

Dầu Khí



TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM

SỐ 1 - 2018

ISSN-0866-854X



Xuân Mậu Tuất
2018



TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

Tầng M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

Ảnh bìa: Cán bộ, kỹ sư đang thực hiện công tác bảo trì đường ống tại Cụm mỏ Sư Tử Trắng. Ảnh: PVEP



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

18. Ứng dụng mô hình địa cơ học để phân tích sự ổn định của thành giếng khoan, lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu trong thiết kế thi công các giếng khoan dầu khí

27. Đặc điểm tướng
và môi trường trầm tích
Oligocene muộn khu vực
Tây Bắc Lô 09-3/12, bể
Cửu Long

36. Công nghệ xử lý acid vùng cận đáy giếng các vỉa dầu có nhiệt độ cao ở thềm lục địa Nam Việt Nam



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

43. Sử dụng quy hoạch tuyến tính để tính toán tổn thất kinh tế khi xảy ra sự cố dừng hoạt động các phân xưởng công nghệ trong nhà máy lọc dầu



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

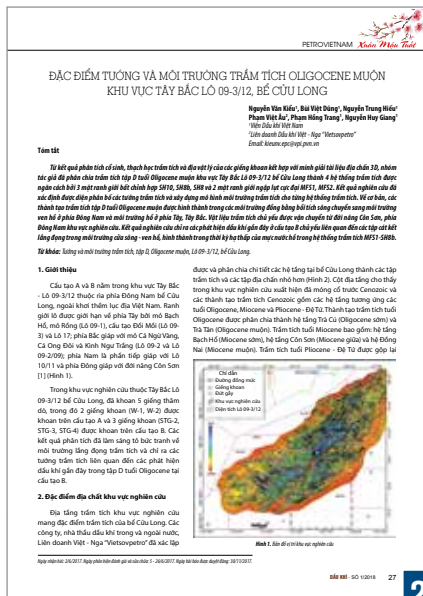
53. Mô hình quản trị rủi ro doanh nghiệp theo thông lệ quốc tế



NĂNG LƯƠNG MỚI

61. Nhiên liệu sinh học tiên tiến: Hướng phát triển bền vững của nhiên liệu tái tạo





GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

68. Giảm nhiều hệ thống thu nổ địa chấn

TIÊU ĐIỂM

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc:

Lửa thử vàng, gian nan thử sức7

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng:

Petrovietnam tập trung tái cơ cấu để phát triển bền vững10

Sản lượng khai thác dầu thô trong nước

của Petrovietnam năm 2017 vượt 1,29 triệu tấn12

Petrovietnam đẩy mạnh cổ phần hóa,

nâng cao năng lực cạnh tranh16

QUYẾT TÂM CAO - GIẢI PHÁP HAY - VỀ ĐÍCH TRƯỚC

Vietsovpetro nâng cao hiệu quả công tác tận thăm dò80

PV GAS đảm bảo tiến độ các dự án khí trọng điểm82

BSR tối ưu hóa sản xuất, tăng trưởng bền vững84

PV OIL xuất khẩu/bán an toàn 13,4 triệu tấn dầu thô86

PV Power phấn đấu sản lượng điện đạt 21,57 tỷ kWh88

VPI tập trung phát triển sản phẩm khoa học công nghệ90

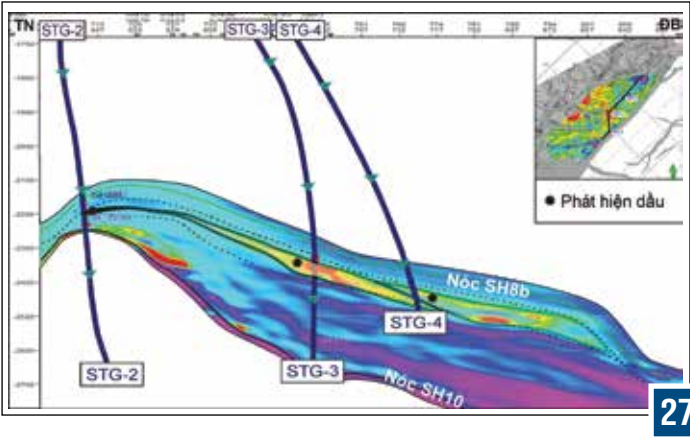
DMC tập trung phát triển dịch vụ dầu khí trên bờ92

PVFCCo đẩy mạnh nghiên cứu phát triển sản phẩm mới94

PV Drilling phát triển dịch vụ khoan ở thị trường nước ngoài96



CONTENTS



FOCUS

- 7.** Prime Minister Nguyen Xuan Phuc: Fire proves gold, adversity proves men
- 10.** Deputy Prime Minister Trinh Dinh Dung: Petrovietnam to focus on restructuring for sustainable development
- 12.** Domestic crude oil production of Petrovietnam exceeds 1.29 million tons in 2017
- 16.** Petrovietnam accelerates equitisation and enhances its competitiveness

SCIENTIFIC RESEARCH

- 18.** Application of geomechanical model to analyse wellbore stability and determination of safe mud weight window for drilling operation and engineering
- 27.** Sedimentary facies and depositional environments of Late Oligocene sediments in Block 09-3/12, northwest Cuu Long basin
- 36.** Near-wellbore acid treatment technology for high temperature oil reservoirs in the continental shelf of southern Vietnam
- 43.** Using linear programming technique to calculate margin loss during unit shutdown in refineries
- 53.** Enterprise risk management model according to international practices
- 61.** Advanced biofuels: Sustainable development for renewable fuels

HIGH DETERMINATION - SOUND SOLUTION - MEETING TARGETS AHEAD OF TIME

- 80.** Vietsovpetro to enhance efficiency of exhaustive exploration
- 82.** PV GAS ensures the progress of focal gas projects
- 84.** BSR optimises production for sustainable growth
- 86.** PV OIL exports/sells 13.4 million tons of crude oil
- 88.** PV Power strives to achieve electricity production of 21.57 billion kWh
- 90.** VPI concentrates on development of scientific and technological products
- 92.** DMIC focuses on development of onshore petroleum services
- 94.** PVFCCo boosts research and development of new products
- 96.** PV Drilling develops drilling services in foreign markets





TRẦN SỸ THANH

Ủy viên BCH Trung ương Đảng
Phó Trưởng ban Kinh tế Trung ương
Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

Hà Nội, ngày 26 tháng 01 năm 2018

***Kính gửi: Gia đình các cán bộ, đảng viên và người lao động
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đang làm việc
trên công trường các dự án trọng điểm của Tập đoàn Dầu khí***

Tôi vừa được Đảng, Chính phủ giao nhiệm vụ Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Được đồng hành với tập thể cán bộ, đảng viên, người lao động Tập đoàn Dầu khí, tôi ý thức rất rõ về vai trò của Tập đoàn với hơn nửa thế kỷ xây dựng và phát triển đã là ngành kinh tế mũi nhọn và có những đóng góp to lớn, quan trọng trong công cuộc xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.

Tuy nhiên, bên cạnh những thành tựu đã đạt được, trong giai đoạn trước đây đã có một số hạn chế, khuyết điểm, thậm chí cả những vi phạm đã và đang được các cơ quan pháp luật xử lý. Từ đó phát sinh tư tưởng, ảnh hưởng tinh thần của một số trường hợp cán bộ của Tập đoàn và phần nào tác động đến tâm tư, tình cảm những người thân của cán bộ đang hoặc mới nhận những phần việc khó khăn, nặng nhọc, phức tạp hiện nay.

Trong bối cảnh đó, ngay từ những ngày đầu, tuần đầu nhận nhiệm vụ, tôi đã cùng Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn đi thăm, làm việc với các đơn vị, một số dự án trọng điểm của ngành Dầu khí, nhất là các dự án khó khăn. Tại đây, tôi thấy rằng: dù trong hoàn cảnh vô cùng khó khăn, nhưng đại đa số cán bộ, đảng viên và người lao động Dầu khí vẫn thể hiện rõ ý chí và bản lĩnh vững vàng, đoàn kết, nỗ lực quyết tâm cao để hoàn thành các nhiệm vụ được giao; vẫn yêu ngành Dầu khí và muốn cống hiến cho sự phục hồi và phát triển của ngành, vì lợi ích quốc gia, dân tộc. Bởi lẽ đó tôi càng tin tưởng rằng: Đảng, Chính phủ và nhân dân sẽ không “bỏ rơi” ngành Dầu khí, không làm khó những người Dầu khí chân chính, sẽ tạo điều kiện cho những người tràn đầy nhiệt huyết vì ngành Dầu khí lấy lại khí thế, để ngành Dầu khí sớm ổn định, vượt qua khủng hoảng và chắc chắn phát triển.

Giai đoạn khủng hoảng của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sẽ sớm khép lại. Những cơ hội mới, vận hội mới sẽ mở ra để Tập đoàn vực dậy và phát triển bền vững. Tập thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên lao động Dầu khí luôn vững tin ở tương lai và niềm tin đó sẽ chắc chắn thành hiện thực nếu có thêm sự chia sẻ, cảm thông, đồng lòng của cha, mẹ, vợ, chồng và con em người lao động Dầu khí.

Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn xin trân trọng cảm ơn sự ủng hộ và tình cảm từ hậu phương vững chắc của các gia đình đã, đang và sẽ là nguồn sức mạnh, cổ vũ to lớn tiếp sức cho từng cán bộ, đảng viên, công nhân viên Dầu khí vượt qua các khó khăn, thử thách để tiếp tục cống hiến cho ngành Dầu khí Việt Nam phát triển bền vững.

Nhân dịp Xuân mới Mậu Tuất 2018, Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam xin gửi tới toàn thể gia đình của người lao động Dầu khí lời thăm hỏi và những tình cảm sâu sắc nhất. Kính chúc các thành viên trong từng gia đình nhỏ của đại gia đình Petrovietnam năm mới sức khỏe, hạnh phúc, an lành và thành công!

Chào thân ái!

TRẦN SỸ THANH

Mừng Xuân Mậu Tuất

Trong năm 2017, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phải đối diện với các thách thức rất lớn do tác động từ giá dầu suy giảm và các khó khăn nội tại. Song với truyền thống hơn nửa thế kỷ, người Dầu khí đã vững vàng vượt khó, về đích trước các chỉ tiêu sản xuất từ 3 - 53 ngày. Đặc biệt, sản lượng khai thác dầu thô trong nước vượt 1,29 triệu tấn so với kế hoạch Chính phủ giao, góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước.

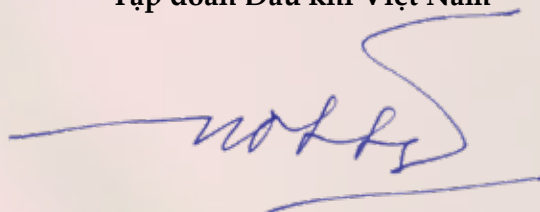
Tại Diễn đàn Phát triển Việt Nam với chủ đề “Tăng năng suất, đòn bẩy của tăng trưởng bền vững”, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc nhấn mạnh nhiệm vụ trọng tâm của đất nước trong năm 2018 là nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và sức cạnh tranh, khuyến khích đổi mới sáng tạo, khởi nghiệp. Trong đó, nâng cao năng suất các yếu tố tổng hợp (TFP) đang được Chính phủ quan tâm với việc tăng cường đầu tư cho khoa học, ứng dụng công nghệ tiên tiến, tăng chi tiêu cho nghiên cứu và phát triển; phát huy tinh thần đổi mới sáng tạo, khai thác các cơ hội từ cách mạng công nghiệp 4.0...

Để vượt qua thách thức và hoàn thành vượt mức kế hoạch sản xuất kinh doanh Chính phủ giao năm 2018, Tập đoàn đang khẩn trương triển khai đồng bộ các giải pháp tái cơ cấu toàn diện, áp dụng mô hình quản trị tiên tiến, tinh giản bộ máy, nâng cao hiệu quả và năng suất lao động trong tất cả các lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh.

Là diễn đàn khoa học và công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí sẽ tiếp tục bám sát tôn chỉ mục đích của một tạp chí khoa học kỹ thuật chuyên ngành dầu khí; tập trung giới thiệu các kết quả nghiên cứu và phát triển, các công nghệ mới của thế giới, các giải pháp quản trị doanh nghiệp hiện đại... góp phần cùng Tập đoàn vững vàng vượt thách thức, tiếp tục phát triển bền vững.

Nhân dịp Tết cổ truyền Mậu Tuất, thay mặt Ban biên tập Tạp chí Dầu khí, tôi rất mong các chuyên gia, nhà khoa học, quý bạn đọc tiếp tục phát huy tinh thần đổi mới, sáng tạo, đóng góp trí tuệ cho sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam. Chúc một năm mới thành công, bình an và hạnh phúc!

TỔNG BIÊN TẬP
Phó Tổng giám đốc
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



TS. Nguyễn Quốc Thập

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc: LỬA THỦ VÀNG, GIAN NAN THỦ SỨC



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc động viên cán bộ công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam "trong khó khăn càng phải vững vàng". Ảnh: Quang Hiếu

Tại Lễ công bố quyết định Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc khẳng định "lửa thử vàng, gian nan thử sức" và đề nghị cán bộ công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện 7 nhiệm vụ quan trọng để phát triển ổn định trong thời gian tới.

Trong bối cảnh có nhiều biến động khách quan và chủ quan, tình hình biển Đông diễn biến phức tạp, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với truyền thống tốt đẹp, vẫn hoàn thành tốt nhiệm vụ sản xuất kinh doanh, đặc biệt là khai thác vượt mức sản lượng dầu thô, nộp ngân sách Nhà nước, là đơn vị chủ công của đất nước, Bộ Công Thương.

Thủ tướng Chính phủ biểu dương, đánh giá cao cán bộ công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên đã có nhiều thành tích đóng góp cho thành công chung của ngành Công Thương Việt Nam, cho sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có vị trí vai trò rất quan trọng đối với sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc; phải thực hiện đồng thời 2 nhiệm vụ được Đảng, Nhà nước, nhân dân giao phó là sản xuất kinh doanh có hiệu quả,

đóng góp tích cực cho phát triển kinh tế - xã hội đất nước và thực hiện tốt nhiệm vụ chính trị về an ninh quốc phòng, góp phần bảo vệ và khẳng định chủ quyền quốc gia, đảm bảo an ninh năng lượng, nâng cao hình ảnh của Việt Nam trên trường quốc tế.

Thủ tướng Chính phủ tin tưởng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ đoàn kết, quyết tâm hơn nữa để hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ nặng nề Đảng, Nhà nước, Chính phủ giao trong bối cảnh rất nhiều khó khăn, phức tạp phải vượt qua. Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện các giải pháp để truyền thống, các nguồn lực tiếp tục được phát huy, tinh thần trách nhiệm được nâng lên, đoàn kết ngày càng cao hơn, có quyết tâm chính trị thực hiện tốt các nghị quyết của Bộ Chính trị, quốc phòng an ninh, quản lý nội bộ, đặc biệt là tập hợp được cán bộ khoa học công nghệ, quản lý kinh tế, các đơn vị thành viên... để thực hiện tốt mục tiêu nhiệm vụ được giao.



Thay mặt Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung thực hiện một số nhiệm vụ quan trọng sau:

Một là, tiếp tục giữ gìn, phát huy sự đoàn kết thống nhất, vượt qua mọi khó khăn, xác định tinh thần trách nhiệm để hoàn thành nhiệm vụ nặng nề Đảng, Nhà nước giao cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Trong đó, chú trọng và làm tốt công tác tư tưởng cho cán

bộ, công nhân viên; củng cố bộ máy tốt hơn nữa, xây dựng bộ máy tinh gọn trên tinh thần “vừa hồng vừa chuyên”. “Đoàn kết, đoàn kết, đại đoàn kết, thành công, thành công, đại thành công”. Cho rằng phẩm chất cán bộ, ngoài năng lực thì đoàn kết, tập hợp đội ngũ để hoàn thành tốt nhiệm vụ là rất quan trọng, Thủ tướng tin tưởng rằng tập thể cán bộ công nhân viên sẽ xây dựng Tập đoàn Dầu

khí Việt Nam xứng đáng với niềm tin yêu của Đảng, của nhân dân; đoàn kết thực hiện các giải pháp trước mắt, các giải pháp dài hơi hơn để phát triển.

Hai là, chỉ đạo thực hiện các giải pháp và điều hành phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam theo Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn 2035 tại Nghị quyết số



Khai thác dầu khí ở mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Vietsovpetro

41-NQ/TW của Bộ Chính trị, các Quyết định số 1748/QĐ-TTg, 1749/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ. “Các đồng chí mà thất bại thì nhiệm vụ phát triển kinh tế - xã hội của đất nước khó có thể hoàn thành vì tỷ lệ đóng góp của các đồng chí rất lớn trong cơ cấu GDP, cơ cấu nộp ngân sách Nhà nước. Một triệu tấn dầu chiếm 0,25% GDP trong khi 1 triệu tấn thép chỉ chiếm 0,018% GDP” - Thủ tướng nhấn mạnh.

Thứ ba, cần bám sát tình hình biển Đông, phối hợp tốt với các cơ quan liên quan để triển khai các dự án dầu khí ở vùng xa trên thềm lục địa Việt Nam, thực hiện tốt nhiệm vụ đóng góp phát triển kinh tế - xã hội đất nước song song với việc góp phần bảo đảm an ninh quốc phòng, bảo vệ và khẳng định chủ quyền quốc gia.

Thứ tư, rà soát, cơ cấu lại các nguồn lực; thực hiện sắp xếp, cổ phần hóa, thoái vốn giai đoạn 2017 - 2020 như đã được phê duyệt. Khẩn trương trình Thủ tướng Chính phủ trong Quý I/2018 Đề án tái cơ cấu toàn diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2017 - 2020, Đề án cơ cấu lại Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) trước khi thực hiện cổ phần hóa, Đề án sắp xếp đối với Đại học Dầu khí Việt Nam và Viện Dầu khí Việt Nam. Bộ máy tinh gọn hơn, nhưng phải tập hợp được trí tuệ của chuyên ngành dầu khí từ thượng nguồn đến hạ nguồn để phát triển ngành Dầu khí hiện đại.

Thứ năm, tập trung chỉ đạo các dự án trọng điểm quốc gia như dự án Cá Voi Xanh, dự án khí Lô B, Nghi Sơn..., đặc biệt là xử lý các vấn đề liên quan đến dự án Lọc hóa dầu Nghi Sơn theo đúng yêu cầu của Bộ Chính trị, để khắc phục tình trạng dự án bị chậm so với yêu cầu; các dự án nâng cấp, mở rộng công suất Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các dự án điện Vũng Áng 1, Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hậu 1...

Sản xuất kinh doanh không phát triển, sẽ không có việc làm và thu nhập. Riêng dự án Cá Voi Xanh hay khí Lô B theo tính toán sẽ đóng góp cho ngân sách Nhà nước 18 tỷ USD/dự án. Các dự án điện không thực hiện đúng tiến độ sẽ mất cân đối năng lượng. Do đó, Thủ tướng yêu cầu cái gì đã quy hoạch, đã đầu tư thì phải tập trung làm đến nơi, đến chốn, khắc phục mọi khó khăn, đề xuất cơ chế, chính sách với Bộ Công Thương, Tài chính... và đặc biệt với Chính phủ để xem xét, xử lý chặt chẽ, đúng pháp luật, tạo điều kiện cho phát triển bền vững. Tiếp tục thăm dò, khai thác trên thềm lục địa, hợp tác quốc tế chặt chẽ, hiệu quả, khắc phục những bất cập vừa qua.

Thứ sáu, chỉ đạo xử lý dứt điểm 5 dự án tồn tại yếu kém, mà chưa khắc phục xong,

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC



“Thủ tướng Chính phủ tin tưởng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ đoàn kết, quyết tâm hơn nữa để hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ nặng nề Đảng, Nhà nước, Chính phủ giao trong bối cảnh rất nhiều khó khăn, phức tạp phải vượt qua”.

gồm Nhà máy Xơ sợi Đình Vũ, Nhà máy Đóng tàu Dung Quất và 3 nhà máy nhiên liệu sinh học. Tập đoàn cần có biện pháp quyết liệt hơn, táo bạo hơn, chặt chẽ hơn, liên tục hơn, nhanh chóng khắc phục việc này ngay trong năm 2018.

Thứ bảy, tiếp tục tiết giảm chi phí, chống lãng phí tiêu cực, nâng cao hiệu quả sản xuất. Từ đó, quan tâm đến đời sống vật chất, tinh thần của cán bộ công nhân viên trong toàn ngành Dầu khí để có cuộc sống tốt hơn, tái sản xuất sức lao động. Một tập thể ngành Dầu khí đoàn kết, quyết tâm từ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến các đơn vị thành viên, từ ngoài khơi đến đất liền, là truyền thống quý báu, nguồn sinh khí mới của đất nước.

Nhân dịp đầu năm mới, Thủ tướng Chính phủ chúc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ổn định và phát triển, đồng thời tin tưởng rằng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tiếp tục đóng góp tích cực hơn nữa cho đất nước, cho Tổ quốc.

Việt Hà (ghi)

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng:

PETROVIETNAM TẬP TRUNG TÁI CƠ CẤU ĐỂ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng chúc mừng các đơn vị tiêu biểu trong lĩnh vực: khai thác dầu thô, cổ phần hóa doanh nghiệp, sản xuất kinh doanh, quản trị doanh nghiệp. Ảnh: Nhật Bắc

Tại Hội nghị tổng kết công tác năm 2017 và triển khai kế hoạch năm 2018 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng cho rằng trong “đáy” của sự khó khăn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có cơ hội để nhìn lại chính mình, tái cơ cấu để phát triển bền vững. Trong đó, Tập đoàn cần tập trung tái cấu trúc ngành/lĩnh vực/sản phẩm; từ đó xác định tái cấu trúc đầu tư, đi đôi với tăng cường quản lý đầu tư một cách có hiệu quả; tái cấu trúc công tác quản trị để tiết giảm chi phí, nâng cao hiệu quả quản trị doanh nghiệp; tái cấu trúc nhân sự, phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao.

Đứng vững trong “đáy” khó khăn

Năm 2018 là năm bản lề, có ý nghĩa quyết định đối với việc thực hiện Kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội 5 năm 2016 - 2020. Nghị quyết Đại hội Đảng lần thứ XII tiếp tục khẳng định mục tiêu Việt Nam sớm trở thành nước công nghiệp theo hướng hiện đại. Điều này yêu cầu phải đẩy nhanh tốc độ phát triển kinh tế, đồng thời phải giải quyết tốt mối quan hệ giữa tăng trưởng và phát triển, giữa phát triển kinh tế và phát triển xã hội, thực hiện tiến bộ và công bằng xã hội, phải giải quyết được 3 trụ cột là tăng trưởng kinh tế, phát triển xã hội và bảo vệ môi trường, đảm bảo phát triển bền vững.

Để đạt được mục tiêu trên, Đại hội Đảng yêu cầu phải thực hiện đột phá chiến lược, tái cấu trúc nền kinh tế, tái cấu trúc các ngành, các lĩnh vực, các sản phẩm. Trong đó, tái cấu trúc ngành Dầu khí có vai trò rất quan trọng. Tái cấu trúc các tập đoàn, doanh nghiệp, trong đó trọng tâm là doanh nghiệp Nhà nước. Cùng với đó là phải đổi mới mô hình tăng trưởng, để nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả

và sức cạnh tranh của nền kinh tế. Yêu cầu đó đặt ra cho ngành Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhiệm vụ rất nặng nề, thay vì phát triển theo chiều rộng phải đi vào chiều sâu.

Ngành Dầu khí tự hào về truyền thống hơn nửa thế kỷ xây dựng và phát triển, trong đó có đội ngũ cán bộ lãnh đạo, quản lý, chuyên gia, nhà khoa học giàu kinh nghiệm, tiên phong trong hội nhập quốc tế. Đây là đội ngũ giàu kinh nghiệm, bản lĩnh, khoa học, hội nhập. Thành công trong quá trình phát triển, cũng như kết quả năm 2017 là nền tảng, cơ sở rất quan trọng để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tự tin tiếp tục đi lên.

Những khó khăn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn hiện nay là “đáy” của sự khó khăn. Đây là thời cơ để tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Khó khăn hôm qua và hôm nay chính là cơ hội để chúng ta nhìn lại và điều chỉnh chính mình. Phó Thủ tướng tin tưởng rằng bản lĩnh của người Dầu khí sẽ vượt qua khó khăn, để tiếp tục đi lên.



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng thăm hỏi lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam qua các thời kỳ. Ảnh: Nhật Bắc

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong thời gian tới cần phải quán triệt sâu sắc Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị và các quyết định, chỉ đạo của Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ, xây dựng các chương trình, kế hoạch hành động cụ thể để thực hiện có hiệu quả mục tiêu Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035.

Phát triển ngành Dầu khí thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, then chốt, hoàn chỉnh, đồng bộ, từ khâu tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tồn trữ, phân phối, dịch vụ và xuất nhập khẩu; góp phần quan trọng vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc. Huy động mọi nguồn lực để đầu tư phát triển ngành Dầu khí; đóng góp tích cực cho tăng trưởng kinh tế của đất nước.

Cơ hội để phát triển bền vững

Trong năm 2018, Phó Thủ tướng Chính phủ đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai có hiệu quả 8 nhóm giải pháp đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1008/QĐ-TTg ngày 12/7/2017 về kế hoạch sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2020. Đồng thời, Phó Thủ tướng Chính phủ đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện một số nhiệm vụ trọng tâm.

Thứ nhất, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị cần nhanh chóng ổn định tổ chức, tư tưởng cho cán bộ công nhân viên, người lao động, từ đó tạo sự đoàn kết, quyết tâm, ý chí, sinh khí mới để thực hiện nhiệm vụ trong giai đoạn mới - giai đoạn từ khó khăn vượt qua khó khăn để đi lên, hoàn thành các nhiệm vụ Đảng, Chính phủ giao.

Thứ hai, tiếp tục tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên. Đây là nhiệm vụ số 1 và phải làm có hiệu quả. Tập trung tái cấu trúc ngành/linh vực/sản phẩm; từ đó xác định tái cấu trúc đầu tư, đi đôi với tăng cường quản lý đầu tư một cách có hiệu quả, chống thất thoát lãng phí; tái cấu trúc công tác quản trị để giảm chi phí, nâng cao hiệu quả quản trị doanh nghiệp; tái cấu trúc nhân sự, phát triển nguồn nhân lực. Trong đó, trọng tâm là tiếp tục cổ phần hóa các doanh nghiệp theo đúng lộ trình được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Thứ ba, tập trung xử lý các dự án kém hiệu quả, sớm hoàn thành và đưa các dự án này vào hoạt động.

Thứ tư, huy động các nguồn lực trong và ngoài nước để phát triển ngành Dầu khí Việt Nam; đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu, khí; đảm bảo tiến độ các dự án khí quan trọng (Lô B, Cá Voi Xanh), Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất,

PHÓ THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ TRỊNH ĐÌNH DŨNG



Tập trung tái cấu trúc ngành/linh vực/sản phẩm; từ đó xác định tái cấu trúc đầu tư, đi đôi với tăng cường quản lý đầu tư một cách có hiệu quả, chống thất thoát lãng phí; tái cấu trúc công tác quản trị để giảm chi phí, nâng cao hiệu quả quản trị doanh nghiệp.

Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hậu 1; đẩy nhanh công tác chuẩn bị triển khai các dự án nhiệt điện khí, kho chứa khí hóa lỏng...; cùng với các đối tác xử lý, tháo gỡ khó khăn ở Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

Thứ năm, đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ, có giải pháp khả thi để sớm ứng dụng công nghệ 4.0 vào phát triển ngành Dầu khí, phục vụ phát triển bền vững, bảo vệ tài nguyên, môi trường và nâng cao khả năng cạnh tranh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Thứ sáu, cần quan tâm đến đời sống của cán bộ công nhân viên, đặc biệt là người lao động làm việc hăng say, nhiệt huyết ở nơi xa xôi "đầu sóng ngọn gió"; đồng thời chăm lo đời sống của người dân ở các vùng khó khăn, đầu tư hạ tầng ở các khu vực có dự án dầu khí.

Việt Hà (ghi)

SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU THÔ TRONG NƯỚC CỦA PETROVIETNAM NĂM 2017 VƯỢT 1,29 TRIỆU TẤN



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc chúc mừng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng khai thác dầu khí năm 2017. Ảnh: Quang Hiếu

Với giá dầu thô trung bình năm 2017 chỉ đạt 55,6USD/thùng, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã bám sát diễn biến giá dầu thô; rà soát sản lượng khai thác của từng mỏ, chi phí sản xuất của từng giếng, tối ưu chương trình khai thác. nỗ lực vượt thách thức, Tập đoàn đã về đích trước các chỉ tiêu sản xuất Chính phủ giao từ 3 - 53 ngày, đặc biệt sản lượng khai thác dầu thô trong nước vượt 1,29 triệu tấn so với kế hoạch Chính phủ giao đầu năm (cao hơn 290 nghìn tấn so với mức Tập đoàn chủ động đăng ký với Chính phủ) đã góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP cả nước đạt 6,81% và cân đối ngân sách Nhà nước năm 2017.

Nộp ngân sách Nhà nước 97,5 nghìn tỷ đồng

Năm 2017, giá dầu thô duy trì ở mức thấp đã ảnh hưởng trực tiếp đến công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Việc triển khai các dự án phát triển mỏ (như Lô B, Cá Voi Xanh, Cá Rồng Đỏ) đòi hỏi nguồn vốn đầu tư lớn; điều kiện triển khai các dự án ở khu vực nước sâu và xa bờ gặp nhiều khó khăn, rủi ro địa chất cao... Đối diện với thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã bám sát diễn biến của giá dầu thô; rà soát sản lượng khai thác của từng mỏ, chi phí sản xuất của từng giếng, tối ưu chương trình khai thác; đẩy mạnh công tác

tái cơ cấu, nâng cao năng suất và hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn: công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được rà soát, tối ưu chi phí và triển khai theo đúng kế hoạch. Khối lượng thu nổ địa chấn ở trong nước đạt 5.123km² địa chấn 3D, 10.355km địa chấn 2D, khoan 10 giếng thăm dò - thăm lượng và 17 giếng khai thác phát triển. Tập đoàn có 1 phát hiện dầu khí mới (Cá Trích tại Lô 11-2), gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 4 triệu tấn dầu quy đổi. Tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 25,41 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó sản lượng khai thác dầu

15-1

Petrovietnam có 2 công trình/cụm công trình được trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ

16-1

Thủ tướng Chính phủ ký Quyết định số 60/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035

18-1

Khai thác dòng khí đầu tiên từ dự án Sư Tử Trắng

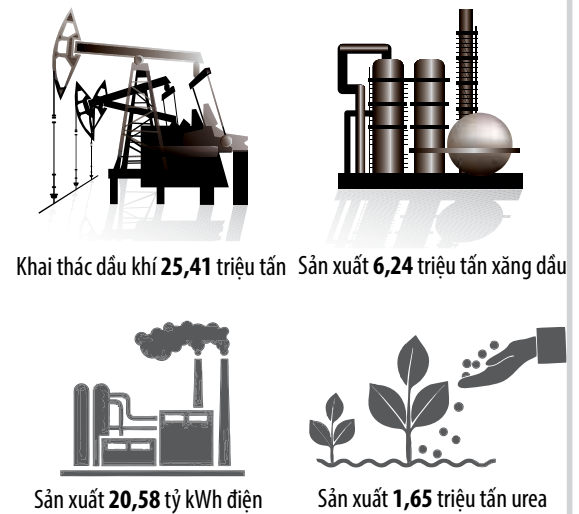
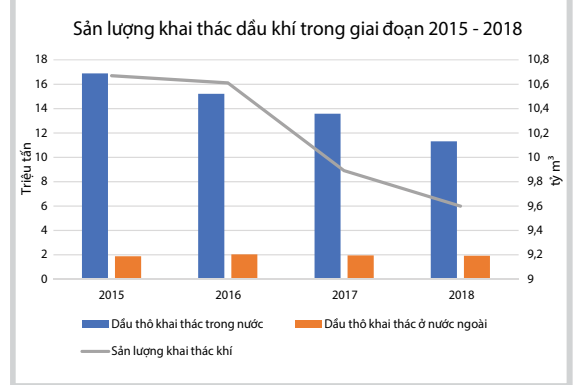
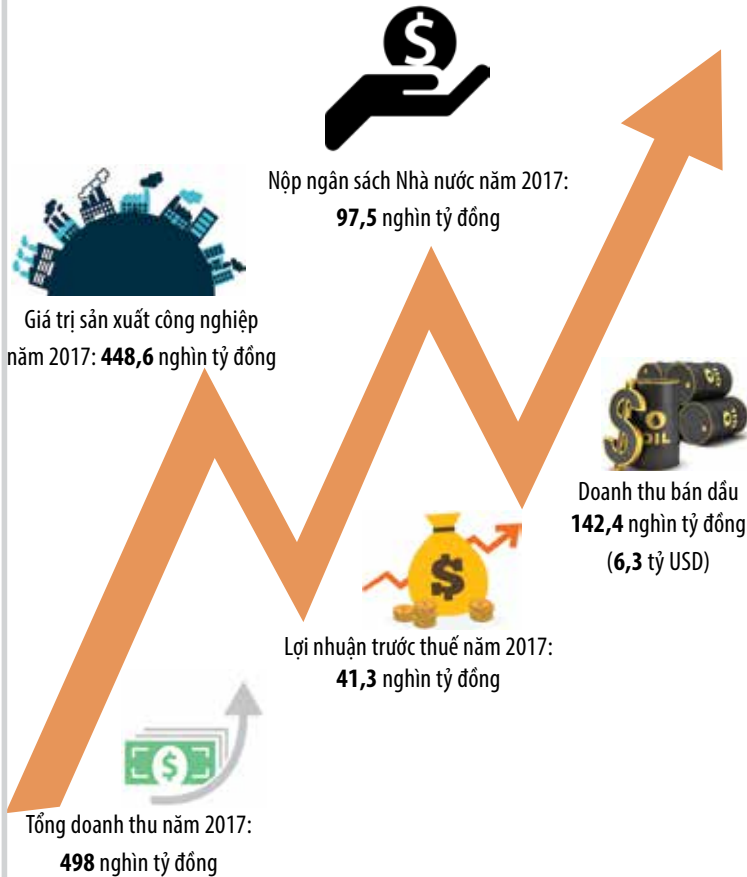
13-3

Nhà máy xử lý khí Cà Mau tiếp nhận dòng khí đầu tiên

5-7

Đưa giàn Thô Trắng 3 vào khai thác, sớm hơn kế hoạch 13 ngày

PETROVIETNAM VỀ ĐÍCH TRƯỚC CÁC CHỈ TIÊU SẢN XUẤT NĂM 2017 TỪ 3 - 53 NGÀY



thô đạt 15,52 triệu tấn (13,57 triệu tấn ở trong nước, vượt 1,29 triệu tấn so với kế hoạch năm và 1,95 triệu tấn ở nước ngoài, vượt 30 nghìn tấn so với kế hoạch năm); sản lượng khai thác khí đạt 9,89 tỷ m³, vượt 280 triệu m³ so với kế hoạch năm.

Các hệ thống đường ống dẫn khí được vận hành an toàn, cung cấp cho các hộ tiêu thụ 9,58 tỷ m³ khí khô (vượt 3% so với kế hoạch năm), 78,7 nghìn tấn condensate (vượt 41%), 317 nghìn tấn LPG (vượt 5%); sản xuất 20,58 tỷ kWh điện (vượt 481 triệu kWh), 1,65 triệu tấn urea (vượt 128 nghìn tấn) và 6,24 triệu tấn xăng dầu.

Với giá dầu thô trung bình năm 2017 đạt

55,6USD/thùng, các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn đạt cao hơn so với kế hoạch đề ra. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 498 nghìn tỷ đồng, vượt 13,8% so với kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 97,5 nghìn tỷ đồng, vượt 22,9 nghìn tỷ đồng (30,8%) so với kế hoạch năm. Giá trị sản xuất công nghiệp năm 2017 đạt 448,6 nghìn tỷ đồng, vượt 3% kế hoạch năm - góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước.

Về các thách thức trong thời gian tới, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh cho rằng công tác đầu tư, tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở khu vực nước sâu, xa bờ chưa đạt như kỳ vọng.

Do nguồn vốn dành cho công tác tìm kiếm, thăm dò còn hạn chế, nên kết quả gia tăng trữ lượng dầu khí chưa đạt mục tiêu đề ra, trong khi chỉ tiêu này quyết định sự phát triển bền vững và quy mô, chất lượng phát triển các lĩnh vực vệ tinh khác (khai thác, công nghiệp khí, chế biến, điện, dịch vụ).

Các mỏ dầu khí chủ lực đã khai thác trong thời gian dài nên suy giảm sản lượng tự nhiên. Tùy từng mỏ, hệ số suy giảm sản lượng hàng năm dao động từ 15 - 30%. Ngoài ra, do độ ngập nước ở các giếng đang khai thác cao, giới hạn về công suất của hệ thống thiết bị xử lý nước, một số mỏ có hiện tượng tạo muối và paraffin trong lòng giếng,

15-7

Nhà máy Đạm Phú Mỹ cán mốc sản lượng 10 triệu tấn urea

20-8

Sản lượng khai thác dầu đạt mốc 380 triệu tấn

1-9

Ký thỏa thuận về giá khí miệng giếng và cước phí vận chuyển Dự án khí Lô B & 48/95 và Lô 52/97

12-9

Sản lượng khai thác khí đạt mốc 130 tỷ m³

1-10

Vietsovpetro đạt mốc sản lượng 50 tỷ m³ khí



Khai thác dầu khí ở mỏ Đại Hùng. Ảnh: PVEP

cát xâm nhập... làm giảm khả năng khai thác của các giếng.

Ưu tiên tập trung phát triển các dự án lớn

Trên cơ sở kế hoạch ngân sách quốc gia năm 2018 được Quốc hội thông qua với phương án giá dầu 50USD/thùng, Tập đoàn phần đầu thực hiện vượt mức các chỉ tiêu: gia tăng trữ lượng 10 - 15 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác dầu khí đạt 22,83 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 13,23 triệu tấn dầu và 9,6 tỷ m³ khí), sản xuất 21,57 tỷ kWh điện, 1,54 triệu tấn đạm và 11,774 triệu tấn xăng dầu.

Trên cơ sở đó, Tập đoàn đẩy mạnh thực hiện kế hoạch tìm kiếm, thăm dò, thẩm lượng,

đảm bảo gia tăng trữ lượng dầu khí năm 2018 là 10 - 15 triệu tấn dầu quy đổi; ưu tiên tập trung phát triển các dự án: Lô B, Cá Voi Xanh, Cá Rồng Đỏ. Đơn đốc, làm việc với các nhà thầu dầu khí thực hiện đồng bộ các giải pháp đảm bảo hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí, kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển các mỏ/công trình đưa vào khai thác trong năm 2018 và sản lượng khai thác dầu khí theo đúng kế hoạch đề ra; kiểm soát, vận hành an toàn, ổn định các nhà máy/công trình dầu khí.

Theo Tổng giám đốc PVN Nguyễn Vũ Trường Sơn, Tập đoàn sẽ bám sát diễn biến giá dầu để có các giải pháp kịp thời ứng phó với những biến động của giá dầu từng thời điểm trong năm 2018. Trong đó, tập trung

thực hiện các giải pháp khoa học công nghệ, ứng dụng công nghệ mới, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; tăng cường công tác quản trị rủi ro; tiếp tục củng cố và tăng cường công tác dự báo thị trường để luôn chủ động cân đối hợp lý sản lượng khai thác của từng mỏ so với giá thành. Điều phối hợp lý giữa sản lượng khai thác, xuất khẩu và chế biến để đảm bảo hiệu quả giữa: chỉ tiêu tăng trưởng kinh tế (GDP), thu ngân sách Nhà nước của Chính phủ, đảm bảo an ninh năng lượng và hiệu quả sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp. Thực hiện đồng bộ các giải pháp tài chính từ cân đối nguồn vốn, dòng tiền cho nhu cầu đầu tư phát triển, sản xuất kinh doanh để ứng phó kịp thời với những biến động của giá dầu thô trong năm 2018.

25-10

Thủ tướng Chính phủ ký Quyết định số 1623/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035

27-10

Ký Hợp đồng chia sản phẩm Lô 125 & 126

9-11

Petrovietnam và Zarubezhneft ký Hợp đồng mua bán khí thiên nhiên thuộc via khí - condensate khu vực Đông Bắc mỏ Rồng

10-11

Petrovietnam và Mitsui ký Thỏa thuận hợp tác trong lĩnh vực công nghiệp khí và điện khí tại miền Nam Việt Nam

12-11

PV GAS ký Biên bản ghi nhớ với AES và AGDC (Mỹ)

Bảng 1. Các chỉ tiêu kế hoạch năm 2018 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Thực hiện năm 2017	Kế hoạch năm 2018
I	Gia tăng trữ lượng	Triệu tấn dầu quy đổi	4,00	10 - 15
II	Khai thác dầu khí	Triệu tấn dầu quy đổi	25,41	22,83
1	Dầu thô	Triệu tấn	15,52	13,23
	Trong nước	Triệu tấn	13,57	11,31
	Nước ngoài	Triệu tấn	1,95	1,92
2	Khí	Tỷ m ³	9,89	9,60
III	Sản xuất sản phẩm khác			
1	Điện	Tỷ kWh	20,58	21,57
2	Đạm	Triệu tấn	1,649	1,540
3	Xăng dầu	Triệu tấn	6,239	11,774



Chủ tịch Tổng Liên đoàn Lao động Việt Nam Bùi Văn Cường động viên cán bộ, kỹ sư, người lao động đang làm việc tại giàn khai thác dầu khí. Ảnh: PVN

Về nhiệm vụ trong thời gian tới, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị xốc lại hệ thống, tư tưởng, văn hóa Dầu khí, xốc lại đội ngũ, cơ cấu lại hệ thống, đầu tư, tài chính. Trong bối cảnh giá dầu duy trì ở mức thấp và các nguồn lực còn hạn chế, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị chọn việc để làm, không dàn trải, phân bổ nguồn lực hiệu quả nhất trên nền quản trị tốt: “Lĩnh vực gì là cốt lõi thì phải tập

trung làm, để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trở thành tập đoàn mạnh, đón được xu hướng của thời đại”. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu cán bộ công nhân viên, người lao động Dầu khí phát huy cao nhất tinh thần “Đoàn kết, Bản lĩnh, Đổi mới, Chuyên nghiệp”. Trong đó, cốt lõi là đoàn kết trên nền tảng nguyên tắc, quy tắc, đoàn kết xoay quanh quy chế, phân định rõ trách nhiệm, phân quyền rõ ràng, kiểm soát tốt hơn.

Ngọc Linh

CÁC ĐƠN VỊ HOÀN THÀNH VƯỢT MỨC KẾ HOẠCH NĂM 2017

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng sản xuất: PVEP, Rusvietpetro, Bien Dong POC, PV GAS, BSR, PVFCCo, PVCFC.

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu hợp nhất: Vietsovpetro, PVEP, Rusvietpetro, PV GAS, BSR, PV Power, PV OIL, PVCFC, PVFCCo, PTSC, PVTrans, PV Drilling, Petrosetco, DMC, PVI, PVE, PVMR, PVC và PVcomBank.

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch lợi nhuận sau thuế hợp nhất: Vietsovpetro, Rusvietpetro, PV OIL, BSR, PV GAS, PV Power, PVFCCo, PVCFC, PTSC, PVTrans, Petrosetco, PVI, PVcomBank, VPI, PVU.

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch nộp ngân sách Nhà nước: Vietsovpetro, PVEP, BSR, PV OIL, PV Power, PV GAS, PVCFC, PVFCCo, PTSC, PV Drilling, DMC, PVTrans, Petrosetco, PVE, PVC, PVcomBank và VPI.

- Các đơn vị đạt hiệu quả sản xuất kinh doanh cao (tỷ suất lợi nhuận sau thuế hợp nhất trên vốn chủ sở hữu đạt trên 7,5%): BSR (23%), PV GAS (18,9%), PVTrans (11,2%), PVCFC (10,7%), Petrosetco (9,5%), Vietsovpetro (8,3%), PVFCCo (8,3%), PV Power (7,5%).

15-11

Chính phủ ban hành Nghị định số 124/2017/NĐ-CP quy định về đầu tư ra nước ngoài trong hoạt động dầu khí

22-11

Sản lượng sản xuất urea đạt mốc 15 triệu tấn

16-12

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đạt mốc sản xuất 50 triệu tấn sản phẩm

17-12

Sản lượng khai thác điện đạt mốc 150 tỷ kWh

21-12

Chính phủ ban hành Quyết định số 49/2017/QĐ-TTg về việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí

PETROVIETNAM ĐẨY MẠNH CỔ PHẦN HÓA NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH

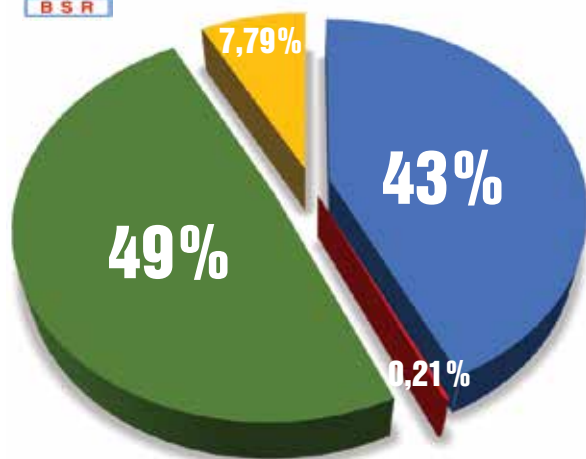
Để có thể phát triển bền vững trong giai đoạn giá dầu duy trì ở mức thấp, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang tập trung thực hiện công tác tái cơ cấu, cổ phần hóa, đổi mới và nâng cao hiệu quả hoạt động của doanh nghiệp. Tính riêng trong tháng 1/2018, 3 doanh nghiệp lớn của ngành Dầu khí gồm: Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL), Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đã IPO thành công. Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tái cơ cấu các dự án đầu tư, hình thức đầu tư, tái cơ cấu nguồn vốn, tài chính đảm bảo an toàn dòng tiền; rà soát, đánh giá mô hình quản trị/tài chính, kỹ thuật ở các đơn vị, đảm bảo thực hiện thành công Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035.



CÔNG TY TNHH MTV LỌC HÓA DẦU BÌNH SƠN (BSR)



Vốn điều lệ:
31.004.996.160.000 đồng



- Cổ phần Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nắm giữ: 1.333.214.835 cổ phần, chiếm 43% vốn điều lệ
- Cổ phần bán cho người lao động: 6.483.000 cổ phần, chiếm 0,21% vốn điều lệ
- Cổ phần bán cho nhà đầu tư chiến lược: 1.519.244.812 cổ phần, chiếm 49% vốn điều lệ
- Cổ phần bán đấu giá công khai: 241.556.969 cổ phần, chiếm 7,79% vốn điều lệ



17/1/2018



Sở giao dịch chứng khoán
Tp. Hồ Chí Minh (HOSE)



Giá khởi điểm: 14.600 đồng/cổ phần



Giá đấu thành công thấp nhất:
20.800 đồng/cổ phần



Tổng số nhà đầu tư
trúng giá: 623 nhà đầu tư



Tổng số lượng cổ phần
bán được: 241.556.969 cổ phần



Giá đấu thành công trung bình:
23.043 đồng/cổ phần



Tổ chức: 62



Tổng giá trị cổ phần
bán được: > 5.566 tỷ đồng



Giá đấu thành công cao nhất:
14.800.000 đồng/cổ phần



Cá nhân: 561

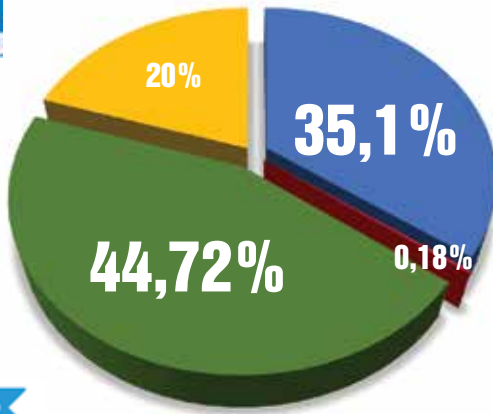
Lựa chọn nhà đầu tư chiến lược: Hỗ trợ doanh nghiệp sau cổ phần hóa trong việc chuyển giao công nghệ mới; đào tạo nguồn nhân lực; nâng cao năng lực tài chính; quản trị doanh nghiệp; cung ứng nguyên vật liệu;

phát triển thị trường tiêu thụ sản phẩm. Cam kết tiếp tục thu xếp vốn theo tỷ lệ góp vốn để thực hiện kế hoạch sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp sau cổ phần hóa, bao gồm Dự án đầu tư nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu

Dung Quất. Ưu tiên các nhà đầu tư chiến lược có kinh nghiệm trong vận hành nhà máy lọc dầu và/hoặc có tiềm lực về thị trường/có hệ thống phân phối xăng dầu để hỗ trợ doanh nghiệp sau cổ phần hóa.



TỔNG CÔNG TY DẦU VIỆT NAM (PV OIL)



Vốn điều lệ:
10.342.295.000.000 đồng

- Cổ phần Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nắm giữ: 363.014.555 cổ phần, chiếm 35,1% vốn điều lệ
- Cổ phần bán cho người lao động: 1.864.300 cổ phần, chiếm 0,18% vốn điều lệ
- Cổ phần bán cho nhà đầu tư chiến lược: 462.504.745 cổ phần, chiếm 44,72% vốn điều lệ
- Cổ phần bán đấu giá công khai: 206.845.900 cổ phần, chiếm 20% vốn điều lệ



Giá khởi điểm: 13.400 đồng/cổ phần



Tổng số lượng cổ phần bán được: 206.845.900 cổ phần



Tổng giá trị cổ phần bán được: 4.177.396.430.000 đồng



25/1/2018



Giá đấu thành công thấp nhất: 19.200 đồng/cổ phần



Giá đấu thành công trung bình: 20.196 đồng/cổ phần



Giá đấu thành công cao nhất: 40.000 đồng/cổ phần



Sở giao dịch chứng khoán Tp. Hồ Chí Minh (HOSE)



Tổng số nhà đầu tư trúng giá: 1.378 nhà đầu tư



Tổ chức: 45



Cá nhân: 1.333

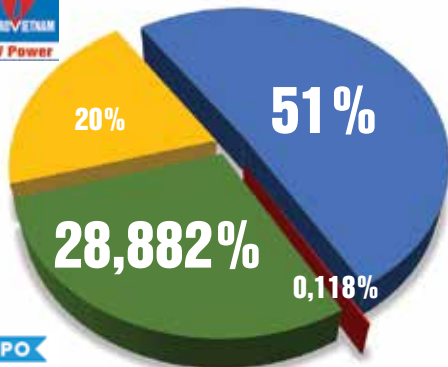
Lựa chọn nhà đầu tư chiến lược: Hỗ trợ PV OIL chuyển giao công nghệ mới hiện đại, đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao, nâng cao năng lực tài chính, quản trị doanh nghiệp, cung ứng nguyên vật liệu và hợp tác đầu tư, phát triển thị trường tiêu thụ sản phẩm theo chiến lược phát triển của PV OIL sau cổ phần hóa. Có cam kết để PV OIL tiếp

tục tiêu thụ sản phẩm của các nhà máy lọc hóa dầu Nghi Sơn và Bình Sơn trong ít nhất là 10 năm sau cổ phần hóa theo giá thị trường với sản lượng tối thiểu hàng năm (SLmin) = (tổng sản lượng kinh doanh của PV OIL) x (tổng công suất sản phẩm xăng và dầu DO của 2 nhà máy)/(tổng nhu cầu xăng và dầu DO của Việt Nam). Có phương án khả thi hỗ trợ PV OIL

một cách tích cực thực hiện các mục tiêu chiến lược sau khi cổ phần hóa. Kinh nghiệm quản trị, điều hành, có thương hiệu uy tín trong lĩnh vực kinh doanh xăng dầu, dầu khí tại thị trường quốc tế trong và ngoài nước sẽ là lợi thế khi xem xét lựa chọn nhà đầu tư chiến lược.



CÔNG TY MẸ - TỔNG CÔNG TY ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ VIỆT NAM (PV POWER)



Vốn điều lệ:
23.418.716.000.000 đồng

- Cổ phần Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nắm giữ: 1.194.354.516 cổ phần, chiếm 51% vốn điều lệ
- Cổ phần bán cho người lao động: 2.757.400 cổ phần, chiếm 0,118% vốn điều lệ
- Cổ phần bán cho nhà đầu tư chiến lược: 676.385.364 cổ phần, chiếm 28,882% vốn điều lệ
- Cổ phần bán đấu giá công khai: 468.374.320 cổ phần, chiếm 20% vốn điều lệ



31/1/2018



Sở giao dịch chứng khoán Hà Nội (HNX)



Giá khởi điểm: 14.400 đồng/cổ phần



Tổng số lượng cổ phần bán được: 468.374.320 cổ phần



Tổng giá trị cổ phần bán được: 6.996.522.010.000 đồng



Giá đấu thành công thấp nhất: 14.500 đồng/cổ phần



Giá đấu thành công trung bình: 14.938 đồng/cổ phần



Giá đấu thành công cao nhất: 28.000 đồng/cổ phần



Tổng số nhà đầu tư trúng giá: 1.928



Tổ chức: 94



Cá nhân: 1.834

Lựa chọn nhà đầu tư chiến lược:

Ưu tiên nhà đầu tư là các tổ chức có kinh nghiệm hoạt động trong lĩnh vực năng lượng hoặc kỹ thuật công nghệ liên quan đến sản xuất kinh doanh điện năng (sản xuất điện, cung cấp than, cung cấp nhiên liệu LNG, bảo trì bảo dưỡng, EPC, OEM...) hoặc nhà đầu tư có năng lực thu xếp tài chính, có khả năng hỗ trợ PV Power thu xếp vốn đầu tư các dự án điện trong tương lai. Ưu tiên các nhà đầu tư cam kết biểu quyết chấp thuận nhận chuyển giao các nhà máy điện do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đầu tư xây dựng (nếu có) cho PV Power theo hình thức phù hợp quy định của pháp luật tại thời điểm nhận chuyển giao.

ỨNG DỤNG MÔ HÌNH ĐỊA CƠ HỌC ĐỂ PHÂN TÍCH SỰ ỔN ĐỊNH CỦA THÀNH GIẾNG KHOAN, LỰA CHỌN TỶ TRỌNG DUNG DỊCH KHOAN TỐI ƯU TRONG THIẾT KẾ THI CÔNG CÁC GIẾNG KHOAN DẦU KHÍ

Hoàng Thanh Tùng¹, Nguyễn Xuân Cường¹, Đỗ Văn Khanh¹, Trương Hoài Nam², Phạm Tâm³, Nguyễn Trọng Tài⁴, Nguyễn Khánh Trung⁵

¹Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

³Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

⁴Rosneft Vietnam

⁵ENI Vietnam

Email: tunght@pvdriilling.com.vn

Tóm tắt

Khi thiết kế chương trình khoan thăm dò, khai thác cho các mỏ dầu khí ở Việt Nam, chiều sâu và vị trí đặt chân đế ống chống (casing depth and seat) cũng như tỷ trọng dung dịch khoan (mud weight) chủ yếu được tính toán và lựa chọn theo phương pháp truyền thống, căn cứ vào áp suất vỡ vỉa (fracture pressure) và áp suất vỉa (pore pressure) trong đó có tính tới hệ số an toàn khoảng 0,5ppg. Việc lựa chọn cửa sổ tỷ trọng dung dịch khoan (mud weight window) rất rộng dẫn tới tăng chi phí cho dung dịch khoan hoặc khi dùng hệ dung dịch khoan có tỷ trọng cao sẽ giảm tuổi thọ của hệ thống tuần hoàn dung dịch khoan như: piston bơm dung dịch, cụm đầu bơm, hệ thống đường ống dẫn dung dịch, đầu khoan treo (top drive), các van cao áp và các rủi ro khác có thể xảy ra làm giảm hiệu suất hoạt động của giàn khoan. Mặt khác khi không lựa chọn được cửa sổ dung dịch khoan hợp lý dẫn tới việc lựa chọn vị trí chống ống (casing seat) không tối ưu, làm tăng chi phí và giá thành thi công khoan. Do đó, nhóm tác giả đề xuất việc ứng dụng mô hình địa cơ học (geomechanics) để tính toán phân tích sự ổn định thành giếng khoan (wellbore stability) từ đó lựa chọn cửa sổ dung dịch khoan tối ưu dựa trên số liệu thực tế khi khoan mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn.

Từ khóa: Cửa sổ dung dịch khoan, chiều sâu chống ống tối ưu, mô hình địa cơ học, tính toán độ ổn định thành giếng.

