

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC MỎ - ĐỊA CHẤT**

NGÔ SỸ THỌ

**NGHIÊN CỨU HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC
MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN TẠI VIỆT NAM**

Ngành: Quản lý kinh tế

Mã số: 62.34.04.10

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KINH TẾ

Hà Nội - 2016

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC MỎ - ĐỊA CHẤT**

NGÔ SỸ THỌ

**NGHIÊN CỨU HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC
MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN TẠI VIỆT NAM**

Ngành: Quản lý kinh tế

Mã số: 62.34.04.10

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KINH TẾ

NGƯỜI HƯỚNG DẪN KHOA HỌC:

PGS. TS Nhâm Văn Toán

GS. TS Phan Huy Đường

Hà Nội - 2016

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan đây là công trình nghiên cứu của riêng tôi. Các tài liệu, thông số, số liệu sử dụng trong Luận án được trích từ nguồn gốc rõ ràng, các kết quả nêu ra trong Luận án là trung thực và chưa từng được công bố trong bất kỳ công trình nào khác.

Tác giả luận án

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized initial 'N' followed by several vertical strokes and a horizontal line at the bottom.

Ngô Sỹ Thọ

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN

MỤC LỤC

DANH MỤC CÁC BẢNG BIỂU

DANH MỤC CÁC HÌNH ẢNH VÀ ĐỒ THỊ

DANH MỤC GIẢI THÍCH CÁC THUẬT NGỮ VIẾT TẮT

MỞ ĐẦU	1
CHƯƠNG 1 TỔNG QUAN CÁC CÔNG TRÌNH NGHIÊN CỨU CÓ LIÊN QUAN ĐẾN ĐỀ TÀI LUẬN ÁN	8
1.1. Các công trình nghiên cứu ngoài nước	8
1.1.1. Các công trình đề cập đến hiệu quả kinh tế	8
1.1.2. Các công trình về hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên	10
1.2. Các công trình nghiên cứu trong nước	12
1.3. Đánh giá các công trình có liên quan và các vấn đề cần bổ sung nghiên cứu	21
CHƯƠNG 2 CƠ SỞ LÝ LUẬN VÀ THỰC TIỄN VỀ HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN	23
2.1. Mỏ dầu khí cận biên và đặc điểm khai thác mỏ dầu khí cận biên	23
2.1.1. Mỏ dầu khí cận biên	23
2.1.2. Đặc điểm khai thác mỏ dầu khí cận biên	25
2.2. Hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên	34
2.2.1. Hiệu quả và hiệu quả kinh tế	34
2.2.2. Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên	45
2.2.3. Phương pháp đánh giá hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên	47

2.2.4. Các nhân tố ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên.....	52
2.3. Kinh nghiệm quốc tế về nâng cao hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên và bài học cho Việt Nam.....	57
2.3.1. Kinh nghiệm Trung Quốc	57
2.3.2. Kinh nghiệm Indonesia	60
2.3.3. Kinh nghiệm Ni- gê-ri-a.....	64
2.3.4. Bài học kinh nghiệm cho Việt Nam.....	66
CHƯƠNG 3 THỰC TRẠNG HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN TẠI VIỆT NAM	68
3.1. Khái quát về khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.....	68
3.1.1. Cơ chế chính sách của Nhà nước về khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.....	68
3.1.2. Tình hình khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.....	73
3.2. Phân tích hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam....	91
3.2.1. Hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ Dầu	91
3.2.2. Hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ Kinh Ngự Tráng	96
3.2.3. Hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ khí Báo Vàng, Lô 112	106
3.3. Đánh giá Hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam...115	
CHƯƠNG 4 ĐỊNH HƯỚNG, QUAN ĐIỂM VÀ GIẢI PHÁP ĐẢM BẢO HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN TẠI VIỆT NAM	118
4.1. Định hướng quốc gia về phát triển khai thác mỏ dầu khí nói chung và mỏ dầu khí cận biên nói riêng tại Việt Nam trong thời gian tới.....	118
4.1.1. Định hướng của nhà nước về khai thác các mỏ dầu khí	118
4.1.2. Định hướng khai thác các mỏ dầu khí cận biên	122

4.2. Quan điểm của tác giả về đổi mới cơ chế chính sách nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.....	125
4.3. Một số giải pháp nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam	133
4.3.1. Đẩy mạnh hợp tác quốc tế cho phép giảm chi phí trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở Biển Đông	133
4.3.2. Đổi mới công tác quản lý dự án phù hợp với điều kiện khai thác mỏ dầu khí cận biên.....	136
4.3.3. Cải thiện thị trường đầu ra cho các sản phẩm dầu khí được khai thác từ các mỏ dầu khí cận biên	137
4.3.4. Hạn chế rủi ro trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam	139
4.4. Một số kiến nghị nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam	143
4.4.1. Đối với Nhà nước và các cơ quan chức năng	143
4.4.2. Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	147
KẾT LUẬN CHUNG.....	149
CÁC BÀI BÁO, CÔNG TRÌNH KHOA HỌC	151
CỦA TÁC GIẢ ĐÃ CÔNG BỐ	151
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	152
PHỤ LỤC	

DANH MỤC CÁC BẢNG BIỂU

TT	Tên bảng	Trang
	Bảng 2.1: Phân loại các mỏ dầu khí theo độ lớn của trữ lượng.....	25
	Bảng 3.1: Biểu thuế tài nguyên đối với dầu thô.....	69
	Bảng 3.2: Biểu thuế tài nguyên đối với khí thiên nhiên	69
	Bảng 3.3: Trữ lượng dầu thu hồi mỏ Chim Sáo đã được phê duyệt.....	74
	Bảng 3.4: Trữ lượng khí thu hồi của mỏ Chim Sáo điều chỉnh.....	75
	Bảng 3.5: Sản lượng dầu khí khai thác của mỏ Chim Sáo	75
	Bảng 3.6: Các phát hiện của mỏ Dừa đưa vào khai thác	76
	Bảng 3.7: Hệ thống công nghệ thiết bị phát triển Chim Sáo + Dừa	77
	Bảng 3.8: Hệ thống công nghệ thiết bị phát triển Chim Sáo + Dừa	78
	Bảng 3.9: Hệ thống công nghệ thiết bị phát triển Chim Sáo + Dừa	79
	Bảng 3.10: Thống kê các phương án phát triển Chim Sáo + Dừa	80
	Bảng 3.11: Đánh giá HQKT qua chi phí đầu tư và vận hành.....	81
	Bảng 3.12: Trữ lượng dầu khí tại chỗ mỏ KNT.....	84
	Bảng 3.13: Sản lượng khai thác mỏ KNT theo Phương án cơ sở.....	85
	Bảng 3.14: Trữ lượng khí tại chỗ mỏ Báo Vàng.....	90
	Bảng 3.15: Trữ lượng khí dự kiến thu hồi mỏ Báo Vàng.....	91
	Bảng 3.16: Các thông số hiệu quả kinh tế của Dự án.....	92
	Bảng 3.17: Thay đổi giá dầu (Oil Prices).....	93
	Bảng 3.18: Thay đổi chi phí vận hành mỏ (Opex).....	94
	Bảng 3.19: Thay đổi chi phí đầu tư (Capex).....	94
	Bảng 3.20: Thay đổi tỷ lệ Thuế Xuất khẩu.....	94
	Bảng 3.21: Phân tích các mốc giá dầu ảnh hưởng đến HQKT của PVEP.....	95
	Bảng 3.22: Chi phí cho các phương án phát triển mỏ KNT	99
	Bảng 3.23: Các phương án phát triển với các trường hợp sơ đồ sản lượng khai thác để đánh giá hiệu quả kinh tế.....	100

Bảng 3.24: Hiệu quả kinh tế của các phương án mở Kinh Ngự Tráng.....	101
Bảng 3.25: Thống kê ước tính chi phí của các phương án đến thời điểm kết thúc dự án.....	103
Bảng 3.26: Kết quả đánh giá kinh tế.....	104
Bảng 4.1: Mục tiêu khai thác của PVN đến 2015 và định hướng đến 2025.	119
Bảng 4.2: Các ưu đãi của Việt Nam so với các nước trong khu vực.....	126
Bảng 4.3: Biểu thuế suất thuế Tài nguyên	128

DANH MỤC CÁC HÌNH ẢNH VÀ ĐỒ THỊ

TT	Tên hình ảnh, đồ thị	Trang
	Hình 2.1: Giàn khai thác siêu nhẹ tại mỏ Rồng.....	28
	Hình 2.2: Cụm sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Rồng.....	28
	Hình 2.3: Sơ đồ công nghệ khai thác toàn mỏ Rồng năm 2012	28
	Hình 2.4: Mô hình chia sản phẩm theo hợp đồng PSC.....	47
	Hình 2.5: Phân chia dầu tại Indonesia	62
	Hình 2.6: Sơ đồ tổ chức ký hợp đồng của Indonesia.....	63
	Hình 3.1: Thuế đối với hoạt động dầu khí.....	72
	Hình 3.2: Tổ chức thu thuế hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí.....	73
	Hình 3.3: Vị trí Lô 12W bể Nam Côn Sơn và các mỏ Chim Sáo, Dừa.....	73
	Hình 3.4: Vị trí Lô 12W và các mỏ Chim Sáo, Dừa.....	74
	Hình 3.5: Biểu đồ sản lượng khai thác mỏ Chim Sáo.....	75
	Hình 3.6: Biểu đồ sản lượng khai thác mỏ Dừa.....	76
	Hình 3.7: Mô hình phát triển các mỏ Chim Sáo+ Dừa.....	77
	Hình 3.8: Mô hình phát triển các mỏ Chim Sáo+ Dừa.....	78
	Hình 3.9: Mô hình phát triển các mỏ Chim Sáo+ Dừa.....	79
	Hình 3.10: Mô hình hệ thống phát triển các mỏ Chim Sáo và Dừa.....	81
	Hình 3.11: Vị trí mỏ KNT	84
	Hình 3.12: Biểu đồ khai thác dầu mỏ KNT theo Phương án cơ sở	85
	Hình 3.13: Biểu đồ khai thác khí mỏ KNT theo Phương án cơ sở.....	86
	Hình 3.14: KNT phát triển độc lập với phương án thiết bị WHP+FPSO.....	87
	Hình 3.15: KNT phát triển độc lập với phương án thiết bị MOPU + FSO.....	88
	Hình 3.16: KNT-WHP kết nối về mỏ Rạng Đông.....	89
	Hình 3.17: Sơ đồ diện tích hoạt động PSC Lô 112.....	89
	Hình 3.18: Sơ đồ các cấu tạo trong diện tích hoạt động.....	90
	Hình 3.19: Phân bổ doanh thu của dự án - Phương án cơ sở.....	93
	Hình 3.20: Phân tích các yếu tố độ nhạy ảnh hưởng đến hiệu quả dự án.....	94
	Hình 3.21: Kết quả phân tích độ nhạy cho phương án kết nối về JVPC	102
	Hình 3.22: Kết quả phân tích độ nhạy cho phương án 3	105
	Hình 4.1. Các điều khoản của PSC Lô 09-2/09	131
	Hình 4.2. Dự kiến đề xuất mới (theo như Lô 46/13 đang áp dụng):.....	132
	Hình 4.3: Quản trị rủi ro và triết lý kinh doanh của PVN.....	140

DANH MỤC GIẢI THÍCH CÁC THUẬT NGỮ VIẾT TẮT

2D	Địa chấn 2 chiều
3D	Địa chấn 3 chiều
BLOCK	Lô Dầu khí
CPP	Giàn xử lý trung tâm (Central Processing Platform)
Cum. Oil	Tổng sản lượng dầu khai thác
EOR	Nâng cao hệ số thu hồi dầu (Enhancement Oil Recovery)
EPS	Kế hoạch khai thác sớm (Early Production System)
FC	Lợi nhuận tính cả đời mỏ (Full Cycle)
FDP	Kế hoạch phát triển mỏ (Full Field Development Plan)
FFS	Toàn khu vực mỏ (Full Field Scale)
FG	Bắt đầu khí thác khí (First Gas)
FO	Bắt đầu khí thác dầu (First Oil)
FPSO	Tàu chứa, xử lý dầu (Floating Production Storage Oil)
FSO	Tàu chứa dầu (Floating Storage Oil)
HCG	Bơm ép khí khai thác dầu (Hydrocarbone Gas)
Helideck	Sân bay trên giàn
Hydrocarbon	Dầu khí
INTERVAL	Vị trí vỉa khai thác
IRR	Tỷ suất doanh lợi nội tại của dự án
JOC	Công ty Liên doanh điều hành Chung (Joint Operating Company)
JVPC	Công ty Dầu khí Việt Nhật (Japan Vietnam Petroleum Company)
LF	Lợi nhuận tính tại thời điểm hiện tại đi (Look Forward)
Miocene	Trầm tích chứa dầu
MMstb	Triệu thùng dầu
MOPU	Giàn khai thác nhỏ, năng động (Mobility Operation Platform Unit)
NĐ-CP	Nghị định của Chính phủ
NĐH	Nhà điều hành
NPV	Dòng tiền chiết khấu về thời điểm hiện tại
ODP	Kế hoạch phát triển mỏ đại cương (Outline Development Plan)

Oil Rate	Lưu lượng dầu khai thác
P50	Trữ lượng dầu khí xác suất 50% (ở mức 2P)
PCOSB	Công ty Dầu khí Petronas (Petronas Charigali)
PIG	Thoi phóng
PSC	Hợp đồng Chia sản phẩm Dầu khí (Production Sharing Contract)
PUQ	Giàn xử lý trung tâm (Process Utilities Quaters)
PV GAS	Tổng Công ty Khí Việt Nam
PVEP	Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
PVN	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
PVT	Kết quả phân tích các thông số chất lỏng vỉa
QĐ	Quyết định
RAR	Báo cáo trữ lượng dầu khí (Reserve Appraisal Report)
SEMI	Giàn nửa nổi nửa chìm
SLOT	Lỗ giếng khoan
SPC	Công ty Dầu khí Singapore (Singapore Petroleum Company)
SUBSEA	Thiết bị ngầm đáy biển
TS	Bình thử (Test Separator)
TTgCP	Thủ tướng Chính phủ
Umbilical	Ống mềm
USD	Tiền đô la Mỹ
WHP	Giàn đỡ đầu giếng (Wellhead Platform)
WHSS	Giàn siêu nhẹ (Wellhead Platform Super Subsurface)
WI	Giếng bơm ép (Well Injection)

MỞ ĐẦU

1. Tính cấp thiết của Đề tài

Sau 10 năm thực hiện Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025 theo Kết luận số 41-KL/TW ngày 19 tháng 01 năm 2006 của Bộ Chính trị (Kết luận 41-KL/TW), ngành Dầu khí Việt Nam đã có bước phát triển vượt bậc về quy mô cả chiều rộng và chiều sâu; đã hình thành được ngành Dầu khí hoàn chỉnh, đồng bộ từ khâu tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí đến chế biến, vận chuyển, tồn trữ và phân phối các sản phẩm dầu khí, thực sự trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật hàng đầu của Việt Nam, đóng góp to lớn cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng, an ninh lương thực và bảo vệ chủ quyền quốc gia.

Trong những năm gần đây việc phát triển kinh tế đất nước luôn đặt ra bài toán khó tìm nguồn năng lượng để bảo đảm sự phát triển kinh tế bền vững. Chính vì vậy, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt “Chiến lược Phát triển ngành dầu khí đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025” tại Quyết định số 386/QĐ-TTg ngày 09 tháng 3 năm 2006; thực hiện nghiêm túc Đề án tái cơ cấu Tập đoàn theo Quyết định số 46/QĐ-TTg ngày 05 tháng 01 năm 2013 và Quyết định số 1011/QĐ-TTg ngày 03 tháng 7 năm 2015 của Thủ tướng Chính phủ, trong đó: Nêu rõ trọng tâm ưu tiên đầu tư tìm kiếm thăm dò gia tăng trữ lượng, phát triển khai thác dầu khí. Và nhấn mạnh đây là nhiệm vụ cốt lõi, rất quan trọng liên quan đến sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, phát triển kinh tế đất nước và góp phần bảo đảm an ninh năng lượng để phát triển đất nước.

Theo Báo cáo tổng kết Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam trong 10 năm qua (Giai đoạn 2006-2015), *nếu tính con số lượng mỏ phát hiện trên toàn thềm lục địa Việt Nam thì khoảng 75% đến 80% số lượng mỏ là mỏ dầu khí cận biên. Nếu tính theo con số trữ lượng phát hiện thì tỷ lệ là khoảng 30% trữ lượng dầu khí đã phát hiện là mỏ dầu khí cận biên.* Vấn đề đặt ra cần phải có các giải pháp hiện thực hóa việc phát triển khai thác các mỏ cận biên

này để bảo đảm đạt được mục tiêu cốt lõi, thực hiện thành công nhiệm vụ tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí với mục tiêu gia tăng trữ lượng hàng năm khoảng 35 đến 40 triệu tấn (quy dầu)/ năm, mục tiêu khai thác hàng năm khoảng 20 đến 25 triệu tấn (quy dầu)/ năm.

Bên cạnh những kết quả, thành tích đã đạt được, hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vẫn còn một số khó khăn, tồn tại hạn chế do nhiều nguyên nhân khách quan và chủ quan, cụ thể như: Giá dầu giảm sâu, kéo dài. Tình hình kinh tế thế giới tiềm ẩn nhiều khó khăn, chưa có dấu hiệu phục hồi, bất ổn chính trị tại Trung Đông, Châu Âu và tranh chấp chủ quyền trên Biển Đông và Biển Hoa Đông; *Đầu tư tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí vùng nước sâu, xa bờ, các mỏ nhỏ cận biên chưa đạt mục tiêu, yêu cầu của Chiến lược đề ra*; Sự tham gia của các thành phần kinh tế khác ở trong nước vào ngành Dầu khí còn hạn chế; Quy mô, tiềm lực tài chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chưa đủ mạnh; Năng lực quản trị điều hành và khả năng kinh doanh còn hạn chế so với một số nước trong khu vực;

Trong nhiều năm qua, hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam được đẩy mạnh với nhiều phát hiện dầu khí được xác định và đưa vào phát triển khai thác, có đóng góp quan trọng đối với sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước với tổng sản lượng khai thác đạt trên 455 triệu tấn dầu quy đổi. Tuy nhiên bên cạnh các mỏ có trữ lượng dầu khí lớn đã đưa vào phát triển khai thác và đang khai thác ở giai đoạn sau của thời kỳ cực đại. Hiện tại, Việt Nam còn nhiều mỏ cận biên chưa được phát triển khai thác do cơ chế, chính sách hiện nay chưa khuyến khích nhà thầu đầu tư phát triển khai thác các mỏ cận biên.

Cũng giống như ở nhiều quốc gia trên thế giới, các mỏ cận biên khi phát hiện thường khó đưa vào phát triển khai thác ngay được vì các lý do sau: (i) Điều kiện địa lý và cơ sở hạ tầng không thuận lợi, chưa cho phép phát triển khai thác mỏ được; (ii) Yếu tố thị trường và giá bán sản phẩm không đủ khuyến khích nhà đầu tư tiếp tục đầu tư chuyển sang giai đoạn phát triển khai thác; (iii) Cơ chế chính sách ưu đãi, các định chế tài chính, các điều khoản, điều kiện cam kết (Thuế, tỷ lệ chia lãi, thu hồi chi phí, hoa hồng, phụ thu, bỏ

các phí lệ phí...) chưa đủ khuyến khích và hiệu quả đầu tư phát triển mỏ không đạt mức nhà đầu tư kỳ vọng; (iv) Môi trường đầu tư, sự ổn định kinh tế-xã hội và chính sách vĩ mô không bảo đảm cho nhà đầu tư có thể yên tâm đầu tư, phát triển lâu dài tại nước sở tại; (v) Các cải cách chính sách riêng cho mỏ cận biên và khung pháp luật chuyên ngành chưa phù hợp, chưa khuyến khích được các nhà đầu tư phát triển các mỏ cận biên.

Trong bối cảnh ngành Dầu khí đang phải đối diện với những khó khăn, thách thức chưa từng có; Việc giá dầu trên thế giới giảm mạnh từ tháng 10/2014 và giảm sâu vào đầu năm 2016 xuống mức 27 USD/thùng, mức thấp nhất trong vòng 13 năm gần đây và dự báo khó phục hồi nhanh trong thời gian tới đã trực tiếp ảnh hưởng tiêu cực đến các doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí. Để đảm bảo sản lượng dầu khí trong nước cần phải có cơ chế ưu đãi để khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư phát triển các mỏ cận biên tại Việt Nam, góp phần tăng thêm nguồn thu của Chính phủ, việc đảm bảo hiệu quả kinh tế của nhà thầu trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên và tận thu nguồn tài nguyên quý giá của đất nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh chính trị quốc gia, đặc biệt là an ninh biển đảo, đảm bảo công ăn việc làm, đảm bảo phát triển các ngành dịch vụ liên quan...đang được đặt ra hết sức cấp bách.

Xuất phát từ lý do trên, tác giả đã chọn vấn đề ***“Nghiên cứu hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam”*** làm đề tài Luận án tiến sĩ nhằm luận giải những vấn đề lý luận, thực tiễn về hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên, từ đó đề xuất các giải pháp phù hợp nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế cho khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

2. Mục tiêu nghiên cứu

Trên cơ sở làm rõ những vấn đề lý luận và thực tiễn về hiệu quả kinh tế trong khai thác dầu khí, Luận án đề xuất các quan điểm và giải pháp chính sách, kiến nghị chủ yếu nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

* **Đối tượng nghiên cứu:** Đề tài nghiên cứu các vấn đề lý luận và thực tiễn về hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

* **Phạm vi nghiên cứu:** Đề tài tập trung làm rõ hiệu quả kinh tế trong phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên (mỏ Chim Sáo + Dừa; mỏ Kinh Ngư trắng; mỏ Báo Vàng) tại Việt Nam từ năm 2005 đến nay. Đề xuất các quan điểm, kiến nghị về chính sách và đưa ra các giải pháp nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác các mỏ dầu khí cận biên phù hợp với điều kiện ngành dầu khí Việt Nam trong thời gian tới.

4. Nhiệm vụ nghiên cứu

- Làm rõ những vấn đề lý luận và thực tiễn về hiệu quả kinh tế trong khai thác dầu khí.

- Đánh giá thực trạng hiệu quả kinh tế trong khai thác một số mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

- Đề xuất các quan điểm, kiến nghị về chính sách và các giải pháp chủ yếu nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

5. Phương pháp nghiên cứu

Dựa trên cơ sở phương pháp luận duy vật biện chứng và chủ nghĩa duy vật lịch sử, tác giả sử dụng các phương pháp nghiên cứu trong quá trình thực hiện Luận văn bao gồm: Phương pháp thống kê, phương pháp phân tích tổng hợp, phương pháp mô hình toán, phương pháp đối chiếu, so sánh, phương pháp chuyên gia và một số phương pháp khoa học khác để làm sáng tỏ vấn đề nghiên cứu.

* *Phương pháp thu thập tài liệu thứ cấp:* Từ các Thông tư, Chỉ thị, Quyết định của Thủ tướng Chính phủ và các cơ quan có thẩm quyền của Nhà nước. Các nghiên cứu của cá nhân, tổ chức, ban ngành về hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam qua các nguồn thông tin như: sách, báo, tạp chí, tài liệu hội nghị, học tập chuyên ngành và internet.

* *Phương pháp thu thập tài liệu sơ cấp:* Việc thu thập tài liệu sơ cấp chủ yếu dựa trên nghiên cứu thực tế, sử dụng các số liệu trong các báo cáo tình hình sản xuất, kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đồng thời kết hợp sử dụng các phương pháp phân tích, tổng hợp, so sánh để giải quyết các vấn đề đặt ra trong quá trình nghiên cứu.

** Phương pháp thống kê*

Phương pháp này dùng để phân tích các số liệu cụ thể về sản lượng khai thác dầu khí và thường kết hợp với so sánh để làm rõ vấn đề: Tình hình biến động của các hiện tượng qua các giai đoạn thời gian; mức độ hiện tượng; mối quan hệ giữa các hiện tượng. Được thể hiện qua các chỉ tiêu về số tuyệt đối, số tương đối, số bình quân... Từ đó đưa ra các kết luận có căn cứ khoa học. Số liệu thu thập được biểu diễn bằng nhiều dạng khác nhau như dạng biểu đồ hình cột, hình bánh, hình mạng nhện... Tùy thuộc vào từng loại số liệu khác nhau và yêu cầu cần thiết phải thể hiện kết quả.

** Phương pháp dự tính dự báo*

Từ việc phân tích thực trạng hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên và định hướng phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên để từ đó đưa ra giải pháp đảm bảo hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam. Sự chính xác trong kết quả của dự báo sẽ mang đến sự thành công hay thất bại trong việc đảm bảo hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

** Phương pháp phân tích, tổng hợp*

Trên cơ sở đánh giá thực trạng hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam, đề tài sẽ đưa ra những đánh giá chung có tính khái quát về toàn bộ hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam thông qua nghiên cứu 3 mô điển hình.

** Phương pháp chuyên gia:* Tham khảo ý kiến của các chuyên gia lý luận và chuyên gia quản lý trong ngành để có cái nhìn tổng quát khi phân tích, đánh giá thực trạng hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam giai đoạn vừa qua.

** Phương pháp đối chiếu, so sánh*

Hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam được so sánh với mục tiêu ban đầu của các dự án đầu tư, kết quả của các dự án đầu tư khai thác dầu khí cận biên được so sánh với các mỏ khác khác về quy mô và khả năng áp dụng để đạt được kết quả tối ưu.

6. Ý nghĩa khoa học và ý nghĩa thực tiễn của Luận án

- *Ý nghĩa khoa học:*

- Kết quả nghiên cứu của Đề tài góp phần hệ thống hóa, bổ sung và làm phong phú thêm cơ sở lý luận về hiệu quả kinh tế trong hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở các mỏ cận biên. Vận dụng và cụ thể hóa vào đánh giá hiệu quả khai thác các mỏ dầu khí cận biên của Việt Nam.

- Góp phần bổ sung và hoàn thiện theo thời kỳ Luật Dầu khí và các bộ luật liên quan đến đầu tư.

- *Ý nghĩa thực tiễn:* Kết quả nghiên cứu là tài liệu tham khảo tốt cho các ngành liên quan và đặc biệt là ngành dầu khí Việt Nam trong việc thúc đẩy và khuyến khích thu hút đầu tư trong và ngoài nước vào phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên của Việt Nam.

7. Những kết quả đạt được, những điểm mới của luận án

*** Những kết quả đạt được**

Một là: Luận án làm rõ khái niệm và bản chất hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên; xác định chỉ tiêu, phương pháp đánh giá và các nhân tố ảnh hưởng đến hiệu quả khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam. Cụ thể, Luận án đã hệ thống hóa cơ sở lý luận và thực tiễn về hiệu quả kinh tế phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên nói chung làm cơ sở cho việc nghiên cứu phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên trong điều kiện cụ thể về tự nhiên, kinh tế, xã hội và cơ chế chính sách của Việt Nam.

Hai là: Phân tích, đánh giá thực trạng hiệu quả kinh tế trong khai thác một số mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam và chỉ ra những điều kiện tự nhiên, những cơ chế chính sách, những điều kiện kinh tế xã hội hiện tại làm hạn chế phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên của Việt Nam.

Ba là: Đề xuất một số quan điểm, kiến nghị về cơ chế chính sách và một số giải pháp về kinh tế xã hội nhằm khuyến khích thu hút các nhà đầu tư tham gia vào phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

*** Những điểm mới của Luận án**

- Xác định tính đặc thù trong các chỉ tiêu và phương pháp đánh giá hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên.

- Nghiên cứu ảnh hưởng đồng thời của các nhân tố đến hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên.

- Quan điểm mới trong đánh giá hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên: Hiệu quả kinh tế khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam hiện nay, không chỉ quan tâm chú ý đến hiệu quả kinh tế cao mà còn phải chú ý đến hiệu quả kinh tế thấp, giá trị hiệu quả đạt được không như kỳ vọng của Nhà đầu tư. Khái niệm này chỉ những dự án dù không đạt được lợi nhuận nhưng vẫn cần được triển khai khi đạt được mục tiêu thu hồi chi phí tìm kiếm thăm dò đã bỏ ra, cũng như tận dụng cơ sở hạ tầng các mỏ lân cận để tận thu nguồn tài nguyên và tạo cơ hội phát triển các đối tượng tiềm năng lân cận, cận kề trên cơ sở lợi ích tổng thể của nước chủ nhà Việt Nam.

- Luận án đưa ra các kết luận và đề xuất một số kiến nghị, giải pháp có tính khả thi nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

8. Kết cấu nội dung của luận án: Ngoài phần Mở đầu, Danh mục tài liệu tham khảo, giải thích các thuật ngữ viết tắt, các bảng biểu, hình ảnh và đồ thị; Luận án bao gồm 4 chương và Kết luận chung, cụ thể như sau:

Chương 1. Tổng quan các công trình nghiên cứu có liên quan đến Đề tài.

Chương 2. Cơ sở lý luận và thực tiễn về hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên.

Chương 3. Thực trạng hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

Chương 4. Định hướng, Quan điểm và giải pháp đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

Kết luận chung.

CHƯƠNG 1

TỔNG QUAN CÁC CÔNG TRÌNH NGHIÊN CỨU CÓ LIÊN QUAN ĐẾN ĐỀ TÀI LUẬN ÁN

1.1. Các công trình nghiên cứu ngoài nước

1.1.1. Các công trình đề cập đến hiệu quả kinh tế

Các nghiên cứu về hiệu quả kinh tế đã sớm được các nhà nghiên cứu nước ngoài đề cập, tiêu biểu là các loại quan điểm sau:

Thứ nhất, quan điểm sớm nhất về hiệu quả kinh tế đó là sự đồng nhất hiệu quả kinh tế với các chỉ tiêu phản ánh kết quả của quá trình đầu tư.

Quan điểm này bắt đầu phát triển từ giữa thế kỷ 18 bởi hai nhà kinh tế có cùng quan điểm là nhà kinh tế học người Anh - Adam Smith và nhà kinh tế học người Pháp - Ogiéphric. Theo quan điểm này, hiệu quả chính là kết quả đạt được trong hoạt động kinh tế, đối với mỗi doanh nghiệp thì đó chính là doanh thu tiêu thụ hàng hóa, đối với toàn bộ nền kinh tế quốc dân thì đó là tốc độ tăng thu nhập quốc dân và tổng sản phẩm xã hội.

Theo tác giả, quan điểm này đã có sự đồng nhất chỉ tiêu hiệu quả với chỉ tiêu phản ánh kết quả kinh tế, do đó việc đánh giá hiệu quả kinh tế thực chất chỉ là đánh giá kết quả thu được từ hoạt động kinh tế mà không quan tâm đến giá trị đầu tư để đạt được kết quả đó là bao nhiêu.

Rõ ràng đánh giá hiệu quả kinh tế qua kết quả sản xuất kinh tế theo trường phái quan điểm trên là chưa hoàn toàn hợp lý. Đôi khi, kết quả sản xuất kinh tế có thể phản ánh một phần hiệu quả đạt của quá trình sản xuất kinh tế. Tuy nhiên, kết quả sản xuất kinh tế không cố định mà có thể thay đổi do thay đổi chi phí đầu tư hoặc thay đổi việc sử dụng các nguồn lực. Hơn thế nữa, nếu cùng một kết quả có hai mức chi phí khác nhau thì theo quan điểm này chúng ta lại có cùng một mức độ hiệu quả, nhưng thực tế khi kết quả như nhau thì năm nào có chi phí thấp hơn hiệu quả sẽ được đánh giá cao hơn.

Do đó, tác giả cho rằng nếu đánh giá hiệu quả kinh tế theo quan điểm này thì sẽ không thể phân biệt được kỳ kinh tế nào có hiệu quả hơn.

Thứ hai, quan điểm của hai nhà kinh tế học hiện đại - Paul Samuelson và William D’Nordhau: hiệu quả kinh tế phản ánh khả năng sử dụng các nguồn lực của doanh nghiệp. Quan điểm của họ được trình bày trong cuốn “Kinh tế học” xuất bản vào những năm 80 của thế kỷ XX, trong cuốn sách này hai ông đã nêu quan điểm: Hiệu quả kinh tế là sử dụng một cách hữu hiệu nhất các nguồn lực của nền kinh tế để thỏa mãn nhu cầu mong muốn của con người [66].

Quan điểm này cho thấy, muốn xác định hiệu quả kinh tế thì cần phải đánh giá sự tiết kiệm hay lãng phí các nguồn lực sử dụng trong quá trình tổ chức hoạt động sản xuất kinh tế và việc đánh giá này là hoàn toàn có thể xác định được. Tuy nhiên, vấn đề đặt ra là nên sử dụng như thế nào để được xem là hữu hiệu nhất vẫn đang còn là một tiêu chuẩn mang tính chất trừu tượng, bản thân doanh nghiệp cũng rất khó lượng hóa được vì nó chỉ mới dừng lại ở khả năng vận dụng nguồn lực đầu vào chứ không đề cập đến các kết quả đầu ra và mối quan hệ vận động tương quan giữa chúng.

Như vậy, theo tác giả, nếu vận dụng quan điểm này trong việc đánh giá hiệu quả kinh tế, các doanh nghiệp sẽ không có một mức chuẩn cụ thể để đánh giá việc sử dụng nguồn lực hữu hiệu nhất phải bằng bao nhiêu.

Thứ ba, một trường phái khác cũng phát triển cùng lúc với trường phái trên, quan điểm này cho rằng hiệu quả kinh tế là sự so sánh tương quan giữa kết quả đầu ra và các chi phí đã phát sinh trong quá trình sản xuất kinh tế.

Tương tự với quan điểm đó, tác giả Gujaratu Damodar (1998), trong Basic econometrics, Third edition, FETP [62]: hiệu quả kinh tế bằng cách so sánh tương quan giữa kết quả đạt được bổ sung (phần tăng thêm) và chi phí tiêu hao bổ sung. Mặc dù cũng đã đề cập đến bản chất của hiệu quả là trình độ sử dụng chi phí, nhưng quan điểm của tác giả này mới chỉ dừng lại ở mức độ xem xét sự bù đắp chi phí bỏ ra tăng thêm trong quá trình sản xuất kinh tế.

Như vậy, tác giả cho rằng, mặc dù đã có ưu điểm hơn so với hai trường phái quan điểm trên, nhưng trường phái quan điểm này vẫn còn nhược điểm, đó chính là họ chỉ mới đề cập đến chi phí thực tế phát sinh mà bỏ qua mối liên hệ giữa chi phí với nguồn lực đầu vào của chi phí đó. Rõ nét nhất có thể kể

đến yếu tố chi phí về lao động, khi tính hiệu quả sử dụng lao động thì chi phí thực tế của nó là số ngày làm việc, số giờ làm việc, tiền lương (hoặc thù lao lao động)...., còn nguồn lực lại được biểu hiện qua số lượng lao động.

Thứ tư, quan điểm hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp là sự gắn kết giữa hiệu quả kinh tế và hiệu quả xã hội, quan điểm này đã được phát triển từ những năm 80, 90 của thế kỷ XX.

Công trình “Đánh giá kinh tế tài nguyên khoáng sản” tác giả K. Rusanop đã trích dẫn quan điểm của một số nhà kinh tế Cộng hòa Liên bang Nga như L. M. Cônxtratinôva, D. V. Xôcôlinxi: hiệu quả kinh tế là một bộ phận quan trọng nhất của toàn bộ chiến lược kinh tế, và chỉ ra rằng để giải quyết các nhiệm vụ kinh tế - xã hội hiện nay không có con đường nào khác là tăng nhanh hiệu quả của nền sản xuất xã hội [63], *Đánh giá kinh tế tài nguyên khoáng sản*. Quan điểm này đã phản ánh được mối quan hệ bản chất của hiệu quả kinh tế không chỉ là sự so sánh giữa kết quả sản xuất với chi phí sản xuất, mà còn biểu hiện cả sự tương quan về lượng và chất giữa kết quả và chi phí. Hơn thế nữa, hiệu quả kinh tế được đánh giá qua sự tổng hợp nhiều chỉ tiêu kinh tế khác nhau trong quá trình sản xuất, đồng thời doanh nghiệp sản xuất kinh tế càng hiệu quả thì hiệu quả xã hội sẽ càng tăng. Tuy nhiên, trong một vài trường hợp, để tăng hiệu quả kinh tế, doanh nghiệp lại làm ảnh hưởng mạnh đến hiệu quả xã hội (như gây ô nhiễm môi trường trầm trọng).

1.1.2. Các công trình về hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên

- Benny Lubiantara (2007), *The analysis of the marginal field incentive - Indonesia case*. Tạp chí Oil, Gas & Energy Law. [73]

Bài viết cho biết, trong nhiều năm qua, hoạt động sản xuất dầu khí của Indonesia đã liên tục suy giảm. Chính phủ Indonexia (GOI) đã có nhiều nỗ lực rộng lớn để tìm cách để cải thiện tốc độ khai thác và các mỏ dầu khí cận biên đã được coi là một giải pháp quan trọng nhằm nâng cao tốc độ và trữ lượng khai thác. Chính phủ Indonesia (GOI) đã nhận ra rằng có rất nhiều mỏ dầu khí cận biên chưa phát triển trong các khu vực của các nhà thầu làm; lý do mỏ dầu khí cận biên không được phát triển chỉ đơn giản là kinh tế. Theo các điều khoản và điều kiện kinh tế hiện tại, các mỏ dầu khí cận biên không

đủ để được phát triển. Chính phủ Indonesia tiến hành nghiên cứu một số mỏ dầu khí cận biên để xác định tốt nhất các ưu đãi và chính sách khai thác.

- Don Warlick (2007), *A new era for marginal oil production*, Tạp chí Oil & Gas Financial Journal. [68]

Theo tác giả Don Warlick, một giếng dầu được gọi là cận biên khi sản xuất không quá 10b/d và khí đốt tự nhiên biên cũng ít hơn 50 MCF/d. Các giếng dầu được coi là cận biên cũng bởi vì tính lợi nhuận của chúng không hấp dẫn.

Tuy nhiên, từ tháng 12 năm 2006, trước kỳ hạn dầu tháng là gần 60 USD/ thùng đối với dầu và 7 USD/ MCF khí, các mỏ dầu khí cận biên ở Bắc Mỹ đã được chú trọng khai thác với sự hỗ trợ về giá sản phẩm đầu ra và việc áp dụng các công nghệ khai thác mới hiệu quả hơn. Bài viết này chỉ tập trung nghiên cứu các mỏ dầu khí cận biên trong sản xuất Bắc Mỹ, và sự hấp dẫn tiềm năng cho các nhà sản xuất / nhà đầu tư.

- Iretekhai J.O.Akhigbe (2011). *How attractive is the Nigerian Fiscal Regime - which is intended to promote investment in marginal field development*. [72].

Theo Iretekhai J. O. Akhigbe, dự trữ dầu khí hiện nay của Nigeria là 35,9 tỷ thùng, trong đó, nước này hiện đang sản xuất 2,4 triệu thùng dầu mỗi ngày, dự kiến Nigeria sẽ bị cạn kiệt trong thời gian 33 năm. Là quốc gia mà thu nhập phụ thuộc nhiều vào việc khai thác dầu mỏ, thật dễ hiểu khi chính phủ Nigeria đã khởi xướng một chính sách nhằm thúc đẩy lượng dự trữ đạt 40 tỷ thùng vào năm 2010. Một trong những phương pháp để đạt được mục tiêu này là sự phát triển các ưu đãi cho các mỏ dầu mỏ cận biên. Cách tiếp cận này có thể tạo ra 300 triệu thùng dầu dự trữ hiện có. Chế độ tài chính cho các mỏ cận biên với nhiều ưu đãi của Nigeria đã ảnh hưởng lớn đến sự thành công của mục tiêu của chính phủ. Bài báo đã so sánh các phương pháp tiếp cận chế độ tài chính dầu khí của Nigeria và Vương quốc Anh, qua đó lên kế hoạch để xác định tính hấp dẫn của chế độ tài chính Nigeria của liên quan đến đầu tư phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên.

1.2. Các công trình nghiên cứu trong nước

Tuỳ theo phương pháp tiếp cận, các nhà khoa học trong nước cũng đã trình bày những quan điểm khác nhau khi nghiên cứu, đánh giá hiệu quả kinh tế. Các quan điểm này đã được nghiên cứu và trình bày trong khá nhiều sách, công trình, đề tài nghiên cứu khoa học, Luận văn thạc sĩ, cũng như luận án tiến sĩ dưới các góc độ khác nhau.

Trong thời kỳ bao cấp kinh tế của Nhà nước cũng đã có khá nhiều các nghiên cứu trong nước liên quan đến hiệu quả kinh tế. Tiêu biểu có thể kể đến các nghiên cứu từ những năm 80 của thế kỷ XX của tác giả Ngô Đình Giao, nhóm tác giả Nguyễn Sĩ Thịnh, Lê Sĩ Thiệp, Nguyễn Kế Tuấn, tác giả Trương Đình Hẹ. Trong cuốn “Những vấn đề cơ bản về hiệu quả kinh tế trong xí nghiệp công nghiệp” xuất bản năm 1984 của tác giả Ngô Đình Giao [15] đã đề cập khá chi tiết về hiệu quả kinh tế và hệ thống chỉ tiêu phân tích hiệu quả kinh tế trong các xí nghiệp công nghiệp xã hội chủ nghĩa. Ông đã đưa ra các đánh giá, bình luận về hiệu quả kinh tế dưới chế độ xã hội chủ nghĩa, tuy nhiên do được nghiên cứu trong cơ chế kinh tế bao cấp, kế hoạch hóa tập trung nên tiêu chuẩn hiệu quả ông đưa ra chính là việc hoàn thành các kế hoạch sản xuất kinh doanh mà Nhà nước giao cho xí nghiệp.

Có thể thấy rằng, các nghiên cứu về hiệu quả kinh tế trong thời kỳ bao cấp không còn đầy đủ ý nghĩa thực tiễn trong cơ chế thị trường hiện nay khi mà lợi nhuận và giá trị kinh tế gia tăng là vấn đề sống còn đối với doanh nghiệp. Chính vì vậy, các nghiên cứu mới về hiệu quả kinh tế trong cơ chế thị trường đã được nhiều nhà nghiên cứu thực hiện. Luận án đã tổng kết được ba hướng nghiên cứu chính của các nhà khoa học như sau:

Hướng thứ nhất, hiệu quả kinh tế được xem là một nội dung quan trọng của phân tích tài chính doanh nghiệp. Hướng nghiên cứu này được thể hiện khá nhiều trong các tài liệu chuyên khảo, luận án tiến sĩ về phân tích tài chính doanh nghiệp và phân tích hoạt động kinh doanh. Theo hướng này, có thể kể đến cuốn “*Phân tích hoạt động doanh nghiệp*” của tác giả Nguyễn Tấn Bình [54], hay “*Chuyên khảo về báo cáo tài chính và lập, đọc, kiểm tra, phân tích*

báo cáo tài chính” của GS. TS. Nguyễn Văn Công [6]. Các tài liệu này đã phân tích hiệu quả kinh tế và được đưa vào như nội dung quan trọng và được trình bày khá cụ thể.

Bên cạnh các tài liệu chuyên khảo, khá nhiều luận án tiến sĩ cũng đã nghiên cứu về hiệu quả kinh tế dưới các góc độ khác nhau. Chẳng hạn, trong luận án của mình, Nguyễn Trọng Cơ đã dành một phần để trình bày các chỉ tiêu phân tích hiệu quả kinh tế trong các công ty cổ phần phi tài chính “*Hoàn thiện chỉ tiêu phân tích tài chính trong doanh nghiệp cổ phần phi tài chính*” [7]; năm 2000 trong luận án “*Vận dụng phương pháp phân tích hệ thống và mô hình hoá trong phân tích hoạt động kinh tế*”, tác giả Phạm Đình Phùng [26] đã đề cập đến phương pháp phân tích hiệu quả kinh tế qua mô hình toán; đến năm 2002, Nguyễn Ngọc Quang cũng đã xây dựng nội dung và hệ thống chỉ tiêu phân tích hiệu quả kinh tế trong bộ chỉ tiêu phân tích tài chính của doanh nghiệp xây dựng tại đề tài Luận án tiến sĩ “*Hoàn thiện hệ thống chỉ tiêu phân tích tài chính trong các doanh nghiệp xây dựng của Việt Nam*” [28].

Mặc dù đã có khá nhiều nghiên cứu nhưng tất cả các nghiên cứu này chỉ mới đề cập đến phân tích hiệu quả kinh tế như một phần nhỏ của phân tích tài chính doanh nghiệp với các chỉ tiêu có thể áp dụng chung cho tất cả các doanh nghiệp mà chưa đi sâu nghiên cứu cho từng ngành cụ thể.

Hướng thứ hai, nghiên cứu hiệu quả kinh tế dưới dạng nhà nghiên cứu tiến hành phân tích, đánh giá một phần hay toàn bộ hiệu quả kinh tế của một ngành, một loại hình doanh nghiệp cụ thể - đây là hướng nghiên cứu được rất nhiều nhà khoa học chọn lựa khi thực hiện luận án tiến sĩ.

Thứ nhất, đối với nhóm luận án mà tác giả đã tiến hành phân tích, đánh giá một phần hiệu quả kinh tế, có thể kể đến luận án của tác giả Trương Đình Hẹ [17] với đề tài “*Xác định hiệu quả lao động trong xí nghiệp thương nghiệp*” hay tác giả Nguyễn Thị Minh Tâm với đề tài “*Phân tích hiệu quả sử dụng vốn trong ngành công nghiệp dệt Việt Nam*” [33], các đề tài này chỉ nghiên cứu hiệu quả sử dụng lao động, hiệu quả sử dụng vốn - một phần của hiệu quả kinh tế.

Thứ hai, đối với nhóm luận án mà tác giả đã tiến hành phân tích toàn bộ nội dung hiệu quả kinh tế, có thể kể đến một số luận án như: *“Đánh giá hiệu quả kinh tế xí nghiệp thương nghiệp và một số biện pháp nâng cao hiệu quả”* của tác giả Phùng Thị Thanh Thủy [37]; tác giả Phạm Thị Thu Phương với đề tài *“Những giải pháp chiến lược nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh ngành may mặc Việt Nam”* [27].

Với hướng nghiên cứu này, các tác giả đã vận dụng hệ thống chỉ tiêu phân tích hiệu quả kinh tế chung trong quá trình phân tích với mục đích đề xuất các giải pháp nâng cao hiệu quả kinh tế chứ chưa quan tâm nhiều đến việc tìm ra quy trình, chỉ tiêu cũng như phương pháp phân tích phù hợp với từng ngành cụ thể.

Hướng thứ ba, nghiên cứu hiệu quả kinh tế dưới góc độ xây dựng hệ thống chỉ tiêu cũng như quy trình và phương pháp phân tích hiệu quả kinh tế cho một ngành cụ thể. Hướng nghiên cứu này tuy chưa được nhiều tác giả chọn lựa như hai hướng nghiên cứu trước nhưng cũng đã có khá nhiều công trình và được nghiên cứu chủ yếu trong các luận án tiến sĩ. Từ năm 1988, Phạm Thị Gái đã nghiên cứu hệ thống chỉ tiêu hiệu quả kinh tế và ứng dụng vào phân tích ở các doanh nghiệp khai thác (lấy ví dụ trong công nghiệp than) trong đề tài luận án phó tiến sĩ khoa học *“Hiệu quả kinh tế và phân tích hiệu quả kinh tế trong công nghiệp khai thác”*[14]; tác giả Huỳnh Đức Lộng cũng đã xây dựng hệ thống chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế của các doanh nghiệp Nhà nước trong đề tài Luận án tiến sĩ kinh tế *“Hoàn thiện chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh doanh của doanh nghiệp Nhà nước”* [22]; đề tài luận án tiến sĩ kinh tế *“Phân tích hiệu quả kinh doanh trong các doanh nghiệp khai thác khoáng sản Việt Nam”* [19] của tác giả Nguyễn Thị Mai Hương đã xây dựng quy trình, nội dung, chỉ tiêu và phương pháp phân tích hiệu quả kinh tế trong các doanh nghiệp khai thác sa khoáng Titan dựa trên các nghiên cứu thực tiễn tại doanh nghiệp.

Hướng nghiên cứu này cho thấy các tác giả đã tập trung nghiên cứu hoàn chỉnh về hiệu quả kinh tế của các doanh nghiệp thuộc một lĩnh vực cụ thể trên

các mặt: tổ chức phân tích, phương pháp phân tích, nội dung và hệ thống chỉ tiêu phân tích để từ đó đề xuất các giải pháp hoàn thiện, nâng cao hiệu quả kinh tế.

Như vậy, đã có khá nhiều nghiên cứu về hiệu quả kinh doanh nhưng phổ biến ở góc độ nghiên cứu hiệu quả kinh tế cho các ngành dựa trên hệ thống chỉ tiêu phân tích chung mà chưa có hệ thống chỉ tiêu phân tích cho từng ngành cụ thể. Tuy nhiên, cũng có một số đề tài đã xây dựng hệ thống chỉ tiêu phân tích cho một ngành cụ thể. Mặc dù vậy, cho đến nay tại Việt Nam chưa có công trình nghiên cứu nào nghiên cứu về hiệu quả kinh tế cho ngành khai thác dầu khí của Việt Nam nói chung và khai thác các mỏ dầu khí cận biên nói riêng.

Bên cạnh các nghiên cứu trên, còn nhiều công trình đề cập trực tiếp hoặc gián tiếp về vấn đề hiệu quả kinh tế khai thác dầu khí, như:

- Hoàng Thị Đào, Ngô Mai Hạnh, Cù Thị Lan (2014), *Phân tích các yếu tố tác động đến hiệu quả các dự án Lọc hóa dầu của PETROVIETNAM*, Tạp chí Dầu khí, 7/2014.

Theo các tác giả, các dự án lọc hóa dầu do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đầu tư là các dự án trọng điểm quốc gia/ trọng điểm Ngành, sử dụng công nghệ kỹ thuật cao, phức tạp, vốn đầu tư lớn và phải huy động lao động chuyên ngành. Do đặc thù riêng trong quá trình thực hiện đầu tư, hoạt động sản xuất kinh doanh (thị trường, nguồn nguyên vật liệu, cơ chế chính sách, tổ chức quản lý vận hành sản xuất...) nên hiệu quả đầu tư của mỗi dự án lọc hóa dầu rất khác nhau hoặc có sự khác biệt so với dự kiến ban đầu trong quá trình lập Báo cáo nghiên cứu khả thi. Bài viết tổng kết, đánh giá các yếu tố chính tác động đến hiệu quả dự án lọc hóa dầu trên cơ sở phân tích hai dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Cà Mau. Từ đó, đề xuất giải pháp để nâng cao hiệu quả hoạt động của dự án và rút ra một số bài học kinh nghiệm để triển khai hiệu quả các dự án lọc hóa dầu trong thời gian tới.

- Phạm Kiều Quang (2015), *Định hướng về cơ chế chính sách cho việc phát triển các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam*, Viện Dầu khí.

Bài viết cho biết, hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam được đẩy mạnh với nhiều phát hiện dầu khí được xác định và đưa vào phát

triển khai thác, có đóng góp quan trọng đối với sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước với tổng sản lượng khai thác đạt trên 455 triệu tấn dầu quy đổi. Tuy nhiên bên cạnh các mỏ/cấu tạo có trữ lượng dầu khí lớn đã đưa vào phát triển khai thác, Việt Nam còn nhiều mỏ/phát hiện nhỏ/cận biên chưa được phát triển khai thác do cơ chế, chính sách hiện nay chưa khuyến khích nhà thầu đầu tư phát triển khai thác các mỏ cận biên. Để đảm bảo sản lượng dầu khí trong nước cần phải có cơ chế ưu đãi để khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư phát triển các mỏ cận biên tại Việt Nam, góp phần tăng thêm nguồn thu của Chính phủ, nâng cao hiệu quả kinh tế của nhà thầu và tận thu nguồn tài nguyên quý giá của đất nước. Bài viết giới thiệu khái niệm chung nhất về mỏ cận biên và các chính sách khuyến khích đối với mỏ cận biên của một số nước trên thế giới, đồng thời đề xuất cơ chế, chính sách cho việc phát triển, khai thác mỏ cận biên tại Việt Nam.

- Vũ Thị Ngọc Lan (2014), Tái cấu trúc vốn tại PVN [20]. Luận án đã tiếp cận cấu trúc vốn từ các cấu thành của nó, xác định các nhân tố ảnh hưởng đến cấu trúc vốn của doanh nghiệp, đưa ra mô hình kinh tế lượng để xác định các nhân tố ảnh hưởng đến cấu trúc vốn của các doanh nghiệp thuộc Tập đoàn kinh tế Nhà nước nói chung và các doanh nghiệp thuộc PVN nói riêng, trong đó điểm mới là đã đưa vào mô hình và kiểm định ảnh hưởng của một số nhân tố đặc thù cho tính chất hoạt động và mô hình Tập đoàn kinh tế Nhà nước như: (i) Mức độ liên quan đến lĩnh vực hoạt động chính của Tập đoàn; (ii) Cấu trúc vốn chủ sở hữu. Về mặt phát triển lý luận, Luận án đã đưa ra một hệ thống các tiêu chí cả định lượng và định tính để đánh giá một cấu trúc vốn là cấu trúc vốn tối ưu, bao gồm: (i) Tối thiểu chi phí vốn của doanh nghiệp; (ii) Phù hợp với khả năng quản trị rủi ro của doanh nghiệp; (iii) Cấu trúc vốn có tính khả thi, từ đó xác định mục tiêu, phương thức và nội dung tiến hành tái cấu trúc vốn tại các doanh nghiệp thuộc Tập đoàn kinh tế Nhà nước.

Luận án đánh giá thực trạng cấu trúc vốn tại các doanh nghiệp thuộc PVN, chỉ ra những hạn chế của cấu trúc vốn hiện nay tại các doanh nghiệp (cấu trúc vốn chưa tối ưu thể hiện ở hiệu quả hoạt động của nhiều doanh

ngành thuộc PVN thấp, không tương xứng với tiềm năng và thế mạnh của Tập đoàn), cũng như các nguyên nhân của những hạn chế đó.

Trên cơ sở xây dựng hệ thống các quan điểm mang tính nguyên tắc, để thực hiện thành công quá trình tái cấu trúc vốn tại các doanh nghiệp thuộc PVN, luận án khuyến nghị 4 nhóm giải pháp cơ bản đó là: (i) Nhóm các giải pháp trực tiếp nhằm xác định cấu trúc vốn tối ưu cho các doanh nghiệp thuộc PVN; (ii) Nhóm các giải pháp hỗ trợ bao gồm các giải pháp tác động đến các nhân tố ảnh hưởng tới cấu trúc vốn của các doanh nghiệp và các giải pháp về quản trị doanh nghiệp; (iii) Nhóm giải pháp tái cấu trúc Nợ (Nâng cao khả năng tiếp cận và đa dạng hóa các kênh huy động vốn vay dài hạn; Nâng cao “chất lượng” nợ của doanh nghiệp); (iv) Nhóm giải pháp tái cấu trúc vốn chủ sở hữu (Xây dựng lộ trình “thoái vốn” Nhà nước một cách hợp lý; Nâng cao khả năng tiếp cận thị trường chứng khoán nhằm giảm lệ thuộc vào vốn Nhà nước; “lành mạnh” hóa vốn chủ sở hữu, giảm dần và tiến tới xóa bỏ “sở hữu chéo” giữa các doanh nghiệp trong Tập đoàn).

- Đỗ Huyền Trang (2012), Hoàn thiện phân tích hiệu quả kinh doanh trong các doanh nghiệp chế biến gỗ xuất khẩu Khu vực Nam Trung bộ [44]. Luận án đã chỉ ra rằng, hiệu quả kinh doanh của doanh nghiệp chế biến gỗ xuất khẩu cũng được xác định trên cơ sở so sánh tương quan giữa kết quả đầu ra với chi phí hoặc yếu tố đầu vào, nhưng phải phản ánh được trình độ sử dụng các nguồn lực của doanh nghiệp chế biến gỗ xuất khẩu để thực hiện các mục tiêu cụ thể trước mắt và mục đích phát triển lâu dài của doanh nghiệp nhằm tiếp tục khẳng định vai trò xuất khẩu chủ lực của sản phẩm gỗ chế biến.

