預測析蠟溫度及沉澱量	在壓力和油品組成範圍預測析蠟溫度及含蠟量	1.需要詳細數據資料 2.需要擬合實驗值

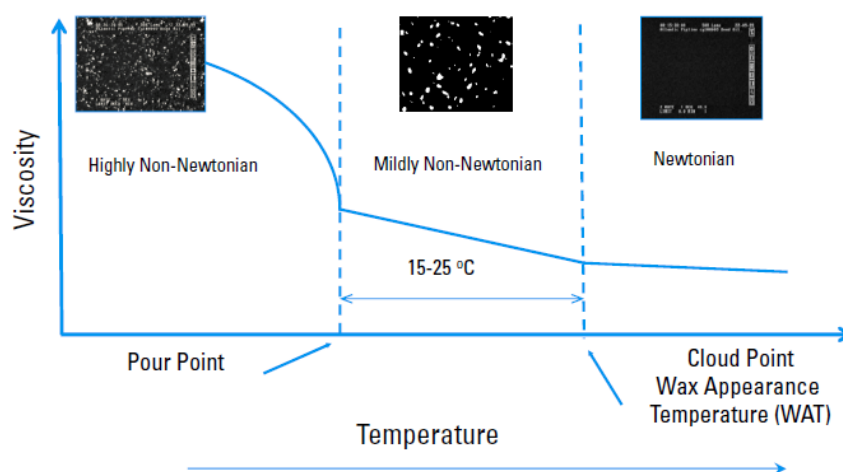
石蠟典型成份為長鏈狀正烷烴大分子，當系統溫度降至析蠟溫度以下，長鏈狀正烷烴成分開始結晶形成固態蠟，當原油從地表下生產輸送至地面，伴隨著所處溫度狀態降低至析蠟溫度以下，蠟份逐漸在管壁生成，假如石蠟成分隨著時間在管線中逐漸增加，則會部分亦或完全阻礙原油生產。管線堵塞為不同的物理及化學作用，尤其是石蠟的形成及沉澱，造成此問題將影響油氣生產導致龐大經濟損失及管線替換成本。然而並非所有的蠟份會沉積在管壁上，部分蠟將以固體粒方式懸浮於原油中輸送。此懸浮固體將導致原油黏度顯著增加，影響流動性質。

蠟份結晶將改變原油的流動行為，從牛頓流體轉變成非牛頓流體。其將產生較高的黏度，除額外增加原油泵送所需之能量外並減少泵送能力，增加管線粗糙度及壓力降，並減少管線的有效截面積，蠟份沉積需增加清管作業頻率。原油中的含蠟量越高則析蠟溫度越高，

使得油井及輸油管線容易結蠟而不利作業，且降低油井及管線的壽命。兩個主要影響蠟份溶解度之參數分別為溫度及組成。壓力因素相較於前兩項影響較小。蠟份沉澱有時為不可逆程序，一旦蠟份從溶液中移除，既使恢復到原始狀態溫度下，要重新溶解亦會變得非常困難。對於蠟份所引起的流動保障問題，通常需要量測三種原油之基本性質，分別為析蠟溫度、流動點及降伏應力(膠凝強度)。

依照析蠟溫度、流動點及含蠟份原油之流變行為，按照溫度範圍可分為三個區域(下圖)，描述如下：。1.系統溫度高於析蠟溫度，流體展現為牛頓流體行為且沒有蠟份沉澱之風險。2.溫度低於流動點以下，流體高度展現非牛頓流體行為，且原油在靜止狀態下，會變成凝膠狀。3.溫度介於析蠟溫度及流動點之間，則適度展現非牛頓流體行為。

Key properties of waxy crudes



一般對於常溫壓儲罐原油(Stock Tank Oil)會進行析蠟溫度及流動點之測量，以進行流動保障相關評估。當系統溫度高於析蠟溫度及流動點時，對於管線停止輸送後再重啟，操作上較容易。但對於海上油田或海底管線輸送，因其外界溫度常低於析蠟溫度及流動點，管線輸送操作上相對困難許多。