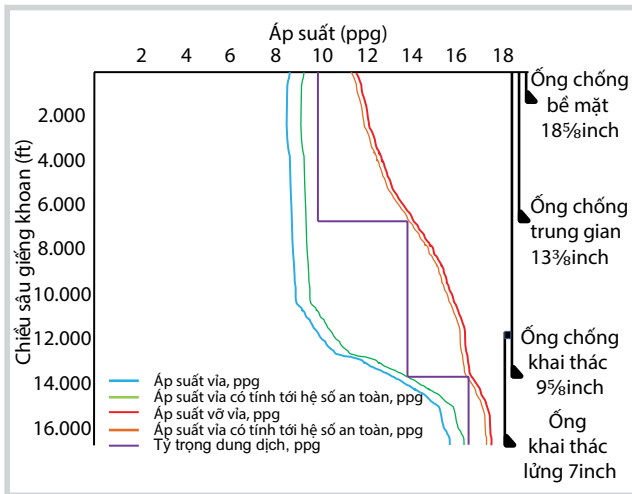
1. Giới thiệu

Các sự cố xảy ra trong quá trình khoan ảnh hưởng nghiêm trọng tới chi phí, giá thành thi công giếng khoan như: sự cố kẹt cần khoan, mất một phần hoặc hoàn toàn bộ khoan cụ, thay đổi thiết kế cấu trúc giếng khoan... Để tránh hoặc hạn chế các sự cố xảy ra, ngay từ khi xây dựng chương trình khoan cho giếng khoan phát triển mỏ, giai đoạn thiết kế giếng khoan cần được xem xét kỹ. Trong đó, việc tính toán độ ổn định thành giếng trong thi công giếng khoan và lựa chọn cửa sổ dung dịch khoan cho mỗi khoảng khoan, chiều sâu chống ống hợp lý đóng vai trò quan trọng để tối ưu hóa chi phí và đem lại lợi ích thiết thực về mặt kinh tế, kỹ thuật thi công giếng khoan. Trên cơ sở ứng dụng mô hình địa cơ học kết hợp với phần mềm tính toán GMI WELLCHECK, nhóm tác giả xác định cửa sổ dung dịch khoan, độ sâu chống ống hợp lý so với phương pháp truyền thống cho mỗi khoảng khoan cho giếng khoan phát triển mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn, qua đó xây dựng nguyên lý chung áp dụng cho các giếng khoan khác của mỏ Hải Thạch cũng như các giếng khoan ở các khu vực mỏ lân cận.

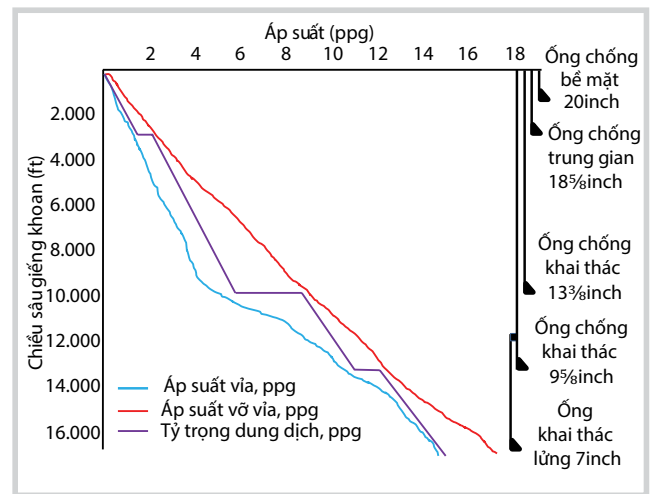
Đối với thiết kế chiều sâu thả ống chống thông thường dựa vào 2 tiêu chí là tỷ trọng dung dịch và dầu khí phun [1]. Trong đó:

Tỷ trọng dung dịch, chiều sâu chống ống được tính toán, lựa chọn từ điều kiện vỉa, dựa trên giá trị áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa với điều kiện thi công giếng khoan an toàn tránh dầu khí phun và vỡ vỉa. Trên Hình 1a, đường gạch đối với áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa đã được tính tới hệ số an toàn. Thông thường hệ số an toàn lấy giá trị 0,5ppg. Trong một số trường hợp đặc biệt, giá trị này có thể là 0,08ppg đối với áp suất vỉa và 0,25ppg đối với áp suất vỡ vỉa và tỷ trọng dung dịch luôn phải nằm trong dải lớn hơn áp suất vỉa và thấp hơn áp suất vỡ vỉa với hệ số an toàn như trên.

Tiêu chí dầu khí phun, vì lý do nào đó, áp suất cột dung dịch nhỏ hơn áp suất vỉa, có thể gây dầu khí phun khi thân giếng chưa được chống ống. Trong quá trình tính toán theo tiêu chí này, giá trị gradient áp suất sử dụng được tham chiếu như Hình 1b. Giá trị áp suất của cột chất lưu khi phun sẽ được tính toán cho từng điểm dọc theo thân giếng khoan và phải có giá trị nằm giữa đường áp



(a) Tiêu chí tỷ trọng dung dịch



(b) Tiêu chí chống phun

Hình 1. Lựa chọn chiều sâu thả ống chống theo các tiêu chí khác nhau

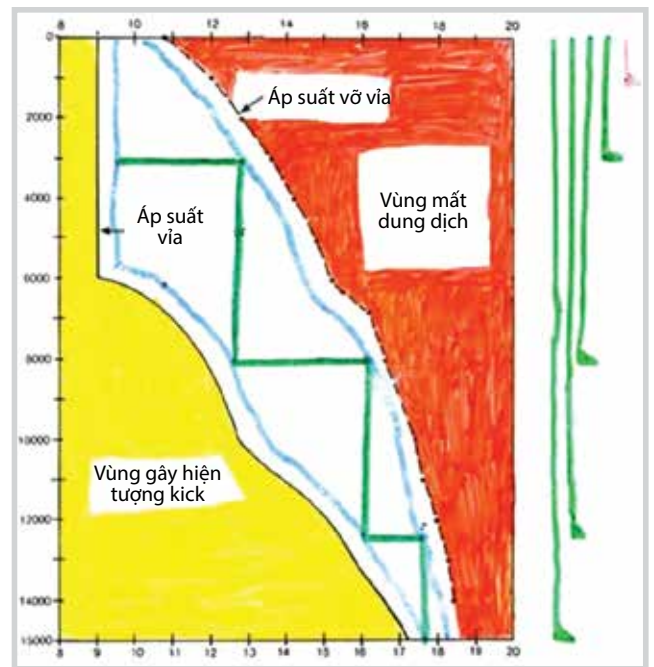
suất vỉa và áp suất vỡ vỉa. Tùy thuộc vào chính sách của chủ mỏ và kinh nghiệm đang thi công sẽ quyết định thiết kế lựa chọn chiều sâu thả ống chống theo 1 trong 2 tiêu chí trên.

Trong quá trình khoan, việc lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan theo phương pháp truyền thống sẽ đảm bảo áp suất cột dung dịch được giới hạn dưới bởi đường áp suất vỉa và giới hạn trên bởi đường áp suất vỡ vỉa cộng thêm 1 khoảng an toàn (Hình 2), qua đó chiều sâu chống ống cũng được thiết kế tương ứng.

Trong trường hợp gradient áp suất vỉa và vỡ vỉa được giả thiết tăng theo độ sâu (Hình 2) việc thiết kế dung dịch khoan và ống chống khá đơn giản. Một cấp đặt ống chống được thiết kế như sau: sau khi đặt ống chống cấp trước đó, tăng tỷ trọng dung dịch tuần hoàn (ECD) lên bằng áp suất vỡ vỉa trừ hệ số an toàn và tiến hành khoan. Đến độ sâu mà ECD bằng với áp suất vỉa cộng với hệ số an toàn thì tiến hành chống cấp ống chống mới và cứ như vậy cho tới khi khoan tới độ sâu thiết kế. Nhưng trong thực tế, áp suất gây sập lở thành giếng có lúc lớn hơn áp suất vỉa và thay đổi không ổn định nên việc thiết kế độ sâu đặt chân đế ống chống không chỉ phụ thuộc vào áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa mà còn phụ thuộc vào áp suất gây sập lở. Do đó, việc ứng dụng mô hình địa cơ học sẽ giúp xác định được áp suất sập lở, sẽ thu hẹp được tỷ trọng dung dịch qua từng khoảng khoan và lựa chọn được chiều sâu chống ống thích hợp.

2. Cơ sở lý thuyết về ổn định thành giếng

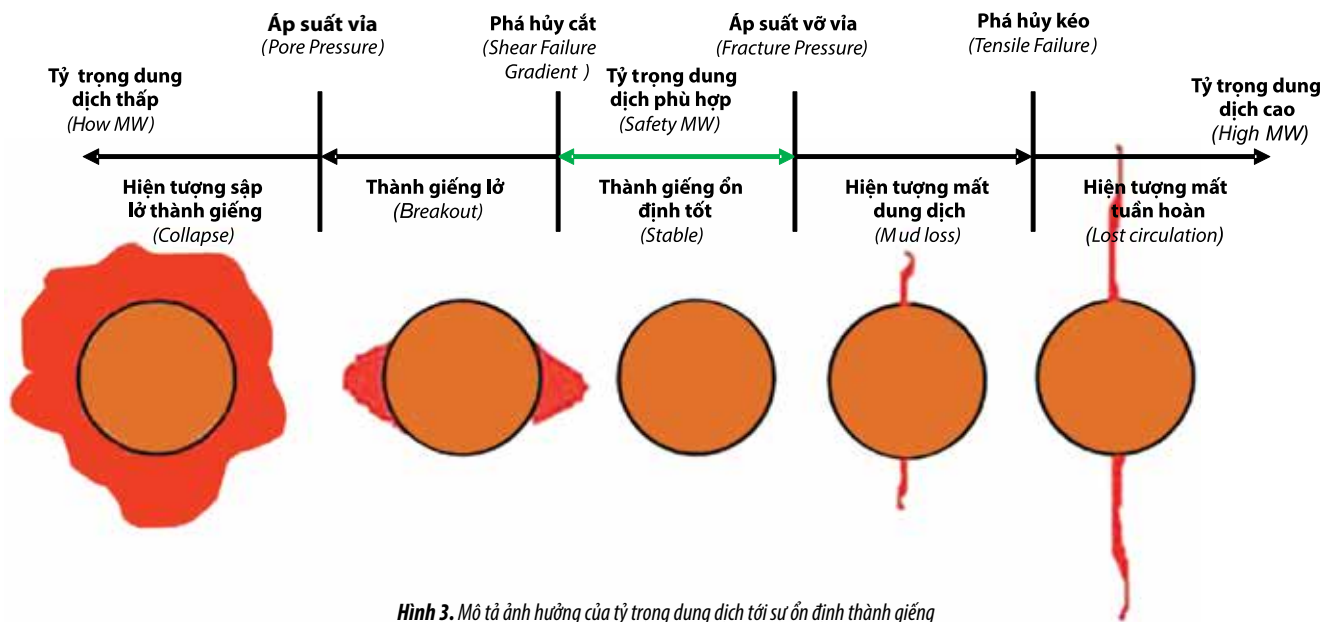
Một số ứng dụng về địa cơ trong công tác dự báo ổn định của thành giếng giúp đem lại hiệu quả công tác khoan như [2]:



Hình 2. Nguyên tắc thiết kế các cấp ống chống

- Lựa chọn quỹ đạo giếng khoan phù hợp (stable trajectory design);
- Tối ưu hóa tỷ trọng dung dịch qua từng khoảng khoan (optimal mud-weight window);
- Xác định rõ giới hạn lớn nhất nhỏ nhất cho phép của tỷ trọng dung dịch tuần hoàn (ECD - equivalent circulating density);
- Lựa chọn vị trí đặt chân đế ống chống (chiều sâu thả ống chống).

Nhóm tác giả đề cập tới 2 phần ứng dụng chính là tối ưu hóa chiều sâu chống ống và tỷ trọng dung dịch qua từng khoảng khoan.



Hình 3. Mô tả ảnh hưởng của tỷ trọng dung dịch tới sự ổn định thành giếng

2.1. Tác động của tỷ trọng dung dịch tới sự ổn định của thành giếng

Tỷ trọng dung dịch khoan là yếu tố chính tạo ra áp suất cột dung dịch nhằm duy trì áp suất cột dung dịch của giếng khoan nằm trong giới hạn của áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa. Nếu tỷ trọng dung dịch khoan cao sẽ dẫn tới hiện tượng phá vỡ thành hệ và gây ra hiện tượng mất dung dịch. Nếu tỷ trọng dung dịch nhỏ và không đủ lớn nhằm cân bằng lại áp suất vỉa thì xảy ra hiện tượng dầu, khí, chất lưu xâm nhập vào giếng khoan và gây ra hiện tượng phun trào hoặc sập lở thành giếng, gây kẹt một phần hoặc toàn bộ bộ khoan cụ (Hình 3).

2.2. Cơ chế phá hủy thành giếng khoan liên quan tới trường ứng suất

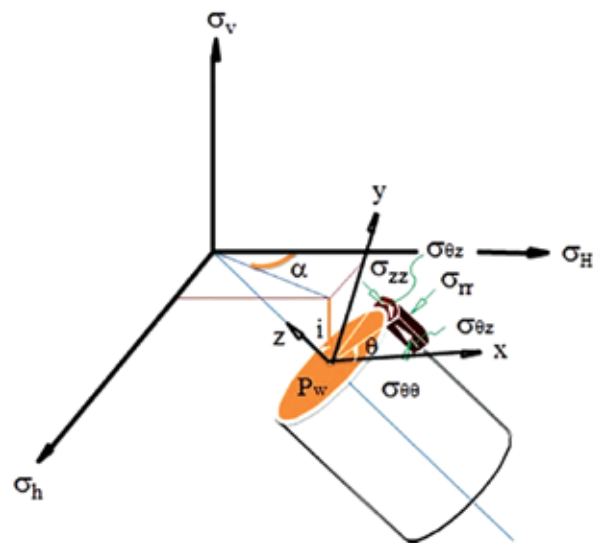
2.2.1. Các thành phần ứng suất xung quanh giếng khoan [3]

Ngoài ứng suất tác động lên một phân tử đất đá theo chiều sâu thẳng đứng như δ_v (hoặc $\delta_1; S_1; S_H$) - ứng suất lấp phủ hay còn gọi là ứng suất đè nén của địa tầng, δ_h (hoặc $\delta_2; S_2; S_H$) - ứng suất biên ngang lớn nhất, δ_n (hoặc $\delta_3; S_3; S_n$) - ứng suất biên ngang nhỏ nhất.

Từ các giá trị ứng suất chính, chuyển hệ trục tọa độ theo phương thẳng đứng với các giá trị ứng suất δ_v ; δ_H ; δ_h theo hệ trục tọa độ XYZ của thân giếng khoan (Hình 4) với giếng khoan xiên có góc lệch i và góc phương vị α , có các ứng suất theo trục thân giếng sau khi chuyển hệ trục tọa độ như sau [3]:

$$\delta_x = (\delta_H \cos^2 \alpha + \delta_h \sin^2 \alpha) \cos^2 i + \delta_v \sin^2 i \quad (1)$$

$$\delta_y = \delta_H \sin^2 \alpha + \delta_h \cos^2 \alpha \quad (2)$$



Hình 4. Các thành phần ứng suất quanh giếng khoan [3]

$$\delta_z = (\delta_H \cos^2 \alpha + \delta_h \sin^2 \alpha) \sin^2 i + \delta_V \cos^2 i \quad (3)$$

$$\delta_{xy} = 0,5(\delta_H - \delta_h) \sin 2\alpha \cos i \quad (4)$$

$$\delta_{xz} = 0,5(\delta_H \cos^2 \alpha - \delta_h \sin^2 \alpha - \delta_V) \sin 2i \quad (5)$$

$$\delta_{vz} = 0,5(\delta_H - \delta_h) \sin 2\alpha \sin i \quad (6)$$

Khi xét tới một phân tử đất đá trên thành giếng khoan, các ứng suất được phân bố theo tọa độ cầu (cylindrical coordinate system) với các trị số (r, z, θ) như ở Hình 4. Khi tiến hành chuyển đổi ứng suất cho các phân tử đất đá xung quanh thân giếng thì hệ trục tọa độ góc (polar coordinate) sẽ được áp dụng. Các giá trị ứng suất cho phân tử đất đá xung quanh thân giếng sẽ như sau [4]:

$$\delta_{rr} = \delta_x \cos^2 \theta + \delta_y \sin^2 \theta + 2\delta_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (7)$$

$$\delta_{\theta\theta} = \delta_x \sin^2 \theta + \delta_y \cos^2 \theta - 2\delta_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (8)$$

$$\delta_{zz} = \delta_z - v[2(\delta_x - \delta_y) \cos 2\theta + 4\delta_{xy} \sin 2\theta] \quad (9)$$

$$\delta_{r\theta} = (\delta_y - \delta_x) \sin \theta \cos \theta + \delta_{xy}(\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (10)$$

$$\delta_{rz} = \delta_{xz} \cos \theta + \delta_{yz} \sin \theta \quad (11)$$

$$\delta_{\theta z} = \delta_{yz} \cos \theta - \delta_{xz} \sin \theta \quad (12)$$

Trong đó:

$\delta_{rr}, \delta_{\theta\theta}, \delta_{zz}$: Lần lượt là ứng suất hướng tâm, tiếp tuyến và hướng trục theo trục và tâm giếng khoan tại vị trí khảo sát;

v : Hệ số Poisson của đất đá;

θ : Góc giữa trục x (theo chiều kim đồng hồ).

2.2.2. Tác động của ứng suất liên quan tới ổn định thành giếng

Do trong quá trình khoan, mùn khoan được lấy lên và phá vỡ trạng thái cân bằng của ứng suất, do đó ứng suất tại thành giếng sẽ biến đổi phức tạp. Như ở mục 2.2.1, ứng suất vòng quanh lỗ khoan trong đó góc phương vị là góc hợp bởi hướng ứng suất ngang nhỏ nhất và hướng giếng khoan. Trong một lỗ khoan bình thường, một lỗ khoan không xảy ra bất cứ một hiện tượng hoặc rủi ro gì thì giá trị ứng suất vòng phải nằm trong khoảng giới hạn độ bền nén và độ bền kéo (Hình 5) là:

$$T_o \leq \delta_{\theta\theta} \leq C_o \quad (13)$$

Trong đó:

T_o : Độ bền kéo của đất đá (tensile strength) là khả năng lớn nhất của đất đá chống lại lực kéo căng từ bên ngoài mà không bị nứt gãy hoặc tách ra, thông thường độ bền kéo của đất đá rất thấp chỉ một vài Kpa hoặc nhỏ hơn;

C_o : Độ bền của đất đá hay còn gọi là UCS - độ bền nén đơn trục được xác định dựa vào dữ liệu địa chất và địa vật lý trong khi khoan, ứng với mỗi thành hệ sẽ có cách xác định giá trị C_o (hay UCS) khác nhau [4].

Theo Erling Fjar và các cộng sự [5], ứng suất lớn nhất và nhỏ nhất quanh giếng khoan được xác định theo công thức (14) và (15):

$$\delta_{\theta\theta, \max} = 3\delta_H - \delta_h - P_w \quad (14)$$

$$\delta_{\theta\theta, \min} = 3\delta_h - \delta_H - P_w \quad (15)$$

Trong đó: P_w là áp suất giếng khoan.

2.2.3. Tiêu chuẩn phá hủy Mohr-Coulomb (Hình 6)

Một trong những tiêu chuẩn đơn giản và được sử dụng phổ biến để thể hiện mối tương quan giữa ứng suất pháp và ứng suất tiếp trong xây dựng đường bao phá hủy là sử dụng tiêu chuẩn vòng tròn Mohr (Mohr-Coulomb criterion). Tiêu chuẩn Mohr-Coulomb đưa ra ứng suất cắt và ứng suất hiệu dụng được xác định thông qua công thức sau [3]:

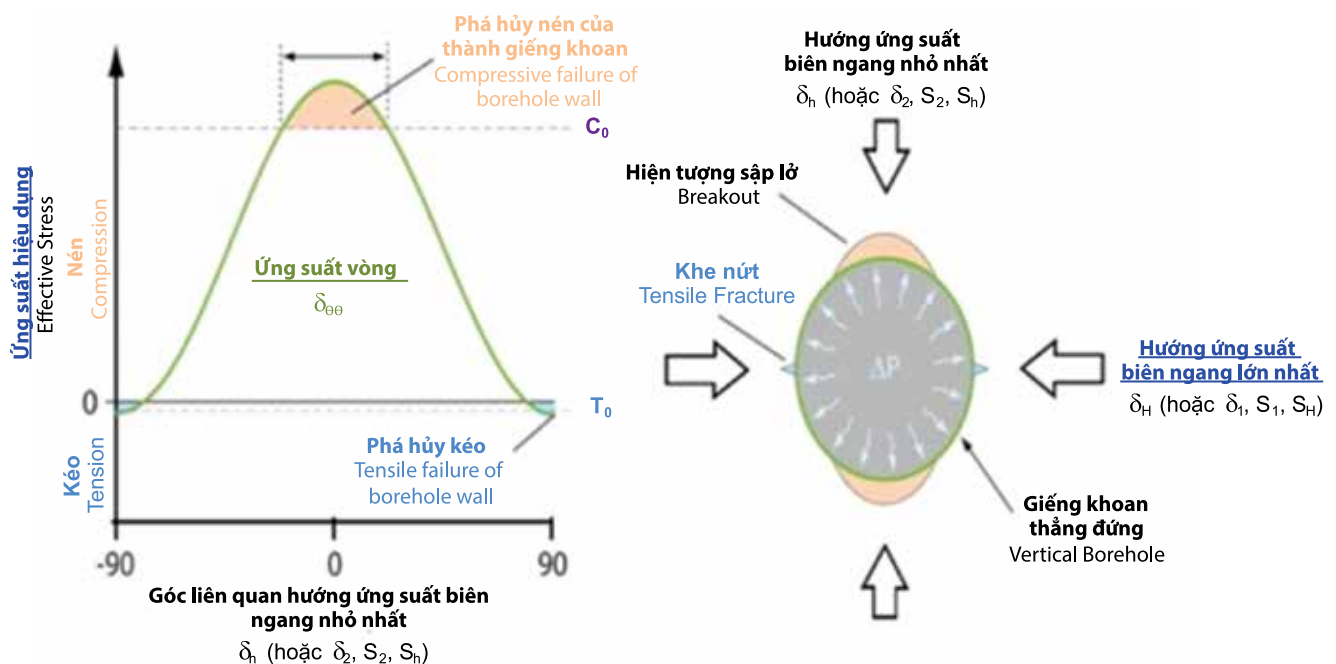
$$\tau = c + \delta_n \tan \varphi \quad (16)$$

Trong đó:

τ : Ứng suất cắt;

δ_n : Ứng suất chính;

c (một số tài liệu khác gọi là S_o) và φ : Độ bền cố kết và góc ma sát trong của đất đá (một số tài liệu khác đặt là φ).



Hình 5. Tác động của ứng suất liên quan tới độ ổn định thành giếng khoan

Tiêu chuẩn Mohr-Coulomb sử dụng giá trị độ bền nén đơn trục và góc ma sát trong của đất đá để đưa ra tiêu chuẩn phá hủy. Mối liên quan của ứng suất chính lớn nhất δ_1 và nhỏ nhất δ_3 được thể hiện qua phương trình sau:

$$\delta_1 = \delta_c + q\delta_3 \quad (17)$$

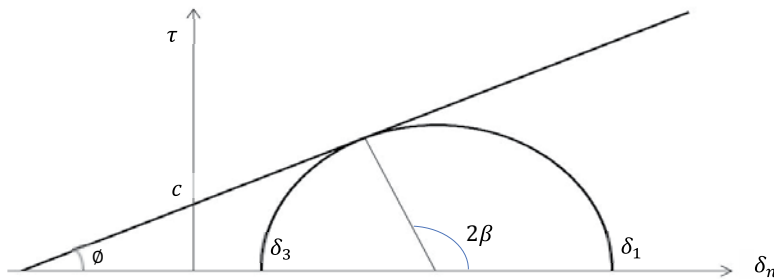
Trong đó: q là hệ số liên quan tới giữa ϕ và độ bền nén đơn trục của đất đá δ_c (một số tài liệu khác gọi là UCS hay C_0). Giá trị của q và δ_c được xác định qua công thức sau:

$$q = \tan^2 \left(45 + \frac{\phi}{2} \right) = \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \quad (18)$$

$$\delta_c = 2c \tan \left(45 + \frac{\phi}{2} \right) = \frac{2c \cos \phi}{1 - \sin \phi} \quad (19)$$

Từ công thức (17) có thể được viết lại theo công thức sau:

$$F = (\delta_c + q\delta_3) - \delta_1 \quad (20)$$



Hình 6. Tiêu chuẩn phá hủy Mohr-Coulomb

Theo tiêu chuẩn Mohr-Coulomb, phá hủy cắt sẽ xảy ra khi $F \leq 0$. Tỷ trọng dung dịch được lựa chọn phù hợp nhằm ngăn ngừa phá hủy có thể xảy ra, tương ứng với các giá trị ứng suất ở các độ sâu khác nhau sẽ lựa chọn tỷ trọng dung dịch phù hợp.

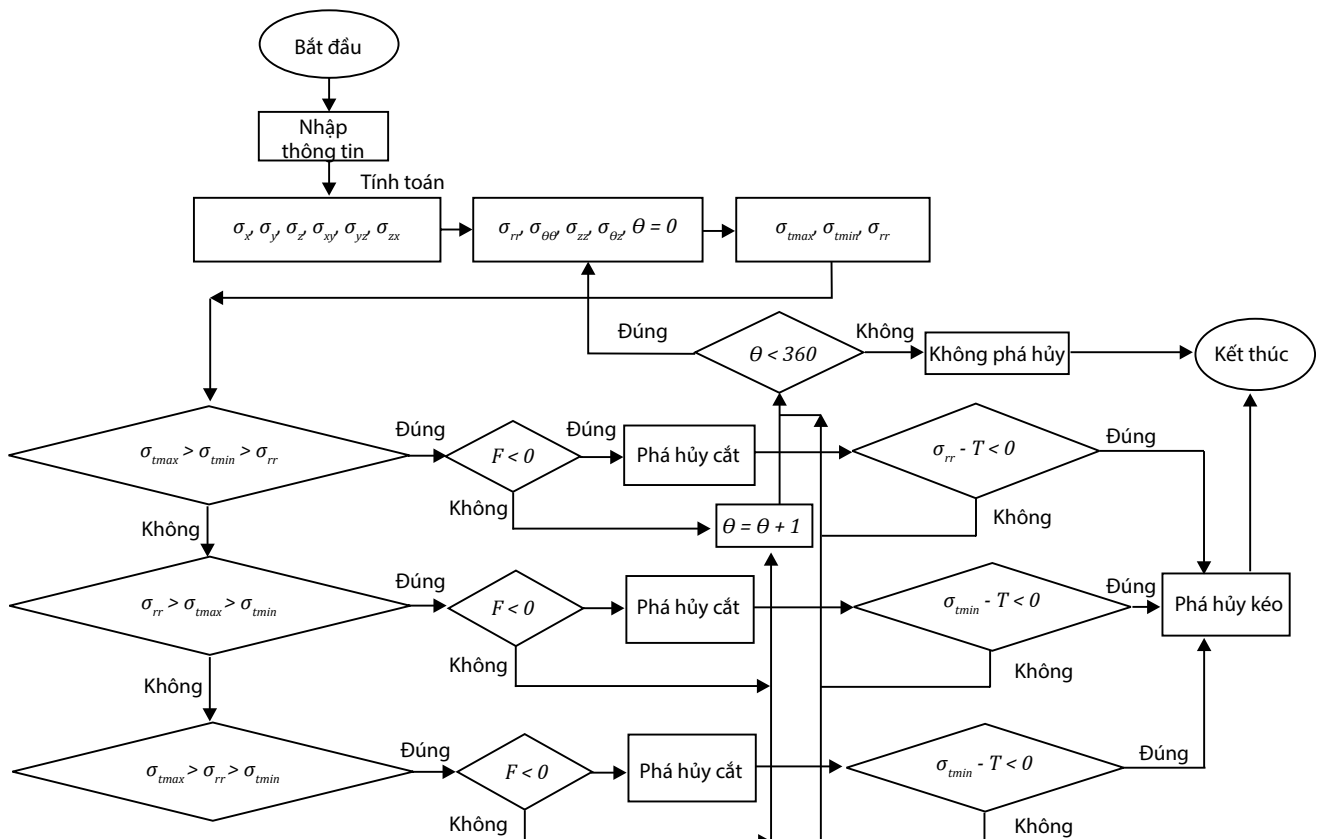
Lưu đồ tính toán ứng suất giới hạn phá hủy kéo và phá hủy cắt được thể hiện như Hình 7.

2.3. Xác định giá trị ứng suất

Theo Bernt Sigve Aadnoy và Reza Looyeh [6] đã thống kê một số phương pháp tính toán và ước lượng các giá trị ứng suất như Bảng 1.

3. Cơ sở tính toán tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu để tránh hiện tượng sập lở và tại khe nứt

Nếu tỷ trọng dung dịch khoan không phù hợp thì ứng suất vòng xung quanh lỗ khoan sẽ quá lớn và khi vòng tròn Mohr chạm vào đường tới hạn có thể xảy ra hiện tượng phá hủy cắt gây sập lở, làm tăng chi phí khoan



Hình 7. Lưu đồ tính toán ứng suất giới hạn phá hủy kéo và cắt [3, 4]

Bảng 1. Bảng thống kê một số phương pháp tính toán và dự báo ứng suất tại chỗ, áp suất lỗ rỗng [6]

Chỉ số cần đo	Ứng suất	Kỹ thuật tính toán	Kỹ thuật ước lượng
Độ lớn ứng suất	Ứng suất địa tầng ($\delta_v; \delta_I; S_v$)	Biểu đồ log mật độ khối	
	Ứng suất biên ngang lớn nhất ($\delta_H; \delta_2; S_H$)		Sập lở
			Tỷ trọng dung dịch
			Quan sát thành giếng
	Ứng suất biên ngang nhỏ nhất $\delta_h; \delta_3; S_h$	Nứt vỉa thủy lực	Thử độ bền thành hệ
			Thử thành hệ
			Mất tuần hoàn
			Khe nứt hình thành trong khoan
Hướng ứng suất	Ứng suất biên ngang lớn nhất hoặc nhỏ nhất	Kỹ thuật đo Cross Dipole	Hướng của đứt gãy
		Thử nứt độ bền thành hệ	Hướng của đứt gãy tự nhiên
		Thử nứt vỉa thủy lực	
		Thử nứt vỉa do dung dịch khoan	
		Tính toán áp suất sập lở	
Áp suất lỗ rỗng/vỉa	Áp suất lỗ rỗng $P_o; P_f; P_p$	Kiểm tra thông số vỉa	Kết quả đo log mật độ khối
		Thử vỉa lặp lại	Kết quả đo log sóng âm
		Kiểm tra toàn diện thông số vỉa	Kết quả đo địa chấn
		Đo địa carota giếng trong khi khoan	Tỷ trọng dung dịch đã sử dụng
		Đo thông số vỉa trực tiếp	

Bảng 2. Các trường hợp phá hủy cắt cho giếng khoan thẳng đứng

Trường hợp	$\delta_1 \geq \delta_2 \geq \delta_3$	Giếng khoan sẽ sập lở khi
a	$\delta_\theta \geq \delta_z \geq \delta_r$	$P_w \leq P_f + \frac{2(\delta_h - P_f) - C_0}{1 + \tan^2 \beta}$
b	$\delta_z \geq \delta_\theta \geq \delta_r$	$P_w \leq P_f + \frac{\delta_v - P_f - C_0}{\tan^2 \beta}$
c	$\delta_z \geq \delta_r \geq \delta_\theta$	$P_w \geq P_f + 2(\delta_h - P_f) - \frac{\delta_v - P_f - C_0}{\tan^2 \beta}$
d	$\delta_r \geq \delta_z \geq \delta_\theta$	$P_w \geq P_f + \frac{2(\delta_h - P_f)\tan^2 \beta + C_0}{1 + \tan^2 \beta}$
e	$\delta_r \geq \delta_\theta \geq \delta_z$	$P_w \geq P_f + (\delta_v - P_f)\tan^2 \beta + C_0$
f	$\delta_\theta \geq \delta_r \geq \delta_z$	$P_w \leq P_f + 2(\delta_h - P_f) - (\delta_v - P_f)\tan^2 \beta - C_0$

giếng, nghiêm trọng hơn có thể phải hủy giếng khoan trước khi đạt tới mục tiêu thiết kế. Vì vậy, việc thiết kế tỷ trọng dung dịch khoan phù hợp qua từng khoảng khoan là rất cần thiết và luôn được tính toán, thay đổi một cách linh hoạt từ khi thiết kế giếng khoan và trong suốt quá trình khoan. Để xác định được cửa sổ dung dịch khoan cần xác định được áp suất thành tạo khe nứt (P_{wf}) và áp suất gây sập lở thành hệ (P_{wc}). Khi đó áp suất giếng được duy trì là $P_{wc} < P_w < P_{wf}$ để không xảy ra sự cố liên quan tới thành giếng khoan [6].

3.1. Đối với giếng khoan thẳng đứng [5]

Trong giếng thẳng đứng với thành phần ứng suất ngang là bằng nhau theo mọi hướng ($\sigma_h = \text{const}$), 3 thành phần ứng suất chính lần lượt là: $\delta_r = P_w$; $\delta_\theta = 2\delta_h - P_w$; $\delta_z = \delta_v$. Theo Erling Fjar và các cộng sự [5] thành giếng khoan bị phá hủy cắt trong các trường hợp như Bảng 2.

3.2. Đối với giếng khoan ngang

Tỷ trọng dung dịch tránh sập lở cấu trúc giếng khoan ngang như Bảng 3 [5].

Bảng 3. Tỷ trọng dung dịch tránh sập lở cấu trúc giếng khoan ngang

Trường hợp	Tỷ trọng dung dịch tránh gây sập lở
$\sigma_{\theta} > \sigma_z > \sigma_r$	$P_w \leq \frac{M - UCS + P_p (\tan^2 \beta - 1)}{1 + \tan^2 \beta}$
$\sigma_z > \sigma_{\theta} > \sigma_r$	$p_w \leq \frac{\sigma_{zh} - UCS - M \tan^2 \beta + P_p (\tan^2 \beta - 1)}{\tan^2 \beta}$
$\sigma_z > \sigma_r > \sigma_{\theta}$	$P_w \geq \frac{UCS + M \tan^2 \beta - \sigma_{zh} + P_p (1 - \tan^2 \beta)}{\tan^2 \beta}$

Trong đó :

$$(\sigma_v + \sigma_H \sin^2 \alpha + \sigma_h \cos^2 \alpha) - 2(\sigma_v - \sigma_H \sin^2 \alpha - \sigma_h \cos^2 \alpha) \cos 2\theta = M$$

3.3. Đối với giếng khoan xiên [5]

Trường hợp 1, giả thiết $\sigma_{\theta} > \sigma_z > \sigma_r$ khi đó ứng suất chính lớn nhất là σ_{θ} và ứng suất chính nhỏ nhất là σ_r . Thành giếng khoan bị sập lở khi:

$$P_w \leq \frac{\sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - UCS + P_p (\tan^2 \beta - 1)}{1 + \tan^2 \beta} \quad (21)$$

Trường hợp 2 với $\sigma_z > \sigma_{\theta} > \sigma_r$ ứng suất chính lớn nhất là σ_z và ứng suất chính nhỏ nhất là σ_r . Thành giếng khoan bị sập khi:

$$P_w \leq \frac{\sigma_z - \vartheta[2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta - UCS + P_p (\tan^2 \beta - 1)]}{\tan^2 \beta} \quad (22)$$

Trường hợp 3 với $\sigma_z > \sigma_r > \sigma_{\theta}$ ứng suất chính lớn nhất là σ_z và ứng suất chính nhỏ nhất là σ_{θ} . Thành giếng khoan bị sập lở khi:

$$P_w \geq \frac{1}{\tan^2 \beta} (UCS + (\sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta) \tan^2 \beta - \sigma_z - \vartheta[2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta] + P_p (1 - \tan^2 \beta)) \quad (23)$$

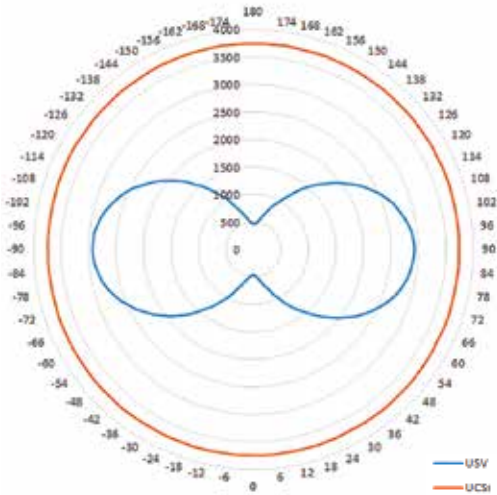
Bảng 4. Các thông số sử dụng để tính toán tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu cho từng khoảng khoan

TT	Thông số	Ký hiệu	Đơn vị
1	Độ sâu thực tế	MD	ft
2	Độ sâu thẳng đứng	TVD	ft
3	Ứng suất địa tầng	δ_v	psi ppg
4	Ứng suất biên ngang nhỏ nhất	δ_h	
5	Ứng suất biên ngang lớn nhất	δ_H	
6	Độ bền nén đơn trục	C _o hoặc UCS	
7	Áp suất đáy giếng	P _w	
8	Áp suất vỉa	P _p hoặc P _f	Không thứ nguyên
9	Hệ số góc ma sát trong	Ø	
10	Hệ số poisson	v	
11	Góc tọa độ trụ theo thân giếng tại vị trí khảo sát	θ	Độ
12	Góc nghiêng giếng	i	Độ
13	Góc phương vị của giếng	α _{hole}	Độ
14	Chiều sâu mực nước biển	D _{sea}	m

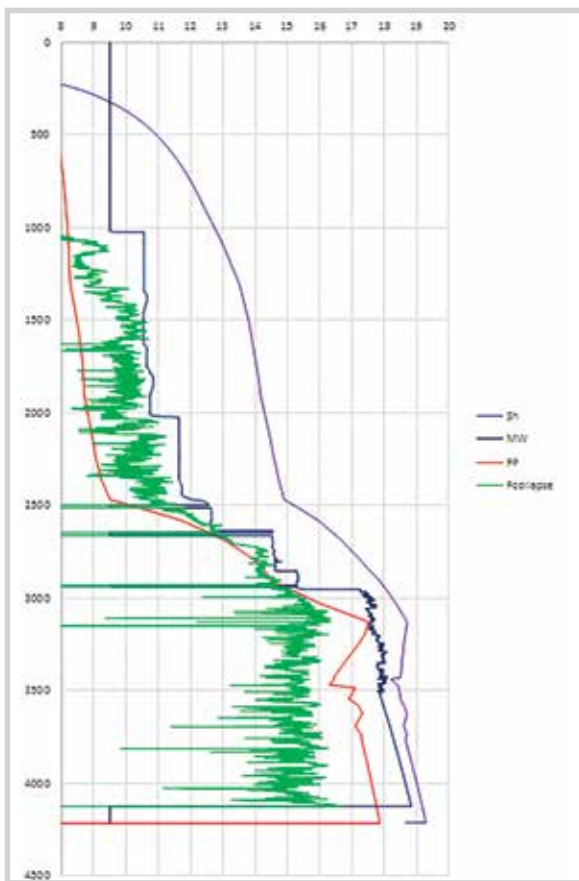
4. Ứng dụng mô hình địa cơ học để lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu cho từng khoảng khoan

Trên cơ sở các thông số (Bảng 4), kết quả khảo sát giếng khoan phát triển mỏ Hải Thạch tại vị trí giếng có độ sâu TVD = 2236,764m, giá trị góc nghiêng của giếng là i = 27,078 độ, δ_v = 6852,131psi; δ_H = 6030,259psi; δ_h = 5585,35psi; UCS = 3744,439psi; P_p = 3484,11psi. Kết quả cho thấy giá trị ứng suất vòng nằm trong giới hạn của ứng suất nén một trục nên hiện tượng sập lở thành giếng không xảy ra.

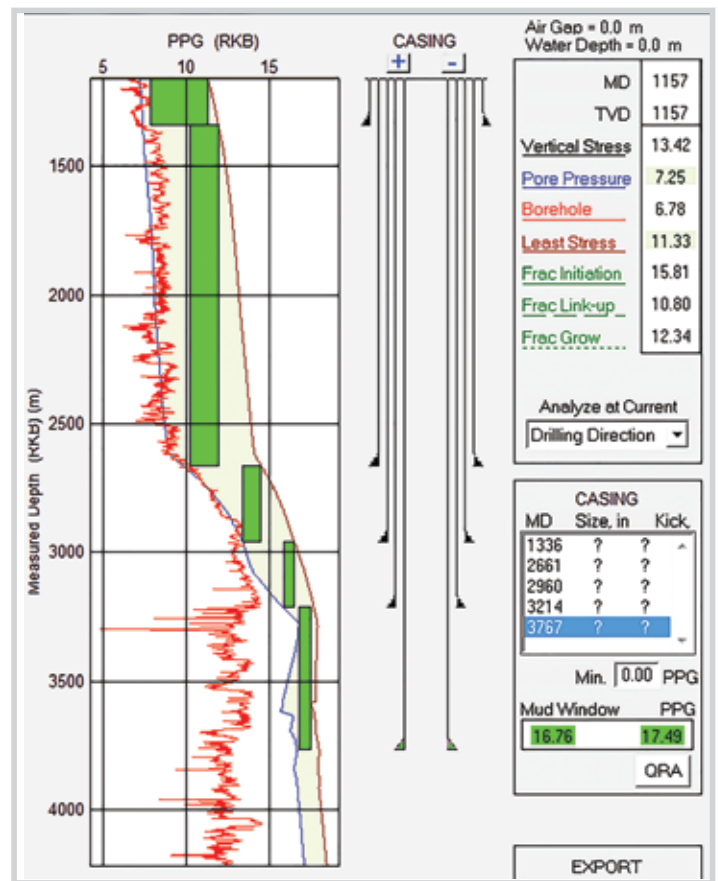
Kết quả tính toán (Hình 9) cho thấy ở khoảng chiều sâu 1.000 - 2.750m giá trị áp suất gây sập lở thành giếng (P_{wc}) cao hơn áp suất vỉa. Nếu chọn tỷ trọng dung dịch cao



Hình 8. Kết quả khảo sát giá trị ứng suất vòng của giếng khoan tại một chiều sâu nhất định



(a)



(b)

Hình 9. Kết quả tính toán tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu cho từng khoảng khoan dựa vào số liệu của giếng khoan phát triển mỏ Hải Thạch

hơn giá trị áp suất vỉa (P_v) không đủ an toàn thì hiện tượng sập lở vẫn xảy ra. Bằng phần mềm GMI Wellcheck, để kiểm nghiệm lại mô hình tính toán (Hình 9b) cho kết quả tương đồng, mô hình tính toán bằng Microsoft Excel dựa trên các thông số cơ học đá sẽ giúp đưa ra cửa sổ dung dịch khoan tối ưu cho từng khoảng khoan và chiều sâu chống ống phù hợp.

5. Kết luận

Kết quả thiết kế giếng khoan theo mô hình địa cơ học dự báo tỷ trọng dung dịch khoan chính xác hơn với cửa sổ dung dịch khoan hẹp hơn.

Qua nghiên cứu phân tích cho thấy góc lệch thân giếng ảnh hưởng nhiều đến tỷ trọng dung dịch khoan để giữ ổn định thành giếng, góc phương vị giếng ít gây ảnh hưởng đến tỷ trọng dung dịch khoan cần thiết.

Kết quả tính toán và thiết kế cho giếng khoan theo phương pháp sử dụng Microsoft Excel với các dữ liệu về địa cơ học và phương pháp sử dụng phần mềm GMI Wellcheck của Baker Hughes khá tương đồng. Kết quả này cũng phù hợp với các giếng thực tế đã được khoan trước đó trong khu vực mỏ Hải Thạch, cụ thể:

- Sự tương đồng về độ lớn và hình dạng của đường cong thể hiện áp suất gây sập lở thành giếng cho thấy cơ sở lý thuyết và các công thức ứng dụng trong 2 phương pháp là như nhau;

- Đối với thiết kế thi công giếng khoan cần phải xem xét ứng dụng mô hình địa cơ học để tính toán sự ổn định thành giếng và kiểm nghiệm lại tính toán theo phương pháp truyền thống.

Cần xem xét thêm việc phân tích ổn định thành giếng khoan là yêu cầu bắt buộc trước khi phê duyệt chương trình khoan thăm dò và phát triển nhằm đảm bảo giảm thiểu rủi ro do sập lở thành giếng khoan cũng như lựa chọn được chiều sâu chống ống phù hợp.

Tài liệu tham khảo

1. Triệu Hùng Trường, Trần Xuân Đào. *Phân tích lựa chọn cấu trúc cột ống chống hợp lý cho giếng khoan thanh nhánh được cắt xiên từ các giếng khoan đang tồn tại của Vietsovpetro*. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2016; 54: trang 83 - 88.

2. Schlumberger. *Wellbore stability*. www.slb.com.

3. Masoud Aslannezhad, Abbas Khaksar Manshad, Hossein Jalalifar. *Determination of a safe mud window and analysis of wellbore stability to minimize drilling challenges and non-productive time*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2016; 6(3): p. 493 - 503.
4. Abbas Khaksar, Philip Geoffrey Taylor, Zhi Fang, Toby John Kayes, Abraham Salazar, Khalil Rahman. *Rock strength from core and logs: Where we stand and ways to go*. Society of Petroleum Engineers. 2009.
5. Erling Fjar, R.M.Holt, A.M.Raaen, R.Risnes, P.Horsrud. *Petroleum related rock mechanics (2nd edition)*. Elsevier. 2008.
6. Bernt Sigve Aadnoy, Reza Looyeh. *Petroleum rock mechanics - Drilling operations and well design*. Gulf Professional Publishing. 2011.
7. Abbas Khaksar Manshad, H.Jalalifar, M.Aslannejad. *Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2014; 4(4): p. 359 - 369.

APPLICATION OF GEOMECHANICAL MODEL TO ANALYSE WELLBORE STABILITY AND DETERMINATION OF SAFE MUD WEIGHT WINDOW FOR DRILLING OPERATION AND ENGINEERING

**Hoang Thanh Tung¹, Nguyen Xuan Cuong¹, Do Van Khanh¹, Truong Hoai Nam²
Pham Tam³, Nguyen Trong Tai⁴, Nguyen Khanh Trung⁵**

¹Petrovietnam Drilling and Well Services Corporation (PV Drilling)

²Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam)

³Bien Dong Petroleum Operating Company (Bien Dong POC)

⁴Rosneft Vietnam

⁵ENI Vietnam

Email: tunght@pvdrilling.com.vn

Summary

In designing the drilling plans for exploration and development wells in Vietnam, the casing depth and seat as well as mud weight have mainly been calculated and selected using the conventional well design, which is based on the fracture pressure and pore pressure with a safety margin of about 0.5ppg. The selection of a large mud weight window increases well costs for drilling mud and chemicals. The increasing of mud weight properties will also reduce the life span of mud circulation system such as mud pumps, top drive, high pressure pipes and hoses, surface safety valves, etc. and other risks may occur to reduce the rig's operation efficiency. On the other hand, inappropriate mud weight selection results in nonoptimal casing seat, thus increasing well costs and cost of drilling operation. Hence, the authors propose to apply a geomechanical model to predict the wellbore stability, on that basis to select the optimal mud window based on the real data collected from Hai Thach field, Nam Con Son basin.

Key words: Mud weight window, optimal casing depth, geomechanical model, wellbore stability analysis.

ĐẶC ĐIỂM TƯỚNG VÀ MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH OLIGOCENE MUỘN KHU VỰC TÂY BẮC LÔ 09-3/12, BỂ CỬU LONG

Nguyễn Văn Kiểu¹, Bùi Việt Dũng¹, Nguyễn Trung Hiếu¹
Phạm Việt Âu², Phạm Hồng Trang¹, Nguyễn Huy Giang¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Liên doanh Dầu khí Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: kieunv.epc@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Từ kết quả phân tích cổ sinh, thạch học trầm tích và địa vật lý của các giếng khoan kết hợp với minh giải tài liệu địa chấn 3D, nhóm tác giả đã phân chia trầm tích tập D tuổi Oligocene muộn khu vực Tây Bắc Lô 09-3/12 bể Cửu Long thành 4 hệ thống trầm tích được ngăn cách bởi 3 mặt ranh giới bất chỉnh hợp SH10, SH8b, SH8 và 2 mặt ranh giới ngập lụt cực đại MFS1, MFS2. Kết quả nghiên cứu đã xác định được diện phân bố các tướng trầm tích và xây dựng mô hình môi trường trầm tích cho từng hệ thống trầm tích. Về cơ bản, các thành tạo trầm tích tập D tuổi Oligocene muộn được hình thành trong các môi trường đồng bằng bồi tích sông chuyển sang môi trường ven hồ ở phía Đông Nam và môi trường hồ ở phía Tây, Tây Bắc. Vật liệu trầm tích chủ yếu được vận chuyển từ đồi nâng Côn Sơn, phía Đông Nam khu vực nghiên cứu. Kết quả nghiên cứu chỉ ra các phát hiện dầu khí gần đây ở cấu tạo B chủ yếu liên quan đến các tập cát kết lắng đọng trong môi trường cửa sông - ven hồ, hình thành trong thời kỳ hạ thấp của mực nước hồ trong hệ thống trầm tích MFS1-SH8b.

Từ khóa: Tướng và môi trường trầm tích, tập D, Oligocene muộn, Lô 09-3/12, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

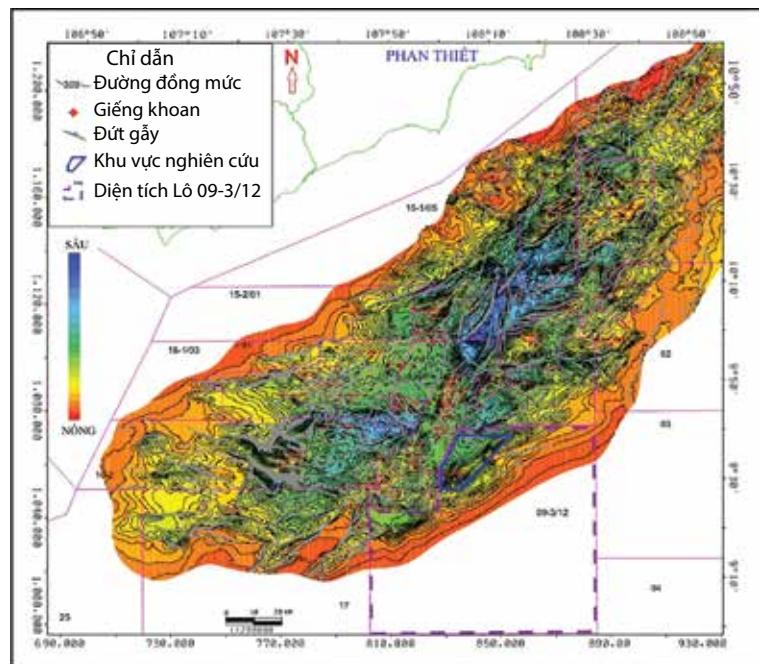
Cấu tạo A và B nằm trong khu vực Tây Bắc - Lô 09-3/12 thuộc rìa phía Đông Nam bể Cửu Long, ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam. Ranh giới lô được giới hạn về phía Tây bởi mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng (Lô 09-1), cấu tạo Đồi Mồi (Lô 09-3) và Lô 17; phía Bắc giáp với mỏ Cá Ngừ Vàng, Cá Ong Đồi và Kinh Ngư Trắng (Lô 09-2 và Lô 09-2/09); phía Nam là phần tiếp giáp với Lô 10/11 và phía Đông giáp với đồi nâng Côn Sơn [1] (Hình 1).

Trong khu vực nghiên cứu thuộc Tây Bắc Lô 09-3/12 bể Cửu Long, đã khoan 5 giếng thăm dò, trong đó 2 giếng khoan (W-1, W-2) được khoan trên cấu tạo A và 3 giếng khoan (STG-2, STG-3, STG-4) được khoan trên cấu tạo B. Các kết quả phân tích đã làm sáng tỏ bức tranh về môi trường lắng đọng trầm tích và chỉ ra các tướng trầm tích liên quan đến các phát hiện dầu khí gần đây trong tập D tuổi Oligocene tại cấu tạo B.

2. Đặc điểm địa chất khu vực nghiên cứu

Địa tầng trầm tích khu vực nghiên cứu mang đặc điểm trầm tích của bể Cửu Long. Các công ty, nhà thầu dầu khí trong và ngoài nước, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã xác lập

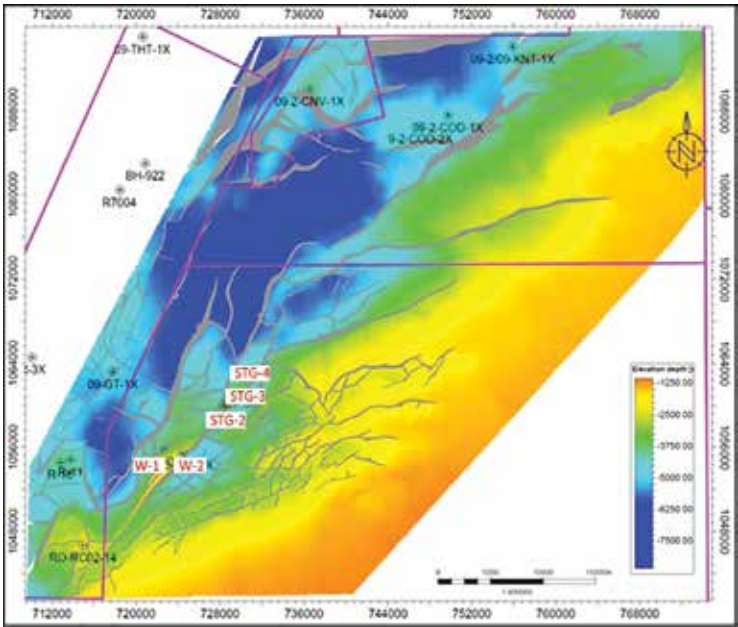
được và phân chia chi tiết các hệ tầng tại bể Cửu Long thành các tập trầm tích và các tập địa chấn nhỏ hơn (Hình 2). Cột địa tầng cho thấy trong khu vực nghiên cứu xuất hiện đá móng cổ trước Cenozoic và các thành tạo trầm tích Cenozoic gồm các hệ tầng tương ứng các tuổi Oligocene, Miocene và Pliocene - Đệ Tứ. Thành tạo trầm tích tuổi Oligocene được phân chia thành hệ tầng Trà Cú (Oligocene sớm) và Trà Tân (Oligocene muộn). Trầm tích tuổi Miocene bao gồm: hệ tầng Bạch Hổ (Miocene sớm), hệ tầng Côn Sơn (Miocene giữa) và hệ tầng Đồng Nai (Miocene muộn). Trầm tích tuổi Pliocene - Đệ Tứ được gộp lại



Hình 1. Bản đồ vị trí khu vực nghiên cứu

Tuổi	Hệ tầng	Chiều dày (m)	Tầng địa chấn	Thạch học	Tầng sản phẩm	Đặc điểm thạch học
Pliocene - Đệ Tứ	Biển Đông	650 - 700	SH-1			Cát hạt thô đến hạt mịn xen lẫn các lớp sét, bột giàu hóa thạch. Trầm tích được thành tạo trong môi trường biển nông
Miocene	Muộn	Đống Nai	SH-2	BIII		Cát xen lẫn sét, bột đôi chỗ có các lớp than mỏng lẫn trong sét, bột. Trầm tích được thành tạo trong môi trường biển nông và biển nông ven bờ
			SH-3	BII		Cát xen kẹp với bột và sét, đôi chỗ có các lớp than và glauconite mỏng. Trầm tích được thành tạo trong môi trường chuyển tiếp với ảnh hưởng của hoạt động thủy triều
	Giữa	Cồn Sơn	SH-5	BI.2	22 ●	Phần trên: thành phần sét kết chiếm chủ yếu
			SH-7	BI.1	23 ● 24 ● 25 ● 26 ● 27 ●	Phần giữa: xen kẹp cát kết, bột kết, sét kết Phần dưới: cát kết và bột kết xen kẹp nhau Có biểu hiện dầu khí
Oligocene	Muộn	Trà Tân	SH-8	C	28 ●	Phần trên: sét kết, cát kết và bột kết xen kẽ Phần dưới: sét, bột kết, phiến sét xen kẽ, cát kết phân lớp mỏng chủ yếu ở phần dưới cùng Có biểu hiện dầu khí
			SH-8b	D	D30 ●	
			SH-10	D		
	Sớm	Trà Cú	SH-B	E dưới		Bao gồm cuội kết, sét argilite, kaolinite, cát kết phân lớp mỏng xen kẹp với đá biến chất gneiss biotite
Trước Cenozoic						Đá biến chất gneiss biotite bị nứt nẻ, thành phần chủ yếu là thạch anh, plagioclase, biotite và hạn hữu là orthoclase

Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp Lô 09-3/12 bể Cửu Long (theo Vietsovpetro)



Hình 3. Bản đồ cấu trúc móng phần phía Nam của đơn nghiêng Đông Nam bể Cửu Long (theo Viện Dầu khí Việt Nam)

trong hệ tầng Biển Đông [1].

