

ĐÁNH GIÁ KINH TẾ CÁC PHƯƠNG ÁN PHÁT TRIỂN MỘT SỐ MỎ KHÍ CẬN BIÊN THUỘC BỂ NAM CÔN SƠN

PHẠM ĐỨC THẮNG, *Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*

ĐINH THÀNH CHUNG, NGUYỄN HỮU TRUNG, NGUYỄN THỊ THANH LÊ,
BÙI HỮU PHONG, CAO XUÂN HÙNG, TRẦN HẢI NAM, *Viện Dầu khí Việt Nam*

Tóm tắt: Để đánh giá về khả năng phát triển các mỏ biên/tới hạn của bể Nam Côn Sơn, bài báo đã phân tích đánh giá hiệu quả kinh tế cho các phương án phát triển mỏ. Đây là định hướng sơ bộ để lựa chọn, xác định các trường hợp phát triển tối ưu nhất của các mỏ và cụm mỏ dựa trên cơ sở quy hoạch tổng thể của khu vực và hệ thống hạ tầng sẵn có, nhằm tận thu tài nguyên và gia tăng sản lượng khí, tạo nguồn cung đáp ứng nhu cầu thị trường tăng. Dưới góc độ doanh nghiệp hiệu quả kinh tế được xét trên góc độ lợi ích tổng thể nên việc bù trừ lợi nhuận của từng mỏ vẫn được chấp nhận.

1. Đặt vấn đề

Hiện nay, nhu cầu tiêu thụ khí của các nhà máy điện, đạm và hộ công nghiệp thấp áp hiện có tại khu vực Đông Nam Bộ dao động từ 6,8-7,9 tỷ m³/năm (trong các năm 2010-2013). Lượng khí được cung cấp bởi khí khai thác từ các mỏ khí đồng hành bể Cửu Long qua hệ thống đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố (khoảng 2 tỷ m³/năm) và khí từ các mỏ khí tự nhiên bể Nam Côn Sơn qua hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 1 (khoảng 6 tỷ m³/năm). Tuy nhiên, các mỏ dầu - khí đồng hành nguồn bể Cửu Long đang suy giảm mạnh chỉ còn khoảng 0,5 tỷ m³ các năm 2012-2013. Khu vực Đông Nam Bộ bị thiếu khí nghiêm trọng, đặc biệt là vào mùa khô. Sức ép về việc đảm bảo nguồn cung khí cho thị trường là rất lớn. Đây là xuất phát điểm rất quan trọng trong cân đối cung cầu của thị trường khí Đông Nam Bộ. Trước mắt đòi hỏi phải đưa vào khai thác bổ sung các mỏ khí tự nhiên và/hoặc mỏ dầu - khí đồng hành mới mà chủ yếu là nguồn khí từ bể Nam Côn Sơn để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ khí.

Ngoài ra, dự báo nhu cầu tiêu thụ khí của khu vực Đông Nam Bộ trong giai đoạn 2013 - 2025 theo phương án Cầu cao cần bổ sung từ 1 tỷ m³ khí/năm vào năm 2013 và 6 tỷ m³ khí/năm vào năm 2025; theo phương án Cầu cơ sở thì tương ứng sẽ là 0,5 tỷ m³ khí/năm vào năm 2013 và 4 tỷ m³ khí/năm vào năm 2025.

Do vậy, lượng khí cần khai thác cho khu vực Đông Nam Bộ là rất lớn nên việc đẩy mạnh

công tác phát triển, khai thác các mỏ khí mới, trong đó có các mỏ khí cận biên bể Nam Côn Sơn trên cơ sở quy hoạch khí toàn khu vực đang đặt ra thách thức lớn đối với ngành công nghiệp dầu khí nước ta. Đánh giá hiệu quả kinh tế các phương án phát triển mỏ khí cận biên đã được nghiên cứu chi tiết để có được bức tranh chung về kinh tế và là căn cứ để lựa chọn các phương án tối ưu cho việc phát triển khai thác khí tại các mỏ nhỏ này.

2. Các phương án thiết bị đưa vào tính toán kinh tế

Trên cơ sở các phương án phát triển khả thi về mặt kỹ thuật và các kế hoạch sản lượng khai thác, các phương án phát triển mỏ được tổng hợp như trình bày tại bảng 1.