由於高蠟份原油之流動性主要受溫度因素影響，故在流動性保障上係以管線流體輸送為主，尤以在外界溫度較低的海底原油管線設計上更為重要。對於高蠟份原油流動保障之後續管線設計規劃，需先瞭解其在管線中沉積方式為何，而後從流體輸送系統設計以及流體性質改善進行。管線中蠟份之沉積主要三個因素如下：1. 流速 2. 溫度差異和冷卻速率 3. 表面性質。

流體輸送系統設計改善：高蠟份原油輸送問題，一般可藉由輸送系統設計能有效改善，一般常用方法為：1.可輸送泵壓(Available Pressure) 2.管線尺寸(Line Sizing) 3.管線保溫(Insulation) 4.埋管(Line Burial) 5.加熱(Heating)。

流體性質改善：藉由改變輸送流體性質，例如添加特定物質或在輸送流體前進行熱處理，以獲得較低黏度、流動點(pour point)以及降服應力(Yield Stresses)之流體，一般常用方法為：1.稀釋(Dilution) 2.乳化(Emulsification) 3.熱處理法(Thermal Treatment) 4.微生物(Microbes) 5.化學試劑添加(Chemical)，以下針對較常見防治方法進行細部探討：

1. 熱處理(Thermal Treatment)：將流體系統溫度保持在析蠟溫度以上將可有效避免蠟份沉積，但由於受限於管線距離，既使使用較佳隔絕系統，如雙層管線，仍無法避免流體溫度在 20 公里輸儲管線外會低於析蠟點。蠟份沉積速度主要與管線中的熱散失成正比，隔絕雖然是防制的好方法，但仍無法根絕。在長期管線停止作業中，流體溫度將冷卻至環境周遭溫度，隔絕雖可降低熱散失速率，但需考量管線重啟(Restart)問題。加熱及熱流體循環法，可防制及移除蠟份，但需考量其成本及可靠度。使用熱流體循環，一般為使用熱流體溶解

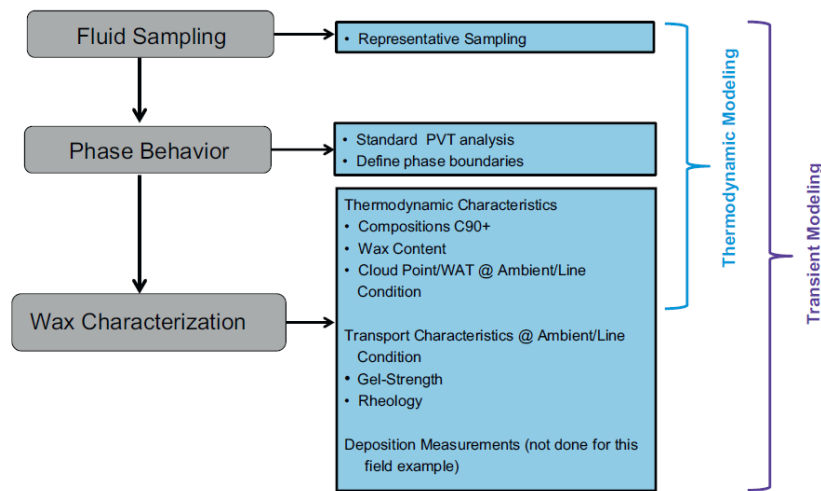
蠟份包含水、溶劑(如柴油、甲苯或是生產流體)。

2. 機械系統(Mechanical)：機械系統主要用來刮除井孔或管線中的蠟份。一般包含鋼絲刮蠟器(Wireline Scrapers)及管線清管作業(Flowline Pigging)，此方法對於防止蠟份沉積厚度非常有效。由於這些系統需要停止生產作業，將會造成成本問題。如果選擇不以特定頻率進行清管作業，可能因為蠟份沉積過厚，或較長的蠟份栓塞物堵住，而使清管工具堵塞。因此清管作業更耗力費時，假如無法進行清管，則需進行管線汰換。特定頻率清管動作將可避免此問題但成本較高。