Luận án đã xây dựng hệ thống chỉ tiêu phân tích hiệu quả kinh doanh riêng cho ngành chế biến gỗ xuất khẩu, trong đó các chỉ tiêu mang tính chất đặc thù có ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh doanh chung của doanh nghiệp chế biến gỗ xuất khẩu bao gồm: hiệu quả sử dụng các loại máy móc thiết bị, kỹ thuật và chất lượng của từng công đoạn sản xuất và được quy định chặt chẽ, các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả sử dụng nguyên vật liệu - loại hàng tồn kho được dự trữ nhiều do đặc thù sản xuất và có giá trị lớn trong hàng tồn kho

cuối kỳ của doanh nghiệp, các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả sử dụng chi phí nguyên vật liệu trực tiếp - loại chi phí chiếm đến 80 - 85% tổng chi phí sản xuất sản phẩm.

Luận án phân tích hiệu quả kinh doanh các doanh nghiệp chế biến gỗ xuất khẩu khu vực Nam Trung bộ và kết luận: hoạt động phân tích hiệu quả kinh doanh trong các doanh nghiệp này đang được tiến hành qua loa, đối phó, không có sự chuẩn bị sẵn, phương pháp phân tích chỉ sử dụng duy nhất phương pháp so sánh giản đơn nên đã không cho phép đề xuất kết luận chính xác, hệ thống chỉ tiêu phân tích còn chưa được xây dựng chuẩn chung cho ngành và việc xác định các chỉ tiêu giữa các doanh nghiệp vẫn khác nhau, đơn cử với chỉ tiêu doanh thu - chỉ tiêu được sử dụng nhiều trong công thức xác định các chỉ tiêu hiệu quả - thì doanh nghiệp này sử dụng doanh thu bán hàng, doanh nghiệp khác lại sử dụng tổng ba loại doanh thu bán hàng, doanh thu tài chính và thu nhập khác.

- Đề tài cấp bộ “Một số giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả đầu tư từ ngân sách nhà nước” năm 2005 của Viện nghiên cứu quản lý kinh tế Trung ương [53]. Đề tài đã đi sâu vào các giải pháp để nâng cao hiệu quả đầu tư từ ngân sách nhà nước và chia thành bốn nhóm chính: nhóm giải pháp tài chính; nhóm giải pháp về con người; nhóm giải pháp về cơ chế, chính sách quản lý đầu tư từ ngân sách nhà nước; nhóm giải pháp khác. Tuy nhiên, trong nghiên cứu này đã đưa ra các giải pháp rất chung cho toàn bộ hoạt động quản lý dự án đầu tư từ vốn ngân sách nhà nước và nâng cao hiệu quả của nó, chưa thể hiện được những giải pháp nào sẽ được áp dụng tập trung cho từng địa phương riêng biệt.

- Nguyễn Công Nghiệp (2009), “Nâng cao hiệu quả quản lý vốn đầu tư từ NSNN tại Việt Nam” [23]. Tác giả khẳng định để nâng cao hiệu quả quản lý vốn đầu tư từ NSNN tại Việt Nam thì cần phải chú ý đến những vấn đề sau, đó là: phải đảm bảo quy hoạch đầu tư, nhằm xác định lĩnh vực cần đầu tư, nhu cầu vốn đầu tư; Thực hiện nghiêm các bước trong quản lý dự án đầu tư: Lập dự án; Thẩm định dự án; Giám sát dự án; Nghiệm thu dự án hoàn thành; Thực hiện tốt khâu giám sát đầu tư.

- Luận án tiến sĩ kinh tế: “Một số giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng vốn đầu tư xây dựng cơ bản tập trung từ ngân sách nhà nước do thành phố Hà Nội quản lý” của Cán Quang Tuấn [45] đã đề cập một số vấn đề lý thuyết chung về vốn đầu tư phát triển và vốn đầu tư xây dựng cơ bản tập trung từ ngân sách nhà nước, trong đó việc nghiên cứu vốn đầu tư phát triển được tiến hành dưới góc độ có liên quan đến vốn đầu tư xây dựng cơ bản tập trung từ NSNN. Góp phần hệ thống hóa và phân tích sâu một số nội dung lý luận về quản lý vốn đầu tư phát triển nói chung, vốn đầu tư xây dựng cơ bản thuộc NSNN nói riêng. Trên cơ sở hệ thống hóa những nhận thức chung về vốn đầu tư phát triển và vốn xây dựng cơ bản tập trung từ NSNN, luận án tập trung đánh giá thực trạng sử dụng vốn xây dựng cơ bản tập trung từ nguồn NSNN do thành phố Hà Nội quản lý. Thực trạng pháp lý và tổ chức quản lý nhà nước, các tác động, vấn đề đặt ra, phương hướng và giải pháp nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn vốn đầu tư xây dựng cơ bản tập trung từ NSNN do thành phố Hà Nội quản lý với số liệu 05 năm từ 2001 - 2005 và định hướng đến năm 2010. Đánh giá tổng hợp, khái quát bức tranh toàn cảnh và có cận cảnh sâu, thích hợp thực trạng quản lý sử dụng vốn đầu tư xây dựng cơ bản từ NSNN do thành phố Hà Nội quản lý, khẳng định các thành công, chỉ rõ các bất cập, tồn tại và nguyên nhân. Đồng thời luận án cũng đề xuất các giải pháp, kiến nghị cụ thể, có tính khả thi nhằm góp phần nâng cao hiệu quả sử dụng vốn đầu tư xây dựng cơ bản tập trung từ NSNN do thành phố Hà Nội quản lý trong quá trình phát triển kinh tế - xã hội của Thủ đô, Hà Nội.

- PGS, TS Trần Đình Thiên, Đầu tư công - thực trạng và giải pháp, tạp chí Kiểm toán [36]: Để tái cấu trúc đầu tư công và nâng cao hiệu quả đầu tư công tại Việt Nam, cần xác định lại vai trò của Nhà nước, vai trò và vị trí của kinh tế Nhà nước, trong đó có doanh nghiệp Nhà nước. Muốn tái cơ cấu đầu tư công phải sửa đổi từ thể chế, bộ máy, luật pháp liên quan như Luật Đất đai, pháp luật về đấu thầu, trách nhiệm của bộ máy nhà nước và người ra quyết định, trách nhiệm của công chức, viên chức nhà nước. Trong quá trình đó, việc nâng cao vai trò, hiệu lực của Kiểm toán Nhà nước là rất quan trọng. Kiểm toán nhà nước với vị trí là một cơ quan chuyên môn về lĩnh vực kiểm tra tài chính Nhà nước do Quốc hội thành lập góp phần lớn làm giảm thất thoát, lãng phí, tham nhũng trong đầu tư công.

- Bùi Quang Vinh, Nâng cao hiệu quả đầu tư sử dụng nguồn vốn nhà nước [39]: Để thực hiện tái cấu trúc đầu tư, với trọng tâm là tái cấu trúc đầu tư sử dụng nguồn vốn nhà nước, một trong những nhiệm vụ then chốt là cần nâng cao hiệu quả đầu tư sử dụng nguồn vốn nhà nước bằng những biện pháp đồng bộ: - Thiết lập và vận hành quy trình hợp lý, chặt chẽ, có hiệu quả về xác định, thẩm định, lựa chọn, phân bổ vốn và thực hiện dự án đầu tư nhà nước; chỉ những dự án đáp ứng tiêu chí về hiệu quả kinh tế - xã hội mới được lựa chọn; trong điều kiện nguồn vốn hạn hẹp, tập trung bố trí đủ vốn đầu tư thực hiện các dự án quan trọng nhất, có hiệu quả kinh tế - xã hội cao nhất trong số các dự án đã chọn theo quy trình, khắc phục đầu tư dàn trải, phân tán, thiếu đồng bộ và kém hiệu quả.

- Phương Anh, Đánh giá hiệu quả đầu tư công: Cần công tâm, Tạp chí Kinh tế và Dự báo [5]: Kinh tế Việt Nam là một nền kinh tế đang phát triển và phụ thuộc rất nhiều vào yếu tố vốn. Vì thế, hiệu quả đầu tư là một bài toán đặt ra đối với cả các chuyên gia kinh tế và các nhà làm chính sách khi đánh giá hiệu quả của đầu tư công cần phân tích sự tương tác giữa đầu tư công và đầu tư tư nhân, đầu tư FDI đến đâu, các kết quả cho ra sẽ có tác động rất lớn đến người làm chính sách, hỗ trợ họ đưa ra được những chính sách tốt và phù hợp.

- Minh Ngọc, Hiệu quả đầu tư mới là quan trọng, Báo điện tử Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam [24]: Tăng trưởng kinh tế không chỉ được quyết định ở quy mô của vốn đầu tư, mặc dù nó là yếu tố vật chất trực tiếp quyết định tốc độ tăng trưởng kinh tế mà quan trọng hơn là hiệu quả đầu tư. Quy mô của vốn đầu tư thể hiện ở tỷ lệ vốn đầu tư/GDP. Hiệu quả đầu tư thể hiện ở hệ số giữa tỷ lệ vốn với tốc độ tăng GDP (hệ số ICOR). Hệ số này cao và tăng chứng tỏ hiệu quả đầu tư thấp và giảm, ngược lại hiệu quả đầu tư cao và tăng.

- TS Nguyễn Minh Phong, Xây dựng hệ thống giám sát, đánh giá hiệu quả đầu tư công [25]: Một hệ thống giám sát, đánh giá đầu tư công hoạt động hiệu quả, cần tập trung thực hiện các chức năng theo dõi, giám sát và đánh giá đầu tư công trên phạm vi toàn quốc; phát triển các công cụ theo dõi, giám sát và đánh giá ở 3 cấp độ: chủ dự án, cơ quan chủ quản và cơ quan quản lý Nhà

nước; tạo môi trường hoạt động thuận lợi cho việc thực hiện các chức năng theo dõi, giám sát và đánh giá; sử dụng có hệ thống bằng chứng nhận đối với các quyết định đầu tư công và đánh giá tiến độ thực hiện đầu tư công...

1.3. Đánh giá các công trình có liên quan và các vấn đề cần bổ sung nghiên cứu

Tất cả những công trình nêu trên đã tiến hành nghiên cứu vấn đề hiệu quả kinh tế trên nhiều khía cạnh khác nhau. Nội dung các nghiên cứu có thể chia thành các vấn đề lớn sau đây:

Thứ nhất, các công trình nghiên cứu tổng quát về hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp. Các công trình này đã giúp cho nghiên cứu sinh hiểu rõ hơn về tính cấp thiết, nội dung, tiêu chí của vấn đề nâng cao hiệu quả kinh tế khai thác các mỏ dầu khí cận biên, từ đó hình thành phương pháp luận và hướng tiếp cận để xây dựng cơ sở lý luận và thực tiễn của đề tài luận án.

Thứ hai, các công trình nghiên cứu các khía cạnh khác nhau của vấn đề hiệu quả kinh tế các ngành công nghiệp nói chung, công nghiệp dầu khí nói riêng. Các công trình này giúp tác giả luận án nhận biết một cách tổng quát về thực trạng hiệu quả hoạt động sản xuất công nghiệp nói chung, công nghiệp dầu khí nói riêng, từ đó kế thừa làm rõ nội dung và hệ thống các tiêu chí đánh giá hiệu quả đầu tư khai thác dầu khí.

Thứ ba, mặc dù có đối tượng nghiên cứu và mục tiêu nghiên cứu khác nhau nhưng một số công trình đã sử dụng những phương pháp nghiên cứu và tiếp cận khoa học, phù hợp. Đây là những gợi ý quan trọng giúp nghiên cứu sinh lựa chọn kế thừa và sử dụng các phương pháp nghiên cứu, tiếp cận một cách hợp lý nhất để giải quyết được mục tiêu và nhiệm vụ nghiên cứu của luận án.

Như vậy, đã có các công trình tiếp cận dưới những góc độ khác nhau cả về lý luận và thực tiễn trên các khía cạnh hiệu quả kinh tế và các giải pháp đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác dầu khí. Những công trình nêu trên thực sự chỉ là nguồn tài liệu ban đầu, giúp ích cho Nghiên cứu sinh kế thừa thực hiện nghiên cứu đề tài Luận án này của mình.

Tuy nhiên, các công trình trên chưa đề cập đến các vấn đề sau:

Một là, chưa công trình nào đi sâu nghiên cứu một cách toàn diện vấn đề hiệu quả kinh tế trong phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên.

Hai là, chưa có công trình nghiên cứu nào đưa ra được hệ thống các giải pháp, chính sách kinh tế có tính tổng thể nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế trong phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên.

Tóm lại, cho đến nay chưa có công trình nào nghiên cứu về hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam. Đây là đề tài độc lập, có mục tiêu nghiên cứu riêng, vì vậy, Nghiên cứu sinh chọn đề tài nghiên cứu này cho Luận án tiến sĩ của mình nhằm lấp khoảng trống khoa học, hiện thực hóa việc phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

CHƯƠNG 2

CƠ SỞ LÝ LUẬN VÀ THỰC TIỄN VỀ HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN

2.1. Mỏ dầu khí cận biên và đặc điểm khai thác mỏ dầu khí cận biên

2.1.1. Mỏ dầu khí cận biên

Cho tới nay, một số khá lớn các mỏ dầu, khí đã được phát hiện nhưng được xem là không kinh tế để đầu tư phát triển một cách bình thường. Các mỏ như vậy được gọi chung là các “mỏ cận biên”. Khi nói mỏ cận biên (Marginal Field) có nghĩa là tính kinh tế của việc phát triển mỏ đó là khó có thể nhận biết ngay được, có thể do trữ lượng của mỏ không thuận lợi, v.v. Nói cách khác, khái niệm mỏ cận biên không chỉ phụ thuộc vào kích thước của mỏ mà chủ yếu phụ thuộc vào tính lợi nhuận hạn chế của loại mỏ này.

Tác giả cho rằng, nếu đã xét hết các điều kiện: địa chất, địa lý, đầu tư, kỹ thuật công nghệ, cơ sở hạ tầng, thị trường và các điều khoản, điều kiện hợp đồng dầu khí đã ký v.v., mỏ dầu khí cận biên là mỏ dầu khí không kinh tế để đầu tư phát triển khai thác một cách bình thường (**hiệu quả kinh tế rất thấp đối với nhà đầu tư, giá trị hiệu quả đạt được không như kỳ vọng của Nhà đầu tư**). Nhà đầu tư sẽ không phát triển các mỏ này nếu không có cơ chế ưu đãi, điều chỉnh các chính sách về Thuế, điều khoản hợp đồng nhằm bảo đảm các Bên cùng có lợi giữa Nhà nước và Nhà đầu tư.

Ở các vùng nước nông tại khu vực biển Vịnh Mexico, mỏ cận biên được định nghĩa là mỏ có trữ lượng thu hồi được từ 3 đến 8 triệu thùng (0,46 - 1,2 triệu tấn) và tính kinh tế của việc phát triển mỏ là chưa rõ ràng. Còn ở Canada, mỏ cận biên là những mỏ có trữ lượng thu hồi được vào khoảng từ 4 đến 12 triệu thùng với tỷ suất thu hồi (ROR) từ 12-15%. Chỉ số này tuy ta có thể gọi là định nghĩa, song vẫn còn tranh cãi về căn cứ đánh giá một mỏ dầu khí thế nào là cận biên một cách cụ thể nhất.

Indonesia, Ecuador và các nước Bắc Mỹ định nghĩa mỏ cận biên dựa trên tính kinh tế, sản lượng khai thác của mỏ. Theo hợp đồng chia sản phẩm (PSC) của Indonesia, mỏ cận biên là mỏ đầu tiên trong phạm vi diện tích hợp

đồng được đề nghị phát triển bởi nhà thầu và được chấp thuận bởi Pertamina, sản lượng khai thác bình quân của dự án trong 2 năm đầu tiên (24 tháng) không vượt quá 10 nghìn thùng/ngày. Để nhận được các khuyến khích dành cho mỏ cận biên, mỏ phải đáp ứng các tiêu chuẩn sau: Nằm trong phạm vi lô đang khai thác; sản phẩm chính là dầu; toàn bộ chi phí thăm dò của mỏ đã được thu hồi hết (không còn chi phí sunk cost); nếu tính toán hiệu quả kinh tế của mỏ dựa vào các điều khoản PSC hiện tại và các gói khuyến khích khác phù hợp với luật và quy định, tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) $\leq 15\%$.

Ở Ecuador, các mỏ cận biên là các mỏ có tính kinh tế kém hoặc những mỏ được ưu tiên hoạt động và tổng sản lượng khai thác của các mỏ này thấp hơn 1% tổng sản lượng quốc gia.

Bắc Mỹ đưa ra định nghĩa giếng cận biên dựa vào sản lượng khai thác hàng ngày. Một giếng dầu được coi là giếng cận biên khi sản lượng khai thác không quá 10 thùng/ngày và một giếng khí thiên nhiên được coi là giếng cận biên nếu sản lượng khai thác ít hơn 50 Mcf/ngày.

Malaysia, Hà Lan và Vương quốc Anh định nghĩa mỏ cận biên dựa trên trữ lượng của mỏ. Khoản 3 Luật Thuế thu nhập Dầu khí năm 2013 của Malaysia định nghĩa về mỏ cận biên như sau: Chính phủ có thể xác định mỏ cận biên là mỏ nằm trong diện tích hợp đồng dầu khí, có trữ lượng tiềm năng dầu thô không vượt quá 30 triệu thùng dầu dự trữ hoặc trữ lượng khí không vượt quá 500 tỷ ft³ tiêu chuẩn.

Ở Hà Lan, một mỏ khí được coi là cận biên nếu có trữ lượng thấp hơn 4.000 triệu m³ khí. Tại Vương quốc Anh, mỏ được coi là cận biên nếu có trữ lượng tối đa là 20 triệu thùng dầu.

Như vậy, mỗi nước trên thế giới đều có cách nhìn và định nghĩa khác nhau về mỏ cận biên, song đều dựa trên các yếu tố như: trữ lượng, sản lượng, điều kiện khai thác, điều kiện cơ sở hạ tầng, giá dầu/khí, hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư nếu phát triển khai thác mỏ... Trong đó, yếu tố phổ biến nhất là tính kinh tế của việc phát triển khai thác mỏ (yếu tố được tính đến nhiều hơn là kỹ thuật). Trên cơ sở phân tích, đánh giá khái niệm mỏ cận biên của các

nước trên thế giới, cùng với việc tìm hiểu về công tác quản lý hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tại Việt Nam, tác giả thống nhất xây dựng khái niệm chung cho mỏ cận biên tại Việt Nam như sau:

Mỏ cận biên là phát hiện hoặc mỏ trong đó việc triển khai công tác phát triển hoặc tiếp tục khai thác theo các điều kiện tài chính, thương mại và công nghệ hiện tại không thể đem lại hiệu quả cho nhà đầu tư nhưng có thể đưa vào khai thác hiệu quả khi một trong các điều kiện trên được cải thiện.

Bảng 2.1: Phân loại các mỏ dầu khí theo độ lớn của trữ lượng

	Trữ lượng mỏ (tỷ thùng)	Số lượng mỏ	Đóng góp vào tổng trữ lượng (%)
Siêu khổng lồ	> 10	25	40
Khổng lồ	> 0,5	338	40
Lớn	> 0,1	1.163	10
Nhỏ	< 0,1	11.174	10
Tổng số	-	12.700	100

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Trong những năm gần đây, các mỏ lớn và khổng lồ ngày càng ít được phát hiện. Để đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng của thế giới, việc phát triển - khai thác các loại mỏ cận biên ngày càng thu hút sự quan tâm của các nhà đầu tư. Cùng với những thành tựu to lớn của công nghệ mới, việc khai thác các loại mỏ này ngày càng trở lên hiện thực và có nhiều tiến bộ đáng kể.

2.1.2. Đặc điểm khai thác mỏ dầu khí cận biên

Do những đặc tính riêng của mỏ cận biên như trữ lượng thường không lớn, nằm ở vùng nước sâu, xa bờ... nên kỹ thuật khai thác loại mỏ này nhất thiết phải đáp ứng được các yêu cầu nhằm giảm tới mức tối đa chi phí xây dựng, lắp đặt, vận hành và thu dọn mỏ. Với loại mỏ này, nhiều cải tiến, thiết kế phù hợp đã được thực hiện trên cơ sở các kỹ thuật hiện có. Trong hai thập kỷ vừa qua, nhiều giải pháp công nghệ đã, đang được thử nghiệm và ứng dụng với nhiều tiến bộ lớn.

Khai thác bằng các đầu giếng ngầm nối với cơ sở có sẵn: Kiểu này dùng cho một hoặc hai giếng vệ tinh để khai thác một cấu tạo/mỏ riêng biệt nằm ngoài vùng khoan của giếng chính. Hệ thống này áp dụng để tiếp cận các vỉa sản phẩm nhỏ ở khu vực nước sâu, còn việc sử lý đã được thực hiện ở cơ sở đã có sẵn.

Giàn cấu trúc nhẹ: Hệ thống này thường bao gồm các thiết bị nhỏ, tối thiểu để phục vụ cho khoan từ một đến sáu giếng. Các giếng này sẽ được khoan bằng giàn khoan tự nâng hoặc được khoan sẵn bằng hệ thống khoan nổi qua một template đặt trên đáy biển rồi sau đó được nối trở lại với giàn khi lắp đặt. Kiểu này được sử dụng phổ biến ở Vịnh Mexico.

Giàn khai thác tự nâng: Các loại giàn khoan tự nâng được dùng như các giàn khai thác tạm thời cho các mỏ nhỏ. Vì không có nơi trữ sản phẩm, cho nên cần phải có tàu chứa gần đó. Tuy nhiên, việc sử dụng các giàn tự nâng cho mục đích khai thác bây giờ trở lên ít thông dụng hơn vì sự xuất hiện của các giàn cấu trúc nhẹ có chi phí thấp.

Khai thác bằng đầu giếng ngầm sử dụng hệ thống nửa chìm: Việc sử dụng các hệ thống khai thác nửa chìm cho các mỏ cận biên đã và vẫn được thử nghiệm trong 15 năm vừa qua. Số lượng giếng cho loại hệ thống này chỉ có khả năng chứa được một lượng sản phẩm hạn chế cho nên sản phẩm cần được chuyển qua ống dẫn hoặc chứa vào hệ thống chứa khác (tàu chứa) gần đó.

Khai thác bằng các đầu giếng ngầm nối với tàu chứa: Các tàu (thường là tàu cải tạo) được sử dụng một cách rộng rãi trong phát triển mỏ cận biên do nó có khả năng trữ sản phẩm lỏng. Sản phẩm sẽ được định kỳ xuất nhờ các tàu chở dầu con thoi. Loại hệ thống này hấp dẫn đối với mỏ nhỏ vì khả năng tái sử dụng và có thể được điều chỉnh để áp dụng cho các điều kiện môi trường khác nhau.

Hệ thống công nghệ thiết bị áp dụng trong khai thác mỏ cận biên được sắp xếp như sau:

Giàn thông thường: là các giàn bê tông hoặc giàn thép cố định (Field Platform, Well Head Platform) thông thường được sử dụng ở mức nước sâu

từ 100 - 200m. Kết cấu bê tông, có khả năng cạnh tranh với kết cấu thép cố định, được sử dụng nhiều ở khu vực Biển Bắc với độ sâu không quá 300m.

Giàn tự nâng giàn nhẹ: Là loại giàn với cấu trúc nhỏ, gọn nhẹ hơn so với các giàn cố định. Chúng thường được sử dụng ở độ sâu <100m, trên 100m người ta sử dụng loại nửa chìm. Hiện nay, trên thế giới khoảng 400 giàn tự nâng, 30% trong đó hoạt động ở vùng vịnh Mêxicô (Mỹ) với độ sâu phần lớn vào khoảng 40-50m. Ngoài ra, chúng còn được sử dụng nhiều ở khu vực Bắc Mỹ và có xu hướng mở rộng ra cho nhiều khu vực địa lý khác nhau trên thế giới.

Các phương tiện nổi: phổ biến ở khu vực nước sâu, loại này có hệ thống kho nổi khai thác, xử lý, chứa và xuất dầu không bến (FPSO), hệ thống kho nổi chứa và xuất dầu không bến (FSO), giàn nổi neo đứng (TLP-Tension Leg Platform), loại nửa chìm - là loại giàn khai thác nổi có neo xiên. Giàn bê tông nửa chìm, mẫu thiết kế của Doris để khai thác các mỏ cận biên có mức nước sâu tới 450m. Với mức nước sâu hơn, các giàn nổi neo đứng là các giải pháp thay thế. Giàn TLP có thể làm việc ở độ sâu nước rất sâu. Giàn TLP Auger ở mỏ Garden Bank đạt tới độ sâu 872m, giàn Mars TLP ở mỏ Mississippi Canyon- 894m, sau đó là giàn TLP Ram- Powell ở Viosca Knoll- 981m. Hiện nay các giàn nước sâu có thể đạt trên 2000m đến trên 3000m.

Có thể tạm phân loại việc sử dụng các loại giàn theo độ sâu mực nước như sau:

- Giàn cố định thông thường: tới 100-200m
- Giàn tự nâng: dưới 100m
- Tháp mềm: 350-900m
- Tổ hợp khai thác/ xử lý FPSO và hệ thống nửa chìm: 200-2100m
- Giàn neo đứng TLP: 300-2500m
- Tổ hợp đầu giếng ngầm: 2500m
- Giàn Spar: 400-3000m



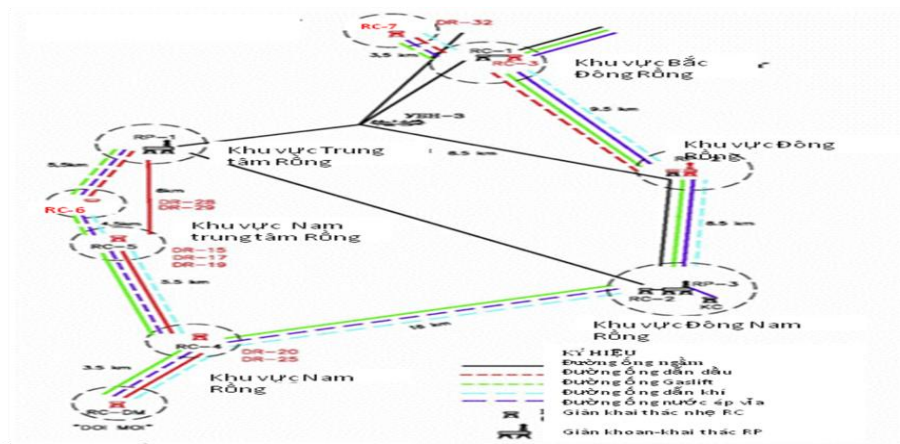
Hình 2.1: Giàn khai thác siêu nhẹ tại mỏ Rồng

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Hình 2.2: Cụm sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Rồng

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Hình 2.3: Sơ đồ công nghệ khai thác toàn mỏ Rồng năm 2012

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Ngoài ra, việc quyết định khai thác mỏ dầu khí cận biên và việc lựa chọn công nghệ sẽ áp dụng còn chịu ảnh hưởng đáng kể của cơ sở hạ tầng sẵn có. Việc phát triển các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam không hấp dẫn lắm đối với các nhà đầu tư nước ngoài một phần bởi cơ sở hạ tầng còn rất ít ỏi so với các khu vực khác trên thế giới như ở Biển Bắc, vịnh Mexico hoặc ngoài khơi Indonesia, Malaysia. Các nhà thầu có thể sử dụng giàn nhẹ để khai thác và sản phẩm được đưa vào hệ thống đường ống, ống dẫn và xử lý tại các giàn đã có rải rác trong vùng. Rõ ràng việc sử dụng các cơ sở hạ tầng sẵn có sẽ giảm chi phí đầu tư phát triển mỏ một cách đáng kể. Một cấu trúc khai thác 2 giếng cho một trữ lượng khoảng 5 - 20 triệu thùng ở Vịnh Mexico có thể là hoàn toàn kinh tế nhưng ở Tây Phi hoặc nhiều nơi khác trên thế giới thì có thể ngược lại. Nhưng hệ thống cơ sở hạ tầng có sẵn ở Vịnh Mexico đã giảm chi phí phát triển và do đó kích lệ việc khai thác, phát triển nhiều mỏ cận biên trong khu vực này. Cũng như vậy, hệ thống đường dẫn ống khí dày đặc ở Biển Bắc và Bắc Mỹ khiến cho việc khai thác các mỏ khí cận biên ở những nơi này là kinh tế, trong khi các tích tụ khí tương tự sẽ bị bỏ qua như tại Việt Nam hoặc nhiều nơi khác trên thế giới.

Hiện nay, giàn có cấu trúc tối thiểu được nhắc đến rất nhiều. Việc sử dụng nó được coi là một trong những giải pháp có nhiều triển vọng cho việc phát triển mỏ cận biên. Đối với loại mỏ này, các loại giàn cổ điển thông thường hoặc cố định trở nên không thích hợp do sự công kênh của cấu trúc, thời gian cũng như việc chi phí cho lắp đặt, xây dựng chúng lớn. Ưu thế hơn hẳn của loại giàn tối thiểu đó là sự gọn nhẹ, chi phí lắp đặt, xây dựng và giải phóng giàn giảm một cách đáng kể, thời gian cho tới khi đưa mỏ vào khai thác được rút ngắn.

Qua thử nghiệm, loại giàn này chịu được những điều kiện thời tiết khắc nghiệt của vùng Biển Đông. Hàng trăm giàn tối thiểu đó là sự gọn nhẹ, chi phí lắp đặt, xây dựng và giải phóng giàn giảm một cách đáng kể, thời gian đưa mỏ vào khai thác được rút ngắn. Chính vì vậy, trong thời gian tới việc ứng dụng loại giàn này có triển vọng cao.

Thiết bị bề mặt, giàn chân đế, hệ thống ống khai thác thường bao gồm một vài hoặc tất cả các đặc điểm sau:

- Sử dụng ống định hướng như là một phần của chân đế
- Cần giàn tự nâng để khoan và sửa chữa giếng
- Bao gồm từ 1 đến 6 giếng
- Vận hành không cần người điều khiển
- Công suất thiết bị thường nhỏ hơn 5000 thùng/ngày, hay 50 triệu bộ

khối khí /ngày.

- Khung chân đế là tối thiểu
- Số cọc, chân cọc tối đa là 4

Cụ thể có các loại chân đế sau:

- Giàn chân trụ đứng tự do: Chân đế của giàn chân trụ đứng tự do hình chóp đã và đang được đánh giá là một thiết bị vệ tinh bảo vệ giếng ở mức nước sâu từ 15 - 24m. Thông thường không có thiết bị khai thác hay sân bay trực thăng trên chân trụ này.

- Ống dẫn hướng thân giếng được nối giằng (BWC): Giàn loại này sử dụng ống dẫn hướng có sẵn, được giữ bởi hai thanh giằng nối ống dẫn hướng từ điểm gần mặt nước tới đáy biển. Gắn với đầu phía dưới các thanh giằng là các cọc xòe và đế bê tông cho phép ghi chặt kết cấu xuống đáy biển. Ngoài ra còn có thể có hai giàn sàn, sân bay trực thăng và cần cầu nhỏ. Chân đế này hấp dẫn về mặt kinh tế với mức nước sâu tới 43m, loại giàn này có thể xử lý tới 4 giếng.

- Chân đế hai chân tựa: Hai chân được gắn với ống dẫn hướng hiện có, có thể lắp đặt một khung đỡ bề mặt giàn và sàn phụ (Pancake). Chân đế được gắn với ống dẫn hướng ở trên và dưới mặt biển. Hệ thống ống dẫn hướng được dùng như là cột/chân thứ ba của giàn. Sàn của giàn có thể có một hay nhiều tầng. Mức nước tối đa có thể sử dụng được là 37 m. Loại giàn này có thể xử lý được 6 giếng cùng với các thiết bị có công suất tới 5000 thùng/ngày hay 50 triệu bộ khối khí/ngày.

- Giàn trụ ba chân đỡ: Ba chân đỡ điển hình, một ống trụ trung tâm giữ được cho tất cả các giếng và 3 cọc xòe đỡ cho ống trụ trung tâm. Các giếng đều

trong ống trụ trung tâm, đường kính ống trụ này và trọng lượng của phần chân đế phụ thuộc vào đường kính cần thiết của các ống định hướng và khoảng cách cần thiết giữa các giếng ống trụ này bảo vệ tốt hơn về mặt môi trường cũng như vận hành. Chân đế này có thể sử dụng được ở mức nước sâu đến 91m.

- Giàn ống trụ bán cọc đỡ: Được thiết kế các trọng tải sóng và gió, đồng thời cung cấp bề đỡ rộng có cọc đóng xuống đáy biển. Chân đế này bao gồm phần chân đế có bốn cọc với một ống dẫn hướng có sẵn và có thể duy trì được từ một đến 5 giếng và hai mặt sàn kích thước 40'x40'. Dạng giàn này mới được sử dụng ở mức nước 46m ngoài Vịnh Mexico. Hy vọng sẽ có những cải tiến cho phép sử dụng ở mức 91m.

- Giàn 3 hoặc 4 chân thông thường: Loại này là một bộ dẫn cọc kéo dài từ mặt đáy biển tới một mức trung bình phía trên mặt nước. Các cọc được đóng xuyên qua các chân đế của giàn và kéo dài theo toàn bộ chiều dài của chân đế. Các cọc được gắn liền bằng cách hàn với đỉnh các chân đế sử dụng chêm và mặt sàn khi đó được hàn với các đỉnh cột. Đối với giàn 4 chân, kích thước của mặt sàn có thể được thiết kế để đáp ứng các diện tích cần thiết, tuy nhiên thường là 30'x30' cho các thiết bị bảo vệ giếng và 40'x40' cho giàn.

Đường ống (mềm) và ống dẫn

Các ưu nhược điểm chính của cấu trúc tối thiểu như sau:

Ưu điểm:

- Diện tích làm việc của sàn công tác nhỏ, gọn nhẹ hơn dẫn đến tính cạnh tranh cao hơn.

- Có thể dùng giàn khoan tự nâng để lắp đặt các cấu kiện.
- Có thể lắp đặt nhò tàu nâng, giàn khoan và xà lan cầu loại nhỏ.
- Thời gian chế tạo, lắp đặt và hoàn thiện được rút ngắn đáng kể.
- Chi phí thấp (bao gồm chi phí chế tạo, giải phóng và huy động giàn).

Nhược điểm:

- Mặt bằng hẹp hơn các cấu trúc thông thường.
- Việc thay đổi kích thước thiết bị hạn chế.
- Công suất bề mặt kém (không chứa sản phẩm).
- Cần có giàn khoan tự nâng để khoan và sửa chữa giếng.

Giàn tối thiểu - neo đứng Seastar.

Hạn chế của loại giàn này là mực nước tối đa cho phép chỉ đến 100m. Để khắc phục nhược điểm này trong việc phát triển các mỏ cận biên ở vùng nước sâu, một loại giàn khác kết hợp được những ưu điểm của giàn tối thiểu về cấu trúc gọn nhẹ, việc xây dựng và lắp đặt đơn giản, chi phí thấp với ưu điểm của loại giàn TLP là có thể tiếp cận mọi độ sâu (về mặt lý thuyết), đã được đưa vào sử dụng ở vùng vịnh Mexico. Đó là giàn tối thiểu - TLP Seastar. Loại giàn này thích hợp cho các cỡ lượng nhỏ ở vùng nước sâu tới 1500m hoặc thậm chí sâu hơn. Một thể hệ giàn Seastar đã được nghiêm cứu để mở ra tiềm năng kinh tế của các mỏ nhỏ đã phát hiện, nhưng chưa được phát triển vì nằm trong vùng nước sâu của Vịnh Mexico và nhiều nơi trên thế giới.

Hệ thống khai thác di động ngoài khơi MOPU.

Việc sử dụng các loại MOPU (Mobile Offshore Production Unit) từ các thiết bị khoan nổi được cải tạo được coi là một giải pháp thích hợp cho mỏ cận biên. MOPU chứng tỏ nhiều ưu điểm trong việc phát triển các loại mỏ cận biên so với các giàn thông thường do:

- Cần ít thời gian để chuyển 1 giàn khoan thành giàn khai thác so với việc xây dựng mới dẫn đến thời gian bắt đầu khai thác được rút ngắn.

- Chi phí thấp hơn nhiều so với xây dựng mới, và chi phí này có thể trải suốt đời mỏ. Ví dụ đặt một giàn mới hoàn toàn có thể cần tới 36 tháng với chi phí không dưới 100 triệu đô la mỹ, nhưng cải tiến một giàn khoan nổi thành một thiết bị khai thác chỉ cần một năm và với chi phí nhỏ hơn rất nhiều.

- Thích hợp cho các hợp đồng thuê nhượng sắp hết hạn.

- Có thể nhanh chóng dọn mỏ nếu giá sản phẩm giảm.

- Cho phép phát triển mỏ theo giai đoạn.

MOPU thường được cân nhắc sử dụng trong các trường hợp sau:

- Các mỏ có tuổi đời ngắn.

- Các dự án có số vốn đầu tư hạn chế.

- Các mỏ cận biên và các dự án bắt buộc phải tiến hành theo một thời hạn nhất định.

Trên thế giới ngày càng nhiều giàn khoan được cải tiến thành các giàn khai thác. Khu vực Vịnh Beibu (Trung Quốc) hai giàn khoan tự nâng Nai Hia 1 và Bo Hai 6 chuyển thành các giàn khai thác cho mỏ W10-3. Vào cuối 1988, lượng dầu khai thác được không đủ để trang trải chi phí hoạt động của một đầu giếng. Do vậy, vào đầu năm 1991 CONHW quyết định lắp đặt một giàn đỡ ngầm và chuyển đổi từ giàn khoan Nai Hia 1 bảo đảm vừa khoan vừa khai thác, sớm đưa các giếng vào khai thác.

Giàn tự nâng khoan-khai thác TPG500 của Technip Geoproduction là một sáng tạo bằng việc đưa nhiều mỏ cận biên thành mỏ có thương mại. Loại giàn này đã được ứng dụng cho dự án BP's Hardinh cho mỏ Hardinh Biển Bắc.

Hệ thống nổi NOMAD, đây là một loại công trình nổi khai thác nhiều pha (dầu và khí), một công nghệ được phát triển gần đây bởi NOMAD SA - pháp (liên kết giữa viện dầu mỏ pháp - COFLEXIP- SBM Inc.), được thiết kế để triển khai các mỏ cận biên cách xa các công trình có sẵn hoặc xa bờ với khoảng cách từ 10-80km. Hệ thống này có thể dùng để khai thác sớm hoặc thử vỉa dài hạn. Nó có thể dễ dàng di chuyển để tái sử dụng ở một vị trí khác.

Thành phần chính: một bơm đa pha đặt trên một kết cấu nổi và nối với các đầu giếng ngầm bởi các ống đứng mềm. Sản phẩm được bơm tới giàn nhờ một đường ống. Có thể sử dụng nhiều bơm tùy theo lượng sản phẩm khai thác được. Một hệ thống NOMAD điển hình có thể khai thác được 2.000 - 20.000 thùng dầu/ngày. Viện dầu mỏ Pháp cùng với Statoil và Total đã thiết kế và chế tạo một bơm đa pha Poseidon P300 đã chạy thử 6 tháng liền mà không có trục trặc.

Ưu điểm chính:

- Giảm đáng kể chi phí đầu tư cho một kết cấu nổi gọn nhẹ và chỉ cần một đường ống dẫn nhiên liệu.
- Giảm tác động đến môi trường vì NOMAD không cần đốt.
- Có thể triển khai nhanh chóng hơn các loại phương tiện, thiết bị khác.
- Tận dụng tối đa các công trình, phương tiện xử lý đã có sẵn.

NOMAD đã được Total sử dụng cho mỏ Bekapai (Indonesia) và ONGC cho mỏ vùng biển Bombau High (cả hai đều cách bờ khoảng 40 km). Nó cũng đã được dùng ở Biển Bắc.

2.2. Hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên

2.2.1. Hiệu quả và hiệu quả kinh tế

2.2.1.1. Hiệu quả

Có các cách tiếp cận khác nhau liên quan đến vấn đề hiệu quả, cụ thể gồm hai cách tiếp cận sau:

Một là, nếu tiếp cận theo phương pháp truyền thống có thể hiểu: Hiệu quả là khái niệm thể hiện mối quan hệ giữa kết quả thực hiện các mục tiêu hoạt động và chi phí phải bỏ ra để đạt được kết quả đó của một chủ thể trong những điều kiện nhất định.

Với khái niệm này, nhận thấy rằng hiệu quả có thể được biểu diễn ở hai dạng khác nhau, bao gồm: dạng hiệu số và dạng thương số. Ở dạng hiệu số, hai chỉ tiêu kết quả và chi phí phải có cùng đơn vị đo lường. Ở dạng thương số, đơn vị đo lường của các chỉ tiêu kết quả và chi phí có thể hoàn toàn khác nhau.

Như vậy, với cách xác định hiệu quả này thì kết quả đạt được càng lớn hơn chi phí bỏ ra bao nhiêu thì hiệu quả càng cao bấy nhiêu. Tuy nhiên, chúng ta có thể dễ dàng nhận thấy, trong rất nhiều trường hợp, hiệu số của một chỉ tiêu kết quả và một chỉ tiêu chi phí sẽ là một chỉ tiêu kết quả khác. Như vậy, theo khái niệm truyền thống này, khái niệm hiệu quả và kết quả bị trùng lặp.

Hai là, cách tiếp cận khái niệm hiệu quả gắn với mục đích của chủ thể. Với cách tiếp cận này, khái niệm hiệu quả được đề cập như sau: Hiệu quả là một chỉ tiêu phản ánh mức độ thu lại được kết quả nhằm đạt được một mục đích nào đó của chủ thể tương ứng với một đơn vị nguồn lực đã bỏ ra trong quá trình thực hiện hoạt động.

Theo khái niệm hiệu quả nêu trên, hiệu quả của một hoạt động nào đó được gắn với một mục đích nhất định, trong đó mục tiêu cụ thể đã được xác định chính là “mức độ thu lại kết quả”. Như vậy, hiệu quả luôn gắn với mục tiêu nhất định, đồng nghĩa với việc không thể xác định hiệu quả của các hoạt động không có mục tiêu.

Từ các cách tiếp cận khái niệm hiệu quả nêu trên, có thể rút ra kết luận liên quan đến bản chất của phạm trù hiệu quả như sau: về mặt hình thức, hiệu quả luôn là một phạm trù so sánh thể hiện mối tương quan giữa chi phí phải bỏ

ra và kết quả thu về được sau quá trình hoạt động. Như vậy, bản chất của phạm trù hiệu quả đã cho thấy rằng không thể có sự đồng nhất giữa hai khái niệm hiệu quả và kết quả, bởi vì kết quả chỉ là yếu tố cần thiết được sử dụng để xác định và đánh giá hiệu quả. Để xác định hiệu quả của một hoạt động nào đó có thể dùng chỉ tiêu hiện vật hoặc giá trị vì các chỉ tiêu phản ánh kết quả đầu ra và nguồn lực đầu vào đều có thể được đo lường bằng đơn vị hiện vật hoặc giá trị. Tuy nhiên, nếu sử dụng chỉ tiêu hiện vật để xác định hiệu quả thì có thể sẽ gặp khó khăn khi có sự khác nhau về đơn vị đo giữa chỉ tiêu “đầu vào” và chỉ tiêu “đầu ra”; còn việc sử dụng chỉ tiêu giá trị mặc dù có thể dễ dàng xác định các chỉ tiêu hiệu quả nhưng lại có thể bị ảnh hưởng của lạm phát, khủng hoảng... làm cho sai lệch. Còn nếu xét riêng về chỉ tiêu kết quả thì có thể thấy rằng, bản chất của chỉ tiêu này chưa thể hiện được nó được tạo ra ở mức nào và với chi phí bằng bao nhiêu. Do vậy, cách tiếp cận thứ nhất cho rằng hiệu quả cao thể hiện ở kết quả thu được cao hay thấp, mà không cần quan tâm đến việc sử dụng các nguồn lực đầu vào để tạo ra kết quả đó đã tốt hay chưa là chưa phản ánh rõ bản chất của phạm trù hiệu quả.

Như vậy, có thể thấy sự khác biệt giữa hai khái niệm kết quả và hiệu quả chính là: kết quả bao giờ cũng là mục tiêu cụ thể doanh nghiệp muốn đạt đến, trong khi đó, hiệu quả phải là sự so sánh tương quan giữa hai chỉ tiêu phản ánh kết quả thu được (đầu ra) và chi phí hoặc yếu tố bỏ ra (nguồn lực đầu vào) nhằm đánh giá trình độ sử dụng chi phí hoặc yếu tố đầu vào.

Để có thể nhận thức rõ hơn về phạm trù hiệu quả, cần tìm hiểu các dạng biểu hiện khác nhau của phạm trù hiệu quả. Mỗi dạng biểu hiện của hiệu quả có những đặc trưng, ý nghĩa khác nhau là cơ sở để xác định mức hiệu quả, xác định các chỉ tiêu hiệu quả và những biện pháp nâng cao hiệu quả. Có các cách phân loại hiệu quả sau đây:

- Theo mục tiêu của chủ thể, hiệu quả được phân thành hiệu quả kinh tế và hiệu quả xã hội:

Hiệu quả kinh tế là hiệu quả mà chủ thể thu được khi sử dụng nguồn lực đầu vào để thực hiện các mục tiêu kinh tế nhất định. Hiệu quả kinh tế mô tả

mối quan hệ kinh tế giữa lợi ích kinh tế mà chủ thể nhận được và nguồn lực đã bỏ ra (chi phí hoặc yếu tố đầu vào) để nhận được lợi ích kinh tế đó.

Hiệu quả xã hội là các mục tiêu xã hội đạt được khi chủ thể tiến hành các hoạt động kinh tế.

Như vậy, có thể thấy, giữa hiệu quả kinh tế và hiệu quả xã hội có mối quan hệ chặt chẽ. Như Lenin đã nói: Chẳng lẽ có thể có kinh tế bên ngoài xã hội. Tất cả mọi cái kinh tế thì đồng thời cũng là xã hội. Mọi hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp không chỉ nhằm đạt được mục tiêu của doanh nghiệp mà còn có tác động đến mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội. Cho nên khi doanh nghiệp tiến hành hoạt động kinh doanh thì cần phải quan tâm đến việc kết hợp các phương án để không những đạt được mục tiêu của bản thân doanh nghiệp mà còn mang lại các lợi ích cho xã hội, kết hợp đạt được hiệu quả kinh tế với hiệu quả xã hội.

Theo phạm vi tính toán, hiệu quả bao gồm: hiệu quả nền sản xuất xã hội và hiệu quả cá biệt:

Xét về phạm vi tính toán hiệu quả trong toàn bộ nền kinh tế quốc dân thì hiệu quả cá biệt là hiệu quả thu được từ hoạt động của từng doanh nghiệp, hiệu quả nền sản xuất xã hội, thu được xét trên phạm vi toàn bộ nền kinh tế quốc dân.

Hiệu quả cá biệt và hiệu quả nền sản xuất xã hội có quan hệ tác động qua lại lẫn nhau. Hiệu quả nền sản xuất xã hội chỉ có thể đạt được khi các doanh nghiệp hoạt động có hiệu quả, bởi vì các doanh nghiệp là nơi trực tiếp sử dụng các nguồn lực (lao động, đối tượng lao động, tư liệu lao động) vào quá trình sản xuất - kinh doanh. Ngược lại, khi đã đạt được hiệu quả cho toàn bộ nền sản xuất xã hội thì Nhà nước với vai trò người đại diện cho nền kinh tế quốc dân sẽ có những thay đổi trong chính sách nhằm hỗ trợ và tạo điều kiện thuận lợi cho các doanh nghiệp hoạt động nhờ đó nâng cao hiệu quả hoạt động của mình.

Theo tính chất tác động, hiệu quả gồm có: hiệu quả trực tiếp và hiệu quả gián tiếp:

Hiệu quả trực tiếp là hiệu quả có được từ chính tác động của chủ thể đến kết quả hoạt động khi thực hiện các mục tiêu chủ thể đề ra.

Hiệu quả gián tiếp là hiệu quả có được do một đối tượng nào đó tác động làm thay đổi kết quả hoạt động của chủ thể.

Theo phương thức xác định, hiệu quả được phân thành hiệu quả tuyệt đối và hiệu quả tương đối:

Hiệu quả tuyệt đối là hiệu quả được đo bằng hiệu số giữa kết quả đầu ra và nguồn lực đầu vào.

Hiệu quả tương đối là hiệu quả được đo bằng tỷ số giữa kết quả đầu ra và nguồn lực đầu vào.

Theo P. Samueleson và W. Nordhaus cho rằng: Hiệu quả sản xuất diễn ra khi xã hội không thể tăng sản lượng một loại hàng hóa mà không cắt giảm sản lượng của một loại hàng hóa khác. Một nền kinh tế có hiệu quả nằm trên giới hạn khả năng sản xuất của nó. Thực chất của quan điểm này đã đề cập đến khía cạnh phân bổ có hiệu quả các nguồn lực của nền sản xuất xã hội. Trên giác độ này, rõ ràng phân bổ các nguồn lực kinh tế sao cho đạt được việc sử dụng mọi nguồn lực trên đường giới hạn khả năng sản xuất sẽ làm cho nền kinh tế có hiệu quả và rõ ràng xét trên phương diện lý thuyết thì đây là mức hiệu quả cao nhất mà mỗi nền kinh tế có thể đạt được. Tuy nhiên, để đạt được mức hiệu quả này cần rất nhiều điều kiện trong đó có vấn đề dự báo và đầu tư sản xuất phù hợp với cầu thị trường nên không phải lúc nào điều này cũng trở thành hiện thực.

Nhiều tác giả quan niệm hiệu quả được xác định bởi tỷ số giữa kết quả đạt được và chi phí phải bỏ ra để đạt được kết quả đó. Manfred Kihn cho rằng. Tính hiệu quả được xác định bằng cách lấy kết quả tính theo đơn vị giá trị chi cho chi phí kinh doanh, cho rằng: Hiệu quả đầu tư là khái niệm để chi kết quả so sánh giữa lợi ích thu được do đầu tư mang lại và chi phí đầu tư đã bỏ ra.

Các quan điểm trên, đã khái quát hiệu quả là phạm trù phản ánh trình độ lợi dụng các nguồn lực (nhân lực, vật lực, tài lực, vốn...) để đạt được mục tiêu xác định: Trình độ lợi dụng các nguồn lực chỉ có thể được đánh giá trong mỗi quan

hệ với kết quả tạo ra để xem xét với mỗi sự hao phí nguồn lực xác định có thể tạo ra kết quả ở mức độ nào. Hiệu quả phản ánh mặt chất lượng các hoạt động sản xuất kinh doanh, trình độ lợi dụng các nguồn lực sản xuất trong quá trình kinh doanh của doanh nghiệp trong sự vận động không ngừng của các quá trình sản xuất, kinh doanh, không phụ thuộc vào quy mô và tốc độ biến động của từng nhân tố. Hay nói cách khác hiệu quả của nền sản xuất xã hội được xác định bằng tỷ lệ so sánh giữa đầu ra và đầu vào của hệ thống sản xuất xã hội, phản ánh trình độ sử dụng các nguồn lực vào việc tạo ra lợi ích vật chất nhằm đạt được các mục tiêu kinh tế xã hội. Công thức xác định hiệu quả như sau:

$$E = \frac{K}{C} \quad (\text{Hiệu quả tương đối}) \quad (2.1)$$

$$E = K - C \quad (\text{Hiệu quả tuyệt đối}) \quad (2.2)$$

Trong đó: E: hiệu quả

K: kết quả theo mục đích (đầu ra)

C: chi phí sử dụng để tạo ra kết quả

2.2.1.2. Hiệu quả kinh tế

Qua các quan điểm về hiệu quả kinh tế đã trình bày trong chương 1, có thể thấy rằng, mỗi nhà khoa học với những hướng tiếp cận khác nhau đã trình bày những quan điểm khác nhau khi đánh giá hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp. Tuy nhiên, điểm chung nhất có thể nhận thấy đó là các quan điểm này đều cho rằng mục đích cuối cùng của hiệu quả kinh tế là sự so sánh giữa kết quả thu được sau quá trình sản xuất kinh doanh và chi phí đã bỏ ra để đạt được kết quả đó. Chính vì vậy, khi đánh giá hiệu quả kinh tế của các doanh nghiệp theo tác giả thì biện pháp sử dụng thường là so sánh theo một trong hai hướng sau:

- Hướng thứ nhất: Kết quả không đổi hoặc tăng và chi phí giảm hoặc không đổi, trường hợp này cho thấy doanh nghiệp kinh doanh có hiệu quả, tiết kiệm chi phí và thu được lợi nhuận. Điều này này có được là nhờ doanh nghiệp đã sử dụng chi phí hợp lý hoặc có những biện pháp tiết kiệm chi phí hiệu quả.

- Hướng thứ hai: Kết quả và chi phí cùng tăng, nhưng tốc độ tăng của chi phí chậm hơn tốc độ tăng của kết quả - trong trường hợp này, để đánh giá hiệu quả kinh tế cần tiến hành đánh giá trong một khoảng thời gian tương đối dài.

Đây là trường hợp thường diễn ra vào thời điểm có sự đổi mới trong doanh nghiệp như: tiến hành đổi mới công nghệ, hay đổi mới mặt hàng, hay đầu tư khai thác thị trường mới,... Đối với trường hợp này, các doanh nghiệp cần phải cân nhắc kỹ lưỡng và tính toán tương đối chính xác về phương thức kết hợp giữa lợi ích trước mắt với lợi ích lâu dài để vẫn đảm bảo doanh nghiệp đạt được hiệu quả kinh doanh so với trước đổi mới.

Bên cạnh đó, hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp cao hay thấp, tốt hay xấu còn phụ thuộc vào trình độ tổ chức sản xuất và trình độ quản lý, hay nói một cách cụ thể chính là khả năng điều phối các nguồn lực đầu vào của mỗi doanh nghiệp. Có thể đánh giá hiệu quả kinh tế thông qua một hay một vài chỉ tiêu, nhưng về mặt bản chất, việc đánh giá hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp chính là đánh giá quá trình vận động, tổ chức hoạt động sản xuất kinh doanh tại doanh nghiệp trong mối liên hệ có tính hệ thống với tất cả các đối tượng liên quan.

Có thể nhận thấy rằng, các quan điểm về hiệu quả kinh tế của các nhà khoa học kể trên đã chỉ ra rằng hiệu quả kinh tế được thể hiện ở trình độ và khả năng sử dụng các nguồn lực trong quá trình sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp. Tuy nhiên, để có thể đánh giá chính xác nhất về hiệu quả kinh tế, cần phải xem xét phạm trù hiệu quả kinh tế trên cả hai góc độ cụ thể và trừu tượng. Nếu xét trên góc độ cụ thể, hiệu quả kinh tế được biểu hiện ở những chỉ tiêu, những con số tính toán cụ thể. Nhưng nếu xét trên góc độ trừu tượng thì việc đánh giá hiệu quả kinh tế lại cần quan tâm đến yếu tố nào có mức độ tác động hoặc vai trò quan trọng ảnh hưởng đến công tác phân tích và đánh giá hiệu quả kinh tế. Vì vậy, để tổ chức và quản lý sản xuất mang lại hiệu quả cao cho doanh nghiệp, mọi cán bộ quản lý đều cần trang bị cho mình những kiến thức cơ bản về hiệu quả kinh tế và ứng dụng nó trong toàn bộ quá trình sản xuất kinh doanh.

Do vậy, từ những phân tích, đánh giá trên, tác giả đã tổng hợp các trường phái quan điểm về hiệu quả kinh tế nhằm rút ra một khái niệm hiệu quả kinh tế chung nhất: *hiệu quả kinh tế là khái niệm phản ánh trình độ, mức độ sử dụng các nguồn lực nhằm đạt được các mục tiêu nhất định, được biểu hiện*

bằng hệ thống chỉ tiêu kinh tế đặc trưng, được thiết lập trên cơ sở so sánh tương quan giữa kết quả đầu ra với chi phí hoặc các yếu tố đầu vào.

Căn cứ vào khái niệm trên, có thể nhận thấy mục tiêu tối thiểu nhất để doanh nghiệp có thể tồn tại chính là phải đảm bảo kết quả thu về từ hoạt động đầu tư sẽ đủ bù đắp chi phí đã bỏ ra để tiến hành hoạt động đầu tư đó. Tuy nhiên, nếu xét đến mục tiêu phát triển lâu dài của doanh nghiệp thì kết quả của quá trình sản xuất kinh doanh không chỉ cần đủ bù đắp chi phí, mà còn cần có phần tích lũy để tái sản xuất mở rộng. Đồng thời, sự tồn tại và phát triển lâu dài của doanh nghiệp còn phụ thuộc vào việc điều phối hoạt động sản xuất kinh doanh như thế nào để có thể kết hợp hài hòa giữa hiệu quả kinh tế với hiệu quả xã hội sao cho hiệu quả kinh tế tăng sẽ kéo theo hiệu quả xã hội tăng hoặc ít nhất là không suy giảm.