Căn cứ đặc điểm cấu trúc địa chất, bề dày trầm tích và phân bố của các đứt gãy chính hình thành trong bể, có thể chia bể Cửu Long thành các đơn vị cấu trúc ứng với cấu trúc bậc I như sau: đới nâng Phú Quý, đới nâng Cửu Long, trũng phân dị Cà Cối và trũng phân dị Bạc Liêu. Các đơn vị cấu trúc nhỏ hơn nằm trong cấu trúc bậc I tương ứng là các đơn vị cấu trúc bậc II, còn các cấu tạo và các mỏ xếp vào đơn vị cấu trúc bậc III [2]. Theo cách phân chia như trên, diện tích nghiên cứu thuộc đơn nghiêng Đông Nam bể Cửu Long tương ứng với đơn vị cấu trúc bậc II nằm xen kẹp giữa rìa Tây Bắc đơn nghiêng Đông Nam và trũng Đông Bạch Hồ (Hình 3).

3. Cơ sở tài liệu và phương pháp nghiên cứu

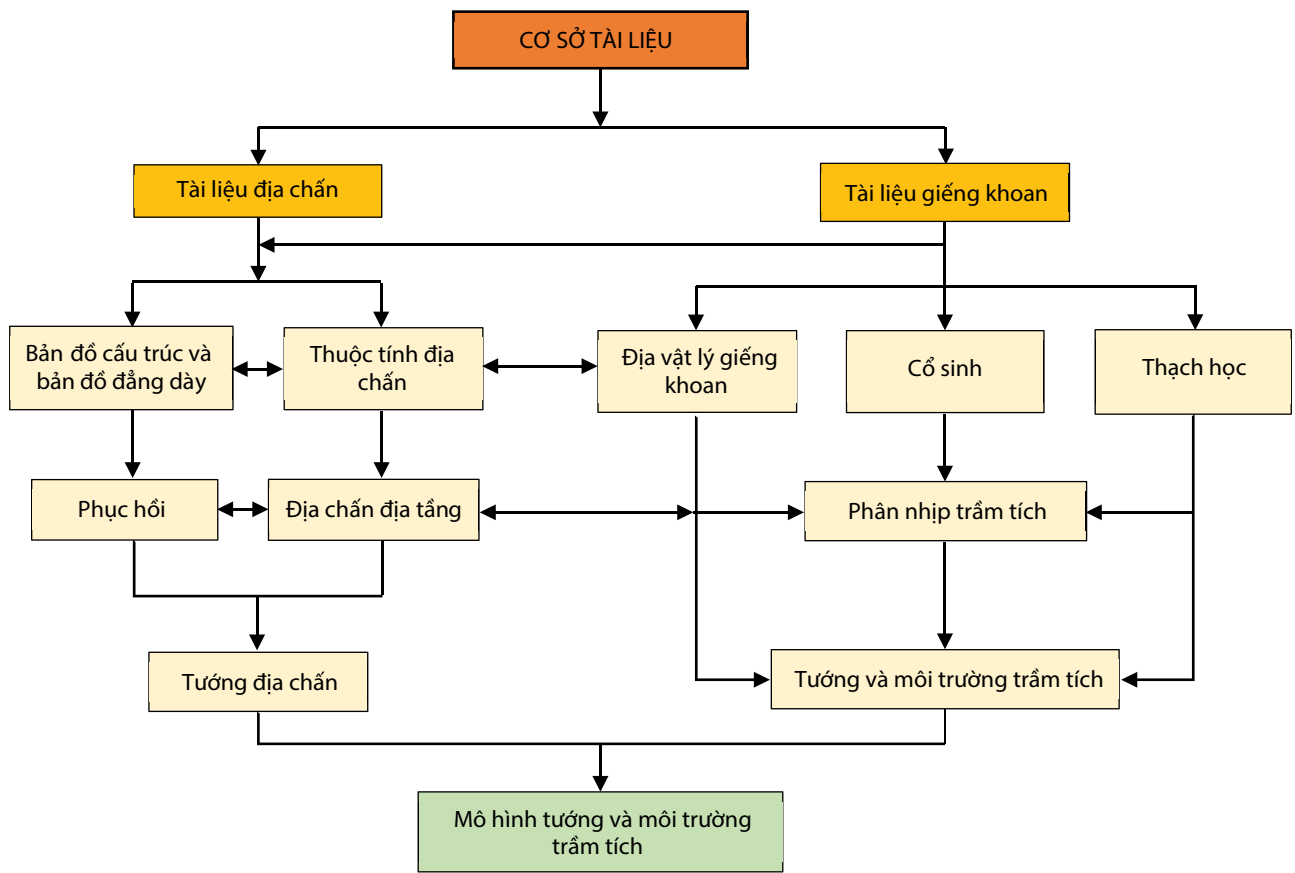
Các tài liệu được thu thập và sử dụng phân tích tương và môi trường trầm tích bao gồm: địa vật lý giếng khoan, phân tích thạch học, phân tích mẫu lõi, báo cáo địa chất giếng khoan và phân tích cổ sinh địa tầng của 5 giếng khoan thuộc cấu tạo A và B.

Ngoài ra, nghiên cứu còn sử dụng các tài liệu địa chấn 2D thu nổ từ năm 1974 - 1996, 253km² tài liệu địa chấn 3D xử lý năm 2015 và cập nhật kết quả minh giải mới nhất của năm 2016.

Nhóm tác giả đã sử dụng tổ hợp các phương pháp nghiên cứu, phân tích theo chu trình phân tích tương và môi trường trầm tích (Hình 4).

- Nhóm phương pháp phân tích và minh giải tài liệu địa chấn được sử dụng bao gồm: minh giải địa chấn, xây dựng các bản đồ cấu - kiến tạo và thành lập các bản đồ đẳng dày; phân tích địa tầng phân tập [3], địa chấn địa tầng, để phân chia các đơn vị trầm tích đặt trong mối quan hệ với chu kỳ dâng - hạ mực nước trong khu vực nghiên cứu giúp làm sáng tỏ lịch sử phát triển và diện phân bố trầm tích.

- Nhóm phương pháp phân tích tài liệu giếng khoan gồm: phân tích môi trường trầm tích từ tổ hợp hình dạng đường địa vật lý giếng khoan; phân tích lát mỏng thạch học nhằm phân loại đá và các thông số như độ mài tròn, chọn lọc... [4]; phân tích, mô tả mẫu lõi và phân tích cổ sinh giúp xác định môi trường trầm tích. Ngoài ra, nhóm tác giả tiến hành phân tích các nhịp (chu kỳ) trầm

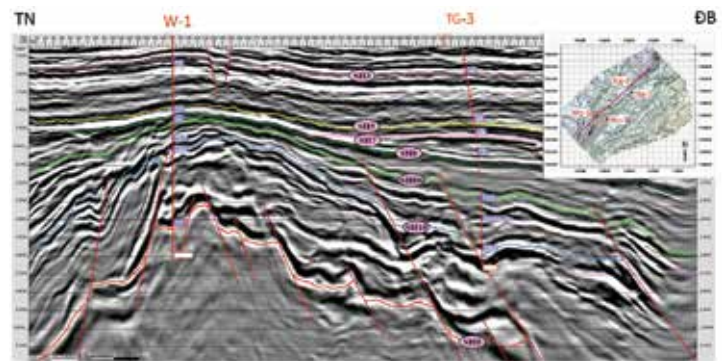


Hình 4. Chu trình phân tích tướng và môi trường trầm tích

tích và các bề mặt ngập lụt cực đại (MFS) thông qua đường cong INPEFA tính toán từ kết quả đo gamma ray cho các giếng khoan thuộc khu vực nghiên cứu bằng phần mềm cycloglog [5] và đối sánh với kết quả phân tích cổ sinh. Kết quả của nhóm phương pháp phân tích này giúp phân chia các tập, các đơn vị trầm tích tương ứng với thời kỳ dâng cao và hạ thấp mực nước từ việc xác định bề mặt ngập lụt cực đại, các ranh giới tập, đặc điểm trầm tích và tướng - môi trường trầm tích dọc theo giếng khoan.

4. Đặc điểm tướng và môi trường trầm tích khu vực nghiên cứu

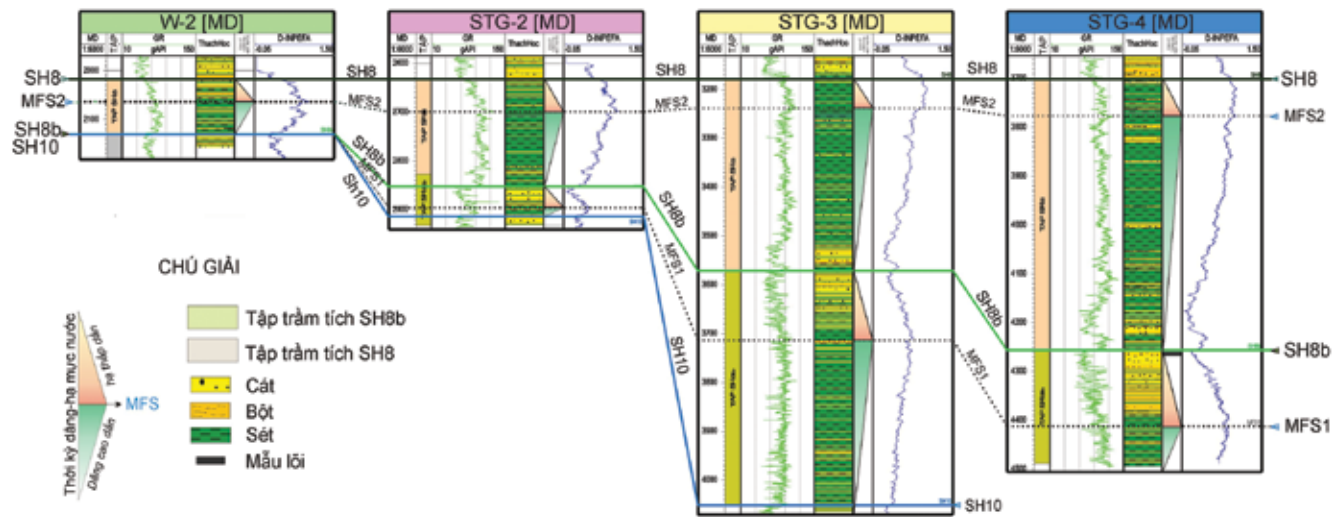
Các thành tạo trầm tích tuổi Oligocene muộn được phân chia thành 3 tập địa chấn và giới hạn bởi các ranh giới là các bề mặt bất chỉnh hợp xác định trên địa chấn và tài liệu giếng khoan theo thứ tự từ cổ đến trẻ như sau: mặt bất chỉnh hợp SH10 ứng với nóc tập E trên; mặt bất chỉnh hợp SH8 ứng với nóc tập D; mặt bất chỉnh hợp SH7 - nóc Oligocene tương ứng với nóc tập C. Đặc biệt, kết quả khoan và liên kết tài liệu địa chấn 3D đã xác định thêm ranh giới bề mặt bất chỉnh hợp SH8b nằm giữa mặt bất chỉnh hợp SH10 và SH8 [6] (Hình 5).



Hình 5. Mặt cắt địa chấn qua cấu tạo A và B (theo Vietsovpetro)

Kết quả phân tích cổ sinh, phân tích địa vật lý giếng khoan và phân tích đường cong INPEFA cho các giếng khoan nằm trong khu vực nghiên cứu đã xác nhận và chính xác lại sự tồn tại của các ranh giới nói trên, đồng thời xác định được mặt ngập lụt cực đại MFS1 trong tập trầm tích SH10-SH8b và MFS2 trong tập trầm tích SH8b-SH8 (Hình 6). Qua đó phân chia mỗi tập thành 2 hệ thống trầm tích ứng với 2 thời kỳ dâng - hạ mực nước trong một chu kỳ.

Từ kết quả phân tích trên, nhóm tác giả đã xây dựng mặt cắt phục hồi lịch sử hình thành và phát triển trầm tích (Hình 7) và mô hình phân bố tướng - môi trường trầm tích cho từng thời kỳ dâng cao và hạ thấp mực nước đã xác định trong tập trầm tích D tuổi Oligocene muộn thuộc khu vực nghiên cứu (Hình 17).



Hình 6. Mặt cắt liên kết các ranh giới tập và ranh giới các bề mặt ngập lụt cực đại chính qua các giếng khoan tại cấu tạo A và B

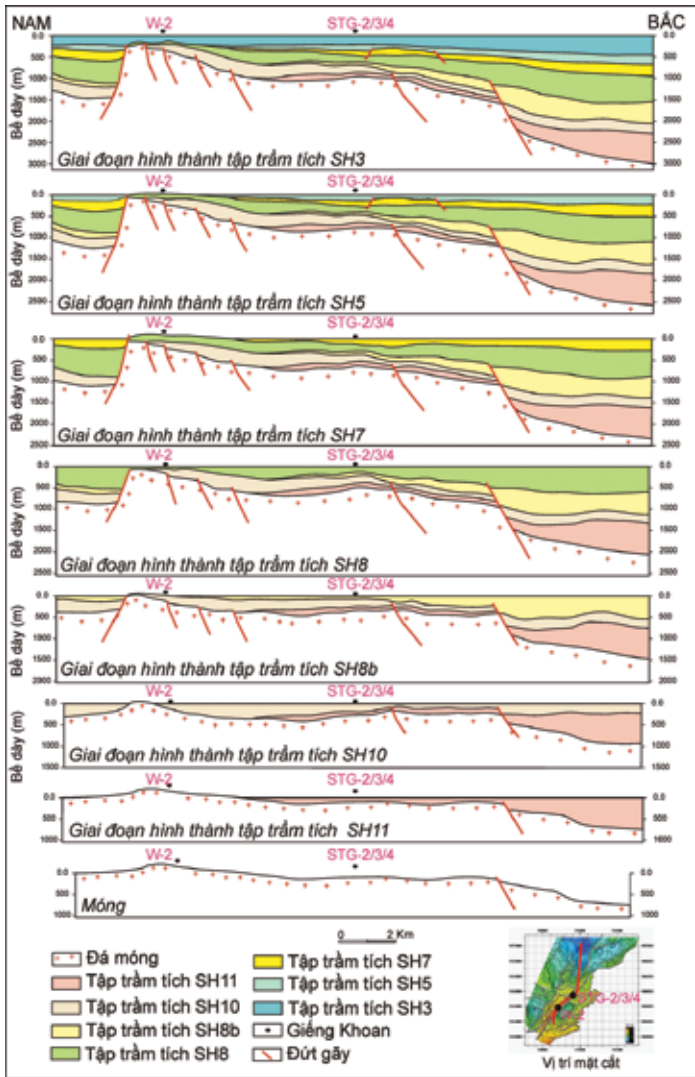
4.1. Tập trầm tích SH10-SH8b

4.1.1. Hệ thống trầm tích SH10-MFS1

Hệ thống trầm tích này được giới hạn bởi bề mặt bất chỉnh hợp SH10 ở dưới và mặt ngập lụt cực đại MFS1 ở trên. Trầm tích của hệ thống này có xu thế mỏng dần theo phương Đông Bắc - Tây Nam (Hình 6). Kết quả phân tích thạch học cho thấy hệ thống trầm tích ở các giếng khoan thuộc cấu tạo B được đặc trưng bởi các tập sét có bề dày thay đổi từ 10m cho tới hơn 30m xen kẹp lớp bột, cát mỏng (theo tài liệu địa vật lý giếng khoan). Các phản xạ địa chấn tương ứng với hệ thống trầm tích trong thời kỳ này có biên độ phản xạ trung bình, tần số trung bình đến tốt và độ liên tục từ trung bình (phía Đông Nam) đến tốt (phía Tây Bắc). Kết quả phân tích cổ sinh tại độ sâu 2.935m cho thấy sự tăng lên của các hóa thạch *Botryococcus* spp., *Bosedinia infragranulata* và thành phần sapropel (70 - 100%) đồng thời chứng minh môi trường hồ chiếm ưu thế [7, 8] trong thành tạo trầm tích ở cấu tạo B thời kỳ này. Khi liên kết các giếng khoan giữa cấu tạo A và B, tập trầm tích này vắng mặt tại giếng khoan W-2 (Hình 6). Điều đó có thể liên quan tới hoạt động đứt gãy kiến tạo xuất hiện tại khu vực cấu tạo A vào thời kỳ Oligocene sớm - đầu Oligocene muộn làm cho cấu tạo A bị nâng lên và nhô cao nhất ở khu vực quanh giếng khoan W-2 dẫn đến thiếu vắng hoặc bào mòn mất tập trầm tích SH10-SH8b tại giếng khoan này (Hình 5).

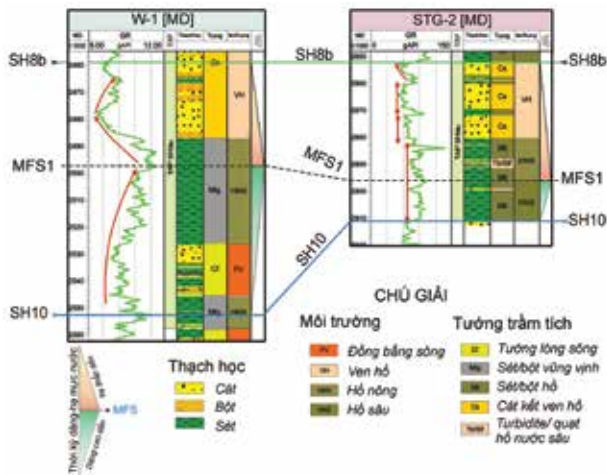
4.1.2. Hệ thống trầm tích MFS1-SH8b

Kết quả phân tích cycloglog kết hợp với phân tích cổ sinh tại các giếng khoan W-2, STG-2, STG-3, STG-

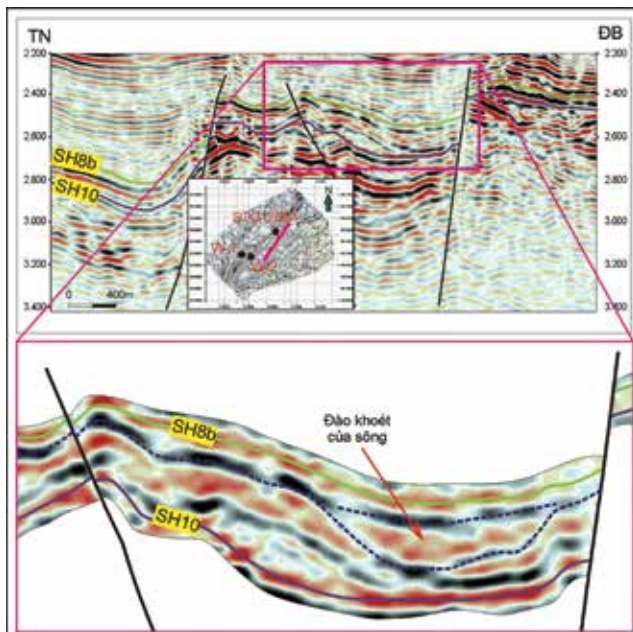


Hình 7. Mặt cắt phục hồi cắt qua cấu tạo A và B

4 cho thấy hệ thống trầm tích MFS1-SH8b được ngăn cách với tập trầm tích phía dưới bởi bề mặt ngập lụt cực đại MFS1 (Hình 6). Trầm tích này được đặc trưng bởi các tập cát dày



Hình 8. Mặt cắt phân tích tướng - môi trường trầm tích tập SH10-SH8b

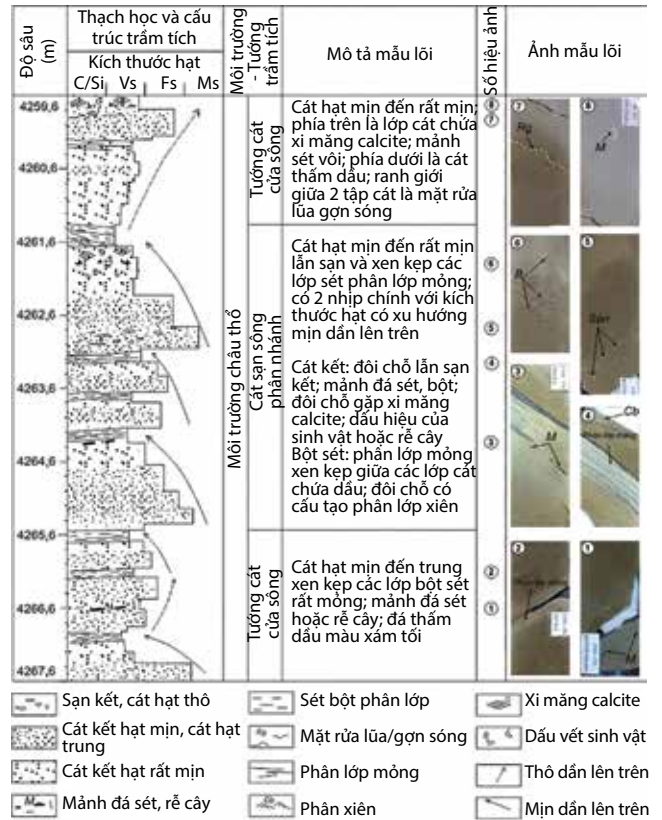


Hình 9. Mặt tướng địa chấn thể hiện các đào khoét của sông trong tập SH10-SH8b

phát hiện tại các giếng khoan thuộc cấu tạo B và giếng khoan W-1 (cấu tạo A). Đường cong GR của hệ thống trầm tích này trong giếng khoan W-1 có xu thế mịn dần lên trên (fining upward) đặc trưng cho thành tạo trầm tích liên quan đến môi trường sông. Trong khi đó, đường cong GR của các giếng khoan ở cấu tạo B đều có xu thế thô dần lên trên (coarsening upward) và dạng trụ/hộp (blocky) chiếm ưu thế tương ứng với các tướng bồi tích vùng cửa sông và ven hồ (Hình 8).

Kết quả mô tả mẫu lõi và phân tích thạch học lát mỏng cho thấy:

- Mẫu lõi thu được tại giếng khoan STG-4 ở khoảng độ sâu 4.259,6 - 4.267,7m, chủ yếu là cát kết hạt mịn đến rất mịn xen lẫn các lớp sét mỏng. Trong khoảng độ sâu 4.262,8 - 4.263m, mẫu lõi thu được là cát kết hạt trung



Hình 10. Phân tích tướng và môi trường trầm tích từ tài liệu mẫu lõi tại giếng khoan cấu tạo B

lẫn sạn và kết quả phân tích độ hạt cho thấy trầm tích có xu hướng mịn dần lên trên liên quan đến hoạt động của sông (Hình 10).

- Kết quả phân tích lát mỏng thạch học cho thấy thành tạo cát kết hình thành trong hệ thống trầm tích MFS1-SH8b của các giếng khoan tại cấu tạo B chủ yếu thuộc loại cát kết arkose và grauvac, độ mài tròn trung bình đến tốt ($R_o = 0,3 - 0,7$) và chọn lọc trung bình ($S_o = 2,2 - 2,8$) (Hình 11 và 12).

Ngoài ra, kết quả phân tích cổ sinh cũng đã khẳng định sự tồn tại của các thành tạo trầm tích liên quan đến môi trường cửa sông và ven hồ trong hệ thống trầm tích này với sự xuất hiện phong phú của tập hợp bào tử phần *Tritriopollennites*, *Palatycary-apollenies* và *Florschuetzia* (độ sâu 3.570 - 3.710m; giếng khoan STG-3) [8, 9].

Đặc trưng phản xạ địa chấn trong hệ thống trầm tích này là các phản xạ hỗn độn đến á song song, biên độ trung bình đến kém, tần số thấp, đôi chỗ quan sát được các phản xạ dạng á song song, gá đáy (downlap) từ các khối nhỏ đổ xuống các địa hào lân cận (Hình 5 và 15). Phía Tây Bắc khu vực nghiên cứu, phản xạ địa chấn có dạng song song, độ liên tục tốt đặc trưng cho môi trường hồ và liên quan đến các dạng kể áp (onlap) ở

phía Đông Bắc. Phần rìa Đông - Đông Nam của khu vực B bắt gặp các tướng địa chấn hỗn độn và các đào khoét của sông (Hình 9).

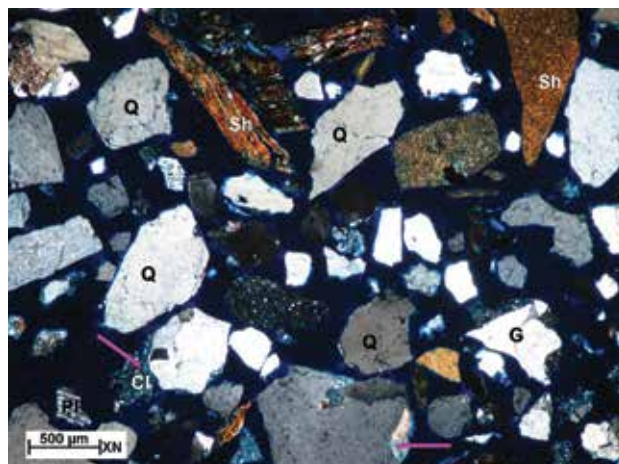
4.2. Tập trầm tích SH8b-SH8

4.2.1. Hệ thống trầm tích SH8b-MFS2

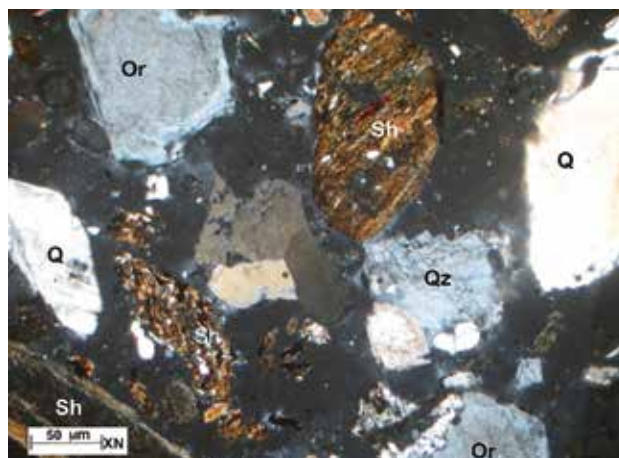
Hệ thống trầm tích này được giới hạn bởi bề mặt bất chỉnh hợp SH8b ở dưới và mặt ngập lụt cực đại MFS2 ở trên. Sau khi thành tạo tập trầm tích SH10-SH8b, mực nước hồ trong khu vực nghiên cứu có xu hướng dâng cao làm xuất hiện tập sét dày khoảng 10,5 - 27m phủ lên trên bề mặt bất chỉnh hợp SH8b. Tập sét trên có thể đóng vai trò như là tầng chắn cho tập vữa của cấu tạo B. Kết thúc thời kỳ hình thành tập sét chắn này, dường như mực nước hồ có xu hướng dâng lên chậm và dòng chảy của các con sông phân nhánh ở vùng cửa sông bắt đầu thay đổi hình thái (đổi dòng) làm xuất hiện tướng cát lòng sông tại các giếng khoan STG-3, STG-4 với hình dạng GR xu hướng mịn dần lên trên (fining upward) (Hình 6 và 13) trước khi mực nước hồ dâng mạnh và bao phủ cấu tạo B. Hệ thống trầm tích SH8b-MFS2 đặc trưng bằng các tập sét dày với đường cong GR tăng cao và khá ổn định. Phản xạ địa chấn trong hệ thống trầm tích này dạng song song, biên độ trung bình tới thấp, tần số trung bình đặc trưng cho môi trường hồ nước sâu. Kết quả liên kết tài liệu phân tích cổ sinh của các giếng khoan thuộc cấu tạo B cho thấy sự tương đồng về môi trường với sự tăng lên của các loại tảo *Botryococcus* spp., *Botryococcus braunii* và vài cá thể *Dinoflagellate undiff.*, *Leiosphaeridia* spp. và *Tasmanites* spp trong khoảng sâu 2.700 - 2.850m của giếng khoan STG-2 [8]. Thành phần hữu cơ trong giếng khoan STG-3 chủ yếu là sapopel (95 - 100%) [9].

4.2.2. Hệ thống trầm tích MFS2-SH8

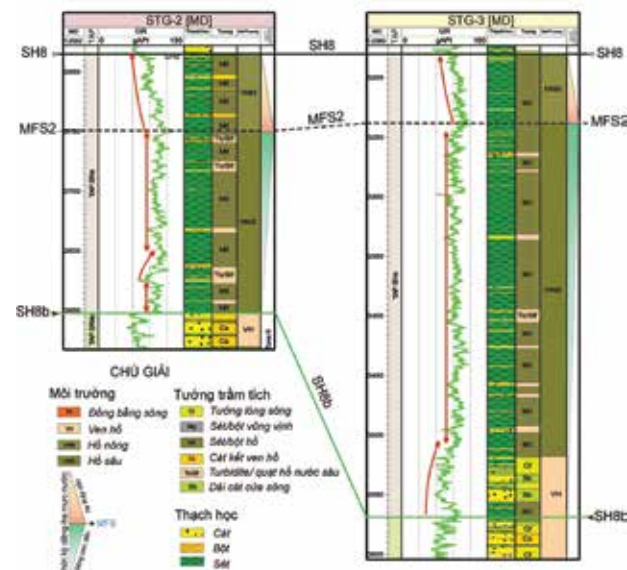
Hệ thống trầm tích MFS2-SH8 được ngăn cách với hệ thống trầm tích phía dưới bởi bề mặt ngập lụt cực đại MFS2 và giới hạn phía trên bởi mặt bất chỉnh hợp SH8. Đặc trưng thạch học của các giếng khoan W-1, W-2, STG-2, STG-3 và STG-4 trong giai đoạn này có xu hướng thô dần lên từ bề mặt ngập lụt cực đại MFS2 đến bề mặt bất chỉnh hợp SH8 phản ánh mực nước hồ có xu hướng hạ thấp dần. Bề dày hệ thống trầm tích này chỉ bằng gần nửa bề dày hệ thống trầm tích SH8b-MFS2 và bắt đầu xuất hiện các lớp cát mỏng xen kẽ các lớp sét lắng đọng trong môi trường hồ nhưng mực nước nông hơn (Hình 13). Kết quả phân tích cổ sinh cho thấy các thành tạo trầm tích gặp tại các giếng khoan lắng đọng trong môi trường ven hồ (W-1), hồ nước nông (STG-2, STG-3, STG-4) và môi trường hồ đến vùng vịnh (Freshwater lacustrine and Freshwater lagoon)



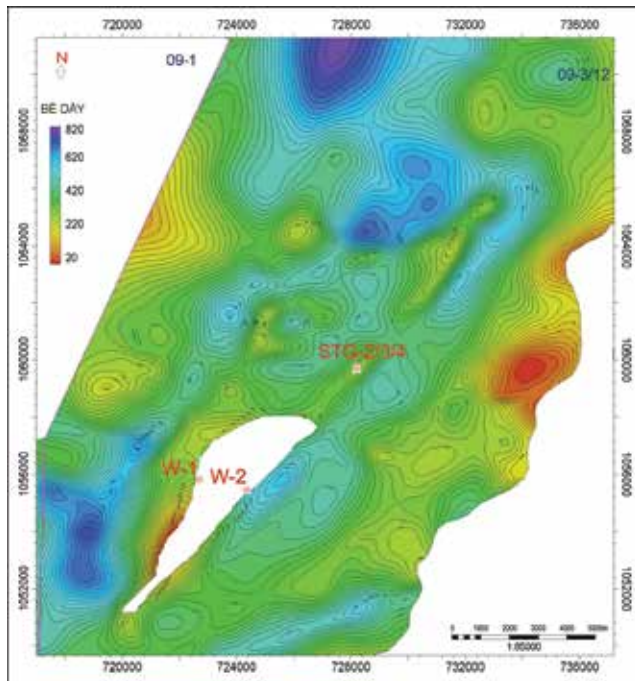
Hình 11. Lát mỏng thạch học đá cát kết arkose, hạt trung, chọn lọc trung bình, mài tròn góc cạnh, nửa góc cạnh và vài hạt tròn cạnh (mẫu vụn giếng khoan STG-2; độ sâu: 2.880 - 2.890m; Nicol+-. (Q-thạch anh, Pl: plagioclase, Cl: chlorite, Sh: mảnh đá sét, G: mảnh đá granite)



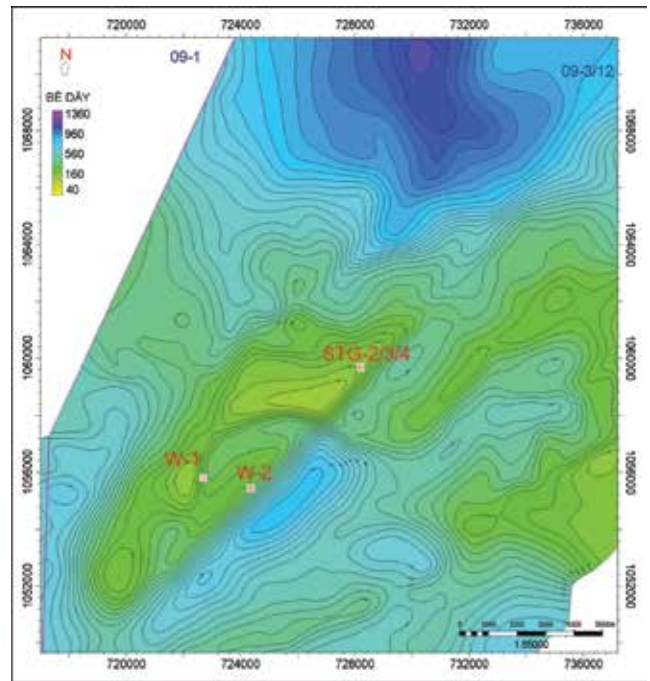
Hình 12. Lát mỏng thạch học của đá cát kết grauvac hạt mịn mài tròn mài tròn trung bình đến tốt, độ chọn lọc trung bình (mẫu vụn giếng khoan STG-3; độ sâu: 3.650 - 3.660m; Nicol+-. (Q-thạch anh, Or: orthoclase, Qz: mảnh đá quartzite, Sh: mảnh đá sét)



Hình 13. Mặt cắt phân tích tướng - môi trường và liên kết giếng khoan tập SH8b-SH8 qua giếng khoan STG-2 và STG-3



Bản đồ đẳng dày tập trầm tích SH10-SH8b (a)



Bản đồ đẳng dày tập trầm tích SH8b-SH8 (b)

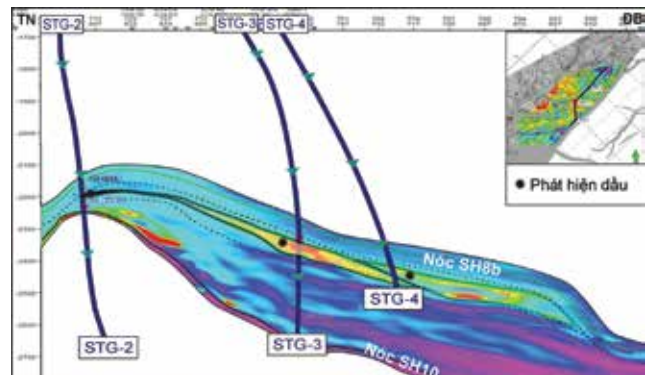
Hình 14. Bản đồ đẳng dày tập trầm tích SH10-SH8b và SH8b-SH8

gặp ở giếng khoan W-2 được xác định bằng sự chiếm ưu thế của *Bosedinia* spp. và *Pediastrum* spp., lẫn nhóm sporomorph khác và sự gia tăng của *Botryococcus* spp., *Botryococcus Braunii* ở phần dưới của khoảng nghiên cứu (độ sâu 2.020 - 2.070m, tại giếng khoan W-2) [10]. Phản xạ địa chấn của tập này có dạng á song song ở phần phía Đông, Đông Nam, đến phản xạ dạng song song ở phần phía Tây Bắc. Biên độ phản xạ địa chấn trung bình, tần số trung bình và độ liên tục trung bình đến tốt.

4.3. Quy luật phân bố tướng và môi trường trầm tích

4.3.1. Tập SH10-SH8b

Tập trầm tích này khởi đầu là hệ thống trầm tích hình thành trong thời kỳ dâng cao mực nước (SH10 - MFS1) chủ yếu là các trầm tích sét lắng đọng trong môi trường hồ nước sâu phân bố phía Tây, Tây Bắc và phạm vi các giếng khoan STG-2, STG-3, STG-4 và mỏng dần tại khu vực giếng khoan W-1. Phần phía Đông Nam xuất hiện các tướng trầm tích lắng đọng trong môi trường từ cửa sông đến ven hồ (Hình 17b). Sau khi tạo ra bề mặt ngập lụt cực đại MFS1 mực nước trong khu vực bắt đầu hạ thấp làm cho diện tích hồ bị thu hẹp và ngăn thành 2 hồ phân bố phía Bắc cấu tạo B và trũng nhỏ phía Tây cấu tạo A. Điều này có thể là nguyên nhân dẫn đến việc vắng mặt/bào mòn hệ thống trầm tích trong thời kỳ này tại giếng khoan W-2 và sự xuất hiện các thành tạo trầm tích tướng lòng sông trong giếng khoan W-1. Trong khi đó, tại khu vực cấu tạo B phát triển các tướng trầm tích thuộc vùng cửa sông và ven hồ (Hình

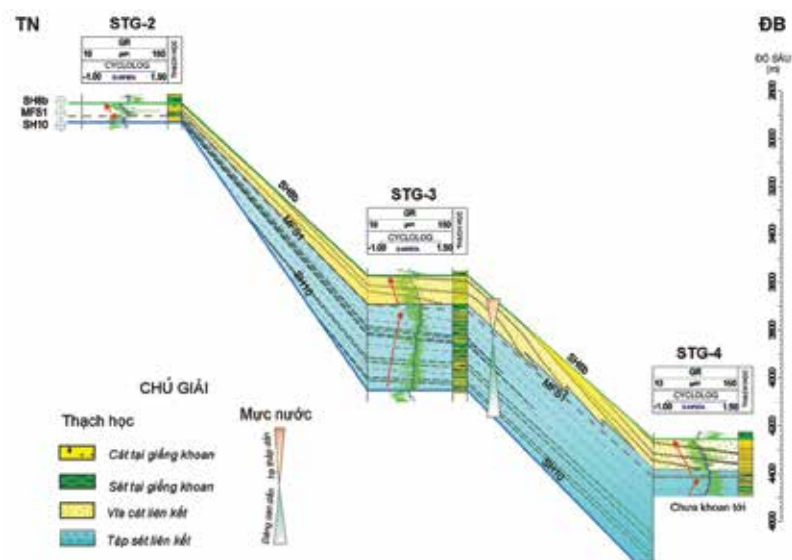


Hình 15. Một cắt phân bố địa tầng thuộc tính RMS trong tập SH10-SH8b thể hiện xu thế phát triển của tập cát chứa dầu khí phát triển theo hướng từ giếng khoan STG-2, STG-3 đến giếng khoan STG-4 và các phát hiện dầu khí trên giếng khoan (theo Vietsovpetro)

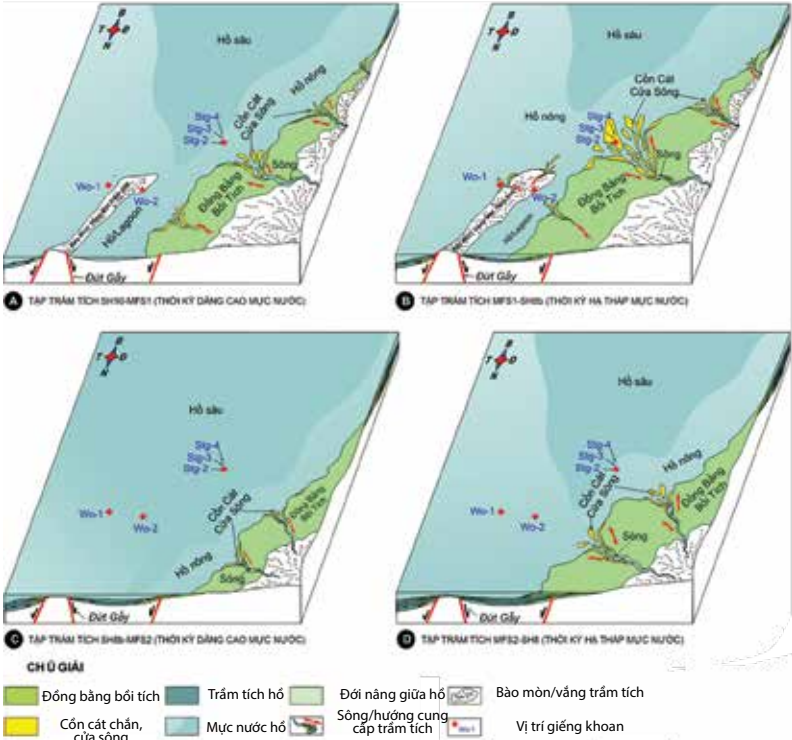
17b). Đây cũng là đối tượng tiềm năng chứa dầu khí đã được phát hiện tại các giếng khoan STG-2, STG-3, STG-4 [8]. Chiều dày các tập cát kết chứa dầu khí của hệ thống trầm tích MFS1-SH8b ở khu vực cấu tạo B dày dần và xu hướng phát triển theo hướng Tây Nam - Đông Bắc (Hình 15 và 16). Ngoài ra, các kết quả phân tích thạch học chi tiết cũng chỉ ra độ chọn lọc và mài tròn có xu thế tăng dần từ giếng STG-2, STG-3 tới STG-4 [8]. Điều này phù hợp với nhận định về xu thế hạ thấp mực nước hồ trong giai đoạn này và trầm tích có xu thế bồi tụ dần từ Đông Nam sang Tây Bắc.

4.3.2. Tập SH8b-SH8

Mặt bất chỉnh hợp SH8b được xác định trên tài liệu địa chấn và giếng khoan đánh dấu một giai đoạn kết thúc quá trình hạ thấp mực nước xuống thấp nhất sau khi



Hình 16. Mặt cắt liên kết tập cát chứa dầu khí trong tập trầm tích MFS1-SH8b



Hình 17. Mô hình tương và môi trường trầm tích của các hệ thống trầm tích tương ứng với các thời kỳ dâng cao và hạ thấp mực nước hình thành trong tập trầm tích SH10-SH8b và SH8b-SH8

thành tạo tập trầm tích SH10-SH8b (Hình 17b) và bắt đầu thời kỳ dâng cao mực nước trong tập trầm tích SH8b-SH8 (Hình 17c). Trong thời kỳ này, mực nước hồ dâng chậm và nguồn cung cấp vật liệu tăng nhanh thành tạo các lớp cát mỏng xen kẹp các lớp sét nằm phía trên tập sét phủ ngay trên mặt bất chỉnh hợp SH8b. Tiếp theo, mực nước hồ dâng cao bao phủ gần hết các diện tích phía Tây Bắc và cấu tạo A, cấu tạo B đánh dấu bởi nóc là bề mặt ngập lụt cực đại MFS2. Kết quả làm xuất hiện các lớp sét bề dày lớn tại các giếng khoan STG-2, STG-3 và đóng vai trò là tầng chắn cho các đối tượng chứa trong tập trầm tích MFS1-SH8b (Hình 6 và 13). Ngược lại, bề dày hệ thống trầm tích (MFS2 - SH8) ứng với thời

kỳ hạ thấp của mực nước trong tập SH8b-SH8 mỏng hơn và bắt đầu xuất hiện các lớp cát mỏng xen các lớp sét bột môi trường hồ nước nông (giếng khoan STG-2, STG-3).

5. Kết luận và kiến nghị

- Trầm tích tập D tuổi Oligocene muộn khu vực Tây Bắc - Lô 09-3/12 bể Cửu Long được chia thành 4 hệ thống trầm tích và được ngăn cách bởi 3 mặt ranh giới bất chỉnh hợp SH10, SH8b, SH8 và 2 mặt ranh giới ngập lụt cực đại MFS1, MFS2.

- Các thành tạo trầm tích tập D tuổi Oligocene muộn được hình thành trong môi trường đồng bằng bồi tích sông và ven hồ ở phần phía Đông Nam và môi trường hồ nước nông đến hồ nước sâu ở phía Tây và Tây Bắc. Vật liệu trầm tích chủ yếu được vận chuyển từ phía đới nâng Côn Sơn, Đông Nam khu vực nghiên cứu.

- Các tập cát kết lắng đọng trong môi trường cửa sông - ven hồ được hình thành trong thời kỳ hạ thấp dần của mực nước hồ trong hệ thống trầm tích MFS1-SH8b và đóng vai trò là các tầng chứa quan trọng ở cấu tạo B. Tập chắn cho các phát hiện này liên quan đến các thành tạo sét hình thành trong môi trường hồ nước nông đến hồ nước sâu ứng với thời kỳ dâng cao mực nước trong tập trầm tích SH8b-SH8.

Từ kết quả nghiên cứu này, cần tiếp tục có các nghiên cứu chi tiết về địa tầng phân tập và tương - môi trường trầm tích cho các thành tạo trầm tích tập D tại các khu vực lân cận nhằm tìm kiếm các phát hiện dầu khí khác trong trầm tích SH10- SH8b như mỏ B.

Tài liệu tham khảo

1. Viện Dầu khí Việt Nam. Báo cáo đánh giá tiềm năng dầu khí bể Cửu Long. 2012.

2. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Đánh giá tiềm năng dầu khí và cơ sở địa chất lựa chọn vị trí giếng khoan thăm dò Lô 09-3/12, bể Cửu Long. 2014.

3. O.Catuneanu, V.Abreu, J.P.Bhattacharya, M.D.Blum, R.W.Dalrymple, P.G.Eriksson, C.R.Fielding, W.L.Fisher,

- W.E.Galloway, M.R.Gibling, K.A.Giles, J.M.Holbrook, R.Jordan, C.G.St.C.Kendall, B.Macurda, O.J.Martinsen, A.D.Miall, J.E.Neal, D.Nummedal, L.Pomar, H.W.Posamentier, B.R.Pratt, J.F.Sarg, K.W.Shanley, R.J.Steel, A.Strasser, M.E.Tucker, C.Winker. *Towards the standardization of sequence stratigraphy*. Earth - Science Reviews. 2009; 92(1 - 2): p. 1 - 33.
4. Robert L.Folk. *Petrology of sedimentary rocks*. Hemphill Publishing Company. 1974.
5. S.Djin Nio, Jan Brouwer, David Smith, Mat de Jong, Alain Böhm. *Spectral trend attribute analysis: applications in the stratigraphic analysis of wireline logs*. Petroleum Geology Special Topic. 2005; 23: p. 71 - 75.
6. Đại học Mở - Địa chất. *Chính xác hóa cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng dầu khí sau khi khoan giếng STG-2*. 2015.
7. Jim Cole. *Biofacies and sequence stratigraphy, Oligocene to Pliocene, Cuu Long and Nam Con Son basins, Vietnam*. Petrovietnam Journal. 2011; 6: p. 3 - 14.
8. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo kết quả phân tích cổ sinh địa tầng và thạch học lát mỏng, Ronghen giếng khoan 09-3/12-STG-2; STG-3; STG-4*. 2015.
9. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". *Báo cáo tổng kết giếng khoan thăm dò STG-3*. 2016.
10. Vietnam Petroleum Institute. *Final well report W-2*. 2003.

SEDIMENTARY FACIES AND DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS OF LATE OLIGOCENE SEDIMENTS IN BLOCK 09-3/12, NORTHWEST CUU LONG BASIN

**Nguyen Van Kieu¹, Bui Viet Dung¹, Nguyen Trung Hieu¹
Pham Viet Au², Pham Hong Trang¹, Nguyen Huy Giang¹**

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietsovpetro

Email: kieu.nv.epc@vpi.pvn.vn

Summary

On the basis of biostratigraphic, petrographic and well-log analysis in combination with 3D seismic data interpretation, the authors have divided the late Oligocene (D sequence) sediments in Block 09-3/12 of Cuu Long basin into 4 system tracts (2 sequences), which are bounded by 3 sequence boundaries (SH10, SH8b and SH8) and 2 maximum flooding surfaces (MFS1 and MFS2). The study results have identified the variation of sedimentary facies and reconstructed the model of depositional environment for each system tracts. In general, the depositional environment of D sequence is dominated by fluvial and marginal lacustrine facies in the southeast and shallow to deep lacustrine facies in the western and northwestern parts. Sediment supply is mainly from Con Son swell and local basement high structure in the southeastern part. The study results also indicate that recent discoveries in B formation are mainly related to marginal lacustrine sandstone reservoir forming during the lowstand period of MFS1-SH8b system tracts.

Key words: *Facies and depositional environment, D sequence, Late Oligocene, Block 09-3/12, Cuu Long basin.*

CÔNG NGHỆ XỬ LÝ ACID VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG CÁC VĨA DẦU CÓ NHIỆT ĐỘ CAO Ở THỀM LỤC ĐỊA NAM VIỆT NAM

Từ Thành Nghĩa¹, Nguyễn Thúc Kháng², Lê Việt Hải¹
Nguyễn Quốc Dũng¹, Nguyễn Văn Trung¹, Phan Đức Tuấn¹

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro"

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Các mỏ dầu ở thềm lục địa Nam Việt Nam đang bước vào giai đoạn cuối của quá trình khai thác, sản lượng sụt giảm nghiêm trọng do sự suy giảm năng lượng tự nhiên của vỉa, độ thấm của vùng cận đáy giếng giảm (ảnh hưởng của nhiễm bẩn vô cơ và hữu cơ). Nhằm gia tăng sản lượng khai thác, các phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng đã được nghiên cứu và áp dụng, đặc biệt là tại các giếng có nhiệt độ vỉa cao.

Trên cơ sở nghiên cứu, lựa chọn và áp dụng phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng cho các giếng thuộc đối tượng tầng móng và collector lục nguyên (Miocene dưới, Oligocene trên, Oligocene dưới), các phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng đã được ứng dụng tại các mỏ dầu ở thềm lục địa Nam Việt Nam. Kết quả nghiên cứu lựa chọn và áp dụng công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng tại mỏ Bạch Hổ đã và đang mang lại hiệu quả gia tăng sản lượng khai thác dầu khí chủ yếu cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro".

Từ khóa: Vùng cận đáy giếng, nhiễm bẩn, xử lý acid, vỉa dầu có nhiệt độ cao, nhũ tương dầu - acid, bột - acid, không có tính acid, mỏ Bạch Hổ.

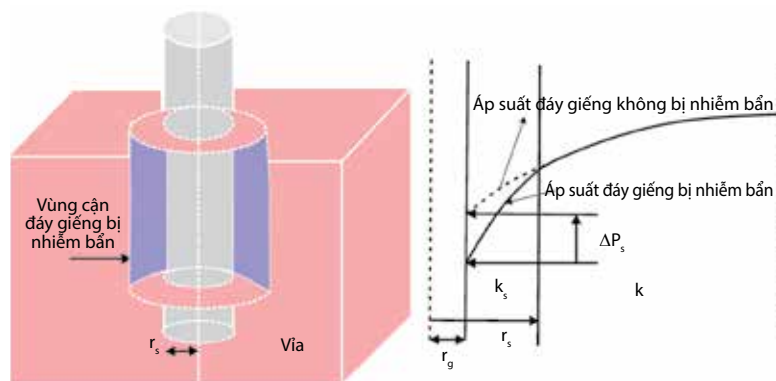
1. Giới thiệu

Vùng cận đáy giếng là vùng vỉa sản phẩm xung quanh giếng khoan, nơi ảnh hưởng nhiều nhất trong việc suy giảm áp suất dưới tác động của các yếu tố gây nhiễm bẩn (Hình 1). Khoảng từ 30 - 50% sự suy giảm áp suất thường xảy ra trong vùng này. Vùng cận đáy giếng được coi là vùng vỉa xung quanh giếng có bán kính khoảng 0,9 - 1,5m (3 - 5ft). Tuy nhiên, khu vực chịu nhiễm bẩn lớn nhất, đóng vai trò trong sự suy giảm áp suất thường không vượt quá vài inch (khoảng 5 - 9cm). Với giếng khoan được chống ống khai thác có đường kính 140mm và độ thấm thấu vùng vỉa xung quanh giếng đồng nhất, thì ở khoảng cách 5cm cách thành giếng, trở lực dòng chảy đã cao gấp 8 lần so với trở lực này ở khoảng cách 1m.

Có nhiều nguyên nhân dẫn đến nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng trong quá trình khoan, khai thác, xử lý vùng cận đáy giếng và sửa giếng... Dựa trên thành phần của các chất và hợp chất gây ra nhiễm bẩn, có thể chia thành 2 loại nhiễm bẩn vô cơ và nhiễm bẩn hữu cơ.

Nhiễm bẩn vô cơ hình thành tự nhiên từ

các thành phần trong nước khai thác hoặc đất đá thành hệ. Cặn sa lắng được tạo thành từ các chất vô cơ khác nhau, nhưng chủ yếu là lắng đọng cặn CaCO_3 , BaSO_4 và CaSO_4 . Cặn sa lắng này có thể hình thành trong điều kiện khai thác tự nhiên hoặc do các nguồn nước không tương thích (kết quả của việc khai thác nhiều tầng sản phẩm, nước bơm ép hoặc dung dịch có nguồn gốc từ nước được bơm vào giếng thông qua kích thích vỉa như nút vỉa thủy lực, loại bỏ lắng đọng muối, quá trình đập giếng...). Sự đa dạng của các thành phần vật liệu trong thành hệ vỉa gồm: cát, bột kết và sét có thể xâm nhập qua thành hệ, gây bít nhét các kênh dẫn và ảnh hưởng đến lưu lượng khai thác của giếng. Những hạt vật liệu này dính ướt dầu và tích tụ thành một khối lớn, xâm nhập và tích lũy trong vùng cận đáy giếng. Chất lỏng và khí trong vỉa phải di chuyển qua các kênh dẫn bị bít nhét để đến đáy giếng dẫn đến việc nhiễm bẩn tích tụ theo thời gian và làm giảm sản lượng khai thác của giếng.



Hình 1. Vùng cận đáy giếng và sự suy giảm áp suất đáy khi giếng bị nhiễm bẩn [1]



Nhiễm bẩn hữu cơ được hình thành tự nhiên từ các thành phần của dầu. Paraffin là hợp chất chỉ bao gồm nguyên tử C và H với chuỗi carbon mạch dài có số carbon từ C_{18} - C_{20} lên đến C_{70} hoặc cao hơn. Asphaltene là hợp chất dị nguyên tố, chứa đồng thời carbon, hydro và các thành phần chiếm tỷ lệ nhỏ như lưu huỳnh, oxy, nitrogen và các kim loại nặng khác. Các thành phần có trọng lượng phân tử cao trong dầu thô ở trạng thái cân bằng trong điều kiện vỉa bình thường. Khi dầu thô được khai thác thì trạng thái cân bằng này bị phá vỡ do nhiệt độ và áp suất giảm, sự hòa trộn của khí và lỏng, xử lý acid, làm nóng dầu và các hoạt động khác tác động lên vỉa. Việc làm lạnh và suy giảm nhiệt độ sẽ thúc đẩy lắng đọng paraffin. Cơ chế chính của lắng đọng asphaltene là sự suy giảm áp suất và xuất hiện của các chất lỏng không tương thích.

Trong thực tế khai thác mỏ dầu khí, các thành phần gây nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng không chỉ tồn tại riêng biệt ở dạng vô cơ hoặc hữu cơ mà tồn tại đồng thời ở cả nhiễm bẩn vô cơ và hữu cơ. Để lựa chọn công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng phù hợp phải xác định nguồn gốc chính của cơ chế gây nhiễm bẩn và thành phần của tác nhân gây nhiễm bẩn.

2. Hóa phẩm xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng

Các hỗn hợp acid chủ yếu được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng là dung dịch acid muối và acid sét. Dung dịch acid muối chứa acid clohydric (HCl) và acid acetic (CH_3COOH), còn dung dịch acid sét chứa acid flohydric (HF), HCl và CH_3COOH .

- HCl: Hòa tan thành phần carbonate của đá chứa, các lắng đọng muối vô cơ, hòa tan một phần sét đá chứa và sét gây bồi lắng nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Trong hệ acid sét, HCl đóng vai trò ngăn ngừa các hiện tượng: tạo gel lắng đọng từ các hợp chất sắt; kết tủa muối CaF_2 , MgF_2 ; tạo gel của $Si(OH)_4$. HCl kỹ thuật có nồng độ 28 - 32% phù hợp với tiêu chuẩn TY 6-01-714-77, GOST 857-78.

- HF nằm trong thành phần của acid sét và có tính nguy hiểm, độ độc hại cao (độc nguy hiểm thuộc nhóm III). Các hãng sản xuất đưa ra các loại HF kỹ thuật có nồng độ phù hợp với tiêu chuẩn TY 608-236-77 với hàm lượng HF < 30%. Tác dụng của HF là hòa tan các khoáng sét, thạch anh, aluminosilicate trong thành phần đá chứa hoặc vật liệu nhiễm bẩn trong vỉa hoặc trên bề mặt vỉa.

- CH_3COOH có nồng độ 99,9% phù hợp với tiêu chuẩn GOST 6968-76. Tác dụng tạo hiệu ứng đệm, ổn định pH của hệ acid (≤ 2) để ngăn ngừa sự lắng đọng gel hydroxide của sắt, nhôm và một số ion kim loại khác. Ở

nồng độ > 4%, CH_3COOH có tác dụng làm giảm tốc độ phản ứng, tăng chiều sâu xâm nhập.