3. 化學抑制劑(Wax Inhibitor)：化學抑制劑可改變蠟份沉積速率以及流體流變性質（黏度及重啟壓力），此類大部分透過影響晶體結晶，可以和蠟份共同形成結晶物，吸附在蠟份表面上，影響蠟份晶體結晶形狀。當使用化學抑制劑去改變黏度或重啟性質時，此類添加劑亦可稱為流動點抑制劑(Pour Point Depressants, PPDs)，一般對於添加劑之選擇需透過實驗方式篩選。然而並不是單只依賴流動點，添加劑可能只降低流動點但對於黏度在低溫及流速情況下，可能僅有些許改變。對於海底生產系統，化學抑制劑為主要蠟份控制策略。抑制劑之添加需在系統溫度高于析蠟溫度才會顯示其效果，且劑量小於 50 甚至超過 1500ppm，視操作及添加系統而定。

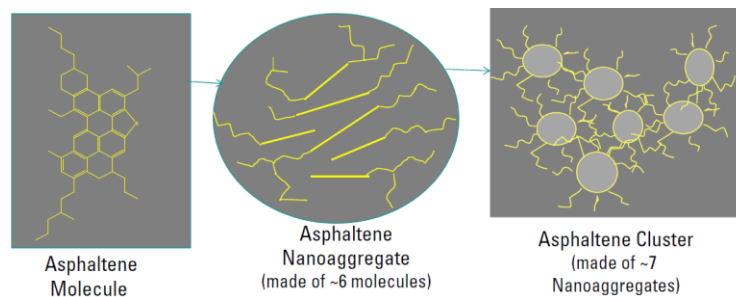
個人研究題目「油氣層流體特性及高蠟份原油流動特性」正積極配合公司開發查德礦區所需，整個研究分析流程一致符合訓練課程部分專題討論之介紹，如下圖所示，年度研究成果已完成流體取樣暨 PVT 油氣流體相行為分析，且已完成蠟份生成之相邊界，及蠟份組成分析、析蠟點及流動點之量測，此為結合熱力學模型分析之結果。後

續要進行的即是原油流體輸送性質之特性化分析，此後續部分可結合管線模擬，及蠟份在管壁之沉積測量進行整個管線設計及防蠟規劃。



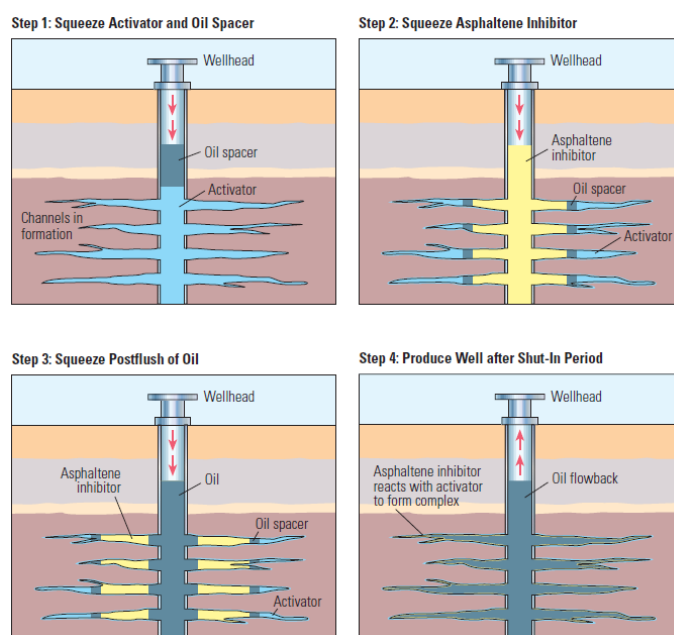
瀝青質(Asphaltenes)