Hoạt động của mỗi doanh nghiệp đều hướng đến mục tiêu cuối cùng là lợi nhuận, gia tăng lợi nhuận cũng được các doanh nghiệp coi là sự gia tăng của hiệu quả kinh tế. Tuy nhiên, nếu chỉ đánh giá hiệu quả kinh tế thông qua sự biến động của chỉ tiêu lợi nhuận thì các doanh nghiệp đã bỏ qua nguyên nhân có được mức lợi nhuận đó và không quan tâm đến việc phân phối, sử dụng lợi nhuận thu được có hợp lý hay chưa.

Do đó, bản thân mỗi doanh nghiệp cần nhận thức được rằng doanh nghiệp không hoạt động riêng lẻ mà nằm trong sự quản lý chung của Nhà nước, hoạt động của doanh nghiệp có tác động đáng kể đến sự biến động của nền kinh tế quốc dân. Chính sự liên kết đó buộc các doanh nghiệp khi đánh giá hiệu quả kinh tế không thể chỉ chú trọng đến lợi nhuận thu được mà còn cần phải đánh giá tính hợp pháp của lợi nhuận được tạo ra đó, mặt khác còn cần quan tâm đến những đóng góp của doanh nghiệp đối với sự phát triển của nền kinh tế trong điều kiện tuân theo những chủ trương chính sách của Nhà nước. Bên cạnh đó, việc đánh giá hiệu quả còn cần quan tâm tới việc doanh nghiệp phân phối lợi nhuận không chỉ cần đảm bảo lợi ích của chủ sở hữu mà còn cần đảm bảo lợi ích của người lao động, lợi ích của tập thể và lợi ích của xã hội. Có nghĩa là việc đánh giá hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp không chỉ đơn thuần là đánh giá hiệu quả kinh tế dành riêng cho doanh nghiệp mà đó còn là hiệu quả xã hội có được

từ hoạt động có hiệu quả của doanh nghiệp.

Vì vậy, nếu doanh nghiệp đạt được hiệu quả kinh tế cao nhưng các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả xã hội lại không đạt được thì cũng đồng nghĩa với việc doanh nghiệp hoạt động không có hiệu quả trong kỳ kinh doanh đó. Có thể giải thích vấn đề này như sau:

Trước hết, về phía doanh nghiệp, hiệu quả kinh tế đo lường trình độ sử dụng nguồn lực của doanh nghiệp, do đó nó có ảnh hưởng trực tiếp đến sự tồn tại và phát triển của doanh nghiệp. Kinh doanh có hiệu quả có tác động rất lớn đến mọi mặt hoạt động của doanh nghiệp, không những giúp cho doanh nghiệp đảm bảo quá trình tái sản xuất, nâng cao chất lượng sản phẩm sản xuất., mà còn nâng cao sức cạnh tranh của doanh nghiệp trên thương trường.

Đối với xã hội, hiệu quả kinh tế trong doanh nghiệp có tác động đến nhiều mặt hoạt động của xã hội. Có thể thấy, với vai trò là một tế bào của xã hội, tham gia đóng góp vào sự tồn tại và phát triển của xã hội thì những nỗ lực của doanh nghiệp nhằm gia tăng hiệu quả kinh tế cũng sẽ góp phần gia tăng sức mạnh của nền kinh tế quốc dân, như: tăng tổng sản phẩm quốc dân, tăng nguồn thu cho ngân sách, tăng lực lượng lao động được sử dụng, cải thiện đời sống nhân dân...

Từ đó, tác giả đã đi đến kết luận rằng, việc đánh giá hiệu quả kinh tế phải được đánh giá một cách toàn diện, đánh giá cả hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp kết hợp với hiệu quả xã hội. Hiệu quả kinh tế - xã hội là hiệu quả tổng hợp, được xem xét, đánh giá trong toàn bộ nền kinh tế quốc dân, do đó chỉ tiêu chi phí và lợi ích của hiệu quả kinh tế - xã hội chính là chi phí và lợi ích của toàn bộ nền kinh tế quốc dân.

Tuy nhiên, phạm trù hiệu quả xã hội lại là một phạm trù khó xác định, vì các nguyên nhân sau:

Đầu tiên, hiệu quả xã hội có thể được xác định thông qua sự cảm nhận, nhưng lại khó có thể đo lường bằng những con số cụ thể. Do đó, rất khó xác định chính xác hiệu quả xã hội.

Thêm vào đó, hiệu quả của các đối tượng khác nhau lại có ảnh hưởng tác động qua lại lẫn nhau theo những chiều hướng khác nhau, thậm chí là trái ngược. Ví dụ, khi doanh nghiệp mở rộng quy mô khai thác than, lợi ích xã hội thu được

có thể thấy rõ như tăng giá trị tổng sản phẩm quốc dân, tạo thêm công ăn việc làm cho người lao động, nhưng mặt trái của nó lại là làm cạn kiệt nguồn tài nguyên khó tái tạo.

Hiệu quả xã hội thu được chính là sự đóng góp của doanh nghiệp đối với mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội chung. Hiệu quả xã hội cũng có thể được đánh giá một cách định tính hoặc hoàn toàn định lượng.

Về mặt định lượng, hiệu quả xã hội thể hiện ngay ở mức đóng góp của doanh nghiệp cho ngân sách, cho các vấn đề xã hội, chẳng hạn:

- Mức đóng góp của doanh nghiệp vào ngân sách Nhà nước (như thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế giá trị gia tăng, thuế xuất khẩu, thuế tài nguyên) tăng lên sẽ làm cho hiệu quả xã hội tăng lên và ngược lại.

- Tổng số công ăn việc làm doanh nghiệp tạo ra cho lực lượng lao động xã hội tăng lên cũng là yếu tố làm tăng hiệu quả xã hội và ngược lại. Công ăn việc làm ở đây thể hiện ở cả số lao động có việc làm trực tiếp trong doanh nghiệp và cả số lao động có việc làm trong các ngành có liên quan gián tiếp...

Về mặt định tính, hiệu quả xã hội được đánh giá qua cảm nhận về đóng góp của doanh nghiệp với xã hội như:

- Đóng góp vào việc nâng cao trình độ chuyên môn nghiệp vụ cho nguồn nhân lực của đất nước qua việc doanh nghiệp quan tâm đào tạo thường xuyên cho cán bộ quản lý, nhân viên chức năng, lao động trực tiếp.

- Đóng góp vào việc nâng cao trình độ kỹ thuật của nền sản xuất xã hội khi doanh nghiệp đầu tư nâng cấp, thay đổi trang thiết bị.

- Mức độ cải thiện đời sống vật chất, tinh thần của người dân.

- Phát triển y tế, giáo dục, văn hóa.

- Các tác động đến kết cấu hạ tầng xã hội như giao thông, điện, nước.

- Những tác động tích cực hoặc tiêu cực tới môi trường do việc sử dụng các yếu tố đầu vào hay do chất thải từ đầu ra của doanh nghiệp.

- Những tác động khác đến kinh tế - xã hội đất nước như: tham gia vào quá trình phân công lao động quốc tế, tái tạo các nguồn tài nguyên, phát triển các ngành nghề mới...

Từ đó có thể thấy, hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp có thể mang

đến những tác động tích cực hoặc tiêu cực. Nếu là tác động tiêu cực thì phải bỏ chi phí để khắc phục hậu quả, nhưng nếu chi phí này lớn hơn lợi ích mà xã hội nhận được (cả về định lượng và định tính) thì sự tồn tại của doanh nghiệp sẽ không còn được chấp nhận vì sẽ không thể mang lại hiệu quả kinh tế cho doanh nghiệp, cũng như hiệu quả kinh tế - xã hội cho đất nước.

Như vậy, có thể khẳng định rằng, sự phát triển tất yếu đòi hỏi các doanh nghiệp phải quan tâm đến hiệu quả kinh tế và phần đầu nâng cao hiệu quả kinh tế, và điều này được xem như là mục tiêu cơ bản của mỗi doanh nghiệp. Căn cứ trên nhu cầu và định hướng phát triển của tương lai, toàn bộ nền kinh tế đang dần dịch chuyển theo chiều sâu của quá trình đầu tư, và thước đo hiệu quả càng khẳng định vị trí quan trọng của mình khi đánh giá hoạt động sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp.

- *Tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả kinh tế*

Tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả kinh tế quy định rõ bản chất và chất lượng của một quá trình hay một mặt nào đó của quá trình sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp.

Trong thực tế, khó có thể đánh giá chính xác một vấn đề nào đó chỉ bằng cảm nhận. Hiệu quả kinh tế cũng vậy, cần phải có tiêu chuẩn tương đối hợp lý để đánh giá chính xác, trên cơ sở đó mới đưa ra những quyết định quản lý chính xác và hợp lý, đặc biệt là khi cần đưa ra một quyết định tổng hợp nhiều biện pháp nhằm đạt đến mục tiêu chung nhưng ảnh hưởng của mỗi biện pháp đến kết quả lại theo nhiều hướng khác nhau, thậm chí ngược chiều nhau. Ví dụ, khi đầu tư cải tiến thiết bị sản xuất có thể mang lại cho doanh nghiệp mức sản lượng sản xuất tăng lên, doanh thu tăng lên, nhưng ngược lại chi phí đầu tư có thể phải bỏ ra tương đối cao và giảm lượng lao động sử dụng.

Như vậy, thấy rằng đôi lúc để đạt được mục tiêu sản xuất, kinh doanh, doanh nghiệp phải thực hiện những biện pháp có tính hai mặt, một mặt làm tăng hiệu quả kinh tế nhưng một mặt lại làm giảm hiệu quả xã hội, hoặc cùng tăng nhưng với mức độ khác nhau. Vì vậy, muốn giải quyết mâu thuẫn này cần phải lựa chọn có căn cứ khoa học một phương pháp hoặc một phương án

tốt nhất để kết hợp vì nếu thiếu một tiêu chuẩn thống nhất sẽ không có căn cứ để phân tích sự thay đổi hiệu quả kinh tế, không có lập luận để tìm phương án tối ưu.

Tiêu chuẩn hiệu theo nghĩa khái quát là một dấu hiệu (tính chất, nét đặc trưng) để đánh giá một sự vật, hiện tượng, hoạt động nào đó phù hợp với những điều kiện nhất định. Hiệu theo nghĩa hẹp, tiêu chuẩn là ngưỡng phải đạt, là mốc làm căn cứ để kết luận một chỉ tiêu hiệu quả là có hiệu quả hay không.

Việc xác định “cột mốc” các lĩnh vực kỹ thuật công nghệ không phức tạp lắm và tương đối rõ ràng vì nó thường liên quan đến các đại lượng vật lý cơ học. Tuy nhiên, đối với vấn đề kinh tế xã hội thì việc xác định “cột mốc” cho hiệu quả kinh tế xã hội là rất phức tạp tùy thuộc vào phương diện, quan điểm, mục đích nghiên cứu và bản chất của hệ thống kinh tế được xem xét.

Hiện còn nhiều quan điểm khác nhau của các nhà khoa học kinh tế khi đề cập đến tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả kinh tế. Ở nước ta, cho đến nay, mục đích được quán triệt qua nhiều kỳ đại hội Đảng toàn quốc vẫn là nâng cao đời sống vật chất và tinh thần của nhân dân. Để đạt được mục đích đó đòi hỏi phải huy động mọi nguồn lực của xã hội và các doanh nghiệp là những đơn vị có đóng góp tích cực nhất. Hiệu quả kinh tế xã hội chỉ đạt được khi mọi mục tiêu đều đạt được với việc huy động sử dụng các nguồn lực ở mức tiết kiệm nhất.

Như vậy, tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả kinh tế của doanh nghiệp là mức độ phù hợp của các kết quả sản xuất, kinh doanh và kết quả xã hội đạt được đáp ứng mục tiêu đề ra trên cơ sở sử dụng tiết kiệm hao phí lao động xã hội. Điều này cũng có nghĩa là, nâng cao hiệu quả kinh tế luôn gắn liền với việc thực hiện các mục tiêu xã hội.

Từ nhận định trên, có thể thấy, để có thể định lượng tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả kinh tế cho từng lĩnh vực sản xuất kinh doanh hoàn toàn không đơn giản, nhưng cũng có thể định lượng một cách tương đối nhằm xác định một “cột mốc” chung cho từng lĩnh vực. Vì thế, chúng tôi cho rằng, để xác định tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả kinh tế cần có số liệu hiệu quả chung của từng lĩnh vực trong một khoảng thời gian tương đối dài (5 đến 10 năm), căn cứ vào đó xác định mức trung bình, các doanh nghiệp trong ngành sẽ dựa trên

mức trung bình đó để đánh giá hiệu quả kinh tế của mình. Thêm vào đó, cần quy định rõ mỗi lĩnh vực sẽ có trách nhiệm thực hiện những mục tiêu xã hội nào với mức độ thực hiện tương ứng cho từng quy mô hoạt động là bao nhiêu.

2.2.2. Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên

* Tổng vốn đầu tư và chi phí hoạt động:

Tổng vốn đầu tư là toàn bộ chi phí đầu tư trong thời gian xây dựng cơ bản liên quan đến xây dựng xí nghiệp khai thác từ khi bắt đầu thiết kế xây dựng đến khi xí nghiệp đi vào sản xuất, bao gồm:

Chi phí xây dựng hệ giàn (thiết kế, chế tạo, lắp đặt hoặc thuê .v.v.),

Chi phí mua sắm thiết bị khai thác, xử lý, tách, nén (đối với khí), nhà ở .v.v.. Chi phí khoan các giếng khoan thăm lượng, khai thác bơm ép.

Chi phí xây dựng hệ thống đường ống/tàu để vận chuyển dầu khí trong nội bộ mỏ và đưa sản phẩm đến nơi tiêu thụ.

Chi phí hoạt động là toàn bộ chi phí phát sinh trong thời gian xí nghiệp có hoạt động khai thác, bao gồm tiền lương, vốn lưu động, chi phí bảo trì và duy tu, phí bảo hiểm, chi phí quản lý, chuyên gia .v.v.

* Thời gian thu hồi vốn gián đơn (Pay Back Period – PBP):

Thời hạn thu hồi vốn là khoảng thời gian, trong đó phần tích lũy từ khấu hao và lãi ròng đủ bù đắp tổng số vốn đầu tư đã bỏ ra. Công thức thể hiện mối liên quan như sau:

$$C = \sum_{t=0}^n (LRt + KHt) \quad (2.3)$$

Trong đó:

C - Tổng vốn đầu tư ban đầu, tr. USD

t - Thời gian hoàn vốn đầu tư của dự án, năm

t - Các năm trong đời dự án được tính từ 0 đến n

P - Thời hạn thu hồi vốn, năm

LR - Lãi ròng hàng năm, tr.USD

KH - Khấu hao hàng năm, tr.USD

t càng ngắn thì vốn đầu tư càng có độ chắc chắn cao (thu hồi nhanh).

* Giá trị hiện tại thuần (Net Present Value – NPV):

Giá trị hiện tại thuần của dự án được xem là hiệu số giữa giá trị hiện tại của các dòng tiền thu và chi trong tương lai. Có thể biểu diễn bằng công thức:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(TT - TC)_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n NCF_t \cdot \frac{1}{(1+r)^t} \quad (2.4)$$

Trong đó:

NPV – Giá trị hiện tại thuần của dự án tính tại năm khởi điểm

(năm 0 – năm bắt đầu hoạt động), tr.USD

t – Các năm trong đời dự án được tính từ 0 đến n

TT – Tổng các dòng thu trong năm, tr.USD

TC – Tổng các dòng chi trong năm, tr.USD

r – Tỷ suất chiết khấu (%)

$\frac{1}{(1+r)^t} = a$ là hệ số chiết khấu năm thứ t tương ứng với tỷ

suất chiết khấu r đã định

NPV dương dự án mới có hiệu quả, NPV càng lớn thì hiệu quả của dự án càng cao. Thông thường đối với các dự án dầu khí, giá trị NPV thường được tính với hệ số chiết khấu 10%.

* *Tỷ suất thu hồi nội bộ (IRR):*

Tỷ suất thu hồi nội bộ chính là tỷ suất chiết khấu r mà tại đó giá trị hiện tại thuần của dự án bằng không. Nghĩa là:

$$\sum_{t=0}^n \frac{(TT - TC)_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (2.5)$$

Chỉ tiêu này thể hiện tỷ lệ sinh lời của dự án, IRR càng cao thì dự án càng có ý nghĩa kinh tế.

Có thể tính toán chỉ tiêu này bằng cách chọn tỷ lệ chiết khấu r_1 sao cho NPV₁ có giá trị âm nhỏ (gần với 0), đồng thời chọn tỷ chiết khấu r_2 sao cho NPV₂ có giá trị dương nhỏ (gần với 0). Từ đó IRR có tính một cách gần đúng bằng công thức:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1 \cdot (r_2 - r_1)}{NPV_1 - NPV_2} \quad (2.6)$$

* *Điểm hoà vốn:*

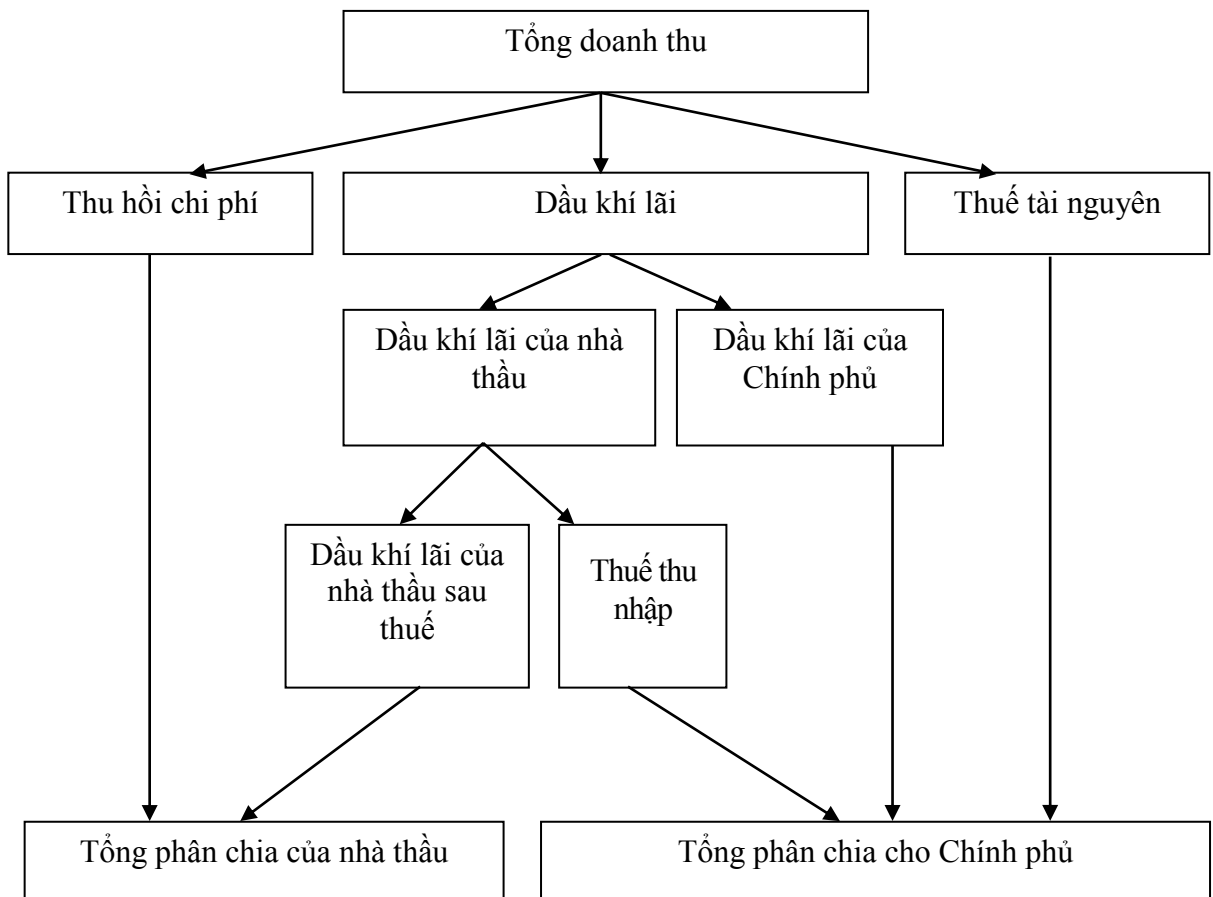
Điểm hoà vốn là điểm mà tại đó doanh thu đủ bù đắp các khoản chi phí

đã bỏ ra, là thời điểm mà dòng tiền dự án cộng dồn bằng không.

2.2.3. Phương pháp đánh giá hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên

a) Mô hình chia sản phẩm theo hợp đồng PSC

Hình 2.4 biểu thị mô hình phân chia sản phẩm theo PSC được chia giữa nhà thầu và nước chủ nhà. Từ doanh thu nhận được của dự án, thuế tài nguyên được nộp cho nước chủ nhà trước tiên. Toàn bộ các chi phí do nhà thầu bỏ ra (trừ các chi phí không được phép thu hồi) sẽ được thu hồi từ doanh thu sau khi nộp thuế tài nguyên. Phần dầu khí lãi còn lại sẽ được chia giữa nhà thầu và nước chủ nhà theo tỷ lệ ăn chia quy định trong mỗi hợp đồng PSC. Nhà thầu phải nộp thuế thu nhập từ phần dầu khí lãi được hưởng theo các mức quy định về luật thuế của mỗi quốc gia.



Hình 2.4: Mô hình chia sản phẩm theo hợp đồng PSC

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

b) *Tính toán dòng tiền của dự án Thăm dò và Khai thác dầu khí theo hợp đồng PSC*

Các thành phần cơ bản của dòng tiền

Các thành phần cơ bản của dòng tiền được xác định và tính toán, *Tổng doanh thu (GR)*: Thường được tính bằng sản lượng sản phẩm nhân với giá của chúng. Các sản phẩm của dự án dầu khí có thể là dầu thô, khí tự nhiên, LPG, Condensate. Một điều lưu ý là đối với dự án dầu khí khi sản lượng sản phẩm cũng như của chúng thường thay đổi theo thời gian. Sản lượng dầu thường tăng nhanh trong một vài năm đầu, sau khi đạt mức sản lượng ổn định trong một thời gian ngắn rồi giảm dần. Sản lượng khí (trừ khí đồng hành) thì thường gắn với một số hệ tiêu thụ nhất định nên có thể tăng dần trong một vài năm đầu sau đó ổn định trong một thời gian tương đối dài và giảm xuống khi trữ lượng đã gần hết. Condensate và LPG là sản phẩm đồng hành của quá trình khai thác dầu khí nên phụ thuộc và sản lượng khai thác dầu hoặc khí.

Thuế tài nguyên: tổng doanh thu đã trừ đi chi phí vận chuyển và chế biến sơ bộ sẽ là cơ sở để tính thuế tài nguyên. Các điều khoản về thuế tài nguyên trong các hợp đồng PSC có thể do đàm phán hoặc theo luật định.

$$ROY_t = R^* (GR_t - ALLOW_t) \quad (2.7)$$

Trong đó:

GR_t : Doanh thu ở năm t

$ALLOW_t$: Tổng chi phí cho phép loại trừ ra khỏi doanh thu để tính thuế tài nguyên.

R: Tỷ lệ thuế tài nguyên ($0 \leq R \leq 1$) có thể là cố định hoặc theo thang sản lượng.

Chi phí đầu tư (CAPEX): là các khoản chi phí phải gánh chịu trước tiên trong thời gian triển khai của dự án, thường là một vài năm trước khi doanh thu được phát sinh. Chi phí đầu tư thường bao gồm chi phí nghiên cứu địa chất, địa vật lý, chi phí khoan và chi phí thiết bị khai thác. Trong các dự án thăm dò khai thác dầu khí để kéo dài thời gian khai thác ổn định thường phải đầu tư bổ sung trong quá trình khai thác (hoàn thiện giếng khoan, nâng cấp thiết bị khai thác, v.v...) hoặc thăm dò thăm lượng để bổ sung để tìm ra phát hiện dầu khí mới.

Chi phí vận hành (OPEX): là chi phí thường xuyên hàng năm để vận

hành và bảo dưỡng thiết bị khai thác bao gồm các chi phí nhân công, chi phí bảo dưỡng và chi phí sửa chữa (giếng khoan, thiết bị khai thác, v.v...), chi phí quản lý, vật tư hóa phẩm, chi phí bảo hiểm v.v... Chi phí này thường có một phần cố định và một phần biến đổi phụ thuộc và sản lượng khai thác.

Hoa hồng: mỗi hợp đồng PSC có các loại hoa hồng khác nhau được quy định cụ thể. Hoa hồng phải trả ngay sau khi hoàn thành được việc đàm phán và ký hợp đồng. Hoa hồng phát hiện phải trả bằng tiền mặt sau khi có phát hiện dầu và khí. Hoa hồng chữ ký và hoa hồng phát hiện thường phải trả ngay trong khi hoa hồng khai thác phải trả khi sản lượng khai thác đạt một mức nào đó hoặc nhiều hơn mức quy định và chúng không được tính và chi phí thu hồi.

Dầu/khí lãi: là một phần sản phẩm hoặc doanh thu được chia giữa Chính phủ nước chủ nhà và Nhà thầu sau khi trừ đi thuế tài nguyên và dầu/khí thu hồi chi phí (CO_t).

$$PO_t = GR_t - ROY_t - CO_t \quad (2.8)$$

Trong đó, PO_t : Dầu/khí lãi trong năm t

GR_t : Doanh thu trong năm t

ROY_t : Thuế tài nguyên phải nộp trong năm t

CO_t : Dầu/khí thu hồi chi phí trong năm t

Thu hồi chi phí:

Chi phí được phép thu hồi trong năm t được tính như sau:

$$CR_t = U_t + CAPEX(I_t) + OPEX_t + DEP_t + INT_t + INV_t + DECOM_t \quad (2.9)$$

Trong đó:

CR_t : Chi phí được phép thu hồi trong năm t

U_t : Chi phí chưa thu hồi hết từ năm trước chuyển sang

$CAPE(I_t)$: Chi phí đầu tư vô hình (intangible capital costs) trong năm t

$OPEX_t$: Chi phí vận hành trong năm t

DEP_t : Khấu hao trong năm t

INT_t : Lãi suất vay vốn trong năm t

INV_t : Tín dụng đầu tư trong năm t

$DECOM_t$: Chi phí dỡ bỏ trong năm t

Doanh thu của nhà thầu nhận được từ thu hồi chi phí thường có giới hạn

trên bởi vậy được gọi là “giới hạn thu hồi chi phí”. Trong tính toán dòng tiền, dầu/khí thu hồi chi phí xác định như sau:

$$CO_t = \text{Min}(CR_t, CR^* GR_t) \quad (2.10)$$

Trong đó:

CO_t : Dầu/khí thu hồi chi phí

CR : Tỷ lệ thu hồi chi phí ($0 \leq CR \leq 1$) có thể là hằng số hoặc có thể tính theo thang sản lượng (sliding scale)

Dầu/khí lãi sẽ được chia giữa chính phủ nước chủ nhà và nhà thầu:

$$PO_t = PO/C_t + PO/G_t \quad (2.11)$$

Trong đó:

PO/C_t : Dầu lãi của nhà thầu trong năm $t = PO * PO_t$

PO/G_t : Dầu lãi của Chính phủ trong năm $t = (1 - PO) * PO_t$

Trong công thức trên PO là tỷ lệ chia dầu lãi ($0 \leq PO \leq 1$) được quy định trong hợp đồng PSC thông qua đàm phán giữa nhà thầu và nước chủ nhà.

Thuế thu nhập: được xác định dựa trên tỷ lệ phần trăm của phần dầu lãi của nhà thầu và phần thuế chuyển sang năm sau (nếu có). Tỷ lệ chịu thuế được biểu thị bằng giá trị T ($0 \leq T \leq 1$) có thể là cố định hoặc theo thang sản lượng.

$$TAX_t = T * (PO/C_t - CF_t), PO/C_t - BONUS_t - CF_t > 0 \quad (2.12)$$

$$TAX_t = 0 \quad PO/C_t - BONUS_t - CF_t \leq 0 \quad (2.13)$$

Trong đó:

TAX_t : Thuế thu nhập phải nộp trong năm t

CF_t : Thuế chuyển sang năm sau trong năm t

Một số thành phần khác thường được quy định trong hợp đồng PSC như là tỷ lệ tham gia của nước chủ nhà, nghĩa vụ với thị trường nội địa (DMO), các khoản phí v.v...có ảnh hưởng đến việc xác định dòng tiền sau thuế của dự án. Các thuật ngữ này được biểu thị là yếu tố $OTHER_t$ trong tính toán dòng tiền:

Dòng tiền sau thuế của Nhà thầu

Đối với hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí, dòng tiền sau thuế của Nhà thầu trong năm t được xác định như sau:

$$NCF_t = (PO/C_t) - (CAPEX_t + OPEX_t) - BONUS_t - TAX_t - OTHER_t \quad (2.14)$$

Trong đó:

NCF_t : Dòng tiền sau thuế ở năm t

PO/C_t : Dầu/khí lãi trước thuế của Nhà thầu trong năm t

$CAPEX_t$: Chi phí đầu tư trong năm t

$OPEX_t$: Chi phí vận hành trong năm t

$BONUS_t$: Hoa hồng phải trả ở năm t

TAX_t : Thuế phải trả ở năm t

$OTHER_t$: Các khoản khác phải trả trong năm t

Hoặc dòng tiền sau thuế của Nhà thầu có thể được tính theo công thức:

$$NCF_t = GR_t - ROY_t - CAPEX_t - OPEX_t - BONUS_t - PO/G_t - TAX_t - OTHER_t \quad (2.15)$$

Trong đó:

NCF_t : Dòng tiền sau thuế ở năm t

GR_t : Doanh thu trong năm t

ROY_t : Thuế tài nguyên phải nộp trong năm t

$CAPEX_t$: Chi phí đầu tư trong năm t

$OPEX_t$: Chi phí vận hành trong năm t

$BONUS_t$: Hoa hồng phải trả ở năm t

PO/G_t : Dầu/khí lãi của Chính phủ ở năm t

TAX_t : Thuế phải trả ở năm t

$OTHER_t$: Các khoản khác phải trả trong năm t

Khi đó, dòng tiền sau thuế của Nhà thầu trong suốt thời gian hoạt động của dự án được xác định như sau:

$$NCF(f) = (NCF_t, \dots, NCF_k) \quad (2.16)$$

Tổng phần thu của Chính phủ nước chủ nhà

Phần thu của nước chủ nhà (Government Take) trong năm t

$$GR_t = BONUS_t + ROY_t + PO/G_t + TAX_t \quad (2.17)$$

Trong đó: GT_1 là phần thu của nước chủ nhà trong năm t

2.2.4. Các nhân tố ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên

2.2.4.1. Các nhân tố tự nhiên

* Trữ lượng mỏ:

Các thông số tính trữ lượng đều được đánh giá độ chắc chắn theo xác suất xảy ra ở mức P90, 90% (giá trị nhỏ nhất - trữ lượng xác minh); mức P50, 50% (giá trị trung bình - trữ lượng có thể) và mức P10, 10% (giá trị nhỏ nhất - trữ lượng có khả năng).

Thực tế, mô phỏng Monte Carlo được sử dụng để tính toán thể tích hydrocarbon có thể thu hồi trong mỗi tầng chứa. Mỗi tham số đều vào được mô phỏng dưới dạng một đường cong phân bố xác suất. Đường cong xác định bởi một dãy các giá trị có thể cho tham số đó, các giá trị đặc trưng là nhỏ nhất, trung bình và lớn nhất. Các tham số đầu vào là các tham số của công thức trữ lượng dầu, khí. Kết quả tính được là thể tích hydrocarbon tương ứng với mức tin cậy 90%, 50% và 10% trên đường cong phân bố xác suất tích lũy. Trữ lượng hydrocarbon được tính theo các công thức thể tích sau:

Trữ lượng hydrocarbon tại vỉa:

$$\text{HCIIP (triệu m}^3\text{)} = V \times \Phi \times S_{\text{HC}} \times \text{FVF} \quad (2.18)$$

- Trữ lượng hydrocarbon thu hồi:

$$\text{RHC (triệu m}^3\text{)} = \text{HCIIP} \times \text{RF} \quad (2.19)$$

- Trữ lượng condensat thu hồi:

$$\text{Rcod} = \text{RHC} \times \text{CGR} \quad (2.20)$$

Trong đó:

V: Thể tích đá chứa hydrocarbon (triệu m³)

Φ: Độ rỗng, %

S_{HC}: Độ bão hoà hydrocarbon, %

FVF: Hệ số thể tích thành hệ của dầu hoặc khí

RF: Hệ số thu hồi của dầu hoặc khí, %

CGR: Tỷ số giữa condensat và khí

Thể tích đá chứa là tích của diện tích, chiều dày đá chứa hiệu dụng và hệ số hiệu chỉnh hình học tính cho hình dạng bẫy và sự vát mỏng của cột lấp đầy

hydrocarbon ở rìa. Diện tích đó từ các bản đồ đẳng sâu cấu trúc. Diện tích nhỏ nhất là diện tích của tích tụ hydrocarbon được xác minh bởi sự biểu thị của một giếng khoan. Diện tích lớn nhất của tích tụ hydrocarbon là diện tích khép kín lớn nhất của cấu tạo trên các bản đồ đẳng sâu cấu trúc. Diện tích trung bình là diện tích khép kín bởi đường đẳng sâu có giá trị là một nửa giữa các đường đẳng sâu giới hạn diện tích nhỏ nhất và lớn nhất có thể của một tích tụ hydrocarbon.

Các tham số tầng chứa (hệ số chiều dày hiệu dụng chứa hydrocarbon, độ rỗng, độ bão hoà hydrocarbon) và thu hồi dầu khí được xác định từ tài liệu địa vật lý giếng khoan, tài liệu vùng và minh giải các mô hình địa chất và tầng chứa.

* Hàm lượng trung bình hợp phần chính, có ích, có hại:

Sản phẩm dầu khí khai thác được là một hỗn hợp phức tạp của dầu thô, khí (các hydrocarbon từ C1 đến C8), khí CO₂, nước, các tạp chất cơ học, các tạp chất chứa lưu huỳnh, phốt pho, ni tơ .v.v. Trong đó, các hợp phần chính cũng là các hợp phần có ích bao gồm dầu thô, khí đồng hành và khí tự nhiên, condensate. Các hợp phần có hại thường là H₂S, Hg .v.v.

Hàm lượng các hợp phần này được tính toán theo kết quả phân tích mẫu từ các lỗ khoan và kết quả thử các tầng vỉa sản phẩm.

* Trữ lượng các hợp phần chính:

Trong dầu khí, hàm lượng các hợp phần chính (các hydrocarbon) chiếm tỷ trọng rất lớn trong sản phẩm hàng hoá dầu thô, khí đồng hành và khí tự nhiên. Thực tế không tính riêng trữ lượng các hợp phần chính mà coi nó như là trữ lượng dầu khí có thể thu hồi (tổng sản lượng dầu khí khai thác thương mại cộng dồn). Riêng đối với khí tự nhiên có hàm lượng CO₂ cao thì trữ lượng hợp phần chính được tính trên cơ sở loại trừ lượng khí CO₂. Trữ lượng hợp phần chính đối với khí tự nhiên được tính theo công thức:

$$UHC = RHC - C_{CO_2} \quad (2.21)$$

Trong đó: UHC-Trữ lượng khí tự nhiên sạch (hợp phần chính), triệu m³

RHC - Trữ lượng khí tự nhiên thu hồi, triệu m³

C_{CO₂} - Hàm lượng khí CO₂ trong khí tự nhiên, %

** Đòi mỏ và sản lượng khai thác:*

Thông thường khi thiết kế khai thác mỏ người ta thường tính toán theo trữ lượng có thể thu hồi ở mức trung bình (P50). Tùy theo khả năng kéo dài của mỏ (tính chất vỉa, khả năng duy trì năng lượng vỉa...) hoặc tùy yêu cầu của khoáng sản cần khai thác đối với nền kinh tế quốc dân (sản lượng tối đa ổn định – sản lượng đỉnh để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ nội địa, xuất khẩu) hoặc sự phát triển của các mỏ lân cận (trường hợp có xem xét phát triển khai thác kết hợp) .v.v. để xác định thời gian khai thác mỏ (đòi mỏ). Trong các dự án khai thác mỏ dầu khí, đòi mỏ thường kéo dài khoảng trên dưới 20 năm. Sản lượng khai thác hàng năm sẽ được ước tính theo đòi mỏ, thời gian từ khi bắt đầu khai thác đến khi đạt sản lượng đỉnh và thời gian suy giảm sản lượng (tính theo năm).

2.2.4.2. Các nhân tố xã hội, công nghệ và thị trường

** Nhân tố xã hội:*

- Mức độ ổn định của thể chế chính trị, nhịp độ tăng trưởng kinh tế của nước chủ nhà. Các điều kiện bảo hộ, ưu đãi và ổn định đầu tư, điều này quan trọng trong bảo đảm an toàn vốn của nhà đầu tư bỏ vào, bảo đảm hiệu quả đầu tư của danh nghiệp;

- Các chế độ ưu đãi về định chế tài chính, thuế hoặc các chế độ ưu đãi khác cho các vùng có đặc thù khác nhau.

** Nhân tố công nghệ, thị trường:*

- Các điều kiện về cơ sở hạ tầng sẵn có cho việc khai thác, xây dựng, lắp đặt, vận chuyển sản phẩm, phương pháp đến bờ hoặc đến cơ sở khai thác gần nhất, sự có sẵn của các thiết bị khoan, tàu hoặc các hệ thống khai thác cho các mỏ lân cận;

- Công nghệ sẵn có thích hợp cho việc khai thác các mỏ tới hạn một cách hiệu quả;

- Các biến động về giá nguyên liệu, thiết bị và các yếu tố liên quan đến thị trường;

- Thị trường tiêu thụ sản phẩm (đặc biệt đối với các mỏ khí).

- Giá trị sản phẩm hàng hoá:

Sản phẩm hàng hoá là sản phẩm cuối cùng của Công ty khai thác dầu khí, bao gồm dầu thô, condensate, khí thiên nhiên, khí đồng hành sau khi đã xử lý để đáp ứng yêu cầu của thị trường. Riêng đối với khí thiên nhiên, sản phẩm hàng hoá có thể là khí khai thác từ mỏ đã qua xử lý và tách CO₂ hoặc chưa tách CO₂ (tùy thuộc vào công nghệ và yêu cầu của các bộ tiêu thụ).

Giá trị sản phẩm hàng hoá được tính theo công thức:

$$G = Q \times P \quad (2.22)$$

Trong đó: G - Giá trị sản phẩm hàng hoá hàng năm/cả đời mỏ (triệu USD)

Q - Sản lượng sản phẩm hàng hoá hàng năm/cả đời mỏ (triệu tấn, triệu/tỷ m³, triệu/tỷ bộ khối...)

P- Giá bán sản phẩm, theo giá quốc tế đối với dầu thô, theo giá các hộ tiêu thụ chấp nhận đối với khí và condensat.

- Giá thành sản phẩm:

Giá thành sản phẩm là tập hợp toàn bộ chi phí có liên quan đến sản xuất tạo ra sản phẩm như nhiên liệu, vật tư, tiền lương, bảo hiểm, khấu hao tài sản cố định, sửa chữa, bảo dưỡng thường xuyên máy móc, thiết bị .v.v. Đây là chỉ tiêu quan trọng để đánh giá kinh tế khoáng sản. Trong TK-TD-KT dầu khí, khi tính toán giá thành sản phẩm thường tính theo sản phẩm hàng hoá ở công đoạn cuối cùng, tức là tính giá thành cho dầu/khí sau khi đã được khai thác và xử lý. Nghĩa là phải tính toàn bộ chi phí cho công tác thăm dò, thăm lượng và phát triển khai thác.

Đối với các phát hiện dầu khí cận biên, chi phí thăm dò (chi phí quá khứ) đều do các nhà thầu đã đầu tư nghiên cứu, nhưng vì tính kinh tế của phát hiện không hấp dẫn nên họ đã hoàn trả nước chủ nhà và chấp nhận đó là phần rủi ro của họ, vì vậy, khi xem xét đánh giá các mỏ/phát hiện này sẽ không phải tính đến chi phí thăm dò nữa. Tùy theo từng giai đoạn triển khai và mức độ chắc chắn của phương án mà chi phí phát triển và khai thác mỏ thường được tính theo phương pháp so sánh và tính toán hoặc kết hợp cả hai. Với các mỏ cận

biên tại Việt Nam, khả năng so sánh khó có thể thực hiện được mà chủ yếu chỉ là tính toán theo kinh nghiệm trong khu vực và kinh nghiệm trên các nước trong khu vực Đông Nam Á. Ở giai đoạn chuẩn bị phát triển mỏ, công cụ tính toán giá thành khai thác, xử lý dầu khí được áp dụng rộng rãi nhất hiện nay trong ngành dầu khí Việt Nam là phần mềm QUESTOR. Trên cơ sở các thông số phát triển khai thác mỏ (trữ lượng, áp suất vỉa, công suất giếng, sản lượng và tiến độ khai thác, hệ thống thiết bị khai thác, điều kiện hạ tầng cơ sở, dịch vụ), QUESTOR có thể tính toán toàn bộ chi phí đầu tư, chi phí hoạt động của công ty khai thác mỏ hàng năm và chi phí thu dọn mỏ. Do đây là giai đoạn chuẩn bị, chưa có thiết kế cơ sở (FEED hoặc Basic Engineering) nên mức độ chắc chắn của phương án còn hạn chế dẫn đến sai số tính toán chi phí trong giai đoạn này khá cao, thông thường dao động trong khoảng -30 và +40%. Đến giai đoạn phát triển mỏ, sau khi đã có thiết kế cơ sở thì sai số của tính toán sẽ tăng, giảm trong khoảng + 10% và - 10%.

- Các loại chi phí:

+ Chi phí đầu tư: Gồm chi phí thiết kế, mua sắm vật tư, chế tạo, lắp đặt, chạy thử các thiết bị chính như giàn khai thác, hệ thống xử lý, hệ thống chứa (tàu PSO/FPSO), hệ thống đường ống, khoan giếng phát triển .v.v. Giá vật tư thiết bị, chi phí nhân công chế tạo, lắp đặt được tính theo khu vực Đông Nam Á.

+ Chi phí vận hành: Gồm chi phí tiền lương, chi phí kiểm tra bảo dưỡng giếng và các thiết bị liên quan, chi phí bảo hiểm, quản lý, xử lý ô nhiễm môi trường, vận chuyển, dịch vụ .v.v. tính cho điều kiện hoạt động ngoài khơi khu vực Đông Nam Á.

+ Chi phí thu dọn mỏ: Gồm chi phí tháo dỡ, thu dọn công trình khai thác, hủy giếng khi mỏ ngừng hoạt động. Giá thành sản phẩm sẽ được tính trên cơ sở tổng chi phí và sản lượng tính cho từng năm hoặc toàn mỏ.

2.2.4.3. Các nhân tố pháp lý, điều kiện hợp đồng

- Bộ khung pháp luật: Luật Dầu khí, một số luật khác như Luật Dầu tư, Luật Thuế, Luật bảo vệ Môi trường, các định chế tài chính, thuế, phí, phụ thu...;

- Hình thức hợp đồng: Hợp đồng Chia sản phẩm Dầu khí (PSC), liên doanh, tô nhượng, dịch vụ, dịch vụ rủi ro...;

- Điều khoản của hợp đồng: Hoa hồng chữ ký, Tỷ suất hồi vốn, Chia dầu, khí lãi, Phần tham gia của nước chủ nhà và các các định chế tài chính, thuế, phí, phụ thu.

2.3. Kinh nghiệm quốc tế về nâng cao hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên và bài học cho Việt Nam

Hiện nay trên thế giới tại nhiều nước đang gặp những điều kiện hết sức khó khăn trong hoạt động khai thác dầu khí. Nghiên cứu các giải pháp tăng hiệu quả kinh tế trong các hoạt động khai thác mỏ dầu khí cận biên của một số nước nhằm có những đề xuất hợp lý phù hợp với những điều kiện của Việt Nam là việc làm rất cần thiết.

2.3.1. Kinh nghiệm Trung Quốc

Từ năm 1993, với mức tăng trưởng cao nhất thế giới, Trung Quốc trở thành nước nhập khẩu dầu mỏ, bình quân mỗi năm tăng 7%. Năm 2005, Trung Quốc đã vượt Nhật Bản trở thành nước tiêu thụ dầu mỏ lớn thứ hai thế giới chỉ sau Mỹ, trong khi sản lượng dầu mỏ chỉ duy trì ở mức 150 triệu tấn đáp ứng chỉ một nửa nhu cầu. Các giếng Đại Khánh, Thắng Lợi đã khai thác từ nhiều năm đã bước vào giai đoạn hậu kỳ, các giếng phía Tây như Tháp Lý Mục do tầng chứa dầu sâu 3000-4000m nên giá thành cao, chính vì vậy mà Trung Quốc đã có những chính sách năng lượng rất rõ.

Trung Quốc bắt đầu về hợp tác đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí từ năm 1979. Năm 1982 Quốc Vụ Viện mới ban hành Quy chế về hợp tác khai thác dầu khí ngoài khơi với các công ty dầu khí nước ngoài, năm 1986 ban hành Luật khoáng sản. Hoạt động về hợp tác thăm dò, khai thác dầu khí được đẩy mạnh trên cả đất liền và ngoài biển và phát triển mạnh nhất từ năm 1993.

Trung Quốc hiện có 2 Tổng công ty thực hiện việc thăm dò và khai thác dầu khí gồm Tổng công ty dầu khí quốc gia (CNPC) thực hiện trên lục địa và Tổng công ty dầu khí hải dương quốc gia (CNOOC) thành lập năm 1982 hoạt động trên biển vùng thềm lục địa.

Theo số liệu của đoàn khảo sát PetroVietnam thì CNPC có sản lượng trước năm 2000 đạt 110 triệu tấn, 16,5 tỷ m³ khí với doanh thu đạt 500 tỷ NDT, đã ký được 47 hợp đồng với 44 công ty dầu từ 9 nước, trong đó có 28

hợp đồng thăm dò mạo hiểm, 17 hợp đồng khai thác và 2 hợp đồng hợp tác kỹ thuật, hiện nay chỉ còn 31 hợp đồng còn hiệu lực.

CNOOC hiện có 500 giếng khai thác và khu vực mỏ có trữ lượng thăm định là 2 tỷ tấn dầu và 3170 tỷ m³ khí, đến năm 1998 đã ký được 137 hợp đồng với 68 công ty của 18 nước, vốn đầu tư thực hiện 11 tỷ USD, trong đó phía nước ngoài 6 tỷ USD.

Các giải pháp tăng hiệu quả kinh tế áp dụng đối với hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí chịu sự điều chỉnh chung của Luật Khoáng sản. Hoạt động hợp tác đối ngoại về thăm dò, khai thác dầu khí biển được điều chỉnh bởi Nghị định về quy chế hợp tác nước ngoài trong thăm dò, khai thác dầu khí biển do Quốc Vụ Viện ban hành từ 1982 cùng các luật và các văn bản hướng dẫn về thuế. Một số chính sách và giải pháp tăng hiệu quả kinh tế chính của Trung Quốc thể hiện trên một số mặt như:

**** Tăng cường hợp tác quốc tế***

Chỉ CNPC và CNOOC được phép hoạt động hợp tác đối ngoại về thăm dò, khai thác dầu khí. Trong đó, CNOOC được đặc quyền trong hợp tác đối ngoại về thăm dò, khai thác tài nguyên dầu khí biển. Hình thức hợp tác được thông qua đầu thầu quốc tế ký kết hợp đồng dầu khí với các công ty dầu khí nước ngoài. Chính phủ cũng có các cơ chế bảo đảm đối với đầu tư và thu nhập hợp pháp của nhà đầu tư nước ngoài.

**** Tăng cường và bổ sung năng lực tài chính cho các Công ty dầu khí quốc gia của Trung Quốc bằng cách bổ sung vốn thường xuyên.***

Hàng năm, mỗi công ty được cấp thêm hàng trăm triệu nhân dân tệ để bổ sung vốn cho công ty. Lợi nhuận sau thuế từ các hoạt động khai thác cũng được để lại cho việc chủ động đầu tư. Vì vậy, hai Công ty dầu khí quốc gia Trung Quốc tự đảm đương năng lực hoạt động trong nước và tăng cường năng lực, vai trò trong hợp tác với các công ty ngoại quốc để thực hiện việc thăm dò, khai thác dầu khí ở nhiều nước trên thế giới nhằm thực hiện chính sách năng lượng của họ.

**** Ưu đãi về thuế***

Hiện nay có những ưu đãi riêng cho các doanh nghiệp đầu tư nước ngoài về thuế hơn so với các doanh nghiệp trong nước và CNOOC là doanh nghiệp

nhà nước nhưng được hưởng các ưu đãi về thuế như đối với các doanh nghiệp có vốn đầu tư nước ngoài.

Ưu đãi về thuế giá trị gia tăng (VAT): VAT được áp dụng chung cho các doanh nghiệp trong nước là 17% nhưng với các doanh nghiệp hợp tác đầu tư nước ngoài hoặc các nhà thầu nước ngoài chịu thuế suất chỉ là 5% (áp dụng chung cho cả dầu và khí) trên sản lượng dầu/khí thực khai thác được, những vật tư cơ bản phục vụ hoạt động dầu khí đều được miễn thuế VAT đầu vào. Một vấn đề được đặc biệt chú ý là thu VAT đối với toàn bộ sản lượng dầu thực thu được không phân biệt là tiêu thụ trong nước hay xuất khẩu.

Trong hoạt động dầu khí khâu đầu vào rất lớn và khả năng rủi ro không phát hiện thương mại tương đối cao, trong thời điểm đầu vào rất lớn thì chưa có đầu ra vì đang trong giai đoạn thăm dò hoặc ít nhất là đang trong giai đoạn thăm dò lượng hoặc phát triển mỏ, khi đã có sản phẩm đầu ra thì đầu vào ít hơn nhiều và so với đầu ra không đáng kể, không tính đến trường hợp là vừa khai thác vừa phát triển mỏ hoặc thăm dò thêm và sản phẩm dầu khí có tỷ lệ xuất khẩu tương đối cao, nên việc Trung Quốc đã đơn giản hoá việc áp dụng thuế VAT gần giống với thuế doanh thu bằng việc miễn thuế VAT đầu vào đối với vật tư thiết bị cơ bản và quy định thuế suất VAT đầu ra thấp (5%) không phân biệt sản phẩm xuất khẩu hay tiêu thụ trong nước. Cũng chính vì đã đánh thuế VAT đối với dầu xuất khẩu nên không đánh thuế xuất khẩu đối với dầu xuất khẩu.

Thuế lợi tức: Trước đây thuế suất thuế lợi tức được quy định ở mức (55%), từ thập niên 80 thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp đối với các nhà thầu nước ngoài trong hoạt động thăm dò và khai thác mỏ dầu khí cận biên được áp dụng giống như đối với các doanh nghiệp khác không phân biệt Nhà đầu tư nước ngoài trong nước ở mức thuế suất 33%. Lợi nhuận chuyển ra ngoài Trung Quốc của các nhà đầu tư nước ngoài không bị đánh thuế chuyển lợi nhuận.

*** Giải pháp đối với dầu thu hồi chi phí**

Các nhà đầu tư khai thác dầu khí mỏ cận biên được thu hồi chi phí đầu tư không tính lãi từ sản lượng dầu/khí thực thu được với tỷ lệ tới 35%-50% tùy thuộc vào tính chất và điều kiện cụ thể của từng hợp đồng.

Đặc biệt Trung Quốc còn cho phép các nhà thầu tìm kiếm, thăm dò trong trường hợp không phát hiện thấy dầu/khí thì được bảo lưu các chi phí đã bỏ ra và khi tiến hành tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí tại những lô mới theo hợp đồng được phát hiện thì được thu hồi chi phí đã bỏ ra tại các hợp đồng đã thất

bại trước đó trong thời gian được bảo lưu đến 10 năm kể từ ngày hợp đồng trước đó tuyên bố thất bại, nếu quá thời hạn này mà nhà đầu tư mới ký hợp đồng mới thì không được bảo lưu chi phí trước đó đã bỏ ra. Chính sách này đã khuyến khích nhà đầu tư tiếp tục các hoạt động dầu khí sau khi thất bại tại các lô trước đó đồng thời là đòn tác động tâm lý khi họ phải chịu những rủi ro cao trong tìm kiếm và thăm dò dầu khí.

*** Giải pháp ngoại hối**

Chính sách ngoại hối quy định lợi nhuận hợp pháp và vốn đầu tư thu hồi của các nhà đầu tư nước ngoài có thể được chuyển đổi bằng ngoại tệ và chuyển ra ngoài một cách dễ dàng. Cơ chế phân chia từ sản phẩm dầu khí kháis quát là:

- Nộp thuế VAT 5%
- Nộp các loại thuế khai thác tài nguyên dầu khí với mức sản lượng nhỏ hơn 500.000 tấn/năm thì được miễn. Thuế chia theo thang sản lượng và mức thuế suất cao nhất là 12,5% áp dụng đối với thang sản lượng trên 4 triệu tấn/năm.
- Thu hồi chi phí đầu tư thăm dò và chi phí khai thác.
- Nộp thuế thu nhập công ty 33%.
- Phần còn lại được chia phía Trung Quốc 51%, phía nước ngoài 49%.
- Phần ăn chia trên tổng doanh thu về dầu cuối cùng nhà thầu được khoảng 35,5%, phần của phía Trung Quốc được khoảng 64,5% doanh thu dầu khí. Trong giải pháp kinh tế khuyến khích đầu tư tìm kiếm thăm dò khi khai thác dầu, Trung Quốc cũng ưu tiên miễn giảm thuế thu nhập trong một số năm.

2.3.2. Kinh nghiệm Indonesia

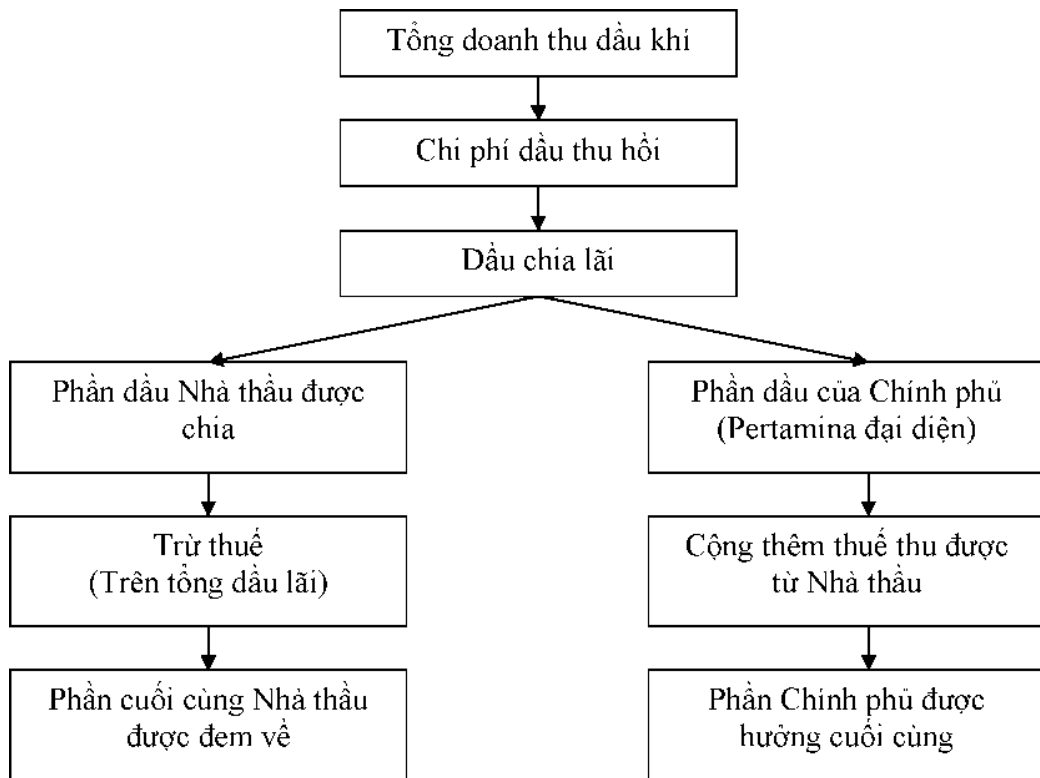
Indonesia là nước sản xuất dầu mỏ lớn nhất và là nước thành viên OPEC duy nhất ở Đông Nam Á. Sản lượng khai thác dầu bắt đầu tăng nhanh vào cuối thập kỷ 60 cùng với việc Chính phủ Indonesia đưa ra chương trình hợp tác đầu tư mới thông qua dạng hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí (PSC), đến nay dạng hợp đồng PSC là hình thức hợp tác đầu tư chủ yếu giữa Công ty dầu khí quốc gia duy nhất (Pertamina) với các công ty dầu khí nước ngoài.