Trong đó: - Đối với phương án thiết bị 2b, trữ lượng mỏ Cá Rồng Đỏ là rất nhỏ (~0,14 tỷ m³), khoảng cách rất xa hạ tầng của mỏ Lan Tây (~ 96km), việc kết nối bằng đường ống không khả thi về mặt kinh tế vì chỉ riêng chi phí đầu tư đường ống đã lên tới khoảng 80 triệu USD (ước tính 140.000 USD x 96km x 6 in) trong khi đó, doanh thu bán khí khoảng 25 triệu USD, chỉ bằng 1/3 chi phí đầu tư đường ống. Do vậy không thực hiện tính toán, phân tích kinh tế cho mỏ này trong tổng thể cụm mỏ cận biên.

- Đối với phương án thiết bị 2c, trong giai đoạn 2014-2017, khí từ cụm mỏ Hải Thạch-Mộc Tinh sẽ được vận chuyển qua mỏ Lan Tây - Lan Đỏ và chuyển vào đường ống NCS-1 bằng đường ống kết nối.

- Đối với phương án thiết bị 4a và 4b, báo cáo phân tích kinh tế cho phương án thiết bị 4b vì đây là phương án có khai thác sẽ có thêm 2,7 tỷ m³ từ ĐH-02 mà chỉ cần đầu tư thêm 5km (chi phí khoảng 140.000 USD x 5 km x 6 in = 4,2 triệu USD).

- Mỏ Gấu Chúa - Cá Chó là mỏ dầu nên việc thu gom khí đồng hành chỉ là phụ, mức sản

lượng khoảng 01 tỷ m³ trong giai đoạn năm 2015-2028. Báo cáo ODP của mỏ Gấu Chúa - Cá Chó đã đưa ra được phương án phát triển độc lập có hiệu quả kinh tế cho mỏ này. Do vậy, bài báo này có xem xét tới phương án thiết bị tách khí mà không đưa vào tính toán chi tiết và điều đó không ảnh hưởng tới hiệu quả kinh tế chung của các mỏ còn lại.

Bảng 1. Bảng mô tả các phương án thiết bị đưa vào tính toán kinh tế

STT	Phương án thiết bị	Mô tả	Ghi chú
1	Thiết bị 1	Đầu giếng ngầm, cụm đầu giếng, PLEM, đường ống cho mỏ Rồng Vĩ Đại, Thiên Nga, Hải Âu, 12B, 12C. Cải hoán và lắp mới máy nén khí tại mỏ Rồng Đồi – Rồng Đồi Tây. Mỏ Thiên Nga, Hải Âu, Rồng Vĩ Đại kết nối vào mỏ Rồng Đồi – Rồng Đồi Tây. Mỏ 12B, 12C kết nối vào tàu FPSO mỏ Chim Sáo có cải hoán. Thuê tàu FPSO giai đoạn 2017-2025.	Các mỏ đưa vào NCS 1
2	Thiết bị 2a	Đầu giếng ngầm, cụm đầu giếng, PLEM, đường ống cho mỏ Rồng Vĩ Đại, Thiên Nga, Hải Âu, 12B, 12C. Cải hoán và lắp mới máy nén khí tại cụm mỏ Rồng Đồi – Rồng Đồi Tây. Mỏ Thiên Nga, Hải Âu, Rồng Vĩ Đại kết nối vào mỏ Rồng Đồi – Rồng Đồi Tây. Cải hoán và lắp mới máy nén khí tại giàn đầu giếng mỏ Chim Sáo từ năm 2017.	
	Thiết bị 2b	Tương tự phương án 2a. Kết nối mỏ Cá Rồng Đỏ vào giàn xử lý công nghệ trung tâm của mỏ Lan Tây.	
	Thiết bị 2c	Tương tự phương án 2a. Đường ống kết nối mỏ Hải Thạch vào giàn đầu giếng WHP mỏ Lan Tây từ quý IV năm 2017-2024	
3	Thiết bị 4a/5a	Đầu giếng ngầm, cụm đầu giếng, PLEM, đường ống cho mỏ Thanh Long. Kết nối mỏ Đại Hùng vào giàn xử lý công nghệ trung tâm CPP của mỏ Thiên Ưng. Trên phương án thiết bị 5a có kết nối Gấu Chúa – Cá Chó vào Đại Hùng. Vì dự án phát triển Gấu Chúa – Cá Chó là dự án độc lập, nên chi phí kết nối mỏ Gấu Chúa – Cá Chó đã được coi như là chi phí đã được tính cho dự án này (ODP của cụm mỏ Gấu Chúa – Cá Chó đã được phê duyệt).	Các mỏ đưa vào NCS 2
	Thiết bị 4b/5c	Đầu giếng ngầm, cụm đầu giếng, PLEM, đường ống cho mỏ Thanh Long. Vận chuyển khí từ ĐH-02 sang ĐH-01, thu gom đến Thiên Ưng. Phương án thiết bị 5c là kết nối Gấu Chúa – Cá Chó vào giàn của mỏ Đại Hùng, sau đó vận chuyển tới mỏ Thiên Ưng. Chi phí kết nối mỏ Gấu Chúa – Cá Chó cũng được coi như thuộc phạm vi của dự án phát triển cụm mỏ này.	
4	Thiết bị 5b	Tương tự phương án 5a. Bổ sung thêm mỏ Đại Nga.	