瀝青質定義為高分子量芳香烴有機物(如下圖)，可溶於甲苯，然而不溶於烷烴類(正庚烷/正戊烷)。



一般而言，在油層溫度壓力條件下，瀝青質以較小分子存在於流體溶液，或以膠體懸浮物型式存在。然而膠體懸浮物受到溫度壓力遞降，而使其無法以穩定狀態存在時，則亦開始聚集形成團塊狀繼而以固體型式沉澱於原油中。瀝青質不像蠟份主要受低溫之影響，其不侷限於低溫因素，因此可沉澱在油氣層內堵塞孔隙，也可在生產井內及管線中，另外也可能發生在下游煉製過程中。在增進或強化採油過程中，常以天然氣注入油井，進行增產動作，因為天然氣富含鏈烷烴，

氣體注入將使瀝青質沉澱問題更加嚴重。瀝青質的生成雖與地層所處之溫度壓力條件有關，但主要是受壓力因素之影響，且瀝青質之生成屬不可逆反應，故在進行井底取樣時，如取樣壓力無法維持在初始油層壓力下，則量測數據較不具代表性。蒐集到的井底樣品可透過近紅外線光譜儀透光方法(Near Infrared Red Light Transmittance Method)，應用固體沉澱後光線折射率不同，量測瀝青質初現壓力(Asphaltenes Onset Pressure, AOP)數據。如需對瀝青質初現壓力進行分析，需使用特殊規格之取樣鋼瓶，用以保持鋼瓶壓力在地層壓力條件下。瀝青質之改善方法並無法像蠟份透過加熱方式，使瀝青質重新熔解，業界常採用添加抑制劑方式進行(下圖)，抑制劑之結構與瀝青質相似可穩定樹脂及烷類。



鹽類結垢物(Scale)

在生產油氣層流體過程中，流體除了油氣另夾帶地層水，這類地層水富含鹽類，大部分均可溶於水如氯化鈉、氯化鉀及氯化鈣，也有可能夾帶低溶解度的硫酸鋇、碳酸鈣及硫酸鈣，在特定條件低溶解度

之鹽類下可以固體鹽類方式沉澱。鹽類結垢物即指這些固體鹽類之沉澱，在管線輸儲過程中也是個流動阻礙問題，另在油氣層中當溫度、壓力及酸鹼質改變，亦會產生鹽類結垢物，常見於使用富含鹽類之海水進行水沖排以增加採收率之過程。

下圖為常見油氣田中鹽類結垢之判別方法，其中硫酸鹽結垢是非常堅硬、緻密且較不易容於酸中，尤以硫酸鋇結垢是非常難溶解。

Physical Appearance	Acid Solubility etc. (15% HCl)	Indicated Composition & Origin
Hard, compact, fine granular	Insoluble	BaSO ₄ , SrSO ₄ , CaSO ₄ Incompatible Waters Supersaturation
Compact, with long pearly crystals	Dissolves slowly with no gas bubbles. Solution gives positive SO ₄ test with BaCl ₂	Gypsum (CaSO ₄ ·2H ₂ O) Incompatible Waters or Supersaturation
Compact fine granules or crystals which break into rhombohedrons	Easily soluble in HCl with gas bubbles	CaCO ₃ or mixture of CaCO ₃ and MgCO ₃ , if dissolves more slowly. Supersaturation Rarely incompatible waters

Physical Appearance	Acid Solubility etc. (15% HCl)	Indicated Composition & Origin
Compact brown	Essentially insoluble. Brown color dissolves on heating. Acid turns yellow. White insoluble residue.	Brown: Iron oxide corrosion product. White residue: BaSO ₄ , SrSO ₄ , CaSO ₄ Incompatible Waters
Compact, black	Black material dissolves slowly with evolution of H ₂ S. White insoluble residue	Black: FeS Corrosion product, sulfate reducing bacteria, or both. White residue: BaSO ₄ , SrSO ₄ , CaSO ₄ Incompatible Waters
Compact brown or black	Partially soluble in 1:4 diluted acid with evolution of gas. Brown or black residue remains.	CaCO ₃ with Fe ₂ O ₃ or FeS Supersaturation Corrosion Product, sulfate reducing bacteria, or both.