Trước năm 2001, Indonesia có 116 hợp đồng dầu khí, trong đó có 79 hợp đồng PSC, 11 hợp đồng điều hành chung, 18 hợp đồng hỗ trợ kỹ thuật và 8 hợp đồng nhằm tăng hệ số thu hồi dầu. Trong đó có 32 hợp đồng đã đi vào

khai thác, 84 hợp đồng đang trong giai đoạn thăm dò và phát triển. Sản lượng dầu khai thác của Indonesia đạt trên 500 triệu thùng/năm, trong đó xuất khẩu khoảng 70 triệu thùng/năm (khoảng 1/7 sản lượng). Năm 2004 thu nhập từ dầu khí đạt 11,8 tỷ USD, chiếm 26% tổng thu nhập từ xuất khẩu, khí thiên nhiên khai thác đạt trên 8 tỷ feet khối khí/ngày. Xuất khẩu khí thiên nhiên hoá lỏng năm 1995 đạt 28 triệu tấn và tăng trong các năm tiếp theo và là nước đứng đầu thế giới về xuất khẩu khí thiên nhiên hoá lỏng. Là ngành công nghiệp quan trọng bậc nhất của Indonesia hàng năm đóng góp trên 20% GDP và 24% tổng nguồn thu trong nước của Chính Phủ.

**** Giải pháp về thuế và phân chia sản phẩm***

Chính sách về thuế và phân chia sản phẩm của Indonesia mặc dù có vẻ tách biệt nhưng thể hiện tính thống nhất và có mối quan hệ khăng khít ngay từ đầu, về cơ bản các giải pháp kinh tế của Indonesia thể hiện thông qua các điều khoản của Hợp đồng dầu khí ký giữa Chính phủ và nhà thầu. Trên cơ sở xác định các tỷ lệ phân chia trong các hợp đồng về dầu khí giữa chính phủ và các nhà thầu, Chính phủ Indonesia xây dựng chính sách thuế và các phương án thu nhập và có những chính sách khuyến khích cụ thể, hữu hiệu. Để xây dựng giải pháp kinh tế, tài chính, thuế, đầu tư và các giải pháp khác nhằm khuyến khích thăm dò và khai thác mỏ dầu khí cận biên, phương án tính dựa vào bài toán tính ngược từ việc dự kiến kết quả phân chia cuối cùng được xác định giữa chính phủ và nhà đầu tư nước ngoài về thăm dò và khai thác dầu khí để làm căn cứ xác định tỷ lệ mức thuế và các chính sách phân chia, khuyến khích cụ thể, phù hợp.



Hình 2.5: Phân chia dầu tại Indonesia

Nguồn: Tác tự thu thập tài liệu nghiên cứu của nước ngoài

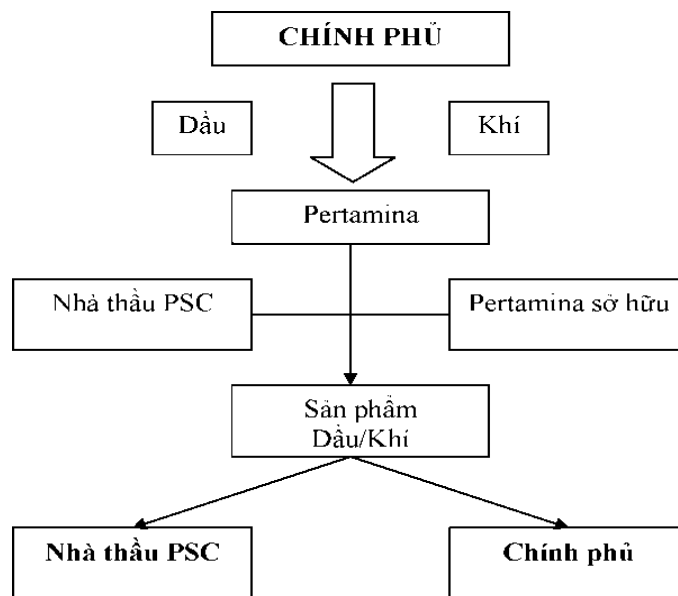
Hình trên thể hiện mô hình phân chia cơ bản đối với sản phẩm dầu, đồng thời là mô hình về phương pháp xây dựng chế độ thu đối với dầu khí theo cách tính ngược trên cơ sở tỷ lệ ăn chia dự kiến nhất định. Theo cách tính này, trong các hợp đồng PSC Chính phủ Indonesia ký với các nhà thầu dầu khí, Chính phủ được hưởng từ các loại thuế và các khoản thu khác là 85%, phần được chia của nhà thầu mang về là 15%. Tỷ lệ này đối với khí là 65% và 35% vì mặc dù tiềm năng khí của Indonesia rất lớn nhưng rủi ro về tiêu thụ khí cao hơn dầu thô nên tỷ lệ dành cho nhà thầu/nhà đầu tư khai thác khí vì thế cao hơn. Đối với các lô dầu khí vùng nước sâu và xa bờ hoặc những lô giáp biên giới biển với các nước khác, chính sách ưu đãi và khuyến khích của Chính phủ Indonesia có khác.

*** Những thay đổi chính sách và luật pháp của Indonesia.**

Sau cuộc khủng hoảng tài chính và suy thoái kinh tế toàn cầu, Indonesia có quan điểm cải cách toàn diện nền kinh tế, trong đó có việc xem xét và cải cách toàn ngành công nghiệp dầu khí nhằm tiến tới tự do hoá thị trường hơn

nữa, xoá bỏ bao cấp và độc quyền trong hầu hết các lĩnh vực trong đó có ngành công nghiệp dầu khí gồm từ khâu thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí. Đảm bảo khắc phục được một loạt vấn đề như: sự độc quyền, kinh doanh lãng phí, trợ giá vì mục đích xã hội quá nặng, không tạo được các điều kiện cho các công ty trong nước độc lập nâng tính tự lực, nâng cao khả năng về vốn và cạnh tranh. Các quy định về thuế và phí gây ra những khó khăn khi thực hiện, Chính phủ đã đưa ra dự thảo Luật Dầu khí mới và được Quốc hội nước này thông qua.

Như vậy chức năng quản lý hoàn toàn thuộc về Chính phủ và các cơ quan hành chính, Pertamina chỉ thực hiện chức năng kinh doanh của một nhà thầu. Các hợp đồng dầu khí giờ đây được ký kết trực tiếp giữa Chính phủ với nhà thầu, tức là nếu Pertamina hay nhà thầu khác thắng thầu sẽ ký hợp đồng phân chia sản phẩm với chính phủ, chính phủ Indonesia là một bên ký hợp đồng.



Hình 2.6: Sơ đồ tổ chức ký hợp đồng của Indonesia

Nguồn: Tác tự thu thập tài liệu nghiên cứu của nước ngoài

Trước đây Pertamina được chính phủ giao ký các hợp đồng PSC về dầu khí, trong hợp đồng này Pertamina có hai tư cách: một là đại diện cho Chính phủ với tư cách là nước chủ nhà, hai là với tư cách nhà thầu. Hiện nay với kiểu cải cách thì Chính phủ trực tiếp đứng ra làm một bên ký các hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí, Pertamina và các công ty dầu khí, các nhà đầu tư nước ngoài tham gia ký kết hợp đồng dầu khí với Chính phủ với tư cách là

các nhà thầu và trong trường hợp phát hiện thương mại có sản phẩm sẽ được chia theo thoả thuận trong các hợp đồng dầu khí như mô hình sau:

** Chính sách khuyến khích, ưu đãi của Chính phủ Indonesia*

Việc quy định và thực hiện các biện pháp ưu đãi trên trong thời gian qua ở Indonesia thể hiện rất rõ qua các chính sách khuyến khích, ưu đãi của Chính phủ đối với các nhà thầu thăm dò, khai thác dầu khí bao gồm các biện pháp về kinh tế, tài chính, thuế được ban hành theo từng nhóm và được gọi là ưu đãi cả gói.

2.3.3. Kinh nghiệm Ni-gê-ri-a

Nigeria là nước sản xuất và xuất khẩu dầu khí lớn nhất Châu Phi và trong топ đầu của khối OPEC, với trữ lượng 37,2 tỉ thùng, khí đốt 2000 tỉ m³. Hàng năm, Nigeria sản xuất 91 triệu tấn dầu thô, 15 tỷ m³ khí đốt phục vụ tiêu dùng trong nước và xuất khẩu, trung bình khoảng 2,45 triệu thùng dầu/ngày, chiếm 2,94% sản lượng toàn thế giới. Xuất khẩu dầu và các sản phẩm từ dầu mỏ chiếm 95% tổng giá trị xuất khẩu của nước này. Chính phủ Nigeria đã ban hành nhiều chính sách ưu đãi đầu tư để khuyến khích phát triển và tăng hiệu quả khai thác ngành công nghiệp dầu khí của Nigeria. Những ưu đãi trong lĩnh vực này dành cho các công ty trong các liên doanh với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Nigeria hoặc đã ký kết Biên bản ghi nhớ hợp tác.

Chính sách ưu đãi đầu tư trong ngành công nghiệp dầu khí gồm:

- Đảm bảo lợi nhuận tối thiểu 2,50 USD/mỗi thùng dầu;
- Cho phép nhanh thu hồi vốn đầu tư thông qua việc không hạn chế thời hạn tối thiểu và có thể chuyển vốn đầu tư ra khỏi liên doanh;
- Phí thuê mỏ thống nhất tỷ lệ đồng đều đối với mọi công ty khai thác dầu mỏ. Doanh nghiệp được khấu trừ thuế đầu tư (ITA), mức khấu trừ thuế khác nhau đối với doanh nghiệp khai thác tại mỗi khu vực địa hình như sau: Trên đất liền - 5%; Ngoài khơi ở độ sâu lên đến 10m - 10%; Ngoài khơi ở độ sâu từ 100m và 200m - 15%; Ngoài khơi ở độ sâu trên 200m - 20%.

Chính sách ưu đãi đầu tư trong ngành sản xuất khí tự nhiên:

- Đối với giai đoạn khai thác và sản xuất khí gas:
 - Mức thuế lợi tức áp dụng tương tự thuế thu nhập doanh nghiệp hiện nay ở mức 30%.
 - Tỷ lệ khấu hao thu hồi vốn cho phép ở mức 20%/năm trong bốn năm đầu tiên, 19% trong năm thứ năm và 1% còn lại cho các năm tiếp theo.

- Thuế đầu tư ở mức 5% theo tỷ giá thời điểm tính.
 - Phí thuê mỏ ở mức 7% trên bờ và ngoài khơi 5%.
 - Truyền tải và phân phối gas:
 - Tỷ lệ khấu hao thu hồi vốn như trong giai đoạn sản xuất ở trên.
 - Thuế suất như trong giai đoạn sản xuất.
 - Miễn thuế trong giai đoạn đầu.
 - Đối với việc sản xuất khí hoá lỏng LNG:
 - Mức thuế lợi tức áp dụng theo thuế lợi tức dầu khí (PPT) là 45%.
 - Tỷ lệ khấu hao thu hồi vốn cho phép là 33%/năm trong ba năm đầu tiên và 1% còn lại cho các năm tiếp theo.
 - Thuế tín dụng đầu tư là 10%.
 - Phí thuê mỏ 7% trong đất liền và 5% ở ngoài khơi, khoản phí này được tính khấu trừ thuế.
 - Sản xuất gas tiêu dùng:
 - Các doanh nghiệp sản xuất gas tiêu dùng nộp thuế theo quy định của Luật thuế thu nhập doanh nghiệp (CITA).
 - Được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong ba năm đầu tiên, có thể gia hạn thêm hai năm tiếp theo tùy thuộc kết quả hoạt động kinh doanh.
 - Tăng thời gian cho phép tính khấu hao thu hồi vốn đầu tư trong khoảng thời gian được miễn thuế đến tối đa 90% lượng vốn và 10% trong những năm tiếp theo sau đó.
 - Chính phủ trợ cấp 15% vốn đầu tư ban đầu, nhưng phần này không được khấu trừ vào tài sản tính thuế.
- Từ năm 1998, Chính phủ phê duyệt chính sách ưu đãi bổ sung hỗ trợ ngành công nghiệp khí đốt theo các nội dung sau:
- Tất cả các dự án sản xuất khí đốt, bao gồm cả những doanh nghiệp phụ trợ liên quan tham gia như sản xuất điện, nước, phân bón, phân phối khí, đường ống truyền tải được tính thuế theo quy định của thuế thu nhập doanh nghiệp (CITA) mà không phải là thuế lợi nhuận dầu khí PPT;
 - Việc trợ giá cho các hoạt động sử dụng khí đốt theo quy định từ năm 1997 được mở rộng cho các dự án công nghiệp sử dụng khí đốt, như các nhà máy điện, các nhà máy sản xuất khí hoá lỏng, nhà máy phân bón, phân phối, truyền dẫn khí đốt;

- Việc miễn thuế thu nhập doanh nghiệp được mở rộng từ 3 lên 5 năm;
- trợ cấp vốn Đầu tư được tăng từ 5% đến 15%;
- Lãi suất vay đối với các dự án sản xuất khí đốt được khấu trừ thuế nếu được Bộ Tài chính Liên bang phê duyệt.
- Tất cả cổ tức được chia trong thời gian doanh nghiệp được miễn thuế không phải chịu thuế.

2.3.4. Bài học kinh nghiệm cho Việt Nam

Như chúng ta đã biết, việc tăng cường hoạt động thăm dò khai thác mỏ dầu khí cận biên có vai trò vô cùng quan trọng đối với phát triển kinh tế nước ta đặc biệt trong bối cảnh cạnh tranh quyết liệt và giá dầu giảm mạnh như hiện nay. Việc tìm hiểu các quốc gia khá thành công trong khai thác mỏ dầu khí cận biên để tự đổi mới mình là một quyết sách đúng đắn nhằm khắc phục những điểm yếu và học hỏi kinh nghiệm. Từ những kinh nghiệm áp dụng các giải pháp, cơ chế chính sách tăng hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên của các nước Trung Quốc, Indonesia và Nigeria có thể rút ra những bài học kinh nghiệm với Việt Nam nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên như sau:

Thứ nhất, các nhà đầu tư khai thác mỏ dầu khí cận biên đặc biệt quan tâm đến việc thu hồi vốn đầu tư: có nghĩa là tỷ lệ dầu thu hồi chi phí càng cao thì thu hồi vốn đầu tư càng nhanh và ngược lại. Tỷ lệ dầu thu hồi cao hay thấp phụ thuộc vào tính chất và điều kiện của từng mỏ dầu.

Thứ hai, cho phép các nhà thầu tìm kiếm, thăm dò trong trường hợp không phát hiện thấy dầu/khí thì được bảo lưu các chi phí đã bỏ ra và khi tiến hành tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí tại những lô mới theo hợp đồng được phát hiện thì được thu hồi chi phí đã bỏ ra tại các hợp đồng đã thất bại trước đó trong thời gian được bảo lưu đến 10 năm kể từ ngày hợp đồng trước đó tuyên bố thất bại, nếu quá thời hạn này mà nhà đầu tư mới ký hợp đồng mới thì không được bảo lưu chi phí trước đó đã bỏ ra. Cơ chế chính sách này đã khuyến khích nhà đầu tư tiếp tục các hoạt động dầu khí sau khi thất bại tại các lô trước đó đồng thời là đòn tác động tâm lý khi họ phải chịu những rủi ro cao trong tìm kiếm và thăm dò dầu khí.

Thứ ba, các nhà đầu tư khai thác mỏ dầu khí cận biên luôn chú trọng và quan tâm đến môi trường đầu tư. Khi gặp những bất lợi, biến động môi trường đầu tư họ thường tìm cách rút vốn hoặc ngưng đầu tư. Điều này gây nên những

biến động bất lợi cho nền kinh tế. Vì vậy cần phải tạo môi trường đầu tư thật sự thông thoáng, ổn định về kinh tế - xã hội, về chính sách vĩ mô,... là vấn đề vô cùng quan trọng.

Thứ tư, chính sách về thuế và phân chia sản phẩm phải thể hiện tính thống nhất và có mối quan hệ khăng khít với nhau. Chúng luôn được áp dụng và có sự điều chỉnh áp dụng phù hợp với từng giai đoạn thực tế đặt ra nhằm bảo đảm cơ chế các Bên tham gia đều có lợi (Win/Win).

Thứ năm, bổ sung hoàn thiện Luật dầu khí và cải cách chính sách thuế phù hợp với từng giai đoạn phát triển của nền kinh tế là một trong những chính sách thu hút các nhà đầu tư thăm dò dầu khí được quan tâm. Vì đây là những thông số, điều kiện cơ bản đầu vào của dự án đầu tư để tính toán hiệu quả đầu tư của Nhà thầu dầu khí và chúng thậm chí có ảnh hưởng trọng yếu đến hiệu quả của một dự án đầu tư.

CHƯƠNG 3

THỰC TRẠNG HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN TẠI VIỆT NAM

3.1. Khái quát về khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

3.1.1. Cơ chế chính sách của Nhà nước về khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

Để có cơ sở khung pháp lý, chính sách nhà nước trong kêu gọi các Nhà đầu tư nước ngoài và quản lý các hoạt động đầu tư dầu khí đã và đang diễn ra mạnh mẽ, năm 1993 Quốc hội đã ban hành Luật Dầu khí, năm 2000, 2008 được bổ sung và sửa đổi góp phần hoàn thiện hơn Luật Dầu khí. Bên cạnh đó, Chính phủ ban hành Nghị định số 48/2000/NĐ-CP, số 115/2009/NĐ-CP, số 95/2015/NĐ-CP và hàng loạt các Thông tư, Chỉ thị để tăng cường vai trò quản lý nhà nước, hỗ trợ kịp thời cho các hoạt động sôi động của ngành Dầu khí.

Ở Việt Nam Luật Điều chỉnh FDI trước ngày 1/7/2006 là Luật Đầu tư nước ngoài và các văn bản pháp luật có liên quan, Luật Đầu tư mới ban hành năm 2005 có hiệu lực áp dụng từ ngày 1/7/2006 cùng với Nghị định 108/2006/NĐ-CP ban hành ngày 22/09/2006 quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành đã phần nào giải quyết được một số khó khăn trước đây.

Cùng với việc sửa đổi, bổ sung Luật Đầu tư, Luật Dầu khí cũng đã được xem xét và bổ sung sửa đổi cho phù hợp đảm bảo tính thống nhất trong hệ thống pháp luật của Việt Nam.

Nhà nước cũng đang tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện khung pháp lý đối với lĩnh vực dầu khí như có chính sách ưu đãi hơn nữa cho các nhà đầu tư nước ngoài khi hoạt động trên các lô xa bờ tại các vùng nước sâu, điều kiện địa chất phức tạp và khó khăn. Đặc biệt là cơ chế đặc thù để khuyến khích các Nhà thầu đầu tư phát triển khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

Đối với những nhà đầu hoạt động tìm kiếm thăm dò đã chịu rủi ro cao, nhà nước cũng đã hoặc sẽ ưu tiên cho họ có thêm cơ hội đầu tư tại Việt Nam như cấp thêm lô mới, có thêm ưu đãi trong xét thầu, có chính sách đặc biệt về thuế.

Các chính sách thuế đối với dầu khí của Việt Nam

* Thuế Tài nguyên

Thuế tài nguyên được xác định trên cơ sở lũy tiến từng phần của tổng sản lượng dầu/khí thực khai thác trong mỗi kỳ nộp thuế tính theo sản lượng dầu/khí bình quân mỗi ngày khai thác được của toàn bộ diện tích hợp đồng dầu khí.

Thuế suất thuế tài nguyên hiện nay Chính phủ quy định đối với sản lượng dầu thô khai thác từ 4%-25% tùy thuộc vào mức sản lượng khai thác và dự án đầu tư, còn đối khai thác khí thiên nhiên từ 0%-10% tùy thuộc vào sản lượng khai thác khí thiên nhiên và dự án đầu tư.

Bảng 3.1: Biểu thuế tài nguyên đối với dầu thô

Sản lượng khai thác	Dự án khuyến khích đầu tư	Dự án khác
Đến 20.000 thùng/ngày	4%	6%
Trên 20.000 thùng đến 50.000 thùng/ngày	6%	8%
Trên 50.000 thùng đến 75.000 thùng/ngày	8%	10%
Trên 75.000 thùng đến 100.000 thùng/ngày	10%	15%
Trên 100.000 thùng đến 150.000 thùng/ngày	15%	20%
Trên 150.000 thùng/ngày	20%	25%

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Biểu thuế suất thuế tài nguyên ở trên cho thấy mức thuế suất thuế tài nguyên của nước ta còn cao hơn nhiều so với các nước láng giềng như Trung Quốc 0-12.5%, Malaysia 10%, Indonesia 20%, trong khi thêm lục địa Việt Nam chủ yếu là các mỏ vừa và nhỏ nên chưa thực sự khuyến khích được các nhà đầu tư nước ngoài đầu tư vào dầu khí của Việt Nam.

Bảng 3.2: Biểu thuế tài nguyên đối với khí thiên nhiên

Sản lượng khai thác	Dự án khuyến khích đầu tư	Dự án khác
Đến 5 triệu m ³ /ngày	0%	0%
Trên 5 triệu m ³ đến 10 triệu m ³ /ngày	3%	5%
Trên 10 triệu m ³ /ngày	6%	10%

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Thuế Tài nguyên có thể nộp cho Nhà nước bằng dầu hoặc bằng tiền tùy theo cục thuế định, tuy nhiên, trên thực tế hiện nay tại Việt Nam, các tổ chức tiến hành khai thác dầu khí nộp thuế Tài nguyên cho Chính phủ bằng tiền.

* Thuế thu nhập doanh nghiệp.

Điều 33 Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí năm 1993 (2008) quy định các tổ chức, cá nhân tiến hành tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí phải nộp thuế thu nhập doanh nghiệp với thuế suất 50% trên thu nhập chịu thuế trong kỳ nộp thuế.

Trong trường hợp đặc biệt tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí có thể được miễn hoặc giảm thuế thu nhập doanh nghiệp. Việc miễn hoặc giảm thuế thu nhập doanh nghiệp do Chính phủ quy định. Thủ tướng Chính phủ quyết định các trường hợp cụ thể được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong hai năm đầu kể từ khi có thu nhập chịu thuế và được giảm 50% số thuế thu nhập doanh nghiệp phải nộp trong hai năm tiếp theo.

Đối với dự án khuyến khích đầu tư dầu khí được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong một năm đầu kể từ khi có thu nhập chịu thuế và được giảm 50% số thuế thu nhập phải nộp trong một năm tiếp theo.

* Thuế nhập khẩu.

Đối với các tổ chức, cá nhân khi tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trực tiếp nhập khẩu hay ủy thác nhập khẩu được miễn thuế nhập khẩu đối với các hàng hóa sau:

Thiết bị, máy móc, phương tiện vận tải chuyên dùng cần thiết cho hoạt động dầu khí, kể cả linh kiện, chi tiết, bộ phận rời, phụ tùng gá lắp, thay thế, khuôn mẫu, phụ kiện đi kèm với thiết bị, máy móc, phương tiện vận tải...

1. Vật tư cần thiết cho hoạt động dầu khí mà trong nước chưa sản xuất được.

2. Trang thiết bị y tế và thuốc cấp cứu sử dụng trên các giàn khoan và công trình nổi khi được Bộ Y tế chấp thuận;

3. Hàng tạm nhập tái xuất phục vụ cho hoạt động dầu khí;

4. Trang thiết bị văn phòng phục vụ cho hoạt động dầu khí;

Nhà thầu phụ và tổ chức, cá nhân khác nhập khẩu để cung cấp cho tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí thông qua hợp đồng dịch vụ dầu khí hoặc hợp đồng cung cấp hàng hóa được miễn thuế nhập khẩu đối với các hàng hóa nêu trên.

*** Thuế xuất khẩu**

Hàng tạm nhập khẩu hoặc hàng hóa nhập khẩu nhưng không sử dụng hết được miễn thuế xuất khẩu khi tái xuất;

Phần dầu khí thuộc thuế tài nguyên của Nhà nước khi xuất khẩu không thuộc diện chịu thuế xuất khẩu;

*** Thuế giá trị gia tăng**

Đối với các tổ chức, cá nhân khi tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trực tiếp nhập khẩu hay ủy thác nhập khẩu không thuộc diện chịu thuế giá trị gia tăng đối với các hàng hóa sau:

- Thiết bị, máy móc, phụ tùng thay thế, phương tiện vận tải chuyên dùng thuộc loại trong nước chưa sản xuất được cần thiết cho hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí.

Trong trường hợp nhập khẩu dây chuyền thiết bị, máy móc đồng bộ không thuộc diện chịu thuế giá trị gia tăng nhưng trong dây chuyền đồng bộ có thiết bị, máy móc trong nước đã sản xuất được thì không tính thuế giá trị gia tăng cho cả dây chuyền thiết bị, máy móc đồng bộ đó;

Vật tư nhập khẩu thuộc loại trong nước chưa sản xuất được cần thiết cho hoạt động tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ. Hàng tạm nhập tái xuất phục vụ cho hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí.

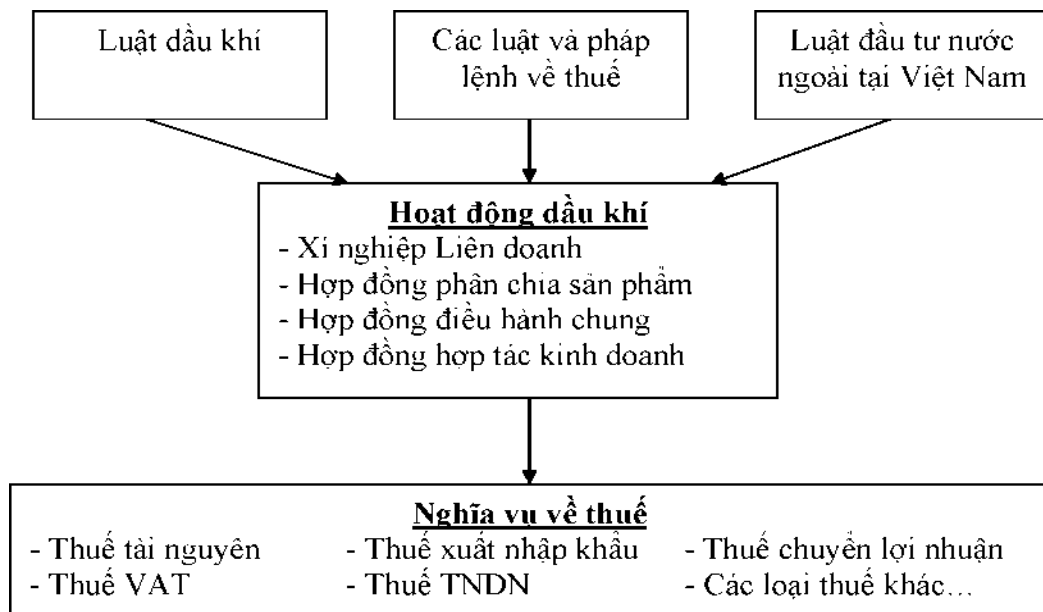
Nhà thầu phụ và tổ chức, cá nhân khác nhập khẩu để cung cấp cho tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí thông qua hợp đồng dịch vụ dầu khí hoặc hợp đồng cung cấp hàng hóa không thuộc diện chịu thuế giá trị gia tăng đối với các hàng hóa nêu trên.

*** Nghĩa vụ và thể thức thu nộp thuế đối với hoạt động thăm dò dầu khí.**

Hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí hiện nay, chính sách thuế thực hiện chủ yếu theo Thông tư số 48/2001/TT-BTC ngày 25/06/2001 của Bộ Tài Chính và các Luật Thuế hiện hành. Trong hợp đồng phân chia sản phẩm mà các công ty dầu khí nước ngoài ký kết với PVN chủ yếu dựa trên các định chế tài chính và cơ chế tài chính, thực chất là các chính sách thuế phải thực hiện.

Đến nay, Việt Nam vẫn chưa có một luật thuế hay chính sách thuế riêng để điều chỉnh đối với lĩnh vực hoạt động dầu khí. Chính vì vậy, các sắc thuế và các quy định về thuế áp dụng đối với hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí được quy định tại Luật Dầu khí (thuế tài nguyên, thuế thu nhập doanh nghiệp).

Việc tổ chức quản lý thu thuế trong các hoạt động dầu khí được phân cấp cho các Cục thuế địa phương nơi có các hoạt động chính về dầu khí hoặc có các cơ quan trụ sở đầu não điều hành đóng trên địa bàn đó thực hiện.

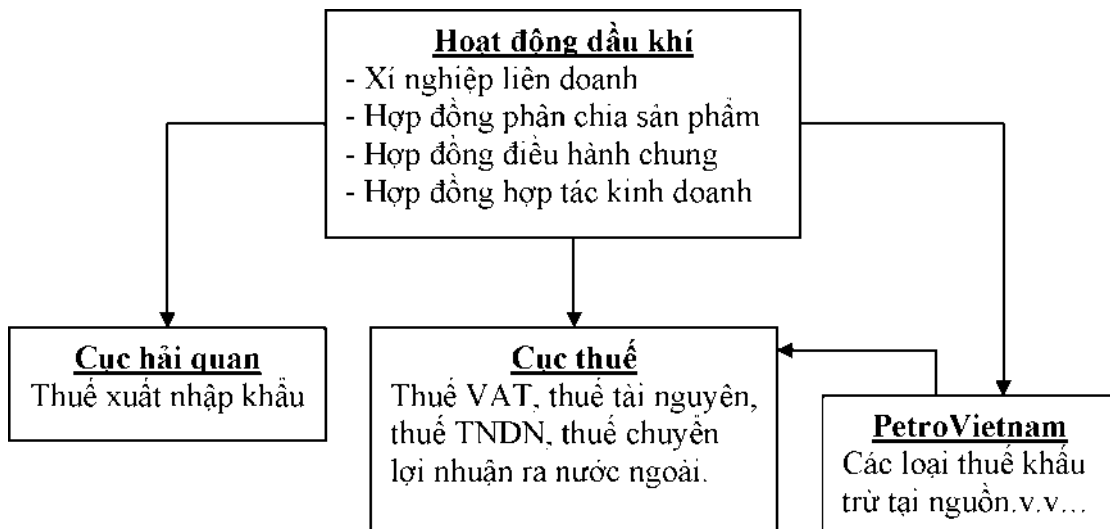


Hình 3.1: Thuế đối với hoạt động dầu khí

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Thuế và các khoản thu khác từ hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí là một trong những nguồn thu rất lớn của NSNN, các khoản thu trên đã đóng góp tích cực vào việc cân đối thu chi ngân sách quốc gia, không những đảm bảo nhiệm vụ chi thường xuyên mà còn góp phần tích cực trong việc đầu tư, tích lũy và phát triển nền kinh tế.

Trong các hoạt động dầu khí tại Việt Nam thì tiềm năng về dầu khí tương đối lớn, tuy nhiên các quy định tại Thông tư 48/2001/TT-BTC mới chỉ tập trung hướng dẫn về thuế và thu đối với khai thác, xuất khẩu dầu thô trong khi các quy định về chế độ thuế áp dụng đối với khai thác khí chưa đầy đủ, chưa phù hợp cụ thể như hệ thống tờ khai, quy trình nộp, các quy định về tỷ lệ thu hồi chi phí...



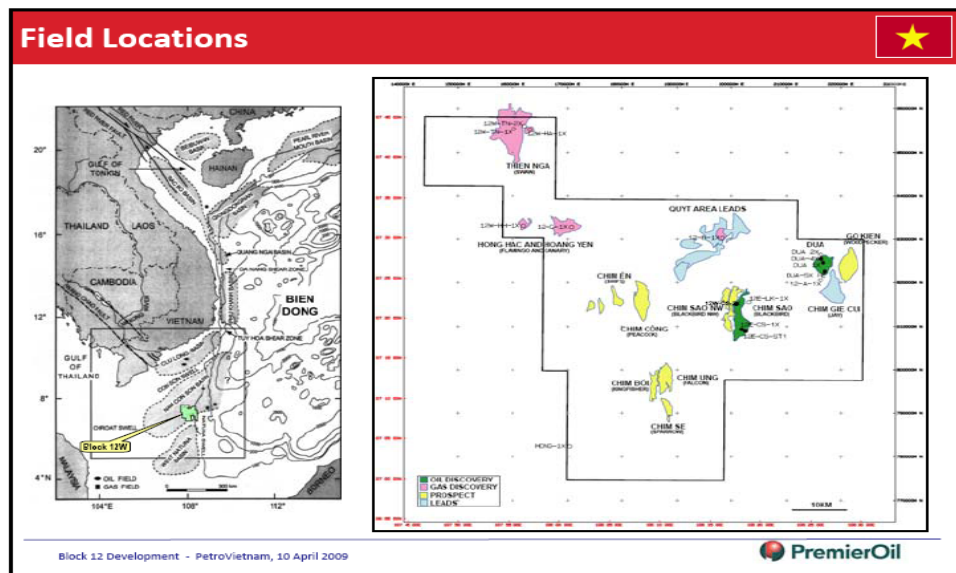
Hình 3.2: Tổ chức thu thuế hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

3.1.2. Tình hình khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

3.1.2.1. Mỏ Chim Sáo và Dừa, Lô 12W (Premier Oil)

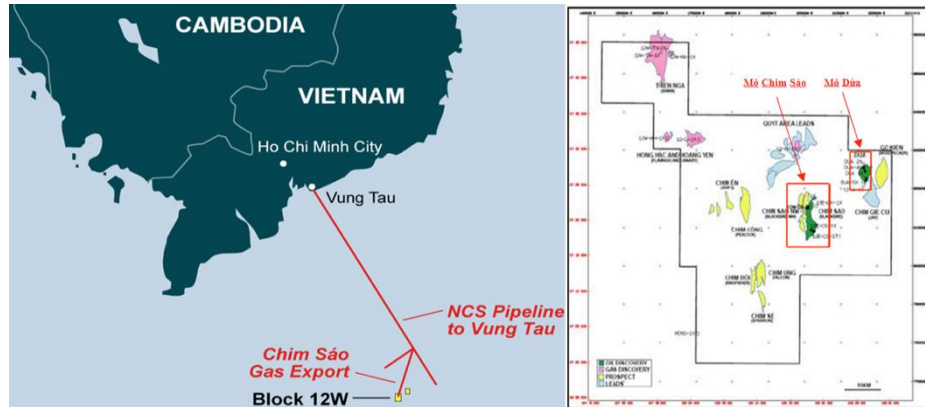
a) Giới thiệu chung: Công ty Premier Oil (Anh quốc) là nhà điều hành PSC Lô 12W. Đây là dự án khai thác dầu tại khu vực bể Nam Côn Sơn – Việt Nam, cách Vũng Tàu 350 km về hướng Đông Nam.



Hình 3.3: Vị trí Lô 12W bể Nam Côn Sơn và các mỏ Chim Sáo, Dừa

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Mỏ Chim Sáo và mỏ Dừa thuộc lô hợp đồng 12W nằm trong bồn trũng Nam Côn Sơn, cách thành phố Vũng Tàu khoảng 350 km về phía Đông Nam. Trữ lượng và Kế hoạch phát triển các mỏ này đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.



Hình 3.4: Vị trí Lô 12W và các mỏ Chim Sáo, Dừa

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

b) Cơ sở tài liệu trữ lượng thăm dò, phát triển mỏ Chim Sáo

Mỏ Chim Sáo có tổng trữ lượng dầu khí tại chỗ (cấp 2P-P50) tại thời điểm FDP 2009 là 187 triệu thùng dầu và 186 tỷ bộ khối khí đồng hành.

Bảng 3.3: Trữ lượng dầu thu hồi mỏ Chim Sáo đã được phê duyệt

Đơn vị: triệu thùng

Mean	1P	2P	3P
Chim Sáo South	9.7	29.0	32.1
Chim Sáo North	10.4	16.0	17.5
Chim Sáo Full Field	20.1	45.0	49.6
Total	20.1	45.0	52.8

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Bảng 3.4: Trữ lượng khí thu hồi của mỏ Chim Sáo điều chỉnh*Đơn vị: tỷ bộ khối*

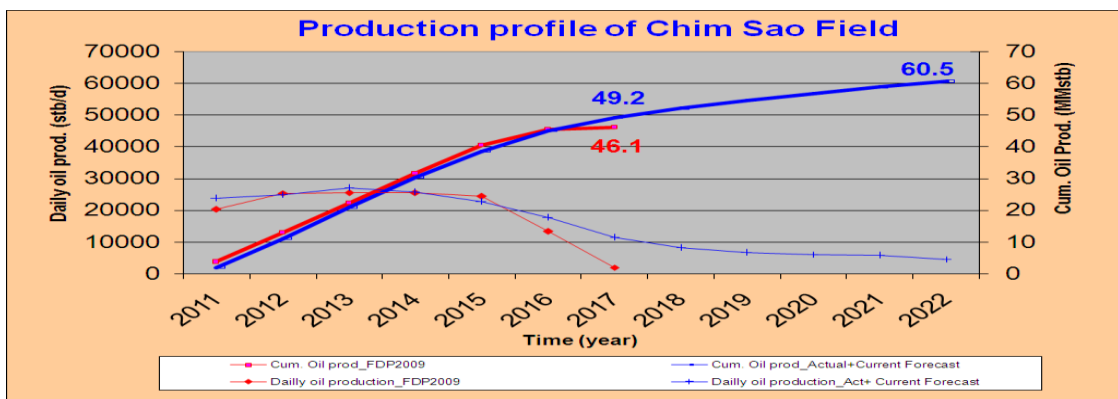
Mean	1P	2P	3P
Chim Sáo South	9.8	29.5	32.6
Chim Sáo North	10.5	16.2	17.6
Chim Sáo Full Field	20.3	45.7	50.2
Total	20.3	45.7	53.5

*Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam***Bảng 3.5: Sản lượng dầu khí khai thác của mỏ Chim Sáo**

Year	Oil (stb / day)	Cumulative oil (mmstb)	Inj Water (Bbl / day)	Assoc Gas (MMScf/d)
2010				
2011	20306	3.7	48684	19.9
2012	25360	13.0	48474	24.5
2013	25429	22.3	45920	26.2
2014	25429	31.6	44024	31.7
2015	24431	40.6	42972	43.1
2016	13360	45.5	40910	28.4
2017	1938	46.1	12756	3.7

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tuy thực tế, trữ lượng thu hồi cập nhật của mỏ Chim Sáo (theo mô hình khai thác tháng 8/2012) không khác biệt quá nhiều so với FDP 2009 (tính cut-off kinh tế cùng thời điểm cuối năm 2017).

**Hình 3.5: Biểu đồ sản lượng khai thác mỏ Chim Sáo***Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*

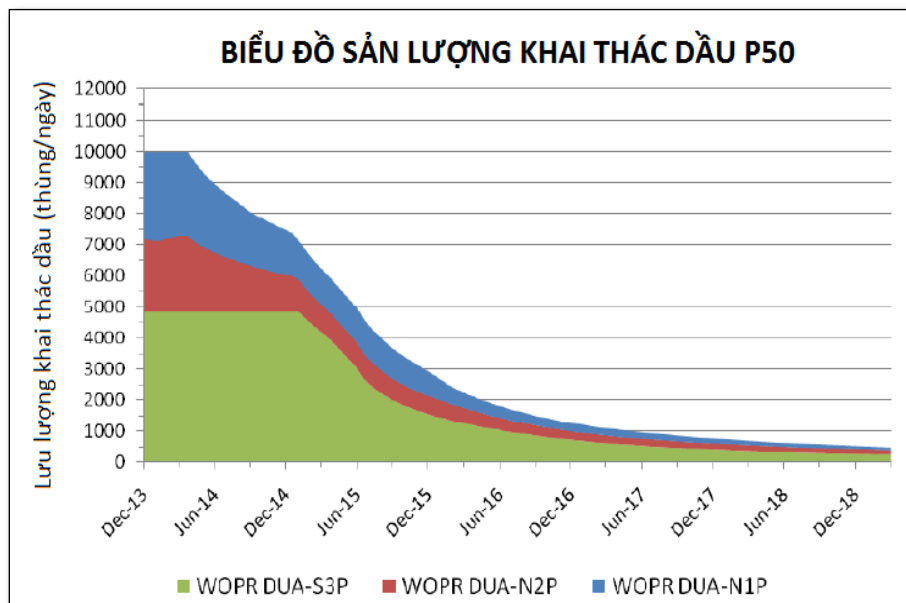
c) Cơ sở tài liệu trữ lượng thăm dò, phát triển mỏ Dừa

Mỏ Dừa được có tổng trữ lượng dầu khí tại chỗ (cấp 2P-P50) của mỏ Dừa ước tính tại thời điểm FDP 2012 là 45,5 triệu thùng dầu (đối với 03 vỉa chứa chính) và 62,5 triệu thùng dầu (đối với tất cả 05 vỉa chứa).

Bảng 3.6: Các phát hiện của mỏ Dừa đưa vào khai thác

Vỉa chứa	OIIP (triệu thùng) Mô hình mô phỏng 2011	
	P1	P1
MDS1	0	13,8
MDS2	4,5	6,9
MDS3	19,1	24,8
MDS5	0	0
MDS6	4,2	17
Tổng MDS1-2-3	23,6	45,5
P1/2P (MDS1-2-3)	51,9%	
Tổng MDS1-2-3-5-6)	27,8	62,5
P1/2P (MDS1-2-3-5-6)	44,5%	

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Hình 3.6: Biểu đồ sản lượng khai thác mỏ Dừa

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

d) Các phương án công nghệ và thiết bị khai thác mỏ

Nhà đầu tư đã đưa ra các 03 bước loại trừ sơ bộ để lựa chọn phương án phát triển

* *Bước 1:* Nghiên cứu, xem xét khả năng sử dụng phương án phát triển subsea. Nhà thầu thực hiện nghiên cứu là Genesis đã đưa ra kết luận là phương án phát triển bình thường kém hiệu quả do số lượng giếng và phải khai thác tại các tầng vỉa khác nhau.

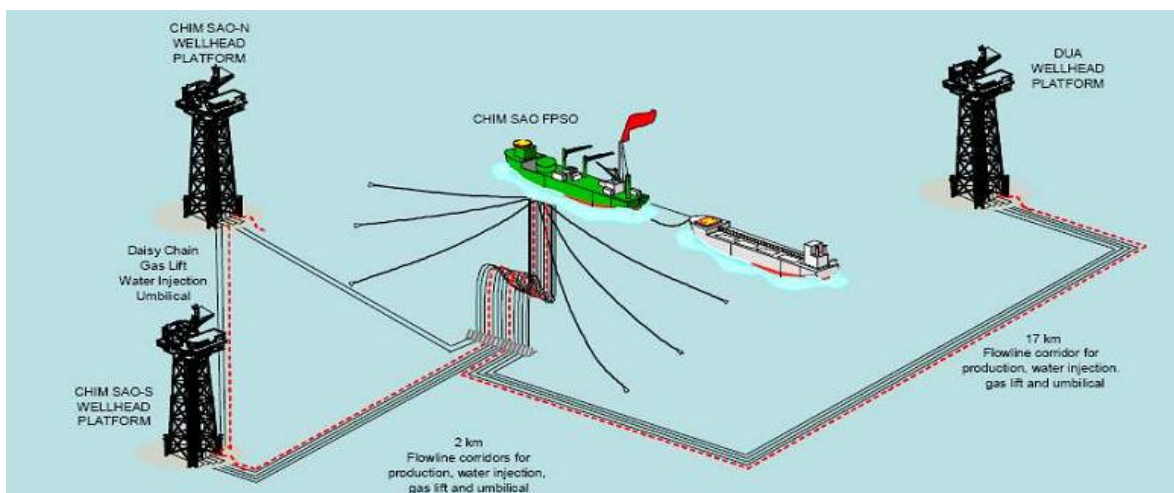
* *Bước 2:* Nghiên cứu, xem xét khả năng xây dựng hệ thống thiết bị xử lý để đưa ra các phương án phát triển.

PA 1: Base case (để so sánh với các PA khác):

Bảng 3.7: Hệ thống công nghệ thiết bị phát triển Chim Sáo + Dừa

Mô tả	03 WHP (không có helideck) + FPSO			
		CSS	CSN	Dừa
WHP	Số slot	4x4	3x3	4x3
	Jacket	4 chân	4 chân	4 chân
	Hệ thống nhà ở	Không có		
	Umbilical	Có		
	Hệ thống thiết bị	Test separator		
Đường ống	2 x 10"	2 x 5"	2 x 10"	
Xử lý	FPSO			

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Hình 3.7: Mô hình phát triển các mỏ Chim Sáo+ Dừa (PA 1)

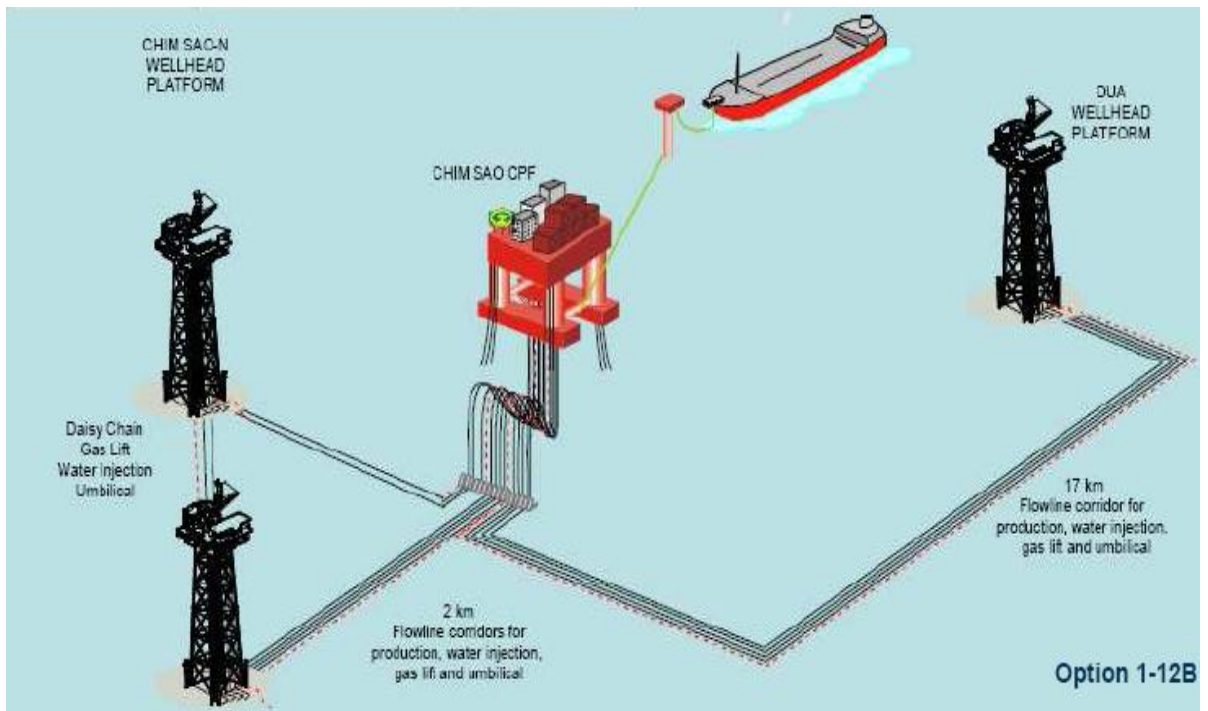
Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

PA 4: 03 WHP + Semi + FSU

Bảng 3.8: Hệ thống công nghệ thiết bị phát triển Chim Sáo + Dừa

Mô tả	03 WHP + Semi + FSU			
		CSS	CSN	Dừa
WHP	Số slot	4x4	3x3	4x3
	Jacket	4 chân	4 chân	4 chân
	Hệ thống nhà ở	Không có		
	Umbilical	Có		
	HT thiết bị	Test separator		
Đường ống	2 x 10"	2 x 5"	2 x 10"	
Xử lý/chứa	Semi/FSU			

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

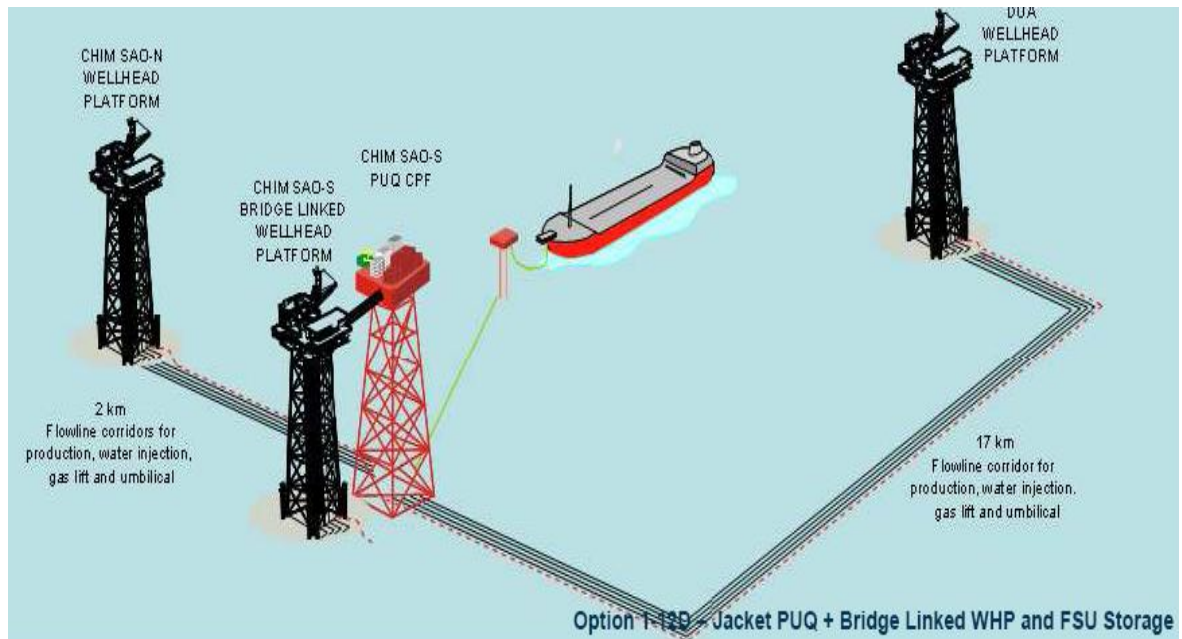
**Hình 3.8: Mô hình phát triển các mỏ Chim Sáo + Dừa (PA 4)**

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

PA 6: 03 WHP+ Jacket PUQ (Process, Utilities, Quarters) + Bridge Linked WHP + FSU

Bảng 3.9: Hệ thống công nghệ thiết bị phát triển Chim Sáo + Dừa

Mô tả	03 WHP + Jacket PUQ + Bridge Linked WHP + FSU			
		CSS	CSN	Dừa
WHP	Số slot	4x4	3x3	4x3
	Jacket	4 chân	4 chân	4 chân
	Hệ thống nhà ở	Không có		
	Umbilical	Có		
	Hệ thống thiết bị	Test separator		
Đường ống	2 x 10"	2 x 5"	2 x 10"	
Xử lý/chứa	Jacket PUQ + Bridge Linked WHP + FSU			



Hình 3.9: Mô hình phát triển các mỏ Chim Sáo + Dừa (PA 6)

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Bảng 3. 10: Thống kê các phương án phát triển Chim Sáo + Dừa

Phương án	Kết quả	Nguyên nhân
PA 1: 03WHP + FPSO	Không chọn	Chi phí cao
PA 1A: WHP có bố trí cho người ở	Không chọn	Chi phí cao
PA 1B: như PA1, WHP có helideck	Không chọn	Chi phí cao
PA 1C: như PA1, WHP không có test separator	Không chọn	Không đáp ứng được nhu cầu của CNM
PA 1D: 03WHP + subsea WI	Không chọn	Chi phí cao (theo chứng minh của Genesis)
PA 2: 03WHP + Jacket PUQ + FSU	Không chọn	Chi phí cao
PA 3: 03 WHP + GBS + FSU	Không chọn	Không đảm bảo tiến độ, risk cao
PA 4: 03 WHP + Semi + FSU	Không chọn	Khả năng có Semi thấp, không đảm bảo tiến độ
PA 5: 03 WHP + Steel GBS	Không chọn	Nhiệt độ tanks chứa không đảm bảo. Không đảm bảo kế hoạch FO
PA 6: 03 WHP + Jacket PUQ + Bridge Linked WHP + FSU	Không chọn	Kế hoạch tiến độ không đảm bảo
PA 7: 02 WHP + 01 WHP Jacket PUQW + FSU	Không chọn	Kế hoạch tiến độ không đảm bảo, SIMOPS

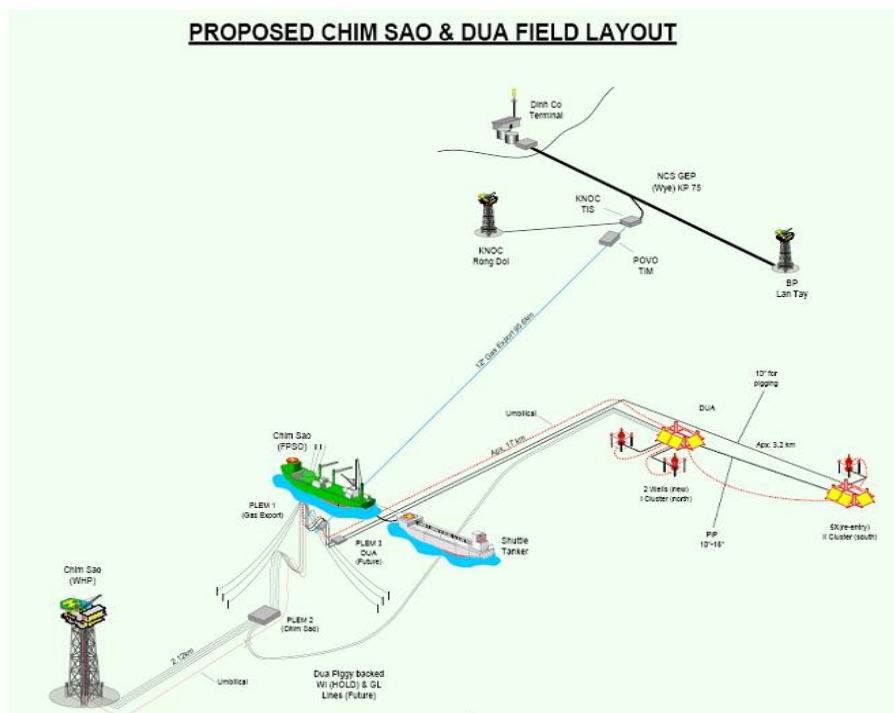
Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Bảng 3. 11: Đánh giá HQKT qua chi phí đầu tư và vận hành

Phương án	Chi phí đầu tư (triệu USD)	Chi phí đầu tư và vận hành (triệu USD)
PA 1: 03WHP + FPSO (P/A 1B)	392	1015
PA 2: 03WHP + Jacket PUQ + FSU	856	1139
PA 3: 03 WHP + GBS + FSU	920	1105
PA 4: 03 WHP + Semi + FSU	410	1197
PA 5: 03 WHP + Steel GBS	935	1160
PA 6: 03 WHP + Jacket PUQ + Bridge Linked WHP + FSU	896	1187
PA 7: 02 WHP + 01 WHP Jacket PUQW + FSU	795	1037

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

POVO đã đưa ra phương án phát triển mới: chỉ phát triển mỏ Chim Sáo, mỏ Dừa sẽ phát triển sau, cụ thể như sau:

**Hình 3.10: Mô hình hệ thống phát triển các mỏ Chim Sáo và Dừa**

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Sản phẩm khai thác sẽ từ 01 giàn WHP (Chim Sáo) và hệ thống subsea mỏ Dừa chuyển về xử lý và chứa trên tàu FPSO cách giàn WHP 2,2 km.