3. Ước tính chi phí

Chi phí được ước tính cho chi phí đầu các trang thiết bị như đầu giếng ngầm, cụm đầu giếng, PLEM, máy nén khí, đường ống; cho các giếng khoan và hoàn thiện giếng (D&C) và chi phí hoạt động. Các chi phí được tính toán bằng việc sử dụng phần mềm QUESTOR version 9.7 (phiên bản được nâng cấp với cơ sở dữ liệu chi phí khá chi tiết, cụ thể cho khu vực bể Nam Côn Sơn). Tham khảo thêm các thông tin, số liệu từ các báo cáo “Phát triển mỏ đại cương (ODP)”

và “Phát triển mỏ (FDP)” của các mỏ này hoặc mỏ tương tự thì kết quả tính toán từ phần mềm QUESTOR là chấp nhận được. Việc ước tính chi phí phụ thuộc rất nhiều vào thời điểm đầu tư thực tế mà ở đây mức độ yêu cầu của nghiên cứu mới dừng lại ở tính định hướng sơ bộ.

Chi phí vốn đầu tư - CAPEX:

CAPEX bao gồm chi phí cho các hạng mục thiết bị chính: đầu giếng ngầm; cụm đầu giếng; PLEM; máy nén khí; đường ống.

Bảng 3. Thống kê kết quả tính toán CAPEX.

Đơn vị: USD

CAPEX	PASL1	PASL2	PASL3	PASL4	PASL5	PASL6	PASL7
PATB1	896.458.000	797.256.000	937.658.000	772.223.000	768.164.000	924.318.000	937.658.000
PATB 2a/2c	937.658.000	718.749.000	977.914.000	813.479.000	809.420.000	965.574.000	977.914.000
PATB 4a/5a	486.562.000	321.569.000	486.562.000	486.562.000	486.562.000	351.227.000	337.662.000
PATB 4b/5c	513.566.000	363.569.000	513.566.000	513.566.000	513.566.000	376.227.000	364.662.000
PATB			734.063.000		734.063.000	555.649.000	531.660.000

(PASL: phương án sản lượng, PATB: phương án thiết bị)

Giả định cụm mỏ được đầu tư mới hoàn toàn theo thời điểm bắt đầu đầu tư ở mỗi phương án sản lượng (thường là các năm 2012-2013) nên không tính đến chi phí quá khứ. Chi phí được phân bổ chi tiết theo các năm phù hợp với tiến độ khai thác của mỏ.

Chi phí dỡ bỏ:

Chi phí dỡ bỏ mỏ được tính toán theo Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày

21/03/2007 gồm có các yêu cầu tài chính: quản lý quỹ, thời gian phân bổ quỹ, nguyên tắc xác định và tính toán phân bổ quỹ. Quỹ bảo đảm nghĩa vụ tài chính cho việc thu dọn mỏ được tiến hành trong thời hạn 1 năm kể từ thời điểm khai thác khí đầu tiên. Mức trích lập Quỹ được xác định theo sản lượng thực tế tại năm khai thác. Chi phí dỡ bỏ được tính là chi phí được thu hồi.