乳化(Emulsions)

原油生產過程除了面臨系統溫度及壓力改變，以及原油成份性質變化造成穿越不同熱力學相態邊界之流動保障因素影響外，對於在生產中與其他不互溶流體因互相接觸且有足夠時間相混合且有乳化劑存在狀況下，使其流動性質改變也是流動保障因素之一。例如原油自井孔產出至地表會夾帶地層水，而在生產過程中會發生乳化現象，此將造成流體黏度增加而不利生產。乳化液(Emulsions)定義為非均質性液體，組成為兩不互溶之流體(如油水兩相)，其中一相流體以液滴

方式（分散相）分佈在另一相之中（連續相）。

在油田生產過程，乳化分為三類，水相以液滴分佈在油相中 (Water-in-Oil, W/O)，油相以液滴分佈在水相中 (Oil-in-Water, O/W) 和多重乳化 (Multiple Emulsions)。對於石油工業常見的乳化為水相以液滴分佈在油相中。在油水兩相中的乳化形成與幾個因素相關，其中準則來自其中一相所佔的體積百分比非常低時，較小體積的流體相將會形成分散相，而體積較大者則為連續相。

乳化發生在所有原油生產過程中，包含油層、井孔、井口、處理設備及末端煉製過程。乳化液在管線流動因非牛頓流體關係，而使黏度比單純水相或油相高，會產生非常高的壓力降。重油生產過程中，重油與地層水在原油中的瀝青質、固體顆粒及原油自含的乳化劑下，會形成非常穩定的乳化溶液且因流體密度較大及固體含量高，將使得整個生產過程中處理乳化現象更為困難，尤其是在冬天操作條件地表溫度低而使流體黏度及密度增加。乳化現象可藉由添加去乳化劑 (Demulsifiers)、提高系統溫度和靜電場方法 (Electrostatic Field) 進行改善。

腐蝕(Corrosion)及磨蝕(Erosions)

腐蝕及磨蝕兩種流動保障因素在油氣田生產操作過程中很常見，國內生產之氣田即有此類問題，腐蝕主要是由於受到外在環境電化學或化學作用引起的材料侵蝕破壞。減少腐蝕方法主要有三類：1. 改變化學環境，減少暴露於氧化劑 2. 改變表面金屬材料活性，可添加腐蝕抑制劑或加入聚合物材料之襯管 3. 犧牲陽極法。

磨蝕是高速液滴或是固體顆粒衝擊管線或設備造成損壞，一般用以評估磨蝕最大允許速度之 API RP 14E 經驗公式為：

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_{mix}}}$$

Where V_e =erosional velocity (ft/s)