* Hệ thống thiết bị khai thác chính của mỏ Chim Sáo sẽ bao gồm:

- 01 giàn WHP 16 slot (4 dual và 12 single) với công suất có thể là 40 000 bopd. Water depth: 100m.

- 02 PLEM

- 01 tàu FPSO với sức chứa 600mmbbls, sức xử lý dầu 50 000 bbl/d, khí: 50mmscf/day, nước bơm ép: 90 000 bbl/d. Neo tàu dạng Turret.

+ Hệ thống tách (3 cấp bình tách): Tại bình tách thứ nhất, nhiệt độ phải đảm bảo là 65C. Đảm bảo dầu phải được khử nước đến spec là 0.5 % BS&W

+ Hệ thống nén khí (HP, MP, LP): từ 10 bar. 2x50% LP/MP : 87 mmcsfd (3/3.7 mmcsfd trên 1 bậc). 3x33% HP: 87 mmcsfd. Khí từ bình nén LP sẽ được đưa vào hệ thống xử lý thủy ngân.

+ Hệ thống Gaslift: 2x50%: 48 mmcsfd (24 mmcsfd trên 1 máy nén)

+ Oil, gas export metering

+ Bơm ép nước: 50,000 bwpd (251 barg)

+ Generator: FPSO sẽ cung cấp điện cho cả FPSO và WHP Chim Sao

+ Hệ thống xử lý thủy ngân trong khí đồng hành: khí được đưa qua một phin lọc (inlet gas filter coalescer), sau là bình MERCURY REMOVAL BED.

+ Hệ thống nén xuất khí (Gas export) đến đường ống NCS.

+ Sulphate removal (trong tương lai)

- Hệ thống xuất khí đến đường ống NCS: 10", 96 km.

Nguyên nhân của việc tách giai đoạn phát triển mỏ Chim Sáo và Dừa để có thể phát triển kinh tế:

Dự án Dừa có trữ lượng thu hồi thấp hơn mỏ Chim Sáo rất nhiều (6.9 triệu thùng dầu so với 45 triệu thùng dầu), không thể phát triển độc lập, do đó cần phải phát triển dựa vào mỏ Chim Sáo.

Nếu cùng phát triển mỏ Dừa và mỏ Chim Sáo thì công suất xử lý FPSO sẽ cần cao hơn, điều này làm tăng chi phí CAPEX của dự án.

Khi mỏ Chim Sáo sản lượng giảm, mỏ Dừa sẽ được phát triển tie back vào FPSO Chim Sáo sẽ kéo dài thêm đời mỏ Chim Sáo và tăng được trữ lượng thu hồi của mỏ Chim Sáo nói riêng và Lô 12W nói chung.

Thời điểm mở Chim Sáo được phát triển là thời điểm khủng hoảng kinh tế, cần phải tối giản chi phí, do đó không thể phát triển mỏ Dừa đồng thời với mỏ Chim Sáo.

3.1.2.2. Khai thác mỏ Kinh Ngư Trắng, Lô 09-2/09

Thông tin chung

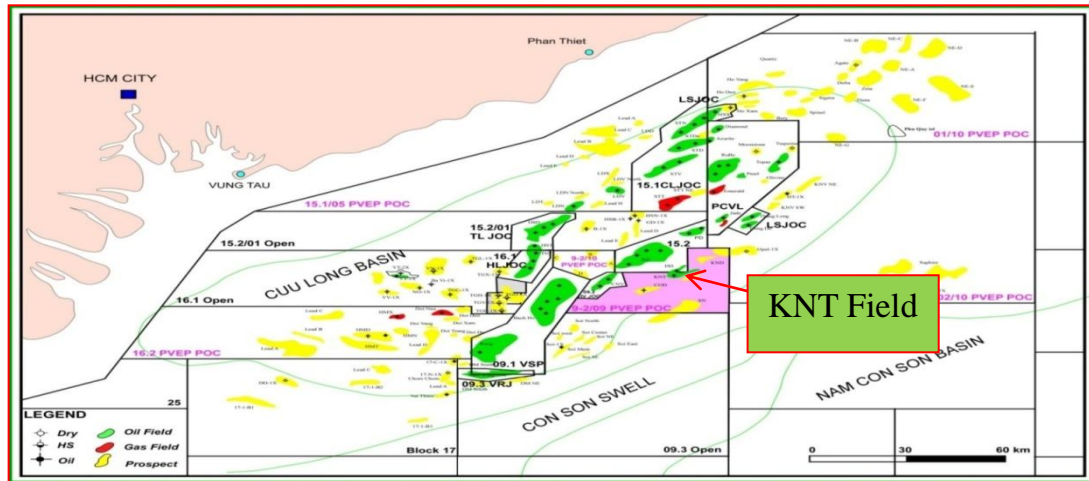
Công ty hiện đang điều hành hoạt động thăm dò thăm lượng lô 09-2/09 thuộc bể Cửu Long, Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) thuộc Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã xây dựng và trình báo cáo Kế hoạch Phát triển Đại cương cho mỏ Kinh Ngư Trắng (gọi tắt là KNT ODP) thuộc lô 09-2/09. Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt trữ lượng dầu mỏ Kinh Ngư Trắng Nam khoảng 260 triệu thùng.

- Sử dụng tất cả các số liệu liên quan, các kết quả nghiên cứu và các kết luận phù hợp với tiềm năng dầu khí đã được phát hiện của mỏ KNT.
- Đánh giá về kỹ thuật và kinh tế cho các phương án phát triển mỏ.
- Đưa ra các kết luận và đề xuất một kế hoạch phát triển mỏ có tính khả thi và có hiệu quả cận biên.

Các phương án phát triển và thiết bị khai thác đã được nghiên cứu nhằm tìm ra phương án khả thi về kỹ thuật và hiệu quả nhất về kinh tế. Cụ thể, các phương án gồm: (1.1) Phát triển độc lập dùng giàn đầu giếng KNT WHP và tàu FPSO; (1.2) Phát triển độc lập dùng giàn khai thác di động MOPU và tàu FSO; (2.1) Phát triển kết nối dùng giàn đầu giếng KNT WHP nối về mỏ Rạng Đông (JVPC); (2.2) Phát triển kết nối dùng giàn đầu giếng KNT WHP nối về giàn WHP của mỏ Cá Ngừ Vàng (Lô 09.2) sau chuyển lưu chất khai thác về mỏ Bạch Hồ (VSP) để xử lý và (2.3) Phát triển kết nối dùng giàn đầu giếng KNT WHP nối về giàn BK-15 sau đó chuyển lưu chất khai thác về mỏ Bạch Hồ (VSP) để xử lý. Dựa trên kết quả đánh giá kỹ thuật và kinh tế, phương án phát triển 2.1 (KNT WHP nối về mỏ Rạng Đông) được lựa chọn để phát triển mỏ KNT.

Tổng ước tính chi phí cho phương án phát triển được lựa chọn từ năm 2015 cho đến hết đời mỏ là 1.125,01 triệu USD, bao gồm: Chi phí đầu tư (CAPEX): 439,47 triệu USD (bao gồm 232,59 triệu USD cho thiết bị và 206,88 triệu USD cho khoan và hoàn thiện giếng; Chi phí vận hành (OPEX):

616,67 triệu USD; Chi phí thu dọn mỏ (ABEX): 48,67 triệu USD; Chi phí quản lý của công ty mẹ (Overhead): 20,20 triệu USD.



Hình 3.11: Vị trí mỏ Kinh Ngự Tráng

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Trữ lượng dầu khí tại chỗ (HCIIP), Đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và được tổng hợp tại Bảng 3.12.

Bảng trữ lượng dầu khí tại chỗ cho thấy các tầng sản phẩm chính trong mỏ KNT bao gồm tầng E60, E70 và móng. Tỷ lệ phân cấp trữ lượng (1P/2P và 2P/3P) các tầng chính này như sau:

- P1/2P: 51,3% cho dầu và 53,2% cho khí;
- 2P/3P: 67,3% cho dầu và 67,5% cho khí.

Bảng 3.12: Trữ lượng dầu khí tại chỗ mỏ KNT

Reservoirs	Reserve Categories	OIIP (MMbbls)			GIIP (bcf)			Solution gas (bcf)			Condensate (MMbbls)		
		P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10
Bl.1	P1												
	P2												
	P3	0,95	1,07	1,21				0,64	0,73	0,82			
E10	P2	12,07	13,16	14,33				11,77	12,94	14,19			
	P3	6,70	7,47	8,26				6,55	7,34	8,18			
	P1	3,23	3,52	3,83				3,15	3,46	3,79			
E30	P2	12,84	15,88	19,07				12,59	15,60	18,82			
	P3	7,61	9,41	11,31				7,46	9,24	11,15			
	P1	2,87	3,12	3,39				2,79	3,07	3,36			
E40	P2	0,79	0,86	0,93				0,77	0,84	0,92			
	P3	0,75	0,81	0,88				0,73	0,80	0,87			
	P1				110,86	119,42	128,57				6,60	8,95	11,37
E60	P2				97,59	106,16	113,20				5,80	7,88	10,01
	P3				63,70	107,89	144,46				4,42	7,80	11,63
	P1	56,68	62,49	68,70				66,04	72,84	80,12			
E70	P2	26,01	28,94	32,11				30,29	33,74	37,45			
	P3	25,42	29,22	33,36				29,62	34,05	38,90			
	P1												
Basement	P2	25,46	30,32	36,17				29,67	35,33	42,16			
	P3	25,36	29,87	34,91				29,54	34,81	40,73			
	1P	62,77	69,13	75,92	110,86	119,42	128,57	71,98	79,37	87,27	6,60	8,95	11,37
Total	2P	139,94	158,28	178,53	208,44	224,58	241,77	157,07	177,82	200,82	12,40	16,84	21,38
	3P	206,73	236,11	268,47	272,14	332,47	386,23	231,62	264,78	301,48	16,82	24,63	33,01

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Nghiên cứu công nghệ mở và phương án khai thác

Dựa trên kết quả nghiên cứu trên, Phương án cơ sở được đề xuất để phát triển mỏ KNT bao gồm: 07 giếng khai thác + 03 giếng bơm ép nước.

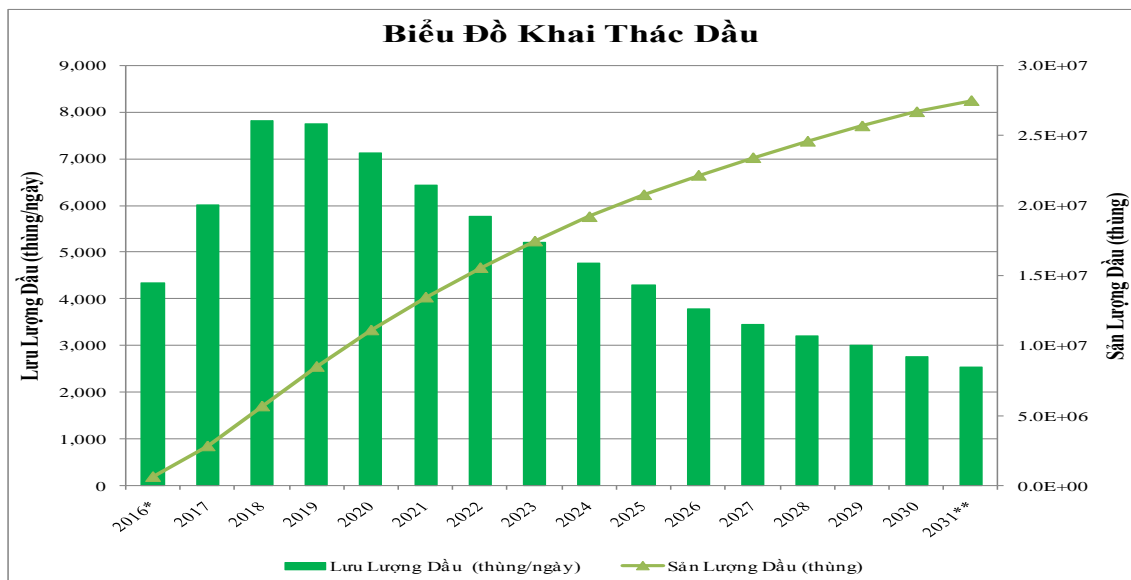
- Tổng trữ lượng thu hồi ước tính là 27,4 triệu thùng dầu và 75,2 tỷ bộ khối khí với thời gian khai thác dự kiến 15 năm.

- Hệ số thu hồi dầu của E70 là 22,2%, của Móng là 13,4%; hệ số thu hồi của E60 là 20,3% đối với condensate và 14,4% đối với khí.

Bảng 3.13: Sản lượng khai thác mỏ KNT theo Phương án cơ sở

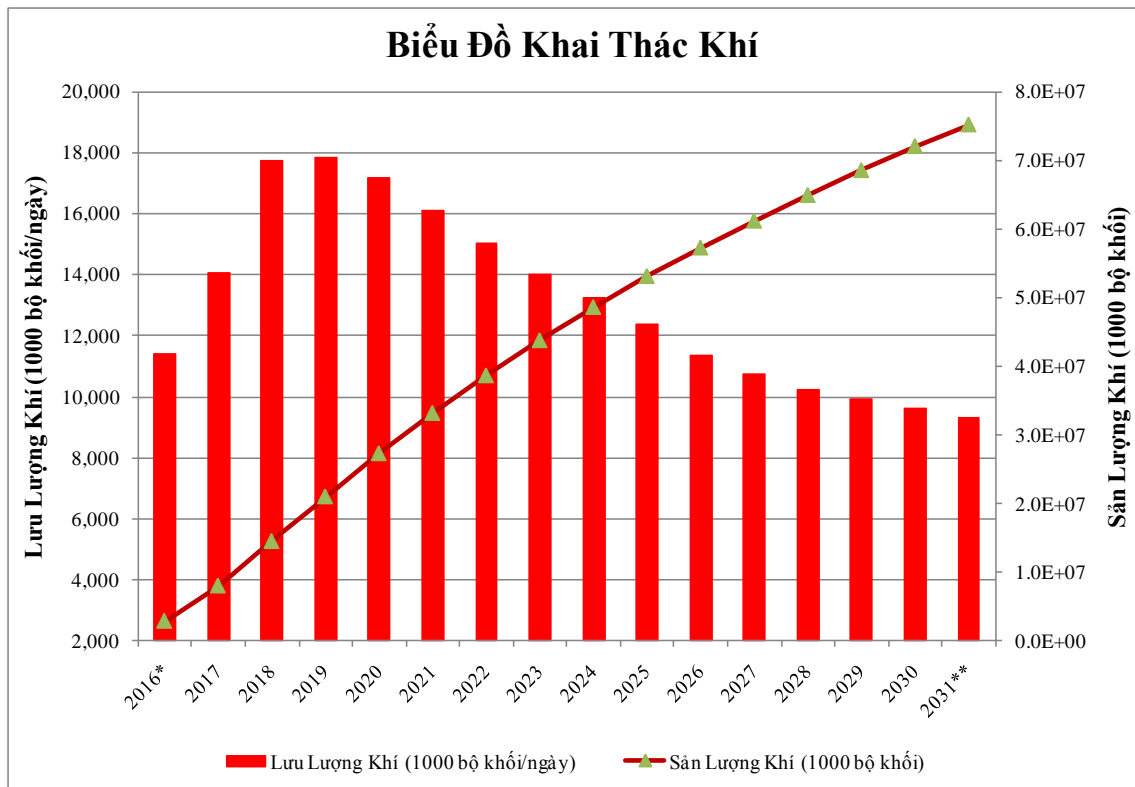
Năm	Lưu Lượng Dầu	Sản Lượng Dầu	Lưu Lượng Khí	Sản Lượng Khí	Lưu Lượng Nước Khai Thác	Sản Lượng Nước Khai Thác	Lưu Lượng Nước Bơm Ép	Tổng Lượng Nước Bơm Ép
	(thùng/ngày)	(thùng)	(1000 bộ khối/ngày)	(1000 bộ khối)	(thùng/ngày)	(thùng)	(thùng/ngày)	(thùng)
2016*	4,335	622,505	11,427	2,866,720	8	708	0	0
2017	6,007	2,815,053	14,088	8,008,774	8	3,470	0	0
2018	7,812	5,666,574	17,752	14,488,237	9	6,678	3,791	1,383,546
2019	7,741	8,491,942	17,839	20,999,504	13	11,414	6,995	3,936,777
2020	7,129	11,100,481	17,186	27,282,947	46	28,220	7,028	6,509,114
2021	6,425	13,445,721	16,094	33,157,263	137	78,404	7,007	9,066,513
2022	5,772	15,552,436	15,017	38,638,288	269	176,482	6,993	11,618,886
2023	5,201	17,450,687	14,010	43,752,066	435	335,184	6,964	14,160,566
2024	4,763	19,193,261	13,239	48,591,553	575	545,702	6,908	16,689,049
2025	4,298	20,762,173	12,356	53,101,522	734	813,616	6,841	19,185,844
2026	3,794	22,147,081	11,379	57,254,867	978	1,170,542	6,753	21,650,862
2027	3,456	23,408,347	10,729	61,171,078	1,192	1,605,483	6,648	24,077,464
2028	3,207	24,581,525	10,239	64,912,914	1,375	2,108,581	6,533	26,468,361
2029	3,012	25,680,948	9,932	68,538,177	1,444	2,635,681	4,007	27,930,839
2030	2,768	26,691,299	9,622	72,050,133	1,425	3,155,781	4,000	29,390,839
2031**	2,536	27,486,936	9,288	75,199,074	1,445	3,596,594	4,000	30,610,839

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Hình 3.12: Biểu đồ khai thác dầu mỏ KNT theo Phương án cơ sở

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Hình 3.13: Biểu đồ khai thác khí mở KNT theo Phương án cơ sở

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Các phương án phát triển và thiết bị khai thác

Theo các kết quả nghiên cứu về công nghệ mở của KNT, một số phương án thiết bị đã được nghiên cứu tính khả thi về mặt kỹ thuật và kinh tế, có thể áp dụng cho phát triển khai thác mở KNT như sau:

• **Phương án 1: Phát triển độc lập**

- + Trường hợp 1.1: WHP+FPSO
- + Trường hợp 1.2: MOPU (thuê) +FSO

• **Phương án 2: Kết nối mở KNT về các mỏ lân cận để xử lý**

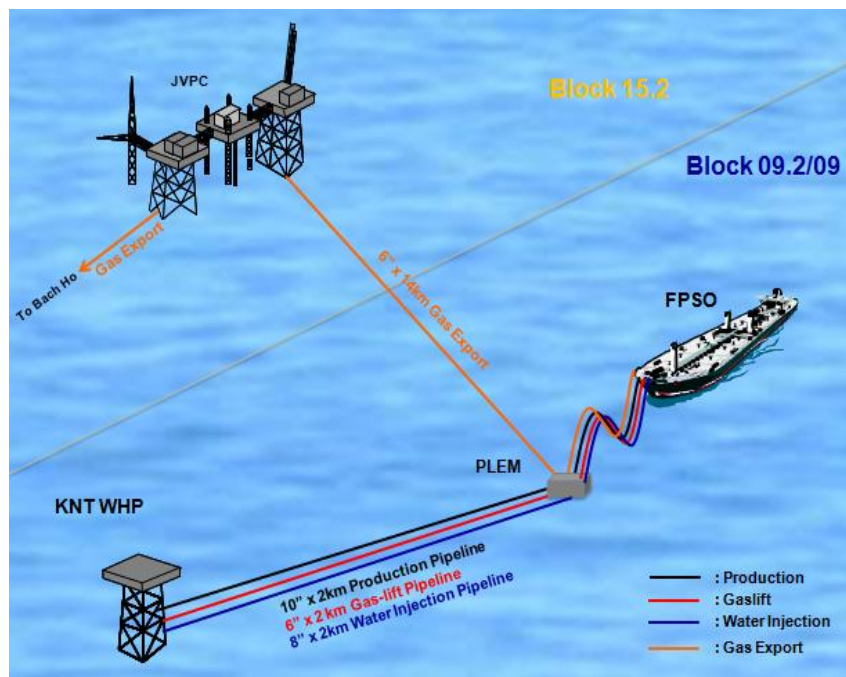
- + Trường hợp 2.1: KNT-WHP kết nối về mỏ Rạng Đông (JVPC)
- + Trường hợp 2.2: KNT-WHP kết nối về mỏ Cá Ngừ Vàng (Lô 09.2), lưu chất được tiếp tục vận chuyển tới CPP3 (Bạch Hổ, VSP) để xử lý.
- + Trường hợp 2.3: KNT-WHP kết nối về giàn BK-15, sau đó lưu chất khai thác được tiếp tục vận chuyển tới CPP2 (Bạch Hổ, VSP) để xử lý.

Thiết bị tại mỏ được thiết kế để khai thác tối đa khoảng 8000 thùng dầu/ngày (tổng lưu lượng chất lỏng khai thác < 8.000 thùng /ngày), 18 triệu bộ khối khí/ngày và lưu lượng nước bơm ép 8.000 thùng/ngày.

Trường hợp 1. 1 Phát triển độc lập với WHP+FPSO

Thiết bị khai thác gồm giàn WHP và tàu FPSO. Công nghệ khai thác, xử lý dầu và khí tại mỏ KNT tương tự như các mỏ dầu thông thường khác. Dầu sau khi khai thác lên từ WHP sẽ được vận chuyển qua FPSO để xử lý đạt được các tiêu chuẩn của dầu thương phẩm và được lưu trữ/xuất bán tại FPSO, khí đồng hành sẽ được xuất bán qua mỏ Rạng Đông (JVPC).

Trường hợp này cần đầu tư xây dựng: 1 giàn tự vận hành WHP, một tàu xử lý/chứa/xuất bán dầu FPSO, hệ thống đường ống nội mỏ và đường ống xuất bán khí đồng hành.



Hình 3.14: KNT phát triển độc lập với phương án thiết bị WHP+FPSO

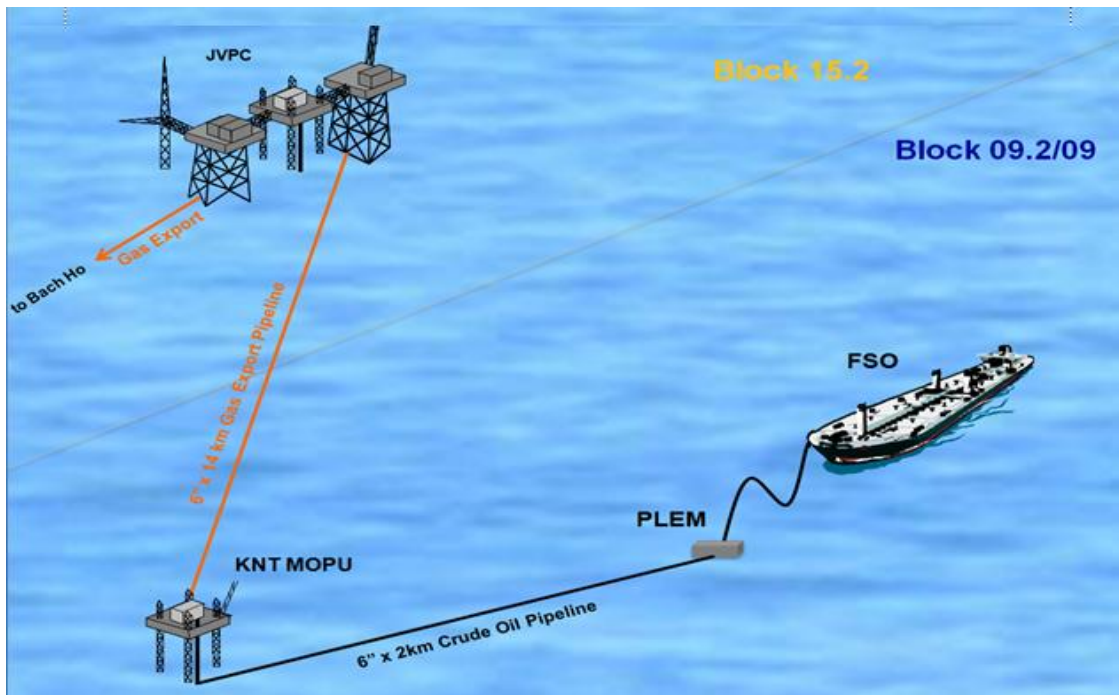
Trường hợp 1. 2: Phát triển độc lập với MOPU (thuê) + FSO

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

So với trường hợp 1.1, số giếng khoan, lưu lượng (dầu, khí, nước khai thác, khí gaslift, nước bơm ép) và các thiết bị phụ trợ khác là giống nhau.

Điểm khác nhau chính của phương án này là sử dụng hệ thống khai thác và xử lý di động (MOPU) để khai thác các giếng của mỏ KNT, dầu sau khi xử lý sẽ xuất qua tàu chứa (FSO) và xuất bán.

Với phương án này, cần xây dựng một giàn nhẹ dầu giếng (WHS) thay vì xây dựng giàn tự vận hành (WHP) như trường hợp 1.1. MOPU đặt ở vị trí gần WHS. Dầu/khí được xử lý trên MOPU và xuất theo đường ống qua - FSO để chứa xuất bán, khí đồng hành sẽ được xuất qua đường ống về mỏ Rạng Đông.

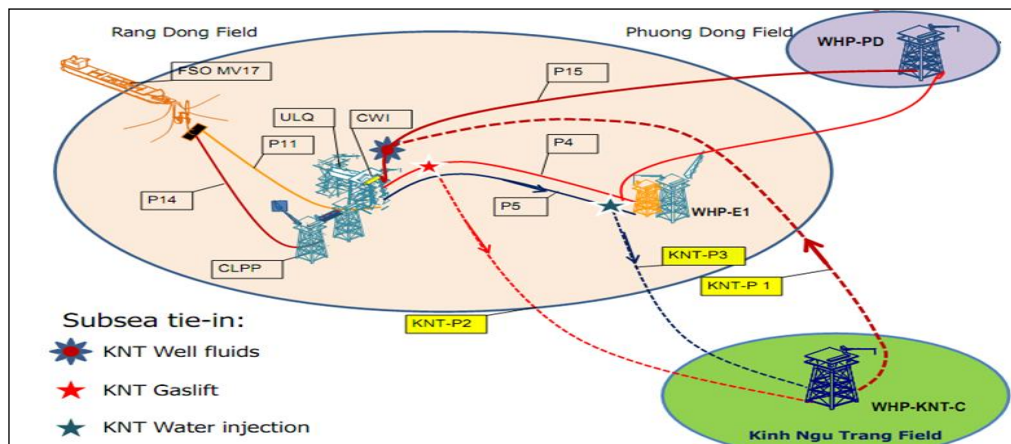


Hình 3.15: KNT phát triển độc lập với phương án thiết bị MOPU + FSO

Trường hợp 2.1: KNT-WHP kết nối về mỏ Rạng Đông (JVPC)

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Trường hợp kết nối về mỏ Rạng Đông, một giàn WHP với đầy đủ các thiết bị xử lý sơ bộ và thiết bị phụ trợ sẽ được xây dựng và lắp đặt tại mỏ KNT. Dầu và khí khai thác lên được vận chuyển chung qua đường ống đa pha 12” tới điểm kết nối nằm trên đường ống P15 tại mỏ Rạng Đông. Khí gaslift và nước bơm ép sẽ được cung cấp từ các giàn NCWI và E1 của mỏ Rạng Đông tới KNT-WHP qua các đường ống xây mới riêng biệt.



Hình 3.16: KNT-WHP kết nối về mỏ Rạng Đông

3.1.2.3 Mở Báo Vàng, Lô 112, 113 và 111/04

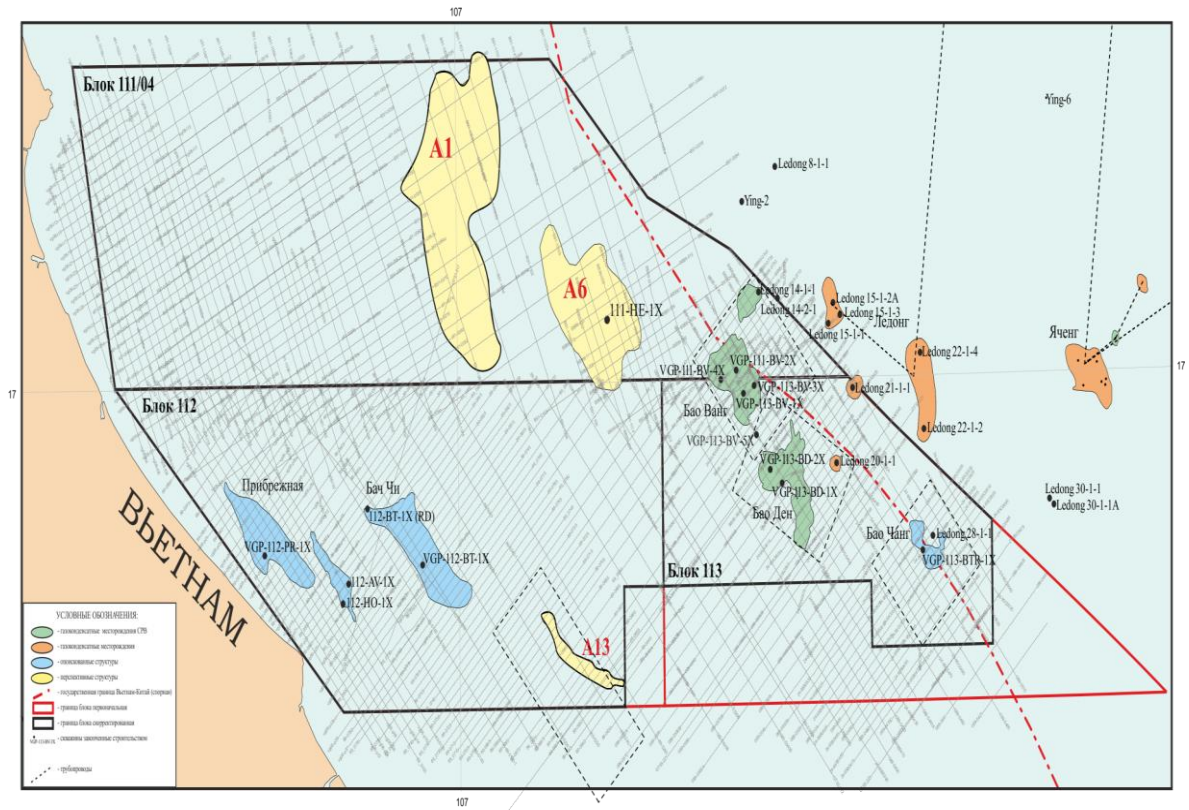
Hợp đồng Dầu khí lô 112 được ký ngày 11/9/2000 giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn khí Gazprom-Nga, Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí và Công ty Gazprom zarubezhgaz-Nga;

Trong quá trình triển khai công tác tìm kiếm, đã được Chính phủ Việt Nam cấp phép chỉnh sửa và bổ sung Hợp đồng Dầu khí lô 112 để gia hạn thời kỳ TKTD và mở rộng diện tích hoạt động sang các lô 113 và 111/04 (No 2177/GPĐC1, No 2177/GCNĐC2 & No 2177/GPĐC3).



Hình 3.17: Sơ đồ diện tích hoạt động PSC Lô 112

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Hình 3.18: Sơ đồ các cấu tạo trong diện tích hoạt động

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Nhà thầu đã khoan 10 giếng khoan tìm kiếm, thăm dò trên các cấu tạo có triển vọng: Bạch Trĩ (1 giếng VGP-112-BT-1X, 2003), Báo Vàng (5 giếng: VGP-113-BV-1X, 2007; VGP-111-BV-2X, 2009; VGP-113-BV-3X, 2010; VGP-111-BV-4X, 2012 và VGP-113-BV-5X, 2012), Báo Đen (2 giếng: VGP-113-BD-1X, 2007 và VGP-113-BD-2X, 2009), Báo Trắng (1 giếng VGP-113-BTR-1X, 2010), Gần bờ (1 giếng VGP-112-PR-1X, 2009).

Bảng 3.14: Trữ lượng khí tại chỗ mỏ Báo Vàng

Category	GIIP, Bcf					GIIP, Bcm			CIIP, MMcm	CIIP, MMstb
	Total			Hydrocarbon Gas	CO2	Total	Hydrocarbon Gas	CO2	Total	Total
	P90	P50	P10	P50	P50	P50	P50	P50	P50	P50
1P	142.33	162.37	184.55	136.78	25.60	4.60	3.87	0.72	0.17	1.04
2P	573.81	654.56	743.31	611.01	43.55	18.54	17.30	1.23	0.75	4.73
3P	2,301.39	2,637.91	3,008.71	2,326.33	311.58	74.70	65.87	8.82	3.28	20.64
1P/2P	0.25	0.25	0.25	0.22		0.25	0.22		0.22	0.22

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Bảng 3.15: Trữ lượng khí dự kiến thu hồi mỏ Báo Vàng

Category	Gas Reserves, Bcf					Gas Reserves, Bcm			Cond. Reserve, MMcm	Cond. Reserve, MMstb
	Total			Hydrocarbon Gas	CO2	Total	Hydrocarbon Gas	CO2	Total	Total
	P90	P50	P10	P50	P50	P50	P50	P50	P50	P50
1P	102.48	116.91	132.87	98.48	18.43	3.31	2.79	0.52	0.12	0.75
2P	413.15	471.28	535.19	439.93	31.36	13.35	12.46	0.89	0.54	3.41
3P	1,515.51	1,899.30	1,989.19	1,674.96	224.33	53.78	47.43	6.35	2.36	14.86
1P/2P	0.25	0.25	0.25	0.22		0.25	0.22		0.22	0.22

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Kịch bản 1: Phát triển mỏ Báo Vàng độc lập trên cơ sở con số trữ lượng 2P đã được phía Việt Nam phê duyệt;

Kịch bản 1': Phát triển mỏ Báo Vàng độc lập trên con số trữ lượng 3P đã được phê duyệt hoặc con số trữ lượng C1+C2 đã được phía Nga phê duyệt;

Kịch bản 2: Phát triển mỏ Báo Vàng trên cơ sở trữ lượng 2P đã được phía Việt Nam phê duyệt cùng với Chương trình thăm dò bổ sung cấu tạo Bạch Trĩ;

Kịch bản 3: Phát triển mỏ Báo Vàng trên con số trữ lượng 2P đã được phía Việt Nam phê duyệt và Chương trình thăm dò bổ sung cấu tạo A1;

Kịch bản 3': Phát triển mỏ Báo Vàng trên cơ sở con số trữ lượng 2P đã được phía Việt Nam phê duyệt và Chương trình thăm dò bổ sung cấu tạo A1;

Kịch bản 3'': Phát triển mỏ khí Báo Vàng trên cơ sở trữ lượng C1+C2 đã được phía Nga phê duyệt khi kết quả Chương trình thăm dò bổ sung cấu tạo A1.

3.2. Phân tích hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

3.2.1. Hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ Dừa

Việc đánh giá hiệu quả kinh tế mỏ Dừa được thực hiện trên cơ sở Hợp đồng PSC Dự án Lô 12W. Phương án phát triển cần phải nghiên cứu nhiều phương án phát triển khả thi, có áp dụng các công nghệ hiện đại phù hợp với mỏ Dừa nằm cách xa 17km so với mỏ Chim Sáo đang khai thác. Các thông số chi phí đầu tư, phương án cơ sở đầu vào để tính toán kinh tế như sau:

- *Phát triển khai thác phân theo giai đoạn: 07 năm;*
- *Số lượng giếng: 3 giếng khai thác;*
- *Sản lượng khai thác cộng dồn 6,4 triệu thùng dầu;*
- *Thời gian đánh giá kinh tế: năm 2012;*
- *Chi phí dọn mỏ: 16,8 triệu USD.*
- *Chi phí qua khí: 287 triệu USD.*

- Tổng chi phí phát triển Dự án: 266 triệu USD.

Với giá dầu tính toàn 65 USD/ thùng, kết quả đánh giá hiệu quả kinh tế phát triển mỏ Dừa (áp dụng các điều kiện ưu đãi nhất có thể theo quy định hiện hành) với dòng tiền chiết khấu về thời điểm năm 2012, thể hiện ở chỉ tiêu NPV@10% là 3 triệu USD, nguồn thu Chính phủ khoảng 253 triệu USD.

Thực tế, trong thời gian gần đây giá dầu liên tục giảm và giảm sâu hiệu quả kinh tế chắc chắn cho các Dự án nhỏ này sẽ là rất thách thức. Áp dụng giá dầu này, các điều kiện trữ lượng và các định chế tài chính áp dụng bình thường thì hiệu quả kinh tế phát triển mỏ Dừa với dòng tiền chiết khấu về thời điểm năm 2012, thể hiện ở chỉ tiêu NPV@10% 2012 sẽ âm 9 triệu USD. Rủi ro giá dầu làm Dự án không còn hiệu quả kinh tế để được phép phát triển bình thường.

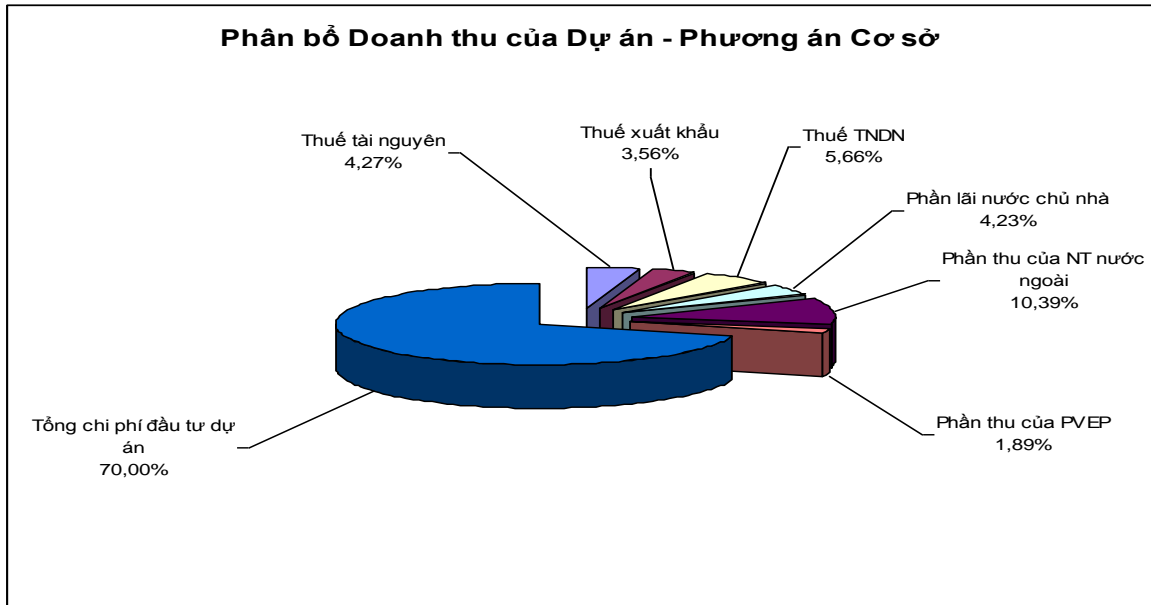
Bảng 3.16: Các thông số hiệu quả kinh tế của Dự án

Nội dung	Phương án cơ sở	Phương án cao
Hiệu quả đầu tư của dự án		
NPV@ 0% (tr. USD)	547,37	829,73
NPV@ 10% (tr.USD)	154,79	294,24
IRR (%)	17,12	21,75
Hiệu quả đầu tư của phía Nhà thầu nước ngoài		
NPV@ 0% (tr. USD)	496,34	736,21
NPV@ 10% (tr.USD)	147,87	272,25
IRR (%)	19,30	24,20
Hiệu quả đầu tư của PVEP		
NPV@ 0% (tr. USD)	51,02	93,51
NPV@ 10% (tr.USD)	2,95	24,83
IRR (%)	10,91	16,54
Thời gian hoàn vốn (năm)	5,01	4,95
Phần thu của nước chủ nhà (PVN)		
NPV@ 0% (tr. USD)	123,15	186,61
NPV@ 10% (tr.USD)	83,91	115,27
Phần thu của Chính phủ		
NPV@ 0% (tr. USD)	392,57	599,85
NPV@ 10% (tr.USD)	253,46	354,53

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Theo kết quả đánh giá kinh tế, dự kiến PVEP thu được lãi ròng chiết khấu (NPV@10%) 2,95 triệu USD trong phương án cơ sở và 24,83 triệu USD trong phương án cao. Tỷ suất doanh lợi nội tại đạt 10,91% trong phương án cơ sở và 16,54% trong phương án cao.

Phân bổ doanh thu của dự án



Hình 3.19: Phân bổ doanh thu của dự án - Phương án cơ sở

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Phân tích độ nhạy

Việc tính toán độ nhạy nhằm khảo sát tác động về hiệu quả kinh tế của PVEP trong trường hợp có sự biến động các thông số đầu vào trong phạm vi dự kiến. Các thông số có ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế được xem xét để phân tích độ nhạy là: Giá dầu (Oil Prices), chi phí đầu tư (Capex), chi phí vận hành (Opex), tỷ lệ Thuế xuất khẩu. Cụ thể như sau:

Bảng 3.17: Thay đổi giá dầu (Oil Prices)

		-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Thay đổi giá dầu		48,75	52	55,25	58,5	61,75	65	68,25	71,5	74,75	78	81,25
Phương án Cơ sở	NPV@10%	-55,35	-43,69	-32,03	-20,37	-8,71	2,95	12,10	20,09	28,08	35,99	43,65
	IRR (%)	-9,38%	-4,80%	-0,54%	3,46%	7,27%	10,91%	13,71%	16,19%	18,67%	21,13%	23,45%
Phương án cao	NPV@10%	-36,85	-22,75	-8,64	4,94	14,97	24,83	34,30	43,78	53,60	63,30	72,87
	IRR (%)	-0,61%	3,70%	7,68%	11,29%	13,93%	16,54%	19,01%	21,47%	23,97%	26,37%	28,69%

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Bảng 3.18: Thay đổi chi phí vận hành mở (Opex)

Thay đổi Opex		-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Phương án Cơ sở	NPV@10%	8,86	7,85	6,84	5,83	4,48	2,95	1,43	-0,10	-1,62	-3,14	-4,67
	IRR (%)	12,71%	12,40%	12,09%	11,78%	11,37%	10,91%	10,44%	9,97%	9,50%	9,02%	8,54%
Phương án cao	NPV@10%	30,57	29,42	28,27	27,13	25,98	24,83	23,68	22,47	21,27	20,06	18,85
	IRR (%)	18,01%	17,72%	17,42%	17,13%	16,83%	16,54%	16,24%	15,92%	15,61%	15,29%	14,97%

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Bảng 3.19: Thay đổi chi phí đầu tư (Capex)

Thay đổi Capex		-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%	20%	25%
Phương án Cơ sở	NPV@10%	25,12	20,91	16,71	12,51	8,22	2,95	-2,94	-8,83	-14,73	-20,62	-26,51
	IRR (%)	19,94%	17,82%	15,92%	14,21%	12,63%	10,91%	9,13%	7,46%	5,90%	4,43%	3,05%
Phương án cao	NPV@10%	45,66	41,49	37,33	33,16	29,00	24,83	20,51	16,12	11,74	7,36	2,84
	IRR (%)	25,34%	23,21%	21,29%	19,55%	17,98%	16,54%	15,17%	13,89%	12,72%	11,64%	10,61%

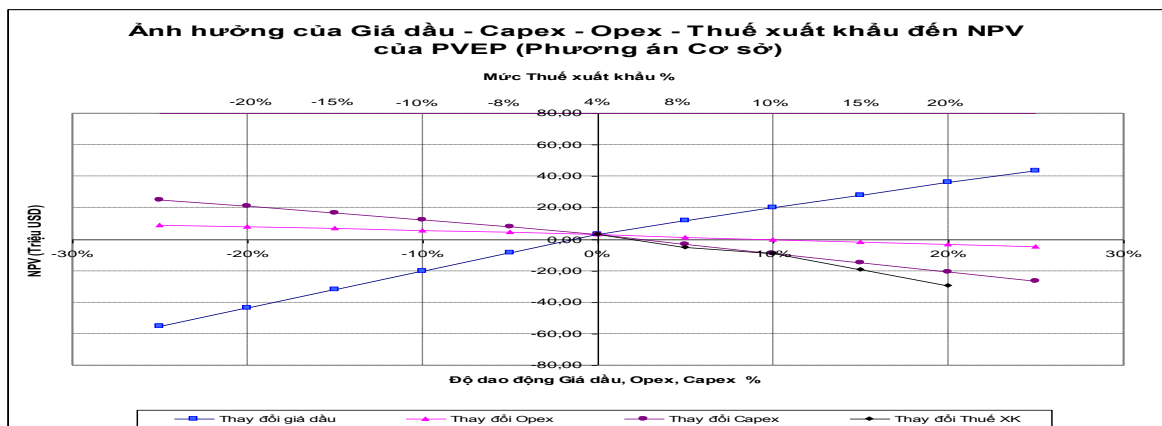
Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Bảng 3.20: Thay đổi tỷ lệ Thuế Xuất khẩu

Thay đổi tỷ lệ Thuế xuất khẩu		4%	8%	10%	15%	20%
Phương án Cơ sở	NPV@10%	2,95	-4,89	-8,88	-19,03	-29,45
	IRR (%)	10,91%	8,48%	7,24%	4,00%	0,57%
Phương án cao	NPV@10%	24,83	15,83	11,25	-0,43	-12,45
	IRR (%)	16,54%	14,21%	13,01%	9,88%	6,55%

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tác động của các yếu tố trên đối với hiệu quả đầu tư dự kiến của PVEP được thể hiện trong biểu đồ dưới đây:



Hình 3.20: Phân tích các yếu tố độ nhạy ảnh hưởng đến hiệu quả dự án

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Kết quả phân tích trên cho thấy giá dầu (yếu tố không kiểm soát được), chi phí vốn đầu tư – Capex (có thể kiểm soát được một phần) và tỷ lệ thuế xuất khẩu là các yếu tố ảnh hưởng lớn nhất đến hiệu quả kinh tế của PVEP.

Chi phí vận hành (Opex) không ảnh hưởng nhiều đến hiệu quả đầu tư.

Yếu tố giá dầu được xem xét cho cả trường hợp ảnh hưởng đến hiệu quả đầu tư của PVEP và của phía Việt Nam (PVEP + PVN + CP), nêu ở bảng sau:

Bảng 3.21: Phân tích các mốc giá dầu ảnh hưởng đến HQKT của PVEP

Giá dầu (USD/thùng)		65	64,18	57,24	23,5	20,74
Phương án cơ sở (tr. USD)	Hiệu quả đầu tư của PVEP (NPV@10%)	2,95	0,00	-24,88	-112,7	-120
	Hiệu quả của Phía Việt Nam (PVEP+PVN+CP) (NPV@10%)	340,98	333,88	274,04	0,00	-40,32
Phương án cao (tr. USD)	Hiệu quả đầu tư của PVEP (NPV@10%)	24,83	22,38	0,00	-109,86	-118,7
	Hiệu quả của Phía Việt Nam (PVEP+PVN+CP) (NPV@10%)	494,92	479,93	363,31	3,44	0,00

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Cụ thể: Mức giá hòa vốn của PVEP vào khoảng từ 57USD/thùng đến 64 USD/thùng tương ứng với phương án cao và phương án cơ sở.

Mức giá hòa vốn của phía Việt Nam vào khoảng từ 20USD/thùng đến 23USD/thùng tương ứng với phương án cao và phương án cơ sở.

Đánh giá, việc tham gia 15% vào hợp đồng PSC lô 12W dự kiến mang lại hiệu quả cho PVEP trong các phương án cơ sở và phương án cao. Với thông số kinh tế kỹ thuật nêu trong báo cáo này và điều kiện hợp đồng Lô 12W, các chỉ số kinh tế của PVEP trong phương án cơ sở và phương án cao lần lượt như sau:

Lãi ròng chiết khấu (NPV@10%) của PVEP đạt 2,95 triệu USD và 24,83 triệu USD (tương ứng 51,02 triệu USD và 93,51 triệu USD trước chiết khấu);

Tỷ suất doanh lợi nội tại đạt 10,91% Phương án cơ sở và 16,54% Phương án cao.

3.2.2. Hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ Kinh Ngụ Trắng

3.2.2.1. Quy định về nghĩa vụ thuế đối và cơ chế phân chia sản phẩm với hoạt động thăm dò dầu khí tại mỏ Kinh Ngụ Trắng Lô 09-2/09

Trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại Việt Nam hiện nay, chính sách thuế đang được thực hiện chủ yếu theo Thông tư số 48/2001/TT-BTC ngày 25/06/2001 của Bộ Tài Chính và các Luật thuế hiện hành. Trong hợp đồng phân chia sản phẩm mà các công ty dầu khí nước ngoài ký kết với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ yếu dựa trên các định chế tài chính và cơ chế tài chính, thực chất là các chính sách thuế phải thực hiện. Đến nay, các sắc thuế và các quy định về thuế đối với hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí được quy định tại Luật dầu khí (thuế tài nguyên, thuế thu nhập doanh nghiệp).

Thuế và các khoản thu khác từ hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí là một trong những nguồn thu rất lớn của NSNN, các khoản thu trên đã đóng góp tích cực vào việc cân đối thu chi ngân sách quốc gia, không những đảm bảo nhiệm vụ chi thường xuyên mà còn góp phần tích cực trong việc đầu tư, tích lũy và phát triển nền kinh tế.

Trong các hoạt động dầu khí tại Việt Nam thì tiềm năng về dầu khí tương đối lớn, tuy nhiên các quy định tại Thông tư 48/2001/TT-BTC mới chỉ tập trung hướng dẫn về thuế và thu đối với khai thác, xuất khẩu dầu thô trong khi các quy định về chế độ thuế áp dụng đối với khai thác khí chưa đầy đủ, chưa phù hợp cụ thể như hệ thống tờ khai, quy trình nộp, các quy định về tỷ lệ thu hồi chi phí...

Thuế có một vị trí rất quan trọng trong việc thu hút các nhà đầu tư trong xu thế toàn cầu hóa và hội nhập kinh tế quốc tế, là một trong những công cụ hữu hiệu nhất của Chính phủ trong việc điều tiết vĩ mô nền kinh tế nói chung và trong lĩnh vực thu hút các nhà đầu tư vào hoạt động thăm dò khai thác dầu khí nói riêng. Để hiểu rõ về những tác động của thuế cần phải xem xét trên cả hai góc độ lợi ích và hạn chế của chính sách thuế trong thu hút các nhà đầu tư.

Tại mỏ Kinh Ngụ Trắng, các quy định về mức thuế và cơ chế phân chia sản phẩm được thực hiện như sau:

- Thuế tài nguyên:

- Đối với dầu thô

Sản lượng Dầu thực (thùng/ngày)	Thuế suất
Đến 20.000	8%
Trên 20.000 đến 50.000	10%
Trên 50.000 đến 75.000	12%
Trên 75.000 đến 100.000	17%
Trên 100.000 đến 150.000	22%
Trên 150.000	27%

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

- Đối với khí thiên nhiên

Mức sản lượng (triệu m³/ngày)	Thuế suất
Tới 5	0%
Trên 5 tới 10	5%
Trên 10	10%

- Thu hồi chi phí tối đa 50% sản lượng Dầu/ Khí thực trong Quý.

- Các chi phí chưa được thu hồi liên quan đến hoạt động đầu tư tại diện tích Hợp đồng phát sinh trước ngày hiệu lực được coi là chi phí hoạt động dầu khí.

- Phân bổ dầu lãi/ khí lãi:

- Đối với dầu thô

Sản lượng Dầu thực (thùng/ngày)	PVN	Nhà thầu
Đến 15.000	20%	80%
Trên 15.000 đến 20.000	25%	75%
Trên 20.000 đến 50.000	30%	70%
Trên 50.000 đến 75.000	35%	65%
Trên 75.000 đến 100.000	40%	60%
Trên 100.000 đến 150.000	50%	50%
Trên 150.000	65%	35%

- Đối với khí thiên nhiên

Sản lượng Khí thực (triệu m³/ngày)	PVN	Nhà thầu
Đến 5	20%	80%
Trên 5 đến 10	25%	75%
Trên 10	30%	70%

▪ Thuế và phí:

- Thuế: Thuế thu nhập doanh nghiệp 50%
- Thuế xuất khẩu Dầu thô: 10%

* Lợi ích của thuế đối với thu hút các nhà đầu tư

5. Với những những cơ hội đầu tư như nhau ở đâu có những chính sách ưu đãi về thuế thì Nhà đầu tư sẽ đầu tư vào đó. Mức thuế suất ưu đãi, hấp dẫn sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc thu hút vốn đầu tư, cạnh tranh với các nước trong khu vực lân cận.

6. Trong thời gian qua Việt Nam đã có những chính sách ưu đãi về thuế nhập khẩu và thuế GTGT của vật tư, thiết bị nhập khẩu cho hoạt động thăm dò khai thác dầu khí mà trong nước chưa sản xuất được nên đã thu hút được khá nhiều nhà đầu tư nước ngoài quan tâm.

* Hạn chế của thuế đối với thu hút vốn đầu tư

7. Mức thuế thu nhập doanh nghiệp của Việt Nam là 50% cao hơn so với các nước trong khu vực và các nước láng giềng: Trung Quốc 33%, Malaysia 40%, Indonesia 35% điều này đã hạn chế các Nhà đầu tư nước ngoài rót vốn vào Việt Nam. Hơn nữa, các khoản chi phí được trừ khi tính thu nhập chịu thuế của Việt Nam còn hạn chế như chi phí quản lý, giám sát, chi phí văn phòng của Nhà đầu tư nước ngoài liên quan đến lô hợp đồng dầu khí thăm dò khai thác tại Việt Nam cũng không được tính giảm trừ khi tính thu nhập chịu thuế.

- Thuế suất thuế tài nguyên của Việt Nam cũng cao hơn so với các nước nên chưa thực sự khuyến khích nhà đầu tư rót vốn vào Việt Nam.

3.2.2.2. Hiệu quả kinh tế của dự án mỏ Kinh Ngự Tráng

* **Giả định các thông số đầu vào**

▪ Tỷ suất chiết khấu: 10,5% - Look forward @2015 (Theo Quyết định số 7069/QĐ-DKVN của PVN).

▪ Giá dầu: Theo Thông báo của PVEP số 139/NB-ĐTPT ngày 22/06/2015, giá dầu sử dụng để đánh giá hiệu quả kinh tế của Dự án như sau:

USD/BBL	2015	2016	2017	2018 trở đi
Brent	59,70	69,80	83,00	88,87

▪ Giá khí: 0,99 USD/MMbtu, Trượt giá 2% năm, tính từ năm 2017 khi có doanh thu dầu.

▪ Trượt giá chi phí: 0%/năm.

Trên cơ sở các thông số đầu vào trữ lượng, địa chất, công nghệ mỏ, thiết bị công nghệ .v.v. như mỏ Chim Sáo và Dừa nêu trên, tác giả phân tích thực trạng hiệu quả kinh tế khi phát triển mỏ Kinh Ngư Trắng Lô 09-2/09 cụ thể như sau:

Bảng 3.22: Chi phí cho các phương án phát triển mỏ KNT

Hạng mục	Trường hợp 1.1 WHP FPSO	Trường hợp 1.2 MOPU+ FSO	Trường hợp 2.1 Kết nối về JVPC
Chi phí đầu tư (triệu USD)	421.07	308.05	459.67
* Chi phí thiết bị	215.72	102.70	252.79
* Chi phí khoan	205.35	205.35	206.88
Chi phí vận hành (triệu USD)	1,308.66	1,430.86	616.67
Chi phí dỡ mỏ (triệu USD)	38.05	27.10	48.67
Tổng cộng (triệu USD)	1,767.78	1,766.01	1,125.01

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

*** Chi phí và hiệu quả kinh tế**

Để đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án, đối với mỗi phương án phát triển khả thi về kỹ thuật 3 trường hợp sơ đồ sản lượng khai thác (Production profile) được dự báo: Trường hợp cơ sở (Base Case), Trường hợp thấp (Low Case) và Trường hợp cao (High Case).

Bảng 3.23: Các phương án phát triển với các trường hợp sơ đồ sản lượng khai thác để đánh giá hiệu quả kinh tế

No.	Cases	Phương án phát triển		Production profile cases
1	Case 1.1a	Phát triển độc lập	WHP + FPSO	Base Case
2	Case 1.1b			High Case
3	Case 1.1c			Low Case
4	Case 1.2a	Kết nối về JVPC	WHP kết nối về mỏ Rạng Đông	Base Case
5	Case 1.2b			High Case
6	Case 1.2c			Low Case
7	Case 2.1a	Kết nối về JVPC	WHP kết nối về mỏ Rạng Đông	Base Case
8	Case 2.1b			High Case
9	Case 2.1c			Low Case

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

- Chi phí quá khứ

Theo điều khoản 6.1.2(c) và 6.2.2 (b) của Hợp đồng dầu khí lô 09-2/09, tất cả chi phí quá khứ của lô 09-2/09 sẽ được đưa vào mô hình kinh tế của mỏ KNT (mỏ đầu tiên của lô 09-2/09 được đưa vào phát triển) để thu hồi chi phí.