Ngoài các hóa phẩm chủ yếu này, trong hỗn hợp dung dịch acid muối, acid sét còn chứa các chất ức chế ăn mòn nhằm làm giảm độ ăn mòn của dung dịch acid lên các thiết bị lòng giếng; chất hoạt tính bề mặt làm giảm sức căng bề mặt tiếp xúc giữa các pha, phân tán và tách các phần tử rắn ra khỏi vùng tác động, ổn định sét, loại trừ khả năng thành tạo goudron (nhựa đường), giảm cản trở chảy thấm của dung dịch acid vào vỉa, ngăn ngừa sự tạo thành vi nhũ tương trong vỉa; chất ổn định các khoáng vật sét, ngăn ngừa sự lắng đọng hydroxide sắt, nhôm... và loại trừ khả năng thành tạo gel hydroxide.

3. Công nghệ xử lý acid ở vùng cận đáy giếng có nhiệt độ cao

3.1. Các phương pháp xử lý acid vùng cận đáy giếng

Để gia tăng dòng chảy của dầu - khí từ vỉa vào đáy giếng cần có các giải pháp công nghệ và kỹ thuật tác động lên vùng cận đáy giếng với mục đích tăng độ thấm thấu của đất đá. Dựa vào tác động lên vùng cận đáy giếng, có 4 phương pháp làm tăng độ thấm thấu của đất đá là: hóa học, cơ học, vật lý và nhiệt học. Để kết quả xử lý tốt hơn có thể sử dụng phương pháp xử lý hỗn hợp. Việc lựa chọn phương pháp tác động lên vùng cận đáy giếng được xác định theo các điều kiện của vỉa và từng mỏ cụ thể, trạng thái kỹ thuật của giếng, thành phần đất đá.

Tại Việt Nam, phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng được áp dụng phổ biến là phương pháp hóa học, trong đó chủ yếu là xử lý bằng acid.

3.1.1. Phương pháp xử lý bằng hỗn hợp dung dịch acid muối

Đối với vỉa dầu khí có đá vôi và dolomite, xử lý bằng dung dịch acid muối rất hiệu quả. Tuy nhiên, có những hỗn hợp khi tác động với acid sẽ tạo nên những chất cặn lắng đọng, không hòa tan trong dung dịch acid trung hòa sau phản ứng, làm giảm độ thấm thấu vùng cận đáy giếng:

- $Fe(OH)_3$ không hòa tan được tạo thành do kết quả thủy phân chất $FeCl_3$;
- H_2SO_4 tác động với $CaCl_2$ tạo nên thạch cao ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$);
- Một số hóa chất ức chế ăn mòn kim loại (ví dụ, chất PB-5) được bỏ vào dung dịch;
- HF tác động với $CaCO_3$ tạo nên muối không hòa tan CaF_2 .

Vì HCl có tính hoạt hóa cao nên khi xử lý giếng thường chọn HCl nồng độ khoảng 10 - 15% (tùy điều kiện cụ thể). Nếu dùng HCl có nồng độ cao thì dung dịch này có thể ăn mòn thiết bị đầu giếng, thiết bị lòng giếng và dung dịch acid trung hòa có độ nhớt cao gây khó khăn trong quá trình gọi dòng sản phẩm.

3.1.2. Phương pháp xử lý bằng hỗn hợp dung dịch acid sét

Dung dịch acid muối chủ yếu được dùng để xử lý đất đá có chứa hàm lượng lớn CaCO_3 , $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$. Đối với collector lục nguyên dùng hỗn hợp HF, HCl và các chất hóa học bổ sung trên để xử lý. HF tác dụng với thành phần chủ yếu SiO_2 (oxide silic) và $\text{H}_4\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_9$ (kaolinite) có trong collector lục nguyên.

Acid sét thường được dùng để xử lý collector lục nguyên với hàm lượng $\text{Ca} < 0,5\%$. Nếu acid này tác dụng với vữa đá vôi hoặc dolomite thì tạo nên các muối không hòa tan: $2\text{HF} + \text{Ca}^{2+} = \text{CaF}_2 + 2\text{H}^+$.

Khi lập kế hoạch để xử lý collector chứa sét cần chú ý nồng độ của từng loại acid trong hỗn hợp dung dịch acid tới sự trương nở của sét gây ảnh hưởng đến độ thẩm thấu của đất đá. Lượng sét hòa tan tỷ lệ thuận với hàm lượng HF (3 - 5%) nhưng phản ứng giữa sét với HF rất chậm. Vì vậy trong hỗn hợp, hàm lượng HF phải bảo đảm để tham gia tác động với đất đá, ngoài ra còn phải có CH_3COOH để tăng thời gian tác dụng của hỗn hợp với đất đá.

Để loại trừ các muối CaF_2 và MgF_2 tạo thành, trước khi xử lý collector lục nguyên có hàm lượng Ca, Mg đáng kể nên tiến hành xử lý bằng acid muối.

3.2. Công nghệ xử lý acid ở nhiệt độ cao

Các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Nam Việt Nam có đặc thù là dầu trong đá móng và các vỉa dầu có nhiệt độ cao. Nghiên cứu các đặc tính của từng đối tượng khai thác đối với Miocene dưới, Oligocene trên và Oligocene dưới của mỏ Bạch Hổ cho thấy:

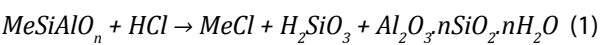
- Độ thẩm thấu nhỏ và trung bình (khoảng 0,08D và 0,031D tương ứng);
- Có nhiều tập vỉa (3 - 10 tập) và không đồng nhất;
- Ở các giếng có cột ống chống khai thác đến tận đáy giếng và vỉa sản phẩm được đục lỗ ống chống;
- Nhiệt độ vỉa cao, khoảng 90 - 150°C.

Tầng móng của mỏ Bạch Hổ dạng khối chứa collector granite nứt nẻ có hang hốc và lỗ rỗng, trong đó các khe nứt và vi khe nứt là kênh chứa dầu. Các khe nứt và vi khe nứt có chiều dày 0,3 - 3mm; độ rỗng khoảng 3 - 5% và độ thẩm thấu thay đổi trong phạm vi rộng từ 0,004 - 464D (thông thường là 0,135D). Nhiệt độ vỉa dao động trong khoảng 130 - 155°C và áp suất vỉa thay đổi từ 200 - 320at (đo ở độ sâu 3.650m). Theo kết quả nghiên cứu, đá móng mỏ Bạch Hổ được tạo thành chủ yếu từ đá granite, ngoài ra còn có granodiorite, monzodiorite thạch anh, diorite, diorite thạch anh.

Các đá tầng móng mỏ Bạch Hổ bị tác động bởi những quá trình kiến tạo, thủy nhiệt, phong hóa... hình thành các lỗ hổng, khe nứt và vi khe nứt, trong đó có chứa nhiều khoáng vật thứ sinh, chủ yếu là zeolite, feldspar được biến đổi từ plagioclase (Bảng 1).

Ngoài ra, các khoáng vật thứ sinh trong các khe nứt của đá móng còn có: quartz, albite, epidote, calcite, barite, kaolinite, feldspar...

Phương trình phản ứng đặc trưng của các khoáng vật này được thể hiện qua phản ứng của aluminosilicate với HCl:



Với:

Me: Bất kỳ các kim loại (Ca, Mg, Na, K);

H_2SiO_3 : Gel silica acid;

$\text{Al}_2\text{O}_3.n\text{SiO}_2.n\text{H}_2\text{O}$: Hydrogel magnesium oxide-silica oxide.

Bảng 1. Thành phần khoáng vật đá móng mỏ Bạch Hổ

Khoáng vật (%)	Granite	Monzonite thạch anh	Grano-diorite	Monzodiorite thạch anh	Diorite	Diorite thạch anh
Plagioclase	20 - 47	30 - 40	40 - 54	43 - 62	62 - 68	62 - 80
Feldspar kali	20 - 50	30 - 45	16 - 28	10 - 28	3 - 5	2 - 7
Thạch anh	25 - 40	5 - 18	18 - 24	10 - 17	≤ 5	7 - 17
Biotite	2 - 10	5 - 13	6 - 10	5 - 13	13 - 15	3 - 10
Muscovite	0 - 3	-	-	-	-	-
Amfibol	0 - 2	0 - 3	0 - 3	0 - 18	5 - 10	3 - 10
Loại plagioclase	Oligoclase đến andesite	Oligoclase andesite	Oligoclase andesite	Oligoclase andesite	Andesite	Andesite

Khi tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng bằng các acid thông thường ở điều kiện nhiệt độ vừa cao thường gặp phức tạp về:

- Ăn mòn các thiết bị lòng giếng;
- Lượng acid bị tiêu hao nhanh chóng cho phản ứng với đất đá. Kết quả là dung dịch tiếp tục xâm nhập vào vỉa nhưng với nồng độ thấp hơn và có chứa một lượng đáng kể sản phẩm phản ứng. Quá trình đó đã làm giảm độ sâu tác động của dung dịch acid vào vỉa;

- Sự tạo thành các kết tủa thứ cấp.

Do vậy, khi tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng bằng acid trong điều kiện nhiệt độ vừa cao cần giải quyết các vấn đề sau:

- Dung dịch acid tác động sâu vào trong vỉa;
- Ngăn ngừa dung dịch acid ăn mòn các thiết bị lòng giếng;
- Chống kết tủa thứ cấp.

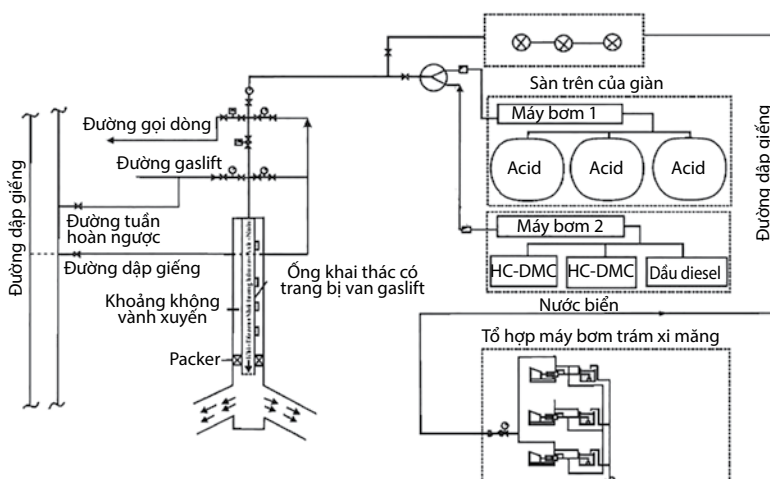
Các giải pháp xử lý vùng cận đáy giếng hiện nay thường sử dụng chất ức chế ăn mòn kim loại để xử lý giếng bằng acid trong điều kiện nhiệt độ vừa cao. Dung dịch nhũ tương dầu - acid được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng trong điều kiện vỉa có nhiệt độ cao ($\approx 150^{\circ}\text{C}$) mang lại kết quả đáng kể. Ngoài ra, công nghệ xử lý bằng dung dịch bọt - acid, non-acid cũng được nghiên cứu và áp dụng.

3.2.1. Công nghệ xử lý bằng dung dịch nhũ tương dầu-acid

Nhũ tương dầu - acid gồm 2 pha: acid và hydrocarbon (có thể là dầu thô hoặc diesel). Acid là chất phân tán, còn dầu thô là môi trường phân tán nhờ các chất tạo nhũ tương (chất disolvan).

Khi bề mặt tiếp xúc giữa acid trong hỗn hợp nhũ tương dầu - acid và đất đá giảm thì hỗn hợp này sẽ đi vào trong vỉa sâu hơn so với hỗn hợp acid bình thường, đồng thời giảm khả năng ăn mòn kim loại của dung dịch acid khi tác động với thiết bị lòng giếng.

Tùy vào tỷ lệ pha chế mà có các loại nhũ tương - acid khác nhau, thông thường pha từ 60 - 70% dung dịch acid và 40 - 30% dầu thô.



Hình 2. Sơ đồ nguyên lý bố trí thiết bị xử lý vùng cận đáy giếng bằng nhũ tương dầu - acid [1]

Trong dung dịch nhũ tương dầu - acid, dung dịch acid thường dùng là acid muối hoặc acid sét [2].

Tùy điều kiện địa chất - kỹ thuật cụ thể của giếng trước khi xử lý mà lựa chọn các sơ đồ công nghệ xử lý khác nhau (Hình 2).

3.2.2. Công nghệ xử lý bằng dung dịch bọt - acid

Tạo dung dịch bọt - acid bằng cách nạp khí vào dung dịch acid muối (hoặc acid sét) và cho thêm các chất hoạt tính bề mặt. Dung dịch bọt - acid có các ưu điểm sau:

- Dung dịch bọt - acid làm chậm tốc độ hòa tan giữa dung dịch với đất đá do giảm bề mặt tiếp xúc giữa acid và đất đá nhờ các bọt khí, dẫn đến tăng chiều sâu tác động của dung dịch acid trong vỉa;

- Khi cho thêm chất hoạt tính bề mặt vào acid ngậm khí, dung dịch bọt - acid tạo thành ổn định và đảm bảo ngăn ngừa sự tích tụ các bọt khí (hoặc không khí) khi chuyển động với acid dọc theo cột ống khai thác và ở trong vỉa, giảm sức căng bề mặt trên ranh giới ngăn cách dầu - dung dịch acid trung hòa;

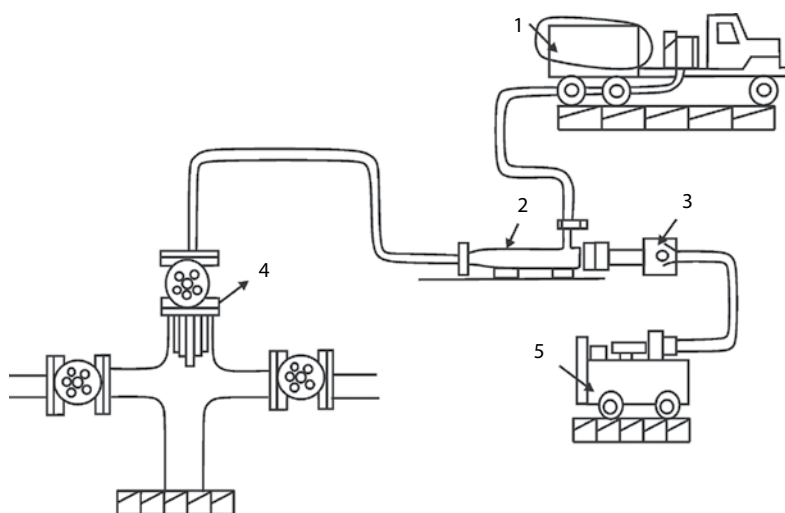
- Tỷ trọng của dung dịch bọt - acid nhỏ (0,3 - 0,8), các tính chất cấu trúc cơ học và độ nhớt lớn nên làm tăng đáng kể khả năng tác động của acid lên toàn bộ bề dày của vỉa sản phẩm được mở; có khả năng bơm ép sâu vào trong vỉa và sau khi xử lý, dễ gọi được dòng sản phẩm giếng;

- Trong quá trình gọi dòng, áp suất ở trong vùng cận đáy giếng giảm và các bọt khí nở ra tạo nên dòng chảy dầu khí mạnh có tác dụng rửa sạch các sản phẩm phản ứng trong các lỗ rỗng, khe nứt của đất đá sau khi xử lý;

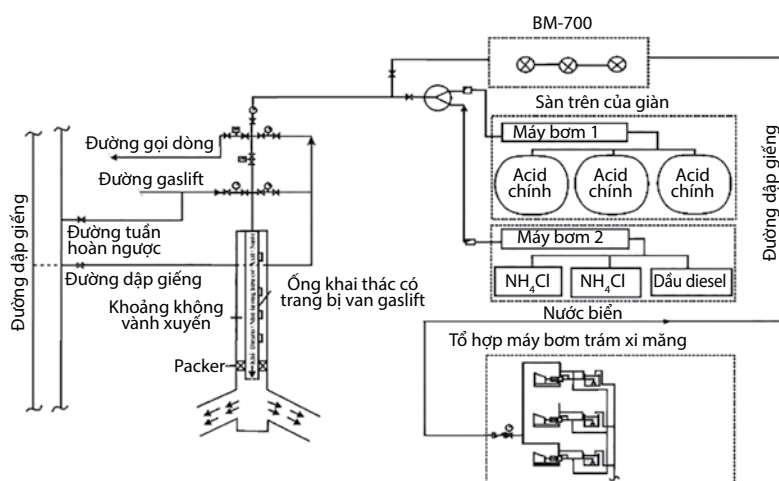
- Trong điều kiện nhiệt độ vừa cao, các bọt - acid kéo dài thời gian hòa tan của dung dịch acid với đất đá.

Do vậy, dung dịch bọt - acid được sử dụng để xử lý vùng cận đáy giếng trong điều kiện vỉa có nhiệt độ cao.

Sơ đồ liên kết thiết bị bề mặt để tiến hành xử lý giếng bằng bọt - acid thể hiện trong Hình 3.



Hình 3. Sơ đồ liên kết thiết bị bề mặt để tiến hành xử lý giếng bằng bột - acid [1]. 1 - Máy bơm acid; 2 - Thiết bị tạo bột; 3 - Van ngược; 4 - Đầu miệng giếng; 5 - Máy nén khí.

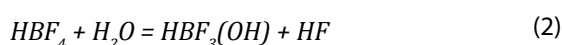


Hình 4. Sơ đồ thiết bị xử lý vùng cận đáy giếng bằng công nghệ non-acid [1]

3.2.3. Công nghệ xử lý bằng dung dịch không có tính acid để tạo acid ở đáy giếng (non-acid)

Bản chất của phương pháp này là xử lý vùng cận đáy giếng bằng dung dịch acid được tạo thành tại đáy giếng khi bơm các thành phần không có tính acid vào giếng. Công nghệ xử lý này được gọi là công nghệ xử lý non-acid [3].

Acid được tạo thành trong vỉa khi bơm hợp chất HBF_4 và nước vào vùng cận đáy giếng. Phản ứng giữa HBF_4 và H_2O tạo ra HF như sau:



Trong thời điểm nhất định, chỉ có một lượng giới hạn HF được tạo ra trong dung dịch. Lượng acid tiêu hao do phản ứng với khoáng vật vỉa được nhanh chóng bù lại từ phản ứng thủy phân HBF_4 . Do đó, khả năng hòa tan của HBF_4 khá cao (8% HBF_4 tương đương khoảng 2% HF).

Ở trong điều kiện vỉa, hệ acid này phản ứng như hệ HF/HCl pha loãng (có hàm lượng HF thấp hơn 1%) [4].

So với hệ HF/HCl thông thường, hệ acid tạo thành từ HBF_4 và H_2O có ưu điểm vượt trội như: hạn chế khả năng ăn mòn cột ống khai thác, ống chống khai thác trong quá trình bơm acid; duy trì được nồng độ acid và ngăn ngừa hiện tượng kết tủa.

Hình 4 thể hiện sơ đồ thiết bị xử lý vùng cận đáy giếng bằng công nghệ non-acid.

4. Kết quả áp dụng các công nghệ xử lý acid ở nhiệt độ vỉa cao tại mỏ Bạch Hổ

Trong giai đoạn 1992 - 2015, mỏ Bạch Hổ đã tiến hành 267 lần xử lý vùng cận đáy giếng cho các giếng khai thác có nhiệt độ vỉa cao. Trong đó, có 228 lần xử lý bằng nhũ tương dầu - acid với tỷ lệ thành công 79%, 11 lần xử lý bằng dung dịch bột - acid với tỷ lệ thành công 73% và 2 lần xử lý bằng dung dịch non-acid với tỷ lệ thành công 100% (Bảng 2).

Bảng 3 thể hiện tỷ lệ xử lý thành công vùng cận đáy giếng bằng acid theo các đối tượng khai thác. Mức độ thành công cao nhất là xử lý bằng nhũ tương dầu - acid gốc acid sét ở các giếng khai thác thuộc Miocene dưới, Oligocene trên. Ở đối tượng Oligocene dưới, khối lượng xử lý acid trong các giếng khai thác chủ yếu là xử lý bằng nhũ tương dầu - acid (trên gốc dung dịch acid sét) với tỷ lệ thành công đạt 85%, bột - acid đạt 100%. Đối với tầng móng, xử lý vùng cận đáy giếng bằng nhũ tương dầu - acid (trên gốc dung dịch acid sét), nhũ tương khí - dầu - acid và xử lý bằng bột - acid, acid sét thông thường cho hiệu quả cao hơn cả.

Nguyên nhân xử lý không thành công ở giếng khai thác có thể do áp suất vỉa thấp dẫn tới quá trình gọi dòng giếng sau xử lý bị kéo dài khiến sản phẩm phản ứng nằm lâu trong vỉa, ảnh hưởng xấu tới kết quả của xử lý do tồn tại ở dạng gel hoặc các hợp chất khó tan trực tiếp gây nhiễm bẩn thành hệ, làm giảm sản lượng giếng.

Bảng 2. Thống kê các giếng khai thác có nhiệt độ vỉa cao được xử lý vùng cận đáy giếng theo các phương pháp [3]

TT	Phương pháp	Số lần xử lý (lần)	Số lần xử lý thành công (lần)	Tỷ lệ xử lý thành công (%)
1	Nhũ tương dầu - acid	228	180	79
2	Bột - acid	11	8	73
3	Non - acid	2	2	100

Bảng 3. Các chỉ số hiệu quả của xử lý acid theo đối tượng khai thác (1988 - 2015) [3]

Đối tượng	Dạng xử lý acid	Trong các giếng khai thác	
		Khối lượng xử lý	Tỷ lệ xử lý thành công (%)
Miocene dưới	Acid muối	1	0
	Acid sét	38	45
	Nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét)	10	70
	Bột - acid	2	50
Oligocene trên	Nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét)	14	57
	Acid muối	2	50
	Acid sét	37	57
	Acid muối	1	0
Oligocene dưới	Acid sét	56	41
	Nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét)	123	85
	Bột - acid + hóa phẩm DMC	3	67
	Bột - acid	3	100
	Acid muối	4	0
Tầng móng	Acid sét	82	72
	Nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét)	75	85
	Nhũ tương khí - dầu - acid	6	83
	Bột - acid	3	67
	Non - acid	2	100

Bảng 4. Các đặc tính thạch học và nhiệt động lực học của các đối tượng vỉa mỏ Bạch Hổ [3]

TT	Thông số	Miocene dưới	Oligocene trên	Oligocene dưới	Móng
1	Thành phần thạch học	Cát kết hạt vừa và nhỏ, bột kết, kết hợp với các lớp sét, hàm lượng carbonate rất ít	Cát kết, bột kết, bùn...	Cát kết, bột kết, bùn...	Granite, granodiorite...
2	Hàm lượng carbonate (%)	0,3 - 0,8	5 - 9	0,5 - 2	-
3	Hàm lượng sét (%)	10 - 13	12 - 18	8 - 15	-
4	Độ thấm trung bình (mD)	20	25	23,6	(0,135)
5	Độ rỗng trung bình (%)	19	16	14,7	4
6	Độ sâu giếng (m)	4.200	4.540	4.650	5.000
7	Áp suất vỉa (mPa)	7,8 - 29,1	6,6 - 26,5	8,5 - 31,4	20 - 32
8	Nhiệt độ vỉa (°C)	78 - 118	95 - 131	135 - 140	130 - 155
9	Tỷ trọng dầu (g/cm³)	0,71 - 0,77	0,746 - 0,857	0,558 - 0,68	0,667 - 0,721
10	Hàm lượng paraffin và asphaltene trong dầu (%)	10,6 - 35	12,4 - 45	3,3 - 24,7	-
11	GOR (m³/t)	40 - 250	67 - 120	130 - 275	100 - 324,9
12	Loại dung dịch dập giếng	Nước biển	Nước biển	Nước biển	Nước biển
		CaCl ₂ hòa tan	CaCl ₂ hòa tan	CaCl ₂ hòa tan	CaCl ₂ hòa tan
13	Loại hoàn thiện giếng	Chống ống bắn mở vỉa			Chống ống bắn mở vỉa hoặc thân trần
14	Mật độ lỗ bắn (shot/m)	16 hoặc 20	16 hoặc 20	16 hoặc 20	16 hoặc 20

5. Kết luận

Trên cơ sở nghiên cứu, Vietsovpetro đã lựa chọn và áp dụng thành công nhiều phương pháp xử lý acid cho các đối tượng tầng móng và collector lục nguyên (Miocene dưới, Oligocene trên, Oligocene dưới) của mỏ Bạch Hổ.

Từ kết quả thực tiễn áp dụng công nghệ, một số phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng hiệu quả cho các giếng có nhiệt độ cao theo đối tượng khai thác được đề xuất: Miocene dưới - nhũ tương dầu acid (gốc acid sét), Oligocene trên - nhũ tương dầu acid (gốc acid sét) hoặc acid sét, Oligocene dưới - nhũ tương dầu acid (gốc acid sét) hoặc bột - acid, tầng móng - nhũ tương dầu - acid (gốc acid sét) hoặc acid sét, bột - acid.

Với sự tương đồng về đặc tính địa chất ở các mỏ thuộc thềm lục địa Nam Việt Nam, các phương pháp xử lý áp dụng ở Vietsovpetro đã được các nhà thầu dầu khí khác ứng dụng, giúp gia tăng đáng kể sản lượng khai thác.

Tài liệu tham khảo

1. Từ Thành Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, Lê Việt Hải, Dương Danh Lam, Nguyễn Quốc Dũng, Nguyễn Văn

Trung, Phan Đức Tuấn. Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Nam Việt Nam. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2016.

2. Dương Danh Lam, Nguyễn Thúc Kháng, nnk. Công nghệ xử lý bằng nhũ tương khí - dầu - acid vùng cận đáy giếng thuộc đối tượng tầng móng mỏ Bạch Hổ trong điều kiện áp suất vừa cao. Giải pháp sáng kiến cải tiến kỹ thuật - hợp lý hóa sản xuất. Vietsovpetro. 1997.

3. Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro. Báo cáo thử nghiệm đề tài công nghệ mới "Công nghệ tăng sản lượng khai thác dầu nhờ bơm các thành phần không có tính acid để tạo thành hỗn hợp acid tại đáy giếng khi tiến hành xử lý vùng cận đáy vừa". 2011.

4. Dương Danh Lam, Lê Việt Hải, Nguyễn Quốc Dũng, nnk. Xử lý vùng cận đáy giếng bằng công nghệ bơm các thành phần không có tính acid để tạo thành hỗn hợp acid tại đáy giếng. Giải pháp sáng kiến cải tiến kỹ thuật - hợp lý hóa sản xuất. Vietsovpetro. 2012.

NEAR-WELLBORE ACID TREATMENT TECHNOLOGY FOR HIGH TEMPERATURE OIL RESERVOIRS IN THE CONTINENTAL SHELF OF SOUTHERN VIETNAM

Tu Thanh Nghia¹, Nguyen Thuc Khang², Le Viet Hai¹
Nguyen Quoc Dung¹, Nguyen Van Trung¹, Phan Duc Tuan¹

¹Vietsovpetro

²Vietnam Petroleum Association

Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

Summary

Oil fields in the continental shelf of Southern Vietnam are entering the final stage of the production process with a sharp decline of oil production as a result of the depletion of reservoirs' natural energy and the decreasing permeability of the near-wellbore zone (caused by inorganic and organic damages). To increase oil production, many methods have been studied and applied for treatment of the near-wellbore zone, especially in high temperature wells.

Based on the study of near-wellbore treatment methods for basement and clastic reservoirs (Lower Miocene, Upper Oligocene, and Lower Oligocene), appropriate treatment methods have been selected and applied to oil fields in the continental shelf of Southern Vietnam. The results of study, selection and application of near-wellbore treatment technologies in Bach Ho field have helped increase the overall oil production of Vietsovpetro.

Key words: Near-wellbore zone, damage, acid treatment, high temperature reservoir, oil emulsion-acid, foam acid, non-acid, Bach Ho field.

SỬ DỤNG QUY HOẠCH TUYẾN TÍNH ĐỂ TÍNH TOÁN TỔN THẤT KINH TẾ KHI XẢY RA SỰ CỐ DỪNG HOẠT ĐỘNG CÁC PHÂN XƯỞNG CÔNG NGHỆ TRONG NHÀ MÁY LỌC DẦU

Nguyễn Thanh Sang, Đặng Thị Tuyết Mai, Trương Như Tùng
 Nguyễn Hữu Lương, Châu Khiếu Hân, Trần Vĩnh Lộc
 Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: sangnt.pvpro@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Việc dừng hoạt động một phân xưởng do sự cố rất hay gặp trong quá trình vận hành nhà máy lọc dầu và gây ra thiệt hại, tổn thất kinh tế nhất định (phụ thuộc vào cấu hình công nghệ, phân xưởng gặp sự cố, thời gian dừng hoạt động và các quyết định được đưa ra khi xảy ra sự cố). Do đó, việc tính toán tổn thất và tìm ra giải pháp tối ưu để giảm thiểu thiệt hại rất quan trọng. Bài báo giới thiệu phương pháp tính toán tổn thất và đề xuất phương án vận hành tối ưu dựa trên mô hình quy hoạch tuyến tính (Linear Programming Technique - LP) được phát triển bởi Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam trong một số kịch bản dừng hoạt động một số phân xưởng công nghệ của một nhà máy lọc dầu điển hình.

Từ khóa: Quy hoạch tuyến tính, phân xưởng công nghệ, nhà máy lọc dầu.

1. Giới thiệu

Quy hoạch tuyến tính là công cụ toán học dùng trong nghiên cứu phương pháp tìm giá trị nhỏ nhất hoặc lớn nhất của một hàm tuyến tính theo một số biến, thỏa mãn một số hữu hạn ràng buộc được biểu diễn bằng hệ phương trình và bất phương trình tuyến tính. Các phần mềm được xây dựng dựa trên công cụ quy hoạch tuyến tính hỗ trợ việc thiết lập mô hình quy hoạch tuyến tính trong nhà máy lọc dầu, đồng thời giải bài toán quy hoạch tuyến tính để đưa ra kết quả là cơ cấu các dòng sản phẩm trong nhà máy [1].

Phương trình tổng quát cho một bài toán với số ràng buộc m và số biến n được mô tả như sau [2]:

$$\text{Hàm tối đa } Z = \sum_{j=1}^n c_j X_j, \text{ với } \sum_{j=1}^n a_{ij} X_j \leq b_j \quad i = 1 \div m$$

$$\text{Hàm tối thiểu } Z = \sum_{j=1}^n c_j X_j, \text{ với } \sum_{j=1}^n a_{ij} X_j \geq b_j \quad i = 1 \div m$$

Hiện nay, chương trình quy hoạch tuyến tính chuyên dụng cho ngành công nghiệp lọc hóa dầu được cung cấp bởi: Honeywell Hi-Spec Solutions (RPMS - Refinery & Petrochemical Modeling System), AspenTech (PIMS - Process Industry Modeling System), Haverly (GRMPTS), Schneider Electric (Spiral Suite) và Princeps (PrincepsLP). Trong đó, hơn 75% nhà máy lọc dầu trên thế giới sử dụng phần mềm PIMS để hỗ trợ điều hành hoạt động của nhà máy [3].

LP được ứng dụng trong nhiều ngành công nghiệp khác nhau [2]:

- Tính toán thành phần hợp kim trong công nghiệp luyện kim;
- Tối ưu tỷ lệ phối trộn trong công nghiệp thực phẩm, ví dụ sản xuất thức ăn chăn nuôi từ một số thành phần với giá nguyên liệu khác nhau, đồng thời đảm bảo yêu cầu chất lượng (giá trị dinh dưỡng);
- Tối ưu hóa nguyên liệu thô trong công nghiệp xi măng;
- Cập nhật kế hoạch nhiệm vụ đội bay cho các công ty hàng không;
- Tối ưu hóa sản xuất trong công nghiệp xe hơi.

Trong công nghiệp dầu khí, mô hình quy hoạch tuyến tính được ứng dụng để tối ưu hóa hoạt động nhà máy lọc dầu đã được thực tế chứng minh là đem lại lợi ích kinh tế cao và được sử dụng rộng rãi trên thế giới. Một số lĩnh vực quan trọng trong công nghiệp lọc dầu áp dụng mô hình quy hoạch tuyến tính [4, 5]: Thiết kế cấu hình nhà máy lọc dầu; lựa chọn và đánh giá nguyên liệu dầu thô; lập kế hoạch vận hành ngắn hạn và dài hạn; đánh giá, thẩm tra dự án đầu tư nhà máy lọc dầu; đánh giá, thẩm tra những thỏa thuận khi chế biến và những hợp đồng thay đổi cơ cấu sản phẩm; đánh giá, thẩm tra công nghệ mới; điều khiển, tối ưu hóa hoạt động của nhà máy; phối trộn sản phẩm; quản lý tồn trữ hàng hóa; tối ưu hóa quá trình

cung cấp nguyên liệu, sản xuất và vận chuyển trong công nghiệp lọc dầu.

Ở Việt Nam, khi dừng vận hành phân xưởng hay nhà máy, việc tính toán tổn thất khi có sự cố thường được thực hiện dựa trên phương pháp thống kê và tính toán chênh lệch lượng sản xuất ở cuối tháng có sự cố so với tháng trước đó hoặc so với kế hoạch đề ra từ đầu tháng. Như vậy, lãnh đạo của nhà máy/công ty chỉ biết được tổn thất vào cuối chu kỳ báo cáo do vậy gây ra sự chậm trễ nhất định trong công tác điều hành và vận hành nhà máy.

Trong phạm vi nghiên cứu, nhóm tác giả ứng dụng mô hình quy hoạch tuyến tính để tính tổn thất khi có sự cố dừng phân xưởng trong nhà máy lọc dầu. Bằng cách thiết lập mô hình quy hoạch tuyến tính cho trường hợp cơ sở và các trường hợp dừng phân xưởng theo chu kỳ báo cáo tháng, nhóm tác giả xác định được chênh lệch về lợi nhuận giữa các trường hợp dừng hoạt động với trường hợp cơ sở và giá trị này được gọi là tổn thất của nhà máy trong tháng xảy ra sự cố. Mô hình này được xây dựng dựa trên phần mềm tự phát triển của Viện Dầu khí Việt Nam.

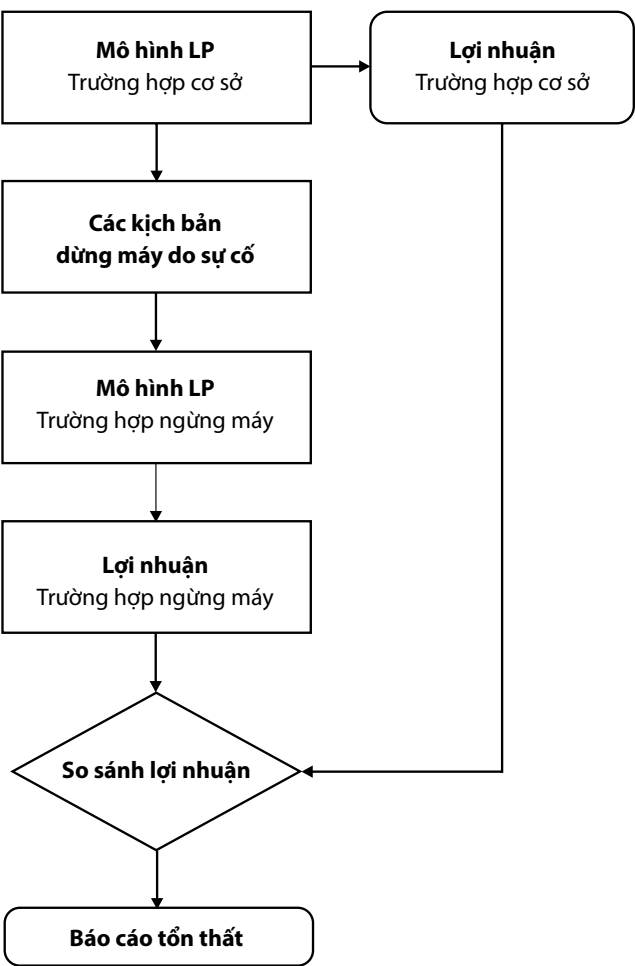
2. Phương pháp tính toán tổn thất kinh tế khi dừng vận hành một phân xưởng

Phương pháp được sử dụng để tính toán tổn thất kinh tế là dựa trên mô hình kế hoạch tháng. Tuy nhiên, nhà máy lọc dầu là một đối tượng động nên cần phải cập nhật liên tục để đảm bảo độ chính xác của mô hình đã thiết lập nhằm phản ánh đúng nhất thực tế vận hành nhà máy [6, 7].

Mô hình kế hoạch hàng tháng là một công cụ phổ biến cho phép một nhà máy lọc dầu đưa ra các quyết định vận hành phù hợp nhất và/hoặc các hành động khắc phục các thay đổi trên thị trường một cách kịp thời.

Trên thế giới nói chung và châu Âu nói riêng, các nhà máy lọc dầu đã sử dụng mô hình quy hoạch tuyến tính để xây dựng kế hoạch vận hành hàng tháng, đánh giá dầu thô, vận hành và tối ưu hóa nhà máy lọc dầu, quản lý tồn kho, quản lý và tính toán tổn thất kinh tế trong các trường hợp dừng hoạt động để các cấp lãnh đạo có những chỉ đạo kịp thời nhằm tối đa lợi nhuận, giảm thiểu tổn thất cho nhà máy [8 - 10]. Việc sử dụng mô hình tháng cũng giúp các nhà máy lọc dầu phản ứng nhanh với các sự cố bất thường khi dừng hoạt động khẩn cấp hay hỗ trợ ra quyết định đối với hoạt động kinh doanh hàng ngày.

Tính toán tối ưu bằng mô hình quy hoạch tuyến tính giúp các nhà máy lọc dầu đưa ra những quyết định kịp thời và thuyết phục nhằm giảm tổn thất cho nhà máy khi



Hình 1. Phương pháp tính toán tổn thất khi dừng hoạt động nhà máy lọc dầu

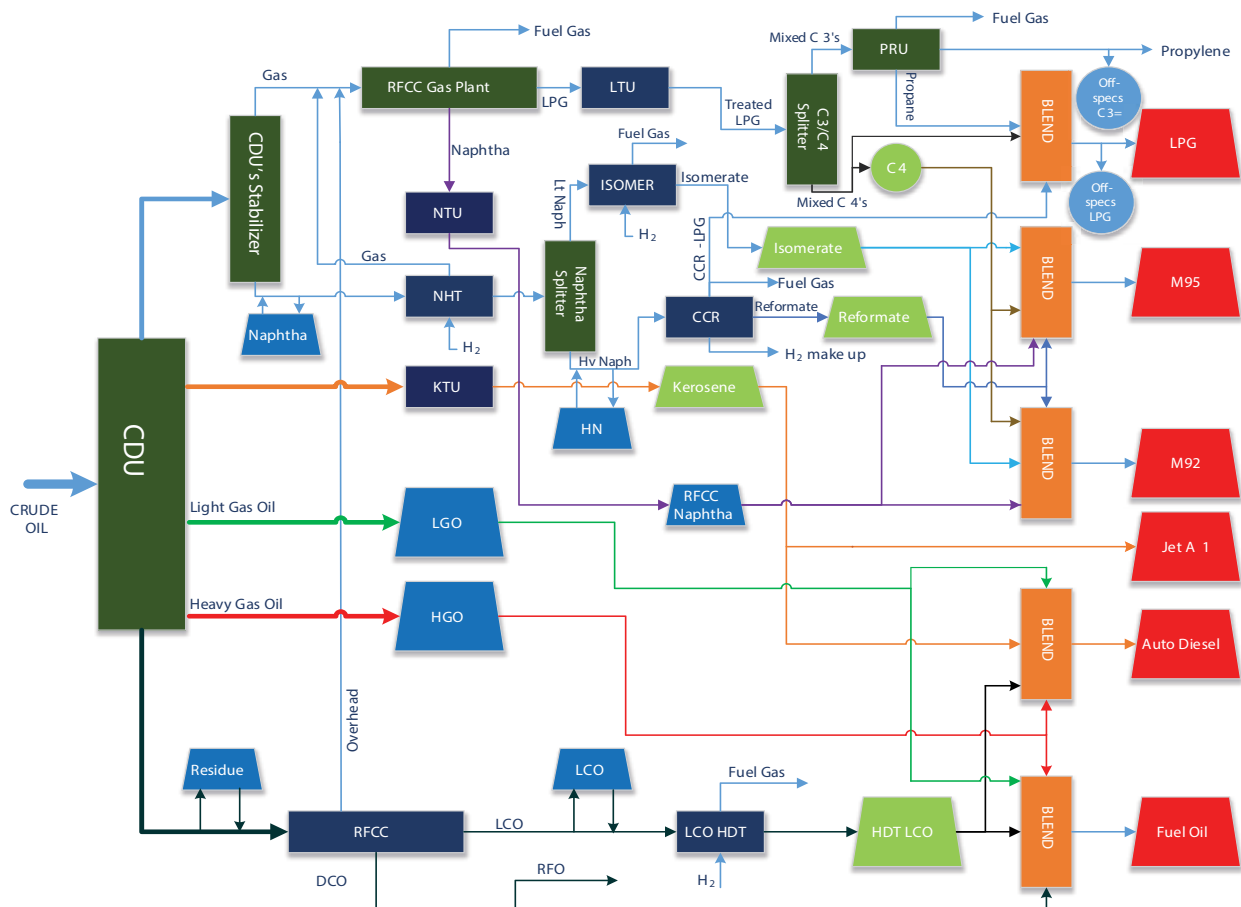
xảy ra quá trình dừng hoạt động để xử lý sự cố phát sinh đối với bất kỳ phân xưởng nào mà cụ thể là 3 phân xưởng chính CDU, RFCC và CCR. Mỗi nhà máy có cấu hình công nghệ riêng, tiêu chuẩn áp dụng cho các sản phẩm cũng không hoàn toàn giống nhau, do đó cần xây dựng mô hình quy hoạch tuyến tính cho từng nhà máy và dựa vào mô hình này để tính tổn thất và tối ưu cho nhà máy.

Phương pháp tính toán tổn thất kinh tế được mô tả tóm tắt trong Hình 1.

Mô hình quy hoạch tuyến tính cho trường hợp cơ sở được xây dựng dựa trên dữ liệu vận hành thực tế và sẽ được hiệu chỉnh cho một số trường hợp dừng hoạt động. Chênh lệch lợi nhuận giữa các trường hợp dừng hoạt động các phân xưởng với trường hợp cơ sở được xem là tổn thất của nhà máy.

2.1. Xây dựng mô hình quy hoạch tuyến tính cho trường hợp cơ sở

Các phân xưởng công nghệ chính của một nhà máy lọc dầu điển hình được xem xét trong nghiên cứu này gồm có: CDU, NHT, CCR, KTU, RFCC, LTU, NTU, PRU, ISOM,



Hình 2. Sơ đồ công nghệ của một nhà máy lọc dầu điển hình

LCO HDT. Sơ đồ công nghệ của nhà máy lọc dầu được trình bày trong Hình 2. Propylene sẽ làm nguyên liệu cho phân xưởng sản xuất polypropylene.

Thông tin cơ sở để xây dựng mô hình quy hoạch tuyến tính như sau:

- Nguyên liệu của nhà máy lọc dầu là hỗn hợp dầu thô có tỷ trọng 0,826. Công suất xử lý 4.708.409 thùng/tháng (~1.039 m³/giờ):
- Cân bằng vật chất tổng quát của quá trình được thiết lập dựa trên các dữ liệu về tính chất dầu thô và cân bằng vật chất tính toán của các phân xưởng công nghệ do nhà thiết kế cung cấp. Cân bằng vật chất của quá trình pha trộn tạo sản phẩm cuối được tính toán tối ưu hóa, thỏa mãn các quy định về chất lượng sản phẩm;
- Nhiên liệu sử dụng trong nhà máy từ các nguồn:
 - + Sản phẩm khí (fuel gas) sinh ra từ các phân xưởng trong nhà máy;
 - + Dầu DCO từ RFCC, tiêu thụ khoảng 50.313 thùng/tháng (~11,11 m³/giờ).
- Các sản phẩm sản xuất đạt tiêu chuẩn chất lượng theo quy định hiện hành.

Bảng 1. Giá nguyên liệu và sản phẩm áp dụng cho mô hình

TT	Nguyên liệu/sản phẩm	Giá (USD/thùng)
1	Dầu thô	57,79
2	Polypropylene	136,09
3	LPG	46,00
4	Xăng M95	79,37
5	Xăng M92	76,01
6	Nhiên liệu phản lực Jet A1	69,59
7	Nhiên liệu diesel 6	66,61
8	Nhiên liệu diesel 12	66,54
9	Dầu đốt	53,38

Nguồn: VPI, 2017

2.1.1. Hàm mục tiêu

Hàm mục tiêu được sử dụng là hàm tối đa lợi nhuận, trong đó:

$$\text{Lợi nhuận} = \sum(\text{giá sản phẩm}) \times (\text{lượng sản phẩm}) - \sum(\text{giá nguyên liệu}) \times (\text{lượng nguyên liệu})$$

2.1.2. Các thông số và ràng buộc xây dựng mô hình

Mô hình quy hoạch tuyến tính được xây dựng:

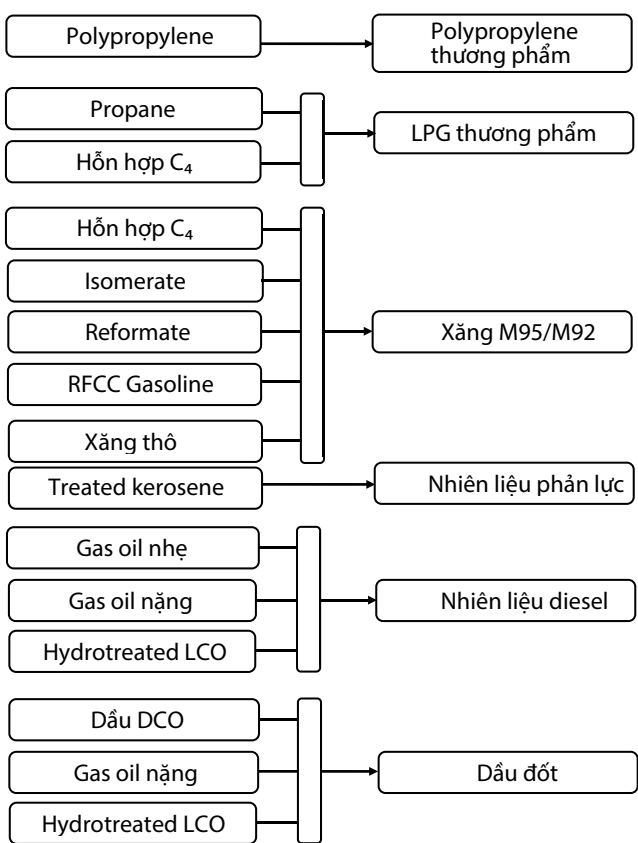
- Ràng buộc về cân bằng vật chất sản phẩm trung

gian qua các phân xưởng, gồm năng suất dòng sản phẩm và công suất của thiết bị xử lý. Phương trình cân bằng vật chất [4]:

(Lượng sản xuất + lượng tiêu thụ cho các phân xưởng)
- nguyên liệu = 0

- Sơ đồ phối trộn sản phẩm của nhà máy lọc dầu thể hiện trong Hình 3.

- Các ràng buộc về chất lượng sản phẩm sẽ tuân theo các ràng buộc về chỉ tiêu chất lượng sản phẩm của nhà máy;



Hình 3. Sơ đồ phối trộn sản phẩm của nhà máy lọc dầu

- Ràng buộc về nhu cầu nhiên liệu cho nhà máy: lượng DCO dùng làm nhiên liệu cho nhà máy khoảng 50.313 thùng/tháng (~11,11 m³/giờ);

- Khi pha trộn các dòng sản phẩm trung gian, tính chất của sản phẩm cuối thường có quan hệ theo quy luật tuyến tính với tính chất giữa các dòng thành phần. Tuy nhiên, có những tính chất không tuân theo quy luật này (như RVP, độ nhớt...) nên cần chuyển các tính chất này sang chỉ số pha trộn để có thể phối trộn theo các phương trình tuyến tính. Các chỉ số pha trộn của dòng thành phần và dòng sản phẩm sẽ tuân theo quy tắc pha trộn tuyến tính, trong đó lượng thành phần pha trộn và sản phẩm được tính theo thể tích. Các chỉ số pha trộn được tính toán thông qua công thức pha trộn sau:

$$Index = RefIndex \times \left(\frac{Number + RefConst}{RefNumber} \right)^{\frac{1}{\gamma}}$$

$$Number = RefNumber \times \left(\frac{Index}{RefIndex} \right)^{\gamma} - RefConst$$

Trong đó:

- Index: Chỉ số pha trộn;
- Number: Giá trị của tính chất;
- RefIndex, RefConst, RefNumber, γ : Các hằng số (phụ thuộc vào tính chất).

2.1.3. Kết quả mô hình quy hoạch tuyến tính và thực tế

Cơ cấu sản phẩm giữa kết quả giải mô hình quy hoạch tuyến tính được lập và số liệu thực tế nhà máy thể hiện trong Bảng 3.

Sai số giữa kết quả mô hình quy hoạch tuyến tính và số liệu thực tế nhà máy < 1% cho thấy mô hình quy hoạch tuyến tính phản ánh khá chính xác thực tế và đủ độ tin cậy để làm cơ sở thực hiện các đánh giá tiếp theo.

Bảng 2. Các hệ số trong phương trình pha trộn [5]

TT	Tính chất	Ký hiệu	RefIndex	RefNumber	RefConst	Gamma
1	Hàm lượng propane	PRP	1	1	0	0,9657
2	Áp suất hơi Reid	RVP	1	10	0	0,823638
3	MON	MON	1	1	0	0,736
4	Điểm chớp cháy	FPT	10	200	80	-0,1082
5	Điểm khởi	SMK	100	100	0,01729	-1
6	Điểm chảy	PPT	1	4500	4550	0,004
7	Điểm đông đặc	FRZ	1	4500	4550	0,004
8	Điểm sôi 90%, ASTM 86	90	1	250	7	0,045
9	Khác		1	1	0	1

Bảng 3. So sánh cơ cấu sản phẩm giữa kết quả giải mô hình và thực tế nhà máy [11]

TT	Sản phẩm	Số liệu thực tế (m ³ /giờ)	Tính toán (m ³ /giờ)	Sai số (%)
1	Polypropylene	24,58	24,68	0,41
2	LPG	105,99	106,76	0,72
3	Xăng M95	171,13	171,13	0,00
4	Xăng M92	270,74	267,45	-1,23
5	Nhiên liệu phản lực Jet A1	62,50	62,52	0,03
6	Nhiên liệu diesel 6	330,74	330,76	0,01
7	Nhiên liệu diesel 12	47,30	47,30	0,00
8	Dầu đốt FO	23,92	23,92	0,00
9	DCO làm nhiên liệu nội bộ	11,11	11,11	0,00

2.2. Xây dựng mô hình quy hoạch tuyến tính cho các trường hợp dừng hoạt động các phân xưởng công nghệ

Để đánh giá tổn thất kinh tế khi dừng hoạt động một phân xưởng công nghệ trong nhà máy lọc dầu, mô hình quy hoạch tuyến tính cần phải được điều chỉnh một số thông số, cụ thể:

- Chuyển đổi ràng buộc công suất vận hành tối đa của các phân xưởng từ chu kỳ ngày sang chu kỳ báo cáo theo tháng và giả sử 1 tháng sẽ tương ứng với 30 ngày;
- Phân xưởng X bất kỳ dừng hoạt động y ngày thì ràng buộc công suất vận hành (tối đa) được tính toán theo công thức:

$$\text{Ràng buộc công suất vận hành} = (\text{công suất tối đa}) \times \frac{(30 - y)}{30} \left(\frac{\text{thùng}}{\text{tháng}} \right)$$

- Mô hình phải đảm bảo pha trộn hết các cấu tử. Trong trường hợp có dư các sản phẩm trung gian cần đưa các sản phẩm này về bồn chứa sản phẩm trung gian của nhà máy. Theo số liệu thiết kế, bồn chứa sản phẩm trung gian đều được thiết kế cho 4 ngày vận hành bình thường của nhà máy. Do đó, trong trường hợp các phân xưởng dừng hoạt động dưới 4 ngày vẫn có thể đảm bảo các phân xưởng khác hoạt động bình thường và sản phẩm trung gian có thể sẽ được chứa trong các bồn chứa này;

- Kết quả từ mô hình quy hoạch tuyến tính gồm cơ cấu sản phẩm, lợi nhuận, công suất các phân xưởng sẽ được so sánh với trường hợp cơ sở nhằm tính được những tổn thất kinh tế trong trường hợp dừng phân xưởng.

Trong các trường hợp nghiên cứu, thời gian ngừng máy được chọn là số ngày dài nhất mà các phân xưởng có thể ngừng tối đa và công suất CDU không bị mất mát nhiều. Đây là nhiệm vụ của bộ phận điều độ sản xuất trong

nhà máy lọc dầu. Trong khi có sự cố, cần xem xét các bể chứa cấu tử trung gian cho nguyên liệu các phân xưởng RFCC, naphtha, cấu tử trung gian pha xăng... Trường hợp sự cố kéo dài hơn, sử dụng mô hình quy hoạch tuyến tính để xác định giải pháp tốt nhất để giảm thiểu tổn thất.

Theo số liệu thực tế vận hành tại nhà máy lọc dầu trong nước, các phân xưởng hay xảy ra sự cố phải dừng hoạt động gồm CDU, CCR và RFCC. Thời gian dừng hoạt động trung bình 3 ngày/tháng. Riêng đối với phân xưởng RFCC, do tính phức tạp về công nghệ và vận hành nên mỗi lần dừng máy phải mất từ 3 đến 5 ngày để xử lý sự cố và chạy lại. Do đó, trong phạm vi nghiên cứu của đề tài, nhóm tác giả sẽ xem xét 3 trường hợp dừng phân xưởng:

- Dừng hoạt động phân xưởng CDU 3 ngày/tháng;
- Dừng hoạt động phân xưởng CCR 3 ngày/tháng;
- Dừng hoạt động phân xưởng RFCC 5 ngày/tháng.

Ứng với từng trường hợp cụ thể, mô hình sẽ đưa ra phương án tối ưu nhất, cũng là phương án ít tổn thất kinh tế nhất. Phương án này có thể giúp giữ nguyên công suất vận hành của phân xưởng hiện tại và sản phẩm trung gian dư sẽ được chứa vào các bồn chứa trung gian hoặc sẽ giảm công suất phân xưởng tương ứng. Các khai báo bổ sung cho mô hình quy hoạch tuyến tính ứng với từng trường hợp phân xưởng dừng hoạt động, cụ thể:

- Dừng hoạt động phân xưởng chưng cất khí quyển 3 ngày:
+ Ràng buộc công suất phân xưởng CDU: 4.237.568 thùng/tháng

- Đối với các trường hợp dừng máy của các phân xưởng khác (CCR, RFCC) mô hình quy hoạch tuyến tính sẽ chạy tối ưu và đưa ra quyết định nên giữ nguyên công suất vận hành của CDU (các sản phẩm trung gian sẽ được

chứa trong các thùng chứa sản phẩm trung gian và đưa vào chế biến khi nhà máy chạy lại) hoặc giảm công suất CDU tương ứng. Do đó ràng buộc về công suất phân xưởng CDU trong mô hình LP sẽ nhỏ hơn hoặc bằng công suất tối đa của phân xưởng ($\leq 4.708.409$ thùng/tháng). Cụ thể:

- Dừng hoạt động phân xưởng Reforming 3 ngày:
 - Ràng buộc công suất phân xưởng CDU: $\leq 4.708.409$ thùng/tháng;
 - Ràng buộc công suất phân xưởng Reforming: ≤ 529.446 thùng/tháng.
- Dừng hoạt động phân xưởng cracking xúc tác 5 ngày:
 - Ràng buộc công suất phân xưởng CDU: $\leq 4.708.409$ thùng/tháng;
 - Ràng buộc công suất phân xưởng RFCC $\leq 1.742.404$ thùng/tháng.

3. Kết quả tính toán

3.1. Dừng hoạt động phân xưởng CDU 3 ngày

Với các thiết lập bổ sung ràng buộc khi dừng hoạt động phân xưởng CDU 3 ngày, mô hình quy hoạch tuyến tính giải

bài toán tối đa lợi nhuận và đề xuất công suất vận hành của từng phân xưởng trong nhà máy được thể hiện trong Bảng 4.

Việc dừng hoạt động phân xưởng CDU sẽ gây ra hiệu ứng domino dừng cả nhà máy trong 3 ngày và kéo theo công suất các phân xưởng giảm tương ứng 10%, ngoại trừ phân xưởng NHT, CCR và ISOM (công suất giảm khoảng 4%). Lý do là ở trường hợp cơ sở, lượng xăng thô làm nguyên liệu cho NHT dư do giới hạn công suất của NHT, CCR và ISOM (dư 51.169 thùng/tháng). Lượng xăng này sẽ được đưa đi pha trộn xăng M92. Trong trường hợp giảm 10% công suất CDU (CDU dừng hoạt động 3 ngày/tháng) thì lượng xăng thô vẫn đáp ứng được gần 96% công suất của phân xưởng NHT. Công suất của các phân xưởng CCR và ISOM vì thế cũng giảm đi tương ứng. Thành phần phối trộn xăng M92 thể hiện trong Bảng 5.