Chi phí vận hành – OPEX:

Bảng 4. Thống kê kết quả tính toán OPEX

Đơn vị: USD

OPEX	PASL1	PASL2	PASL3	PASL4	PASL5	PASL6	PASL7
PATB1	1.474.308.040	1.564.474.760	963.927.000	1.381.300.460	1.414.944.600	1.832.837.370	963.927.000
PATB 2a/2c	929.508.040	1.484.703.000	978.927.000	838.500.460	867.144.600	1.844.837.370	973.927.000
PATB 4a/5a	846.491.000	1.230.360.532	846.491.000	846.491.000	846.491.000	1.171.757.000	696.795.000
PATB 4b/5c	870.098.000	1.242.360.532	870.098.000	870.098.000	870.098.000	1.171.757.000	705.624.000
PATB 5b	-	-	981.821.010	-	981.821.010	1.415.858.450	797.803.850

(PASL: phương án sản lượng, PATB: phương án thiết bị)

Chi phí được xác định tương ứng với thời gian của mỗi phương án sản lượng và cho mỗi trường hợp thiết bị. Chi phí vận hành của tàu chứa dầu, condensate FPSO được giả định là 30.000 USD/ngày và mức thuê là 160.000 USD/ngày theo mỏ Gấu Chúa - Cá Chó năm 2011 (theo mỏ Chim Sáo năm 2009, chi phí thuê là 221.000USD/ngày + chi phí vận hành 35.000USD/ngày).

Ngoài ra, việc phát triển cụm mỏ còn phải trả chi phí hoa hồng chữ ký, hoa hồng thương mại, hoa hồng khai thác, phí đào tạo và trang thiết bị.

4. Phân tích kinh tế

Phương pháp luận

Việc đánh giá hiệu quả kinh tế phát triển các mỏ khí cận biên bể Nam Côn Sơn được thực hiện thông qua xây dựng mô hình tính toán với các chỉ tiêu NPV và IRR. Trong đó:

- **NPV(giá trị hiện tại thuần):** là tổng giá trị hiện tại ròng của cả đời dự án được chiết khấu về năm hiện tại theo tỷ lệ nhất định. Chỉ tiêu này cho phép đánh giá quy mô lãi của dự án; tính đến yếu tố thời gian của dòng tiền.

- **IRR (tỷ suất hoàn vốn nội bộ):** Tỷ suất chiết khấu để tính các khoản thu và khoản chi của dự án về mặt bằng thời gian hiện tại thì giá trị thuần của dự án sẽ bằng không. Chỉ tiêu này có tính đến thời giá tiền tệ; hiệu quả trong việc so sánh giữa các dự án có cùng thời gian đầu tư, chi phí vốn và rủi ro.

Các chỉ số NPV và IRR được xác định từ mô hình sẽ dùng để so sánh các phương án. NPV được xem là giá trị thu được của dự án sau khi hoàn được chi phí đầu tư với mức hoàn vốn tại lãi suất vay bằng với hệ số chiết khấu. NPV được tính theo hệ số chiết khấu là 10%. IRR là tỷ suất nội hoàn vốn sẽ cho biết hiệu quả sử dụng vốn.

Giả định tính toán

Việc tính toán được xác định theo dòng tiền hàng năm (tạm thời chưa tính tới cut-off). NPV được chiết khấu tại thời điểm đồng đôla Mỹ năm bắt đầu có đầu tư. Thời gian tính toán dựa trên khả năng phát triển và khai thác của từng mỏ chứ không dựa vào các hợp đồng PSC.

- Tỷ lệ thu hồi vốn: tối đa 70%.
- Thuế tài nguyên: 0% do dưới thang sản lượng 5 triệu m³/ngày.

- Phân chia dầu khí lãi: 70% cho nhà thầu.
- Thuế thu nhập doanh nghiệp: theo Luật 14/2008/QH12, Nghị định 124/2008/NĐ-CP và Thông tư 130/2009/TT-BTC, thuế thu nhập doanh nghiệp áp dụng cho khai thác dầu khí ở Việt Nam từ 32-50%. Mức thuế cụ thể sẽ áp dụng cho từng dự án được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trên cơ sở đề xuất của Bộ Tài chính. Mức thuế đề xuất là 32%.

- Trượt giá giả định 2%/năm.
- Giá khí được xác định dựa theo giá khí của mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh, năm 2012 là 5,25 USD/mmBtu, trượt giá 2%/năm.

Dự án do PVN đầu tư 100% và toàn bộ khí khai thác sẽ bán cho Tổng Công ty khí Việt Nam (PVGAS) với việc, các đường ống nội mỏ, liên mỏ do PVN đầu tư, PVGAS chỉ liên quan tới các đường ống vận chuyển chính Nam Côn Sơn (NCS) 1&2.

5. Kết quả tính toán kinh tế

Theo bảng 5, kết quả đạt được là:

- Các cụm mỏ thuộc đường ống NCS 2 có tính khả thi cao hơn các cụm mỏ thuộc đường ống NCS 1.