Chi phí quá khứ của dự án đến ngày 31/12/2013 là 188,57 tr. USD và giai đoạn 1/1/2014 đến 31/8/2014 được ước tính khoảng 99,09 tr. USD.

- Chi phí đầu tư: Chi phí đầu tư CAPEX (bao gồm chi phí đầu tư thiết bị và khoan phát triển).

*** Hiệu quả kinh tế dự án**

Thông số đầu vào và hiệu quả kinh tế của dự án được thể hiện trong bảng sau:

Bảng 3.24: Hiệu quả kinh tế của các phương án mở Kinh Ngự Trắng

	Phương án 1	Phương án 2	Phương án 3	Phương án 4	Phương án 5	Phương án 6
	Comingle E70 + Kết nối tầng móng với JVPC	Dual String E60 và (E70+Móng) kết nối với JVPC	Phương án cơ sở kết nối với JVPC	Single String E70+Móng+E60 kết nối với JVPC	E60+E70-OIIP 1P kết nối với JVPC	E60+E70_+ Móng_OIIP 3P kết nối với JVPC
Dữ liệu kinh tế đầu vào						
Sản lượng Dầu	24.25	26.75	26.59	25.95	11.24	33.52
Sản lượng Khí	23.84	46.55	44.33	37.6	12.89	61.13
Chi phí ước tính	1555.0	1626.0	1619.1	1618.2	1185.3	1790.6
Thăm dò	419.37	419.37	419.37	419.37	419.37	419.37
Thiết bị	206.59	206.58	206.59	206.59	206.57	206.58
Khoan	270.92	275.47	270.92	270.92	158.63	389.55
Hoạt động	607.56	673.97	671.67	670.79	359.33	715.34
Chi phí dỡ bỏ	50.6	50.57	50.57	50.58	41.42	59.79
Hiệu quả kinh tế PVEP						
Năm kết thúc	2031	2031	2031	2031	2031	2031
Hiệu quả thời điểm hiện tại						
Dòng tiền chiết khấu hiện tại	(129.43)	(81.59)	(81.68)	(115.62)	(301.80)	10.00
Tỷ suất sinh lời hiện tại	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	10%
Hiệu quả toàn bộ vòng đời						
Dòng tiền chiết khấu toàn bộ vòng đời	(276.71)	(250.44)	(250.49)	(269.13)	(317.40)	(200.12)
Giá Dầu hòa vốn						
Giá tại thời điểm hiện tại	105.88	98.35	98.47	103.35	160.79	87.56
Giá toàn bộ vòng đời	170.27	155.60	156.23	164.45	272.33	132.65
PVN và Chính Phủ						
Dòng tiền chiết khấu hiện tại	396.92	443.45	439.43	417.00	204.29	561.01

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Kết quả tính toán kinh tế cho thấy trong tất cả các phương án phát triển, hiệu quả kinh tế của Chính phủ và PVN đạt hiệu quả với giá trị hiện tại thuần của Dự án với tỷ suất chiết khấu 10,5% ($NPV@10,5\% > 0$). Tuy nhiên đối với PVEP, trong tất cả các phương án phát triển, giá trị thuần của Dự án tính từ thời điểm đánh giá năm 2015 với tỷ suất chiết khấu 10,5% ($NPV@10,5\% \text{ Look Forward 2015}$) của PVEP < 0 .

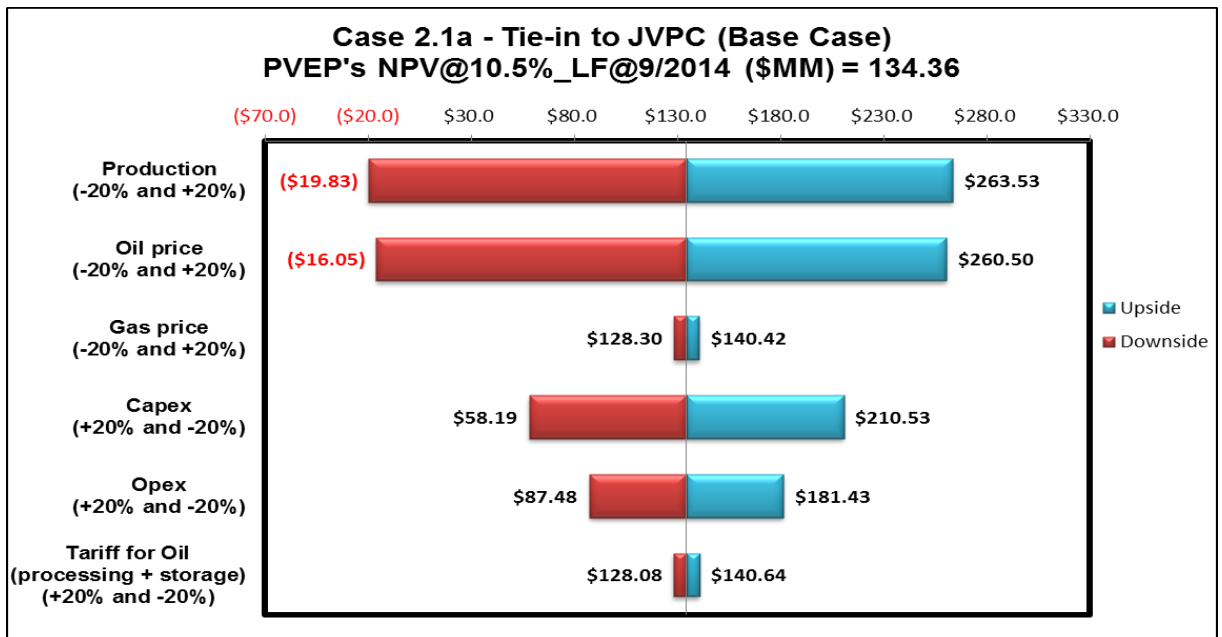
Bên cạnh đó, giá dầu hòa vốn được tính toán cho các phương án phát triển dao động từ 87.56 tới 160.79 USD/thùng, giá dầu hòa vốn này cao hơn nhiều so với giá dầu thế giới hiện tại được đề cập tại Thông báo số 139/NB-ĐTPT ngày 22/6/2015 của PVEP.

*** Các giả định khác để đánh giá hiệu quả kinh tế**

- Giá khí: 0,99 USD/triệu Btu + tăng giá 2%/năm kể từ 2015
- Tỷ lệ chiết khấu: 10,5% (theo Quyết định 7069/QĐ-DKVN)
- Mốc đánh giá (Look Forward): tháng 9/2014

*** Kết quả phân tích độ nhạy**

Kết quả phân tích độ nhạy (tornado chart) của phương án kết nối về mỏ Rạng Đông (JVPC) được trình bày ở Hình 3.21. Hình 3.21 cho thấy trong các yếu tố về chi phí thì CAPEX (xây dựng thiết bị khai thác và khoan giếng phát triển) có ảnh hưởng nhiều nhất đối với hiệu quả kinh tế của dự án. Do vậy các nỗ lực để gia tăng hiệu quả kinh tế của dự án cần phải tập trung vào việc giảm CAPEX và / hoặc gia tăng sản lượng khai thác.



Hình 3.21: Kết quả phân tích độ nhạy cho phương án kết nối về JVPC

Bảng 3.25: Thống kê ước tính chi phí của các phương án đến thời điểm kết thúc dự án

	Đơn vị	Phương án cơ sở			Phương án cao			Phương án thấp		
		Trường hợp 1.1.a	Trường hợp 1.2.a	Trường hợp 2.1.a	Trường hợp 1.1.b	Trường hợp 1.2.b	Trường hợp 2.1.b	Trường hợp 1.1.c	Trường hợp 1.2.c	Trường hợp 2.1.c
		Phát triển Độc lập		Kết nối với JVPC	Phát triển độc lập		Kết nối với JVPC	Phát triển độc lập		Kết nối với JVPC
		WHP + FPSO	MOPU + FSO	WHP kết nối với mỏ Rạng Đông	WHP + FPSO	MOPU + FSO	WHP kết nối với mỏ Rạng Đông	WHP + FPSO	MOPU + FSO	WHP kết nối với mỏ Rạng Đông
Năm sản xuất		2017	2017	2016	2017	2017	2016	2017	2017	2016
Năm kết thúc		2026	2025	2031	2026	2025	2031	2017	2017	2030
Tổng sản lượng dầu	MM BBLS	20.69	19.38	27.49	21.11	19.74	28.38	0.58	0.78	22.69
Tổng sản lượng khí	BCF	38.88	36.27	65.24	39.4	36.71	66.78	1.04	1.39	57.36
Tổng sản lượng quy đổi	MMB.O.E	27.17	25.42	38.36	27.67	25.86	39.51	0.76	1.01	32.25
Tổng chi phí	\$MM	1,614.88	1,461.62	1,431.26	1,614.88	1,461.62	1,436.17	673.35	556.63	1,344.86
Chi phí trong quá khứ (2009-2013)	"-	188.57	188.57	188.57	188.57	188.57	188.57	188.57	188.57	188.57
Chi phí trong quá khứ từ tháng 1-8/2014	"-	99.09	99.09	99.09	99.09	99.09	99.09	99.09	99.09	99.09
Tổng chi phí từ tháng 9/2014	\$MM	1327.22	1,173.95	1,143.60	1,327.22	1,173.95	1,148.51	385.69	268.96	1,057.19
Chi phí từ tháng 9-12/2014	"-	18.58	18.58	18.58	18.58	18.58	18.58	18.58	18.58	18.58
Chi phí đầu tư	"-	400.82	290.68	439.47	400.82	290.68	439.47	293.39	183.25	439.47
Chi phí vận hành	"-	849.51	820.23	616.67	849.51	820.23	621.53	28.29	34.91	531.4
Chi phí dọn mỏ	"-	38.05	27.1	48.67	38.05	27.1	48.67	38.05	27.1	48.67
Chi phí khác	"-	20.25	17.37	20.2	20.25	17.37	20.25	7.37	5.13	19.07

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

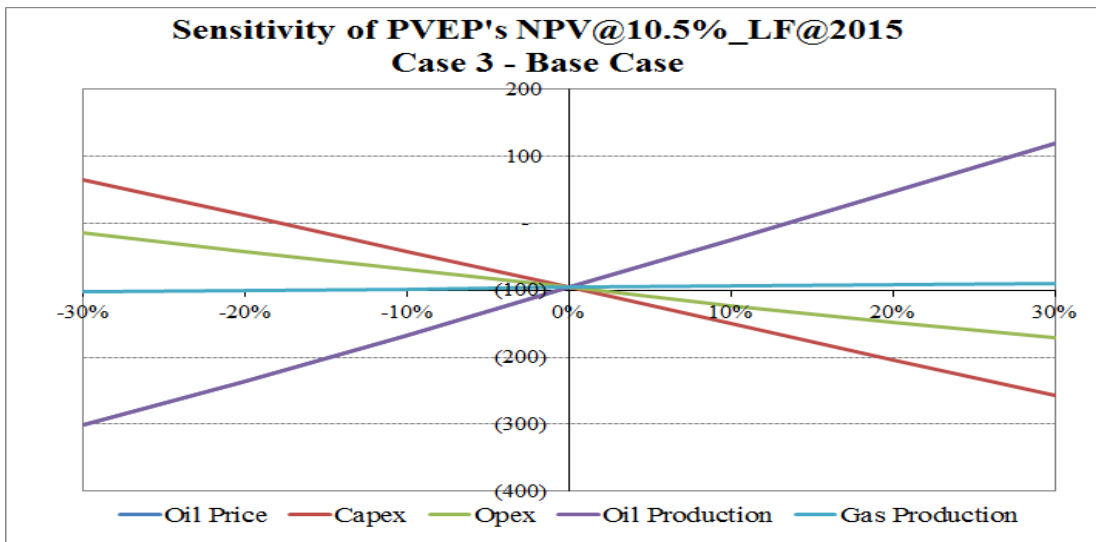
Bảng 3.26: Kết quả đánh giá kinh tế

	Đơn vị	Phương án cơ sở			Phương án cao			Phương án thấp		
		Trường hợp 1.1.a	Trường hợp 1.2.a	Trường hợp 2.1.a	Trường hợp 1.1.b	Trường hợp 1.2.b	Trường hợp 2.1.b	Trường hợp 1.1.c	Trường hợp 1.2.c	Trường hợp 2.1.c
		Phát triển Độc lập		Kết nối với JVPC	Phát triển độc lập		Kết nối với JVPC	Phát triển độc lập		Kết nối với JVPC
		WHP + FPSO	MOPU + FSO	WHP kết nối với mỏ Rạng Đông	WHP + FPSO	MOPU + FSO	WHP kết nối với mỏ Rạng Đông	WHP + FPSO	MOPU + FSO	WHP kết nối với mỏ Rạng Đông
Năm sản xuất		2017	2017	2016	2017	2017	2016	2017	2017	2016
Năm kết thúc		2026	2025	2031	2026	2025	2031	2017	2017	2030
NPV (10.5%)	\$MM									
Hiệu quả của dự án	-"									
Hiệu quả toàn bộ vòng đời dự án	-"	(124.33)	(55.41)	268.34	(106.90)	(39.74)	297.19	(604.01)	(495.87)	103.02
Hiệu quả kinh tế từ 9/2014 đi	-"	212.44	281.36	605.10	229.86	297.03	633.96	(267.24)	(159.10)	439.78
Hiệu quả của Chính phủ	-"	335.23	325.36	423.26	341.17	33.71	433.55	14.11	18.71	359.67
Hiệu quả của Petrovietnam	-"	37.49	36.38	47.48	38.15	36.97	48.63	1.57	2.09	40.39
Hiệu quả của PVEP	\$MM									
Hiệu quả toàn bộ vòng đời dự án	-"	(497.04)	(417.15)	(202.41)	(486.22)	(407.42)	(185.00)	(619.69)	(516.67)	(297.05)
Hiệu quả kinh tế từ 9/2014	-"	(160.28)	(80.38)	134.36	(149.45)	(70.65)	151.77	(282.92)	(179.90)	39.72
Tỷ suất sinh lời của PVEP										
Hiệu quả toàn bộ vòng đời dự án		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	5.04%	N/A	N/A	0.45%
Hiệu quả kinh tế từ 9/2014 đi		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	20.97%	N/A	N/A	13.57%
Điểm giá dầu hòa vốn		116.32	105.23	75.70	114.03	103.44	73.87	169.79	152.83	86.92
(NPV@10.5%PVEP LF@ tháng 9/2014) = 0										

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

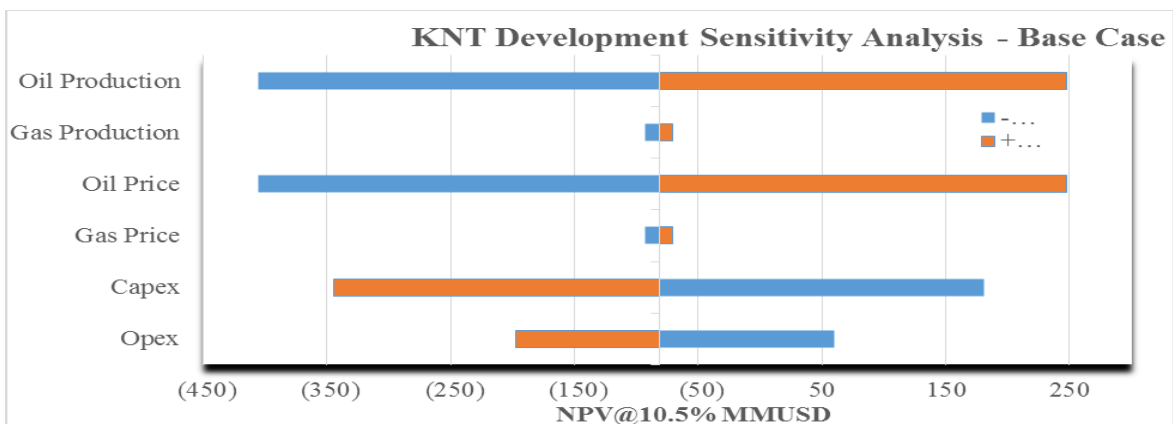
Kết quả phân tích cho thấy giá dầu, sản lượng khai thác dầu và chi phí đầu tư CAPEX (bao gồm chi phí đầu tư thiết bị và khoan phát triển) có tác động rõ rệt nhất tới hiệu quả kinh tế của PVEP. Trong các yếu tố đó, yếu tố sản lượng khai thác (SLKT) và giá dầu ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế như nhau và là 2 yếu tố ảnh hưởng lớn nhất so với các yếu tố còn lại. Trong đó: Giá dầu sẽ khó kiểm soát; Dự báo SLKT và trữ lượng thu hồi còn tồn tại rất nhiều rủi ro.

Tuy nhiên, sự tăng giảm của giá dầu bị chi phối bởi nhiều yếu tố bên ngoài và khó có thể kiểm soát được. Do đó, mọi nỗ lực hướng tới việc nâng cao hiệu quả kinh tế của toàn Dự án và của PVEP chỉ có thể đạt được bằng việc nâng cao trữ lượng khai thác và/hoặc tối ưu hóa/giảm chi phí đầu tư CAPEX.



Hình 3.22: Kết quả phân tích độ nhạy cho phương án 3

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



Như vậy, phương án thiết bị khai thác dùng giàn đầu giếng KNT WHP kết nối về hệ thống thiết bị khai thác sẵn có của mỏ Rạng Đông (JVPC) là phương án phát triển có thời điểm đưa mỏ vào khai thác (First Oil) sớm nhất, chi phí vận hành thấp nhất và mang lại giá trị (Net Present Value – giá trị hiện tại thuần) với tỷ lệ chiết khấu 10,5%/năm tính từ tháng 9/2014 (NPV@10,5% September 2014 Look Forward) của cả dự án là 605,10 triệu USD, trong đó phần của Chủ đầu tư PVEP là 134,36 triệu USD). Phương án cơ sở NPV@10,5% Full Cycle của Chủ đầu tư PVEP lại âm 202 triệu USD. Đánh giá hiệu quả kinh tế Dự án phát triển mỏ KNT là cận biên.

3.2.3. Hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ khí Báo Vàng, Lô 112

Tương tự như 02 cụm mỏ nêu trên, thực trạng hiệu quả kinh tế khai thác mỏ khí Báo Vàng của Gazprom EP International, PSC Lô 112 dựa vào các tiêu chí sau: Giá trị hiện tại dòng (thu vào); Giá trị lãi ròng; Thời hạn hoàn vốn có tính đến bất thường, giảm giá; Lợi nhuận và tỷ lệ lợi nhuận so với đầu tư và Thị trường tiêu thụ sản phẩm cho các kịch bản phát triển mỏ Báo Vàng

Các chỉ số thực hiện Kịch bản 1

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
Năm bắt đầu sản xuất	2020		
Năm cuối phát triển	2041		
Năm cuối của chu kỳ kinh tế	2035		
Tổng sản lượng của dự án, triệu thùng dầu qui đổi	67,8		
Gas, tỷ m ³	11,52		
Dầu và nước ngưng, triệu thùng	-		
Tiền thu được (tổng doanh thu trừ tiền nước chủ nhà), Triệu USD	2627,4	1318,8	1308,6
CAPEX, Triệu USD	888,0	444,0	444,0
OPEX (đời sống kinh tế), Triệu USD	863,1	431,6	431,6
Chi phí, Triệu USD	160,9	80,5	80,5

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
KPI của chương trình thực hiện thăm dò trong đời sống kinh tế			
chi phí thăm dò, Triệu USD	10,2	10,2	-
Dòng tiền, Triệu USD	423,1	198,9	224,2
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-155,0	-82,5	-72,5
IRR	5,35%	5,05%	5,65%
Thời gian hoàn vốn	13,1	14,0	12,1
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI của chương trình thực hiện thăm dò xem xét các chi phí mở Bảo Vàng			
chi phí thăm dò, Triệu USD	319,2	319,2	-
Dòng tiền, Triệu USD	169,9	84,8	85,1
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-599,5	-458,3	-141,2
IRR	1,38%	1,06%	2,05%
Thời gian hoàn vốn	26,0	26,0	15,0
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI chương trình thực hiện thăm dò từ đầu khi thực hiện dự án			
chi phí thăm dò, Triệu USD	652,8	652,8	-
Dòng tiền, Triệu USD	-102,0	-39,7	-62,4
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-1160,8	-964,9	-195,9
IRR	-%	-%	-%
Thời gian hoàn vốn	no payback	no payback	no payback
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback

Các chỉ số thực hiện Kịch bản 1'

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
Năm bắt đầu sản xuất	2022		
Năm cuối phát triển	2043		
Năm cuối của chu kỳ kinh tế	2039		
Tổng sản lượng của dự án, triệu thùng dầu qui đổi	122,8		
Gas, tỷ m ³	19,93		
Dầu và nước ngưng, triệu thùng	5,86		
Tiền thu được (tổng doanh thu trừ tiền nước chủ nhà), Triệu USD	5480,3	2836,1	2644,2
CAPEX, Triệu USD	1297,2	648,6	648,6
OPEX (đời sống kinh tế), Triệu USD	1721,2	860,6	860,6
Chi phí, Triệu USD	263,8	131,9	131,9
KPI của chương trình thực hiện thăm dò trong đời sống kinh tế			
chi phí thăm dò, Triệu USD	191,9	191,9	-
Dòng tiền, Triệu USD	1255,9	603,8	652,2
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-101,5	-92,4	-9,1
IRR	8,11%	7,03%	9,60%
Thời gian hoàn vốn	14,0	14,1	13,0
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI của chương trình thực hiện thăm dò xem xét các chi phí mở Báo Vàng			
Chi phí thăm dò, Triệu USD	500,8	500,8	-
Dòng tiền, Triệu USD	1013,7	488,5	525,2
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-543,0	-482,8	-60,1

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
IRR	4,53%	3,36%	7,38%
Thời gian hoàn vốn	25,1	25,1	14,0
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback

KPI chương trình thực hiện thăm dò từ đầu khi thực hiện dự án			
chi phí thăm dò, Triệu USD	834,5	834,5	-
Dòng tiền, Triệu USD	761,4	364,1	397,3
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-1093,8	-989,7	-104,0
IRR	2,66%	1,79%	5,50%
Thời gian hoàn vốn	28,1	28,1	15,0
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback

Các chỉ số thực hiện Kịch bản 2

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
Năm bắt đầu sản xuất	2024		
Năm cuối phát triển	2047		
Năm cuối của chu kỳ kinh tế	2043		
Tổng sản lượng của dự án, triệu thùng dầu qui đổi	85,5		
Gas, tỷ m ³	11,53		
Dầu và nước ngưng, triệu thùng	18,92		
Tiền thu được (tổng doanh thu trừ tiền nước chủ nhà), Triệu USD	4850,1	2676,1	2174,0
CAPEX, Triệu USD	1825,4	912,7	912,7
OPEX (đời sống kinh tế), Triệu	2584,5	1292,3	1292,3

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
USD			
Chi phí, Triệu USD	347,7	173,8	173,8
KPI của chương trình thực hiện thăm dò trong đời sống kinh tế			
chi phí thăm dò, Triệu USD	502,0	502,0	-
Dòng tiền, Triệu USD	-588,9	-271,8	-317,1
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-786,0	-482,5	-303,5
IRR	-%	-%	-%
Thời gian hoàn vốn	no payback	no payback	no payback
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI của chương trình thực hiện thăm dò xem xét các chi phí mở Báo Vàng			
Chi phí thăm dò, Triệu USD	811,0	811,0	-
Dòng tiền, Triệu USD	-905,6	-434,0	-471,6
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-1248,0	-905,5	-342,5
IRR	-%	-%	-%
Thời gian hoàn vốn	no payback	no payback	no payback
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI chương trình thực hiện thăm dò từ đầu khi thực hiện dự án			
chi phí thăm dò, Triệu USD	1144,7	1144,7	-
Dòng tiền, Triệu USD	-1247,6	-609,1	-638,4
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-1826,7	-1448,9	-377,8
IRR	-%	-%	-%
Thời gian hoàn vốn	no payback	no payback	no payback
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback

Các chỉ số thực hiện Kịch bản 3

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
Năm bắt đầu sản xuất	2026		
Năm cuối phát triển	2051		
Năm cuối của chu kỳ kinh tế	2047		
Tổng sản lượng của dự án, triệu thùng dầu qui đổi	339,8		
Gas, tỷ m ³	57,72		
Dầu và nước ngưng, triệu thùng	0,00		
Tiền thu được (tổng doanh thu trừ tiền nước chủ nhà), Triệu USD	16055,6	8217,0	7838,5
CAPEX, Triệu USD	5421,1	2710,5	2710,5
OPEX (đời sống kinh tế), Triệu USD	4862,4	2431,2	2431,2
Chi phí, Triệu USD	882,6	441,3	441,3
KPI của chương trình thực hiện thăm dò trong đời sống kinh tế			
chi phí thăm dò, Triệu USD	378,5	378,5	-
Dòng tiền, Triệu USD	2607,5	1349,6	1257,9
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-600,9	-361,3	-239,6
IRR	4,59%	4,39%	4,85%
Thời gian hoàn vốn	23,1	23,0	22,1
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI của chương trình thực hiện thăm dò xem xét các chi phí mỏ Báo Vàng			
Chi phí thăm dò, Triệu USD	687,4	687,4	-
Dòng tiền, Triệu USD	2348,9	1240,0	1108,9
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-1055,2	-776,7	-278,6
IRR	3,51%	3,12%	4,16%
Thời gian hoàn vốn	34,0	33,1	23,1
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI chương trình thực hiện thăm dò từ đầu khi thực hiện dự án			

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
chi phí thăm dò, Triệu USD	1021,1	1021,1	0,0
Dòng tiền, Triệu USD	2066,6	1115,6	951,0
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-1626,9	-1310,5	-316,4
IRR	2,68%	2,29%	3,49%
Thời gian hoàn vốn	36,1	36,0	24,0
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback

Các chỉ số thực hiện Kịch bản 3'

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
Năm bắt đầu sản xuất	2021		
Năm cuối phát triển	2046		
Năm cuối của chu kỳ kinh tế	2046		
Tổng sản lượng của dự án, triệu thùng dầu qui đổi	271,9		
Gas, tỷ m ³	46,19		
Dầu và nước ngưng, triệu thùng	0,00		
Tiền thu được (tổng doanh thu trừ tiền nước chủ nhà), Triệu USD	12480,4	6429,4	6050,9
CAPEX, Triệu USD	3540,2	1770,1	1770,1
OPEX (đời sống kinh tế), Triệu USD	3757,1	1878,6	1878,6
Chi phí, Triệu USD	693,6	346,8	346,8
Năm bắt đầu sản xuất			
Năm cuối phát triển	378,5	378,5	-
Năm cuối của chu kỳ kinh tế	2385,5	1240,3	1145,1
Tổng sản lượng của dự án, triệu thùng dầu qui đổi	-711,7	-387,9	-323,8
Gas, tỷ m ³	4,84%	4,79%	4,89%
Dầu và nước ngưng, triệu thùng	19,0	18,1	19,0

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
Tiền thu được (tổng doanh thu trừ tiền nước chủ nhà), Triệu USD	no payback	no payback	no payback
KPI của chương trình thực hiện thăm dò trong đời sống kinh tế			
chi phí thăm dò, Triệu USD	687,4	687,4	-
Dòng tiền, Triệu USD	2115,7	1125,1	990,7
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-1167,7	-787,3	-380,5
IRR	3,68%	3,39%	4,11%
Thời gian hoàn vốn	31,0	29,1	20,1
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI của chương trình thực hiện thăm dò xem xét các chi phí mở Báo Vàng			
Chi phí thăm dò, Triệu USD	1021,1	1021,1	-
Dòng tiền, Triệu USD	1830,3	1000,6	829,6
chiết khấu dòng tiền, Triệu USD	-1738,6	-1305,5	-433,1
IRR	2,77%	2,45%	3,38%
Thời gian hoàn vốn	no payback	no payback	21,1
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback

Các chỉ số thực hiện Kịch bản 3”

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
Năm bắt đầu sản xuất	2021		
Năm cuối phát triển	2046		
Năm cuối của chu kỳ kinh tế	2043		
Tổng sản lượng của dự án, triệu thùng dầu qui đổi	333,8		
Gas, tỷ m ³	55,78		
Dầu và nước ngưng, triệu thùng	5,82		
Tiền thu được (tổng doanh thu trừ tiền nước chủ nhà), triệu	14664,6	7605,7	7058,8

Chỉ tiêu	Tổng	Chia ra	
		Phía Nga	Phía VN
USD			
CAPEX, Triệu USD	3984,4	1992,2	1992,2
OPEX (đời sống kinh tế), Triệu USD	4084,5	2042,2	2042,2
Chi phí, Triệu USD	685,5	342,7	342,7
KPI của chương trình thực hiện thăm dò trong đời sống kinh tế			
chi phí thăm dò, triệu USD	546,9	546,9	-
Dòng tiền, triệu USD	3245,3	1634,8	1610,4
chiết khấu dòng tiền, triệu USD	-498,4	-310,9	-187,5
IRR	6,64%	6,25%	7,12%
Thời gian hoàn vốn	16,1	16,0	15,1
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI chương trình thực hiện thăm dò xem xét các chi phí mỏ Báo Vàng			
Chi phí thăm dò, triệu USD	855,8	855,8	-
Dòng tiền, Triệu USD	2976,4	1519,6	1456,9
chiết khấu dòng tiền, triệu USD	-951,9	-704,8	-247,1
IRR	5,19%	4,54%	6,28%
Thời gian hoàn vốn	27,1	27,0	17,0
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback
KPI chương trình thực hiện thăm dò từ đầu khi thực hiện dự án			
chi phí thăm dò, triệu USD	1189,5	1189,5	-
Dòng tiền, triệu USD	2701,6	1395,1	1306,5
chiết khấu dòng tiền, triệu USD	-1516,9	-1216,3	-300,6
IRR	4,10%	3,40%	5,53%
Thời gian hoàn vốn	30,1	30,0	17,1
Thời gian hoàn vốn chiết khấu	no payback	no payback	no payback

Tóm tắt, các phương án phát triển mỏ Báo Vàng PSC Lô 112 đều không có tính thương mại, NPV Dự án âm từ 73 triệu USD đến 345 triệu USD, IRR cho cho phương án cơ sở tốt nhất chỉ đạt 6%, thấp hơn nhiều so với quy định để phát triển mỏ bình thường (IRR lớn 14% cho các dự án tìm

kiểm thăm dò trong nước). Dựa vào Báo cáo số liệu thực tế nêu trên, các phương án phát triển mỏ Báo Vàng PSC Lô 112 đều không thu hồi được vốn đã bỏ ra trong quá khứ. Kịch bản đầu tư tối ưu nhất, ưu đãi nhất, giá khí tốt nhất NPV phương án cơ sở dự án âm gần 100 triệu USD và còn tiềm ẩn nhiều rủi ro cho phát triển thông thường.

3.3. Đánh giá Hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

Qua phân tích thực trạng hiệu quả kinh tế trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên cho thấy, mỏ Chim Sáo, Dừa - trường hợp ưu đãi nhất về các điều kiện, các định chế tài chính theo PSC thì lãi ròng chiết khấu (NPV@10%) của Dự án đối với nhà đầu tư PVEP chỉ đạt 3 triệu USD. Trường hợp bình thường, NPV@10% của Dự án đối với nhà đầu tư PVEP sẽ âm 10 triệu USD. Dự án không hiệu quả kinh tế nhưng lại bảo đảm mục tiêu thu hồi tối đa chi phí quá khứ đầu tư tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí trên diện tích Lô 12W, cắt giảm tối đa lỗ.

Đối với Dự án phát triển mỏ Kinh Ngư Trắng, tất cả các phương án tính toán kinh tế từ đầu Dự án thì không hiệu quả thương mại. NPV phương án cơ sở Dự án này tính cả đời dự án là âm 202 triệu USD, IRR chỉ đạt 4,3%. Tuy nhiên, để đạt được mục tiêu thu hồi chi phí tìm kiếm đã bỏ ra, cùng như tận dụng cơ sở hạ tầng các mỏ lân cận để tận thu nguồn tài nguyên và tạo cơ hội phát triển các đối tượng tiềm năng trong Lô 09-2/09. NPV phương án cơ sở Dự án này tính từ tháng 9/ 2014 dự án có hiệu quả 134 triệu USD, IRR chỉ đạt 20%.

Đối với Dự án phát triển mỏ Báo Vàng PSC Lô 112, tất cả các phương án phát triển mỏ đều không thu hồi được vốn đã bỏ ra trong quá khứ. Kịch bản đầu tư tối ưu nhất, ưu đãi nhất, giá khí tốt nhất NPV phương án cơ sở dự án âm 73 triệu USD, IRR chỉ đạt 6%.

Tuy vậy, xét trên lợi ích tổng thể của nước chủ nhà Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thì các Dự án nêu trên cần được tiến hành triển khai.

Xét trên lợi ích của riêng Nhà thầu với tư cách là nhà đầu tư, tác giả thấy rằng các Dự án này còn tồn tại những rủi ro kinh tế-kỹ thuật nhất định, tuy nhiên với các đánh giá nghiên cứu thì các giải pháp đưa ra nhằm giảm thiểu

tối đa rủi ro phát triển những mỏ đã như trình bày trong báo cáo thì việc theo đuổi dự án là khả thi.

Dự án phát triển mỏ Chim Sáo và Dừa được tính toán dựa trên việc áp dụng công nghệ mới, hiện đại. Cụ thể: áp dụng hệ thống khai thác ngầm, đầu giếng ngầm để phát triển khai thác theo phương án phân giai đoạn để phát triển các mỏ trong diện tích Hợp đồng PSC Lô 12W. Việc phát triển mỏ Dừa được xem xét, phát triển phân giai đoạn phát triển với mỏ Chim Sáo đang khai thác là bảo đảm mục tiêu thu hồi tối đa chi phí quá khứ đầu tư tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí của Lô 12W, giảm tối đa lỗ và tận thu nguồn tài nguyên. Đối với các mỏ của PSC Lô 09-2/09 và PSC Lô 112 cũng tương tự và tận dụng kết nối với mỏ lân cận.

Trong những năm qua việc thu hút đầu tư nước ngoài hạn chế, trong giai đoạn 2001-2005 chúng ta chỉ ký được 6 hợp đồng dầu khí và không hoàn thành kế hoạch đặt ra là ký từ 10-12 hợp đồng dầu khí mới. Nguyên nhân của việc không hoàn thành kế hoạch ngoài các điều kiện địa chất phức tạp, triển vọng thấp, rủi ro cao hoặc các khu vực nước sâu, nhạy cảm về chính trị, cạnh tranh gay gắt của các nước láng giềng với ta trong thu hút đầu tư nước ngoài,...còn do các điều kiện, chính sách ưu đãi hiện hành cho mỏ nhỏ và nước sâu có nhạy cảm chính trị chưa đủ hấp dẫn đồng thời thủ tục hành chính còn nặng nề, chậm chạp, chưa linh hoạt trong lựa chọn đối tác.

Nguồn trữ lượng thu hồi đã phát hiện được cho đến nay chỉ đảm bảo duy trì khai thác dầu thô ổn định ở mức sản lượng từ 17-20 triệu tấn/năm tới 2020, nếu không có bổ sung nguồn trữ lượng mới thì sản lượng khai thác dầu thô sẽ suy giảm mạnh, ảnh hưởng tới việc đảm bảo nguồn năng lượng cho phát triển kinh tế quốc dân và sự phát triển bền vững của ngành Dầu khí.

Công tác thăm dò khai thác chủ yếu dựa vào đầu tư nước ngoài, tập trung ở vùng nước nông <200m, tại các vùng/bể trầm tích có tiềm năng nhất chiếm 1/3 diện tích thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam. Mức độ tìm kiếm thăm dò (địa chấn, khoan) không đồng đều giữa các bể trầm tích và các lô trong từng vùng/bể nên mức độ tin cậy của các kết quả đánh giá tiềm năng còn nhiều rủi ro.

Sau khi mỏ không còn trữ lượng để khai thác hoặc khai thác không còn hiệu quả thương mại nữa thì phải tiến hành hủy mỏ. Các giàn khai thác và các kết cấu ngoài biển phải được cắt bỏ và thu gom hoàn toàn theo qui định của an toàn môi trường biển, môi trường sinh thái trả lại nguyên trạng bề mặt biển. Các giếng khoan khai thác, đường ống dẫn dầu, mìn khoan, rác thải,... phải được thu gom và hủy theo quy định của Luật bảo vệ môi trường. Chi phí để tiến hành cho công việc này cũng rất tốn kém tùy theo quy mô, cấu tạo của mỏ. Ở Việt Nam cho đến nay chưa có mỏ dầu khí nào được hủy do quá trình khai thác vẫn hoạt động tốt và còn hiệu quả về mặt nguồn thu đối với nhà nước Việt Nam. Tuy vậy, Quỹ thu dọn mỏ và các công trình kèm theo được trích nộp theo đúng quy định tại Quyết định số 40 của Thủ tướng Chính phủ về việc thu dọn và dỡ bỏ các công trình dầu khí.

Tại Việt Nam hiện tại, các điều kiện khai thác dầu khí ngày càng khó khăn và rủi ro hơn do thân dầu trong móng nứt nẻ là dạng thân dầu hiếm gặp trên thế giới, sự hiểu biết và kinh nghiệm khai thác chúng còn rất hạn chế, dự báo khai thác có độ chính xác không cao, còn chứa đựng nhiều rủi ro. Thậm chí các phát hiện mỏ mới khu vực Bạch Hổ, bể Cửu Long, các thân dầu mỏ, các phát hiện mới cũng đều nhỏ, phân tán việc đưa chúng vào khai thác hiệu quả cũng gặp không ít những khó khăn.

Các giải pháp tăng thu hồi dầu, phát triển mỏ nhỏ, các mỏ khí có hàm lượng CO₂ cao đang được nghiên cứu tích cực và bước đầu triển khai (bơm ép nước) có kết quả, tuy nhiên chưa đáp ứng được yêu cầu.

Năng lực quản lý điều hành công tác thăm dò khai thác của ta còn hạn chế, công tác tổ chức khâu đầu từ Tập đoàn dầu khí đến các cơ sở chưa đồng bộ, còn nhiều bất cập, lực lượng cán bộ thăm dò khai thác quá mỏng, trình độ không đồng đều lại phân tán chưa đáp ứng được yêu cầu của thực tế sản xuất và sự phát triển của ngành dầu khí. Chế độ chính sách về lao động, tiền lương hiện nay hiện nay chưa thu hút được cán bộ giỏi và chưa hạn chế được việc chảy máu chất xám.

CHƯƠNG 4

ĐỊNH HƯỚNG, QUAN ĐIỂM VÀ GIẢI PHÁP ĐẢM BẢO HIỆU QUẢ KINH TẾ KHAI THÁC MỎ DẦU KHÍ CẬN BIÊN TẠI VIỆT NAM

4.1. Định hướng quốc gia về phát triển khai thác mỏ dầu khí nói chung và mỏ dầu khí cận biên nói riêng tại Việt Nam trong thời gian tới

4.1.1. Định hướng của nhà nước về khai thác các mỏ dầu khí

Theo định hướng phát triển ngành dầu khí đến năm 2025: Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam được TTgCP phê duyệt tại Quyết định số 386/QĐ-TTg ngày 09/3/2009 đã chỉ rõ mục tiêu chiến lược, các quan điểm, định hướng phát triển và các tồn tại, yếu kém của ngành Dầu khí. Trong đó, mục tiêu chiến lược là phát triển ngành Dầu khí trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, đồng bộ, bao gồm: tìm kiếm thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, phân phối, dịch vụ và xuất, nhập khẩu. Xây dựng PVN trở thành một Tập đoàn kinh tế hàng đầu Việt Nam, đóng góp quan trọng trong nền kinh tế, đồng thời, góp phần đấu tranh, bảo vệ chủ quyền quốc gia trên Biển Đông và nâng cao vị thế doanh nghiệp nhà nước của Việt Nam trên trường quốc tế.

Quan điểm Chiến lược, Quy hoạch ngành Dầu khí đã được Chính phủ phê duyệt; phát triển ngành Dầu khí đồng bộ, mang tính đa ngành và liên ngành; trở thành một ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, dựa trên tiềm năng dầu khí trong nước và ở nước ngoài; sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên trong nước đồng thời phải tích cực đầu tư tìm kiếm thăm dò ra nước ngoài, khai thác nhanh nguồn tài nguyên nước ngoài để bổ sung sự thiếu hụt từ khai thác trong nước. Chiến lược con người được PVN xác định là một trong ba khâu đột phá trong giai đoạn 2011 - 2015, với mục tiêu tổng quát là: Xây dựng một đội ngũ cán bộ lãnh đạo, quản lý, khoa học - công nghệ và công nhân kỹ thuật dầu khí Việt Nam đồng bộ có trình độ chuyên môn kỹ thuật, khoa học công nghệ, nghiệp vụ quản lý và điều hành ngang tầm quốc tế, để tự điều hành các hoạt động dầu khí trong nước và nước ngoài với hiệu quả kinh tế cao, phù hợp với Chiến lược phát triển của ngành.

Các chỉ tiêu kế hoạch của chủ yếu của PVN giai đoạn 2015 - 2025 với quan điểm, mục tiêu xây dựng PVN thành Tập đoàn kinh tế năng động, có năng lực

cạnh tranh trong nước và quốc tế, đạt hiệu quả cao trong sản xuất kinh doanh bằng cách tối ưu hóa mọi nguồn lực sẵn có, đẩy mạnh hoạt động và tập trung đầu tư vào 5 lĩnh vực chính là thăm dò - khai thác, lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện và dịch vụ kỹ thuật dầu khí. Trong đó, lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác là cốt lõi.

Trong các mục tiêu cụ thể của lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí thì các chỉ tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí và khai thác dầu khí đóng vai trò quyết định. Trong đó, gia tăng trữ lượng đảm bảo gấp khoảng 2 lần sản lượng khai thác bình quân. Khai thác dầu khí với chỉ tiêu đến năm 2020 và đến năm 2025 đạt tỷ lệ tăng trưởng gấp khoảng gần 2 lần với sản lượng đang khai thác hiện tại trong nước. Ở ngoài nước, mở rộng đầu tư tại 3 trung tâm là Nga và SNG; Nam Mỹ và Bắc Phi.

Bảng 4.1: Mục tiêu khai thác của PVN đến 2015 và định hướng đến 2025
(Triệu tấn qui dầu/năm)

Nguồn khai thác	Năm 2015	Năm 2020	Năm 2025
Khai thác trong nước do phát hiện mới	3,0-3,2	12-12,5	15-16
Khai thác ở nước ngoài (được chia)	1,6-1,8	4,2-4,5	4,5-4,8
Khai thác ở nước ngoài do mua mỏ	1,8-2,0	7,8-8,0	10-12
Tổng	32-33	42-44	42-45

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Mục tiêu chiến lược của PVN là đẩy mạnh việc tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng có thể khai thác; ưu tiên phát triển những vùng nước sâu, mở rộng địa bàn và tích cực triển khai hoạt động đầu tư tìm kiếm thăm dò dầu khí ra nước ngoài.

Cụ thể hoá mục tiêu chiến lược của Tập đoàn, Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã xây dựng mục tiêu chiến lược tìm kiếm thăm dò trong và ngoài nước theo đó giai đoạn 2011-2015 đạt mức gia tăng trữ lượng ở cả trong và ngoài nước là 120 triệu tấn thu hồi qui dầu và giai đoạn 2016-2025 đạt mức gia tăng trữ lượng 200 triệu tấn thu hồi qui dầu.

Trong bối cảnh những khu vực lô mở còn lại trong nước và những khu vực thăm dò khai thác trên thế giới còn tiềm ẩn rủi ro cao về địa chất, để đạt được mục tiêu to lớn nêu trên định hướng công tác tìm kiếm thăm dò được khái quát như sau:

Tập trung đẩy mạnh ở những khu vực còn nhiều tiềm năng; chủ động tìm kiếm đối tác để hợp tác thăm dò khai thác dầu khí ở các khu vực còn khó khăn, đòi hỏi vốn lớn và công nghệ cao.

PVEP tiếp tục đẩy mạnh tìm kiếm thăm dò để gia tăng trữ lượng tại các Lô đã ký hợp đồng dầu khí, tận thăm các mỏ đang khai thác để gia tăng trữ lượng khai thác, kết hợp với các nhà thầu nghiên cứu, lựa chọn các cấu tạo và tối ưu hóa vị trí giếng khoan thăm dò khai thác.

Tại những khu vực/lô có tiềm năng dầu khí đã được chứng minh có tiềm năng cao, ít rủi ro, tham gia tới 100% cổ phần hoặc nắm giữ cổ phần chi phối và trực tiếp điều hành, đặc biệt tại các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng. Bên cạnh đó, PVEP đã nghiên cứu các đối tượng tìm kiếm thăm dò phi truyền thống (bẫy phi cấu tạo...), nghiên cứu các bể trầm tích mới và các nguồn tài nguyên mới như khí than, khí đá phiến, băng cháy... Tăng cường đánh giá, lựa chọn lô có nhiều tiềm năng ở khu vực nước sâu để ký kết hợp đồng dầu khí. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục triển khai công tác nghiên cứu, khảo sát, điều tra cơ bản tài nguyên khoáng sản trên toàn thềm lục địa.

Tích cực đầu tư trên nguyên tắc hiệu quả kinh tế nhằm bù đắp sản lượng thiếu hụt ở trong nước và góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho nền kinh tế quốc dân. Trong giai đoạn tới, PVEP chọn các khu vực có tiềm năng dầu khí cao, thuận lợi về quan hệ chính trị và hợp tác với các công ty dầu khí khác. Trong đó, PVEP chú trọng đầu tư vào các khu vực trọng điểm có tiềm năng ở Đông Nam Á, châu Phi, Trung Đông, các nước Liên Xô cũ và Trung/Nam Mỹ. Đặc biệt ưu tiên mua tài sản gồm các mỏ đang phát triển khai thác. Tích cực tìm giải pháp farm-in vào các hợp đồng có tiềm năng cao đang trong giai đoạn thăm dò/thăm lượng.

Gia tăng trữ lượng phân nước ngoài trong giai đoạn 2011-2015, PVEP phân đầu đạt 80 triệu tấn quy dầu. Dự kiến giai đoạn 2016 - 2025 các diện tích thăm dò đã bị thu hẹp cộng với rủi ro tăng cao nên có nhiều khả năng tốc độ tăng trưởng của các dự án thăm dò sẽ giảm so với giai đoạn trước. Do vậy, để đạt mức tăng trữ lượng là 150 triệu tấn vào năm 2025 thì tiếp tục áp dụng các giải pháp nêu trên ngoài ra còn cần phải triệt để áp dụng các tiến bộ khoa học để giảm thiểu rủi ro và tăng hệ số thu hồi dầu khí.

Trong những năm tới, công tác thăm dò nhằm đảm bảo kế hoạch chiến lược gia tăng trữ lượng ngày càng cao sẽ phải đối mặt với những thách thức rất lớn về nhu cầu nhân lực, nguồn vốn, sự cạnh tranh quốc tế và tiến bộ khoa học công nghệ. Điều này đòi hỏi PVEP phải không ngừng vươn lên để có thể chiến hữu những tầm cao mới.

Trong giai đoạn 2007-2010, PVEP đã đưa 16 mỏ mới vào khai thác, sản lượng khai thác đạt trên 40 triệu tấn dầu và condensate, 36,5 tỉ mét khối khí. Hiện nay, PVEP cùng các Nhà thầu đang tích cực nghiên cứu tìm giải pháp nâng cao sản lượng khai thác và khai thác an toàn các mỏ để hoàn thành đạt mức sản lượng cao nhất do Tập đoàn giao. Trong đó, PVEP đã tập trung huy động các nguồn lực cả về nhân lực và tài chính, chủ động phối hợp với các đối tác triển khai tích cực, nghiên cứu, rà soát các kế hoạch phát triển mỏ các dự án để đưa ra phương án triển khai tối ưu nhất. Trong quá trình triển khai thi công, PVEP luôn tuân thủ các quy định của Việt Nam về bảo vệ môi trường song song với việc thực hiện các giải pháp nhằm mục tiêu tiết kiệm năng lượng, khai thác và sử dụng tài nguyên thiên nhiên một cách hợp lý. Chiến lược của PVEP sẽ mở rộng khai thác dầu và khí cả trong và ngoài nước, dự kiến đến năm 2016 sẽ có tổng cộng trên 40 mỏ dầu, khí được đưa vào khai thác. Trong giai đoạn 2011-2015 tổng sản lượng dầu khí khai thác qui đổi dự kiến trên 130 triệu tấn và trong giai đoạn 2016-2025 tổng sản lượng dầu khí khai thác qui đổi dự kiến trên 400 triệu tấn.

4.1.2. Định hướng khai thác các mỏ dầu khí cận biên

Trong hơn 20 năm qua, thực tế kết quả triển khai công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam cho thấy số phát hiện dầu khí tại các Bể: Cửu Long, Nam Côn Sơn, Mã Lai - Thổ Chu, Sông Hồng .v.v. đã có khoảng 50 phát hiện. Tuy nhiên, chỉ có 05 phát hiện cho là khá lớn (chiếm 10%), trong đó, có 02 mỏ khí lớn đang gặp rất nhiều khó khăn trong triển khai phát triển khai thác, sử dụng hiệu quả nguồn khí này. Vì vậy, 02 mỏ khí này gần như cận biên về khía cạnh khó khăn địa chất, địa lý, cơ sở hạ tầng khai thác và sử dụng. Như vậy, thực tế tại Việt Nam trong những năm gần đây có đến trên 90% các mỏ phát hiện trong 20 năm qua là mỏ dầu khí cận biên. Vượt lên trên khó khăn, thách thức Tập đoàn đã luôn hoàn thành, hoàn thành vượt mức chỉ tiêu kế hoạch khai thác trên 25 triệu tấn dầu quy đổi/ năm trong 05 năm gần đây.

Trước thực tế trên thế giới cũng như tại Việt Nam hầu hết các mỏ dầu khí lớn, hiệu quả khai thác công nghiệp cao đã được phát hiện, đang khai thác ở giai đoạn sau của thời gian khai thác cực đại. Nhiều mỏ dầu khí nhỏ, nước sâu xa bờ, điều kiện khai thác khó khăn đã và đang được phát hiện nhưng do nhiều nguyên nhân chưa thể đưa vào khai thác. Trong đó, chủ yếu là nguyên nhân điều kiện kinh tế, kỹ thuật và thương mại chưa ưu đãi đủ để các nhà đầu tư tiếp tục chuyển sang pha sau, phát triển khai thác thương mại các mỏ dầu khí nhỏ, cận biên đã phát hiện. Các điều kiện này đã được chuẩn hóa qua luật, các văn bản quy phạm pháp luật dưới luật quy định, cụ thể là các quy định trong Hợp đồng Mẫu Hợp đồng Chia sản phẩm dầu khí ban hành kèm theo Nghị định số 33/2013/NĐ-CP ngày 22/4/2013 của Chính phủ.

* Định hướng về công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí:

Tổ chức và đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong nước, nhất là ở những vùng nước sâu, xa bờ, điều kiện địa chất, địa lý, cơ sở hạ tầng phát triển mở chưa phát triển và các khu vực, cụm mỏ nhỏ cận biên; bảo đảm tìm kiếm thăm dò dầu khí đi trước một bước, nhằm gia tăng và đặt cơ sở trữ lượng dầu khí cho sự phát triển bền vững, lâu dài của ngành dầu khí; phấn đấu đến năm 2025, cơ bản đánh giá được trữ lượng dầu khí trên toàn thềm lục địa Việt Nam (cụ thể là hoàn thành khảo sát địa chấn 2D với mạng lưới 4 km x 4 km; triển khai khảo sát địa chấn mạng lưới 2 km x 2 km đối với các cấu tạo có triển vọng để chính xác cấu trúc, đánh giá tiềm năng kết hợp khảo sát 3D để lựa chọn vị trí giếng khoan thăm dò). Cụ thể là tiếp tục triển khai khảo sát địa chấn 2D ở phụ Bể Phú Quốc (Vùng I.1); khảo sát địa chấn, từ và trọng lực nghiên cứu các cấu trúc thuộc phần chìm sâu của Đới nâng Côn Sơn (Vùng I.2), khảo sát địa chấn, từ và trọng lực các Lô 125-126, 149-154 về phía Đông, Đông Nam và Nam các lô trên (Vùng II.1), khảo sát địa chấn, từ và trọng lực khu vực Tây Hoàng Sa (Vùng II.2).

Vùng nước sâu dưới 200m: khảo sát bổ sung thêm địa chấn 2D/3D, khoan thăm dò tại các Lô 102, 106, 103 và 107 ở bắc Bể Sông Hồng; các lô 05-2, 05-3, 04-1, 04-2 và 04-3, Bể Nam Côn Sơn (trong đó quan tâm đến các đối tượng syn-rift); nghiên cứu, chính xác hóa triển vọng của các bẫy phi cấu tạo và khoan 1-2 giếng khoan vào đối tượng này ở Bể Cửu Long; tiếp tục công tác tìm kiếm thăm dò tại các lô khu vực trung tâm Bể Mã Lay-Thổ Chu.

Những vùng nước sâu hơn 200m và xa bờ (Nam Bể Sông Hồng, Bể Phú Khánh, Đông Bắc Bể Nam Côn Sơn, khu vực Tư Chính – Vũng Mây, nhóm Bể Hoàng Sa và Trường Sa): kế hoạch tiếp theo ở vùng này là khảo sát địa vật lý với mạng lưới tuyến dày hơn (4x4 km, 8x8 km), nghiên cứu, đánh giá lại triển vọng một loạt cấu tạo đã phát hiện, tiến hành khoan thăm dò 4-5 giếng khoan vào những cấu tạo triển vọng nhất. Hoàn thiện các cơ chế, chính sách để kêu gọi đầu tư, ký kết hợp đồng tiến hành công tác tìm kiếm thăm dò, thu hút những đối

tác tiềm năng đầu tư tìm kiếm thăm dò các vùng nước sâu, xa bờ với mọi hình thức kể cả chỉ định thầu vào khu vực này. Tập trung kêu gọi đối tác chiến lược truyền thống và các đối tác có nhiều kinh nghiệm hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác ở khu vực nước sâu theo hình thức hợp đồng PSC linh hoạt hơn. Khuyến khích các nhà thầu đang có mặt ở vùng này đẩy nhanh tốc độ tìm kiếm thăm dò theo cam kết.

Xem xét thận trọng việc phát triển các cận biên và các mỏ đang khai thác có giá thành xấp xỉ giá thị trường. Nghiên cứu việc phối hợp cùng phát triển và khai thác các mỏ này để tăng hiệu quả đảm bảo nguồn thu quốc gia. Trong trường hợp chưa đủ điều kiện phát triển và khai thác coi đây là nguồn dự trữ.

Đầu tư mạnh cho nghiên cứu các giải pháp khoa học, công nghệ và nguồn nhân lực phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí (minh giải địa chấn, kiểm chế đà suy giảm sản lượng của các mỏ hiện có, nghiên cứu các dạng bẫy phi cấu tạo; gia tăng trữ lượng tại chỗ, tận thăm dò các mỏ đang khai thác; nâng cao thu hồi dầu; đầu tư nghiên cứu chính xác hóa mô hình địa chất các mỏ đang khai thác nhằm quản lý mỏ một cách hiệu quả nhất,...).

Nghiên cứu hoàn thiện công nghệ khai thác, các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu, kiểm chế đà suy giảm sản lượng của các mỏ hiện có và các phát triển các mỏ nhỏ, cận biên. Chuẩn bị các điều kiện cần thiết để triển khai phát triển và khai thác các phát hiện ở những vùng nước sâu, xa bờ.

Đẩy mạnh công tác nghiên cứu và hợp tác quốc tế nghiên cứu điều tra cơ bản dầu khí phi truyền thống, khí sét, khí than, khí hydrate.

Đẩy mạnh công tác nghiên cứu và hợp tác quốc tế nghiên cứu nhằm triển khai kế hoạch tận thăm dò đối với các khu vực đang khai thác nhằm duy trì và gia tăng sản lượng khai thác dầu khí; tích cực nghiên cứu và thăm dò các bể trầm tích mới, các dạng hydrocarbon phi truyền thống (khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate,...) để bổ sung trữ lượng phục vụ khai thác dầu khí.