So sánh cơ cấu sản phẩm và lợi nhuận của nhà máy khi dừng hoạt động phân xưởng CDU 3 ngày với trường hợp cơ sở được trình bày trong Bảng 6.

Theo kết quả Bảng 6, khi dừng hoạt động phân xưởng CDU 3 ngày, công suất của các phân xưởng

***Bảng 4.** Công suất của các phân xưởng trong trường hợp phân xưởng CDU dừng hoạt động 3 ngày/tháng so với trường hợp cơ sở*

TT	Phân xưởng	Công suất (thùng/tháng)		Chênh lệch (%)
		Trường hợp cơ sở	Trường hợp phân xưởng CDU dừng hoạt động	
1	Cụm chưng cất khí quyển (CDU)	4.708.409	4.237.568	-10,0
2	Xử lý naphtha bằng hydro (NHT)	803.450	769.459	-4,2
3	Reforming (CCR)	587.559	562.702	-4,2
4	Xử lý kerosene (KTU)	283.140	254.826	-10,0
5	Cracking xúc tác (RFCC)	2.090.885	1.881.797	-10,0
6	Xử lý LPG (LTU)	684.457	616.011	-10,0
7	Xử lý naphtha (NTU)	1.244.287	1.119.863	-10,0
8	Thu hồi propylene (PRU)	270.840	243.756	-10,0
9	Isomer hóa (ISOM)	225.076	215.554	-4,2
10	Xử lý LCO (LCO HDT)	517.673	465.906	-10,0

***Bảng 5.** Thành phần phối trộn xăng M92 trong trường hợp cơ sở và trường hợp phân xưởng CDU dừng hoạt động*

TT	Thành phần phối trộn	Trường hợp cơ sở		Trường hợp phân xưởng CDU dừng hoạt động	
		Sản lượng (thùng/tháng)	Tỷ lệ phối trộn (%)	Sản lượng (thùng/tháng)	Tỷ lệ phối trộn (%)
1	Hỗn hợp C ₄	18.557	1,5	1.218	0,2
2	Isomerase	41.643	3,5	98.822	14,8
3	Reformate	167.569	13,8	78.922	11,9
4	RFCC Gasoline	932.502	77,0	486.334	73,1
5	Xăng thô	51.169	4,2	-	-
	Tổng	1.211.440	100	665.296	100

Bảng 6. Cơ cấu sản phẩm và tổn thất kinh tế của nhà máy trong trường hợp phân xưởng CDU dừng hoạt động 3 ngày/tháng

TT	Chỉ tiêu	Trường hợp cơ sở		Trường hợp phân xưởng CDU dừng hoạt động	
		Sản lượng (thùng/tháng)	%	Sản lượng (thùng/tháng)	%
A	Dầu thô	4.708.409	100	4.237.568	100
B	Sản phẩm				
1	Polypropylene	111.780	2,4	100.762	2,4
2	LPG	483.381	10,3	438.369	10,4
3	Xăng M95	774.991	16,5	1.112.628	26,5
4	Xăng M92	1.211.440	25,9	665.297	15,8
5	Nhiên liệu phản lực Jet A1	283.140	6,0	254.826	6,1
6	Nhiên liệu diesel 6	1.497.886	32,0	1.326.679	31,5
7	Nhiên liệu diesel 12	214.188	4,6	214.188	5,1
8	Dầu đốt	108.326	2,3	92.462	2,2
C	Lợi nhuận thô (USD/tháng)	58.473.929		53.177.499	
D	Chênh lệch lợi nhuận (USD/tháng)	5.296.430			

Bảng 7. Công suất của các phân xưởng trong trường hợp phân xưởng CCR dừng hoạt động 3 ngày/tháng so với trường hợp cơ sở

TT	Phân xưởng	Công suất (thùng/tháng)		Chênh lệch (%)
		Trường hợp cơ sở	Trường hợp phân xưởng CCR dừng hoạt động	
1	Cụm chưng cất khí quyển (CDU)	4.708.409	4.708.409	0,0
2	Xử lý naphtha bằng hydro (NHT)	803.450	723.105	-10,0
3	Reforming (CCR)	587.559	528.803	-10,0
4	Xử lý kerosene (KTU)	283.140	283.140	0,0
5	Cracking xúc tác (RFCC)	2.090.885	2.090.885	0,0
6	Xử lý LPG (LTU)	684.457	684.457	0,0
7	Xử lý naphtha (NTU)	1.244.287	1.244.287	0,0
8	Thu hồi propylene (PRU)	270.840	270.840	0,0
9	Isomer hóa (ISOM)	225.076	202.568	-10,0
10	Xử lý LCO (LCO HDT)	517.673	517.673	0,0

đều giảm và gây thiệt hại cho nhà máy khoảng 5,3 triệu USD lợi nhuận trong tháng xảy ra sự cố, tương đương 1,77 triệu USD/ngày.

Việc dừng hoạt động phân xưởng CDU 3 ngày như kịch bản cũng làm cho sản lượng của các sản phẩm khác bị giảm, trừ xăng M95. Việc giảm công suất CDU trong tháng làm giảm lượng xăng thô dùng để phối trộn xăng M92 (trong trường hợp này lượng xăng thô sử dụng để phối trộn bằng 0) dẫn đến sản lượng M92 giảm và các cấu tử có chỉ số octane cao sẽ ưu tiên phối trộn M95 làm cho sản lượng M95 tăng lên.

3.2. Dừng hoạt động phân xưởng CCR 3 ngày

Tương tự như trường hợp dừng hoạt động phân xưởng CDU, kịch bản dừng hoạt động phân xưởng Reforming (CCR) 3 ngày sẽ dẫn đến các phân xưởng NHT, ISOM và LCO HDT cũng dừng hoạt động do không có nguồn cung cấp hydro. Với các ràng buộc bổ sung, kết quả từ mô hình quy hoạch tuyến tính khi phân xưởng CCR dừng hoạt động 3 ngày/tháng (tương đương với 27

ngày làm việc/tháng) được thể hiện trong Bảng 7.

Trong trường hợp phân xưởng CDU giữ nguyên công suất vận hành, chỉ giảm công suất của các phân xưởng NHT, CCR và ISOM tương ứng 10% so với trường hợp cơ sở. Phân xưởng LCO HDT không giảm công suất mặc dù vẫn dừng vận hành 3 ngày là do công suất vận hành bình thường chỉ khoảng 60% công suất thiết kế nên vẫn còn đủ biên độ để đảm bảo công suất xử lý dầu LCO từ kho chứa khi vận hành trở lại. Cơ cấu sản phẩm và tổn thất kinh tế của nhà máy trong trường hợp phân xưởng CCR dừng hoạt động thể hiện trong Bảng 8.

Trong trường hợp này, sản lượng của các sản phẩm như diesel, dầu đốt FO, nhiên liệu phản lực Jet A1 không thay đổi, chỉ có tổng sản lượng của xăng giảm do sản lượng của cấu tử pha trộn reformat và isomate giảm. Sản lượng xăng M92 tăng đáng kể do tăng sản lượng của các cấu tử pha trộn xăng có chỉ số octane thấp mà cụ thể là lượng xăng thô (whole naphtha). Cơ cấu pha trộn xăng M92 của trường hợp cơ sở và kịch bản dừng hoạt động phân xưởng CCR được thể hiện trong Bảng 9.

Bảng 8. Cơ cấu sản phẩm và tổn thất của nhà máy trong trường hợp phân xưởng CCR dừng hoạt động 3 ngày/tháng

TT	Chỉ tiêu	Trường hợp cơ sở		Trường hợp phân xưởng CCR dừng hoạt động	
		Sản lượng (thùng/tháng)	Tỷ lệ (%)	Sản lượng (thùng/tháng)	Tỷ lệ (%)
A	Dầu thô	4.708.409	100	4.708.409	100
B	Sản phẩm				
1	Polypropylene	111.780	2,4	111.506	2,4
2	LPG	483.381	10,3	476.039	10,1
3	Xăng M95	774.991	16,5	67.828	1,4
4	Xăng M92	1.211.440	25,9	1.937.151	41,3
5	Nhiên liệu phản lực Jet A1	283.140	6,0	283.140	6,0
6	Nhiên liệu diesel 6	1.497.886	32,0	1.497.886	31,9
7	Nhiên liệu diesel 12	214.188	4,6	214.188	4,6
8	Dầu đốt FO	108.326	2,3	108.326	2,3
C	Lợi nhuận (USD/tháng)	58.473.929		57.130.905	
D	Tổn thất (USD/tháng)	1.343.024			

Bảng 9. Thành phần phối trộn xăng M92 trong trường hợp cơ sở và trường hợp dừng phân xưởng CCR

TT	Thành phần phối trộn	Trường hợp cơ sở		Trường hợp dừng phân xưởng CCR	
		Sản lượng (thùng/tháng)	Tỷ lệ phối trộn (%)	Sản lượng (thùng/tháng)	Tỷ lệ phối trộn (%)
1	Hỗn hợp C ₄	18.557	1,5	24.371	1,3
2	Isomerate	41.643	3,5	170.316	8,8
3	Reformate	167.569	13,8	399.115	20,6
4	RFCC gasoline	932.502	77,0	1.213.231	62,6
5	Xăng thô	51.169	4,2	130.119	6,7
	Tổng	1.211.440	100	1.937.151	100

Trường hợp phân xưởng CCR dừng hoạt động, sản lượng xăng M92 tăng rất cao (Bảng 8) và có thể vượt quá nhu cầu tiêu thụ trong tháng hoặc các đơn đặt hàng đã có sẵn trước đó. Vì vậy, để đảm bảo giảm thiểu tổn thất trong trường hợp này, đội ngũ kinh doanh của nhà máy phải đẩy mạnh tiêu thụ xăng M92.

Với việc điều độ tối ưu vận hành của nhà máy, phân xưởng CCR dừng hoạt động 3 ngày sẽ gây tổn thất cho nhà máy khoảng 1,34 triệu USD trong tháng xảy ra sự cố, tương đương 447 nghìn USD/ngày.

3.3. Dừng hoạt động phân xưởng RFCC 5 ngày

Phân xưởng RFCC có vai trò rất quan trọng, vì vậy việc dừng hoạt động phân xưởng này gây ra tổn thất rất lớn cho nhà máy lọc dầu. Khi phân xưởng RFCC dừng hoạt động 5 ngày/tháng, mô hình quy hoạch tuyến tính giải bài toán tối ưu và cho câu trả lời về công suất vận hành của các phân xưởng trong nhà máy lọc dầu tương ứng (Bảng 10).

Như vậy việc dừng hoạt động phân xưởng RFCC có ảnh hưởng lớn đến vận hành nhà máy. Công suất các phân

xưởng giảm 11,32 - 16,67% so với trường hợp cơ sở. Trong trường hợp này, cơ cấu sản phẩm tối ưu khi dừng hoạt động phân xưởng RFCC 5 ngày thể hiện trong Bảng 11.

Trường hợp này, tương tự như trường hợp giảm công suất phân xưởng CDU và CCR, công suất của các phân xưởng đều giảm dẫn đến sản lượng sản xuất các sản phẩm giảm đáng kể và gây tổn thất cho nhà máy khoảng 9,4 triệu USD/tháng, tương đương 1,88 triệu USD/ngày. Tuy nhiên, nếu trong trường hợp phân xưởng RFCC dừng hoạt động, lượng cặn chưng cất khí quyển (là nguyên liệu cho RFCC) được chứa trong bốn chứa cặn khí quyển hoặc bốn chứa dầu thô (trong trường hợp cặn chưng cất khí quyển dư nhiều hơn công suất chứa của bốn chứa cặn khí quyển) thì tổn thất của nhà máy sẽ giảm đáng kể.

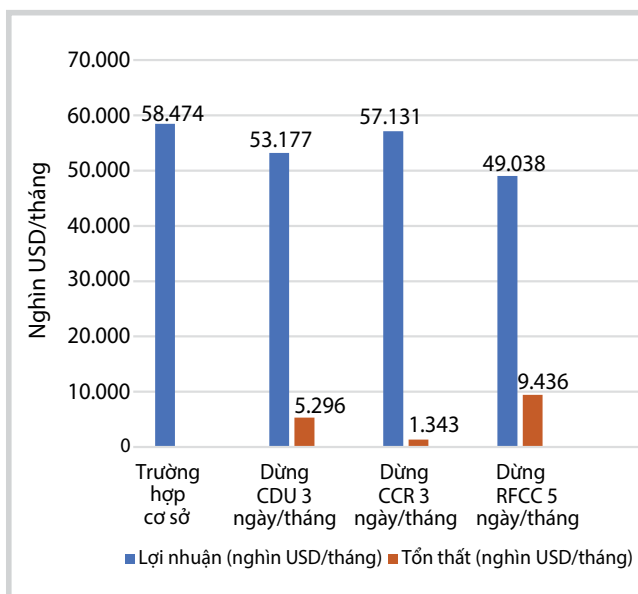
So sánh tổn thất trong các trường hợp dừng hoạt động các phân xưởng (Hình 4) cho thấy trường hợp dừng hoạt động phân xưởng RFCC gây tổn thất nhiều nhất cho nhà máy, kế tiếp là phân xưởng CDU và việc dừng hoạt động phân xưởng CCR gây ít tổn thất nhất.

Bảng 10. Công suất của các phân xưởng trong trường hợp phân xưởng RFCC dừng hoạt động 5 ngày/tháng so với trường hợp cơ sở

TT	Phân xưởng	Công suất (thùng/tháng)		Chênh lệch (%)
		Trường hợp cơ sở	Trường hợp phân xưởng RFCC dừng hoạt động	
1	Cụm chưng cất khí quyển (CDU)	4.708.409	3.923.674	-16,7
2	Xử lý naphtha bằng hydro (NHT)	803.450	712.462	-11,3
3	Reforming (CCR)	587.559	521.020	-11,3
4	Xử lý kerosene (KTU)	283.140	235.950	-16,7
5	Cracking xúc tác (RFCC)	2.090.885	1.742.404	-16,7
6	Xử lý LPG (LTU)	684.457	570.383	-16,7
7	Xử lý naphtha (NTU)	1.244.287	1.036.910	-16,7
8	Thu hồi propylene (PRU)	270.840	225.701	-16,7
9	Isomer hóa (ISOM)	225.076	199.587	-11,3
10	Xử lý LCO (LCO HDT)	517.673	431.394	-16,7

Bảng 11. Cơ cấu sản phẩm và tổn thất của nhà máy trong trường hợp phân xưởng RFCC dừng hoạt động 5 ngày/tháng

TT	Chỉ tiêu	Trường hợp cơ sở		Trường hợp phân xưởng RFCC dừng hoạt động	
		Sản lượng (thùng/tháng)	Tỷ lệ (%)	Sản lượng (thùng/tháng)	Tỷ lệ (%)
A	Dầu thô	4.708.409	100	3.923.674	100
B	Sản phẩm				
1	Polypropylene	111.780	2,4	93.298	2,4
2	LPG	483.381	10,3	405.897	10,4
3	Xăng M95	774.991	16,5	1.030.211	26,5
4	Xăng M92	1.211.440	25,9	616.016	15,8
5	Nhiên liệu phản lực A1	283.140	6,0	235.950	6,1
6	Nhiên liệu diesel 6	1.497.886	32,0	1.212.541	31,2
7	Nhiên liệu diesel 12	214.188	4,6	214.188	5,5
8	Dầu đốt	108.326	2,3	81.886	2,1
C	Lợi nhuận (USD/tháng)	58.473.929		49.038.396	
D	Tổn thất (USD/tháng)	9.435.533			



Hình 4. So sánh tổn thất trong các trường hợp dừng hoạt động các phân xưởng công nghệ của nhà máy lọc dầu

Mô hình quy hoạch tuyến tính đã tính toán giải pháp tối ưu nhằm giảm thiểu tổn thất trong các trường hợp dừng hoạt động các phân xưởng công nghệ của nhà máy lọc dầu. Các giải pháp này gồm: giữ nguyên công suất phân xưởng CDU và đưa sản phẩm trung gian vào các bồn chứa sản phẩm trung gian để chế biến tiếp sau khi nhà máy vận hành trở lại hoặc phải giảm công suất phân xưởng CDU tương ứng. Tuy nhiên, tổn thất có thể giảm hơn nữa nếu nhà máy lọc dầu áp dụng các biện pháp để chẩn đoán sự cố nhanh nhất, chính xác nhất (ví dụ sử dụng mô hình CFD) giúp giảm thời gian dừng hoạt động.

4. Kết luận

Mô hình quy hoạch tuyến tính cho nhà máy lọc dầu được xây dựng để tính toán cân bằng vật chất của các phân xưởng công nghệ và cân bằng vật chất các dòng sản phẩm, tối ưu hóa vận hành trong điều kiện hoạt động bình thường và các trường hợp dừng hoạt động

nhằm giảm tối thiểu tổn thất cho nhà máy lọc dầu. Với các kịch bản giả định, kịch bản dừng hoạt động phân xưởng RFCC gây tổn thất nhiều nhất, tiếp theo là phân xưởng CDU và việc dừng hoạt động phân xưởng CCR gây ít tổn thất nhất cho nhà máy lọc dầu. Mô hình quy hoạch tuyến tính do Viện Dầu khí Việt Nam xây dựng có thể áp dụng để tính toán tổn thất cho các trường hợp dừng hoạt động các phân xưởng khác nhau trong nhà máy lọc dầu; là cơ sở để xây dựng phương án vận hành tối ưu và giảm thiểu thiệt hại trong trường hợp xảy ra sự cố phải dừng hoạt động các phân xưởng công nghệ của nhà máy lọc dầu.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Cảnh. *Quy hoạch tuyến tính*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2004.
2. Jean-Pierre Favennec. *Refinery operation and management*. Petroleum Refining. Institut Francais du Petrole Publications. 2001; 5.
3. Kunal Haridev Vanmali. *Improving refinery productivity through better utilization of crude oil blending using linear programming*. University of the Witwatersrand. 2014.
4. Nguyễn Văn Trọng Luật. *Nghiên cứu khả năng chế biến các loại dầu thô thay thế dầu thô Bạch Hổ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2008.
5. Hoàng Mạnh Hùng. *Xây dựng mô hình quy hoạch tuyến tính để tối ưu kế hoạch vận hành cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Giai đoạn 1: Xây dựng mô hình quy hoạch tuyến tính tổng thể cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và mô hình mô phỏng cụm công nghệ RFCC của nhà máy*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2010.
6. John Stommel, Bob Snell. *Consider better practices for refining operations*. Hydrocarbon Processing. 2007: p. 105 - 109.
7. Toshiya Ishizuka, Osamu Ueki, Umetaro Okamoto. *Improve refinery margins with integrated planning and scheduling systems*. Hydrocarbon Processing. 2007: p. 75 - 79.
8. Truong Nhu Tung. *How to make refineries profitable?* Kuala Lumpur. 2013.
9. Confidential Refinery in Germany. *Monthly report*. May 2017.
10. Sowmya Santhanam. *Refinery Planning & Scheduling - Plan the Act. Act the Plan*. Wipro Council for Industry Research. 2017.
11. Confidential Refinery in Vietnam. *LP Report*. 2017.

USING LINEAR PROGRAMING TECHNIQUE TO CALCULATE MARGIN LOSS DURING UNIT SHUTDOWN IN REFINERIES

Nguyen Thanh Sang, Dang Thi Tuyet Mai, Truong Nhu Tung
 Nguyen Huu Luong, Chau Khieu Han, Tran Vinh Loc
 Vietnam Petroleum Institute
 Email: sangnt.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

Shutdown of a unit in the event of an accident is a common occurrence in the operation of any refinery in the world and normally causes a certain amount of damage or loss in margin aspects (depending on technology configuration, shutdown unit, downtime and decisions made during the incident). Calculation of margin loss and seeking the optimal solution to minimise its influences are, therefore, very important. This paper presents the method of productivity loss calculation and proposes the optimal operation plans in some shutdown scenarios for a typical refinery based on the application of Linear Programming Technique (LP) developed by Petrovietnam Research and Development Centre for Petroleum Processing (PVPro) - Vietnam Petroleum Institute (VPI).

Key words: Linear Programming Technique, technological unit, refinery.

MÔ HÌNH QUẢN TRỊ RỦI RO DOANH NGHIỆP THEO THÔNG LỆ QUỐC TẾ

Hoàng Thị Đào, Nguyễn Đức Minh

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: daoht@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

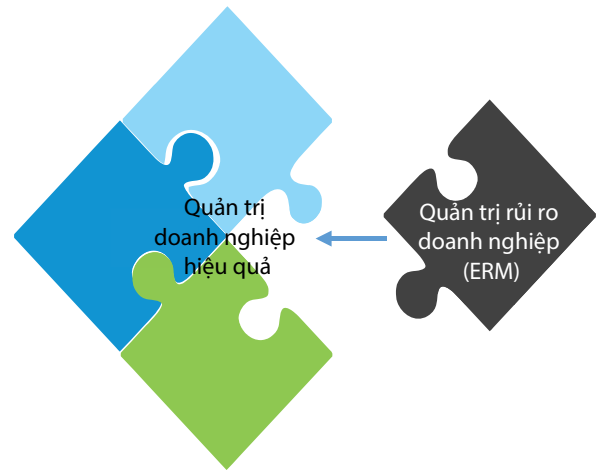
Quản trị rủi ro tốt giúp doanh nghiệp kiểm soát và hạn chế thấp nhất thiệt hại khi các rủi ro xảy ra thông qua việc kịp thời triển khai các giải pháp ứng phó đã được chuẩn bị trước đó. Tuy nhiên, Việt Nam vẫn đang thiếu các quy định, hướng dẫn và công cụ hỗ trợ doanh nghiệp triển khai hiệu quả hệ thống quản trị rủi ro. Bài báo phân tích sự cần thiết của công tác quản trị rủi ro, giới thiệu các mô hình quản trị rủi ro doanh nghiệp theo thông lệ tốt đang được áp dụng trên thế giới hiện nay.

Từ khóa: Quản lý rủi ro, quản trị rủi ro doanh nghiệp.

1. Giới thiệu

Việt Nam hội nhập khu vực và quốc tế ngày càng sâu rộng, các doanh nghiệp không chỉ cạnh tranh ở thị trường trong nước mà còn phải cạnh tranh trên phạm vi toàn cầu, đồng thời phải đối mặt với các khó khăn chung từ nền kinh tế như: lạm phát, suy thoái... Trong bối cảnh đó, các doanh nghiệp đã nhận thấy tầm quan trọng của quản trị rủi ro cũng như mối quan hệ giữa quản trị rủi ro và sự phát triển bền vững của doanh nghiệp. Quản trị rủi ro tốt đồng nghĩa với việc doanh nghiệp kiểm soát tốt các tác động và khả năng xảy ra của các rủi ro, ít bị ảnh hưởng bởi các tác động không lường trước và có khả năng triển khai các giải pháp ứng phó kịp thời, hạn chế thấp nhất thiệt hại do rủi ro gây ra.

Để hỗ trợ doanh nghiệp quản lý rủi ro, các hướng dẫn xây dựng quản trị rủi ro doanh nghiệp (Enterprise Risk Management - ERM) đã được các công ty nước ngoài áp dụng. Theo khảo sát của nhóm tác giả tại các doanh nghiệp Việt Nam hoạt động trong lĩnh vực năng lượng, ngân hàng, viễn thông, hóa chất, dệt may... cho thấy các công ty cổ phần, đặc biệt là lĩnh vực tài chính ngân hàng đã và đang tham gia tích cực vào việc xây dựng hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp theo thông lệ tốt, trong khi đó phần lớn các doanh nghiệp Nhà nước chưa xây dựng hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp. Nguyên nhân do hệ thống các văn bản pháp lý của Việt Nam chưa có những quy định hay hướng dẫn cụ thể về quản trị rủi ro doanh nghiệp, trừ lĩnh vực tín dụng và ngân hàng, mới dừng lại ở những yêu cầu quản lý, giám sát một số rủi ro thuộc nhóm rủi ro tài chính (bảo toàn vốn, thanh khoản, đầu tư...) và nhóm rủi ro tuân thủ.



Ngoài ra, các doanh nghiệp Việt Nam còn có tâm lý ngại thay đổi, đơn giản hóa sự bất thường trong môi trường kinh doanh; thiếu hụt nhân sự có kiến thức và kỹ năng cần thiết về quản trị rủi ro; tiếng nói từ quản lý cấp cao chưa thực sự mạnh mẽ; văn hóa quản trị rủi ro trong doanh nghiệp chưa cao...

Bài báo phân tích sự cần thiết xây dựng hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp, giới thiệu các mô hình quản trị rủi ro doanh nghiệp theo thông lệ tốt đang được áp dụng trên thế giới hiện nay để tham khảo áp dụng, đặc biệt là đối với doanh nghiệp nhà nước.

2. Quản trị rủi ro doanh nghiệp

2.1. Khái niệm rủi ro và quản trị rủi ro doanh nghiệp

Với mục đích bảo vệ, rủi ro là tính thiếu chắc chắn và thiên về tổn thất; với mục đích đầu tư, rủi ro là sự mất mát so với dự kiến; với mục đích quản lý dự án, rủi ro là yếu tố chưa tiên đoán được có thể ảnh hưởng tới việc

hoàn thành mục tiêu; với đa mục đích, rủi ro là sự phân bố xác suất quanh giá trị trung bình... Như vậy, với cách hiểu thông thường, rủi ro là khả năng xảy ra thiệt hại cho doanh nghiệp do các tình huống có thể xảy ra. Tuy nhiên, trên thực tế hoạt động của doanh nghiệp thường xuyên phải đối mặt với thách thức và cơ hội, khi đó rủi ro đã được nhìn nhận tổng quát hơn, trong đó gồm cả các tình huống có thể đem lại lợi ích cho doanh nghiệp nếu như có sự quản lý phù hợp. Cách hiểu này được các tổ chức tư vấn quốc tế như ISO 31000:2009 [1], COSO¹ ERM-2004 [2]... sử dụng để định nghĩa về rủi ro trong việc đưa ra hướng dẫn xây dựng quản trị rủi ro doanh nghiệp: "Rủi ro là ảnh hưởng của các yếu tố không chắc chắn đến mục tiêu của doanh nghiệp", theo đó:

- Chỉ khi có mục tiêu thì mới có rủi ro, bất kỳ sự thay đổi nào của mục tiêu hoạt động, mục tiêu kinh doanh cũng sẽ làm thay đổi về các rủi ro của doanh nghiệp;

- Rủi ro liên quan đến tính bất định, có thể ảnh hưởng đến mục tiêu doanh nghiệp một cách tiêu cực (đe dọa) và tích cực (cơ hội). Đây là tính 2 mặt của 1 rủi ro khi có thể làm tăng hoặc giảm giá trị doanh nghiệp.

Quản trị rủi ro doanh nghiệp là thiết lập một quy trình mang tính hệ thống và có nguyên tắc được áp dụng để hoạch định chiến lược và áp dụng trong phạm vi toàn doanh nghiệp. Do không thể loại bỏ hoàn toàn các rủi ro nên các doanh nghiệp áp dụng mô hình quản trị rủi ro doanh nghiệp để phát hiện các sự kiện, đánh giá và quản lý những sự kiện có khả năng xảy ra ảnh hưởng tới mục tiêu doanh nghiệp nhằm giảm thiểu tác động tiêu cực và nắm bắt cơ hội.

Hướng tới mục tiêu đưa ra một khung quản trị rủi ro doanh nghiệp hoàn chỉnh, COSO ERM-2004 [2] đã đưa ra định nghĩa về quản trị rủi ro doanh nghiệp được áp dụng phổ biến trong nhiều tổ chức, ngành nghề, quốc gia trên thế giới như sau: "Quản trị rủi ro doanh nghiệp là một quy trình, chịu sự chi phối của Ban Giám đốc, cấp quản lý và các cá nhân khác của doanh nghiệp, được sử dụng trong việc thiết lập chiến lược và áp dụng trong toàn doanh nghiệp. Quản trị rủi ro doanh nghiệp được thiết kế nhằm nhận diện những sự kiện có khả năng ảnh hưởng tới doanh nghiệp và quản lý rủi ro trong khả năng chấp nhận rủi ro của doanh nghiệp, nhằm đưa ra những đảm bảo hợp lý để đạt được những mục tiêu của doanh nghiệp".

2.2. Phân nhóm rủi ro theo yếu tố từ hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp

Việc phân nhóm rủi ro từ hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp đóng vai trò quan trọng trong việc hỗ trợ doanh nghiệp nhận diện được các tác động lẫn nhau của các rủi ro cùng loại, giúp doanh nghiệp xác định được các ảnh hưởng có thể tác động đến chiến lược, kế hoạch hay các hoạt động kinh doanh. Xuất phát từ các mục tiêu của doanh nghiệp. Rủi ro thường được chia thành 4 nhóm: rủi ro chiến lược, rủi ro tài chính, rủi ro hoạt động, rủi ro tuân thủ. Tùy vào đặc thù của từng doanh nghiệp và mục tiêu quản lý rủi ro của doanh nghiệp các nhóm rủi ro có thể khác nhau để quản lý rủi ro được tập trung và hiệu quả hơn.

- Rủi ro chiến lược, các rủi ro xuất phát từ các vấn đề liên quan đến quản trị, môi trường kinh doanh và các bên liên quan như khách hàng, đối thủ, nhà đầu tư... (kế hoạch và phân bổ nguồn lực, sáp nhập, mua lại, thoái vốn, môi trường kinh doanh, truyền thông và quan hệ với các bên liên quan...);

- Rủi ro hoạt động, các rủi ro liên quan đến việc sử dụng hiệu quả nguồn lực trong hoạt động hàng ngày, rủi ro tới từ các quy trình, hệ thống, con người và văn hóa... hay do ảnh hưởng của các sự kiện bên ngoài. Ví dụ: kinh doanh liên tục, quy trình tác nghiệp hàng ngày, quản lý thông tin, an toàn - sức khỏe - môi trường...;

- Rủi ro tài chính, các rủi ro bắt nguồn từ các giao dịch có tính chất tài chính, bao gồm việc mua, bán, các khoản đầu tư và cho vay hay các hoạt động kinh doanh khác (như rủi ro về lãi suất, tỷ giá, giá hàng hóa, thuế, cấu trúc vốn, tính thanh khoản, tín dụng...);

- Rủi ro tuân thủ, các rủi ro có liên quan tới việc chấp hành các quy định/nội quy của doanh nghiệp, các luật và văn bản pháp lý khác của Nhà nước liên quan đến hoạt động kinh doanh của doanh nghiệp, các vấn đề pháp lý liên quan đến hợp đồng/cam kết (môi trường kiểm soát, đạo đức, gian lận, quy định trong hợp đồng...).

2.3. Các chuẩn mực quốc tế về quản trị rủi ro doanh nghiệp

Theo thống kê, trên thế giới có hơn 80 chuẩn mực/hướng dẫn về quản trị rủi ro doanh nghiệp [3]. Trong đó có một số tiêu chuẩn và hướng dẫn quản trị rủi ro phổ

¹The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, là một ủy ban thuộc Hội đồng Quốc gia Mỹ về chống gian lận khi lập báo cáo tài chính (The National Commission on Fraudulent Financial Reporting), được thành lập vào năm 1985 dưới sự bảo trợ của 5 tổ chức là: Hiệp hội Kế toán viên Công chứng Mỹ (AICPA); Hội Kế toán Mỹ (American Accounting Association); Hiệp hội Quản trị viên Tài chính (The Financial Executives Institute - FEI); Hiệp hội Kế toán viên Quản trị (Institute of Management Accountants - IMA); Hiệp hội Kiểm toán viên Nội bộ (The Institute of Internal Auditors - IIA).

biến nhất, được áp dụng rộng rãi cho các lĩnh vực, ngành nghề khác nhau.

- COSO ERM-2004 - Khung quản trị rủi ro doanh nghiệp tích hợp, mục tiêu chính là cải thiện hiệu suất hoạt động của tổ chức thông qua việc kết hợp hiệu quả các mục tiêu chiến lược, rủi ro, điều hành và quản trị rủi ro. Cung cấp các khái niệm then chốt cơ bản về quản trị rủi ro, một khung quản trị rủi ro toàn diện, chi tiết các cấu phần. Hướng dẫn áp dụng cho các tổ chức lĩnh vực công nghiệp và hướng tới một quy trình quản trị rủi ro toàn diện.

- ISO 31000:2009 - Nguyên tắc và hướng dẫn chung về quản trị rủi ro, cung cấp hướng dẫn về bản chất và cách thức thực hiện quy trình quản trị rủi ro; đưa ra các hướng dẫn cần thiết thực hiện khung quản trị rủi ro. Hướng dẫn áp dụng cho tất cả các lĩnh vực, hiệp hội, doanh nghiệp.

- AS/NZS ISO 31000:2009 - Tiêu chuẩn quản trị rủi ro áp dụng tại Australia và New Zealand, nội dung tương tự như ISO 31000:2009, nhưng được điều chỉnh để phù hợp với các đặc điểm của Australia và New Zealand.

- BS 31100:2008 - Tiêu chuẩn quản trị rủi ro của Anh, nội dung tương tự ISO 31000:2009;

- FERMA 2002 - Tiêu chuẩn quản trị rủi ro, khá tương đồng với ISO 31000:2009 và COSO ERM, nhưng FERMA 2002 tập trung mô tả các thành phần cần thiết của một hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp;

- Hiệp ước Basel - Chuẩn mực an toàn vốn lĩnh vực tài chính ngân hàng;

- Sovlency II:2012 - Quản trị rủi ro cho lĩnh vực bảo hiểm.

Đặc điểm chung của các chuẩn mực/hướng dẫn:

- Tiếp cận trên góc độ toàn doanh nghiệp, dựa trên sự ủng hộ của cấp quản lý, có sự phân chia rõ ràng về các trách nhiệm giải trình;

- Các bước thực hiện, giám sát và báo cáo các rủi ro được cấu trúc rõ ràng;

- Dựa trên sự hiểu biết và phân chia trách nhiệm rõ ràng trong việc xác định “khẩu vị” rủi ro và các giới hạn chấp nhận rủi ro;

- Các hoạt động đánh giá rủi ro và danh mục rủi ro được văn bản hóa một cách chính thức và áp dụng trong toàn doanh nghiệp;

- Các mục tiêu, hoạt động trong quy trình quản trị rủi ro được xây dựng và truyền thông đầy đủ;

- Xây dựng các kế hoạch ứng phó rủi ro được giám sát chặt chẽ.

Trong đó, chuẩn mực của COSO ERM-2004 và hướng dẫn ISO 31000:2009 được tham khảo và sử dụng nhiều nhất, hoặc đóng vai trò nền tảng cơ sở để một số nước đưa ra các điều chỉnh, mở rộng phù hợp với điều kiện riêng của khu vực, quốc gia. Kết quả khảo sát của nhóm tác giả về công tác quản trị rủi ro tại 10 công ty dầu khí nước ngoài cho thấy các công ty này đều đã xây dựng hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp dựa trên nền tảng của COSO ERM-2004 và/hoặc ISO 31000:2009.

3. Quản trị rủi ro doanh nghiệp theo thông lệ tốt

3.1. Mô hình khung quản trị rủi ro doanh nghiệp

Theo thông lệ tốt nhất, mô hình khung quản trị rủi ro doanh nghiệp [4] gồm có 5 cấu phần chính (Hình 1).

- Chiến lược quản trị rủi ro được xây dựng phù hợp với mục tiêu của doanh nghiệp, định hướng xây dựng các cấu phần khác của khung quản trị rủi ro.

- Cấu trúc quản trị rủi ro là nền tảng của các hoạt động quản lý rủi ro trong doanh nghiệp.

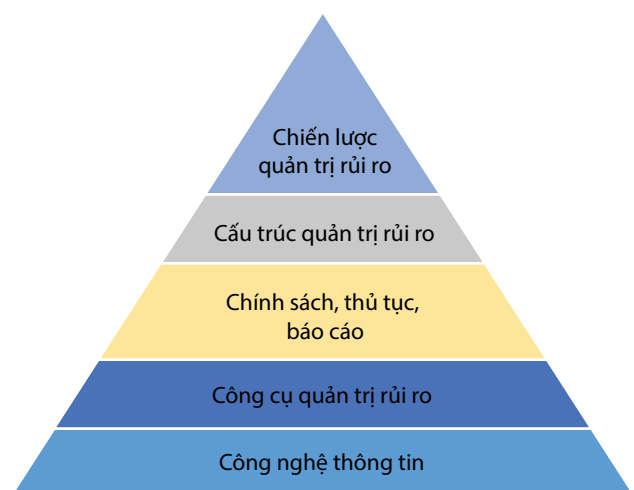
- Chính sách, thủ tục, báo cáo bao gồm các chính sách, thủ tục được văn bản hóa và các kênh báo cáo trong doanh nghiệp.

- Các công cụ quản trị rủi ro sử dụng để phát hiện, tổng hợp, đánh giá và giảm thiểu rủi ro.

- Hệ thống công nghệ thông tin hỗ trợ và tự động hóa hoạt động quản trị rủi ro.

3.2. Nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” trong quản trị rủi ro

Một mô hình quản trị rủi ro và kiểm soát hiệu quả



Hình 1. Mô hình khung quản trị rủi ro theo thông lệ tốt

cần phải xác định rõ vai trò, trách nhiệm và sự phối hợp trong tổ chức liên quan đến quản trị rủi ro. Nếu thiếu sự hợp tác đầy đủ giữa các bên có thể dẫn đến không phát hiện và quản lý kịp thời các rủi ro xảy ra. Nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” cung cấp một cách tiếp cận đơn giản và hiệu quả để tăng cường sự trao đổi giữa quản trị rủi ro và kiểm soát bằng cách làm rõ vai trò và nhiệm vụ của các bên liên quan.

Vai trò trách nhiệm trong quản trị rủi ro được thể hiện qua nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” đối với doanh nghiệp [5], tách biệt rõ vai trò của 3 nhóm đối tượng liên quan đến quản trị rủi ro hiệu quả. Cung cấp một cách nhìn mới về hoạt động quản trị rủi ro, đảm bảo sự thành công liên tục của các sáng kiến quản trị rủi ro và thích hợp với mọi tổ chức (không phụ thuộc vào quy mô hay sự phức tạp), giúp tăng cường hiệu quả của hệ thống quản trị rủi ro.

Nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” được xây dựng nhằm hỗ trợ Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên và Ban Tổng giám đốc/Ban Giám đốc trong hoạt động quản trị rủi ro và kiểm soát. Trong đó, Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên và Ban Tổng giám đốc/Ban Giám đốc đảm bảo nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” được áp dụng phù hợp với tổ chức doanh nghiệp.

- Vòng bảo vệ 1 phát hiện và quản lý rủi ro

Vòng bảo vệ 1 gồm các bộ phận chức năng kinh doanh và bộ phận chức năng hỗ trợ (nhân sự, công nghệ thông tin, kế toán tài chính...).

Vòng bảo vệ 1 có trách nhiệm duy trì và thực hiện các quy trình kiểm soát, quy trình quản lý rủi ro. Tùy vào sự phân cấp phân quyền trong doanh nghiệp, các trưởng bộ phận thuộc vòng bảo vệ 1 có trách nhiệm xây dựng và triển khai quy trình chi tiết, kiểm soát và giám sát việc thực hiện quy trình của nhân viên.

- Vòng bảo vệ 2 theo dõi, giám sát rủi ro

Vòng bảo vệ 2 có trách nhiệm quản lý rủi ro chung cho toàn doanh nghiệp và tuân thủ; được thiết lập để củng cố, xây dựng và

giám sát vòng bảo vệ 1 và đảm bảo rằng vòng bảo vệ 1 đã được thiết kế phù hợp về quy trình, biện pháp kiểm soát và hoạt động đúng như định hướng. Vòng bảo vệ 2 có thể tham gia vào việc sửa đổi và xây dựng hệ thống quản trị rủi ro, kiểm soát nội bộ và tham gia vào hỗ trợ hoạt động của vòng bảo vệ 1.

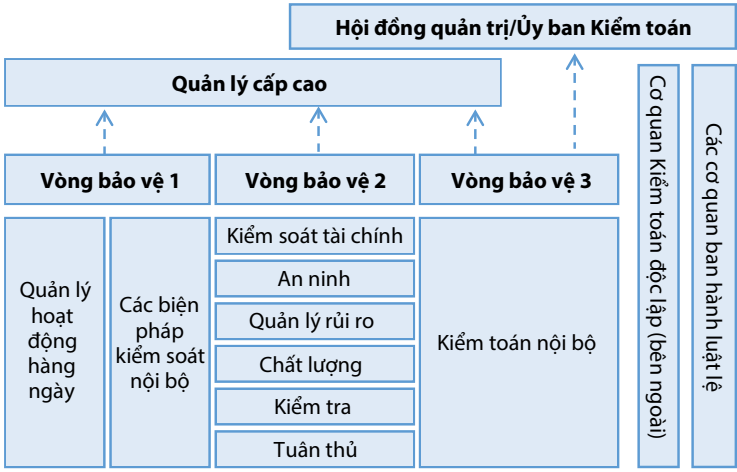
- Vòng bảo vệ 3 đảm bảo kiểm tra, kiểm toán độc lập đối với vòng bảo vệ 1 và 2

Bao gồm các bộ phận thực hiện hoạt động kiểm toán nội bộ, báo cáo trực tiếp cho Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên về tính hiệu quả của hoạt động quản lý và kiểm soát rủi ro.

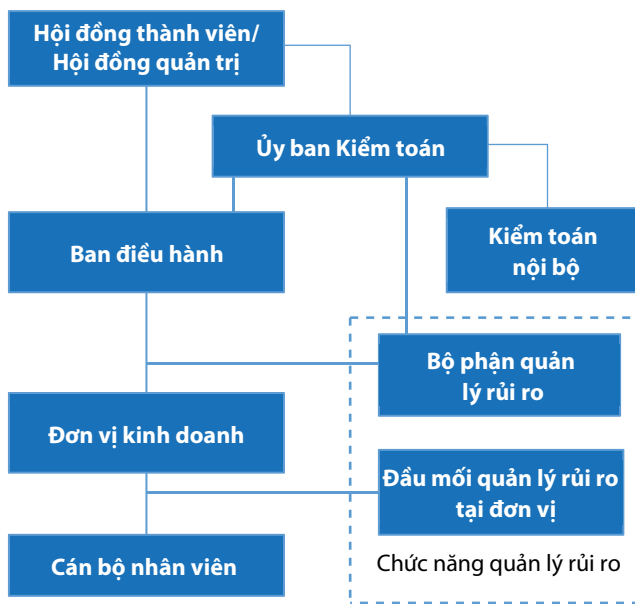
3.3. Cấu trúc quản trị rủi ro

Cấu trúc quản trị rủi ro thông lệ tốt mà các doanh nghiệp đang áp dụng, đặc biệt được áp dụng phổ biến ở các nước đang phát triển, trong đó có Việt Nam (Hình 3) [6]. Trong đó:

- Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên: giám sát tổng thể hoạt động quản lý rủi ro; đưa ra định hướng về “khẩu vị” rủi ro.
- Ban điều hành: chịu trách nhiệm triển khai quản lý rủi ro cho doanh nghiệp; quản lý và giám sát hồ sơ rủi ro doanh nghiệp; đóng vai trò tiên phong trong việc thúc đẩy văn hóa rủi ro, tăng cường nhận thức và chia sẻ về rủi ro; phân tích rủi ro trước khi đưa ra các quyết định quan trọng.
- Đơn vị kinh doanh: tuân thủ chính sách quản lý rủi ro; đảm bảo các rủi ro trong đơn vị được xác định và giảm thiểu; chịu trách nhiệm cho các rủi ro trong các hoạt động của đơn vị.
- Cán bộ nhân viên: quản lý rủi ro trong các hoạt động nghiệp vụ thuộc trách nhiệm của mình.
- Ủy ban Kiểm toán: giám sát việc xây dựng, triển khai của mô hình và chính sách quản lý rủi ro; giám sát các hồ sơ rủi ro của doanh nghiệp.
- Kiểm toán nội bộ: giám sát độc lập đối với các rủi ro được lựa chọn và các hệ thống, quy trình quản lý rủi ro.
- Bộ phận quản lý rủi ro: hỗ trợ về phương pháp tiếp cận quản lý rủi ro; duy trì mô hình và chính sách quản lý rủi ro; cung cấp các công cụ quản lý rủi ro, đào tạo, hướng dẫn và hỗ trợ các đơn vị.



Hình 2. Nguyên tắc “3 vòng bảo vệ” trong quản trị rủi ro



Hình 3. Cấu trúc quản trị rủi ro



Hình 4. Quy trình quản lý rủi ro

- Đầu mối quản lý rủi ro tại đơn vị: điều phối các hoạt động quản lý rủi ro và văn hóa quản lý rủi ro tại đơn vị.

Tùy vào quy mô của từng doanh nghiệp, có thể không có Ủy ban Kiểm toán hoặc ngoài Ủy ban Kiểm toán còn có các ủy ban khác (như Ủy ban Đầu tư, Ủy ban Lương thưởng...) để giúp Hội đồng thành viên/Hội đồng quản trị kiểm soát công tác quản lý rủi ro trong doanh nghiệp. Đầu mối quản lý rủi ro tại đơn vị cần được đào tạo, hướng dẫn về đánh giá rủi ro theo khung quản trị rủi ro doanh nghiệp.

3.4. Quy trình quản lý rủi ro

Theo thông lệ tốt, quy trình quản trị rủi ro gồm 6 bước [6], có tính liên tục (Hình 4).

Bước 1: Thiết lập bối cảnh, xây dựng bối cảnh môi trường kinh doanh trong việc thực hiện mục tiêu, chiến

lược của doanh nghiệp để từ đó xác định được giới hạn xử lý rủi ro, mức độ quản lý rủi ro (hoạt động nào quản lý, hoạt động nào không quản lý) và liên kết các hoạt động với các bước công việc chính trong quản lý rủi ro.

Bước 2: Nhận diện rủi ro

Phát hiện các sự kiện có thể ảnh hưởng đến việc thực hiện mục tiêu chiến lược của doanh nghiệp, công tác sản xuất kinh doanh, các dự án...; phân chia cấp rủi ro và phân nhóm rủi ro để quản lý, gồm có rủi ro cấp doanh nghiệp và rủi ro cấp đơn vị.

Bước 3: Đánh giá rủi ro

Đánh giá khả năng xảy ra và mức độ ảnh hưởng của các rủi ro, xem xét các biện pháp kiểm soát rủi ro. Xếp hạng các rủi ro để xác định mức độ ưu tiên quản lý dựa trên bộ tiêu chí đo lường được lượng hóa gắn với giá trị cụ thể cho khả năng xảy ra của rủi ro và mức độ ảnh hưởng của rủi ro (tài chính, phi tài chính); từ đó xác định mức độ chấp nhận rủi ro của doanh nghiệp cho từng loại rủi ro.

Bước 4: Ứng phó rủi ro

Xác định các biện pháp, xây dựng các kế hoạch hành động và giám sát cụ thể nhằm giảm rủi ro xuống mức có thể chấp nhận được. Các phương án ứng phó rủi ro tương ứng với mức độ rủi ro và chi phí của từng phương án ứng phó:

+ Chấp nhận rủi ro (ví dụ về biến động giá dầu là một rủi ro đặc thù của ngành dầu khí, các doanh nghiệp thường chấp nhận rủi ro này và thực hiện kế hoạch theo dõi, giám sát thường xuyên để có phương án kịp thời cùng với xây dựng các kịch bản giá dầu, xem xét kết hợp với các giải pháp ứng phó khác);

+ Tránh rủi ro là việc quyết định không tiếp tục đầu tư, hoặc lựa chọn kế hoạch đầu tư thay thế với rủi ro có thể chấp nhận được mà vẫn đạt được mục tiêu về chiến lược kinh doanh (ví dụ doanh nghiệp có thể quyết định không đầu tư ở khu vực có chiến sự);

+ Giảm khả năng xảy ra rủi ro và/hoặc giảm mức độ tác động của rủi ro (ví dụ sử dụng các thiết bị an toàn và đào tạo về an toàn cháy nổ trong môi trường hoạt động có nguy cơ cao về cháy nổ);

+ Chuyển giao một phần hoặc toàn bộ rủi ro thường được thực hiện thông qua các hợp đồng (như các hợp đồng bảo hiểm là hình thức chuyển giao rủi ro thường hay được sử dụng nhất; hợp đồng liên doanh...).

Lựa chọn các phương án ứng phó rủi ro linh hoạt,

trong một số trường hợp, có thể sử dụng kết hợp nhiều phương án ứng phó với rủi ro để đạt được hiệu quả cao nhất.

Bước 5: Kiểm soát rủi ro

Thực hiện các quy trình, biện pháp để kiểm soát và ứng phó với rủi ro:

- + Kiểm soát phòng ngừa: các biện pháp xử lý để ngăn chặn các lỗi, sự cố hay hành động/giao dịch không mong muốn xảy ra;

- + Kiểm soát phát hiện: giám sát hoạt động/quy trình để xác định các biện pháp kiểm soát phòng ngừa còn thiếu sót và lỗi, sự cố hay hành động/giao dịch, từ đó có các biện pháp ứng phó phù hợp;

- + Kiểm soát khắc phục: các biện pháp xử lý để khôi phục về trạng thái ban đầu hoặc giảm hậu quả, thiệt hại của các lỗi, sự cố hay hành động/giao dịch đã xảy ra.

Bước 6: Giám sát và báo cáo - giám sát và báo cáo hoạt động quản lý rủi ro và những thay đổi có thể ảnh hưởng đến hệ thống quản lý rủi ro doanh nghiệp.

Quy trình giám sát và báo cáo được thực hiện nhằm đánh giá tính hiệu quả và sự phù hợp của khung quản lý rủi ro doanh nghiệp. Bằng cách thường xuyên giám sát rủi ro và đánh giá hiệu quả của việc xử lý rủi ro, doanh nghiệp có thể điều chỉnh chương trình quản lý rủi ro phù hợp với tình hình cụ thể. Giám sát các rủi ro hiện tại, các rủi ro mới xuất hiện thông qua các chỉ số rủi ro chính KRI (Key Risk Indicator, là một chỉ số dự báo về các rủi ro hiện tại hoặc tương lai có thể quan sát hay đo lường được). Báo cáo các bên liên quan về quy trình quản lý rủi ro, gồm:

- + Đánh giá hiệu quả của hoạt động kiểm soát (có thực hiện đúng không);

- + Đánh giá hiệu quả của khung quản lý rủi ro doanh nghiệp;

- + Các rủi ro còn lại sau khi đã áp dụng các giải pháp ứng phó.

4. Sự cần thiết của quản lý rủi ro doanh nghiệp

Mục tiêu của quản lý rủi ro doanh nghiệp không chỉ dừng ở việc giảm thiểu rủi ro, mà là quản lý các rủi ro một cách hiệu quả, toàn diện, làm cơ sở cho việc bảo toàn và phát triển các giá trị của tổ chức. Nói cách khác, quản lý rủi ro doanh nghiệp giúp cấp quản lý đưa ra các quyết định chính xác, hiệu quả; giảm thiểu thiệt hại trong quá trình vận hành doanh nghiệp.

Tầm quan trọng của quản trị rủi ro doanh nghiệp đối với doanh nghiệp nói chung:

- Tăng cường công tác quản trị doanh nghiệp: quản trị rủi ro doanh nghiệp hỗ trợ tích cực cho quản trị doanh nghiệp, bằng cách cung cấp thông tin cho Hội đồng quản trị/Hội đồng thành viên các rủi ro trọng yếu và các biện pháp cần thực hiện. Một trong những mục tiêu chủ chốt trong hoạt động quản trị doanh nghiệp đó là đảm bảo doanh nghiệp hoạt động bền vững và liên tục tăng cường các giá trị như tài chính, thị phần, thương hiệu...

- Hỗ trợ doanh nghiệp hoàn thành mục tiêu chiến lược đã đề ra thông qua các công cụ quản trị rủi ro, cụ thể:

- + Đánh giá khả năng xảy ra và ảnh hưởng của các tình huống xấu, xây dựng các biện pháp ngăn ngừa, ứng phó, hoặc quản lý ảnh hưởng của các tình huống tới doanh nghiệp trong trường hợp xảy ra;

- + Quản trị rủi ro không tập trung vào các rủi ro cụ thể mà vào nguồn gốc gây ra thiệt hại cho doanh nghiệp. Từ đó hỗ trợ cấp quản lý trong việc cải thiện hiệu quả hoạt động của doanh nghiệp thông qua việc tập trung vào việc giảm thiểu các nguyên nhân dẫn tới giảm doanh thu, lợi nhuận, tránh các tình huống bị động;

- + Doanh nghiệp ứng phó hiệu quả với môi trường kinh doanh thay đổi thông qua việc nhận diện, ưu tiên và lập kế hoạch ứng phó với các rủi ro giúp doanh nghiệp chủ động xử lý tình huống khủng hoảng;

- Xây dựng lòng tin và đáp ứng kỳ vọng ngày càng cao của nhà đầu tư và các bên liên quan: Hiện nay, các nhà đầu tư, các tổ chức đánh giá tín dụng có thể yêu cầu doanh nghiệp công bố khả năng quản lý rủi ro để có cơ sở đánh giá mức độ tương quan giữa lợi nhuận có thể thu được và rủi ro có thể gặp phải. Nếu các doanh nghiệp quản lý rủi ro tốt sẽ xử lý được các vấn đề hiệu quả hơn đối với các rủi ro mới xuất hiện trong hoạt động kinh doanh;

- Nhất quán chiến lược và văn hóa rủi ro: Quản trị rủi ro doanh nghiệp giúp cấp quản lý tập trung thiết lập chính sách, xác định trọng tâm, cơ chế điều hành, cải thiện các công cụ định lượng rủi ro, tăng cường trách nhiệm quản lý rủi ro và tạo điều kiện cho việc nhận diện kịp thời các thay đổi danh mục rủi ro của doanh nghiệp;

- Tối ưu nguồn lực doanh nghiệp sử dụng cho quản lý và xử lý các rủi ro chính: Quản trị rủi ro cho phép doanh nghiệp thiết lập quy trình chuẩn trong việc nhận diện, đánh giá, phân tích, ưu tiên và quản lý các rủi ro chính.

Doanh nghiệp sẽ tiết kiệm được thời gian, chi phí, nhân sự trong quá trình khắc phục, giảm thiểu các rủi ro chính;

- Tối ưu tương quan lợi nhuận và rủi ro: Quản trị rủi ro doanh nghiệp dựa trên mức độ rủi ro chấp nhận, giám sát, theo dõi và quản lý rủi ro một cách hợp lý, giúp doanh nghiệp kịp thời nắm bắt được các cơ hội (rủi ro cao, lợi nhuận cao).

Hệ thống văn bản pháp luật của Việt Nam chưa có quy định cụ thể về quản lý rủi ro cho doanh nghiệp, trừ lĩnh vực tài chính ngân hàng.

Luật Doanh nghiệp 2014 [7], có quy định bắt buộc về việc thành lập, quyền và trách nhiệm của Ban Kiểm soát (đối với công ty cổ phần). Ban Kiểm soát có trách nhiệm giám sát và đánh giá hiệu lực và mức độ tuân thủ quy chế kiểm toán nội bộ, quy chế quản lý và phòng ngừa rủi ro, quy chế báo cáo và các quy chế quản trị nội bộ khác của công ty. Ngoài ra, các luật chuyên ngành như: điện lực; dầu khí; tài nguyên, môi trường biển và hải đảo; bảo hiểm... không có quy định cụ thể nào về quản lý rủi ro.

Nghị định số 87/2015/NĐ-CP [8], Điều 12, Mục 1, Chương 3 quy định doanh nghiệp phải xây dựng ban hành các quy trình quản lý phục vụ giám sát tài chính, đánh giá hiệu quả (gồm các quy trình ngân sách và dự báo, kế toán, lập báo cáo tài chính hợp nhất, quy trình quản lý rủi ro tài chính, kế hoạch sản xuất kinh doanh, quy chế giám sát tài chính và đánh giá hiệu quả đối với công ty con/liên kết).

Nghị định 91/2015/NĐ-CP [9], Điều 22, Mục 1, Chương 3, quy định các biện pháp bảo toàn vốn như: thực hiện đúng chế độ quản lý sử dụng vốn, tài sản, phân phối lợi nhuận, chế độ quản lý tài chính khác và chế độ kế toán theo quy định của pháp luật; mua bảo hiểm tài sản theo quy định của pháp luật; xử lý kịp thời giá trị tài sản tổn thất, các khoản nợ không có khả năng thu hồi và trích lập các khoản dự phòng rủi ro (giảm giá hàng tồn kho; khoản phải thu khó đòi; giảm giá các khoản đầu tư tài chính; bảo hành sản phẩm, hàng hóa, công trình xây lắp).

Thông tư 210/2009/TT-BTC [10], có quy định cụ thể trình bày báo cáo tài chính và thuyết minh thông tin đối với công cụ tài chính, đánh giá bản chất cũng như phạm vi của các rủi ro phát sinh từ công cụ tài chính và cách thức quản trị rủi ro của đơn vị.