C = empirical coefficient

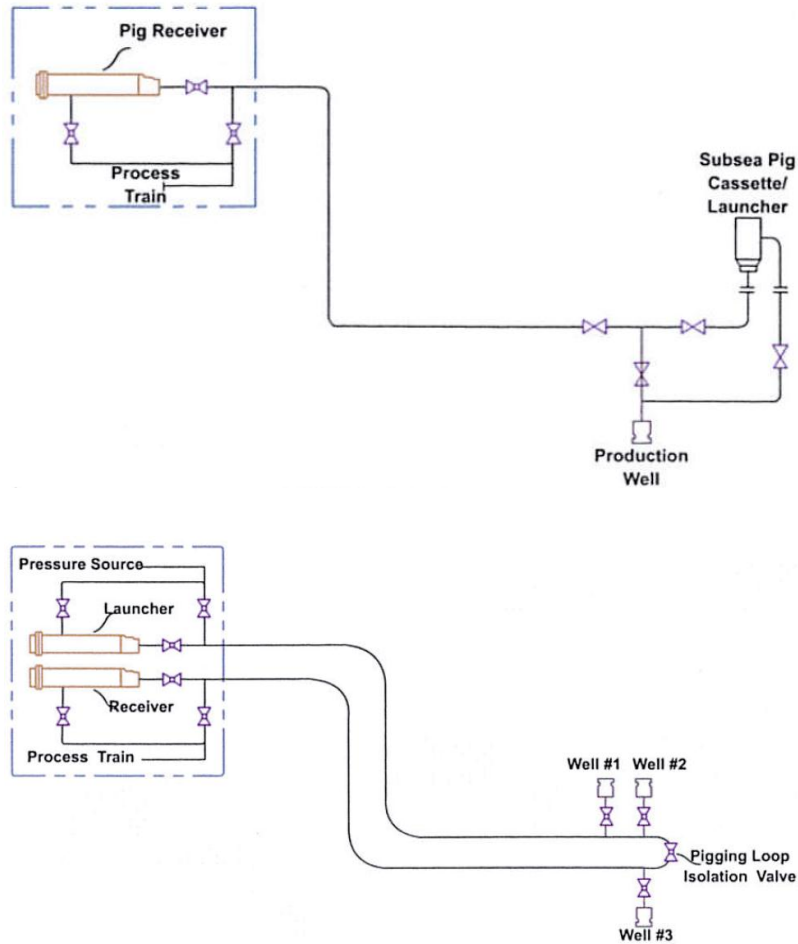
ρ_{mix} = gas/liquid mixture density (lb/ft³)

Material	Example: Empirical C Values
Carbon Steel	125-150
CRA(Corrosion Resistant Alloy)	300
Flexibles	250

如果流體夾帶固體顆粒，則推薦使用 Tulas Erosion Model，控制磨蝕主要以流速和產出之固體顆粒(防砂)為主要防治方法。

清管(Pigging)

在海域生產管線中，清管主要是針對 1.清除固體累積（蠟份、瀝青質、結垢、砂粒） 2.移除在管線低處之液體 3.配合管線添加防蝕劑 4.檢測管線瞭解管線是否受到腐蝕。海域管線中清管主要三個基本配置分別為 1.地表間單向清管 2.地表或海底迴路式清管 3.海底至地表單向清管（下圖）。



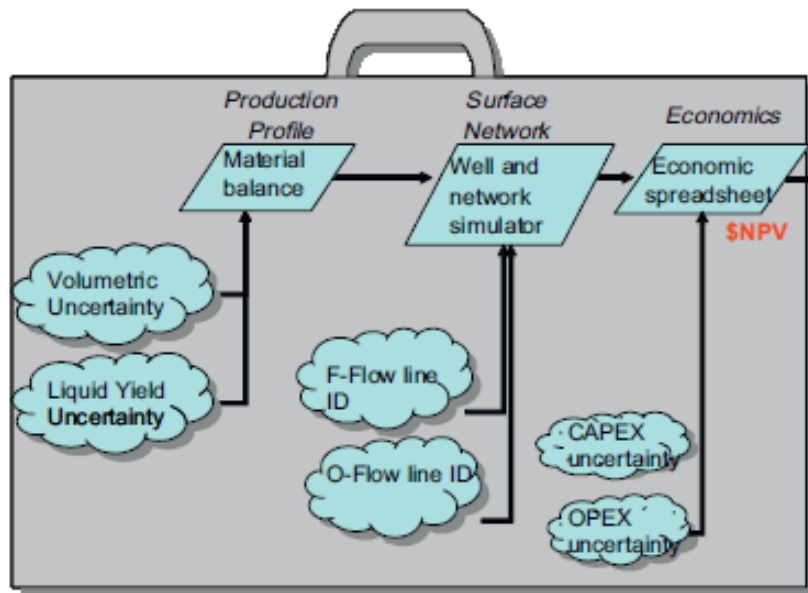
選擇清管器（下圖）時，主要考量為能以最小風險方式移動和減少管線停止輸送時間及清管次數。一般清管器移動速度最佳為 3~7 ft/s，如以過低速度移動，使得清管器前方產生紊流而不易清除固體，且累積之固體將會額外造成壓降。而在過高速度時清管器將會快速通過固體沉積物而無法有效往前帶走。清管器移動方向是由較小尺寸管線移動到較大尺寸，以防清管器在管線中堵塞。