Giai đoạn 2016-2025:

- Cơ bản hoàn thành khảo sát, điều tra cơ bản trên toàn thềm lục địa (không kể Bể Trường Sa, Hoàng Sa và Phú Khánh).

- Xác định rõ hơn trữ lượng dầu khí tiềm năng ở trong nước, trong đó:

+ Khu vực Bể Cửu Long: hoàn thành thăm dò, tận thăm dò và tiếp tục khai thác; bắt đầu triển khai công tác thu dọn mỏ.

+ Khu vực Bể Nam Côn Sơn, Bể Sông Hồng, Bể Malay - Thổ Chu, Tư Chính Vũng Mây: tiếp tục thực hiện công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác.

+ Khu vực Bể Hoàng Sa, Trường Sa, Phú Khánh, từng bước thực hiện công tác điều tra cơ bản, đánh giá trữ lượng tiềm năng.

- Phát triển các mỏ mới theo kế hoạch, cân đối sản lượng khai thác từng năm và dự trữ dầu thô quốc gia, đảm bảo hiệu quả kinh tế - xã hội.

- Nghiên cứu phát triển các dạng hydrocarbon phi truyền thống.

Về khai thác dầu khí:

- Khai thác hiệu quả các mỏ hiện có, phát triển và đưa các mỏ đã có phát hiện dầu khí vào khai thác một cách hợp lý và hiệu quả để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài. Khai thác nhanh các mỏ dầu khí hiện có ở nước ngoài để thu hồi vốn cho đầu tư các dự án mới. Triển khai công tác thu dọn các mỏ đã hết khả năng khai thác, bảo đảm hoàn nguyên môi trường sinh thái.

4.2. Quan điểm của tác giả về đổi mới cơ chế chính sách nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

Hoàn thiện các định chế tài chính trong các hợp đồng dầu khí bảo đảm lợi ích cho các nhà đầu tư khi khai thác mỏ dầu khí cận biên

Hiện nay để đáp ứng được các yêu cầu kinh tế ở tầm vĩ mô thu hút đầu tư vào hoạt động thăm dò khai thác mỏ dầu khí cận biên, Việt Nam cần thay đổi một cách linh hoạt các định chế tài chính trong các hợp đồng dầu khí đặc biệt là các hợp đồng ở các vùng mới được tìm kiếm, thăm dò hoặc vùng chông lán, kể cả ở ngay khu vực có hoạt động dầu khí truyền thống.

Khi các phát hiện thương mại ngày càng giảm thì việc cải thiện các điều kiện về tài chính, thuế là việc làm cần thiết của các nước chủ nhà để thu hút vốn của các nhà đầu tư dầu khí, tức là ở các khu vực mà độ rủi ro cao, các định chế tài chính, thuế cần được cải thiện thuận lợi hơn cho các nhà thầu.

Vấn đề là các điều khoản về tài chính, thuế phải thay đổi thế nào để vừa khuyến khích các nhà đầu tư mà nước chủ nhà không bị thua thiệt quá giới hạn cho phép. Để có những bước tiếp theo nhằm hoàn thiện cơ chế tài chính trong hoạt động thăm dò và khai thác mỏ dầu khí cận biên.

Bảng 4.2: Các ưu đãi của Việt Nam so với các nước trong khu vực

Nội dung	Việt Nam	Trung Quốc	Malaysia	Indonesia
Thuế tài nguyên	7-29%	0-12.5%	10%	20%
Thuế thu nhập DN	50%	33%	40%	35%
Thuế xuất khẩu	10%	Không	20%	Không
Thuế chuyển lợi nhuận	Không	Không	Không	20%
Chi phí thu hồi dầu	50%	50%	50%	100%
Hoa hồng	Có	Không	Không	Có
Chi phí đào tạo	Có	Không	Không	Không

Nguồn: Tác giả tự thu thập, tổng hợp các số liệu trên

Ở nước ta, đa số các hợp đồng dầu khí thuộc loại hợp đồng PSC. Các quy định chủ yếu trong định chế tài chính của dạng hợp đồng này bao gồm thuế tài nguyên, giới hạn thu hồi chi phí, tỷ lệ chia dầu khí lãi, thuế thu nhập, các loại hoa hồng và chi phí đào tạo. Để thu hút các nhà đầu tư nước ngoài trong lĩnh vực dầu khí, Luật Dầu khí sửa đổi năm 2008 đã điều chỉnh linh hoạt các định chế tài chính trong dự án khai thác mỏ cận biên như giảm thuế tài nguyên, giảm thuế thu nhập từ 50% xuống 32%, giới hạn thu hồi chi phí tăng đến 70%... Cùng với giá dầu tăng, một số phát hiện dầu khí được coi là không thương mại trước đây đã có thể phát triển được với các chỉ tiêu kinh tế cho nhà thầu được cải thiện. Song sự chuyển biến đó đã không đủ sức hấp dẫn các nhà đầu tư trong thời gian

qua vì giá dầu ở mức thấp và đặc biệt phải cạnh tranh gay gắt với các nước trong khu vực vì họ cũng điều chỉnh linh hoạt hơn các định chế tài chính.

Các dự án có mức rủi ro rất cao như phát triển mỏ cận biên thì mức khuyến khích đầu tư của nhà nước phải đảm bảo cho nhà thầu có tỷ suất lợi nhuận hợp lý. Các yếu tố ảnh hưởng mạnh đến nhà thầu trong các dự án khai thác mỏ cận biên thành công là thuế thu nhập, giới hạn thu hồi chi phí và tỷ lệ chia lãi dầu khí. Như vậy, thuế là phần quan trọng trong tổng chi phí của dự án và vì vậy hệ thống tính thuế và chia sản phẩm lãi theo thang sản lượng cần phải được vận dụng linh hoạt nhằm thỏa mãn các bên tham gia PSC. Ngoài ra, việc giảm thuế nhập khẩu một số thiết bị dầu khí, tăng giá bán khí, tạo thị trường tiêu thụ khí ổn định cũng là những yếu tố hấp dẫn các nhà đầu tư.

Việc các nhà thầu đã trả lại các lô thăm dò với các mỏ cận biên sẽ cho phép PetroVietnam kêu gọi đầu tư vào dự án phát triển hoặc tự đầu tư, quản lý và khai thác nhóm mỏ cận biên thuận lợi hơn. Hơn nữa, giá dầu khí tăng liên tục và giữ ở mức cao cùng với sự áp dụng linh hoạt các định chế tài chính trong PSC sẽ là những yếu tố quyết định góp phần cải thiện tính kinh tế của các dự án phát triển mỏ cận biên trong thời gian tới.

Tiềm năng dầu khí của Việt Nam đang ở trong một cuộc cạnh tranh với các nước trong vùng và các nước lân cận nhằm thu hút đầu tư nước ngoài. Nếu như các điều kiện của định chế tài chính của ta không hấp dẫn bằng các điều kiện của các nước khác, trong bối cảnh là tất cả các điều kiện khác đều tương ứng, thì điều hiển nhiên là ta sẽ mất đi sức cạnh tranh trong việc thu hút các nguồn vốn đầu tư.

Để khuyến khích đầu tư vào hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ngày càng nhiều thì Việt Nam cần có các chính sách ưu đãi về các chính thuế, về dầu thu hồi chi phí và lợi nhuận được chia giữa nước chủ nhà và các nhà đầu tư.

** Thuế tài nguyên*

Nghị định số 84/CP ngày 17/12/1996 của Chính phủ quy định chi tiết việc thi hành Luật dầu khí nêu rõ: “Thuế tài nguyên đối với dầu thô được tính trên cơ sở lũy tiến từng phần của tổng sản lượng dầu thô thực khai thác trong

mỗi kỳ nộp thuế dựa theo sản lượng dầu thô bình quân mỗi ngày khai thác trên toàn bộ diện tích hợp đồng dầu khí” và được phân thành hai mức khác nhau tùy theo mực nước biển đến 200m và trên 200m.

Việc phân chia thành hai mức ưu tiên khác nhau căn cứ theo độ sâu của mực nước biển đã đảm bảo sự hợp lý phân chia quyền lợi giữa các bên. Tuy nhiên, theo sự so sánh đã nêu ở trên thì thuế suất thuế tài nguyên của Việt Nam cao hơn các nước khác trong khu vực mặc dù đã được tính theo từng thang lũy tiến từ thấp đến cao.

Việt Nam là nước có tiềm năng dầu khí lớn, chủ yếu là các mỏ vừa và nhỏ, ít được các nhà đầu tư nước ngoài quan tâm nên Chính phủ cần đưa ra những chính sách ưu đãi về thuế hơn nữa để kích thích các nhà đầu tư nước ngoài tham gia đặc biệt là giảm mức thuế suất thuế tài nguyên cụ thể như sau:

Bảng 4.3: Biểu thuế suất thuế Tài nguyên

Sản lượng khai thác	Dự án khuyến khích đầu tư	Dự án khác
Đến 20.000 thùng/ngày	7%	10%
Trên 20.000 thùng đến 50.000 thùng/ngày	9%	12%
Trên 50.000 thùng đến 75.000 thùng/ngày	11%	14%
Trên 75.000 thùng đến 100.000 thùng/ngày	13%	19%
Trên 100.000 thùng đến 150.000 thùng/ngày	18%	24%
Trên 150.000 thùng/ngày	23%	29%

Nguồn: Các số liệu được lấy từ các điều khoản quy định trong các văn bản hướng dẫn Luật Dầu khí, Hợp đồng PSC mẫu kèm theo Nghị định số 33/2013/NĐ-CP của Chính phủ.

Với các mức thuế suất thuế tài nguyên nêu trên sẽ khuyến khích được đầu tư vào các mỏ vừa và nhỏ, có sản lượng thấp. Vì vậy, để khuyến khích đầu tư khai thác những mỏ nhỏ, có cấu tạo địa chất phức tạp Luật Dầu khí cần điều chỉnh và sửa đổi áp dụng cách đánh thuế lũy tiến như trên mức thuế suất thuế tài nguyên mới trở thành đòn bẩy kinh tế khuyến khích các nhà đầu tư nước ngoài đổ vốn vào đầu tư thăm dò khai thác dầu khí ở những vùng có cấu tạo địa chất phức tạp tại thềm lục địa Việt Nam.

*** Thuế thu nhập doanh nghiệp**

Một trong những lợi thế thu hút đầu tư nước ngoài của Việt Nam được các nhà đầu tư đánh giá cao là thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp hấp dẫn. Đối với các hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí thuế thu nhập doanh nghiệp được áp dụng là 50% theo điều 33 của Luật Dầu khí. Mức thuế suất 50% là cao hơn nhiều so với các nước khác trong khu vực như Trung Quốc (33%), Malaysia (40%), Indonesia (35%)... nên mức thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp của Việt Nam chưa thực sự hấp dẫn các nhà đầu tư nước ngoài.

Hơn nữa, chi phí được trừ để xác định thu nhập chịu thuế thu nhập doanh nghiệp còn rất hạn chế. Điều 50 của Nghị định số 48/2000/NĐ-CP quy định các chi phí được trừ để xác định thu nhập chịu thuế TNDN bao gồm: Chi phí được phép thu hồi trong năm tính thuế; Thuế Tài nguyên; Thuế xuất khẩu; Tiền hoa hồng dầu khí; Các khoản đóng góp tài trợ vì mục đích xã hội, từ thiện.

Tuy nhiên, trong thực tế còn phát sinh một số chi phí hợp lý, hợp lệ liên quan đến hoạt động thăm dò khai thác dầu khí có hóa đơn, chứng từ hợp lý, hợp lệ nhưng chưa được trừ khi tính thu nhập chịu thuế bao gồm: Chi phí quản lý của Nhà thầu đối với hoạt động thăm dò khai thác dầu khí của hợp đồng dầu khí; Chi phí Marketing; Phí giám định; Lệ phí Hải quan; Phí phân tích mẫu dầu cho xuất khẩu; Phí bảo lãnh thuê tàu chứa dầu; Các chi phí khác phát sinh trong quá trình xuất khẩu dầu thô.

Việt Nam đã trải qua những kinh nghiệm trong các hợp đồng đặc nhượng, hợp đồng liên doanh, hợp đồng phân chia sản phẩm, hợp đồng điều hành chung. Vì vậy để khuyến khích các nhà đầu tư nước ngoài đầu tư vào các mỏ vừa và nhỏ trên cơ sở vận dụng linh hoạt Luật Đầu tư ra nước ngoài và Luật Dầu khí cần có những quy định phù hợp theo các giải pháp sau:

- Thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp

Đối với các dự án khuyến khích đầu tư: 32%

Đối với các dự án khác: 50%

- Các chi phí được trừ khi tính thu nhập chịu thuế TNDN.

Ngoài các chi phí được trừ khi tính thuế thu nhập chịu thuế TNDN như quy định trong Nghị định 48/2000/NĐ-CP và Thông tư 48/2001/TT-BTC đã nêu ở trên thì cho phép trừ các chi phí sau khi tính thu nhập chịu thuế gồm: Chi phí quản lý của các bên Nhà thầu tham gia hợp đồng dầu khí không phải là Nhà điều hành (Non-Operator) là các chi phí chung của các bên Nhà thầu phục vụ công tác quản lý các hợp đồng dầu khí mà công ty đang tham gia quản lý được phân bổ cho các hợp đồng dầu khí mà Nhà thầu tham gia quản lý. Tiêu thức phân bổ theo chi phí phát sinh thực tế của các hợp đồng dầu khí; Các chi phí hợp lý, hợp lệ có hóa đơn chứng từ đầy đủ liên quan trực tiếp đến quá trình khai thác và xuất khẩu dầu thô; Các chi phí hợp lý, hợp lệ khác.

*** Thuế xuất khẩu**

Các PSC đề cập vấn đề thuế xuất khẩu dầu thô nhưng có nêu là các nhà thầu phải chịu các luật thuế khác theo pháp luật Việt Nam. Hiện nay, thuế suất của thuế xuất khẩu áp dụng đối với dầu thô là 10%. Trên thực tế hiện nay, Bộ Tài chính căn cứ vào sản lượng khai thác dự kiến của quý mà Nhà điều hành cung cấp và thuế suất thuế tài nguyên xác định tỷ lệ thuế tài nguyên tạm nộp của từng chuyến dầu theo quý, sau đó căn cứ tỷ lệ thuế tài nguyên tạm nộp và thuế suất thuế xuất khẩu dầu thô để xác định tỷ lệ thuế xuất khẩu tạm nộp theo từng chuyến dầu theo quý. Căn cứ vào tỷ lệ thuế suất khẩu tạm nộp mà Bộ Tài chính quy định, Nhà điều hành làm thủ tục kê khai nộp thuế.

Tuy nhiên, vào thời điểm cuối kỳ (cuối quý) các quy định của Luật thuế đang áp dụng lại không quy định quyết toán thuế xuất khẩu dầu thô theo sản lượng khai thác thực tế. Sản lượng khai thác thực tế có thể khác nhiều so với sản lượng khai thác dự kiến nên tỷ lệ thuế tài nguyên phải nộp thay đổi, do đó tỷ lệ thuế xuất khẩu phải nộp cũng thay đổi theo. Vì vậy, Bộ Tài chính/Tổng Cục thuế cần phải bổ sung thêm quy định quyết toán thuế xuất khẩu dầu thô để tạo sự minh bạch, công bằng đối với các nghĩa vụ nộp Ngân sách Nhà nước.

Đối với mỏ Kinh Ngư Tráng, Việt Nam nên có phương án điều chỉnh cơ chế giảm một số sắc Thuế; tăng tỷ lệ thu hồi chi phí và tăng tỷ lệ chia dầu lãi cho

Nhà thầu (theo như Lô 46/13 đang áp dụng) để có thể triển khai công tác phát triển, tận thu khai thác và sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên dầu khí tại các phát hiện nhỏ, mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam. Chính phủ cần có cơ chế ưu đãi về các điều khoản của PSC Lô 09-2/09 theo điều kiện ưu đãi đầu tư.

Dầu thuế tài nguyên		Lợi nhuận Dầu trước thuế		
Sản lượng Dầu Thực bởi phần gia tăng trong Diện tích Hợp đồng	Dầu thuế tài nguyên (% Sản lượng dầu Thực)	Sản lượng Dầu Thực trung bình ngày (BOPD)	Nhà Thầu (%)	PVN (%)
Đến 20,000	8	Đến 15,000	80	20
Trên 20,000 đến 50,000	10	Trên 15,000 đến 20,000	75	25
Trên 50,000 đến 75,000	12	Trên 20,000 đến 50,000	70	30
Trên 75,000 đến 100,000	17	Trên 50,000 đến 75,000	65	35
Trên 100,000 đến 150,000	22	Trên 75,000 đến 100,000	60	40
Trên 150,000	27	Trên 100,000 đến 150,000	50	50
		Trên 150,000	35	65

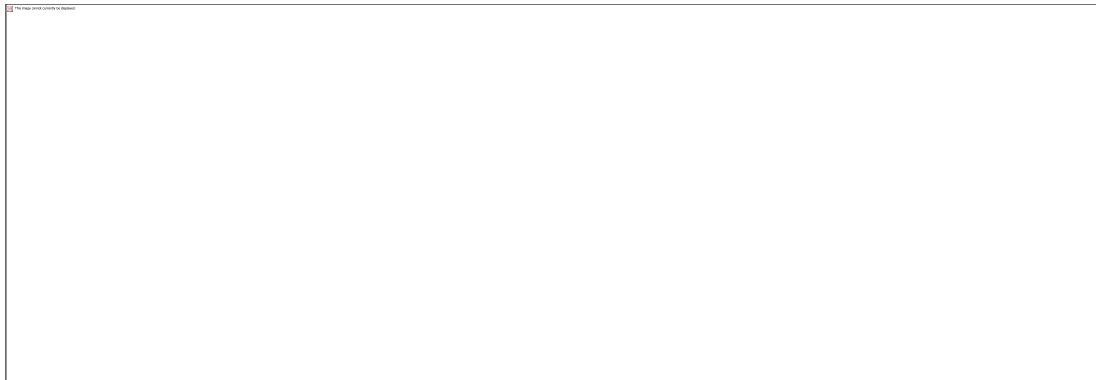
Khí thuế tài nguyên		Lợi nhuận Khí trước thuế		
Sản lượng Khí Thực trong Diện tích Hợp đồng	Khí thuế tài nguyên (% Sản lượng Khí Thực)	Sản lượng Khí Thực (MMCMPD)	Nhà Thầu (%)	PVN (%)
Đến 5	0	Đến 5	80	20
Trên 5 đến 10	5	Trên 5 đến 10	75	25
Trên 10	10	Trên 10	70	30

Thời hạn được áp dụng

Hình 4.1. Các điều khoản của PSC Lô 09-2/09

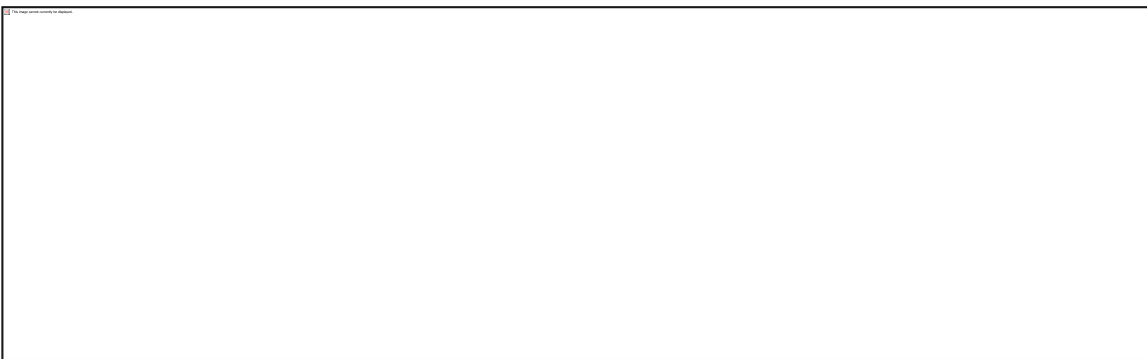
Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

- Hạn mức chi phí thu hồi dầu: Tối đa 50% của sản xuất dầu ròng
- Hạn mức chi phí thu hồi Gas: Tối đa 50% của sản xuất khí ròng
- Thuế xuất khẩu đối với dầu thô: 10%
- Thuế thu nhập doanh nghiệp: 50%
- Thuế tài nguyên





- Dầu/khí thu hồi chi phí: 70%
- Dầu/khí lãi:



Hình 4.2. Dự kiến đề xuất mới (theo như Lô 46/13 đang áp dụng):

- CIT: 32%
- Export tax for Oil: 10%
- Phụ thu dầu lãi khi giá dầu thô tăng so với giá cơ sở tại EPS mở ĐĐ.

Với những những cơ hội đầu tư như nhau, ở đâu có những chính sách ưu đãi về thuế thì nhà đầu tư sẽ đầu tư vào đó. Mức thuế suất ưu đãi, hấp dẫn sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc thu hút vốn đầu tư, cạnh tranh với các nước trong khu vực lân cận.

Bên cạnh đó, cần tăng tỷ lệ dầu khí thu hồi chi phí. Theo so sánh ưu đãi của Việt Nam so với các nước trong khu vực, thì Việt Nam có tỷ lệ dầu thu hồi chi phí

thấp nhất so với các nước trong khu vực, tỷ lệ dầu thu hồi chi phí của Việt Nam cho các hợp đồng dầu khí tỷ lệ tối đa là 35% trong khi Trung Quốc, Malaysia là 50% và Indonesia là 100% nên chưa thực sự hấp dẫn các nhà đầu tư nước ngoài. Dầu khí thu hồi chi phí là một phần sản lượng dầu thực hoặc sản lượng khí thực mà từ đó nhà đầu tư thực hiện thu hồi chi phí, điều này có nghĩa là Nhà đầu tư nước ngoài thu hồi vốn đầu tư chậm so với các nước lân cận trong khi mục tiêu của các Nhà đầu tư là thu hồi vốn đầu tư nhanh.

Do vậy, để khuyến khích các nhà đầu tư nước ngoài đầu tư vào hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở các mỏ cận biên ngày càng nhiều và có thể cạnh tranh được so với các nước lân cận và trong khu vực thì Việt Nam cần có các chính sách ưu đãi khuyến khích đầu tư tối thiểu bằng các nước láng giềng hoặc hơn họ thì mới thực sự khuyến khích được nhà đầu tư. Giải pháp đưa ra là Chính phủ Việt Nam cần tăng tỷ lệ thu hồi chi phí cho các Hợp đồng dầu khí trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí tăng lên từ 50% - 70% đối với các dự án thông thường tùy theo cấu tạo của mỏ, mực nước nông sâu và 100% đối với dự án khuyến khích đầu tư ở những vùng nước sâu trên 200m, cấu tạo mỏ phức tạp, điều kiện khai thác khó khăn.

4.3. Một số giải pháp nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

4.3.1. *Đẩy mạnh hợp tác quốc tế cho phép giảm chi phí trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở Biển Đông*

Ngành Dầu khí triển khai hoạt động dầu khí không bao giờ đứng riêng lẻ, độc lập trong phạm vi một quốc gia mà hợp tác quốc tế trở thành đặc trưng riêng và không thể thiếu trong hoạt động dầu khí. Đặc trưng đó đúng không chỉ với Việt Nam mà được thực hiện với mọi quốc gia có hoạt động dầu khí.

Thực tế chi phí phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên trong những năm qua cho thấy, giai đoạn đầu, do Việt Nam có nguồn nhân lực dồi dào nên chi phí phát triển khai thác mỏ dầu khí cận biên thấp hơn những công ty của Mỹ và châu Âu, tuy nhiên, chi phí này đang có xu hướng tăng lên. Cụ thể:

Chi phí thăm dò: Đến hết năm 2014, PVEP đang tự điều hành và tham gia điều hành 43 dự án dầu khí; thực hiện thu nổ hơn 130 ngàn km² tuyến địa chấn 2D và 35 ngàn km² tuyến địa chấn 3D; triển khai thực hiện khoan thăm

dò/thăm lượng 148 giếng với 30 phát hiện dầu khí mới. Tính đến hết năm 2014, trữ lượng thu hồi đã được phát hiện của PVEP là 323 triệu tấn quy dầu. Chi phí tìm kiếm thăm dò cho giai đoạn đến năm 2000 là 5% chi phí đầu tư, giai đoạn 2015 là 7,2% tổng chi phí đầu tư.

Chi phí xây dựng công trình biển và các giếng khoan khai thác: Chi phí cho đầu tư xây dựng các công trình biển phục vụ cho khai thác dầu chiếm tỷ trọng rất lớn trong tổng vốn đầu tư, đặc biệt trong điều kiện CNH, HĐH và nhằm tăng hiệu quả thu hồi dầu, các chi phí đầu tư cho xây lắp các công trình biển như giàn khoan cố định, di động, các giàn nén khí, giàn bơm ép nước vào vỉa dầu, xây dựng hệ thống đường ống dẫn dầu nội bộ mỏ...chiếm khoảng 60%-70% tổng chi phí đầu tư.

Chi phí khai thác: Tính trung bình của giai đoạn 1994-2007 chi phí khai thác dầu gồm cả chi phí tìm kiếm thăm dò và khấu hao tài sản cố định là 27,5 USD/tấn dầu hay 3,6 USD/thùng. Theo Tạp chí dầu khí thế giới số giai đoạn 2009- 2014 thì chi phí khai thác trung bình là 4,05 USD/thùng. Trên cơ sở so sánh trên, chi phí khai thác dầu của PVN đang có xu hướng tăng lên.

Do vậy, để giảm chi phí trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở Biển Đông, chúng ta cần đẩy mạnh hợp tác với các đối tác nước ngoài, tăng cường hợp tác quốc tế, mở rộng dịch vụ hoạt động dịch vụ khai thác các mỏ dầu khí, đa phương, đa dạng hoá các loại hình dịch vụ, nâng cao chất lượng dịch vụ, đảm bảo độ an toàn cao. Phát triển mạnh hợp tác quốc tế nhằm thu hút đầu tư nước ngoài, chuyên giao, chuyển dịch công nghệ và kỹ thuật vào Việt Nam. Mở rộng và phát triển hợp tác hơn nữa với các cơ quan khoa học công nghệ trong và ngoài nước để tiếp cận và ứng dụng khoa học công nghệ tiên tiến nhất là sự hợp tác hữu cơ và phối hợp chặt chẽ có hiệu quả giữa các cơ sở nghiên cứu khoa học công nghệ thuộc PVN.

Việc tìm kiếm thăm dò khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam, công tác đẩy mạnh hợp tác quốc tế cần triển khai theo các hướng sau:

- Tăng cường hợp tác quốc tế, trao đổi và chuyển giao công nghệ trong lĩnh vực dầu khí. Phối hợp với các bộ ngành như Bộ Khoa học Công nghệ, Công Thương, Xây dựng, Giao thông vận tải... từng bước xây dựng và phát

triển ngành công nghệ cơ khí trọng điểm (gồm các thiết kế, xây dựng và lắp đặt, chạy thử và vận hành...). Triển khai mạnh mẽ nhiệm vụ nghiên cứu khoa học, nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng dầu khí tại các vùng nước sâu tại vùng biển và thềm lục địa, vùng đặc quyền kinh tế của đất nước. Hàng năm tổng kết và đánh giá việc triển khai thực hiện.

- Áp dụng công nghệ tiên tiến vào lĩnh vực thăm dò khai thác các mỏ dầu khí, để đánh giá tiềm năng, trữ lượng dầu khí đặc biệt ở vùng nước sâu làm gia tăng trữ lượng dầu khí Việt Nam.

- Áp dụng công nghệ tiên tiến trong lĩnh vực phát triển mỏ, khoan khai thác để tối ưu hoá quá trình phát triển mỏ, tăng cường hệ số thu hồi dầu, kéo dài tuổi thọ của mỏ, phát triển các mỏ nhỏ ở vùng nước sâu, với giải pháp kỹ thuật mới, kinh tế xử lý các mỏ khí có hàm lượng CO₂ quá cao, áp dụng công nghệ mới đảm bảo khai thác, vận chuyển dầu khí an toàn, tăng sản lượng khai thác.

- Phát triển mạnh các công nghệ sử dụng khí trong công nghiệp hoá dầu trên cơ sở sử dụng khí để sản xuất như các sản phẩm: chất dẻo, sợi tổng hợp, phân bón, chất tẩy rửa tổng hợp, thay thế nhập khẩu có giá trị kinh tế cao.

- Ứng dụng công nghệ mũi nhọn tiên tiến trong lĩnh vực công nghệ thông tin, điều khiển tự động hoá, sinh hóa học, vật liệu mới phục vụ sản xuất. Xây dựng hệ thống quản lý chất lượng theo tiêu chuẩn quốc tế để tăng khả năng cạnh tranh của Tập đoàn, nâng cao hiệu quả hoạt động đồng đều các lĩnh vực.

- Nghiên cứu các giải pháp quản lý, xử lý hoá chất, các chất thải độc hại (có liên quan đến hoạt động khai thác dầu khí), nghiên cứu hiện trạng và sự biến đổi môi trường kinh tế - xã hội ở những khu vực có tiến hành các hoạt động khai thác dầu khí. Nghiên cứu đánh giá rủi ro các công trình mới và đang vận hành, các điều kiện và môi trường lao động, đánh giá ăn mòn, đề xuất giải pháp chống ăn mòn trong công nghiệp dầu khí.

- Tăng cường hơn nữa năng lực nghiên cứu khoa học, đầu tư mạnh mẽ cho công tác nghiên cứu khoa học của Viện Dầu khí, các Trường đại học và Cao đẳng nghề Dầu khí, áp dụng và phối kết hợp giữa lý luận và thực tiễn

từng ngành nghề, xây dựng tổ chức, nghiên cứu nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh, quản trị và phát triển doanh nghiệp từ Tập đoàn đến các đơn vị thành viên, các công ty con thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

4.3.2. *Đổi mới công tác quản lý dự án phù hợp với điều kiện khai thác mỏ dầu khí cận biên*

Nhìn lại quá trình thực hiện công tác đầu tư khai thác các mỏ dầu khí cận biên trong những năm qua, chúng ta nhận thấy nổi lên vấn đề thực hiện dự án chậm, Khả năng giải ngân thấp so với yêu cầu, công tác thanh quyết toán kéo dài, công trình chậm được đưa vào sử dụng dẫn đến hiệu quả đầu tư hạn chế. Với yêu cầu về quy mô đầu tư lớn hơn trong vài năm tới nếu vẫn vận hành hệ thống như hiện nay thì chắc chắn không đạt yêu cầu.

Nguyên nhân của hạn chế trên xuất phát từ vấn đề chính sách, chế độ của nhà nước về quản lý dự án ban hành chậm, thiếu, không đồng bộ làm hạn chế việc thực hiện ở cấp các ngành... Những bất cập giữa Luật Xây dựng, Luật Đấu thầu, Luật Doanh nghiệp, Luật Đầu tư công... cũng có những cản trở đến việc xây dựng và vận hành, quản lý đầu tư khai thác các mỏ dầu khí cận biên.

Nhằm cải thiện, đổi mới công tác quản lý dự án phù hợp với điều kiện khai thác mỏ dầu khí cận biên, cần thực hiện một số biện pháp sau:

Cần thiết kế một mô hình quản lý dự án khai thác mỏ dầu khí cận biên theo hướng tích cực và năng động hơn. Mô hình mới không chỉ quan tâm đến đầu tư xây dựng mà cần quản lý khai thác công trình một cách hiệu quả nhất. Mô hình là sự liên kết hữu cơ (có thực hiện, có phản hồi, điều chỉnh hoàn thiện) giữa các mô đun quy hoạch - đầu tư - quản lý khai thác. Từ mô hình tổng thể, căn cứ vào Luật Dầu khí và các văn bản dưới luật để thiết kế một hệ thống thực hiện. Hệ thống này cần thể hiện rõ các công đoạn của công việc, chỉ ra ai (hay cơ quan nào) có trách nhiệm giải quyết, nội dung, phạm vi, thời gian của mỗi công đoạn cần được chỉ ra rõ ràng và yêu cầu về cán bộ, trang thiết bị... để hoàn thành nhiệm vụ; khi vận hành hệ thống sẽ bộc lộ các khâu yếu, các cán bộ không đủ năng lực... hệ thống này cần được thiết lập với các yêu cầu và tiêu chuẩn hoá như ISO. Trong mô hình, hệ thống như đã nêu các quy định, cơ chế về các chủ thể tham gia xây dựng công trình như Chủ đầu tư, Tư vấn, Nhà thầu xây dựng,

Giám sát đầu tư... sẽ được quy định rất rõ ràng.

Công tác cán bộ (nhân sự) cũng được lựa chọn nhằm đáp ứng việc vận hành hệ thống đã được thiết kế.

Để thiết lập Mô hình và cung cách quản lý hệ thống đòi hỏi sự quyết tâm cao của Lãnh đạo Tập đoàn và các cơ quan chức năng của Bộ Công Thương, Bộ Tài chính, Bộ Kế hoạch và Đầu tư.v.v.

Trong khi chờ đợi một mô hình và hệ thống được thiết kế, các giải pháp trước mắt vừa phải đáp ứng nhiệm vụ cấp thời song cũng cần phải nhằm tới định hướng lâu dài.

Một là, phải củng cố các Ban quản lý dự án của Bộ Công Thương và của Tập đoàn;

Hai là, đổi mới công tác đấu thầu, chọn thầu và giám sát chế tài các nhà thầu. Những công trình quan trọng hay phức tạp cần ưu tiên lựa chọn theo các tiêu chí kỹ thuật. Năng lực nhà thầu xây dựng cũng không nên chỉ xét trên “bài dự thầu” như hiện nay.

4.3.3. Cải thiện thị trường đầu ra cho các sản phẩm dầu khí được khai thác từ các mỏ dầu khí cận biên

Trước năm 1998, PVN chủ yếu xuất khẩu dầu thô và sản phẩm dầu với lượng ít ỏi là Condensate (cho Trung Quốc). Việc kinh doanh sản phẩm dầu nhập khẩu trên thị trường nội địa mới được tổ chức với quy mô nhỏ, lượng tiêu thụ không nhiều, kênh phân phối sản phẩm dầu của Tập đoàn chủ yếu là bán buôn trực tiếp cho khách hàng lớn. Hình thức bán sản phẩm qua đại lý chưa phát triển, số lượng đại lý ít, thị trường bán lẻ Tập đoàn chưa thực sự thâm nhập được nhiều. Riêng với sản phẩm khí hoá lỏng, dù nắm ưu thế là nguồn cung sản phẩm nội địa duy nhất song hình thức tiêu thụ sản phẩm mới chỉ tập trung vào lĩnh vực bán buôn. Giai đoạn tới, khi các dự án sản xuất khí, hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí được đẩy mạnh, lượng sản phẩm dầu khí sẽ tăng lên gấp nhiều lần so với giai đoạn hiện tại. Tập đoàn cũng phải tiếp tục chuẩn bị tốt khâu phân phối, dự trữ sản phẩm để hoạt động kinh doanh tiến triển thuận lợi nhằm mục tiêu chiếm lĩnh 40% thị trường tiêu thụ các sản phẩm xăng dầu và LPG trong nước, tăng khả năng thâm nhập thị trường sản phẩm dầu của khu vực.

Việc nghiên cứu, tìm hiểu thị trường, chuẩn bị khâu phân phối vì thế là vô cùng quan trọng. Để làm tốt các khâu này cần tập trung chuẩn bị theo hướng sau:

** Tiếp tục xây dựng hệ thống tổng kho, kho trung chuyển và mạng lưới phân phối sản phẩm dầu khí trong nước*

- Mở rộng công suất các kho chứa đáp ứng nhu cầu trong nước với quy mô khoảng 3-4 triệu tấn vào năm 2025 để tăng hiệu quả kinh doanh, các sản phẩm từ tổng kho đầu mối, phát triển thị trường rộng, đều về mặt địa lý và cung ứng kịp thời cho hệ thống cây xăng lẻ. Đồng thời đảm bảo cung cấp đủ khí tiêu thụ công nghiệp (cho điện đến 80%), tăng quy mô sản lượng gấp 2 đến 3 lần vào năm 2030.

- Để đạt mục tiêu chiếm lĩnh 40% thị phần xăng dầu cả nước vào năm 2025, Tập đoàn cần đặc biệt quan tâm xây dựng hệ thống cây xăng và mạng lưới các cửa hàng bán lẻ xăng dầu trên toàn quốc. Đầu tư xây dựng các cửa hàng bán lẻ xăng dầu đông đảo sẽ là bước chủ chốt giúp nâng cao doanh số bán lẻ xăng dầu của Tập đoàn, đặt nền tảng để chiếm lĩnh thị trường trên quy mô rộng.

- Tập đoàn cũng cần có biện pháp khuyến khích, phát triển hoạt động của các đại lý sản phẩm xăng dầu. Đây là kênh phân phối sản phẩm rất hữu hiệu do có điều kiện trực tiếp tiếp xúc với thị trường tiêu thụ lẻ, do người tiêu dùng lẻ thường xuyên tham gia khảo sát chất lượng, giá cả sản phẩm ở các đại lý này.

** Tăng cường công tác xúc tiến, quảng cáo sản phẩm, gia tăng nhu cầu của người tiêu dùng trong nước với sản phẩm dầu khí*

Công tác xúc tiến quảng cáo có vai trò rất quan trọng, quyết định hành vi mua sản phẩm của người tiêu dùng. Tập đoàn phải tăng cường hơn nữa việc quảng cáo về chất lượng các sản phẩm, uy tín của Tập đoàn, cải tiến mẫu mã bao bì hàng hoá để khơi gợi sự tò mò, thích thú của khách hàng, chú trọng cả chất lượng lẫn độ an toàn của sản phẩm nhằm làm khách hàng tin tưởng khi quyết định đến với sản phẩm do Tập đoàn cung cấp.

Việc quảng cáo cần được phổ biến rộng rãi dưới mọi hình thức. Có thể tiến hành quảng cáo trên đài, báo và tivi song cần đặc biệt chú trọng hình thức quảng cáo trên pano, áp phích lớn, hấp dẫn ở những đường phố trung tâm, trên

phương tiện giao thông. Hình ảnh và thông điệp quảng cáo phải đặc biệt hấp dẫn và phù hợp với tập quán và truyền thống của người Việt. Kết quả thống kê cho thấy, 65% thành công của tiêu thụ sản phẩm là khả năng hấp dẫn người tiêu dùng qua thông điệp và hình ảnh quảng cáo sản phẩm.

Tập đoàn cần tổ chức nhiều hơn những cuộc hội thảo về chất lượng sản phẩm, các cuộc gặp gỡ với người tiêu dùng để tuyên truyền về các sản phẩm Tập đoàn cung cấp. Ngoài ra, các hình thức khuyến mại như: giảm giá sản phẩm, tặng quà lưu niệm, tặng phiếu giảm giá,... cũng được quan tâm đặc biệt trong giai đoạn đầu của hoạt động kinh doanh nhằm tạo uy tín, cảm tình với khách hàng, tiến tới chiếm lĩnh thị trường sâu hơn.

Cho đại lý phân phối sản phẩm, các cửa hàng bán lẻ xăng dầu cũng như các khách hàng mua sản phẩm dầu khí lớn của Tập đoàn được hưởng ưu đãi về phương thức thanh toán như: trả tiền hàng chậm, trả từng khoản định kỳ, chiết khấu % giá bán...

** Đẩy mạnh xuất khẩu sản phẩm dầu khí ra thị trường khu vực*

Cần nghiên cứu, tăng cường xuất khẩu sản phẩm dầu khí ra thị trường các nước. Tập đoàn cần hình thành một ban chuyên nghiên cứu tình hình thị trường sản phẩm dầu khí trong khu vực làm cơ sở cho hoạch định các bước phù hợp xuất khẩu sản phẩm dầu khí nhằm đem lại hiệu quả kinh tế cao trong tương lai.

4.3.4. Hạn chế rủi ro trong các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

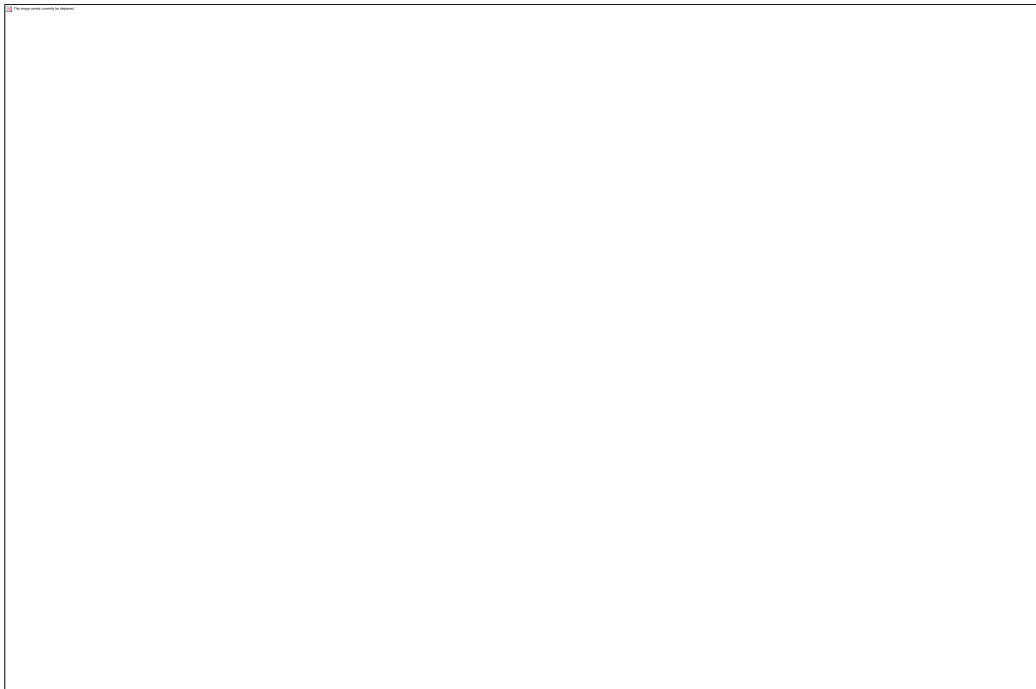
Kinh nghiệm cho thấy mức rủi ro rất cao như phát triển mỏ cận biên thì mức khuyến khích đầu tư của nước chủ nhà phải đảm bảo cho nhà thầu có tỷ suất lợi nhuận hợp lý. Các yếu tố ảnh hưởng mạnh đến nhà thầu trong các dự án khai thác mỏ cận biên thành công là thuế thu nhập, giới hạn thu hồi chi phí và tỷ lệ chia lãi dầu khí. Như vậy, thuế là phần quan trọng trong tổng chi phí của dự án và vì vậy hệ thống tính thuế và chia sản phẩm lãi theo thang sản lượng cần phải được vận dụng linh hoạt nhằm thỏa mãn các bên tham gia PSC. Ngoài ra, việc giảm thuế nhập khẩu một số thiết bị dầu khí, tăng giá bán gas, tạo thị trường tiêu thụ khí ổn định cũng là những yếu tố hấp dẫn các nhà đầu tư.

Việc mở rộng tìm kiếm thăm dò khai thác ra vùng biển nước sâu rất tốn kém, rủi ro và đang bị tranh chấp. Trữ lượng dầu mỏ trong nước đang giảm

xuống do tốc độ khai thác cao hơn so với tốc độ tìm kiếm, thăm dò. Với áp lực gia tăng trữ lượng, Tập đoàn đã và đang thực hiện các Dự án đầu tư ra nước ngoài với các rủi ro cao như chính sách của nước sở tại, tỷ giá, kinh nghiệm... Do khung khoảng kinh tế nên việc thu xếp vốn cho các Dự án dầu khí cũng gặp nhiều khó khăn...

Các mục tiêu trong Chiến lược và Kế hoạch của PVN luôn là do TTgCP phê duyệt. Đồng thời với sự hỗ trợ đặc lực về nguồn vốn, công nghệ,... Luật Dầu khí và Luật Đầu tư, các văn bản hướng dẫn dưới Luật cũng được thông qua với những điều kiện thuận lợi, sự quản lý của các cơ quan quản lý nhà nước minh bạch và rõ ràng. Nhờ đó, Việt Nam đã thu hút sự chú ý của các công ty, Tập đoàn dầu khí lớn trên thế giới đến hợp tác thăm dò khai thác dầu khí. Tuy nhiên, Tập đoàn là doanh nghiệp 100% vốn thuộc nhà nước, chịu sự quản lý của Nhà nước nên khả năng năng động, linh hoạt trong hoạt động kinh doanh thấp, tính ỷ lại cao do tính cạnh tranh thấp. Nhân lực cũng như công nghệ chưa đáp ứng được hoàn toàn nhu cầu của ngành.

Theo phân tích, đánh giá các điểm mạnh, điểm yếu, cơ hội và thách thức (SWOT) thì các rủi ro của PVN được tổng kết trong mô hình sau:



Hình 4.3: Quản trị rủi ro và triết lý kinh doanh của PVN

Nguồn: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tập đoàn cũng đã thực hiện đồng bộ các giải pháp quản trị rủi ro như giải pháp về khoa học công nghệ, giải pháp về quản trị doanh nghiệp, giải pháp về tổ chức, con người để nhằm giảm thiểu các rủi ro trong hoạt động của mình.

Việc quản trị rủi ro trong Tập đoàn cũng được thực hiện qua các lớp theo đúng tinh thần Luật Doanh nghiệp như các Ban chuyên môn của Tập đoàn tùy theo chức năng giúp Tổng giám đốc phân tích đánh giá để tránh các rủi ro gặp phải trong hoạt động sản xuất kinh doanh của PVN theo từng lĩnh vực như an toàn môi trường, thu xếp vốn, thị trường.... Hội đồng Thành viên kiểm soát những rủi ro trong việc thực hiện các dự án, công trình lớn... của Tập đoàn và các đơn vị thành viên. Đến nay, Chính phủ vẫn chưa hoàn chỉnh, thực hiện và bổ nhiệm đủ các Kiểm soát viên của Chủ sở hữu để kiểm soát mọi hoạt động của Tập đoàn nên việc này chưa được thực hiện tốt.

Việt Nam nói chung và ngành Dầu khí nói riêng chưa nhìn nhận đúng về vai trò của quản trị rủi ro, chưa quan tâm đúng mức đến tầm quan trọng của quản trị rủi ro, dẫn đến Quản trị rủi ro “bị động” hơn là “chủ động”. Các rủi ro hầu như không được dự báo trước, nhiều khi sự việc đã có hiện tượng, thậm trí là rủi ro đã xảy ra mới lo giải quyết. Thiếu gắn kết giữa quản trị rủi ro và quản trị doanh nghiệp, kiểm soát, cấu trúc quản trị (cơ cấu tổ chức, vai trò chức năng, nhiệm vụ) chưa được quy định đầy đủ và rõ ràng, xem nhẹ vai trò của các kiểm soát viên, nên cử nhiều người không đủ năng lực, trình độ tiêu chuẩn để làm công tác kiểm soát. Kiểm soát doanh nghiệp cũng là một công việc mới mẻ tại Việt Nam do nước ta mới hội nhập và việc thực hiện Luật Doanh nghiệp cũng mới và việc chuyển các doanh nghiệp nhà nước sang công ty cổ phần hoặc công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên cũng chưa có kinh nghiệm.

Để hoạt động của doanh nghiệp có hiệu quả cần xây dựng một chiến lược quản trị rủi ro hoàn chỉnh và có hệ thống theo chuỗi giá trị giá tăng của ngành dầu khí nhằm thiết lập hệ thống kiểm soát nội bộ, quản trị rủi ro và giám sát ngăn ngừa những rủi ro trọng yếu và có khả năng cao xảy ra theo thứ tự ưu tiên. Mỗi hoạt động trong chuỗi giá trị dầu khí sẽ có các rủi ro trọng yếu

khác nhau. Có chính sách, quy trình, quy chế quản trị rủi ro và bảo hiểm con người và tài sản trong ngành (biện pháp ngăn ngừa).

**** Cải thiện môi trường lao động trong khai thác các mỏ dầu khí cận biên***

Điều kiện lao động trong ngành công nghiệp dầu khí rất đa dạng nhưng những nơi có môi trường làm việc tốt, phù hợp với các tiêu chuẩn cần thiết thường là các văn phòng hành chính, phòng nghiên cứu, phòng thí nghiệm, còn các cơ sở sản xuất trực tiếp trên các công trường của các công ty trong ngành dầu khí thì vẫn còn rất nhiều vấn đề cần được cải thiện như việc chống ồn, chống rung, nắng nóng, bụi, hệ thống thông gió và cấp nước sinh hoạt. Hiện nay, toàn ngành Dầu khí có khoảng 25% - 30% công nhân phải làm việc ngoài trời chịu ảnh hưởng trực tiếp của nắng, gió, bức xạ nhiệt. Việc trang bị phương tiện bảo vệ cá nhân đối với người lao động vẫn còn hạn chế.

Để cải thiện điều kiện lao động, nâng cao năng suất lao động trên các công trình khai thác mỏ dầu khí cận biên cần phải:

- Nghiên cứu xây dựng hệ thống cơ sở dữ liệu về điều kiện môi trường lao động phục vụ công tác sức khỏe, an toàn và môi trường trong ngành dầu khí.
- Tiếp tục điều tra và thống kê cập nhật đánh giá về tai nạn, sự cố trên các cơ sở công trình trong ngành dầu khí.
- Nghiên cứu mối quan hệ giữa điều kiện môi trường lao động và các bệnh nghề nghiệp trong ngành Dầu khí, đề xuất các biện pháp kỹ thuật làm giảm nguy cơ bệnh nghề nghiệp.
- Nghiên cứu, đánh giá chuyên đề các nghề nghiệp nặng nhọc, độc hại, đề xuất chế độ hợp lý nhằm phục hồi sức khỏe cho người lao động.
- Việc phân loại lao động hiện nay chủ yếu tập trung vào các đối tượng lao động chân tay và dựa trên cơ sở mức tiêu hao năng lượng và tần số mạch của người lao động trong quá trình sản xuất có lưu ý tới tính độc hại của môi trường lao động để đề xuất các chế độ lao động. Quá trình công nghiệp hóa và hiện đại hóa đất nước cũng như sự phát triển của cơ chế thị trường có hàng loạt các yếu tố cần được chú ý, nghiên cứu và xem xét khi phân loại lao động và xây dựng chế độ

đó là: Mức độ căng thẳng thần kinh, tâm lý khi làm việc; chế độ ca và thời gian lao động; điều kiện và môi trường lao động hiện hữu. Tất cả các yếu tố trên cần được đưa vào một hệ phân loại một cách định lượng để có được sự khách quan và tin cậy.

4.4. Một số kiến nghị nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam

4.4.1. Đối với Nhà nước và các cơ quan chức năng

Quốc hội, Chính phủ và Thủ tướng Chính phủ xem xét, cho phép Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được sử dụng nguồn trữ lượng dầu khí, tài sản trong khai thác dầu khí làm tài sản thế chấp. Được sử dụng tiền lãi dầu để đầu tư phát triển ngành và đặc biệt cho công tác mở rộng tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Bộ Tài chính cần thống nhất việc đương nhiên lãi dầu từ hoạt động của Vietsopetro sau khi đã nộp đầy đủ nghĩa vụ thuế và các khoản phí dầu khí cho ngân sách thì phải được hạch toán như khoản thu nhập của Tập đoàn vì vốn góp vào Vietsopetro đã được tính vào vốn điều lệ của Tập đoàn phù hợp với yêu cầu của Luật Doanh nghiệp cũng như Luật Dầu khí đã quy định.

Tiếp tục thực hiện cơ chế tài chính và các nhiệm vụ chính trị đối với Tập đoàn nêu trong Kết luận 41-KL/TW của Bộ Chính trị. Sửa đổi Nghị định số 48/2000/NĐ-CP theo hướng Tập đoàn tự tiến hành hoạt động dầu khí không cần phải ký kết các hợp đồng dầu khí; cần quy định bình đẳng giữa dịch vụ trong nước với dịch vụ do công ty nước ngoài thực hiện như VAT, thuế nhập khẩu...

Cần có chính sách rõ ràng và khuyến khích các hoạt động dầu khí tại các mỏ cận biên, thăm dò khai thác khí thiên nhiên... chính sách thuế cần được điều chỉnh cho các nhà máy lọc dầu và nằm trong quy hoạch để có thể cạnh tranh với các sản phẩm nhập khẩu, chính sách đối với giá khí và điện cần tiếp cận theo cơ chế thị trường.

Có chính sách phù hợp liên quan đến thu xếp vốn các dự án trọng điểm thông qua: Cấp, bảo lãnh vay vốn và đảm bảo chuyển đổi ngoại tệ để thuận lợi trong thu xếp vốn vay cho các dự án trọng điểm cấp nhà nước, hỗ trợ vay

vốn ưu đãi từ Ngân hàng Phát triển tối thiểu từ 20% đến 30% tổng vốn đầu tư các dự án trọng điểm về dầu khí.

Chính phủ cần giao PVN chủ trì để thẩm định báo cáo trữ lượng, kế hoạch phát triển mỏ (FDP) với sự tham gia của các bộ, ban, ngành để trình TTgCP phê chuẩn đối với các mỏ cận biên; Thẩm định các báo cáo kế hoạch khai thác sớm (EDP) với sự tham gia của các bộ, ngành để trình Bộ Công Thương phê duyệt; Thẩm định kế hoạch thu dọn mỏ với sự tham gia của các bộ, ngành liên quan và trình Bộ Công Thương duyệt; Được phê duyệt dự toán khi thay đổi đến 20% so với tổng mức đầu tư đã duyệt trong FDP/EDP (trước đây thay đổi trên 10% phải trình cơ quan thẩm quyền phê duyệt điều chỉnh) nhằm tăng tính chủ động và gắn trách nhiệm, nhiệm vụ rõ ràng cho chủ đầu tư.

Nhà nước cần có thêm các chính sách theo hướng mở rộng và khuyến khích đầu tư nước ngoài vào Việt Nam, xây dựng một hệ thống luật lệ và chính sách mềm dẻo, dễ áp dụng, dễ hiểu, minh bạch và rõ ràng; có các chính sách thuế và hỗ trợ cho hoạt động dầu khí nói chung và hoạt động hạ nguồn nói riêng, đặc biệt cho các dự án sản xuất nhiên liệu cơ bản cho hoá dầu nhằm đẩy mạnh thu hút đầu tư nước ngoài vào Việt Nam. Hiện nay, nước ta chỉ có Luật Dầu khí cho lĩnh vực thượng nguồn, còn đối với các hoạt động hạ nguồn, chưa có một văn bản pháp quy nào để khuyến khích phát triển.

Hoàn thiện hành lang pháp lý cho hoạt động của Tập đoàn nhằm tạo điều kiện cho Tập đoàn thực sự tự chủ về tài chính. Tập đoàn Dầu khí phải được coi là một doanh nghiệp kinh doanh thực thụ, được áp dụng tất cả các chính sách, chế độ như các doanh nghiệp kinh doanh khác, được toàn quyền quyết định đối với hoạt động đầu tư và kinh doanh của mình trong khuôn khổ chiến lược phát triển kinh tế của đất nước. Nhà nước không can thiệp sâu vào hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn, chỉ quản lý Tập đoàn bằng các công cụ vĩ mô như thông qua hệ thống pháp luật, hệ thống thuế... tách chức năng quản lý nhà nước về dầu khí và chức năng sản xuất kinh doanh, chuyển chức năng quản lý nhà nước dầu khí của Tập đoàn về Bộ Công Thương.

Nhà nước có chính sách và quy hoạch phát triển công nghệ sử dụng khí trong nước, thúc đẩy thị trường tiêu thụ khí tại Việt Nam.

Nhà nước cho phép Tập đoàn bán LPG theo giá sát giá thị trường, cụ thể là giá bán LPG của Tập đoàn không cố định ở mức giá nhập khẩu mà được điều chỉnh ở mức giá hợp lý theo giá thị trường để tăng lợi nhuận.

Tăng cường mở rộng quan hệ kinh tế đối ngoại với các quốc gia, các tổ chức kinh tế, các thiết chế trên thế giới. củng cố quan hệ truyền thống với các nước ASEAN, Hàn Quốc, Nga, Australia, EU... đồng thời phát triển quan hệ với các nước Trung Âu, Châu Phi, Mỹ Latinh, Mỹ. Việc ký kết các hiệp định kinh tế, thương mại là cơ sở mở ra nhiều triển vọng cho các doanh nghiệp Việt Nam nói chung và cho các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh lĩnh vực xăng dầu-dầu khí nói riêng. Tích cực tham gia và củng cố vai trò của Việt Nam trong hiệp hội các nước Đông Nam Á (ASEAN), diễn đàn hợp tác kinh tế Châu Á - Thái Bình Dương (APEC) và WTO, tranh thủ ưu thế là thành viên chính thức trong hai tổ chức kinh tế quốc tế này để thúc đẩy quá trình hội nhập. Kêu gọi các dự án tài trợ, đầu tư của các tổ chức như: tổ chức phát triển công nghiệp thuộc liên hiệp quốc UNIDO, Ngân hàng thế giới...