Đối với các tổ chức tín dụng, ngân hàng, đã có quy định về yêu cầu thực hiện các biện pháp đảm bảo các tỷ lệ an toàn hệ thống, nguyên tắc quản lý rủi ro trong hoạt

động ngân hàng điện tử; đang dự thảo xây dựng quy định về quản lý rủi ro trong hoạt động ngân hàng, tiếp cận với các quy định quốc tế Basel II.

Như vậy, các quy định pháp lý về quản lý rủi ro đối với các doanh nghiệp, trừ lĩnh vực tín dụng, ngân hàng, mới dừng lại ở yêu cầu quản lý, giám sát một số rủi ro thuộc nhóm rủi ro tài chính (bảo toàn vốn, thanh khoản, đầu tư...) và nhóm rủi ro tuân thủ hoặc quy định chức năng giám sát, kiểm tra của của Ban Kiểm soát, mà chưa có quy định/hướng dẫn cụ thể cho doanh nghiệp cách thức để phòng ngừa rủi ro.

Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, quản trị rủi ro rất cần thiết do dầu khí là lĩnh vực có rủi ro cao từ yếu tố ngành nghề (tỷ lệ dự án thăm dò không thành công cao, chi phí đầu tư lớn, thời gian đầu tư kéo dài dẫn đến rủi ro về dòng tiền...), từ yếu tố tài chính (biến động giá dầu, biến động tỷ giá, nguồn cung/nhu cầu...), từ yếu tố vận hành (an toàn vận hành, an toàn sức khỏe môi trường, từ các quy định mới (hiệp định thương mại, thuế, tuân thủ luật pháp...).

Theo kết quả khảo sát [11], công tác quản trị rủi ro đã và đang được Tập đoàn triển khai, tuy nhiên một số đơn vị thành viên chưa quan tâm đúng mức đến công tác này hoặc cách thức triển khai chưa đồng bộ. Do vậy, khi có rủi ro xảy ra thường bị động trong giải quyết, khắc phục hậu quả như rủi ro trong quản lý dự án đầu tư, biến động tỷ giá, giá dầu thô sụt giảm và duy trì ở mức thấp...

5. Kết luận

Việc xây dựng hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp hiệu quả là rất cần thiết và cấp bách đối với các doanh nghiệp Việt Nam để có thể phát triển bền vững trong môi trường kinh doanh ngày càng nhiều biến động. Trong đó, yếu tố quyết định sự thành công và hiệu quả của hệ thống quản trị rủi ro doanh nghiệp là sự cam kết của lãnh đạo cấp cao, là người hỗ trợ, sở hữu và định hướng cho hoạt động quản trị rủi ro doanh nghiệp.

Để quản lý rủi ro hiệu quả, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần xây dựng mô hình quản trị rủi ro theo thông lệ tốt, trên cơ sở xem xét yếu tố đặc thù, để đảm bảo mọi rủi ro được phát hiện kịp thời, giám sát và quản lý một cách hiệu quả. Bài viết tiếp theo nhóm tác giả sẽ đưa ra khuyến nghị xây dựng mô hình quản trị rủi ro cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trên cơ sở nghiên cứu hiện trạng quản trị rủi ro và tham khảo các công ty dầu khí nước ngoài có mô hình hoạt động tương tự.

Tài liệu tham khảo

1. International Organization for Standardization. *Risk management - Principles and guidelines*. ISO 31000:2009.
2. The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). *Enterprise risk management framework*. 2004.
3. John Shortreed, John Hicks, Lorraine Craig. *Basic frameworks for risk management*. Network for Environmental Risk Assessment and Management. 2003.
4. Công ty TNHH Deloitte Việt Nam. *Báo cáo khảo sát mô hình quản trị rủi ro doanh nghiệp cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. 2016.
5. The Institute of Internal Auditors. *The three lines of defense in effective risk management and control*. 2013.
6. Công ty TNHH Pricewaterhouse Coopers Việt Nam (PwC). *Tài liệu đào tạo quản trị rủi ro*. 2016.
7. Quốc hội nước Cộng hòa XHCN Việt Nam (Khóa XIII). *Luật Doanh nghiệp*. Số 68/2014/QH13. 26/11/2014.
8. Thủ tướng Chính phủ. *Giám sát đầu tư vốn Nhà nước vào doanh nghiệp; giám sát tài chính, đánh giá hiệu quả hoạt động và công khai thông tin tài chính của doanh nghiệp nhà nước và doanh nghiệp có vốn nhà nước*. Nghị định số 87/2015/NĐ-CP. 6/10/2015.
9. Thủ tướng Chính phủ. *Đầu tư vốn Nhà nước vào doanh nghiệp và quản lý, sử dụng vốn, tài sản tại doanh nghiệp*. Nghị định số 91/2015/NĐ-CP. 13/10/2015.
10. Bộ Tài chính. *Hướng dẫn áp dụng chuẩn mực kế toán quốc tế về trình bày báo cáo tài chính và thuyết minh thông tin đối với công cụ tài chính*. Thông tư số 210/2009/TT-BTC. 6/11/2009.
11. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI). *Nghiên cứu đề xuất mô hình tổ chức quản trị rủi ro cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. 2017.

ENTERPRISE RISK MANAGEMENT MODEL ACCORDING TO INTERNATIONAL PRACTICES

Hoang Thi Dao, Nguyen Duc Minh
Vietnam Petroleum Institute
Email: daoht@vpi.pvn.vn

Summary

Effective risk management helps firms monitor and minimise the negative impacts of risks through timely implementation of planned risk responses. However, in Vietnam, there is a lack of regulations, guidelines and tools to support firms in properly establishing risk management system. This paper analyses the need for risk management and discusses enterprise risk management models according to good practices that are being applied worldwide.

Key words: Risk management, enterprise risk management.

NHIÊN LIỆU SINH HỌC TIỀN TIẾN: HƯỚNG PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG CỦA NHIÊN LIỆU TÁI TẠO

Hồ Sĩ Thoảng

Hội Dầu khí Việt Nam

Email: hosithoang@gmail.com

Tóm tắt

Để đối phó với biến đổi khí hậu do hiệu ứng nhà kính, các nguồn năng lượng tái tạo đang được phát triển rất nhanh như năng lượng mặt trời và năng lượng gió, đặc biệt là nhiên liệu sinh học tiên tiến đang thu hút sự quan tâm của các nhà nghiên cứu và các công ty năng lượng hàng đầu thế giới. So với nhiên liệu sinh học truyền thống, nhiên liệu sinh học tiên tiến có hiệu quả giảm phát thải CO₂ cao hơn, khoảng 60 - 90%, được sản xuất từ các nguồn nguyên liệu bền vững, từ các loại cây trồng không phải là lương thực, cây có dầu trồng trên đất nghèo dinh dưỡng, các loại phế phẩm hoặc dầu ăn đã qua sử dụng, mỡ động vật... Từ các nguyên liệu đa dạng, các quy trình công nghệ chế biến và sản xuất nhiên liệu sinh học tiên tiến dựa trên các chuyển hóa sinh - hóa, nhiệt - hóa cũng như nhiệt - xúc tác đang được triển khai ở quy mô khác nhau để tạo ra sản phẩm với giá thành ngày càng thấp, hướng tới cạnh tranh với các nhiên liệu khoáng.

Từ khóa: Nhiên liệu sinh học tiên tiến, phát thải CO₂, sinh khối.

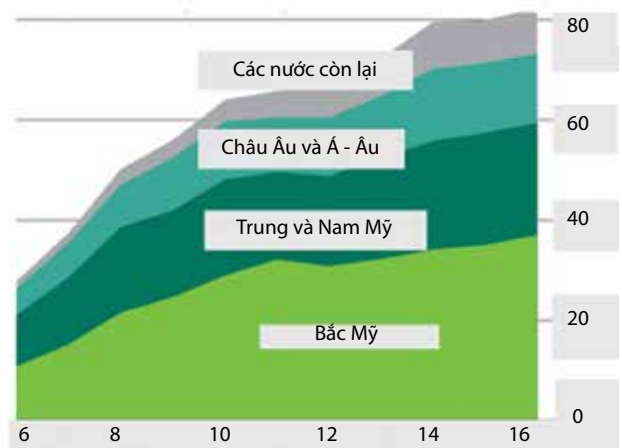
1. Giới thiệu

Nhiên liệu sinh học đã xuất hiện từ lâu, tuy nhiên mới được quan tâm trong các thập kỷ gần đây do ảnh hưởng của hiệu ứng nhà kính trên toàn cầu. Trước năm 2006, sản lượng nhiên liệu sinh học tăng trưởng chậm. Hình 1 cho thấy, sản lượng nhiên liệu sinh học trên toàn thế giới giai đoạn 2006 - 2016 tăng từ khoảng 30 triệu tấn/năm lên khoảng 80 triệu tấn/năm [1].

Đến nay, nhiên liệu sinh học đóng góp vào cân bằng năng lượng toàn cầu khoảng 0,6%. Có 2 nguyên nhân chính dẫn đến nhiên liệu sinh học tăng trưởng chậm: thứ nhất là cho đến cách đây vài thập kỷ, nhiên liệu khoáng vẫn được sử dụng do chưa ý thức được biến đổi khí hậu gây ra bởi phát thải carbon dioxide; thứ hai là giá thành sản xuất nhiên liệu sinh học chưa cạnh tranh được với sản phẩm dầu mỏ. Giá dầu mỏ không ổn định, khó dự báo làm cho chính sách của các công ty năng lượng không nhất quán trong đầu tư. Những yếu tố quan trọng nhất quyết định giá thành là nguồn nguyên liệu và công nghệ chế biến.

Dựa vào nguồn nguyên liệu sinh khối, nhiên liệu sinh học được chia thành các thế hệ khác nhau, gồm thế hệ thứ nhất, thứ hai và thứ ba. Thế hệ thứ nhất - nguồn carbon cho nhiên liệu sinh học là đường, chất béo hoặc tinh bột được chiết xuất trực tiếp từ thực vật là những cây trồng cạnh tranh hoặc có khả năng cạnh tranh với cây lương thực. Nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai có nguồn gốc từ cellulose, hemicellulose, lignin hoặc pectin, ví dụ, phế

thải hoặc phế phẩm trong nông - lâm nghiệp, hoặc các nguyên liệu thực vật được trồng không nhằm làm lương thực (rừng trồng ngắn ngày, một số loại cỏ...). Nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba có nguồn gốc từ sinh vật thủy sinh tự nhiên (các loại tảo) hình thành nhờ ánh sáng, carbon dioxide và các chất dinh dưỡng được bổ sung vào môi trường sinh trưởng. Joshua Kagan [2] đã phân tích nhược điểm của nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất và thứ hai, đồng thời cho rằng nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba và thứ tư, đặc biệt là thế hệ thứ tư, có đủ điều kiện để trở thành nguồn năng lượng chủ đạo thay thế nhiên liệu hóa thạch. Theo Joshua Kagan, các nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất và thứ hai (ethanol và biodiesel) có một số hạn chế nhất định, không thể thay thế dầu mỏ. Các nguyên liệu ban đầu để sản xuất nhiên liệu sinh học của 2 thế hệ trên, đặc biệt là thế hệ thứ nhất (ngô, mía, sắn, dầu đậu



Hình 1. Sản lượng nhiên liệu sinh học (ethanol và biodiesel) thế giới (triệu tấn)

tương, dầu hạt cải, dầu hướng dương, dầu cọ...) cạnh tranh với cây lương thực về đất đai, phân bón và nước, đặc biệt khi dân số thế giới ngày càng tăng còn diện tích đất canh tác và nguồn nước ngọt ngày càng suy giảm. Các nhiên liệu này không thể sử dụng cho động cơ không chuyển đổi cũng như động cơ phản lực nếu vượt quá tỷ lệ pha trộn nhất định. Với chủ trương sản xuất 15 tỷ gallon ethanol để pha xăng sinh học vào năm 2015, Mỹ phải sử dụng 30% sản lượng ngô nhưng cũng chỉ bảo đảm được 6% nhu cầu xăng cho giao thông vận tải.

Nhiên liệu sinh học thế hệ thứ tư không xác định theo nguồn nguyên liệu sản xuất mà dựa vào tính chất đặc thù là gần như không chứa oxy (cũng như các nguyên tố độc hại khác) nên được xếp vào loại tiên tiến. Như vậy, nhiên liệu sinh học thế hệ thứ tư được hiểu là các nhiên liệu tổng hợp hoặc được sản xuất bởi các quá trình chuyển hóa các loại sinh khối khác nhau như: khí hóa, nhiệt phân, tổng hợp Fischer-Tropsch... Các nhiên liệu này được sử dụng trực tiếp không cần thay đổi động cơ và cơ sở hạ tầng (gọi là "drop-in fuel") nhờ các đặc trưng hóa học giống các sản phẩm dầu mỏ, thậm chí tốt hơn.

2. Nhiên liệu sinh học tiên tiến

Theo các tài liệu tham khảo, nhiên liệu sinh học tiên tiến (advanced biofuels) hay nhiên liệu sinh học bền vững (sustainable biofuels) không nhất thiết chỉ gồm các nhiên liệu có các tính chất tiên tiến (không chứa oxy) mà các khái niệm này còn được dùng để chỉ các loại nhiên liệu sinh học sau: thuộc thế hệ thứ hai; phát thải khí CO₂ thấp; (giảm hiệu ứng nhà kính GHG và không ảnh hưởng đến sản xuất lương thực. Như vậy, các tiêu chí để một loại nhiên liệu sinh học được coi là tiên tiến gồm: loại nguyên liệu sinh khối, công nghệ chuyển hóa được sử dụng và tính chất của các phân tử nhiên liệu được hình thành. Tùy vào mục đích sử dụng, các công ty/tổ chức khác nhau có thể dựa vào tất cả hoặc một trong các tiêu chí trên để xét một nhiên liệu sinh học có phải là tiên tiến hay không. Các cách phân loại khác nhau do sự đa dạng và các quy trình sản xuất nhiên liệu sinh học đang được triển khai để đạt được tiêu chuẩn về sự bền vững (sustainability) và chất lượng nhiên liệu, cũng như để đáp ứng nhu cầu sử dụng cho vận tải đường bộ, hàng không và hàng hải. Trên thực tế, nhiên liệu sinh học có thể được tiếp thị với các tên gọi là nhiên liệu tốt, nhiên liệu tái tạo, nhiên liệu bền vững hay nhiên liệu thế hệ kế tiếp (next generation).

Thường thuật ngữ nhiên liệu sinh học tiên tiến được áp dụng cho nhiên liệu sinh học sản xuất từ lignocellulose hoặc sinh khối cellulose, gồm một dãy các phân tử thực

vật/vật liệu chứa cellulose với lượng lignin khác nhau, độ dài chuỗi và mức độ trùng hợp khác nhau. Trong thực tế, có một số vật liệu cellulose dễ bị phá vỡ để tạo thành các hợp chất (đường thực vật) giúp dễ dàng chuyển hóa thành các phân tử nhiên liệu, các cellulose phức tạp hơn ("gỗ hóa" hơn) sẽ khó bị phá vỡ và tốn kém chi phí hơn khi sản xuất nhiên liệu sinh học lỏng. Vì vậy, thuật ngữ nhiên liệu sinh học tiên tiến thường được sử dụng để mô tả như sau:

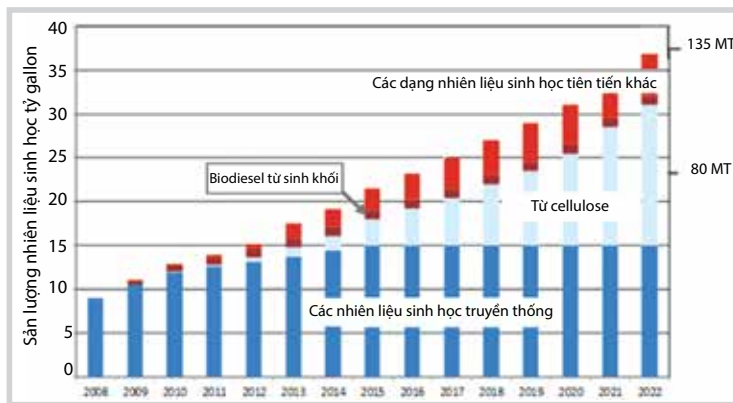
- Nhiên liệu sinh học sản xuất theo quy trình tiên tiến từ các nguyên liệu phi thực phẩm (phế thải, phế phẩm nông - lâm nghiệp, "cây năng lượng", tảo). Sản phẩm cuối tương đương với nhiên liệu sản xuất bởi công nghệ thế hệ đầu tiên (ethanol hoặc FAME) hoặc một loại nhiên liệu sinh học tiên tiến khác (ví dụ, bioDME hoặc biokerosene). Những nhiên liệu sinh học thế hệ tiếp theo được coi là bền vững hơn do nguồn nguyên liệu và quy trình chế biến được sử dụng đã tạo ra mức giảm GHG lớn hơn và không cạnh tranh với cây lương thực.

- Nhiên liệu sinh học có các tính chất tiên tiến như dầu thực vật được xử lý bằng hydro (HVO), xăng sinh học, nhiên liệu phản lực sinh học, biobutanol... Các nhiên liệu này khá tương thích với cơ sở hạ tầng hiện có hoặc có ưu việt kỹ thuật trong phân phối và sử dụng nhiên liệu. Tuy nhiên, nhiên liệu sinh học với các tính chất hoàn thiện hơn cũng có thể được sản xuất từ các nguyên liệu khá đa dạng (từ các cây có dầu hoặc đường thực vật).

Như vậy, nhiên liệu sinh học tiên tiến được sản xuất từ các nguồn nguyên liệu bền vững, từ các loại cây trồng không phải là lương thực hoặc các phế phẩm như cây có dầu trồng trên đất nghèo dinh dưỡng (marginal), hoặc dầu ăn đã qua sử dụng, mỡ động vật thông qua công nghệ thế hệ thứ nhất cũng có thể được gọi là nhiên liệu sinh học thế hệ kế tiếp hoặc bền vững, đôi khi được xếp vào nhóm nhiên liệu sinh học tiên tiến mặc dù công nghệ chế biến không tiên tiến.

Theo Bộ Năng lượng Mỹ [3], trước năm 2009 nhiên liệu sinh học chỉ có "dạng truyền thống" (được hiểu là ethanol và biodiesel chủ yếu được sản xuất từ các nguồn lương thực - thực phẩm), sau đó các dạng nhiên liệu sinh học tiên tiến bắt đầu xuất hiện, từ năm 2015 sản lượng nhiên liệu sinh học truyền thống hàng năm gần như không tăng (Hình 2).

Hình 2 cho thấy từ năm 2015 trở đi, quy mô sản xuất nhiên liệu sinh học truyền thống (ethanol và biodiesel được sản xuất từ dầu thực vật và mỡ động vật) gần như không tăng và sản lượng hàng năm chỉ duy trì ở mức 15 tỷ



Hình 2. Sản lượng nhiên liệu sinh học giai đoạn 2008 - 2022

gallon (khoảng 60 triệu tấn), trong khi quy mô sản xuất các dạng nhiên liệu tiên tiến/bền vững lại tăng nhanh. Điều này có nghĩa là từ năm 2015, nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất dừng phát triển (quy mô sản xuất không được mở rộng). Đồng thời, theo các tác giả của quy trình công nghệ Ecofining [4], quá trình sản xuất nhiên liệu sinh học tiên tiến (sản phẩm quá trình deoxy-hydro hóa/deoxy-hydroisomer hóa các acid béo hoặc triglyceride) chỉ có thể được thương mại hóa rộng rãi nếu nguồn nguyên liệu ban đầu không cạnh tranh hoặc không có tiềm năng cạnh tranh với sản xuất lương thực.

Theo dự báo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) [5], nếu năm 2014 sản lượng nhiên liệu sinh học tiên tiến là 800 triệu gallon xăng quy đổi (khoảng 2 tỷ lít), thì năm 2017 sẽ tăng lên 1,7 tỷ gallon (khoảng 6,5 tỷ lít) tại 165 nhà máy sản xuất đã hoặc đang đưa vào vận hành thuộc 180 doanh nghiệp với vốn đầu tư khoảng 4 tỷ USD. Điểm đáng lưu ý là các quy trình sản xuất nhiên liệu sinh học tiên tiến thuộc nhóm xử lý các dầu thực vật bằng hydro cung cấp trên 80% sản lượng các nhiên liệu sinh học tiên tiến.

So với nhiên liệu sinh học truyền thống, nhiên liệu sinh học tiên tiến có hiệu quả giảm phát thải CO₂ cao hơn, khoảng 60 - 90%.

3. Một số quy trình công nghệ sản xuất nhiên liệu sinh học tiên tiến [6]

3.1. Chuyển hóa hóa - sinh

- Ethanol từ cellulose

Ethanol được sản xuất bằng quá trình thủy phân và lên men các phế thải nông nghiệp chứa lignocellulose (như rơm rạ, thân ngô...), từ cỏ năng lượng hoặc các cây năng lượng khác. Sản phẩm cuối cùng cũng giống như bioethanol thông thường, dùng để pha trộn với xăng. Năm 2014, Nhà máy sản xuất ethanol từ sinh khối chứa cellulose lớn nhất mang tên Liberty được đưa vào hoạt động tại Emmetsburg, bang Iowa do Liên doanh Poet-DSM (giữa Poet LLC là doanh nghiệp sản xuất ethanol lớn nhất Mỹ với một doanh nghiệp sản xuất enzyme của Hà Lan) đầu tư [7]. Mỗi năm nhà máy này chế biến 285 nghìn tấn phế thải cây ngô (thân, lá, vỏ)

để sản xuất ra khoảng 25 triệu gallons ethanol (tương đương gần 95 triệu lít ethanol). Ethanol từ cellulose của Poet-DSM có các tính chất giống ethanol từ ngô, nhưng vì được tạo ra từ phế thải còn trên mặt đất sau khi thu hoạch ngô nên hàng năm chu trình sản xuất này làm giảm được khoảng 210.000 tấn carbon dioxide phát thải.

- Biobutanol

Biobutanol là alcohol, có thể được sử dụng làm nhiên liệu cho các phương tiện vận tải. So với ethanol, butanol tương thích hơn với cơ sở hạ tầng và động cơ nhiên liệu hiện có. Các kỹ thuật lên men mới đang được phát triển để chuyển hóa đường thành butanol bằng cách sử dụng các dòng men biến tính.

- Nhiên liệu sinh học từ tảo (Algal biofuels)

Nhiên liệu sinh học có thể được sản xuất từ tảo vi mô (tảo biển) và vi tảo thông qua các quy trình công nghệ. Nhiều dự án và nhà máy thí điểm đang xác định loại tảo tốt nhất và các công nghệ sản xuất tối ưu nhất để sử dụng. Nhiên liệu sinh học từ tảo thu hút được sự quan tâm lớn vì không cạnh tranh với các loại cây lương thực trong sử dụng đất. Tuy nhiên, công nghệ nuôi trồng tảo khá phức tạp và chưa phát triển để sản xuất lớn với giá thành tốt như các nhiên liệu sinh học tiên tiến khác. Các nghiên cứu [8 - 10] cho rằng, nhiên liệu sinh học thế hệ thứ ba từ tảo khắc phục được nhược điểm của nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất và thứ hai. Trên một diện tích tương đương, tảo có thể tạo ra một lượng dầu để sản xuất nhiên liệu sinh học gấp từ 15 đến 300 lần so với các loại nông sản truyền thống. Ngoài ra, các nông sản thường chỉ có thể thu hoạch một vài vụ trong năm, trong khi chu kỳ thu hoạch tảo chỉ trong khoảng 10 ngày tùy theo phương pháp nuôi trồng [11].

So với các thực vật cao cấp hơn, tảo có ưu việt sau [12]: tổng hợp và chứa được một lượng lipid trung tính cao (20 - 50% trong sinh khối khô); có thể thu hoạch quanh năm, do đó, hiệu suất dầu thu được cao hơn nhiều so với các cây có dầu khác; tiêu thụ nước ít hơn nhiều so với các cây trồng trên đất; nuôi tảo không cần sử dụng các hóa phẩm bảo vệ thực vật; thu hồi được carbon dioxide từ các nhà máy điện và các nguồn thải carbon dioxide khác (để có 1kg tảo khô cần

1,83kg CO₂); làm sạch các nguồn nước thải chứa NH₄⁺, NO₃⁻, PO₄³⁻; có thể nuôi trồng ở nước mặn, nước lợ, do đó, không cạnh tranh với đất nông nghiệp.

3.2. Chuyển hóa hóa học: Khí hóa và chuyển hóa xúc tác

- Chuyển sinh khối thành sản phẩm lỏng - Biomass to Liquid (BtL)

Đây là cách thức phổ biến để chuyển hóa nguyên liệu khoáng (than, dầu, khí) thành các hợp chất hóa học khác nhau làm nguyên liệu trung gian cho tổng hợp các sản phẩm cuối cùng, kể cả nhiên liệu. Vì vậy, công nghệ quy trình áp dụng cho nguyên liệu sinh khối không có khác biệt so với quy trình kinh điển trong công nghiệp hóa chất, nghĩa là quá trình khí hóa (gasification) tạo ra carbon monoxide và hydro (khí tổng hợp) từ các nguồn sinh khối khác nhau, bao gồm phế liệu - phế thải nông - lâm nghiệp, hoặc các cây năng lượng. Quá trình được tiến hành ở nhiệt độ cao. Tùy điều kiện và công nghệ áp dụng, quá trình khí hóa được nối tiếp bằng quá trình Fischer-Tropsch tạo nhiên liệu hoặc quá trình "methanol-to-gasoline" (MTG). Sản phẩm quá trình BtL được sử dụng trong động cơ diesel hoặc như nhiên liệu hàng không. Khí hóa plasma ở nhiệt độ cao có thể được sử dụng để sản xuất khí tổng hợp từ nhiều dạng sinh khối khó chuyển hóa hơn.

- BioDME (Bio-dimethyl ether)

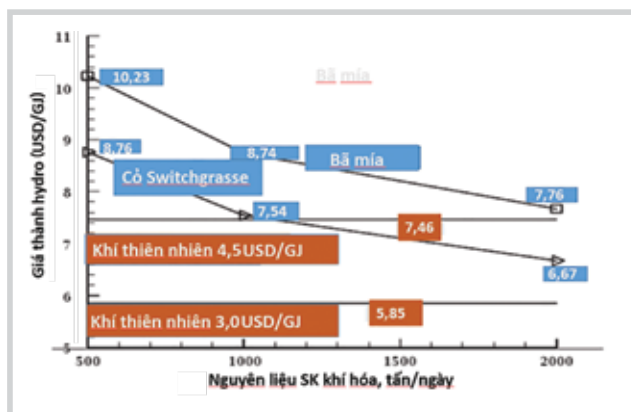
Đây là một trong những cách sản xuất nhiên liệu sinh học từ sinh khối thông qua quá trình khí hóa rồi tiếp tục chuyển hóa khí tổng hợp thành methanol. Như vậy, BioDME có thể được sản xuất thông qua quá trình dehydrate hóa methanol hoặc tổng hợp trực tiếp từ khí tổng hợp. Ở nhiệt độ trên -25°C hoặc áp suất dưới 0,5MPa, dimethyl ether là chất khí, nên được sử dụng làm nhiên liệu cho các phương tiện giao thông tương tự LPG dầu mỏ.

- Khí tự nhiên sinh tổng hợp (Biosynthetic Natural Gas - BioSNG)

Sản phẩm của quá trình khí hóa sinh khối cũng có thể được tiếp tục xử lý và nâng cấp để được sử dụng tương tự như biomethane (biogas) được sản xuất thông qua quá trình lên men hiếu khí. Khí tổng hợp cũng có thể chuyển hóa thành nhiên liệu lỏng.

- Biohydro

Hydro có thể được sản xuất từ sinh khối bằng nhiều cách (đốt trực tiếp, chế tạo pin nhiên liệu). Quy trình sản xuất hydro thông qua quá trình khí hóa dưới điều kiện nhiệt độ cao (đến 700°C) và áp suất tới hạn HyPro-RING



Hình 3. Giá thành hydro được sản xuất bằng khí hóa sinh khối và reforming hơi khí thiên nhiên

[13] cho thấy nếu giá khí thiên nhiên ở mức 4,5USD/GJ, biohydro có khả năng cạnh tranh với hydro được sản xuất từ khí thiên nhiên khi quy mô sản xuất đạt và vượt qua giới hạn nhất định (Hình 3). Đây có thể là phương pháp sản xuất có triển vọng trong tương lai để tạo ra hydro cho quá trình Fischer-Tropsch, đồng thời để sản xuất methanol thông qua hydro hóa carbon dioxide theo đề xuất của George A.Olah và các cộng sự [14] về "Nền kinh tế methanol".

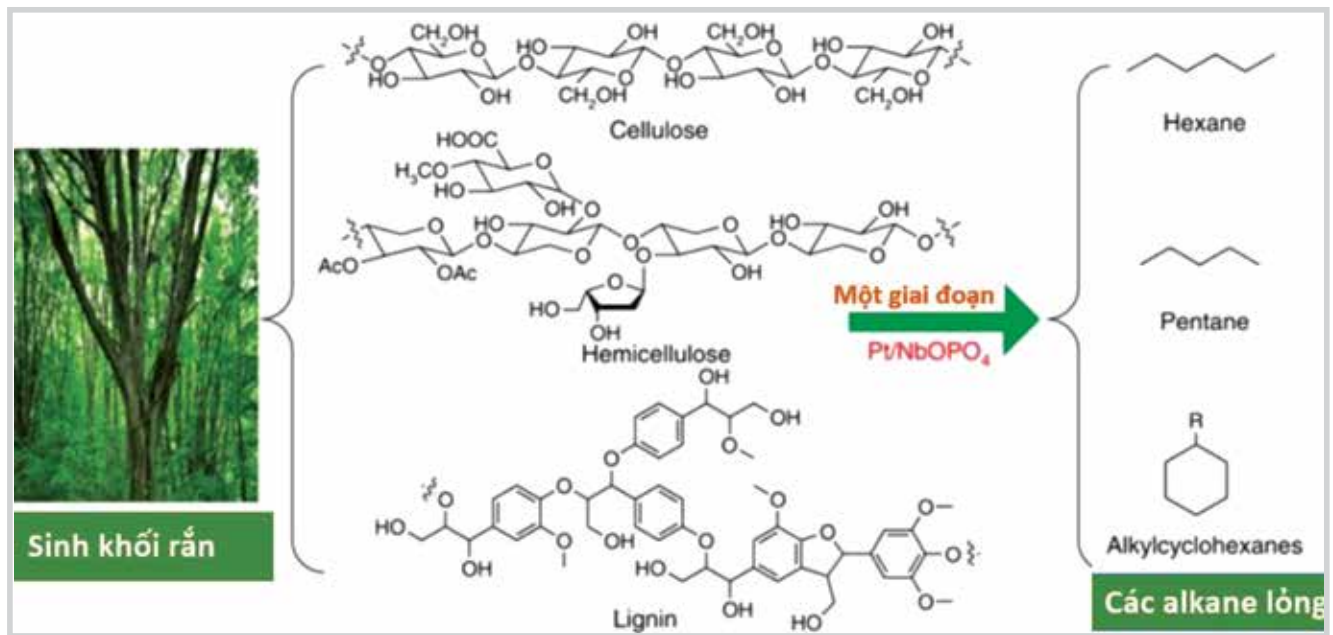
- Các loại dầu thực vật được xử lý bằng hydro/hydro hóa các ester và acid béo (HEFA)

Sản phẩm của các quá trình này là những hydrocarbon mạch thẳng (nếu thực hiện quá trình hydro - đồng phân hóa thì sẽ nhận được hỗn hợp hydrocarbon mạch thẳng và mạch nhánh) nhưng không chứa các hydrocarbon thơm; các hợp chất chứa lưu huỳnh và oxy và có trị số cetane cao, có thể được sử dụng làm nhiên liệu hàng không. So với các biodiesel "truyền thống" (các ester) thì các nhiên liệu sinh học này có nhiều ưu điểm khi sử dụng. UOP Honeywell là công ty đầu tiên sáng chế và áp dụng quy trình này để sản xuất diesel và xăng đạt công suất đến hàng trăm triệu gallon [15]. Hiện nay, mục đích của quá trình này là sản xuất HVO từ các nguồn nguyên liệu bền vững tức là các dầu thực vật không cạnh tranh với sản xuất lương thực.

3.3. Chuyển hóa hóa học: Nhiệt phân nhanh và chuyển hóa xúc tác

- Dầu sinh học (Bio-oil)

Là cách chuyển hóa sinh khối thành hóa phẩm và nhiên liệu mới được quan tâm trong thời gian gần đây. Dầu sinh học được sản xuất bằng quá trình nhiệt phân nhanh (Fast Pyrolysis/Rapid Thermal Pyrolysis - RTP). Quá trình nhiệt phân nhanh xảy ra trong thời gian rất ngắn



Hình 4. Chuyển hóa sinh khối thành hydrocarbon chỉ trong 1 giai đoạn

(chỉ 1 - 2 giây) ở nhiệt độ khoảng 500°C có thể có chất xúc tác hoặc không, được tiến hành trong các loại bình phản ứng khác nhau. Công nghệ RTP đã được thương mại hóa tại các nhà máy ở Mỹ và Canada. Thực chất đây là quá trình depolymer hóa dưới tác dụng của nhiệt độ (Thermal Depolymerisation - TDP). Dầu sinh học có thể được sử dụng làm nhiên liệu sưởi ấm hoặc có thể được chuyển thành nhiên liệu sinh học tiên tiến.

- Hydro-deoxy hóa dầu sinh học (Hydrodeoxygenation of Bio-oil)

Là quá trình loại bỏ oxy (một phần hoặc tất cả trong các phân tử dầu sinh học) bằng phản ứng hydro hóa. Kết hợp RTP và xử lý bằng hydro (hydrodeoxygenation - HDO) giúp chuyển hóa nhiều loại sinh khối khác nhau thành nhiên liệu sinh học thích hợp [15 - 17]. Giai đoạn RTP được tiến hành ở nhiệt độ tương đối thấp (dưới 500°C), áp suất khí quyển, có thể không cần chất xúc tác, tuy nhiên, với sự có mặt của các chất xúc tác thì quá trình hydro-deoxy hóa tiếp theo sẽ diễn ra thuận lợi hơn, với hiệu suất cao hơn [18]. Các chất xúc tác được sử dụng khá đa dạng, như các zeolite (HZSM-5, HY, Hbeta...), các vật liệu mao quản trung bình (Al-SBA-15, Al-MCM-41, Al-MCM-48...). Giai đoạn HDO cần được thực hiện trong điều kiện có mặt hydro và thường là dưới áp suất nhất định. Quá trình hydro hóa có thể thay thế bằng quá trình hydro - đồng phân hóa nếu cần sản xuất nhiên liệu có trị số octane cao. Ở Việt Nam, Viện Dầu khí Việt Nam [19] đã tiến hành nghiên cứu công nghệ RTP và HDO. Các phế thải nông nghiệp (rơm rạ, trấu, lõi ngô, bã mía) đã được thử nghiệm cho quá trình nhiệt phân nhanh. Dầu sinh

học nhận được từ quá trình RTP với hiệu suất khá cao (50 - 60%), sau đó được nâng cấp chất lượng bằng các quá trình xúc tác như cracking hoặc hydro-deoxy hóa và hydro hóa. Những kết quả đầu tiên trong công trình này chứng tỏ khả năng sản xuất nhiên liệu sinh học thế hệ mới từ các nguyên liệu trên cơ sở phế thải nông nghiệp ở nước ta.

Trong thời gian gần đây, các chất xúc tác và công nghệ hydrodeoxygen hóa sản phẩm của quá trình nhiệt phân các loại sinh khối được nhiều nhà nghiên cứu quan tâm. Yongchun Hong và các cộng sự [20] đã thống kê các công trình trong khoảng 5 năm trở lại đây về chuyển hóa HDO dầu nhiệt phân trên các hệ xúc tác khác nhau, từ các xúc tác kim loại chuyển tiếp cho đến các xúc tác kim loại quý, đó là MoO₃/SiO₂, Ni/SiO₂, Fe/C, Fe/SiO₂, Ni-Fe/SiO₂, Pd-Fe/Al₂O₃, Pt/MgO, Pt-Ni/Al₂O₃, Ru/TiO₂... Theo Jan Horáček và các cộng sự [21], các chất xúc tác HDS (hydrosulfurization) truyền thống như MoO₃/Al₂O₃, NiMo/Al₂O₃, CoMo/Al₂O₃ vẫn có thể được sử dụng, nhưng hoạt tính của các chất xúc tác này kém hơn các chất xúc tác chứa kim loại quý. Qinqing Xia và các cộng sự [22] đã công bố trên Nature Communications về khả năng chuyển hóa trực tiếp sinh khối thành hydrocarbon chỉ trong 1 giai đoạn với sự có mặt của chất xúc tác Pt/NbOPO₄ trong môi trường cyclohexane và điều kiện phản ứng tương đối nhẹ.

Quá trình phản ứng được tiến hành ở 190°C, áp suất hydro là 5MPa, thời gian - 20 giờ; hiệu suất tổng khối lượng các alkane đạt được trên 20%. Theo tính toán lý thuyết, tổng khối lượng các alkane trong sinh khối tối đa chỉ khoảng 50%, như vậy, loại bỏ được oxy trong khoảng

một nửa khối lượng sinh khối thô là thành công. Các tác giả đã sử dụng sinh khối từ các loại gỗ khác nhau và nhận thấy tỷ lệ các sản phẩm alkane phụ thuộc vào thành phần lignocellulose của loại gỗ. Các tác giả cho thấy, hiệu suất tổng alkane nhận được trong RTP và HDO gỗ bạch dương (birch wood) ở dạng bột vụn (sawdust) trên xúc tác Pt/NbOPO₄ (28,1%) cao hơn nhiều so với trên các xúc tác khác là Pt/HZSM-5, Pt-ReO_x/SiO₂, Pt-ReO_x/C, Pd/NbOPO₄, Ru/NbOPO₄ và Rh/NbOPO₄ (từ 8,7% trên Pt/HZSM-5 đến 19,2% trên Ru/NbOPO₄).

4. Kết luận

Nhiên liệu sinh học tiên tiến được sản xuất từ vật liệu cellulose và lignocellulose như phế phẩm và phế thải nông lâm nghiệp, hoặc cây năng lượng. Mục đích của việc phát triển cây năng lượng là sản xuất nhiều nhiên liệu hơn cho mỗi đơn vị đất sử dụng, đồng thời tiêu tốn ít hóa chất và năng lượng hơn trong sản xuất và thu hoạch nhưng cần đạt được năng suất cao nhất có thể về nhiệt trị được tạo ra trên một hecta đất sử dụng. Phương án tối ưu là trồng cây năng lượng trên đất nghèo dinh dưỡng (marginal), không cạnh tranh trực tiếp với đất cho cây lương thực. Ở châu Âu, tính khả dụng của các nguồn nguyên liệu sinh khối đang được đánh giá nhằm cân đối hóa nhu cầu cạnh tranh từ các ngành khác nhau để tối đa hóa hiệu quả của chuỗi cung ứng sinh khối. Đồng thời, cần hoàn thiện hệ thống logistics trong khâu cung cấp nguyên liệu; giá thành và tính bền vững của nguyên liệu phải luôn được quan tâm bảo đảm. Như vậy, để sử dụng tối ưu các nguồn nguyên liệu sinh khối, các quốc gia (hoặc khu vực, ví dụ EU) cần cách tiếp cận có điều phối chung để sử dụng các nguyên liệu thích hợp nhất cho sản xuất nhiên liệu với hiệu quả sử dụng cao nhất.

Tài liệu tham khảo

1. BP. *BP statistical review of world energy*. 2017.
2. Joshua Kagan. *Third and fourth generations biofuels: Technologies, markets & economics through 2015*. GreenTech Market Research. www.greentechmedia.com. 2010.
3. US Department of Energy/Energy Efficiency and Renewable Energy. *Alternative fuels data center*. www.afdc.energy.gov.
4. Honeywell UOP. *UOP/Eni Ecofining™ process for green diesel production*. www.uop.com.
5. Algae Biomass Organization. *E2 advanced biofuels market report 2014*. www.e2.org.
6. ETIP Bioenergy. *European technology and innovation platform*. www.etipbioenergy.eu.
7. POET-DSM Advanced Biofuels LLC. *First commercial-scale cellulosic ethanol plant in the U.S. opens for business*. www.poetdsm.com. 2014.
8. Poonam Singh Nigam, Anoop Singh. *Production of liquid biofuels from renewable resources*. Progress in Energy and Combustion Science. 2010; 37(1): p. 52 - 68.
9. Yusuf Chisti. *Biodiesel from microalgae*. Biotechnology Advances. 2007; 25(3): p. 294 - 306.
10. Yanqun Li, Mark Horsman, Nan Wu, Christopher Q.Lan, Nathalie Dubois - Calero. *Biofuels from microalgae*. Biotechnology Progress. 2008; 24(4): p. 815 - 820.
11. Peer M.Schenk, Skye R.Thomas-Hall, Evan Stephens, Ute C.Marx, Jan H.Musgnug, Clemens Posten, Olaf Kruse, Ben Hankamer. *Second generation biofuels: High-Efficiency microalgae for biofuel production*. BioEnergy Research. 2008; 1(1): p. 20 - 43.
12. Giuliano Dragone, Bruno Fernandes, António A.Vicente, José A.Teixeira. *Third generation biofuels from microalgae*. Current Research, Technology and Education Topics in Applied Microbiology and Microbial Biotechnology. Formatex. 2010.
13. Meng Ni, Dennis Y.C.Leung, Michael K.H.Leung, K.Sumathy. *An overview of hydrogen production from biomass*. Fuel Processing Technology. 2006; 87(5): p. 461 - 472.
14. George A.Olah, Alain Goeppert, G.K.Surya Prakash. *Beyond oil and gas: The methanol economy*. 2009.
15. Ajan Ray. *Rapid Thermal Processing (PTP): A proven pathway to renewable liquid fuels*. Workshop on Green Fuels in Vietnam, 2011.
16. Claudio Antonio Bertilli. *Biofuels: Unlocking the potential*. Workshop on Green Fuels in Vietnam, 2011.
17. A.V.Bridgwater. *Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading*. Biomass and Bioenergy. 2012; 38: p. 68 - 94.
18. Yuxin Wang, Tao He, Kaituo Liu, Jinhu Wu, Yunming Fang. *From biomass to advanced bio-fuel by catalytic pyrolysis/hydro-processing: hydrodeoxygenation of bio-oil derived from biomass catalytic pyrolysis*. Bioresources Technology. 2012; 108: p. 280 - 284.
19. Phan Minh Quoc Binh, Duong Thanh Long,

Nguyen Dinh Viet, Tran Binh Trong, Nguyen Huynh Hung My, Nguyen Huu Luong, Nguyen Anh Duc, Luu Cam Loc. *Evaluation of the production potential of bio-oil from Vietnamese biomass resources by fast pyrolysis*. Biomass and Bioenergy Journal. 2014; 62: p. 74 - 81.

20. Yongchun Hong, Alyssa Hensley, Jean-Sabin McEwen, Yong Wang. *Perspective on catalytic hydrodeoxygenation of biomass pyrolysis oils: Essential roles of Fe-Based catalysts*. Catalysis Letters. 2016; 146 (9): p. 1621 - 1633.

21. Jan Horáček, Gabriela Šťávořová, Vendula Kelbichová, David Kubička. *Zeolite-Beta-supported platinum catalysts for hydrogenation/hydrodeoxygenation of pyrolysis oil model compounds*. Catalysis Today. 2013; 204: p. 38 - 45.

22. Qineng Xia, Zongjia Chen, Yi Shao, Xueqing Gong, Haifeng Wang, Xiaohui Liu, Stewart F. Parker, Xue Han, Sihai Yang, Yanqin Wang. *Direct hydrodeoxygenation of raw woody biomass into liquid alkanes*. Nature Communication. 2016.

ADVANCED BIOFUELS: SUSTAINABLE DEVELOPMENT FOR RENEWABLE FUELS

Ho Si Thoang

Vietnam Petroleum Association

Email: hosithoang@gmail.com

Summary

In response to climate change caused by the greenhouse effect, renewable energy sources are being rapidly developed, such as solar and wind energy, especially advanced biofuels, which are attracting the attention of researchers and the world's leading energy companies. Compared to traditional biofuels, advanced biofuels are more effective in reducing CO₂ emissions. About 60 - 90% of advanced biofuels are produced from sustainable sources of material, such as non-food crops, oil plants grown on barren soil, waste products, used cooking oil, and animal fats. From such diverse materials, advanced biofuel processing and production technologies based on biochemical, thermochemical, and thermocatalytic transformation have been applied on different scales to produce products with lower prices, with the aim to making them competitive with mineral fuels.

Key words: Advanced biofuel, CO₂ emission, biomass.

GIẢM NHIỀU HỆ THỐNG THU NỔ ĐỊA CHẤN

Tóm tắt

Nhiều thu nổ địa chấn footprint (seismic acquisition footprint) là một loại nhiễu trong tài liệu địa chấn nếu không được giảm thiểu sẽ làm sai lệch tài liệu địa chấn gốc (trước và sau cộng), dẫn đến giảm chất lượng xử lý và minh giải tài liệu địa chấn. Phương pháp truyền thống để giảm thiểu loại nhiễu này là sử dụng lát cắt tần số 3D K_y-K_x , bộ lọc nhiễu chặn tần trên miền số sóng áp dụng cho các lớp vector trước cộng (Offset Vector Tile - OVT) và tài liệu địa chấn sau cộng. Tuy nhiên, phương pháp này có thể còn nhiễu mà bộ lọc không xử lý được hết. Nguyên nhân do bất kỳ sự gián đoạn nào trong biên độ địa chấn đều được minh giải như đứt gãy và hệ thống nứt nẻ. Xử lý giảm thiểu nhiễu thu nổ địa chấn footprint là quá trình loại bỏ các gián đoạn biên độ mà vẫn bảo toàn các tín hiệu liên quan đến địa chất. Bài báo mô phỏng quy trình xử lý nối tiếp để loại bỏ hoàn toàn nhiễu thu nổ địa chấn footprint mà không ảnh hưởng đến biên độ ban đầu.

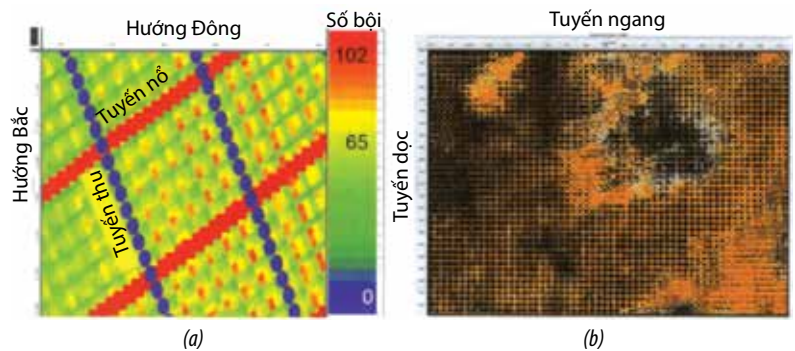
1. Giới thiệu

Có nhiều loại nhiễu giao thoa trong tài liệu địa chấn như: ảnh hưởng của nguồn nổ, nhiễu bề mặt tuyến tính (sóng liên kết, sóng mặt, tán xạ ngược) và nhiễu thu nổ địa chấn footprint. Nhiễu thu nổ địa chấn footprint được xác định dưới dạng ô lưới thẳng trên lát cắt thời gian 3D, phản chiếu hình dạng tuyến thu nổ hoặc bất kỳ dị thường pha hay dị thường biên độ nào liên quan chặt chẽ với hình dạng tuyến thu nổ mà không liên quan đến địa chất bên dưới bề mặt.

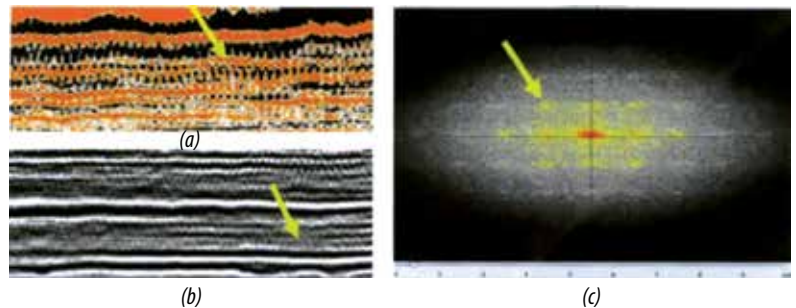
Về cơ bản, nhiễu thu nổ địa chấn footprint có 2 loại chính: (i) do thông số thu nổ (khoảng cách nguồn nổ và máy thu lớn) gây ra; (ii) từ chuỗi xử lý dữ liệu. Các doanh nghiệp đôi khi do nguồn kinh phí eo hẹp nên phải thiết kế tuyến thu nổ với khoảng cách xa; vì nếu mật độ điểm nổ cao, mạng lưới điểm thu dày sẽ có chi phí rất lớn. Tuy nhiên, khoảng cách giữa nguồn nổ và máy thu quá thưa sẽ tạo ra các biến đổi định kỳ về không gian tại khu vực có bộ địa chấn, trong phân bố khoảng dịch chuyển và phương vị gây ảnh hưởng đến tính định kỳ không gian của tỷ số tín hiệu và nhiễu, giữa biên độ với độ nhạy khoảng cách và các lỗi dịch chuyển thông thường.

Phương pháp đánh giá loại bỏ nhiễu thu nổ địa chấn footprint trên tài liệu xử lý địa chấn truyền thống thường thông qua quan sát các lát cắt thời gian và các mặt cắt địa chấn thẳng đứng. Thông thường, phương

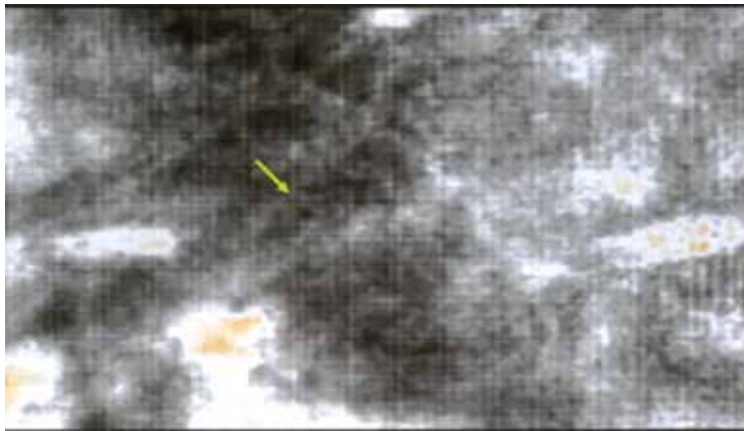
pháp này không đủ chính xác để vừa đảm bảo giảm nhiễu vừa bảo toàn các biên độ gốc. Cần áp dụng các phương pháp luận chi tiết và nâng cao hơn, trong trường hợp này là thông qua kiểm tra trên miền thời gian cũng như miền tần số, số sóng của xung chuẩn đồng thời xử lý các thuộc tính địa chấn như sự liên tục (coherency), sự bất liên tục (variance), độ cong (curvature), độ dốc và pha. Các tài liệu thuộc tính variance được sử dụng rộng rãi để xác định các đứt gãy bằng cách làm nổi bật sự bất liên tục giữa các mạch địa chấn liên kế trong tài liệu địa chấn, do đó các nhiễu thu nổ địa chấn footprint nên được loại bỏ trước khi trích xuất các thuộc tính địa chấn. Ngoài ra, quá trình loại bỏ nhiễu thu nổ địa chấn footprint nên được tiến hành trong quy trình xử



Hình 1. (a) Mạng lưới thu nổ trực giao; (b) Nhiễu footprint dưới dạng các sọc biên độ thẳng đứng gây ra bởi mạng lưới thu nổ thưa, quan sát tại lát cắt thời gian 50ms trên khối địa chấn 3D (a)



Hình 2. (a) Mặt cắt địa chấn dọc thấy được sự biến thiên nhiễu thu nổ footprint bước sóng ngắn tại phần tài liệu nông, gây ra bởi mạng lưới thu nổ thưa trên bề mặt (mũi tên vàng); (b) Một mặt cắt địa chấn khác cho thấy nhiễu dạng đan chéo tại phần sâu hơn gây ra bởi quá trình xử lý tín hiệu giả; (c) Các xung nhọn có chu kỳ tại lát cắt thời gian 100ms trên miền số sóng K_x-K_y

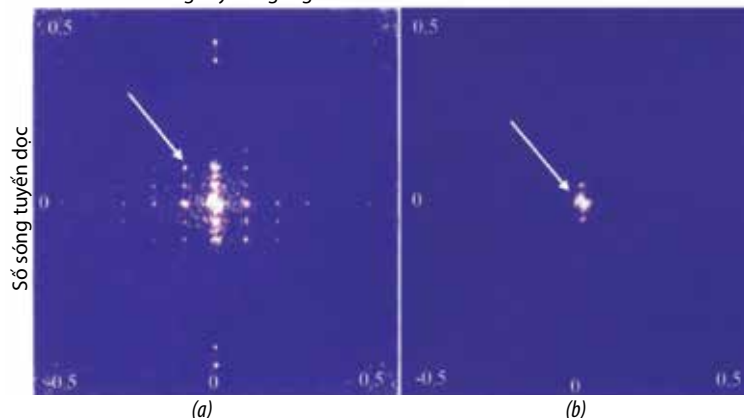


Hình 3. Lát cắt thời gian tại 1600ms cho thấy dạng lưới bao phủ phần trên các sự kiện địa chấn quan trọng do quá trình xử lý tài liệu địa chấn dẫn đến giả tín hiệu

Bảng 1. Quy trình xử lý nổi tiếp được đề xuất

	1. Lát cắt tần số 3D FKXK trong bộ lọc chặn tần trên miền số sóng - Nhiều footprint theo chu kỳ trong miền số sóng, trong khi địa chất không có tính chu kỳ; - Bộ lọc loại bỏ các xung nhọn nhiều footprint.
	2. Khử sọc địa thống kê - Loại bỏ các ảnh hưởng hình ảnh dạng lưới và các vùng rìa của diện thu nổ; - Trong lát cắt thời gian biên độ trung bình, chỉnh sửa đi thường biên độ và tài liệu đầu vào được lặp lại bằng cách tính toán giá trị biên độ để loại bỏ các tín hiệu giả dạng lưới.
	3. Bộ lọc điểm giữa 3D (3D Median Filter) - Bộ lọc loại bỏ nhiều footprint dư còn sót lại trên các khối tài liệu thuộc tính địa chấn liên kết; - Giảm thiểu nhiễu khi đuôi biên độ lớn, nhiễu dạng đan chéo và lặp có chu kỳ.
	4. Làm trắng hóa phổ phục vụ công tác minh giải cấu trúc nền cần - Loại bỏ sự xuất hiện của các nhiễu thu nổ footprint; - Cải thiện tỷ lệ tín hiệu/nhiều bằng cách lọc khoảng tần số thấp bước sóng ngắn.
	5. Kiểm soát chất lượng là bắt buộc - Thành lập bản đồ các tầng và xây dựng các thuộc tính địa chấn để xác minh khả năng loại bỏ các tín hiệu thu nổ giả; - Tăng cường người dùng kiểm soát để quá trình đạt kết quả mong muốn.

Số sóng tuyến ngang



Hình 4. (a) Lát cắt thời gian tại 100ms cho thấy tín hiệu và nhiễu trong miền số sóng trước khi thực hiện FKF3D; (b) Sau khi thực hiện FKF3D, các xung nhọn có chu kỳ (mũi tên trắng) đã được giảm thiểu

lý biến đổi thời gian, nơi chỉ cửa sổ thời gian bị ảnh hưởng mới được xử lý.

Bài báo nghiên cứu 2 khảo sát địa chấn 3D (1 khảo sát được thực hiện trên bờ và 1 khảo sát thực hiện ở ngoài khơi Abu Dhabi - UAE) có hệ thống tuyển thu nổ thừa, tài liệu địa chấn đã tái xử lý nhiều lần, tuy nhiên vẫn chưa loại bỏ hết nhiều footprint. Việc thử nghiệm thành công quy trình xử lý nâng cao đã tạo ra một bộ tài liệu chịu ít sự ảnh hưởng của nhiễu thu nổ địa chấn footprint với biên độ gốc được đảm bảo. Điều này gần như kết thúc việc lặp lại quá trình tái xử lý nhiễu, từ đó thiết lập một quy trình xử lý phù hợp cho những khảo sát thăm dò địa chấn tương tự.

2. Các loại nhiễu thu nổ địa chấn footprint

Nhiều gây ra bởi hệ thống tuyển thu nổ thừa xuất hiện trên lát cắt thời gian dưới dạng những dải biên độ dọc, như hình ảnh phản chiếu góc dốc lớn của nhiễu footprint dạng đan chéo (Hình 2b).

Nhìn chung, việc giảm nhiễu thu nổ địa chấn footprint trong miền không gian - thời gian là rất khó do đặc tính biến đổi theo thời gian yêu cầu phương pháp xử lý nhiễu và miền xử lý, mà tại đó có thể dễ dàng phân biệt tín hiệu và nhiễu.