- Các phương án thiết bị tại phương án sản lượng 2 đều có triển vọng cao về tính kinh tế dự án (đây là phương án có thời gian khai thác dài, sản lượng khai thác lớn, vốn đầu tư cao hơn một chút). Nhưng tại phương án sản lượng 6, 7 thì hiệu quả kinh tế rất cao nhưng chỉ cho các phương án thiết bị 4a/5a, 4b/5c và 5b mà không khả thi cho thiết bị 1, 2a/2c. Phương án sản lượng 7 cho thấy rõ hơn việc rút ngắn thời gian khai thác, giảm chi phí vận hành tại các mỏ Thanh Long, Đại Hùng, Đại Nga cho hiệu quả kinh tế cao hơn, đặc biệt là PATB 4b/5c đều hiệu quả cao tại tất cả các phương án sản lượng (PASL).

Các phương án thiết bị có triển vọng như PATB 1, 2a/2c ở PASL 6, 7, 3; PATB 4a/5a ở PASL 3. Tổng hợp hiệu quả và triển vọng của các phương án phát triển được trình bày như bảng 6.

Bảng 5. Kết quả tính toán IRR, NPV cho các phương án thiết bị và sản lượng

Đơn vị: tỷ USD

PATB	Phương án sản lượng						
	PASL1	PASL2	PASL3	PASL4	PASL5	PASL6	PASL7
TB1	PASL1	PASL2	PASL3	PASL4	PASL5	PASL6	PASL7
NPV	(\$0,28)	(\$0,03)	(\$0,09)	(\$0,50)	(\$0,47)	(\$0,06)	(\$0,05)
IRR	-	9,31%	7,35%	-	-	8,27%	7,47%
Mức		1	4			2	3
TB2a/2c	PASL1	PASL2	PASL3	PASL4	PASL5	PASL6	PASL7
NPV	(\$0,28)	\$0,03	(\$0,11)	(\$0,32)	(\$0,28)	(\$0,08)	(\$0,07)
IRR	-	10,92%	6,80%	-	-	7,68%	6,06%
Mức		1	3			2	4
TB4a/5a	PASL1	PASL2	PASL3	PASL4	PASL5	PASL6	PASL7
NPV	\$0,11	\$0,17	(\$0,16)	\$0,35	\$0,15	\$0,47	\$0,27
IRR	14,37%	18,70%	6,22%	26,11%	14,67%	22,59%	29,38%
Mức	6	4	7	2	5	3	1
TB4b/5c	PASL1	PASL2	PASL3	PASL4	PASL5	PASL6	PASL7
NPV	\$0,08	\$0,13	\$0,11	\$0,32	\$0,12	\$0,45	\$0,25
IRR	13,07%	16,03%	13,28%	23,96%	13,49%	21,36%	26,15%
Mức	7	4	6	2	5	3	1
TB5b	PASL1	PASL2	PASL3	PASL4	PASL5	PASL6	PASL7
NPV			\$0,01		\$0,01	\$0,39	\$0,20
IRR			10,17%		10,42%	21,14%	25,11%
Mức			4		3	2	1

Bảng 6. Thống kê hiệu quả kinh tế của các phương án thiết bị và sản lượng

PATB	PASL1	PASL2	PASL3	PASL4	PASL5	PASL6	PASL7
1		3	2			2	2
2a/2c		1	2			2	2
4a/5a	1	1	2	1	1	1	1
4b/5c	1	1	1	1	1	1	1
5b			1		1	1	1

Ghi chú: 1 - có hiệu quả kinh tế, 2 - có triển vọng, 3 - triển vọng cao

Để các phương án phát triển có triển vọng cao và đạt hiệu quả kinh tế thì cần thiết phải có những nghiên cứu về kinh tế - kỹ thuật với điều kiện biên cụ thể hơn.

Với góc độ PVN là nhà đầu tư 100% vốn vào cụm mỏ nhỏ khó phát triển Hải Thạch -Mộc Tinh, việc đầu tư thêm đường ống từ Hải Thạch

-Mộc Tinh về Lan Tây được coi như là một phần của dự án. Thiết kế phương án phát triển tổng thể là cần thiết nên bài báo lựa chọn kết hợp phát triển toàn bộ cụm mỏ cận biên thuộc hai hệ thống đường ống NCS-1, 2 theo phương án sản lượng 2. Hiệu quả kinh tế được tính toán và trình bày trong bảng dưới đây.