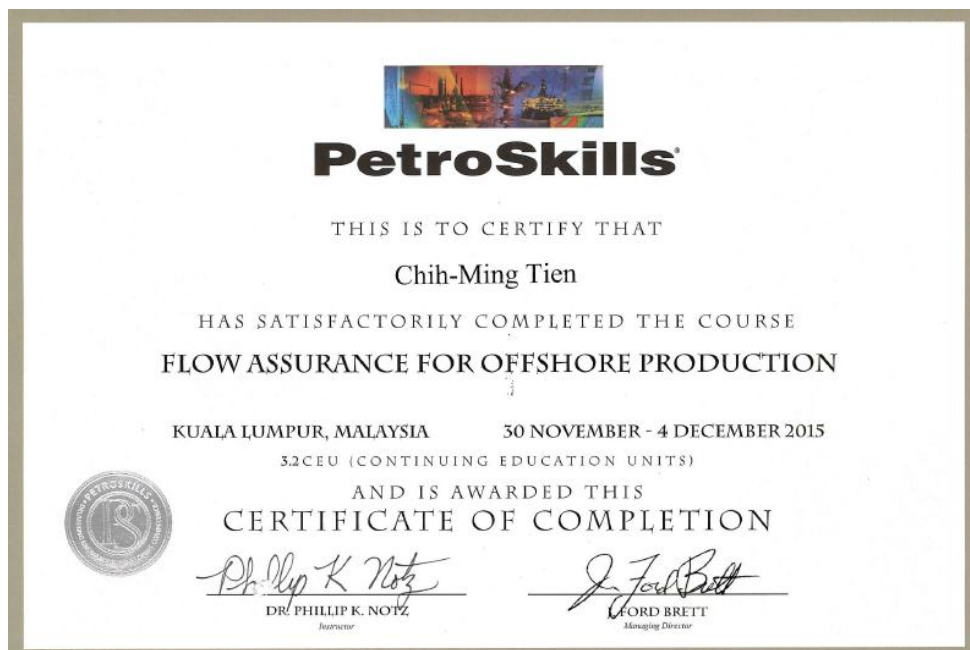
3.5 第五天訓練課程

Day Five						
Start Time	Duration (minutes)	Activity	Percent Involvement			
			Lecture	Discussion	Individual Exercise	Group Exercise
Operations						
08:00	15	Commissioning	80	20		
08:15	30	Planned and unplanned shutdowns	80	20		
		○ Inject hydrate inhibitor				
		○ Blow down flowline				
08:45	30	Startups	80	20		
		○ Choose initial startup wells				
		○ Hydrate avoidance: Hot oil circulation, Inject hydrate inhibitor, multiple blowdowns/restarts				
09:15	15	Active Heating	60	40		
09:30	15	Exercise 24 – Determine the power required for electrical heating of flowlines		20	80	
09:45	30	Exercise 25 – Calculate the time to perform the shutdown operations to avoid hydrates.		20	80	
10:15	15	Break		100		
10:30	30	• Multiphase pressure boosting/Processing	80	20		
		○ Gas Lift				
		○ Subsea Processing				
11:00	60	Exercise 26 - Determine Operability for two Case Studies		20		80
Noon	60	Lunch				
13:00	60	Exercise 26 - Determine Operability for two Case Studies – cont'd		20		80
14:00	30	Course Wrap Up		100		

最後一天課程介紹兩種油氣田管線輸送之流動保障案例研討。進行流動保障設計前，需考量許多來自油氣層產能、地面管網及經濟條件之不確定性（如下圖），包含了生產剖面、輸送管線尺寸及資本支出及操作成本等。課程中最熱烈討論的莫過於各工程領域之整合。流動保障在國外有專屬之工程人員進行設計規劃，一般稱為生產設備或管線工程(Facility Engineer or Pipeline Engineer)，然而在油氣田開發架構下亦有油層工程師(Reservoir Engineer)及生產工程師(Production Engineer)各自負責專門領域，今日如需提高整體油氣產能，需將油氣層到地表管線輸儲網路視為一整個操作系統，然各部門在公司內部經常無法有效溝通整合，故在生產操作風險最小化、產能及經濟效益最佳化上經常會遇到瓶頸，需整合各部門之技術建立有效溝通之管理平台。