Về cơ bản, nhiễu footprint xuất hiện dưới dạng các xung nhọn có chu kỳ, như một loại nhiễu rò rỉ trên phổ biên độ lát cắt thời gian của đồ thị K_x-K_y (Hình 2c) tại các khu vực địa chất không mang tính chu kỳ.

Trong nghiên cứu này, tài liệu tốt từ hệ thống thu nổ dạng lưới đã cho thấy hình ảnh đáng chú ý trên các lát cắt thời gian, nguyên nhân bởi sự ghi lặp của các OVT gần kề trong quá trình sắp xếp OVT sau khi tiến hành dịch chuyển trước cộng trên bộ tài liệu này (Hình 3).

3. Quy trình xử lý nổi tiếp

Nhìn chung, xử lý nhiễu là quá trình lặp đi lặp lại, cần xác định được miền xử lý phù hợp mà ở đó có thể dễ dàng phân biệt tín hiệu và nhiễu. Vì nhiễu thu nổ địa chấn footprint là loại nhiễu trội trên tài liệu địa chấn sau cộng nên việc kiểm tra dấu hiệu nhiễu trong các miền khác nhau rất

quan trọng nhằm thiết lập quy trình xử lý thích hợp để loại bỏ các tín hiệu giả.

Quy trình nối tiếp để giảm thiểu nhiễu được áp dụng không chỉ dựa vào các bộ lọc nhiễu đơn lẻ như mặt cắt tần số hay bộ lọc nhiễu chặn tần trên miền số sóng. Phương pháp xử lý nối tiếp trong nghiên cứu này chứng minh được hiệu quả trong việc loại bỏ hoàn toàn các nhiễu thu nổ địa chấn footprint mặc dù đã được tái xử lý nhiều lần. Các bước của quy trình được minh họa ở Bảng 1.

3.1. Mặt cắt tần số 3D FK_xK_y trong bộ lọc nhiễu chặn tần trên miền số sóng

Từ giữa những năm 80 của thế kỷ trước đến nay đã có rất nhiều phương pháp lọc nhiễu thu nổ địa chấn footprint đơn kênh được công bố:

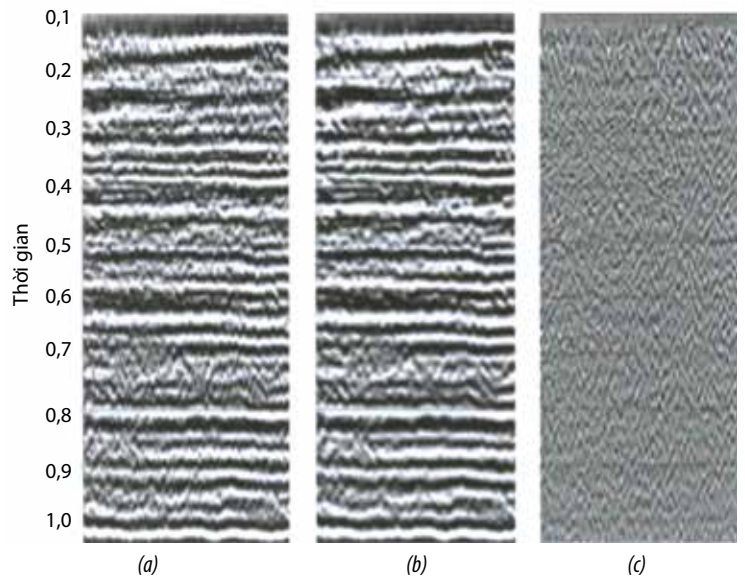
- Bộ lọc nhiễu chặn tần K_x-K_y hướng bởi hình học cho tài liệu thu nổ địa chấn từ hệ thống tuyến không trực giao bằng cách tính toán độ tương quan của chu kỳ nhiễu trên sự phân bố theo chu kỳ của các khoảng cách thực trước cộng và thiết kế các ma trận tuần hoàn nhiễu và bộ lọc nhiễu phù hợp;

- Một bộ lọc nhiễu hình ảnh đặc trưng F-xy sử dụng một phương thức ngăn chặn nhiễu không mới với kỹ thuật địa vật lý được gọi là “giảm bậc ma trận” hay sự giảm đột ngột quá trình phân tích giá trị dị thường. Phương pháp này được sử dụng để lọc phổ ma trận, giảm nhiễu nhiều lần, phân tích vận tốc, loại bỏ nhiễu thu nổ địa chấn footprint và các ứng dụng khác.

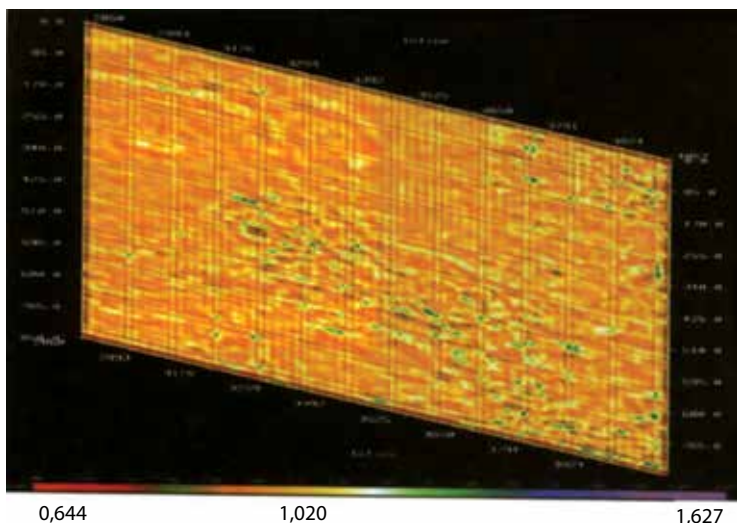
- Theo mặt cắt thời gian phân tích giá trị dị thường (TSVD), có thể giảm các nhiễu thu nổ địa chấn footprint và nhiễu ngẫu nhiên chỉ bằng một bước duy nhất.

- Một mặt cắt tần số 3D FK_xK_y từ bộ lọc nhiễu chặn tần trên miền số sóng (FKF3D) với các nhiễu có chu kỳ không gian dưới dạng hàm K_x-K_y biến thiên trong miền số sóng, tại đây các tín hiệu K_x-K_y có thể được phân tách rõ ràng.

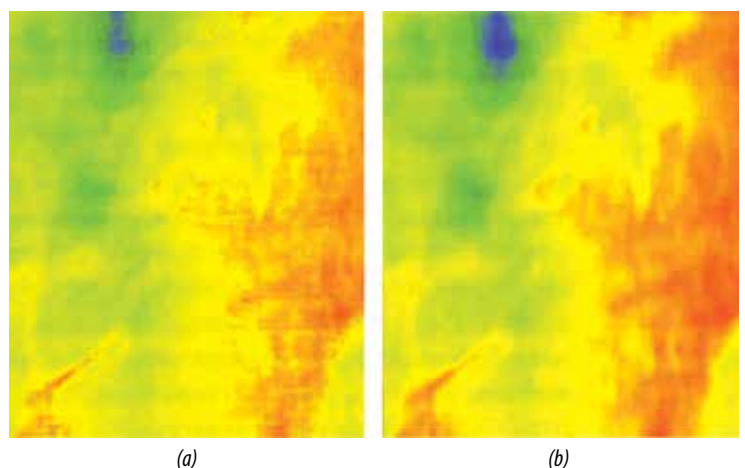
Bộ lọc nhiễu FKF3D khi đó có thể làm giảm năng lượng ở các đỉnh trước khi chuyển đổi trở lại miền không gian - thời gian (t, x, y). Kết quả đem lại hình ảnh không có nhiễu. Mặc dù bộ lọc nhiễu tự động phát hiện vị trí các xung nhọn nhiễu thu nổ địa chấn footprint nhưng vẫn cần thêm



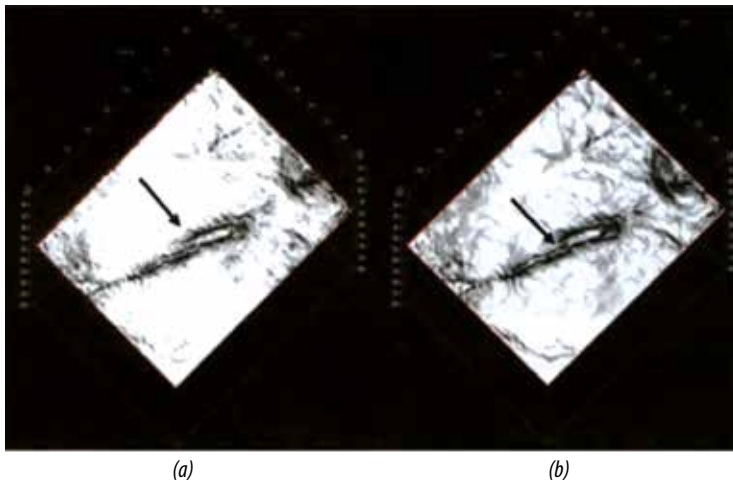
Hình 5. Mặt cắt địa chấn thẳng đứng: (a) Trước khi lọc FKF3D; (b) Sau khi lọc FKF3D; (c) Khác biệt mặt cắt địa chấn trước và sau khi lọc FKF3D hiển thị các biến đổi nhiễu thu nổ mà không bị nhiễu tín hiệu



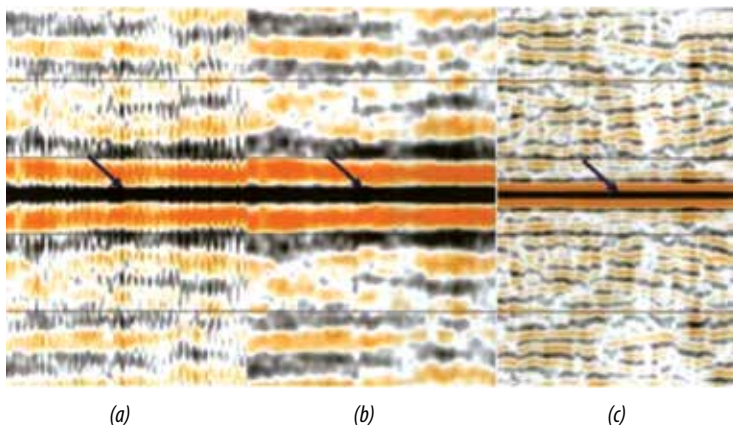
Hình 6. Biên độ bình phương trung bình (RMS) tính toán bản đồ giá trị của toàn bộ khảo sát địa chấn 3D trong khoảng biên độ từ 0,6444 - 1,627



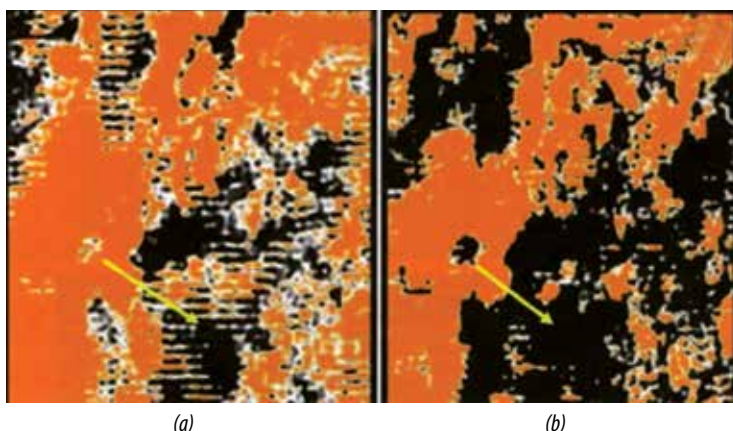
Hình 7. Bản đồ giá trị biên độ RMS: (a) Tài liệu địa chấn cũ; (b) Kết quả cuối cùng khi các tín hiệu giả được loại bỏ rõ rệt



Hình 8. Lát cắt thời gian tại 1300ms trên khối thuộc tính địa chấn coherency 3D: (a) Sau khi áp dụng phương pháp khử sọc địa thống kê; (b) Sau khi áp dụng bộ lọc điểm giữa 3D hiển thị chi tiết các vết nứt (mũi tên đen)



Hình 9. Hàm tương quan tự động: (a) Phần địa chấn thẳng đứng của tài liệu gốc; (b) Sau khi áp dụng bộ lọc điểm giữa; (c) Sau khi áp dụng quy trình làm trắng hóa phổ thể hiện phân xạ vùng nước nông bị chặn và sóng nhỏ bị nén



Hình 10. Lát cắt thời gian tại 300ms trên khối địa chấn 3D thông thường: (a) Sau khi áp dụng bộ lọc điểm giữa; (b) Sau khi áp dụng phương pháp làm trắng hóa phổ xử lý nối tiếp với bộ lọc điểm giữa cho thấy tài liệu hoàn toàn không lẫn nhiễu thu nổ (mũi tên vàng)

một bộ lọc nhiễu tiêu chuẩn xác định chu kỳ đột biến nếu nhiễu footprint cố định.

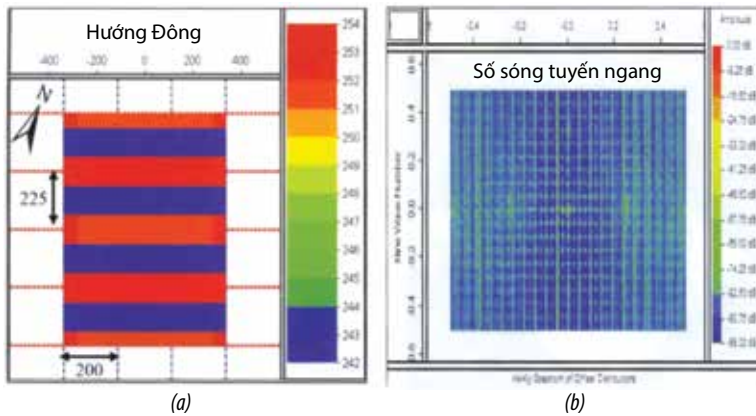
Về cơ bản, bộ lọc nhiễu là một hàm tỷ lệ, dữ liệu được xử lý trong cửa sổ thời gian với giá trị của mức giảm thiểu nhiễu như một

ứng dụng biến đổi thời gian. Độ rộng cửa sổ chặn tần được ứng dụng có thể kiểm soát cường độ của bộ lọc nhiễu dựa trên mức độ phức tạp của nhiễu. Biểu đồ cơ bản để kiểm soát chất lượng của bộ lọc nhiễu là lát cắt thời gian trong miền số sóng (Hình 4a). Ngoài ra, các biểu đồ này cũng có thể xác định khoảng thời gian để thiết kế bộ lọc nhiễu chính xác. Các mặt cắt thời gian trong miền số sóng cho phép khuếch đại các xung nhọn nhiễu footprint có chu kỳ để phân tách với tín hiệu mà các giá trị K_x-K_y tiệm cận về 0, do đó cho phép hạn chế nhiễu footprint trong khi vẫn giữ được tín hiệu. Các mặt cắt này sẽ tách biệt các xung nhọn nhiễu footprint có chu kỳ, nhiễu có thể được triệt tiêu hoàn toàn và chỉ giữ lại tín hiệu với giá trị $K_x-K_y = 0$ (Hình 4b). Sự khác biệt giữa các mặt cắt địa chấn sau cộng trước và sau khi áp dụng bộ lọc nhiễu FKF3D chứng tỏ tín hiệu gốc được bảo toàn và nhiễu thu nổ footprint được loại bỏ (Hình 5c).

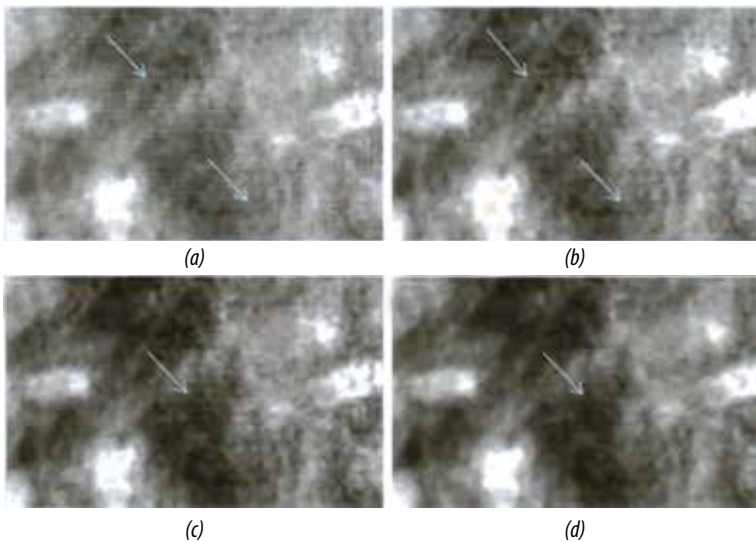
3.2. Khử sọc địa thống kê

Dạng đơn giản nhất của các bộ lọc nhiễu thu nổ địa chấn footprint hoạt động khi nhiễu bao hàm các xung nhọn trên miền số sóng thay vì ở dạng lưới. Trong xử lý tài liệu địa chấn có thể gặp một số lỗi xử lý không phân tách được nhiễu và tín hiệu thực. Do đó yêu cầu một phương pháp loại bỏ được nhiễu ghi đè dạng lưới. Mô hình không gian tĩnh cho phép các phương pháp khử sọc địa thống kê hoạt động hiệu quả với các tín hiệu giả dạng lưới. Biểu đồ Gringarten và Deutsch đưa ra được sử dụng rộng rãi để định lượng độ biến thiên không gian mức độ ảnh hưởng nhiễu thu nổ địa chấn footprint và phải có quy trình kiểm soát chất lượng chi tiết trước khi thực hiện thuật toán bổ sung khử sọc 3D và 4D.

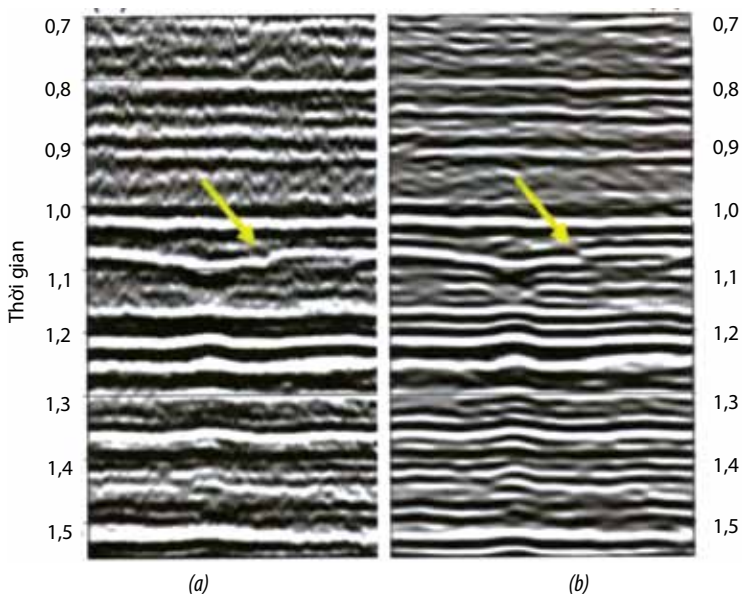
Hiện nay trong các quy trình xử lý nhiễu tiên tiến, giai thừa Kriging được áp dụng rộng rãi. Các kỹ thuật Kriging ban đầu được sử dụng để phân tách các bản đồ giá trị biên độ bình phương trung bình (Root Mean Square - RMS) 3D thành các thành phần gồm các dải tần thấp (địa chất) và các dải tần cao (tín hiệu thu nổ giả) và nhiễu ngẫu nhiên. Sau đó, các bộ lọc Kriging mô phỏng không gian sẽ làm giảm các nhiễu thu nổ footprint và các mẫu nhiễu dạng lưới không liên quan khác. Sử dụng mô hình hóa giai thừa



Hình 11. (a) Hình ảnh phân bố số bộ trong diện tích khảo sát 3D OBC; (b) Phổ trung bình K_x-K_y của các xung nhọn nhiễu thu nổ footprint có thể được minh giải



Hình 12. Hình ảnh một loạt lát cắt thời gian tại 1600ms sau các bước khác nhau của quy trình xử lý nối tiếp: (a) Tài liệu địa chấn cũ; (b) Sau khi áp dụng FK3D; (c) Sau khi khử sọc địa thống kê; (d) Sau khi áp dụng bộ lọc điểm giữa minh chứng cho việc loại bỏ nhiễu thành công và nâng cao độ phân giải địa chấn



Hình 13. Mặt cắt địa chấn thẳng đứng: (a) Tài liệu địa chấn cũ; (b) Kết quả quá trình xử lý nối tiếp có dữ liệu không nhiễu tập trung và xác định đứt gãy tốt hơn (mũi tên)

Kriging, việc khử sọc địa thống kê được thực hiện bằng cách cho chạy quy trình xử lý tài liệu sau khi áp dụng bộ lọc nhiễu chặn tần 3D FK_xK_y theo hướng như sau:

- Tính toán bản đồ biên độ trung bình với cửa sổ thời gian 200ms và tạo các lát cắt thời gian cho mỗi cửa sổ.

- Chỉnh sửa và làm trơn các lát cắt biên độ trên miền thời gian này được thực hiện bằng cách áp dụng trộn biên độ theo phương ngang trước khi áp dụng các bộ lọc hay làm trơn. Sau đó, các bộ lọc làm trơn được áp dụng trên những lát cắt thời gian với kích thước toán tử không gian (v) được tính toán theo công thức:

$$V = (npoints - 1)/2 \times 2 + 1$$

với $npoint = diam/vinc + 0,5$

Trong đó:

diam: đường kính của cửa sổ bộ lọc nhiễu cho lát cắt thời gian;

vinc: khoảng cách theo hướng tuyến ngang/tuyến dọc tương ứng.

Kích thước toán tử gồm 31 điểm trên tuyến ngang và 11 điểm trên tuyến dọc được sử dụng cùng 5 mạch ghi địa chấn chỉ áp dụng để bù bội của các kích thước toán tử khác ở phần rìa nhằm tránh ảnh hưởng tới biên độ.

- Tính toán giá trị biên độ trên các lát cắt thời gian này bằng cách chia các lát cắt thời gian sau khi chỉnh sửa và làm trơn sang các lát cắt thô chưa áp dụng bộ lọc nhiễu.

- Nhân mỗi mẫu dữ liệu từ mỗi mạch ghi tài liệu địa chấn trong mỗi lát cắt thời gian với giá trị biên độ đã tính toán để tạo ra tài liệu địa chấn không chứa tín hiệu giả.

Để xác minh kết quả khử sọc địa thống kê, cần phân tách bản đồ biên độ RMS ở khoảng cửa sổ 1500 - 1700ms, trong đó bản đồ biên độ RMS của tài liệu địa chấn cũ cho thấy mẫu lưới được tạo ra qua quá trình xử lý tín hiệu giả (Hình 7a). Khoảng giá trị biên độ được tính toán từ 0,64 - 1,62, có giá trị trung bình ≈ 1 , vì vậy các giá trị bị ảnh hưởng mạnh bởi hiệu ứng nhiễu footprint và không tương quan với biên độ tín hiệu và/hoặc nhiễu (Hình 6) và kết quả

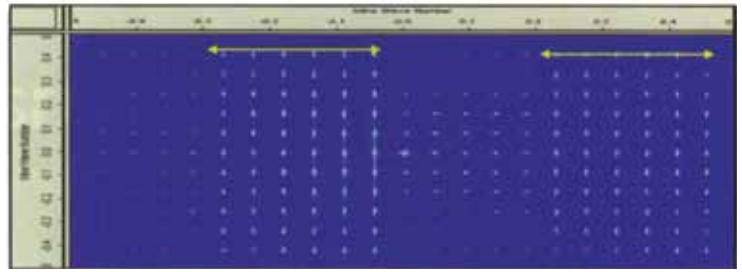
biên độ RMS cuối cùng của quy trình xử lý nối tiếp cho thấy các sọc biên độ dạng lưới đã được loại bỏ đáng kể (Hình 7b).

3.3. Bộ lọc 3D median

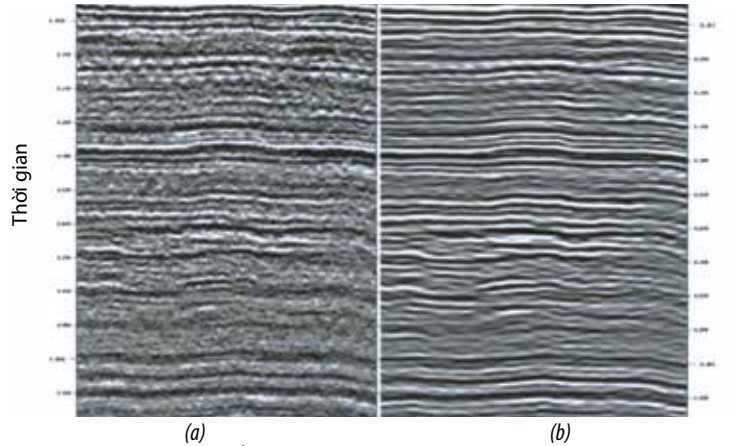
Bộ lọc 3D median rất hữu ích cho việc giảm các loại nhiễu ngẫu nhiên có mật độ xác suất đuôi lớn và các tín hiệu có dạng lặp chu kỳ. Ngoài ra, bộ lọc 3D median cũng được sử dụng để giảm các trường sóng tương đồng, có nhiều ưu điểm hơn phương pháp lọc dựa trên giá trị trung bình như ngăn ngừa tác nhân ngoại vi và bảo toàn các rìa tín hiệu. Sau khi khử sọc địa thống kê, bộ lọc 3D median thời gian và không gian đã được thử nghiệm để loại bỏ nhiễu dư ngẫu nhiên và nhiễu đan chéo còn sót lại. Tài liệu được lọc bằng bộ lọc 3D median của nửa chiều dài mạch ghi địa chấn trên cả tuyến dọc và tuyến ngang. Đối với mỗi mẫu trong chiều dài của sổ thời gian và không gian, mạch ghi địa chấn đầu ra được xây dựng từ việc lấy mẫu điểm giữa của các mẫu xung quanh. Bộ lọc 3D median đã làm giảm nhiễu sót lại tại lát cắt thời gian 1300ms của tài liệu thuộc tính địa chấn coherency 3D (sự liên tục), việc xác định các đứt gãy cũng được cải thiện rõ ràng (Hình 8).

3.4. Làm trắng hóa phổ biến thể thời gian 3D

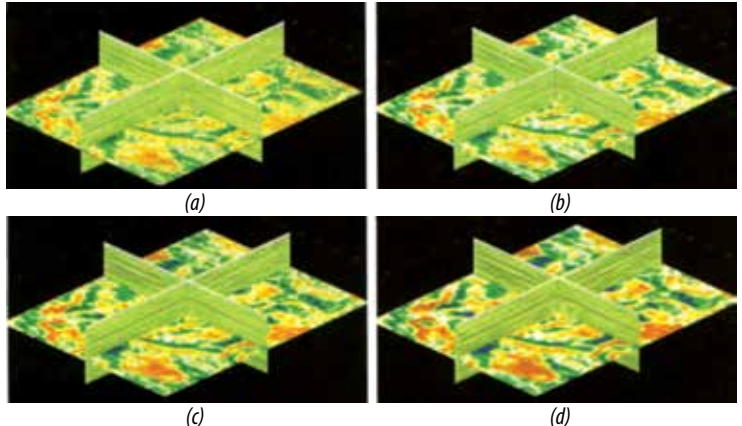
Làm trắng hóa phổ theo thời gian bao gồm việc truyền tài liệu đầu vào thông qua các bộ lọc nhiễu băng thông hẹp và xác định tốc độ suy giảm cho từng dải tần số, nhờ đó mà phổ biên độ của tài liệu đầu ra sẽ được làm trắng. Làm trắng hóa phổ theo thời gian là một loại kỹ thuật giải chập (deconvolution) nén xung chuẩn, từ đó làm giảm rung các thùy bên (Hình 9c), đồng thời loại bỏ nhiễu thu nổ địa chấn footprint dư như biểu hiện trên lát cắt thời gian nông hơn 300ms (Hình 10b). Trong nghiên cứu này, các tài liệu địa chấn 3D OBC cũ có dải tần thấp chiếm ưu thế và xử lý làm trắng hóa phổ đã giảm những dải tần thấp đồng thời mở rộng độ rộng dải tần về phía dải tần cao hơn. Tuy làm trắng hóa phổ không bảo toàn được biên độ trong quá trình xử lý nhưng lại phù hợp với quá trình minh giải cấu trúc. Làm trắng hóa phổ không được áp dụng cho tài liệu 3D trên bờ mà sử dụng cho khối địa chấn để xác định mô hình đặc tính vỉa chứa trên địa chấn, trong đó điều kiện tiên quyết là bảo toàn xử lý biên độ.



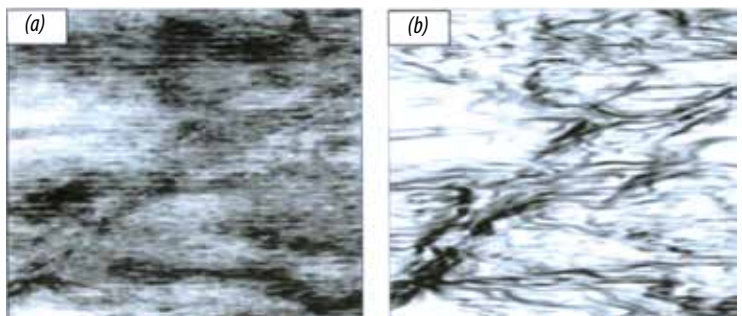
Hình 14. Phân bố khoảng cách dải phổ K_x - K_y mô tả nhiễu thu nổ footprint và 12 máy thu với 6 dòng cuộn (mũi tên vàng); có những xung nhiễu thu nổ mạnh



Hình 15. Mặt cắt địa chấn thẳng đứng: (a) Tài liệu địa chấn cũ; (b) Kết quả từ phương pháp xử lý nối tiếp, hoàn toàn không có nhiễu với dải tần có độ phân giải cao hơn tại mọi thời điểm



Hình 16. Hình ảnh 3D mặt cắt địa chấn thẳng đứng và lát cắt thời gian tại các mức tiêu chuẩn sau các bước xử lý nối tiếp: (a) Tài liệu địa chấn cũ; (b) Sau khi áp dụng FK3D; (c) Sau khi áp dụng kỹ thuật khử sọc địa thống kê; (d) Sau khi ứng dụng bộ lọc điểm giữa minh họa việc loại bỏ nhiễu thành công và nâng cao độ phân giải tài liệu địa chấn đặc biệt



Hình 17. Lát cắt thời gian tại 1400ms trên khối tài liệu địa chấn thuộc tính liên tục: (a) Lướt dịch chuyển cuối cùng của tài liệu địa chấn cũ; (b) Kết quả của quy trình xử lý nối tiếp hiển thị rõ nét các đứt gãy

4. Giảm nhiễu hệ thống thu nổ địa chấn trong tài liệu địa chấn 3D trên đất liền và ngoài khơi Abu Dhabi

4.1. Tài liệu địa chấn 3D ngoài khơi

Phương pháp địa chấn thường xuyên được sử dụng ngoài khơi Abu Dhabi (UAE) là phương pháp thu nổ 3D sử dụng hệ thống thu nổ đáy biển (Ocean Bottom Cable - OBC) tại khu vực nước nông nơi có các giàn và các trang thiết bị khai thác, do đó không thể kéo cáp thu địa chấn 3D từ hệ thống thu nổ thông thường.

Bộ tài liệu OBC 3D ngoài khơi được thu nổ sử dụng mạng lưới thu nổ trực giao với khoảng cách nguồn nổ là 400m, khoảng cách dòng thu là 225m. Do khảo sát bằng hệ thống tuyến thu nổ thưa, đã quan sát thấy sự biến đổi các dải phân bố các điểm bội (Hình 11a) bởi nhiễu thu nổ địa chấn footprint mạnh (Hình 11b) tăng lên do các ống cuộn đa dòng (Vermeer, 2012). Thêm vào đó, tài liệu từ các mẫu không đối xứng với kích thước lưới 12,5 x 9,875m, tạo ra lượng lớn nhiễu thu nổ địa chấn footprint và xử lý tín hiệu giả đã được sử dụng cho tài liệu cuối cùng. Nhiễu thu nổ địa chấn footprint được phát hiện không chỉ trong vùng nước nông mà còn xuất hiện sâu hơn trong tài liệu.

Có 3 loại giả tín hiệu thu nổ trong bộ tài liệu này. Vấn đề lớn nhất là xử lý dữ liệu bị thiết lập, chia lưới, lỗi giả tín hiệu. Tín hiệu giả này đã được loại bỏ hoàn toàn bằng cách thực hiện các quy trình xử lý nối tiếp. Bộ lọc 3D median trong quy trình xử lý nối tiếp đặc biệt hiệu quả và đã loại bỏ được nhiễu dạng lưới như thể hiện trên lát cắt thời gian 2200ms (Hình 12). Các bước xử lý nối tiếp cải thiện đáng kể chất lượng tài liệu địa chấn từ công tác xử lý nhiễu dư. Áp dụng làm trắng hóa phổ vào cuối quy trình xử lý là biện pháp cải thiện độ phân giải trên cả miền không gian và thời gian rõ ràng nhất thông qua các dấu hiệu địa chấn tương phản cao như các đứt gãy hay các phản xạ địa chấn (Hình 13).

4.2. Tài liệu địa chấn 3D trên đất liền

Trường hợp thực tế thứ hai là khảo sát 3D đất liền với 30 bội, hệ thống tuyến thu nổ trực giao, với dải đầu thu dài 300m và khoảng cách nguồn nổ 550m, cùng 12 dải đầu thu trên diện thu nổ với 6 dòng cuộn. Khoảng cách

dòng thưa dẫn tới phân bố khoảng cách không đồng nhất, biến thiên khoảng cách theo chu kỳ không gian, gây ra xung nhiễu thu nổ footprint đáng kể trên miền số sóng (Hình 14).

Khoảng cách điểm thu thưa dẫn đến tạo nhiễu ảnh gương, gây ảnh hưởng đến quá trình xử lý đa kênh như dịch chuyển và tạo ra các nhiễu giả tín hiệu dạng đan chéo. Tài liệu địa chấn cũ cho thấy sự lan rộng của nhiễu như giả tín hiệu liên tục hay nhiễu rời rạc, thậm chí cả hai (Hình 15a). Sau khi áp dụng xử lý nối tiếp, tài liệu địa chấn thu được gần như loại bỏ được nhiễu hoàn toàn (Hình 15b).

Phương pháp xử lý nối tiếp đã nâng cao chất lượng tài liệu địa chấn từ việc loại bỏ nhiễu dư (biến động bước sóng ngắn và liên kết dạng đan chéo), khử sọc biên độ và cải tiến tính liên tục không gian, cùng với việc xác minh các đứt gãy và đặc tính địa tầng hiệu quả hơn.

5. Kết luận

Bài báo đề xuất các phương pháp tối ưu cho quy trình xử lý tài liệu địa chấn sau cộng, góp phần nâng cao chất lượng tài liệu địa chấn và giúp công tác minh giải chính xác hơn. Việc kiểm soát chất lượng cần phải tăng cường để tối ưu hóa quy trình làm việc phù hợp thông qua kiểm tra dữ liệu đa miền, ở các thông số khác nhau. Phương pháp xử lý nối tiếp giảm thiểu nhiễu thu nổ địa chấn footprint đã giải quyết được các vấn đề về nhiễu footprint trong tài liệu cũ, nâng cao chất lượng tài liệu địa chấn... Kết quả cho thấy chi tiết cấu trúc mới, chỉ ra các thuộc tính địa chấn của đứt gãy, nút nê và minh giải cấu trúc tuyến tính với độ chính xác cao (Hình 17). Đây là cơ sở để thực hiện các giải pháp tối ưu giếng, xác định quỹ đạo giếng khoan và giảm thiểu các rủi ro trong quá trình khoan.

Công nghệ xử lý nối tiếp đề xuất trong nghiên cứu này là một bước tiến trong việc loại bỏ nhiễu thu nổ địa chấn footprint mà vẫn bảo toàn tín hiệu. Phương pháp xử lý nối tiếp sau cộng giúp xử lý hiệu quả các xung nhiễu footprint thông thường và các dạng giả tín hiệu khác (nhiễu dốc đứng đan chéo, dạng lưới...) do quá trình xử lý gây ra.

Chi Linh (theo First Break)

THỊ TRƯỜNG DẦU MỎ THẾ GIỚI NĂM 2018

Trần Ngọc Toàn¹, Tạ Hiền Trang²

¹Đại học Duy Tân Đà Nẵng

²Viện Dầu khí Việt Nam

Để giảm rủi ro trong sản xuất kinh doanh, các chuyên gia nghiên cứu thị trường khuyến nghị các doanh nghiệp nên thận trọng khi chọn giá dầu cơ sở để lập các kế hoạch trong năm 2018. Với các kế hoạch ngắn hạn, nên lấy mức giá 55USD/thùng và điều chỉnh theo từng tháng hoặc từng quý. Với các kế hoạch trung hạn đến năm 2020 nên lấy mức giá 70USD/thùng và điều chỉnh theo từng quý hoặc nửa năm tùy theo diễn biến thị trường.

Các yếu tố chi phối thị trường dầu năm 2018

Theo báo cáo “Khảo sát chi phí thăm dò - khai thác hàng năm” của Barclays lần thứ 33, quá trình phục hồi đầu tư cho các hoạt động thượng nguồn sau khủng hoảng giá dầu thấp không thay đổi, dù khả năng các thị trường dịch vụ và thiết bị dầu mỏ có thể tăng cao hơn trước. Đầu tư vào lĩnh vực thăm dò - khai thác sau một thời gian dài bị cắt giảm rất mạnh, dự báo sẽ tăng 8% trong năm 2018. Các doanh nghiệp khai thác của Mỹ vẫn thận trọng trong đầu tư vì giá dầu tăng chưa ổn định và nguồn cung vốn còn khó khăn. Số lượng giàn khoan hoạt động tại Mỹ dự báo tăng đều theo thời gian trong năm 2018 từ 900 - 945 giàn, trung bình đạt 925 giàn khoan, cao hơn 9% so với năm 2017 (trung bình 850 giàn).

Barclays cũng dự báo đầu tư tại các khu vực ngoài khơi trong năm 2018 sẽ tiếp tục giảm 14% và hy vọng sẽ phục hồi và chuẩn bị cho tăng trưởng trở lại vào năm 2019. Số lượng giàn khoan nổi có thể giảm đến mức thấp nhất trong năm 2018 nhưng vẫn duy trì ở mức hiện tại (120 giàn khoan) vào cuối năm. Chi phí cho dịch vụ tại các mỏ dầu sẽ tăng, chủ yếu là dịch vụ bơm ép khí, nước hoặc hóa chất với mức tăng 5 - 15% theo ý kiến của 2/3 số người trả lời phỏng vấn. Số giàn khoan trên đất liền vào năm 2018 hy vọng sẽ tăng hoặc duy trì ở mức hiện nay.

Trong báo cáo “Triển vọng hoạt động thượng nguồn năm 2018”, các nhà tư vấn về tài nguyên thiên nhiên thế giới của Wood Mackenzie cho rằng các công ty dầu khí năm 2018 đang ở trạng thái tốt nhất kể từ khi giá dầu sụt giảm. Nhiều công ty sẽ tập trung nỗ lực để chứng minh rằng họ có thể phát triển



Nguồn: mms.businesswire.com

trong môi trường giá dầu thấp. Angus Rodger, Giám đốc nghiên cứu thượng nguồn cho biết Wood Mackenzie mong đợi dấu hiệu của chu kỳ đầu tư vào dầu khí bắt đầu quay trở lại và sẽ được thiết lập ở mức giá dầu thấp. Ông cũng cho biết sự sụt giảm giá dầu trong 3 năm qua đã dẫn tới gần 1.000 tỷ USD bị đưa ra khỏi danh mục đầu tư của các công ty dầu khí từ năm 2015 - 2020. Tuy nhiên, những đợt cắt giảm lớn đã qua, Wood Mackenzie dự kiến vốn đầu tư toàn cầu sẽ tăng nhẹ vào năm 2018 lên tổng cộng 400 tỷ USD.

Điều đáng chú ý là sụt giảm đầu tư cho LNG sẽ giảm 16 tỷ USD - khoảng 40% - khi các dự án lớn ở Australia và Liên bang Nga hoàn thành. Mức sụt giảm này sẽ được bù lại bằng các khoản đầu tư vào để án dầu khí phi truyền thống và nước sâu, với mức đầu tư tăng 15%. Wood Mackenzie dự báo số lượng các dự án đã được phê chuẩn đầu tư từ năm 2015 sẽ tăng. Đây là một chỉ số khác cho thấy hoạt động đầu

tư đang phục hồi trở lại. Wood Mackenzie dự kiến số lượng dự án được phê chuẩn sẽ tăng lên 25 vào năm 2018 từ hơn 20 dự án được phê chuẩn năm 2017, do các nhà điều hành đang tận dụng lợi thế để tiết kiệm chi phí.

Các công ty dầu khí sẽ tiếp tục điều chỉnh danh mục đầu tư để đảm bảo hoạt động trong điều kiện giá dầu cao hay thấp nhằm tạo bước đệm cho quá trình chuyển tiếp từ phát triển năng lượng truyền thống hiện nay sang năng lượng xanh.

Vấn đề cạnh tranh chưa được đề cập đúng mức trong các cuộc thảo luận về chuyển đổi năng lượng đang diễn ra. Sự chú ý được tập trung vào vấn đề suy giảm nhu cầu đối với xăng và dầu diesel khi doanh số bán xe điện tăng lên cho thấy vai trò cạnh tranh trong kinh doanh ngày càng gay gắt. Phát triển dầu ở các bể chứa chất lượng thấp, trữ lượng lớn và ở vùng nước sâu tạo ra nguồn hydrocarbon lỏng dồi dào. Việc các chính phủ tiếp tục đẩy

Bảng 1. Giá thành sản xuất thùng dầu xuất khẩu của các nước Trung Đông

Đơn vị: USD/thùng

Năm \ Nước	Bahrain	Iran	Iraq	Kuwait	Oman	Qatar	Saudi Arabia	UAE
2016	105	59	46	42	90	50	90	60
2017	89	57	55	46	85	47	70	70
2018 (dự báo)	87	58	58	47	75	47	65	66

Nguồn: IMF & Bloomberg 2017

Bảng 2. Giá dầu thô miêng giếng và giá dầu thô nhập khẩu tại Mỹ

Đơn vị: USD/thùng

Năm \ Loại giá	2000	2005	2010	2015	2017
Giá miêng giếng	26,72	50,28	74,71	44,39	46,25
Giá nhập khẩu	27,53	49,29	76,50	45,38	46,40

Nguồn: Oil and Gas Journal, 1/1/2018

mạnh phát điện từ nguồn nguyên/nhiên liệu giá cao dẫn đến giá thành điện bán lẻ sẽ tăng lên. Ngay cả sau khi áp dụng các cải tiến để nâng cao hiệu quả sản xuất điện từ năng lượng tái tạo và ắc quy được sử dụng nhiều trong giao thông vận tải, thì dầu mỏ vẫn giữ vững lợi thế cạnh tranh.

Theo các dự báo, tăng trưởng nhu cầu dầu sẽ giảm nhưng không dừng lại trong ngắn hạn, mặc dù xe điện thâm nhập thị trường ô tô, các phương tiện vận tải vẫn tiêu thụ rất nhiều xăng và dầu diesel. Nhu cầu khí đốt tự nhiên và năng lượng tái tạo sẽ tăng nhanh hơn. Nhiên liệu cho vận chuyển hàng không vẫn không bị ảnh hưởng bởi sự cạnh tranh từ nhiên liệu sinh học. Nhiều dự báo cho rằng trong tương lai dầu thô sẽ được sử dụng rộng rãi trong sản xuất hóa dầu. Nội dung dự báo này được thể hiện rõ trong kế hoạch xây dựng một nhà máy tinh chế 400.000 thùng/ngày của Saudi Aramco và Sabic để chế biến dầu thô ra hóa phẩm.

Trong khi thị trường dầu mỏ điều chỉnh cơ cấu, thị trường khí đốt bắt đầu chuyển sang giai đoạn mới của toàn cầu hóa. Khí giao dịch giữa các nước chủ yếu qua đường ống hoặc trong các hợp đồng LNG dài hạn và luôn liên kết giá với dầu thô.

Việc xuất khẩu LNG của Mỹ vào năm 2016 đã đủ để phá vỡ liên kết giá dầu khí ở châu Âu và để gia tăng số lượng các hợp đồng ở châu Á - Thái Bình Dương theo cách định giá theo giá khí đốt của Henry Hub (Mỹ) và hạn chế điểm đến, vì vậy hợp đồng LNG của Mỹ mang lại tính linh hoạt hơn cho giao dịch. Nhiều LNG của Mỹ sẽ sớm tham gia vào thị trường. Từ dưới 4 tỷ ft³/ngày (bcfd) trong năm 2018, khả năng xuất khẩu LNG của Mỹ sẽ tăng lên gần 10 tỷ ft³/ngày vào năm 2019 từ các dự án đang được xây dựng và thậm chí sẽ tăng nhanh sau khi xây dựng các dự án đã được phê duyệt trước đó. Các dự án xuất khẩu LNG khác được lên kế hoạch ở bên ngoài Mỹ. Theo Cedigaz, các dòng khí giao dịch liên vùng sẽ tăng 88% trong giai đoạn 2015 - 2035. Dự báo thị trường khí vào cuối giai đoạn này, LNG sẽ chiếm khoảng 55% và 45% sản lượng khí còn lại được vận chuyển bằng đường ống, ngược lại so với hiện nay. Sự linh hoạt về giá sẽ làm cho khí đốt ngày càng cạnh tranh, sự chênh lệch về giá giữa các khu vực ngày càng được thu hẹp.

Bảng 3. Diễn biến cung cầu dầu thô thế giới năm 2017 và dự báo cho năm 2018

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

	2017	2018 (dự báo)
Cầu	98,0	98,4
OECD	47,3	47,7
Bắc Mỹ	24,9	25,2
Châu Âu	14,3	14,3
Châu Á - Thái Bình Dương	8,1	8,2
Ngoài OECD	50,7	50,7
Liên Xô cũ	4,8	4,8
Châu Âu	0,7	0,7
Trung Quốc	12,4	12,7
Các nước châu Á khác	13,4	13,4
Mỹ Latinh	6,6	6,6
Trung Đông	8,3	8,3
Châu Phi	4,5	4,5
Cung	97,4	98,6
OECD	24,0	26,4
Bắc Mỹ	20,1	22,1
Châu Âu	3,5	3,9
Châu Á	0,4	0,4
Ngoài OECD	29,4	28,8
Liên Xô cũ	14,4	13,9
Châu Âu	0,1	0,1
Trung Quốc	3,9	3,8
Các nước châu Á khác	3,5	3,5
Mỹ Latinh	4,6	4,6
Trung Đông	1,2	1,2
Châu Phi	1,7	1,7
Thu thêm từ xử lý	2,3	2,2
Nhiên liệu sinh học khác	2,4	2,3
Tổng ngoài OPEC	58,1	59,7
OPEC	39,3	38,9
Dầu thô	32,4	32,4
NGL (condensate)	6,9	6,5

Nguồn: Oil and Gas Journal 01/01/2018; Báo cáo thị trường tháng 11/2017 của OPEC

Bên cạnh LNG, NGL (condensate, butane, propane, ethane) cũng tham gia vào thị trường khí toàn cầu. Tăng trưởng sản lượng khí tự nhiên toàn cầu sẽ nâng sản lượng NGLs, cạnh tranh với naphtha tinh luyện và dầu trong lĩnh vực hóa dầu. Bên cạnh đó, NGLs sẽ được sử dụng để tách condensate, tăng nguồn cung naphtha; pha trộn với dầu thô, tăng năng suất sản phẩm nhẹ.

Ellacott, Phó Chủ tịch của Wood Mackenzie, cho biết tối ưu hóa hoạt động kinh doanh cốt lõi, kiểm soát chi phí và sử dụng các thành tựu của cuộc cách mạng công nghiệp 4.0 trong phân tích tiên đoán cho các khâu quản lý trong công nghiệp dầu khí cũng như trong cải tiến, sáng tạo công nghệ, thiết bị mới sẽ đóng vai trò quan trọng để tiếp tục phát triển ngành dầu có giá trị cao với chi phí thấp. Xây dựng ngành công nghiệp hóa học khí đốt hiện đại sẽ là một mục tiêu chiến lược cốt lõi đối với hầu hết các công ty lớn khi chuyển sang phát triển các danh mục năng lượng carbon thấp. Quá trình này sẽ bao gồm cả các khoản đầu tư quy mô vừa và nhỏ trong giai đoạn hiện nay vào các nguồn năng lượng tái tạo để mang lại nhiều sự lựa chọn hơn cho thị trường năng lượng gió, mặt trời trong điều kiện năng lượng dầu mỏ, khí đốt vẫn đang đóng vai trò chủ đạo. Wood Mackenzie hy vọng Iran và UAE sẽ cung cấp ít nhất 10 tỷ thùng quy dầu trong các nguồn tài nguyên khí đốt sẽ được phát hiện trong các năm sau. Tương tự, Mỹ Latinh, nơi có khoảng 10 tỷ thùng quy dầu trong khu vực tài nguyên

nước sâu, có thể được trao đổi ở Brazil trong tương lai gần.

Ellacott cho biết khi nhìn vào ngành thượng nguồn một cách tổng thể, Wood Mackenzie mong đợi các hành động từ các NOC khu vực châu Á để giải quyết vấn đề suy giảm sản lượng của họ hiện nay. Các công ty Mỹ sẽ tập trung hơn nữa vào dầu trong đá chứa chặt sít để chứng minh rằng trữ lượng dầu phi truyền thống có thể đảm bảo cung cấp đủ về khối lượng cần có trên thị trường và có lợi nhuận hấp dẫn. Các công ty lớn tiếp tục tìm kiếm các cơ hội, dựa trên những tiến bộ trong việc xác định lại danh mục để án phù hợp với giá dầu cơ sở được chọn để lập kế hoạch đầu tư ít tốn kém hơn.

Dự báo giá dầu thô năm 2018

Giá dầu thô năm 2018 sẽ bị chi phối bởi các yếu tố sau:

Nga mở rộng ảnh hưởng lên giá dầu và OPEC. Nga và OPEC chiếm 40% sản lượng dầu thế giới và đang liên minh để cắt giảm sản lượng nhằm đẩy giá dầu có giá trị đến tháng 8/2018 nhưng liên minh này rất dễ bị tan vỡ. Nguyên nhân là Nga và Saudi Arabia đang ở vị thế đối địch trên chiến trường Trung Đông, Nga ủng hộ chính phủ hợp pháp ở Syria và Iran, không muốn có đường ống dẫn dầu vùng vịnh qua Syria do Saudi Arabia và Qatar đầu tư; OPEC không ủng hộ đường ống Phương Nam của Nga; mâu thuẫn giữa Qatar và nhóm nước vùng vịnh do Saudi Arabia đứng đầu cũng như mâu thuẫn giữa nhóm nước này

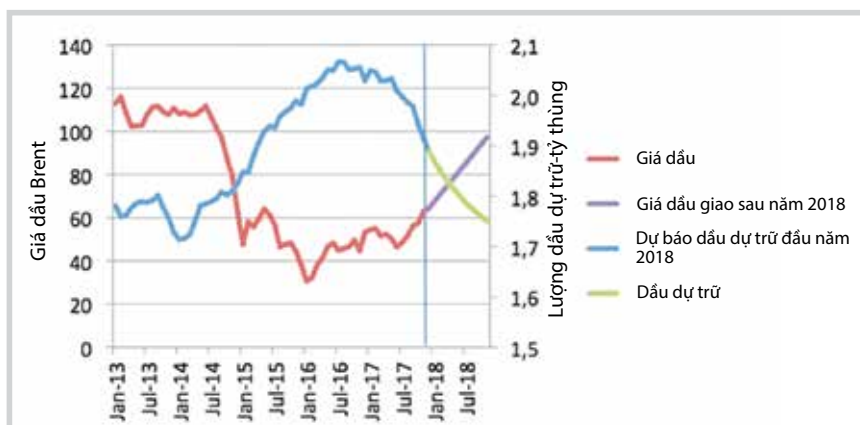
với Iran cho đến nay gần như không giải quyết được. Trong cuộc họp OPEC ngày 30/11/2017, Nga yêu cầu OPEC xem xét lại quota cắt giảm sản lượng dựa trên tỷ phần mỗi nước chiếm trên thị trường, tức là OPEC phải cắt giảm nhiều hơn so với Nga nhưng không được OPEC đồng ý. Do chịu ảnh hưởng từ khủng hoảng thị trường tài chính trong nước nên Saudi Arabia cũng đang muốn tăng sản lượng khi giá dầu đã lên trên 55USD/thùng. Thỏa thuận cắt giảm sản lượng 1,8 triệu thùng/ngày sẽ được các nước trong liên minh xem xét lại tại cuộc họp tháng 6/2018 tùy theo điều kiện diễn biến thị trường. Nếu OPEC và Nga không tiếp tục cắt giảm sản lượng thì tình trạng thừa dầu trên thị trường sẽ lặp lại và giá dầu lại giảm.

Saudi Arabia đang mất ảnh hưởng trên thị trường dầu và gặp khó khăn về kinh tế lẫn an ninh. Nếu năm 2018 giá dầu vẫn ở mức khoảng 50USD/thùng thì nước này sẽ rơi vào khủng hoảng toàn diện, chỉ khi giá dầu lên 80USD/thùng thì Saudi Arabia mới có thể cân đối được ngân sách. Cuối năm 2017, Saudi Arabia phải đưa ra giải pháp cổ phần hóa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Aramco và chuyển đầu tư sang các ngành kinh tế ở Mỹ có lợi nhuận cao hơn là đầu tư cho ngành dầu trong nước. Điều này đe dọa công nghiệp dầu mỏ nội địa đang xuống cấp, giá thành sản xuất thùng dầu cao, do đó lợi nhuận càng xuống thấp nếu giá dầu không tăng. Mặt khác nếu sản lượng Trung Đông giảm thì giá dầu có thể tăng lại nhưng lợi nhuận sẽ chảy về các nước sản xuất ngoài OPEC.

Ngành công nghiệp ô tô điện sẽ áp đảo xe chạy xăng trong trung hạn cùng với đầu tư vào thăm dò - phát triển mỏ truyền thống thấp, sản lượng dầu phi truyền thống của thế giới cũng sẽ áp đảo sản lượng dầu truyền thống của Trung Đông dẫn tới nguy cơ giá dầu thấp quay trở lại;

Sản lượng dầu Na Uy tăng sẽ tăng nguồn cung trên thị trường châu Âu, giá dầu cũng có khả năng giảm;

Các điểm nóng trên thế giới như Bắc Triều Tiên, Biển Đông, Ukraine, Iran, Iraq, Kashmir, Libya, một số nước khác ở Nam Phi,



Nguồn: Gail Tverberg OurFinite World.com/1/2018

Hình 1. Diễn biến giá dầu Brent và lượng dầu dự trữ Mỹ từ năm 2013 - 2018



mâu thuẫn giữa Mỹ - Nga - Trung Quốc - Ấn Độ - Pakistan... cũng như các tai họa thiên nhiên có thể phát triển theo các hướng khác nhau sẽ tác động mạnh lên giá dầu;

Hoạt động đầu cơ, thay đổi chính sách của các chính phủ và tâm lý người tiêu thụ cũng thường gây ra tác động bất ngờ đối với thị trường.

Từ các yếu tố chi phối thị trường dầu khí như đã phân tích ở trên có thể đưa ra 3 kịch bản giá dầu trong năm 2018.

Kịch bản thị trường giá tăng

Sản lượng dầu đá phiến của Mỹ tăng chậm hơn dự kiến, cùng với việc mức độ tuân thủ thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC

cao có thể đẩy giá lên cao hơn 70USD/thùng trước cuộc họp của OPEC vào tháng 6/2018. Các lợi ích khác nhằm mục tiêu kỹ thuật để giá dầu Brent đạt 80USD/thùng vào nửa sau của năm 2018 có thể sẽ đạt được nếu OPEC thành công trong việc thuyết phục các nhà đầu tư và không để sản lượng nguồn cung vượt quá cầu trên thị trường sau khi thỏa thuận cắt giảm sản lượng hết hạn.

Kịch bản thị trường giá giảm

Có bằng chứng cho rằng các thành viên trong nhóm OPEC và Nga đang vi phạm trần sản xuất có thể phá vỡ thỏa thuận cắt giảm sản lượng và đẩy giá xuống dưới mức 50USD/thùng vào nửa đầu năm 2018. Thêm vào đó, sản lượng dầu đá phiến tăng và giá có thể phá

vỡ xu hướng tăng trong dài hạn và tiếp tục giảm xuống mức 40USD/thùng.

Kịch bản có khả năng nhất

Mức độ tuân thủ thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC duy trì ở mức cao. Các nhà sản xuất dầu mỏ rút dần khỏi thỏa thuận cắt giảm sản lượng vào nửa sau năm 2018. Nguồn cung từ các nước ngoài OPEC, đặc biệt là sản lượng đá phiến tăng với tốc độ nhanh hơn theo dự báo chi phí đầu tư cơ bản (CAPEX) của các nhà sản xuất dầu đá phiến và các hoạt động phòng ngừa rủi ro của họ.