Bảng 7. Kết quả tính toán kinh tế phương án kết hợp

Đơn vị: triệu USD

PASL 2	PATB1+4a/5a	PATB1+4b/5c	PATB2a/2c+4a/5a	PATB2a/2c+4b/5c
NPV@10%	143,43	106,95	169,00	205,48
IRR	12,42%	11,73%	12,85%	13,62%

Trong khi tính toán, đường ống Hải Thạch - Mộc Tinh về cụm kết nối đường ống KP75 được xem xét theo quan điểm chỉ đủ thu hồi vốn đầu tư ban đầu mà không ảnh hưởng tới tính kinh tế dự án. Bởi vì, dự án có thể thu được tiền từ dịch vụ vận chuyển khí qua đường ống (cước phí). Nhưng mức cước phí đủ bù đắp tối thiểu chi phí đầu tư (hòa vốn) sẽ vào khoảng 0,52USD/mmbtu với điều kiện tận dụng tối đa hệ thống trang thiết bị khai thác và nhân lực của hai mỏ Hải Thạch-Mộc Tinh và Lan Tây. Trong trường hợp nếu không tận dụng được tối đa hạ tầng của hai mỏ trên thì mức cước phí phải bằng 0,83 USD/mmBtu. Đây là mức cước phí khó hiện thực trừ phi có thêm sản lượng khí đi qua đường ống và thời gian lưu chuyển khí dài hơn.

6. Kết luận

Trong phạm vi của nội dung nghiên cứu, kết quả tính toán kinh tế cho các phương án thiết bị và sản lượng trên đây, phương án tối ưu và triển vọng đã được lựa chọn như sau:

- Phương án sản lượng 2 cho hiệu quả kinh tế khi kết nối các mỏ cận biên Rồng Vĩ Đại, Thiên Nga, Hải Âu, 12B, 12C, Thanh Long và Đại Nga với cả 2 hệ thống đường ống NCS-1 và 2. Với mỏ cận biên thuộc hệ thống đường ống NCS-1, NPV khoảng 30 triệu USD, IRR gần 11%. Còn mỏ cận biên thuộc hệ thống đường ống NCS-2, NPV trung bình có thể từ 100-150 triệu USD, IRR trung bình trong khoảng từ 10,17 – 16,03%).

- Phương án sản lượng 3 được lựa chọn như một phương án có triển vọng để đạt hiệu quả kinh tế trong việc phát triển khai thác các mỏ trên.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Emam M. Shaheen, Steve Schultz, 1999. SPE 53134 Innovative Solution in Developing Marginal gas field East Shukeir Marine (ESMA) gas field.
- [2]. D Champlon, 1991. SPE 22028 Innovative Technologies Reduce Cost of Offshore Marginal Field Developments in Northwestern Europe.
- [3]. C. Pollard, 1995. SPE 030392 - Operating Emerald - The Experience and Lessons of a Marginal Field.
- [4]. Budiyyento Thomas, 1999. SPE 54280-Marginal Field Development strategy, Kartini Field, Offshore Southeast Sumatra.
- [5]. Helge J. Ramstad, 2001. SPE 71539 Yme Marginal Field , 12 km Subsea Gas Lift Experience.
- [6]. T.L Perrett, 1998. SPE 50070 Blackback Field Development -An Example of Technical and Commercial Risk Mitigation in a Deepwater Marginal Field.
- [7]. Odd J. Apeland, 1998. SPE 49126- Yme, A Marginal Field Development in the North Sea.
- [8]. T.G Brown, 1998. SPE 46813-Harmonizing Environmental And Economic Profiles in a Marginal Oil Field Development Project- A Case Study.

SUMMARY

Evaluation of the Economic Development of some Marginal Gas Fields, Nam Con Son basin

Pham Duc Thang, *Vietnam Oil and Gas Group*

Dinh Thanh Chung, Nguyen Huu Trung, Nguyen Thi Thanh Le

Bui Huu Phong, Cao Xuan Hung, Tran Hai Nam, *Vietnam Petroleum Institute*

In order to get an overview about the possibility of the development of marginal gas fields of the Nam Con Son basin, this paper has analyzed and assessed the economic efficiency for the field development plans. This is a preliminary orientation to choose the optimal option development of marginal gas fields based on the master plan of the area and available infrastructure, in order to recover resources and increase gas production, creating supply to meet increasing market demand. Business perspective, economic efficiency is consider to be the overall benefits offset the profits of each fields is still acceptable.