Các doanh nghiệp nói chung và các doanh nghiệp sản xuất, kinh doanh dầu khí nói riêng rất cần đến các nguồn thông tin và thị trường công nghệ, kỹ thuật... Bởi vậy, nhà nước cần có chiến lược tổng thể trong việc cung cấp thông tin công nghệ, kỹ thuật cũng như hỗ trợ các doanh nghiệp tự tìm kiếm thông tin công nghệ, kỹ thuật cho mình.

Bộ Tài chính cần nghiên cứu xóa bỏ một số điều khoản đóng góp tài chính cho các nhà đầu tư khai thác dầu khí đối với các mỏ cận biên nhằm tận thu nguồn tài nguyên dầu khí, góp phần tăng nguồn thu cho ngân sách nhà nước.

Theo quy định của Hợp đồng dầu khí các bên nước ngoài phải trả cho PetroVietnam các khoản phí sau:

Hoa hồng: Các bên nước ngoài sẽ trả cho PetroVietnam một khoản tiền hoa hồng:

- 500.000USD trong vòng 30 ngày kể từ ngày hiệu lực của Hợp đồng,
- 1.000.000USD trong vòng 30 ngày kể từ ngày Nhà thầu tuyên bố Phát hiện thương mại đầu tiên trong diện tích hợp đồng,
- 1.000.000USD trong vòng 30 ngày kể từ ngày sản xuất thương mại đầu tiên trong diện tích hợp đồng
- 1.000.000USD trong vòng 30 ngày sau khi sản lượng đạt 20 triệu thùng dầu thô hoặc khí thiên nhiên quy đổi trên cơ sở năng lượng tương đương.

Phí tài liệu: Các bên nước ngoài sẽ trả cho PVN một khoản phí tài liệu là 200.000 USD để truy cập tất cả các tài liệu và thông tin mà PVN giữ liên quan đến diện tích hợp đồng và có quyền sử dụng các tài liệu và thông tin đó trong thời hạn của Hợp đồng này với điều kiện là quyền sở hữu các tài liệu đó sẽ luôn thuộc Tập đoàn.

Phí đào tạo: Các Bên nước ngoài phải cam kết cấp cho PetroVietnam một khoản tiền là 150.000 USD cho mỗi năm Hợp đồng trước sản xuất thương mại đầu tiên trong diện tích hợp đồng và một khoản tiền là 400.000 USD cho mỗi năm hợp đồng sau đó để đào tạo cán bộ quản lý và nhân viên Việt Nam.

Việt Nam có tiềm năng dầu khí rất lớn nhưng trữ lượng dầu khí được phát hiện còn rất hạn chế nên Việt Nam cần có các chính sách đầu tư hấp dẫn để khuyến khích đầu tư đặc biệt là đối với các khu vực nước sâu, xa bờ và cấu tạo địa chất phức tạp. Một trong những chính sách đó là Việt Nam nên xóa bỏ điều khoản đóng góp tài chính đối với tiền hoa hồng, phí tài liệu, phí đào tạo cho các Nhà đầu tư nước ngoài bởi các lý do sau: Tạo sự cạnh tranh với các nước trong khu vực và lân cận; miễn phí tài liệu để tạo sự quan tâm, nghiên cứu của các Bên nước ngoài từ đó đưa ra các quyết định đúng đắn liên quan đến thăm dò khai thác dầu khí; thu hút FDI đồng nghĩa Việt Nam được chuyển giao công nghệ, học hỏi kinh nghiệm từ các chuyên gia nước ngoài lành nghề, trong trường hợp cần đào tạo sâu hơn nguồn nhân lực Việt Nam về lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí thì Việt Nam nên lấy tiền từ phần dầu lãi nước chủ nhà được chia thay vì bắt nhà đầu tư nước ngoài phải đóng góp.

Cần sửa đổi Luật Dầu khí và các văn bản dưới luật nhằm đáp ứng được yêu cầu thu hút đầu tư vào tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế 200 hải lý của Việt Nam trong tình hình mới, đặc biệt cho vùng nước sâu, xa bờ và nhạy cảm chính trị.

Bổ sung, sửa đổi Luật dầu khí nhằm tiếp tục hoàn thiện các chính sách, điều kiện kinh tế (miễn, giảm một số sắc thuế, tăng tỷ lệ thu hồi) đủ hấp dẫn và cạnh tranh so với các nước xung quanh để khuyến khích đầu tư vào khu vực nước sâu, xa bờ và phát triển mỏ nhỏ. Cùng Nhà thầu gánh chịu một phần rủi ro trong TKTD (tham gia một tỷ lệ thích hợp ngay từ đầu trong các Hợp đồng dầu khí) để khích lệ và tạo sự yên tâm, tin tưởng hơn cho các nhà đầu tư tại các khu vực nước sâu nhạy cảm về chính trị. Linh hoạt trong việc lựa chọn đối tác, bên cạnh việc tổ chức đấu thầu, đàm phán trực tiếp.

Đối với các mỏ cận biên chưa có thông tin chính xác về điều kiện địa chất, địa vật lý, trữ lượng của mỏ, Chính phủ có thể xem xét ban hành hợp đồng dịch vụ rủi ro (RSC) nhằm khuyến khích nhà thầu tự đầu tư chi phí tìm kiếm thăm dò, phát triển khai thác mỏ và chịu toàn bộ rủi ro nếu mỏ không được đi vào khai thác. Khi khai thác, Chính phủ Việt Nam sẽ cho nhà thầu thu hồi chi phí và có lợi nhuận thông qua các ưu đãi, khuyến khích sau:

+ Thu hồi chi phí tối thiểu của nhà thầu là 70%: Nhà thầu có thể đạt được mức thu hồi chi phí tối đa là 90% nếu đảm bảo đúng tiến độ, chi phí và sản lượng cam kết (dựa vào đàm phán sau khi đã xác minh rõ trữ lượng của mỏ);

+ Thuế thu nhập doanh nghiệp của nhà thầu là 22%: Nhà thầu có thể được miễn thuế thu nhập trong 2 năm đầu tiên kể từ khi bắt đầu khai thác và giảm 50% thuế thu nhập trong 2 năm tiếp theo.

4.4.2. Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tiếp tục hoàn thiện mô hình Tập đoàn để tăng cường quản lý, cũng như chặt chẽ trong giám sát, kiểm tra. Việc hoàn chỉnh mô hình Tập đoàn thông qua hình thành các Tổng công ty chuyên ngành (Công ty con) tập trung vào lĩnh vực chính, đủ mạnh và xóa bỏ cạnh tranh nội bộ. Thường xuyên rà soát và đổi mới

cho phù hợp đối với công tác quản lý, điều hành tại Công ty mẹ Tập đoàn và tại các đơn vị thành viên để nâng cao hiệu quả hoạt động và quản lý.

Tăng cường quản lý, kiểm tra, giám sát của Công ty mẹ đối với các Công ty con (Công ty thành viên) và công ty liên kết theo đặc thù trong từng lĩnh vực hoạt động. Với cơ cấu Hội đồng Thành viên, Ban Tổng Giám đốc và Ban Kiểm soát, hình thành Ủy ban Kiểm toán và Quản trị rủi ro thuộc Hội đồng Thành viên của Tập đoàn để tham mưu, tư vấn trong các hoạt động dầu khí. Duy trì sự kiểm soát nội bộ, kiểm soát chặt chẽ các hoạt động đặc biệt tại các JOC, PSC và tại các công ty ở nước ngoài.

Đầu tư và phát triển, quản trị doanh nghiệp dịch vụ dầu khí, thông qua chi phối bằng vốn và người đại diện.

Tham gia và chuyển đổi phù hợp đối với các hoạt động thực tế đang hoạt động như tài chính, bảo hiểm, ngân hàng, dịch vụ không cần chi phối, liên doanh liên kết trong phạm vi, quy định của Nhà nước.

Tăng cường giám sát thông qua người đại diện; Cải tổ và sắp xếp lại bộ máy, đặc biệt tại cơ quan điều hành của Tập đoàn để đủ sức lực và kinh nghiệm thực hiện vai trò hỗ trợ, quản lý và tham mưu cho lãnh đạo Tập đoàn.

Để đảm bảo duy trì và tăng sản lượng khai thác dầu khí hàng năm, cần tiếp tục đẩy mạnh hơn nữa khâu thăm dò nhằm phát hiện và gia tăng trữ lượng hàng năm bình quân. Trong đó, gia tăng trữ lượng đảm bảo gấp 2 lần khối lượng đã khai thác bình quân. Khai thác dầu khí với chỉ tiêu đến năm 2020 và đến năm 2030 đạt tỷ lệ tăng trưởng gấp khoảng gần 2 lần với khối lượng đang khai thác hiện tại trong nước. Ở ngoài nước, mở rộng đầu tư tại 3 trung tâm là Nga và SNG; Nam Mỹ và Bắc Phi. Bởi vậy, cần có chính sách khuyến khích đầu tư nước ngoài, đặc biệt đối với mở cận biên Kinh Ngư Trắng nhằm thu hút vốn, công nghệ cao và kinh nghiệm của các công ty dầu khí quốc tế. Bên cạnh đó, PVN xem xét việc tăng giá bán khí của Lô 09-2/09 để bảo đảm hiệu quả dự án.

Đẩy nhanh tiến độ phát triển mỏ, kiến nghị Chính phủ cho phép Tập đoàn tự tổ chức và chịu trách nhiệm về việc xét duyệt các báo cáo trữ lượng và Kế hoạch đại cương, kế hoạch phát triển mỏ.

KẾT LUẬN CHUNG

Hội nhập và phát triển đã tạo ra những vận hội mới và thời cơ mới cho sự phát triển của đất nước. Cùng với sự phát triển của cả nước, PVN đã đạt được những thành tích đáng ghi nhận trong quá trình tổ chức, điều hành hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí. Điều này được thể hiện qua những việc như đóng góp phần tăng thêm nguồn thu của Chính phủ, nâng cao hiệu quả kinh tế của nhà thầu và tận thu nguồn tài nguyên quý giá của đất nước; góp phần chuyển dịch cơ cấu kinh tế theo hướng công nghiệp hoá, hiện đại hoá .v.v.

Hiệu quả kinh tế của việc phát triển, khai thác các mỏ dầu khí được thể hiện qua các chỉ tiêu kinh tế - tài chính có liên qua đến giá trị của mỏ và hiệu quả của vốn đầu tư. Các chỉ tiêu này được biểu hiện bằng đồng tiền có gắn với yếu tố thời gian nhằm tối đa hoá lợi nhuận, tối thiểu hoá chi phí, thông thường các chỉ tiêu này là NPV, IRR, B/I .v.v.

Từ việc luận giải, làm rõ những vấn đề lý luận và thực tiễn hiệu quả kinh tế trong khai thác mỏ dầu khí cận biên, Luận án đã phân tích thực trạng hiệu quả kinh tế trong khai thác một số mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam, trên cơ sở đó, Luận án đề xuất 05 giải pháp chính sách và các kiến nghị nhằm bảo đảm hiệu quả kinh tế khai thác mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

Trên cơ sở thực tế, sau 2 năm TTgCP cho cơ chế khuyến khích đầu tư dầu khí (Cơ chế ưu đãi riêng) đối với mỏ Sông Đốc. Hết năm 2015, PVEP duy trì khai thác mỏ cận biên Sông Đốc Lô 46/13 mang lại doanh thu là 153 triệu USD, phần Chính phủ chiếm khoảng 50%, riêng nộp thuế cho Nhà nước là 31 triệu USD. Dự án này ngoài ý nghĩa kinh tế như nêu trên, nó còn mang lại ý nghĩa về kinh tế xã hội bằng việc duy trì công ăn việc làm, dịch vụ và đào tạo cho trên 100 cán bộ lành nghề dầu khí. Đồng thời, các công trình (giàn khai thác, tàu chứa dầu, tàu trực mỏ) của Dự án đã góp phần bảo đảm an ninh quốc phòng, bảo vệ chủ quyền quốc gia tại khu vực biển chồng lấn giữa Việt Nam và Malaysia. Tác giả đề xuất, trình các cấp có thẩm quyền, cơ quan quản lý nhà nước về dầu khí cho phép áp dụng cơ chế Hợp đồng đặc thù (dạng hợp đồng dịch vụ vận hành, phi lợi nhuận PSC 46/13) để tăng khuyến

khích các Nhà thầu đầu tư hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại Việt Nam, đặc biệt là việc áp dụng chính sách khuyến khích bảo đảm cơ chế Win/Win nhằm phát triển, khai thác tận thu và sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên từ các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam.

Vấn đề hiệu quả kinh tế trong các doanh nghiệp nói chung và trong hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam nói riêng là đề tài rộng, phức tạp cần được tiếp tục nghiên cứu của nhiều cơ quan, nhiều cán bộ khoa học. Kết quả nghiên cứu được trình bày trong luận án được coi là những thành công bước đầu của Nghiên cứu sinh. Tuy nhiên, với thời gian và trình độ nghiên cứu còn hạn chế, chắc chắn luận án không tránh khỏi những thiếu sót. Nghiên cứu sinh rất mong nhận được sự ủng hộ và đóng góp ý kiến của quý thầy cô, đồng nghiệp và các nhà khoa học.

Ngoài ra, tác giả cho rằng kết quả nghiên cứu này sẽ mở ra hướng nghiên cứu thêm khác cho các NCS sau. Cụ thể, đánh giá về góc độ HQKT xã hội: Mức độ tạo công ăn việc làm cấp độ I, cấp độ II...; Nâng cao mức sống cho người dân tại khu vực có dự án mỏ cận biên phát triển khai thác; Tác động tích cực đến các mặt của xã hội: văn hóa, giáo dục, thể thao, du lịch, ăn sinh xã hội... Đánh giá về mặt nâng cao HQKT qua giá trị gia tăng (Chuỗi giá trị), mỗi thùng dầu khai thác từ mỏ cận biên ngoài việc giảm áp lực huy động ngoại tệ để nhập khẩu dầu, sản phẩm dầu có thể xuất khẩu, vì vậy, cần thiết đánh giá Chuỗi giá trị toàn cầu của sản phẩm dầu khí khai thác, sử dụng trong tổng thể nền kinh tế quốc dân, tạo công ăn việc làm cấp I, II...; Chế biến sản phẩm dầu ra là Khí-Điện-Đạm... Ở khâu này, giá trị gia tăng tạo công ăn việc làm cấp độ II nhiều nhất trong các công đoạn khai thác, sử dụng nguồn tài nguyên khai thác từ mỏ cận biên. Khẳng định rằng, việc gia tăng HQKT dự án các Khâu sau dầu khí, mang lại hiệu quả tổng thể cho nền kinh tế quốc dân, vậy nên, Nhà nước cần cho phép áp dụng cơ chế, chính sách ưu đãi cho Khâu đầu dầu khí như: các điều khoản tài chính cơ bản của hợp đồng dầu khí, thuế, phí, lệ phí... nhằm khuyến khích các Nhà đầu tư khai thác các mỏ dầu khí cận biên tại Việt Nam trong thời gian tới./.

**CÁC BÀI BÁO, CÔNG TRÌNH KHOA HỌC
CỦA TÁC GIẢ ĐÃ CÔNG BỐ**

1. Nguyễn Hữu Nam, Phạm Xuân Thơ, Hoàng Hữu Hiệp, Phạm Khoa Chiết, Đỗ Minh Tiệp, Ngô Sỹ Thọ (2010), “Triển vọng và phương hướng tìm kiếm thăm dò dầu khí vùng trũng An Châu”, *Tạp chí Dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam - PETROVIETNAM*, (Số 11 - 2010), tr. 23 - 34.
2. Ngô Sỹ Thọ, Vũ Thị Thu Hoài (2011), “Những giải nâng cao hiệu quả quản lý nhà nước về tài nguyên khoáng sản tại Việt Nam”, *Tạp chí Kinh tế và Dự báo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư*, (Số 12/2011 [500]), tr. 11 - 13.
3. Ngô Sỹ Thọ, Vũ Thị Thu Hoài (2011), “Bàn về việc đánh giá hiệu quả kinh tế dự án mua tài sản của Premier Oil tại Lô 07/03 Việt Nam”, *Tạp chí Kinh tế và Dự báo của Bộ Kế hoạch và Đầu tư*, (Số 13/2011 [501]), tr. 20 - 22.
4. Nguyễn Văn Lợi, Trần Xuân Đào, Võ Quốc Thắng, Nguyễn Thị Hoài, Ngô Sỹ Thọ (2016), “Nâng cao hiệu quả xây dựng giếng khoan dầu khí trên quan điểm ổn định trạng thái bền cơ học”, *Tạp chí Dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam - PETROVIETNAM*, (Số 3 - 2016), tr. 17 - 26.
5. Trịnh Xuân Cường, Nguyễn Trung Hiếu, Nguyễn Thu Huyền, Nguyễn Hoàng Sơn, Tạ Quang Minh, Nguyễn Mạnh Hùng, Lê Hoài Nga, Ngô Sỹ Thọ (2016), “Một số đánh giá về các yếu tố ảnh hưởng đến sự hình thành và bảo tồn khí Hydrate ở Biển Đông Việt Nam”, *Tạp chí Dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam - PETROVIETNAM*, (Số 4 - 2016), tr. 24 - 34.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

I. TIẾNG VIỆT

1. Cục Lưu trữ Quốc gia (2001), *Dự án đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và TLĐ Việt Nam*, thuộc “Đề án tổng thể điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên môi trường biển đến năm 2010 và tầm nhìn đến năm 2020, Hà Nội.
2. Nguyễn Văn Đắc, Phan Giang Long, Hoàng Thế Dũng (2005), *Tổng quan về tài nguyên dầu khí của Việt Nam. Tuyển tập báo cáo HNKH - CN 30 năm dầu khí Việt Nam: Cơ hội và thách thức*, Quyển 1, Tr.124-140, NXB Khoa học và Kỹ thuật.
3. Bộ Kế hoạch và Đầu tư và Tổ chức Phát triển công nghiệp Liên hợp quốc (2012), *Báo cáo Đầu tư Công nghiệp Việt Nam 2011 - Tìm hiểu về tác động của đầu tư trực tiếp nước ngoài trong phát triển công nghiệp*, Hà Nội.
4. Trần Đức Chính, Nguyễn Văn Đắc, Trịnh Xuân Cường. Kết quả hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí của PVN: Cơ hội và thách thức. Tuyển tập báo cáo HNKH-CN 30 năm dầu khí Việt Nam: Cơ hội và thách thức, Quyển 1, NXB Khoa học và Kỹ thuật (2005), pp. 27-51.
5. Phương Anh (2013), “Đánh giá hiệu quả đầu tư công: Cần công tâm”, Tạp chí *Kinh tế và Dự báo*, số 04/2013.
6. Nguyễn Văn Công (2005), *Chuyên khảo về báo cáo tài chính và lập, đọc, kiểm tra, phân tích báo cáo tài chính*, Nhà xuất bản Tài chính, Hà Nội
7. Nguyễn Trọng Cơ (1999), “*Hoàn thiện chỉ tiêu phân tích tài chính trong doanh nghiệp cổ phần phi tài chính*”, LATS Kinh tế, Học viện Tài Chính, Hà Nội
8. Cục Lưu trữ Quốc gia (1995), *Đánh giá tổng hợp tiềm năng dầu khí thềm lục địa CHXHCN Việt Nam*, Hà Nội.
9. Lê Huy Đức (2004), “Nâng cao chất lượng tăng trưởng của ngành công nghiệp Việt Nam trong quá trình công nghiệp hoá, hiện đại hoá”, Tạp chí *Công nghiệp*, (4), Hà Nội.
10. Phạm Thị Gái (1988), *Hiệu quả kinh tế và phân tích hiệu quả kinh tế*

trong công nghiệp khai thác, luận án phó tiến sĩ khoa học.

11. Lê Phước Hảo (2002), Nghiên cứu các giải pháp kỹ thuật, công nghệ và quản lý để phát triển hiệu quả các mỏ cận biên ở thềm lục địa Nam Việt Nam. Báo cáo giữa kỳ đề tài NCKH cấp ĐHQG.
12. Nguyễn Thị Mai Hương (2008), *Phân tích hiệu quả kinh doanh trong các doanh nghiệp khai thác khoáng sản Việt Nam*, LATS Kinh tế, Đại học Kinh tế quốc dân, Hà Nội.
13. Lịch sử ngành Dầu khí Việt Nam, tập I, II, III, IV, NXB Chính trị quốc gia - Sự thật, 2011.
14. Huỳnh Đức Lộng (1999), *Hoàn thiện chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh doanh của doanh nghiệp Nhà nước*, LATS Kinh tế, Đại học Kinh tế quốc dân, Hà Nội.
15. Ngô Đình Giao (1984), *Những vấn đề cơ bản về hiệu quả kinh tế trong xí nghiệp công nghiệp* Nhà xuất bản Giáo dục, Hà Nội.
16. Worldbank và Nguyễn Văn Thanh (2001), *Thương mại công bằng*, NXB Chính trị Quốc gia, Hà Nội.
17. Trương Đình Hẹ (1988), *Xác định hiệu quả lao động trong xí nghiệp thương nghiệp*, Luận án Phó tiến sĩ kinh tế, Trường Đại học Kinh tế quốc dân.
18. Nguyễn Đình Phan, Ngô Thắng Lợi (2007), *Giáo trình Kinh tế và Quản lý công nghiệp*, NXB Đại học Kinh tế Quốc dân, Hà Nội.
19. Bùi Tất Thắng, *Luận cứ khoa học cho các quan điểm và chính sách chủ yếu nhằm phát triển và bền vững nền kinh tế Việt Nam thời kỳ 2011-2020*, Đề tài NCKH cấp nhà nước, Hà nội, 2010.
20. Vũ Thị Ngọc Lan (2014), *Tái cấu trúc vốn tại Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam*, Luận án TSKT, Đại học Kinh tế quốc dân.
21. Đặng Như Toàn (1996), *Kinh tế môi trường*, NXB Giáo dục, Hà Nội.
22. Nguyễn Văn Thường (2005), *Tăng trưởng kinh tế Việt Nam: Những rào cản cần phải vượt qua*, NXB Tài chính, Hà Nội.
23. Nguyễn Công Nghiệp (2009), “Nâng cao hiệu quả quản lý vốn đầu tư từ

- NSNN tại Việt Nam”, Đề tài khoa học cấp Nhà nước, Bộ Tài chính, Hà Nội.
24. Minh Ngọc (2014), *Hiệu quả đầu tư mới là quan trọng*, Báo điện tử Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam, ngày 23/10/2014.
 25. Nguyễn Minh Phong (2013), “Xây dựng hệ thống giám sát, đánh giá hiệu quả đầu tư công”, Tạp chí *Kiểm toán*, số 41/2013.
 26. Phạm Đình Phùng (2000), *Vận dụng phương pháp phân tích hệ thống và mô hình hoá trong phân tích hoạt động kinh tế*, LATS Kinh tế, Đại học Kinh tế quốc dân, Hà Nội.
 27. Phạm Thị Thu Phương (1999), *Những giải pháp chiến lược nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh ngành may mặc Việt Nam*, LATS Kinh tế, Đại học Kinh tế quốc dân, Hà Nội.
 28. Nguyễn Ngọc Quang (2002), *Hoàn thiện hệ thống chỉ tiêu phân tích tài chính trong các doanh nghiệp xây dựng của Việt Nam*. LATS Kinh tế, Đại học Kinh tế quốc dân, Hà Nội.
 29. Hà Huy Thành, Nguyễn Ngọc Khánh (2009), *Phát triển bền vững: từ quan niệm đến hành động*, Nxb Khoa học xã hội, Hà Nội.
 30. Thủ tướng Chính phủ (2007), *Quyết định số 55/2007/QĐ-TTg ngày 23/4/2007 phê duyệt Danh mục các ngành công nghiệp ưu tiên, ngành công nghiệp mũi nhọn giai đoạn 2007 - 2010, tầm nhìn đến năm 2020 và một số chính sách khuyến khích phát triển*.
 31. Thủ tướng Chính phủ (2007), *Quyết định số 10/2007/QĐ-TTg ngày 23 tháng 01 năm 2007 về Ban hành hệ thống ngành kinh tế của Việt Nam*.
 32. Thủ tướng Chính phủ (2012), *Quyết định số 432/QĐ-TTg ngày 12 tháng 4 năm 2012, Chiến lược Phát triển bền vững Việt Nam giai đoạn 2011 - 2020*
 33. Nguyễn Thị Minh Tâm (1999), *Phân tích hiệu quả sử dụng vốn trong ngành công nghiệp dệt Việt Nam*, LATS Kinh tế, ĐH Kinh tế quốc dân, Hà Nội.
 34. Tổng cục Thống kê, *Niên giám thống kê (2000-2011)*, NXB Thống kê, HN.
 35. Nguyễn Sĩ Thịnh, Lê Sĩ Thiệp, Nguyễn Kế Tuấn (1985), *Hiệu quả kinh tế trong xí nghiệp công nghiệp*, Nhà xuất bản Thống kê, Hà Nội.

36. Trần Đình Thiên (2012), “Đầu tư công - thực trạng và giải pháp”, Tạp chí *Kiểm toán*, số 9/2012.
37. Phùng Thị Thanh Thủy (1991), *Đánh giá hiệu quả kinh tế xí nghiệp thương nghiệp và một số biện pháp nâng cao hiệu quả*, Luận án Phó tiến sĩ kinh tế, Trường Đại học Kinh tế quốc dân.
38. Văn phòng Chính phủ (2006-2008), Các Báo cáo Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Trữ lượng và kế hoạch phát triển khai thác các mỏ dầu khí: Hàm Rồng - Thái Bình, Báo Vàng, Chim Sáo và Dừa, Kinh Ngư Trắng, Rạng Đông, Phương Đông, Cá Ngừ Vàng, Gấu Trắng và Thỏ Trắng .v.v.,
39. Bùi Quang Vinh (2013), “Nâng cao hiệu quả đầu tư sử dụng nguồn vốn nhà nước”, Tạp chí *Cộng sản*, số 06/2013.
40. Ngô Doãn Vịnh (2010), *Nguồn lực và động lực cho phát triển nhanh và bền vững nền kinh tế Việt Nam ở giai đoạn 2011-2020*, Đề tài NCKH, Viện Chiến lược Phát triển Bộ KHĐT, Hà Nội.
41. Viện Dầu khí Việt Nam (2008), *Báo cáo Kết quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong những năm gần đây và định hướng hoạt động cho những năm tiếp theo*, Hà Nội.
42. Đỗ Văn Hậu, Nguyễn Xuân Định, Ngô Bá Khiết, Viện Dầu khí Việt Nam (1999), *Nghiên cứu xác định các điều kiện kinh tế kỹ thuật tới hạn của các phát hiện có quy mô nhỏ ở thềm lục địa Việt Nam*, Hà Nội.
43. Viện Dầu khí Việt Nam (2009), *Báo cáo tiềm năng dầu khí các bể trầm tích thềm lục địa và vùng biển Việt Nam*, Hà Nội.
44. Đỗ Huyền Trang (2012), *Hoàn thiện phân tích hiệu quả kinh doanh trong các doanh nghiệp chế biến gỗ xuất khẩu Khu vực Nam Trung bộ*. Luận án TSKT, Đại học Kinh tế quốc dân.
45. Cán Quang Tuấn (2009), *Một số giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng vốn đầu tư xây dựng cơ bản tập trung từ ngân sách nhà nước do thành phố Hà Nội quản lý*. LATS Kinh tế, Học viện tài chính, HN.
46. Viện Dầu khí Việt Nam (2010), Báo cáo thu thập, tổng hợp dữ liệu quản

- lý các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực thượng nguồn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Hà Nội.
47. Viện Dầu khí Việt Nam (2009), Báo cáo so sánh các điều kiện, định chế tài chính trong hợp đồng dầu khí - PSC của Việt Nam và một số nước trong khu vực Đông Nam Á.
 48. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (2015), Báo cáo tổng kết công tác SXKD năm 2014 và nhiệm vụ triển khai Kế hoạch năm 2015.
 49. Viện nghiên cứu chiến lược, chính sách công nghiệp - Bộ Công Thương (2004), *Xây dựng quy chế bảo vệ môi trường ngành công nghiệp*, đề tài nghiên cứu cấp Bộ, Hà Nội.
 50. Viện nghiên cứu chiến lược, chính sách công nghiệp - Bộ Công Thương (2007), *Chính sách công nghiệp Việt Nam trong bối cảnh hội nhập*, Hà Nội.
 51. Viện nghiên cứu chiến lược, chính sách công nghiệp - Bộ Công Thương (2006), *Nghiên cứu cấu trúc ngành và hiệu quả kinh tế: tác động tới hoạch định chính sách phát triển các ngành công nghiệp*, Đề tài nghiên cứu cấp Bộ, Hà Nội.
 52. Viện nghiên cứu chiến lược, chính sách công nghiệp - Bộ Công Thương (2006), *Hiện trạng phát triển công nghiệp môi trường của các nước trên thế giới*, Hà Nội.
 53. Viện nghiên cứu quản lý kinh tế Trung ương (2005), “*Một số giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả đầu tư từ ngân sách nhà nước*”. Đề tài NCKH cấp Bộ, Hà Nội.
 54. Nguyễn Tấn Bình (2004), “*Phân tích hoạt động doanh nghiệp*”, Nhà xuất bản Tổng hợp thành phố Hồ Chí Minh.
 55. Viện Nghiên cứu quản lý kinh tế trung ương, Nhóm nghiên cứu kinh tế phát triển của trường Đại học tổng hợp Copenhagen, Viện nghiên cứu kinh tế phát triển thế giới của Đại học Liên hợp quốc (2012), *Tác động của biến đổi khí hậu đến tăng trưởng và phát triển kinh tế của Việt Nam*, NXB Thống kê, Hà Nội.

II. TIẾNG ANH - TIẾNG NGA

56. Altman, Edward (2000), “The Predicting financial distress of companies: revisiting the Z-SCORE AND ZETA® Models”
57. Berger, P. and Ofek, E. (1995), “ Diversification’s effect on firm value”, *Journal of Financial Economics*, Vol. 37, pp. 67-87.
58. Booth, L., Aivazian, V., Demirguc-Kunt, V. and Maksimovic, V.(2001), “ Capital structures in developing countries”, *Journal of Finance*, Vol. 56, pp. 87-130.
59. Chkir, I.E. and Cosset, J.C. (2001), “Diversification strategy and capital structure of multinational corporations”, *Journal of Multinational Financial Management*, Vol. 17, p.37.
60. Demirguc-Kunt, A. & Maksimovic, V (1999), “financial markets and firm debt maturity”, *Journal of Financial Economics* 54, pp. 295-336.
61. Francis Cai and Arvin Ghosh (2003), “Tests of Capital Structure Theory: A Binomial Approach”, *The Journal of Business and Economic Studies*.
62. Gujaratu Damodar (1998), trong *Basic econometrics*, Third edition, FETP).
63. (K.Rusanop (Song ngữ Nga - Việt) (1987) Nhà xuất bản Lòg Đất Matxcova.
64. Harris, F. H. (1988). *Capital Intensity and the Firm's Cost of Capital*. *Review of Economics and Statistics*, 52 (4), 587-595.
65. Hayne E. Leland, 1998. *Agency Costs, Risk Management, and Capital Structure*. Haas School of Business, University of California.
66. Paul Samuelson và William D’Nordhau, *Economics*.
67. La Rocca, M., La Rocca, T. and Cariola, A, (2008), “Capital structure decisions and diversification: the effect of relatedness on corporate financial behaviours”, working paper, University of Calabria, Arcavacata di Rende.
68. Don Warlick (2007), “*A new erea for marginal oil production*”, *Tạp chí*

Oil and Gas Financial Journal.

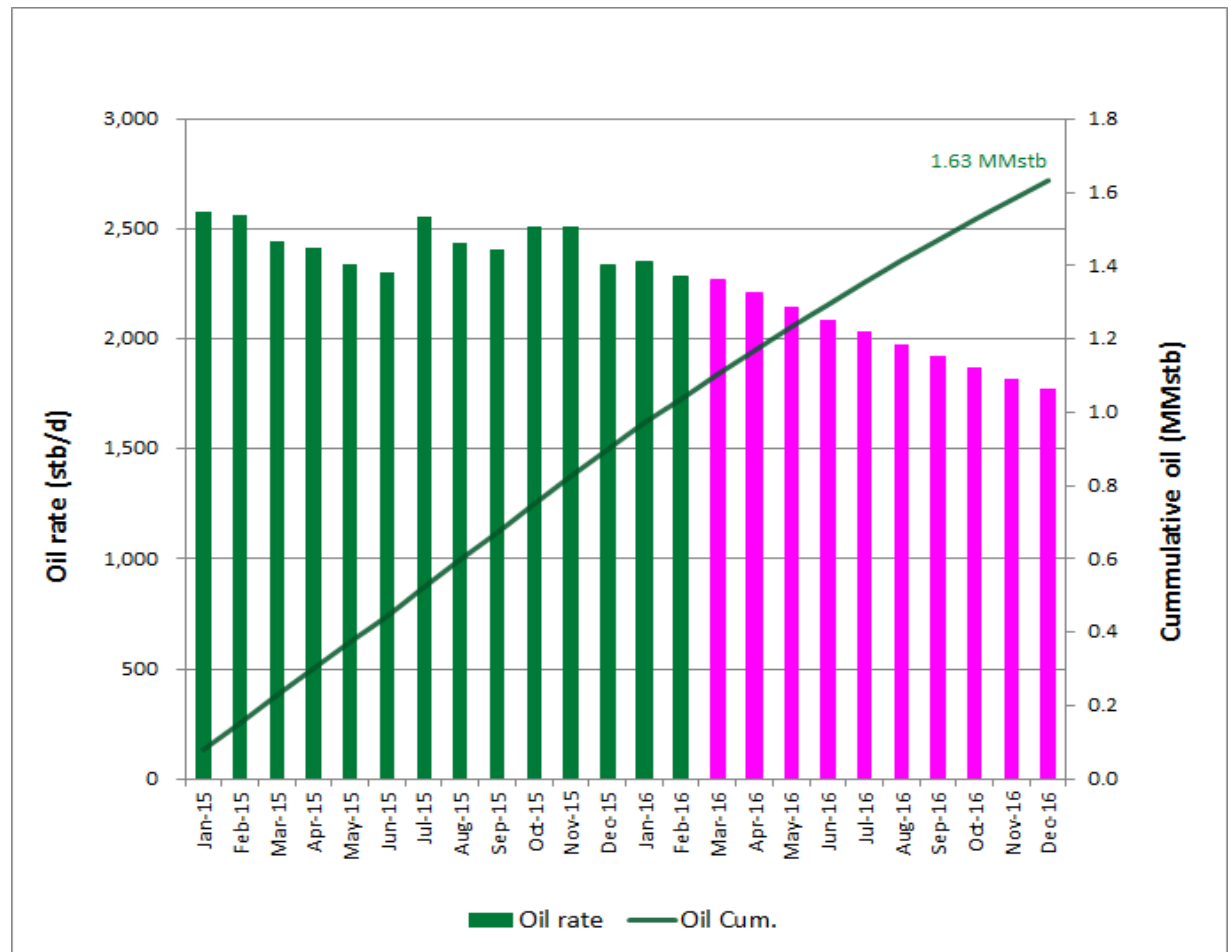
69. Lisa A. K. 2004. "Capital Structure in Transition: The Transformation of Financial Strategies in China's Emerging Economy." *Organization Science*, pp. 145-58
70. Viện Dầu khí Việt Nam (2010), Government regulation of the republic of Indonesia number 79/2010 concerning cost recovery and incomes tax treatment in the upstream oil and gas business in the name of only one god president of the republic of Indonesia.
71. Viện Dầu khí Việt Nam (2004), BP Migas, The Oil and Gas Upstream Regulation and Implementing Agency.
72. Iretekhai J. O. Akhigbe (2011), "*How attractive is the Nigerian Fiscal Regime - which is intended to promote investment in marginal field development*".
73. Benny Lubiantara (2007), *The analysis of the marginal field incentive - Indonesia case*. Tạp chí Oil, Gas & Energy Law.
74. Ozkan, A. (2001), "Determinants of capital structure and adjustment to long run target: evidence from UK company panel data", *Journal of Business Finance and Accounting*, Vol. 28, pp. 175-98.

PHỤ LỤC

Phụ lục 01: Biểu đồ sản lượng khai thác mỏ Sông Đốc, Lô 46/13

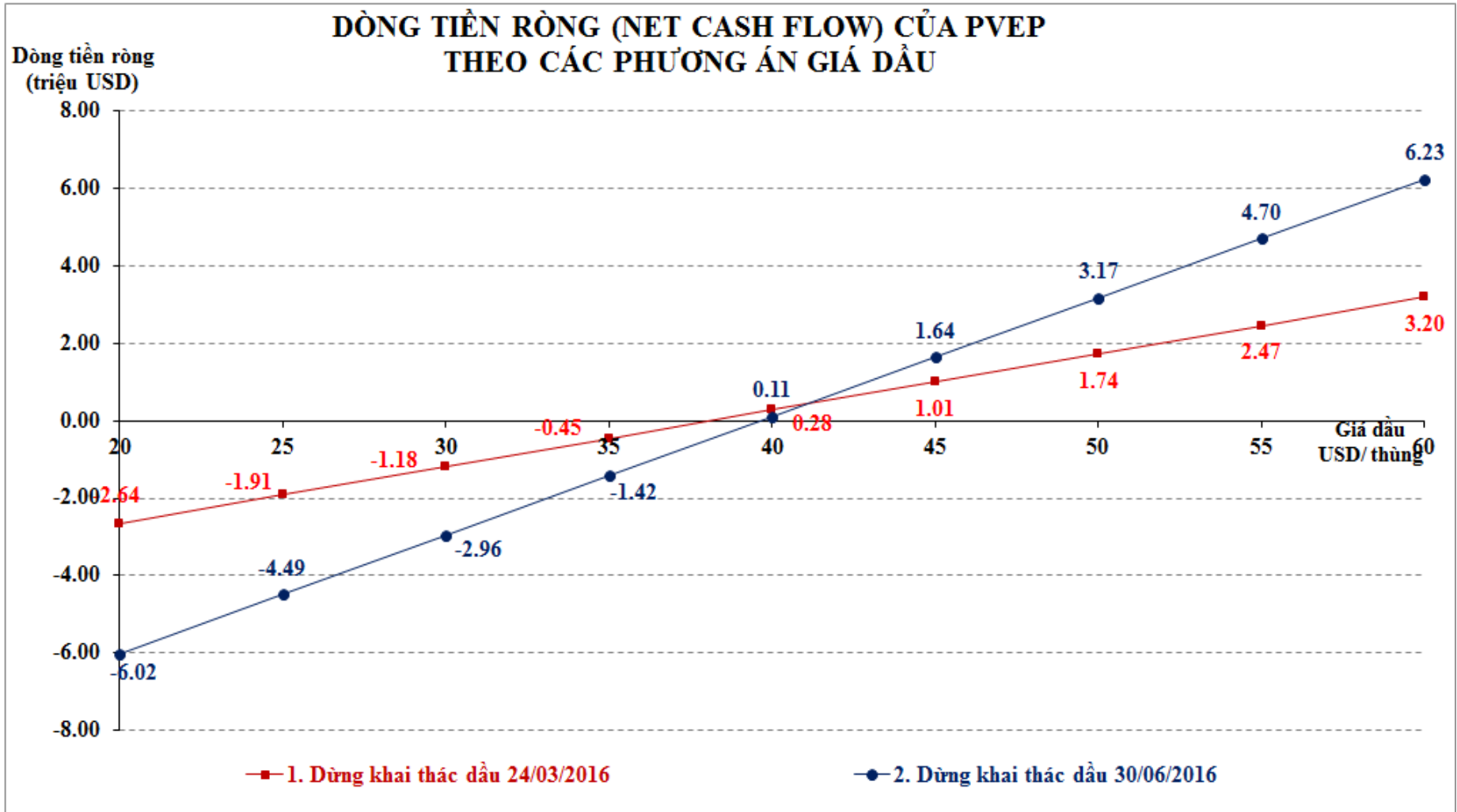
Forecast SDA		
Month	Avg Rate	Cum Prod
	bopd	stbo
Jan-15	2,577	80,279
Feb-15	2,565	72,194
Mar-15	2,448	76,256
Apr-15	2,415	72,821
May-15	2,340	72,917
Jun-15	2,305	69,493
Jul-15	2,554	79,573
Aug-15	2,435	75,862
Sep-15	2,408	72,591
Oct-15	2,511	78,227
Nov-15	2,510	75,670
Dec-15	2,334	72,720
Jan-16	2,348	73,169
Feb-16	2,283	64,213
Mar-16	2,269	68,232
Apr-16	2,207	64,225
May-16	2,147	64,556
Jun-16	2,089	60,776
Jul-16	2,032	61,101
Aug-16	1,976	59,425
Sep-16	1,923	55,961
Oct-16	1,872	56,276
Nov-16	1,821	53,005
Dec-16	1,773	53,314

- Tổng sản lượng khai thác thực tế năm 2015 đạt, 0.899 triệu thùng.
- Sản lượng khai thác từ 1-1-2016 đến 24-4-2016 là 0.257 triệu thùng.



Phụ lục 02: PHƯƠNG ÁN 1

KHAI THÁC TUÂN THỦ ĐIỀU KIỆN PHÁP LÝ THEO HỢP ĐỒNG PSC HIỆN HỮU



Phụ lục 03:

ÁP DỤNG “CƠ CHẾ ĐẶC THÙ THEO HÌNH THỨC HỢP ĐỒNG DỊCH VỤ”

Cách thức vận hành cơ bản của “Cơ chế đặc thù theo hình thức Hợp đồng dịch vụ” như sau:

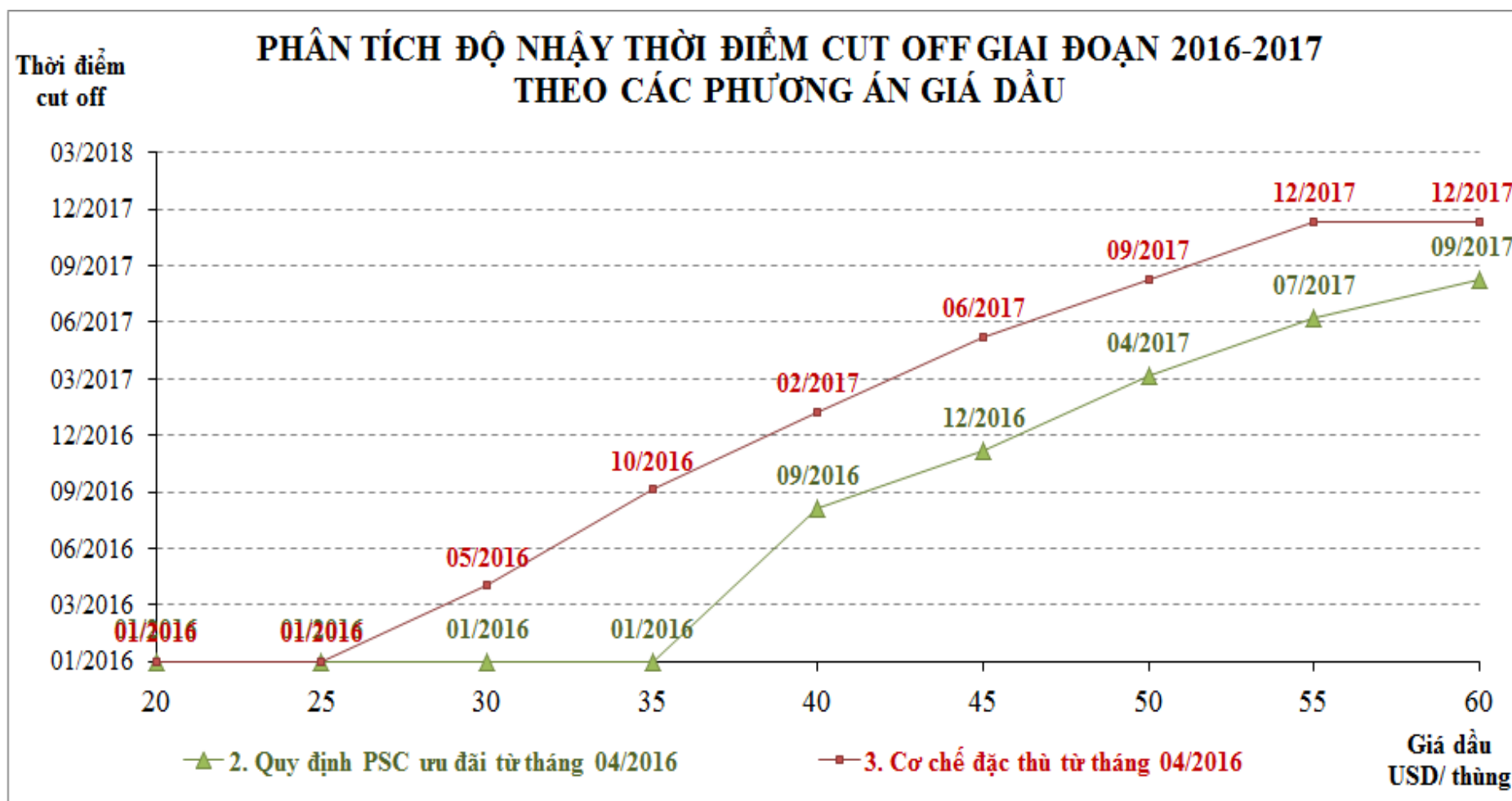
- PVEP/PVEP POC vận hành mỏ thuê cho Chính phủ/PVN;
- Toàn bộ doanh thu bán Dầu sẽ được chuyển về Chính phủ/PVN;
- Chính phủ/PVN hoàn trả PVEP/PVEP POC chi phí vận hành theo thỏa thuận và các loại thuế và phí theo quy định của Luật hiện hành.

	PHƯƠNG ÁN 1,2: HỢP ĐỒNG PHÂN CHIA SẢN PHẨM DẦU KHÍ	PHƯƠNG ÁN 3: HỢP ĐỒNG DỊCH VỤ
Quyền sở hữu Mỏ	Chính phủ	Chính phủ
Quyền khai thác	PVN / Nhà thầu Dầu khí	PVN
Nhà điều hành khai thác	Nhà thầu Dầu khí	PVN / Nhà thầu Dầu khí
Quyền lợi của Nhà thầu Dầu khí	Phần trăm tỷ lệ tương ứng với sản lượng khai thác	Phí vận hành khai thác

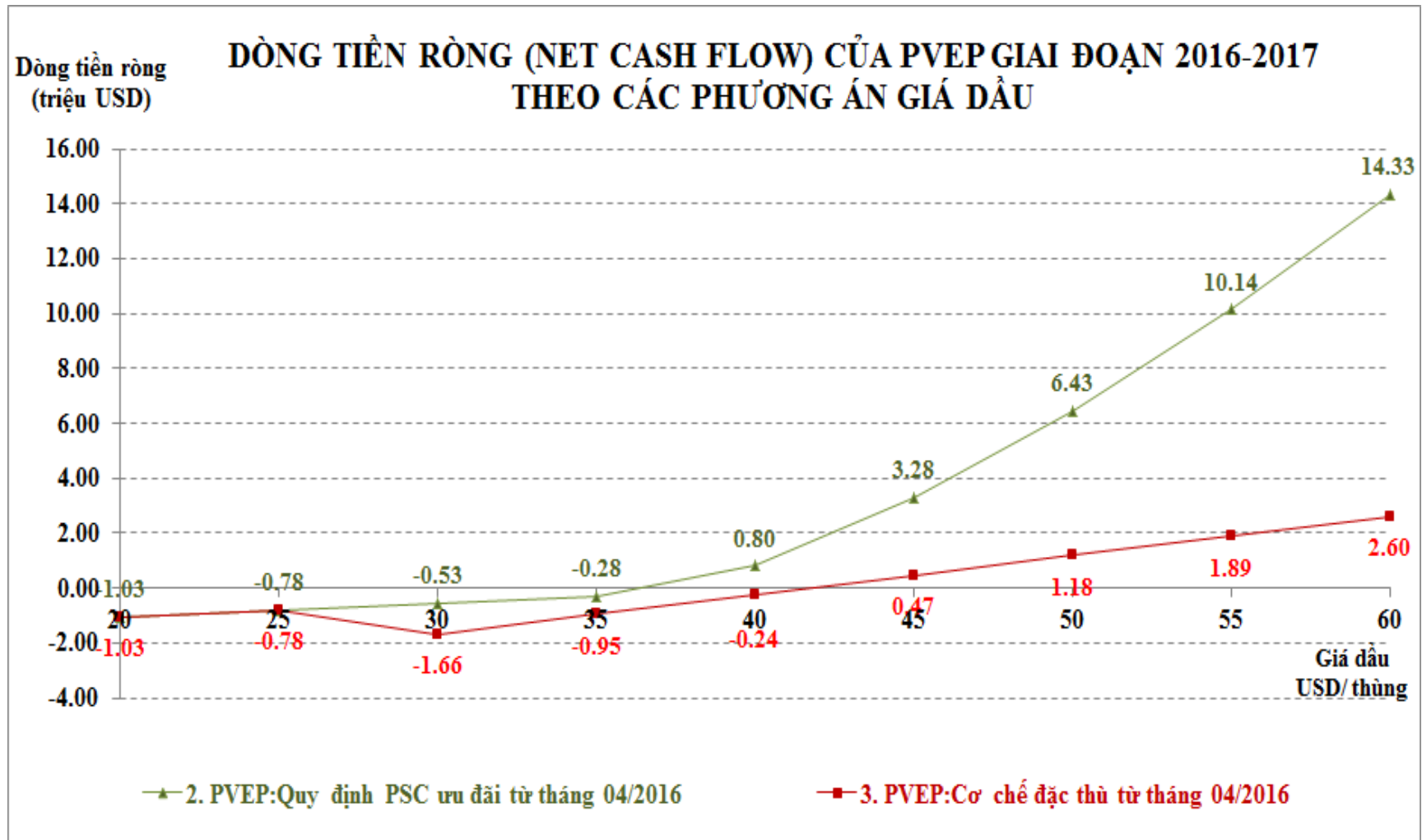
**Phụ lục 04: PHƯƠNG ÁN 2 & PHƯƠNG ÁN 3
THÔNG SỐ ĐẦU VÀO**

TT	Nội dung	Phương Án 2	Phương Án 3
1	Hình thức hợp đồng	HĐDK	Hợp đồng dịch vụ
2	Các loại thuế		
2.1	Thuế tài nguyên	7%	7%
2.2	Thu hồi chi phí	100%	N/A
2.3	Thuế xuất khẩu	10%	10%
2.4	Thuế TNDN	32%	32%
2.5	Lãi nước chủ nhà	0%	N/A
2.6	Thuế VAT	10%	10%
3	Giá dầu	20 – 60 USD/ thùng	20 – 60 USD/ thùng
4	Thời điểm đánh giá	01/2016	01/2016
5	Tỉ suất chiết khấu	10%/năm	10%/năm
6	Xuất bán dầu	Xuất khẩu	Xuất khẩu

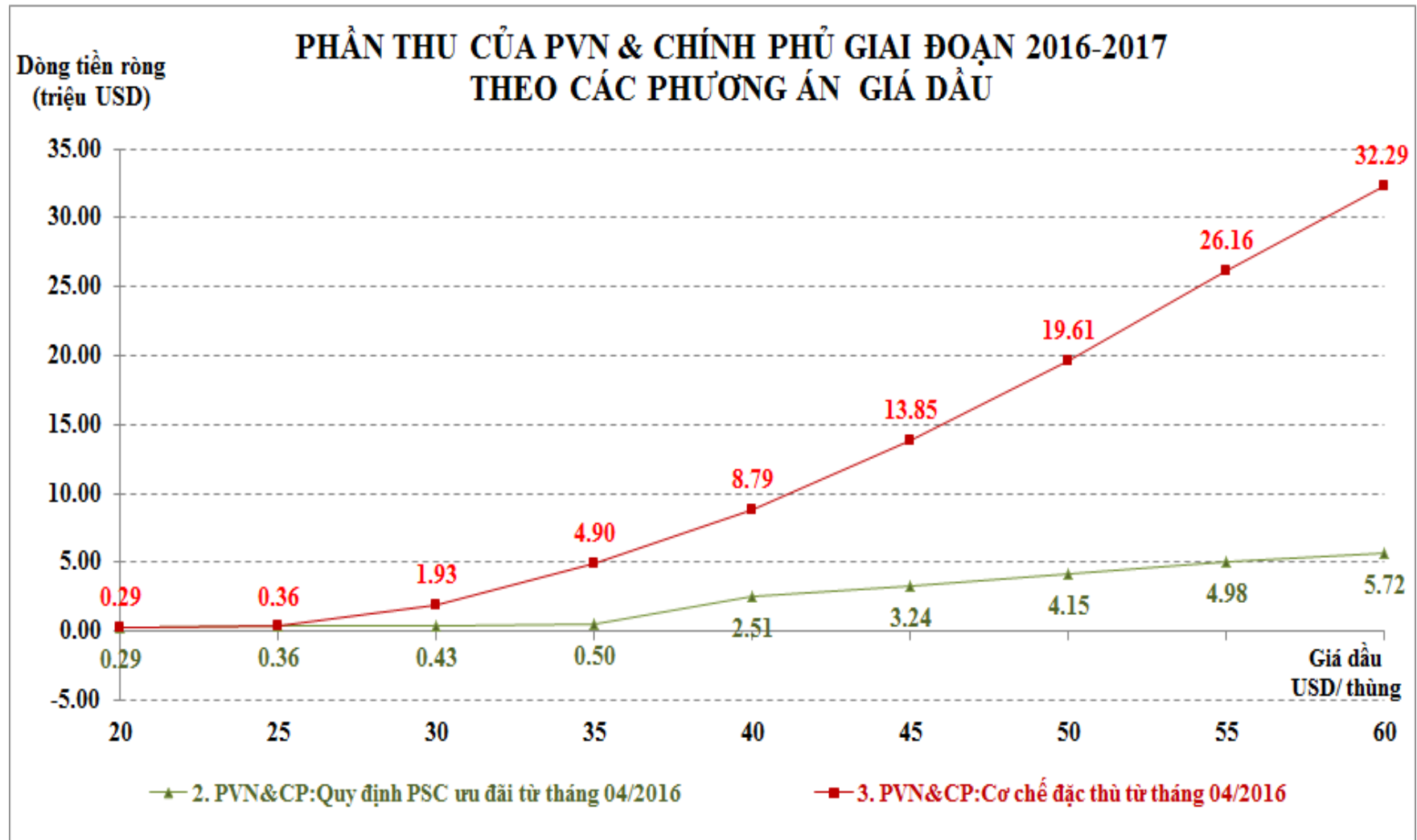
**Phụ lục 05: PHƯƠNG ÁN 2 & PHƯƠNG ÁN 3
KẾT QUẢ ĐÁNH GIÁ**



**Phụ lục 06: PHƯƠNG ÁN 2 & PHƯƠNG ÁN 3
KẾT QUẢ ĐÁNH GIÁ**



**Phụ lục 07: PHƯƠNG ÁN 2 & PHƯƠNG ÁN 3
KẾT QUẢ ĐÁNH GIÁ**



Phụ lục 08: Kết luận và kiến nghị

1. Trong các Phương án duy trì khai thác mỏ Sông Đốc, PA 1 khai thác tới thời điểm 24/03/2016 là rủi ro thấp nhất với điều kiện pháp lý Hợp đồng PSC hiện hữu và giá dầu hiện tại.
2. Trên cơ sở phân tích, đánh giá nêu trên, việc xem xét áp dụng cơ chế đặc thù nhằm mục đích duy trì tận thu khai thác mỏ Sông Đốc (Cung cấp dịch vụ vận hành khai thác cho Chính phủ/PVN) sẽ đem lại phần thu kinh tế của Chính phủ/PVN tối ưu nhất.
3. Kiến Nghị: Đề xuất áp dụng cơ chế đặc thù đối với Hợp đồng Lô 46/13 từ 01/01/2016 nhằm tiếp tục duy trì khai thác tận thu mỏ Sông Đốc, tận thu nguồn tài nguyên dầu khí, mang lại nguồn thu cho ngân sách nhà nước.