此次訓練課程收穫良多(結訓證書如下圖)，感謝所內長官能給予這次實習機會參與此訓練課程。已準備將所學習到的心得及資訊分享於同仁，彼此間做技術交流，對於未來研究工作及切入新的研究領域將有莫大之助益。



肆、建議事項

1. 國際知名石油產業訓練及能力培訓公司 PetroSkills 主要提供涵蓋石油上游產業之培訓課程，其合作夥伴包含頂尖之業界和學術機構，足以提供最佳之石油和天然氣技術培訓；公認為目前國際上知名之石油和天然氣產業之教育/培訓機構，由於石油上游工業牽涉到眾多學科領域，且國內可能未有學術機構有進行相關課程教授，此次上課內容即是，因此建議未來跨足新研究領域時，可參考該機構有關之課程，將可迅速提供眾多資訊並與其他上課學員講師交流，加速自身之學習。
2. 「流動保障」研究領域當中，因國內主要是氣田且大部分集中在陸上管線輸送，因此面對複雜深海油田管線輸儲之流動保障尚在初探研究，研究此領域會跨足眾多部門，包含現場生產操作及管線輸送單位，可建議探採事業部相關部門進行該領域之學習。並可與研究所進行工作及實務經驗交流分享，提升此領域之研究及現場操作經驗。
3. 「流動保障」研究領域目前業界較多採用的商業化模擬軟體為 Schlumberger OLGA 及 PIPESIM，其中 OLGA 除可以模擬穩態另可模擬流體動態行為，因此可以模擬啟動/停車過程、清管、段塞流追蹤、成份追蹤、管線腐蝕、蠟份於管線中之累積、甲烷水合物動力學、抑制劑追蹤等，然而該軟體價格非常昂貴。如未來公司有更進一步針對該領域進行更深入研究，可建議購買部分模組。
4. 公司目前積極參與非洲查德礦區自有油源生產開發，已進入生產開發規劃階段，尤其是未來面對油田生產操作，故針對「流動保障」領域彙整出幾個大架構研究方向如下，供未來公司研究與培

訓相關專業人才作參考。

(1) 「油氣層流體特性研究」

進行流動保障前，需先瞭解面對之油氣田流體特性，唯有了解油氣流體之流動行為，才能更準確地進行後續流動保障工程計算。

(2) 「防砂、磨蝕及腐蝕」

流動保障對於所內為剛踏入之研究領域，該研究領域涉及流體流動行為、熱傳遞及生產化學（有機及無機固體）等學科。公司在查德所面臨高蠟份原油在管線中之輸送問題，即是流動保障領域之研究。國內陸上氣田防砂、腐蝕及磨蝕防治也都包含在此領域範圍內。強化此部分研究工作對於公司未來在礦區生產操作規劃上，將有相當大之幫助。公司完成鳳山三號井鑽井任務，但於進行試油氣過程中面臨嚴重出砂問題，且鐵砧山新鑽兩口注產氣井，同樣會面臨完井防砂或因氣體產量高引起之磨蝕。因此防及磨蝕砂，對於國內氣井生產相當重要，此部分主題都可當作未來研究主題方向。

(3) 「管線及管網(Pipeline Network)模擬」

事業部進行管線設計採用 Aspen Hysys 模擬氣體於陸上管線之輸送，然而此套軟體並未納入流動保障因素，查德管線設計上並未考量蠟份厚度累積預測、清管動作及抑制劑添加。另外查德礦區生產開發之管網設計也是另一研究重點，未來可購入相關軟體進行更細部之總體評估。