Vì vậy, giá dầu có thể dao động ở mức 66USD/thùng (đối với dầu WTI) và 70USD/thùng (đối với dầu Brent). Thậm chí, một số chỉ số kỹ thuật chỉ ra giá dầu Brent có thể đạt



Portovaya CS. Ảnh: Gazprom

đến mức 80USD/thùng, nhưng dự báo của các ngân hàng đầu tư lớn đều chỉ dao động trong khoảng 55 - 60USD/thùng và cho rằng giá dầu nửa đầu năm 2018 thay đổi chậm và sẽ tăng tốc trong nửa cuối năm.

Dự báo giá dầu và nhận định của các ngân hàng đầu tư lớn

Goldman tăng dự báo giá dầu Brent vào năm 2018 lên 62USD/thùng từ mức 58USD/thùng dự báo trước đó. Dựa vào việc Saudi Arabia và Nga tiếp tục tuân thủ chặt chẽ cam kết cắt giảm sản lượng nguồn cung tại cuộc họp của OPEC ở Vienna vào ngày 30/11/2017.

UBS tăng dự báo giá dầu Brent năm 2018 lên 60USD/thùng từ mức 55USD/thùng. Bên

cạnh đó, UBS cũng dự báo dự trữ dầu của khối OECD có thể rơi xuống mức trung bình 5 năm trong Quý III/2018, khi động thái cắt giảm không chính thức trong thỏa thuận cắt giảm do OPEC dẫn dắt bắt đầu.

Credit Suisse cũng dự báo giá dầu Brent vào năm 2018 đạt 60USD/thùng và việc OPEC cùng với các nhà sản xuất tuân thủ cam kết cắt giảm sản lượng sẽ "ổn định" lượng dầu dự trữ của OECD vào khoảng Quý III/2018.

JP Morgan đã tăng dự báo giá dầu Brent năm 2018 lên 60USD/thùng từ mức 58USD/thùng và cho rằng giá dầu sẽ vẫn duy trì ở mức "ổn định". JP Morgan cũng nhận định OPEC và Saudi Arabia sẵn sàng cắt giảm sản lượng để

ÔNG CLAUDIO DESCALZI - CEO CỦA ENI



Mức giá dầu 70USD/thùng có thể duy trì trong một vài tháng đầu năm 2018, tuy nhiên sau đó sẽ giảm xuống giống như năm 2017. Giá dầu trung bình năm 2018 sẽ cao hơn năm 2017 và dao động trong khoảng 60 - 65USD/thùng.

cân bằng thị trường nhằm mục đích đẩy giá dầu lên.

Citigroup dự báo 54USD/thùng dầu Brent vào năm 2018 và thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC sẽ kéo dài cho đến giữa năm 2018 hoặc cuối Quý III/2018, nhưng sẽ không kéo dài đến hết năm.

Barclays duy trì dự báo giá dầu Brent ở mức 55USD/thùng. Sự lạc quan về giá hiện nay sẽ thúc đẩy tăng trưởng nguồn cung từ các nước ngoài OPEC (ngoài Mỹ) ít nhất 500.000 thùng mỗi ngày trong năm 2018 và 2019.

Dựa trên các dự báo của các ngân hàng đầu tư lớn trên thế giới, để giảm rủi ro trong sản xuất kinh doanh, các chuyên gia nghiên cứu thị trường khuyến nghị các doanh nghiệp nên thận trọng khi chọn giá dầu cơ sở để lập các kế hoạch. Với các kế hoạch ngắn hạn, nên lấy mức giá 55USD/thùng và điều chỉnh theo từng tháng hoặc từng quý. Với các kế hoạch trung hạn đến năm 2020 nên lấy mức giá 70USD/thùng và điều chỉnh theo từng quý hoặc nửa năm tùy theo diễn biến thị trường.



VIETSOVPETRO

NÂNG CAO HIỆU QUẢ CÔNG TÁC TẬN THĂM DÒ

Đứng trước khó khăn do các mỏ dầu khí chủ lực suy giảm sản lượng, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã đẩy mạnh nghiên cứu, ứng dụng công nghệ mới trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Đặc biệt, Vietsovpetro đã minh giải tài liệu địa chấn 3D/4C ở Lô 09-1, giúp chính xác hóa cấu trúc địa chất, nâng cao hiệu quả công tác tận thăm dò, nghiên cứu các bể phi cấu tạo, xác định sự phân bố của các tập sản phẩm chứa dầu, chính xác hóa mô hình mỏ...

Chính xác hóa cấu trúc địa chất

Năm 2017, Vietsovpetro phải đối diện với rất nhiều khó khăn khi điều kiện địa chất - kỹ thuật của mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng diễn biến phức tạp, rủi ro về địa chất, công nghệ và kỹ thuật; hệ số suy giảm sản lượng các giếng chuyển tiếp cao hơn dự báo từ 19 - 40%...

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đã tích cực đẩy mạnh nghiên cứu, ứng dụng công nghệ mới trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Đặc biệt, Vietsovpetro đã minh giải tài liệu địa

chấn 3D/4C ở Lô 09-1, có dải tần rộng hơn, độ phân giải cao hơn địa chấn 3D, hình ảnh đứt gãy trong móng rõ ràng hơn, giảm thiểu tối đa hiệu ứng dịch chuyển địa chất. Từ tài liệu địa chấn 3D/4C, tài liệu giếng khoan và tài liệu địa chất, Vietsovpetro đã minh giải và chính xác hóa cấu trúc địa chất, minh giải thuộc tính địa chất, phân tích địa chấn địa tầng nhằm xác định môi trường trầm tích, xử lý nghịch đảo địa chấn AVA/AVO, minh giải đồng bộ tài liệu địa chấn bao gồm sóng P và sóng S... Đây là tài liệu hữu ích giúp Vietsovpetro trong công tác tận



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

Trong năm 2017, Vietsovpetro đã có 96 sáng kiến được công nhận trên tổng số 136 giải pháp đăng ký, tổng giá trị làm lợi do áp dụng các sáng kiến trong năm đầu tiên ước đạt trên 10 triệu USD.

thăm dò, nghiên cứu các bể phi cấu tạo, xác định sự phân bố của các tập sản phẩm chứa dầu, chính xác hóa mô hình mỏ... Đồng thời, Vietsovpetro thực hiện các biện pháp địa chất - kỹ thuật như đưa giếng mới vào khai thác, chuyển đổi tương khai thác, khoan cắt thân hai, xử lý vùng cận đáy giếng, tối ưu hóa các giếng gaslift...



Vietsovpetro đặt mục tiêu doanh thu năm 2018 đạt 1,55 tỷ USD. Ảnh: Huy Hùng

Kết thúc năm 2017, Vietsovpetro đã thực hiện 11.831m khoan thăm dò, 54.758m khoan khai thác, vượt 0,3% so với kế hoạch được giao; đưa giàn Thỏ Trắng 3 vào vận hành trước 13 ngày so với kế hoạch, thi công 17 giếng mới và thực hiện 34 lượt sửa chữa lớn giếng khoan khai thác. Liên doanh tiếp tục đảm bảo vận hành an toàn các công trình và hệ thống công nghệ ngoài biển, các phương tiện nổi cũng như các công trình sản xuất trên bờ; đẩy mạnh công tác dịch vụ; rà soát và tối ưu hóa sản xuất, nâng cao hiệu quả công tác quản lý và quản trị doanh nghiệp.

Về sản lượng khai thác, Vietsovpetro đã khai thác 4,735 triệu tấn dầu thô và condensate; thu gom và cung cấp vào bờ 1,6 tỷ m³ khí. Doanh thu bán dầu và condensate năm 2017 đạt 1,97 tỷ USD (vượt kế hoạch 3,5%), nộp ngân sách Nhà nước 875,4 triệu USD. Lợi nhuận phía Việt Nam đạt 146,4 triệu USD (vượt kế hoạch 3,3%) và lợi nhuận phía Liên bang Nga đạt 143,1 triệu USD (vượt kế hoạch 5,1%).

Đảm bảo khai thác hiệu quả, an toàn

Trên cơ sở Nghị quyết Kỳ họp Hội đồng lần thứ 48, Vietsovpetro đặt mục tiêu doanh thu năm 2018 đạt 1,55 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước 631,6 triệu USD, lợi nhuận phía Việt Nam 115 triệu USD, lợi nhuận phía Liên bang Nga 111 triệu USD. Theo kế hoạch,

Vietsovpetro sẽ khoan tìm kiếm thăm dò 27.420m, kết thúc khoan và thử vỉa 7 giếng ở Lô 09-1, khoan 4.085m khoan và kết thúc khoan thử vỉa 1 giếng ở Lô 09-3/12; sẽ khoan khai thác trên 28.410m khoan, kết thúc thi công 8 giếng mới, tiến hành sửa chữa lớn 37 lượt giếng khoan và cắt thân hai 29.380m tại 15 giếng.

Về xây dựng các công trình biển, Vietsovpetro sẽ đảm bảo tiến độ chế tạo, lắp đặt, xây dựng để đưa vào khai thác giàn nhẹ CTC-1 mỏ Cá Tầm trong Quý IV/2018 và chế tạo trên bờ giàn BK-19 mỏ Bạch Hổ. Đồng thời, Vietsovpetro tiếp tục triển khai công tác đóng mới 2 tàu dịch vụ (sẽ đưa vào hoạt động đầu năm 2018) và đảm bảo tiến độ thực hiện các dự án: hoàn cải và mở rộng công suất nén khí Lô 09-1, cải hoàn hệ thống công nghệ trên mỏ Rồng để tăng khả năng tách nước sản phẩm dầu, xây dựng máy nén Booster tại mỏ Rồng để giảm đốt khí...

Trong thời gian tới, Vietsovpetro tiếp tục đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò, tận thăm dò để gia tăng trữ lượng, nâng cao hệ số thu hồi dầu và hiệu quả khai thác các mỏ, các công trình biển, đưa nhanh các mỏ mới vào hoạt động, đẩy mạnh cung cấp dịch vụ dầu khí chất lượng cao, đồng thời nghiên cứu đề xuất cơ chế mới để mở rộng vùng hoạt động.

Nguyễn Thanh



PV GAS

ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ CÁC DỰ ÁN KHÍ TRỌNG ĐIỂM

Trong năm 2018, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) tiếp tục duy trì hiệu quả sản xuất kinh doanh, vận hành các hệ thống/công trình khí an toàn, ổn định, hiệu quả; sản xuất và cung cấp cho thị trường 9,259 tỷ m³ khí khô, 1,125 triệu tấn LPG, 63 nghìn tấn condensate, đảm bảo tiến độ, chất lượng các dự án khí trọng điểm.

Trong năm 2017, 4 hệ thống khí (Cửu Long, Nam Côn Sơn, PM3 - Cà Mau, Thái Bình) được PV GAS vận hành an toàn, liên tục, ổn định, cấp khí tối đa cho khách hàng. Tổng công ty đã đưa vào vận hành thương mại Nhà máy xử lý khí Cà Mau (GPP Cà Mau), góp phần nâng cao giá trị của khí khai thác từ cụm mỏ PM3-CAA, đảm bảo cân đối cung - cầu về khí tại khu vực Tây Nam Bộ, đa dạng hóa các sản phẩm dầu khí có giá trị cao. Tổng công ty đã ký biên bản ghi nhớ với các đối tác của Mỹ để nghiên cứu khả năng hợp tác: đầu tư xây dựng kho cảng LNG Sơn Mỹ (với AES Corporation); cung cấp LNG cho Việt Nam (với Alaska Gasline Development Corporation)

và đánh giá các cơ hội tham gia đầu tư của PV GAS tại các mỏ khí tại bang Alaska, Mỹ.

Năm 2017, PV GAS đã sản xuất và cung cấp cho thị trường 9,61 tỷ m³ khí khô, 1,35 triệu tấn LPG, 78,7 nghìn tấn condensate, cung cấp nguồn khí đầu vào để sản xuất gần 30% sản lượng điện, 70% sản lượng đạm và đáp ứng 70% nhu cầu LPG trong nước.

Tổng công ty đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu tài chính năm 2017 từ 28 - 68% so với kế hoạch: tổng doanh thu đạt trên 66 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế trên 10.560 tỷ đồng, đóng góp cho ngân sách Nhà



Kho LPG lạnh Thị Vải. Ảnh: PV GAS

nước 4.690 tỷ đồng. Tỷ suất lợi nhuận sau thuế trên vốn chủ sở hữu đạt 20%, trên vốn điều lệ đạt 41%.

Trong năm 2018, giá dầu được dự báo vẫn duy trì ở mức thấp; sản lượng khí đưa vào bờ giảm do mô suy giảm sản lượng sau thời gian dài khai thác, một số mỏ khí mới có sản lượng thấp hoặc có hàm lượng CO₂ cao; chi phí bảo dưỡng sửa chữa tăng cao... Bên cạnh đó, PV GAS triển khai nhiều dự án lớn như Nam Côn Sơn 2 (giai đoạn 2), Sư Tử Trắng, đường ống dẫn khí Cá Rồng Đỏ, LNG Thị Vải... cần huy động các nguồn lực để đảm bảo tiến độ, chất lượng dự án.

Theo kế hoạch năm 2018, PV GAS sẽ tập trung vận hành các hệ thống/công trình

khí an toàn, ổn định, hiệu quả; sản xuất và kinh doanh hiệu quả: 9,259 tỷ m³ khí, 1,125 triệu tấn LPG, 63 nghìn tấn condensate. Đồng thời, PV GAS tập trung kiểm soát tiến độ, chất lượng, chi phí các dự án đầu tư xây dựng; chuẩn bị và thực hiện đầu tư các dự án Nam Côn Sơn 2 (giai đoạn 2), Sư Tử Trắng, Sao Vàng - Đại Nguyệt, Cá Rồng Đỏ, Kho chứa LNG Thị Vải...

Để thực hiện nhiệm vụ này, PV GAS sẽ chủ động phối hợp chặt chẽ với các đơn vị cung cấp khí để tối ưu sản lượng khí đưa về bờ; xây dựng, vận hành và kinh doanh hiệu quả, tối ưu các hệ thống/công trình khí. Tăng cường chế biến sâu khí và sản phẩm khí; nghiên cứu giải pháp tăng tỷ lệ thu hồi LPG;

PV GAS đặt mục tiêu đến năm 2025 sẽ đứng thứ 4 ASEAN về sản lượng khí kinh doanh hàng năm và có tên trong các doanh nghiệp khí mạnh của châu Á. Tổng tài sản đạt khoảng 128.000 tỷ đồng (gấp 2,5 lần năm 2015). Tốc độ tăng trưởng doanh thu bình quân đạt 8%/năm. Tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn điều lệ trung bình trên 20%/năm. Cơ cấu sản phẩm của PV GAS tính theo doanh thu gồm: khí và LNG (61%), sản phẩm khí (27%), dịch vụ khí (12%).

rà soát công tác đầu tư hệ thống kho chứa, cảng xuất, trạm nạp và hệ thống phân phối sản phẩm khí (LPG, CNG, LNG), đảm bảo việc tồn trữ, phân phối kịp thời, ổn định, hiệu quả.

Trong Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 và Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, PV GAS tiếp tục phát triển ngành công nghiệp khí thành ngành kinh tế kỹ thuật quan trọng, với hệ thống cơ sở hạ tầng công nghiệp khí an toàn, hiện đại, cấp đủ khí cho các hộ tiêu thụ để góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, lương thực, bảo vệ môi trường, tài nguyên, giữ vững an ninh quốc phòng quốc gia.

PV GAS đặt mục tiêu đến năm 2025 sẽ đứng thứ 4 ASEAN về sản lượng khí kinh doanh hàng năm và có tên trong các doanh nghiệp khí mạnh của châu Á. Tổng tài sản đạt khoảng 128.000 tỷ đồng (gấp 2,5 lần năm 2015). Tốc độ tăng trưởng doanh thu bình quân đạt 8%/năm. Tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn điều lệ trung bình trên 20%/năm. Cơ cấu sản phẩm của PV GAS tính theo doanh thu gồm: khí và LNG (61%), sản phẩm khí (27%), dịch vụ khí (12%).

Tổng công ty sẽ đẩy mạnh tìm kiếm, phát triển thị trường tiêu thụ khí (đặc biệt là thị trường tiêu thụ LNG từ sau năm 2020); phát triển hệ thống kinh doanh khí thấp áp, CNG, LPG; tích cực tìm kiếm, phát triển các nguồn khí mới ở trong và ngoài nước. Đặc biệt, PV GAS đang triển khai kế hoạch đầu tư vào các dự án thượng nguồn với mục tiêu phấn đấu đến năm 2025 sẽ có sản lượng khí/LNG từ nước ngoài, đến năm 2030 sẽ đạt sản lượng 5 - 10 tỷ m³/năm.

Ngọc Phương



BSR

TỐI ƯU HÓA SẢN XUẤT, TĂNG TRƯỞNG BỀN VỮNG

Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) - doanh nghiệp Nhà nước có vốn hóa lớn nhất từ trước đến nay - tiến hành cổ phần hóa đã trở thành tâm điểm hấp dẫn các nhà đầu tư nước ngoài. Đặc biệt, BSR đã duy trì các giải pháp tối ưu hóa sản xuất, là đơn vị có hiệu quả sản xuất kinh doanh cao nhất trong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam với việc đóng góp 16% doanh thu, 33% lợi nhuận và tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu đạt 23%.

Trong năm 2017, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành liên tục, ổn định ở công suất trung bình 105% công suất thiết kế, sản xuất được 6,13 triệu tấn sản phẩm, vượt 19,5% so với kế hoạch năm. Trong đó có 444,3 nghìn tấn LPG, 1,40 triệu tấn xăng A92, 1,16 triệu tấn xăng A95, 352 nghìn tấn xăng Jet A1, 2,49 triệu tấn DO, 139,6 nghìn tấn FO và 144 nghìn tấn polypropylene. Sản lượng tiêu thụ năm 2017 đạt 6,1 triệu tấn sản phẩm

(vượt kế hoạch 18,8%), trong đó có 5,48 triệu tấn xăng dầu (vượt kế hoạch 19,6%), 440 nghìn tấn LPG (vượt kế hoạch 14%); 142,8 nghìn tấn polypropylene (vượt kế hoạch 2%). Tổng doanh thu hợp nhất đạt trên 80 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế hợp nhất đạt gần 8 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước trên 10 nghìn tỷ đồng, tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu đạt 23%.



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Một yếu tố quan trọng giúp BSR nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh là chủ động nghiên cứu, tăng cường áp dụng các sáng kiến, cải tiến nhằm tối ưu hóa và hợp lý hóa sản xuất, công nghệ, giảm tiêu hao năng lượng; giảm lưu kho vật tư, hóa phẩm xúc tác, dầu thô... nhằm tiết giảm chi phí và giảm giá thành sản phẩm trong quá trình vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

BSR đã hợp tác với các đơn vị tư vấn, nhà bản quyền công nghệ (Shell Global Solution

(SGS), Solomon, UOP, Axens...) nghiên cứu các giải pháp vận hành và cải hoán tiết kiệm năng lượng cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Đến nay, BSR đã thực hiện 19 giải pháp tối ưu hóa năng lượng, trong đó có 6 giải pháp giúp BSR tiết giảm chi phí khoảng 1,45 triệu USD/năm.

Việc đầu tư bổ sung Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh SRU2 đã giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tăng khả năng tiếp nhận, phối trộn và chế biến nhiều loại dầu thô

Sau gần 9 năm đi vào hoạt động, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã sản xuất và cung cấp cho thị trường gần 50 triệu tấn sản phẩm, tổng doanh thu đạt 862,5 nghìn tỷ đồng (~38 tỷ USD), nộp ngân sách Nhà nước trên 143,1 nghìn tỷ đồng (gần 7 tỷ USD).

hơn. Đến nay, Nhà máy có khả năng chế biến đa dạng trên 67 loại dầu thô khác nhau ngoài dầu thô Bạch Hổ (10 loại dầu trong nước và trên 57 loại dầu nước ngoài).

BSR cho biết việc giám sát, kiểm tra được thực hiện thường xuyên trên cơ sở chuẩn hóa các hệ thống định mức kinh tế kỹ thuật của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, so sánh với các tiêu chuẩn đánh giá của Solomon để định vị BSR và xác định các điểm cần cải tiến. Trong thời gian tới, BSR sẽ tiếp tục tối ưu hóa các thông số vận hành, kiểm soát chặt chẽ hệ thống định mức kinh tế kỹ thuật theo hướng giảm thiểu tiêu thụ năng lượng nội bộ, giảm thiểu hao hụt mất mát, tối ưu hóa lưu kho.

Theo Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên, Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã hoàn thành thiết kế kỹ thuật tổng thể, đang chuẩn bị lựa chọn nhà thầu EPC. Sau khi dự án hoàn thành vào cuối năm 2021, công suất chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ tăng lên 8,5 triệu tấn dầu thô/năm, đáp ứng 60% nhu cầu tiêu thụ xăng dầu trong nước. Sản phẩm xăng dầu Dung Quất sẽ có giá rất cạnh tranh do sử dụng nguồn nguyên liệu dầu thô giá rẻ trong và ngoài nước.

Theo kế hoạch năm 2018, BSR đặt mục tiêu vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định, hiệu quả ở công suất trung bình 105%, sản xuất khoảng 7,77 triệu m³ xăng dầu trong đó có 7,1 triệu m³ xăng và DO, khoảng 641.921m³ Jet A1. Đồng thời, BSR đảm bảo tiến độ cổ phần hóa và lựa chọn được nhà đầu tư chiến lược có kinh nghiệm trong vận hành nhà máy lọc dầu và/hoặc có tiềm lực về thị trường/có hệ thống phân phối xăng dầu, để phát triển mạnh lĩnh vực hóa dầu và chế biến sâu.

Hồng Minh



XUẤT KHẨU/BÁN AN TOÀN 13,4 TRIỆU TẤN DẦU THÔ

Trước sự biến động liên tục của giá dầu thô trong năm 2017, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã xuất khẩu/bán an toàn 13,4 triệu tấn dầu thô và condensate, trong đó cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất 6,1 triệu tấn dầu thô khai thác trong nước và 0,6 triệu tấn dầu thô nhập khẩu.

Kinh doanh 3,2 triệu m³ xăng dầu

Trong năm 2017, PV OIL đã xuất khẩu/bán an toàn 13,4 triệu tấn dầu thô và condensate, trong đó cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất 6,1 triệu tấn dầu thô khai thác trong nước và 0,6 triệu tấn dầu thô nhập khẩu. Đồng thời, PV OIL đã mở rộng phạm vi sản xuất xăng dầu, dầu mỡ nhờn để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ trong nước. Tổng sản lượng

sản xuất ước đạt 700 nghìn m³/tấn, vượt 24% kế hoạch năm.

Trước sự biến động liên tục của giá dầu thô trong năm 2017, PV OIL đã từng bước phát triển hệ thống phân phối, sản lượng kinh doanh xăng dầu đạt 3,2 triệu m³. Tổng công ty đang sở hữu 527 cửa hàng xăng dầu, với sản lượng tiêu thụ của 1 cửa hàng đạt trung bình 107m³/tháng, tăng 4% so với năm 2016.



Sản lượng kinh doanh xăng dầu của PV OIL năm 2017 đạt 3,2 triệu m³. Ảnh: Huy Hùng

Đồng thời, các dự án trọng điểm được PV OIL đảm bảo tiến độ triển khai. Trong đó, Dự án kho xăng dầu Nghi Sơn đã được đưa vào sử dụng giai đoạn 1 (10.000m³) và đang tiếp tục thực hiện giai đoạn 2 (10.000m³), dự kiến sẽ hoàn thành vào cuối Quý II/2018.

Tổng doanh thu hợp nhất của PV OIL năm 2017 ước đạt 56 nghìn tỷ đồng, vượt 65% kế hoạch năm và tăng 41% so với năm 2016; lợi nhuận hợp nhất trước thuế đạt trên 405 tỷ đồng, vượt 25% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 8,1 nghìn tỷ đồng, vượt 42% kế hoạch năm 2017.

Trong năm 2018, PV OIL đặt mục tiêu sản lượng sản xuất xăng dầu đạt 854 nghìn m³, sản lượng kinh doanh xăng dầu 3,15 triệu m³/tấn, tổng doanh thu hợp nhất đạt 41 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 340 tỷ đồng và nộp ngân sách Nhà nước 7,2 nghìn tỷ đồng.

Mục tiêu "35-35-35" sau cổ phần hóa

Ngày 25/1/2018, PV OIL đã IPO thành công 206.845.900 cổ phần với giá trung bình 20.196 đồng/cổ phần, thu về cho Nhà nước trên 4.177 tỷ đồng. Hiện PV OIL đang hoàn tất các thủ tục để tiến hành Đại hội cổ đông lần đầu và chuyển đổi mô hình hoạt động sang hình thức công ty cổ phần, đăng ký giao dịch trên sàn UPCOM, đồng thời lựa chọn nhà đầu tư chiến lược.

Về kế hoạch 5 năm sau cổ phần hóa, Tổng giám đốc PV OIL chia sẻ mục tiêu "35-35-35" trong giai đoạn 2018 - 2022 gồm: tăng thị phần kinh doanh xăng dầu trong nước từ 22% lên 35%; tăng tỷ trọng kênh bán lẻ qua cửa hàng xăng dầu/tổng sản lượng từ 22% lên 35%; tăng tỷ trọng kênh bán cho khách hàng công nghiệp từ 18% lên 35%.

Hoạt động kinh doanh của PV OIL gồm 3 mảng chính là phân phối xăng dầu, kinh doanh xăng dầu quốc tế và ủy thác xuất/nhập khẩu dầu thô. Trong đó, lĩnh vực phân phối xăng dầu chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu doanh thu và lợi nhuận của PV OIL.

Chia sẻ về tiềm năng tăng trưởng của PV OIL, Tổng giám đốc Cao Hoài Dương cho biết PV OIL và Petrolimex chiếm đến 70% thị phần xăng dầu trong nước. Do đó, PV OIL còn có cơ hội mở rộng thị phần thông qua việc mở rộng các trạm bán lẻ hoặc mua bán/sáp nhập doanh nghiệp (M&A).

Đồng thời, Tổng công ty đẩy mạnh công tác dự báo thị trường; phát triển dịch vụ gia tăng tại các cửa hàng xăng dầu; tái cơ cấu thông qua sáp nhập, thoái vốn, giảm tỷ lệ sở hữu; đầu tư xây dựng, mở rộng kho cảng tại các thị trường tiềm năng. Đặc biệt, với việc chuyển đổi mô hình hoạt động theo hình thức công ty cổ phần, PV OIL sẽ đẩy mạnh phát triển hệ thống cửa hàng xăng dầu để nâng cao thị phần, gia tăng sản lượng bán lẻ nhằm nâng cao hiệu quả kinh doanh xăng dầu.

Nguyễn Thanh

ÔNG CAO HOÀI DƯƠNG TỔNG GIÁM ĐỐC PV OIL



Tính đến ngày 10/1/2018, PV OIL đã nhận được hồ sơ của 8 nhà đầu tư bày tỏ mong muốn trở thành cổ đông chiến lược của PV OIL, trong đó có 2 nhà đầu tư trong nước, 6 nhà đầu tư nước ngoài là các doanh nghiệp dầu khí lớn và có tên tuổi trên thế giới. Đặc biệt, 1 nhà đầu tư nước ngoài bày tỏ mong muốn được mua kịch trần 49% cổ phần của PV OIL.

PV OIL kỳ vọng các nhà đầu tư chiến lược từ nước ngoài với bề dày kinh nghiệm, năng lực tài chính và quản trị sẽ hỗ trợ hiệu quả giúp PV OIL tăng trưởng lợi nhuận. Đặc biệt, trong bối cảnh thị trường Việt Nam ngày càng hội nhập sâu rộng vào thị trường quốc tế, các đối tác nước ngoài với kinh nghiệm kinh doanh quốc tế khi trở thành đối tác chiến lược sẽ giúp PV OIL xuất nhập khẩu sản phẩm hiệu quả, giảm thiểu rủi ro khi thị trường giảm giá và tận dụng cơ hội khi thị trường tăng giá.



PHẦN ĐẦU SẢN LƯỢNG ĐIỆN ĐẠT 21,57 TỶ KWH

Với các giải pháp tối ưu hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh, quản lý và vận hành an toàn các nhà máy điện, trong năm 2018, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đặt mục tiêu sản lượng điện sản xuất đạt trên 21 tỷ kWh, tổng doanh thu đạt trên 30 nghìn tỷ đồng.

Duy trì tổng doanh thu trên 30 nghìn tỷ đồng

Trong năm 2018, PV Power sẽ tiếp tục vận hành an toàn, hiệu quả các nhà máy điện, với mục tiêu sản lượng điện đạt 21,57 tỷ kWh, tổng doanh thu đạt 30.951,5 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 1.236,5 tỷ đồng. Tổng công ty cho biết đã và đang chuẩn bị tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh; triển khai công tác trung tu Nhà máy Điện Cà Mau 2 và Nhà máy Điện Vũng Áng 1, tiểu tu Nhà máy Điện Cà Mau 1, Nhà máy Thủy điện Hủa Na, Nhà máy Thủy điện Nậm Cắt và Nhà máy

Điện Nhơn Trạch 2 đảm bảo chất lượng, tiến độ, an toàn.

Đồng thời, PV Power tập trung tăng cường công tác quản lý/giám sát kỹ thuật vận hành, sửa chữa bảo dưỡng... nhằm nâng cao độ khả dụng và vận hành liên tục của các tổ máy; chuẩn bị sẵn sàng phương án nguồn dầu thay thế trong trường hợp thiếu khí, đảm bảo nguyên/nhiên liệu cho các nhà máy điện vận hành ổn định. Tổng công ty tiếp tục thực hiện tốt công tác quản lý, kiểm soát chi phí/giá thành, rà soát định mức kinh tế kỹ thuật, tăng cường thực hành tiết kiệm, tiết giảm chi phí để giảm giá thành sản xuất điện.



Sản lượng điện của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 năm 2017 đạt 4,38 tỷ kWh. Ảnh: PVN



Công tác bảo dưỡng, sửa chữa tại các nhà máy điện đảm bảo chất lượng, tiến độ. Ảnh: PV Power

Trong năm 2017, PV Power đã quản lý, vận hành sản xuất các nhà máy điện ổn định, tuyệt đối an toàn và đạt hiệu quả cao. Tổng sản lượng điện ước đạt 20,58 tỷ kWh, vượt kế hoạch 481 triệu kWh (2,4%). Trong đó, Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 đạt 7,63 tỷ kWh, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 đạt 2,73 tỷ kWh, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 đạt 4,34 tỷ kWh, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đạt 4,38 tỷ kWh, Nhà máy Thủy điện Hòa Na đạt 734,3 triệu kWh, Nhà máy Thủy điện Đăkđrinh đạt 744,6 triệu kWh, Nhà máy Thủy điện Nậm Cắt đạt 16,3 triệu kWh...

Tổng doanh thu của PV Power ước đạt 30.987 tỷ đồng (vượt 6% kế hoạch năm), lợi nhuận trước thuế ước đạt 2.503 tỷ đồng (vượt 83% kế hoạch năm), nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 1.374 tỷ đồng (vượt 24% kế hoạch năm). Tổng công ty đã tiết giảm chi phí 290 tỷ đồng từ chi phí nhiên liệu, nguyên liệu, vật tư thiết bị, năng lượng...

Lựa chọn nhà đầu tư chiến lược

Song song với công tác cổ phần hóa, PV Power tái cơ cấu các danh mục đầu tư, tối ưu hóa bộ máy quản lý, đặc biệt là hệ thống quản trị; nâng cao năng lực cạnh tranh trong thị trường sản xuất điện; đẩy mạnh công tác tái cấu trúc, thoái vốn tại các đơn vị thành viên/liên kết để thu hồi và tái sử dụng vốn đầu tư vào các lĩnh vực có hiệu quả kinh doanh cao.

Tổng giám đốc PV Power Nguyễn Xuân Hòa cho biết, việc cổ phần hóa PV Power đã thu hút sự quan tâm của các nhóm nhà đầu tư chiến lược: nhóm các nhà đầu tư phát điện với tiềm lực tài chính, nhân lực và công suất

nguồn rất lớn; nhóm các chủ mỏ khí, chủ mỏ than từ Indonesia, Australia, Qatar, Saudi Arabia...

Tuy nhiên, PV Power ưu tiên các nhà đầu tư chiến lược có thể thu xếp vốn cho PV Power triển khai các dự án nhiệt điện trong thời gian tới; nâng cao năng lực quản trị tài chính, nhân lực, quản lý kỹ thuật và hoạt động trong lĩnh vực phát điện để có thể cùng với PV Power đảm bảo nguồn cung cấp nhiên liệu khí và than cho các công trình trong tương lai khi nguồn tài nguyên trong nước suy giảm.

Về công tác đầu tư, PV Power sẽ thực hiện nhiệm vụ của chủ đầu tư được Tập đoàn

Dầu khí Việt Nam giao đối với Cụm dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 (công suất 1.500MW) và các dự án điện khí khác. Với tổng công suất hiện nay lên tới 4.200MW, chiếm 12% công suất toàn hệ thống điện Việt Nam, PV Power có các nhà máy điện quan trọng (như Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2) nằm ở khu vực phía Nam, nơi có nhu cầu tiêu thụ điện năng lớn nhất cả nước (khoảng 50%) thì vẫn đảm bảo sản lượng điện khí tiêu thụ kể cả khi nguồn cung thủy điện được huy động tối đa. Cùng với việc triển khai các dự án điện khí mới, PV Power có thể tăng công suất phát điện lên 20% vào năm 2026.

Hồng Ngọc

VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM: PHÁT TRIỂN SẢN PHẨM KHOA HỌC CÔNG NGHỆ



Các chuyên gia của Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland (GEUS) tham quan kho lưu trữ mẫu của Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Như Trang

Từ năm 2018, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) sẽ đẩy mạnh triển khai chương trình nghiên cứu dài hạn: cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí trên cơ sở các tài liệu mới thu nổ làm tiền đề định hướng cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí; đánh giá tiềm năng dầu khí phi truyền thống; nghiên cứu các giải pháp tổng thể để nâng cao hệ số thu hồi dầu; xử lý và chế biến sâu khí có hàm lượng CO₂ cao; tư vấn các giải pháp quản lý rủi ro trong môi trường có nhiều biến động...

T trong năm 2017, mặc dù các công ty/nhà thầu dầu khí tiếp tục cắt giảm kinh phí nghiên cứu khoa học, dừng/giãn tiến độ dự án do giá dầu giảm, nhưng VPI đã nỗ lực vượt khó, ký mới 208 đề tài/nhiệm vụ/hợp đồng nghiên cứu khoa học công nghệ; thực hiện phân tích mẫu theo hợp đồng khung; đọc phản biện, nhận xét 12 báo cáo RAR, ODP, FDP... cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương.

Theo Viện trưởng TS. Nguyễn Anh Đức, VPI đã tập trung thực hiện 8 nhiệm vụ chủ yếu và 5 nhóm chỉ tiêu kế hoạch, xây dựng kế hoạch nghiên cứu khoa học gắn liền với hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, nâng cao chất lượng các đề tài/nhiệm vụ, trong đó lấy nghiên cứu ứng dụng làm trọng tâm. Đặc biệt, VPI đẩy mạnh việc triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn, phát triển

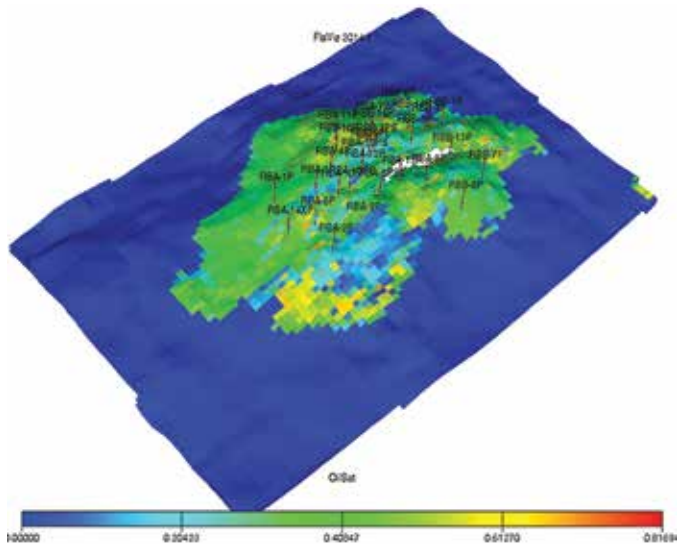
sản phẩm thương mại: chế tạo xúc tác cracking công nghiệp; phát triển, ứng dụng công nghệ/sản phẩm phục vụ quản lý và tối ưu khai thác; công nghệ sản xuất anode hy sinh (hợp kim nhôm, hợp kim kẽm)...

Trong năm 2017, VPI được Bộ Khoa học và Công nghệ cấp 1 Bằng độc quyền sáng chế cho “Quy trình sản xuất methanol từ hỗn hợp hydro/carbonic bằng lò phản ứng dạng màng”; 4 Bằng độc quyền giải pháp hữu ích: “Quy trình phối trộn dầu nhiệt phân sinh khối với cặn chưng cất khí quyển để làm nguyên liệu cho quá trình cracking xúc tác tầng sôi”, “Phương pháp thu hồi nickel từ chất xúc tác thải chỉ chứa nickel trong pha hoạt tính và phương pháp sản xuất chất xúc tác dùng để xử lý carbon monoxide và hydrocarbon trong khói thải”, “Chất xúc tác dùng để khử oxy bằng hydro ra khỏi dầu nhiệt phân sinh khối và quy trình khử oxy bằng hydro

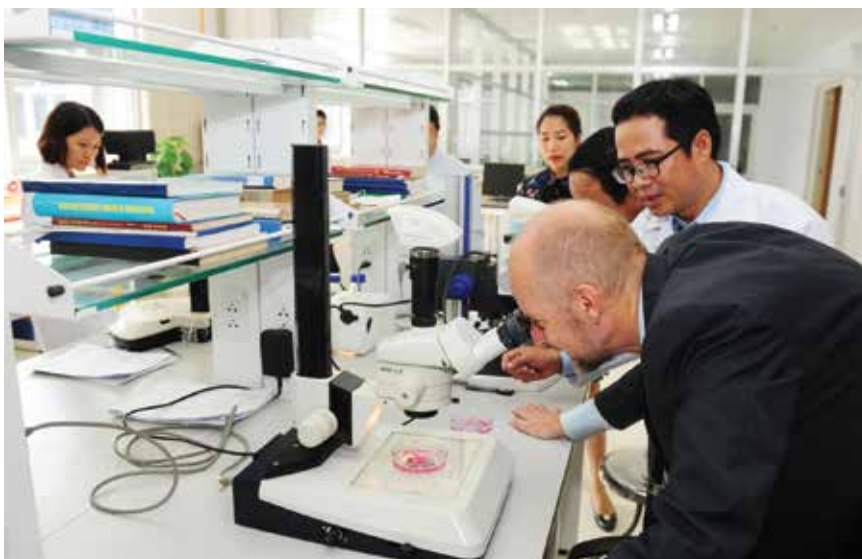
ra khỏi dầu nhiệt phân sinh khối sử dụng xúc tác này”; “Chất xúc tác dùng để chuyển hóa hỗn hợp hydro/carbonic thành methanol và phương pháp sản xuất methanol nhờ sử dụng chất xúc tác này”. Ngoài ra, VPI cũng được Bộ Công Thương bổ sung chế phẩm hóa học tăng cường thu hồi dầu VPI-SURF vào danh mục nguyên liệu trong nước sản xuất được; 7 đơn đăng ký sáng chế; 1 sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; 7 sáng kiến cấp VPI...

Về định hướng nghiên cứu và phát triển khoa học công nghệ trong giai đoạn 2018 và những năm tiếp theo 2020, TS. Nguyễn Anh Đức cho biết VPI sẽ đẩy mạnh triển khai chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn:

Cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí trên cơ sở các tài liệu mới thu nổ làm tiền đề định hướng cho công tác tìm kiếm, thăm dò; Đánh giá tiềm năng dầu khí phi truyền thống; Các giải pháp tổng thể để nâng cao hệ số thu hồi dầu; Xử lý và chế biến sâu khí có hàm lượng CO₂ cao; Quản lý rủi ro trong môi trường dầu khí toàn cầu có nhiều biến động. Bên cạnh đó, VPI sẽ tập trung xây dựng trung tâm dữ liệu của ngành Dầu khí Việt Nam; sản xuất sản phẩm khoa học công nghệ: hóa chất dầu khí/sản phẩm đại chúng, giải pháp công nghệ thông tin; đẩy mạnh công tác đăng ký bản quyền, sáng chế, giải pháp hữu ích; tăng cường đào tạo chuyên sâu, phát triển chuyên gia...



VPI tập trung triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn và phát triển sản phẩm thương mại. Ảnh: VPI



Công ty dầu khí nước ngoài tham quan Trung tâm Phân tích Thí nghiệm của Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Lê Khoa

TS. NGUYỄN HỒNG MINH - BÍ THƯ ĐẢNG ỦY, PHÓ VIỆN TRƯỞNG VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM



Một viện nghiên cứu cần tự hào về các sản phẩm khoa học có giá trị cao đối với khách hàng; các chuyên gia có tầm ảnh hưởng lớn đối với sự phát triển của ngành Dầu khí, tài sản tri thức có giá trị được tích tụ sau 40 năm xây dựng và phát triển. Vậy thì không thể dàn trải, mà phải tập trung nguồn lực của Viện Dầu khí Việt Nam, sức lực và tâm trí của người lao động để thực hiện nhiệm vụ này.

Khẳng định vai trò quan trọng của khoa học công nghệ, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh cho rằng “không đầu tư cho khoa học công nghệ thì không có tương lai”, đồng thời nhấn mạnh VPI phải là bộ não tham mưu tư vấn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong việc định hướng các vấn đề chiến lược. Người đứng đầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu VPI cần đi theo xu hướng tất yếu, xác định mô hình hoạt động, đồng thời xây dựng, đề xuất cơ chế, chính sách, giải pháp để phát triển trong quá trình chuyển đổi; tiếp tục xây dựng và phát triển đội ngũ chuyên gia; tiếp tục hiện đại hóa công nghệ và nâng cao hiệu quả quản trị của ngành Dầu khí.

Ngọc Linh



TẬP TRUNG PHÁT TRIỂN DỊCH VỤ DẦU KHÍ TRÊN BỜ

Trong năm 2018, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) tập trung đầu tư, phát triển mạnh 3 lĩnh vực: sản xuất - kinh doanh - dịch vụ, trong đó chú trọng nghiên cứu phát triển các dòng sản phẩm, dịch vụ mới. Trong năm 2018, DMC đặt mục tiêu sản lượng sản xuất đạt 31.250 tấn, tổng doanh thu đạt 2.883 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 86,5 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 8,6 tỷ đồng.

Doanh thu đạt trên 3 nghìn tỷ đồng

Trong năm 2017, DMC đã tập trung đẩy mạnh phát triển các dịch vụ trên bờ như: dịch vụ làm sạch, xử lý môi trường, dịch vụ chống ăn mòn, các dịch vụ nghiên cứu cho khâu sau... DMC đã triển khai cung cấp dịch vụ cho 26 giếng khoan và 4 giếng sửa chữa cho các khách hàng Hoàng Long JOC, Vietsovpetro, Thang Long JOC, Repsol, JVPC, Premier Oil, Con Son và Murphy...

Với chủ trương đẩy mạnh lĩnh vực kinh doanh để bù đắp doanh thu cho lĩnh vực dịch vụ và sản xuất trong bối cảnh giá dầu thô sụt giảm, DMC đã tập trung tìm kiếm, mở rộng thị trường tiêu thụ các sản phẩm; đồng thời xây dựng phương án phát triển kinh doanh các sản phẩm hóa dầu (propylene, lưu huỳnh...) với

phương châm hạn chế thấp nhất rủi ro và bảo toàn vốn trong kinh doanh. Ngoài việc duy trì cung cấp hóa chất cho khai thác dầu khí, DMC đã triển khai cung cấp hóa chất cho Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn.

Đồng thời, Tổng công ty đã triển khai các giải pháp nghiên cứu phát triển các dòng sản phẩm/dịch vụ mới để đa dạng hóa sản phẩm sản xuất/dịch vụ và gia tăng giá trị hoạt động. DMC đã thử nghiệm công nghiệp thành công hệ dung dịch khoan ức chế sét cao - hệ Protrol trên giếng 902-RC9 tại 6 giếng khoan của Vietsovpetro. Tổng công ty cũng thử nghiệm thành công sản phẩm xi măng G và xi măng nóng nhẹ... là cơ hội để DMC gia tăng sản lượng sản xuất trong năm 2018 và các năm tiếp theo.



Hệ thống căn cứ cung ứng dịch vụ hóa phẩm của DMC tại Vietsovpetro. Ảnh: DMC

Về xuất khẩu sản phẩm/dịch vụ ra nước ngoài, DMC cho biết đã tích cực mở rộng thị trường xuất khẩu sản phẩm barite, tổng khối lượng xuất khẩu năm 2017 đạt 7.280 tấn (trong đó có hơn 5.000 tấn barite sản xuất tại Lào).

Kết thúc năm 2017, DMC ước đạt tổng doanh thu 3.141 tỷ đồng, đạt 118% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 163,2 tỷ đồng, đạt 140% kế hoạch năm; lợi nhuận trước thuế ước đạt 21,1 tỷ đồng.

Sản lượng sản xuất phần đầu đạt 31.250 tấn sản phẩm

Trong năm 2018, DMC đặt mục tiêu sản lượng sản xuất đạt 31.250 tấn, tổng doanh thu đạt 2.883 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà

nước 86,5 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 8,6 tỷ đồng. Tổng công ty tập trung tái cơ cấu ngành nghề kinh doanh, dịch vụ, giảm phụ thuộc vào hoạt động cung cấp dịch vụ cho lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí; nâng cao năng lực cạnh tranh của các sản phẩm/dịch vụ. Đồng thời, DMC tập trung phát triển các dòng sản phẩm, dịch vụ mới; xúc tác dầu khí, xi măng bền sulphate, xi măng nóng nhẹ, nhựa y tế, nylon tự phân hủy. . .

Tổng giám đốc Tôn Anh Thi cho biết DMC sẽ phát huy tối đa năng lực sản xuất, nghiên cứu các dòng sản phẩm mới có thể kiểm soát tốt quy trình sản xuất đảm bảo các sản phẩm đạt tiêu chuẩn chất lượng, giảm giá thành, đảm bảo tính cạnh tranh. Nghiên cứu sản xuất sản phẩm tiêu dùng và các loại xi măng mới phục vụ cho ngành dầu khí cũng như các ngành công nghiệp khác. Đồng thời, DMC tập trung mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ xử

lý acid; dịch vụ gia tăng thu hồi dầu bằng phương pháp siêu âm; dịch vụ kỹ thuật công nghiệp như: làm sạch, chống ăn mòn, xử lý môi trường; cung cấp dịch vụ cho dự án Tổ hợp Hóa dầu Long Sơn. . .

Bên cạnh đó, DMC cho biết sẽ tiếp tục nghiên cứu thử nghiệm, ứng dụng và pha trộn sản phẩm về hóa chất khai thác để có thêm nhiều sản phẩm hiệu quả tốt với giá cạnh tranh; nghiên cứu các biện pháp xử lý cận đáy giếng, tăng cường thu hồi dầu với từng điều kiện cụ thể của các cơ sở, các giếng khai thác. Tổng công ty sẽ đẩy mạnh hợp tác với các đối tác trong và ngoài nước nhằm tiếp thu công nghệ, kỹ thuật tiên tiến để thực hiện các dự án trong lĩnh vực xử lý nước và xử lý môi trường.

Thu Huyền



PVFCCo

ĐẨY MẠNH NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN SẢN PHẨM MỚI

Ngoài sản phẩm urea chủ lực, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã và đang đẩy mạnh nghiên cứu phát triển sản phẩm mới, nhằm đa dạng hóa sản phẩm và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Với việc sản xuất NPK bằng công nghệ hóa học, PVFCCo đã cung cấp bộ sản phẩm phân bón Phú Mỹ hoàn chỉnh với chất lượng cao để đáp ứng nhu cầu sản xuất nông nghiệp hiện đại, an toàn.

Mở rộng sản xuất, đa dạng hóa sản phẩm

Việc Nhà máy Đạm Phú Mỹ vận hành an toàn, ổn định, vượt công suất thiết kế là yếu tố quan trọng nhất giúp PVFCCo về đích sớm các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2017, giữ vững vị thế là doanh nghiệp hàng đầu Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất và kinh doanh phân bón. Sản lượng sản xuất của Nhà máy Đạm Phú Mỹ đạt 825.939 tấn urea quy đổi (vượt 7% so với kế hoạch năm), 12.573 tấn UFC85; sản lượng tiêu thụ đạt 810.887 tấn urea Phú Mỹ (vượt 3% kế hoạch năm), 379.421 tấn phân bón khác (vượt 22% kế hoạch năm), 8.443 tấn UFC85 và 1.739 tấn hóa chất khác.

Trong năm 2017, PVFCCo đã tập trung mở rộng sản xuất, đảm bảo tiến độ triển

khai các dự án: Tổ hợp dự án nâng công suất Phân xưởng NH_3 và Nhà máy sản xuất NPK theo công nghệ hóa học... Tổng công ty đã sản xuất và kinh doanh 2 sản phẩm mới (đạm silic kali và khoáng hữu cơ); nghiên cứu công nghệ sản xuất phân bón hữu cơ, các giải pháp nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh UFC85, sản xuất phân bón SA từ quặng thải gypsum và nguồn nguyên liệu NH_3 , CO_2 ; công nghệ sản xuất Si, sử dụng Si trong nông nghiệp và dầu khí; ứng dụng của urea/ NH_3 để xử lý khói thải...

Phát triển NPK Phú Mỹ công nghệ hóa học

Trong số các sản phẩm mới PVFCCo đang phát triển, NPK Phú Mỹ được sản xuất theo công nghệ hóa học kỳ vọng sẽ tạo ra xu hướng mới trong sản xuất nông nghiệp công



Nhà máy sản xuất NPK Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Nhà máy NPK Phú Mỹ có diện tích hơn 6ha, đặt cạnh Nhà máy Đạm Phú Mỹ tại Khu công nghiệp Phú Mỹ I, huyện Tân Thành, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. Nhà máy có công suất 250.000 tấn/năm với sản phẩm đầu ra là các dòng sản phẩm NPK Phú Mỹ chất lượng cao, đảm bảo hàm lượng các nguyên tố đa, trung, vi lượng và phù hợp với các nhu cầu sinh trưởng của cây trồng ở từng vùng thổ nhưỡng. Đây cũng là nhà máy NPK đầu tiên và duy nhất tại Việt Nam sử dụng công nghệ hóa học của Incro S.A. (Tây Ban Nha). Đội ngũ nhân sự chủ chốt của Nhà máy NPK Phú Mỹ chủ yếu được lựa chọn từ Nhà máy Đạm Phú Mỹ, am hiểu về công nghệ, dây chuyền sản xuất, tinh thần làm việc chuyên nghiệp, kỷ luật. PVFCCo chỉ tuyển dụng bổ sung mới 4 kỹ sư và 17 công nhân.



Chuyên gia nước ngoài và PVFCCo khảo sát cây trồng sử dụng NPK Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

nghe cao, an toàn, góp phần nâng cao năng suất và giá trị kinh tế cho cây trồng, bảo vệ môi trường. Đây là công nghệ sản xuất NPK hiện đại nhất thế giới đã và đang được sử dụng ở các nước châu Âu, Nhật Bản, Hàn Quốc...

Tại Việt Nam, NPK được sản xuất bằng cách trộn thủ công các loại phân đạm, lân, kali (loại 3 hạt 3 màu) hoặc bằng các công nghệ nén ép, tạo hạt bằng tháp, ve viên đĩa quay hoặc thùng quay (loại 1 hạt 1 màu). Nhược điểm của công nghệ này là NPK có kích thước không đồng đều; chất lượng không ổn định; dễ hút ẩm, chảy nước, bay hơi... gây khó khăn trong quá trình vận chuyển, bảo quản.

Để khắc phục nhược điểm này, PVFCCo đã đầu tư xây dựng Nhà máy NPK Phú Mỹ sử dụng công nghệ hóa học của Incro S.A. (Tây Ban Nha). Khi đi vào hoạt động thương mại đầu năm 2018, Nhà máy sẽ cung cấp các sản phẩm NPK Phú Mỹ có chất lượng cao, phù hợp với từng vùng đất và từng loại cây trồng. Sản phẩm NPK Phú Mỹ chứa đủ 3 yếu tố đạm, lân, kali và các nguyên tố trung vi lượng (như: S, Mg, Ca, Si, Zn...). Các thành phần dinh dưỡng được các nhà khoa học nghiên cứu, thử nghiệm thực tế để sử dụng vừa đủ nhưng vẫn mang lại hiệu quả cao, tránh

lãng phí khi sử dụng, giảm ô nhiễm môi trường. Ngoài việc sử dụng theo phương pháp truyền thống, sản phẩm NPK Phú Mỹ phù hợp khi sử dụng bằng các thiết bị, dụng cụ chăm bón hiện đại như: máy phun phân bón, hệ thống tưới hòa tan, nhỏ giọt...

TS. Trương Hồng - Quyền Viện trưởng Viện Khoa học Nông lâm nghiệp Tây Nguyên (WASI), chuyên gia hàng đầu Việt Nam về phân bón và nông nghiệp, đã đánh giá: "Tính ưu việt của công nghệ hóa học là sản xuất ra sản phẩm NPK có chất lượng cao, ổn định. Do đó khi chăm bón thì cây trồng phát triển cân đối, mạnh khỏe, cho năng suất, chất lượng nông sản cao và góp phần bảo vệ môi trường".

Trong năm 2018, thị trường phân bón được dự báo sẽ diễn biến phức tạp và tiềm ẩn nhiều rủi ro, PVFCCo đặt mục tiêu sản lượng sản xuất 800.000 tấn urea và 170.000 tấn NPK; đảm bảo vận hành các nhà máy sản xuất an toàn, ổn định, hiệu quả; đồng thời triển khai các giải pháp tối ưu hóa sản xuất, đẩy mạnh nghiên cứu phát triển sản phẩm mới.

Bùi Hà

Khi thị trường dịch vụ dầu khí trong nước gặp khó khăn do giá dầu duy trì ở mức thấp, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã gia tăng hiệu suất sử dụng giàn khoan, kiên trì thực hiện chiến lược phát triển dịch vụ ra nước ngoài thông qua việc tham gia đấu thầu cung cấp giàn khoan và các dịch vụ kỹ thuật giếng khoan, khẳng định uy tín và năng lực cung cấp dịch vụ của PV Drilling trên thị trường quốc tế.



PV DRILLING PHÁT TRIỂN DỊCH VỤ KHOAN Ở NƯỚC NGOÀI

Ngày 7/12/2017, giàn khoan tự nâng PV Drilling VI của Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã di chuyển đến khu vực Bertam thuộc Lô PM307 ngoài khơi Malaysia, bắt đầu cung cấp chiến dịch khoan cho IPC Malaysia B.V (LUNDIN).

Ngoài ra, PV Drilling đang cung cấp 3 giàn khoan khác cho các chiến dịch khoan tại nước ngoài: PV Drilling I khoan cho Kris Energy tại Thái Lan; PV Drilling III khoan cho Petronas tại Malaysia; PV Drilling XI đang thực hiện Hợp đồng khoan 3 năm cho Liên doanh BMS tại Algeria... Đây là thành công rất lớn của PV Drilling trong việc gia tăng hiệu suất sử dụng giàn khoan khi dịch vụ khoan dầu khí trong nước và khu vực gặp nhiều khó khăn do ảnh hưởng của giá dầu suy giảm. Đặc biệt, PV Drilling tiếp tục thực hiện chiến lược phát triển

dịch vụ ra nước ngoài thông qua việc tham gia đấu thầu cung cấp giàn khoan và các dịch vụ kỹ thuật giếng khoan, khẳng định uy tín và năng lực cung cấp dịch vụ của PV Drilling trên thị trường quốc tế.

Ngoài việc cung cấp giàn khoan, Tổng giám đốc PV Drilling Phạm Tiến Dũng cho biết sẽ tích cực làm việc với các nhà thầu dầu khí trong nước và nước ngoài, tham gia đấu thầu ở Malaysia, Thái Lan, Myanmar để tìm kiếm hợp đồng mới. Đồng thời, PV Drilling sẽ tiếp tục đưa các dịch vụ khoan ra nước ngoài như: cung ứng nguồn nhân lực khoan địa nhiệt ở Atika (Nhật Bản), xuất khẩu các dịch vụ kỹ thuật giếng khoan... Đây được coi là tiền đề để PV Drilling xúc tiến đấu thầu các hợp đồng cung cấp nhân lực và dịch vụ kỹ thuật khoan ở các thị trường khác trong khu vực.

Để có thể cạnh tranh với các thương hiệu lớn trong ngành khoan thế giới, PV Drilling chú trọng đảm bảo hiệu suất hoạt động giàn khoan, duy trì chỉ số an toàn cao trên 98%, chú trọng ứng dụng công nghệ thông tin trong quản lý và vận hành giàn khoan để đảm bảo tiến độ, an toàn và tiết kiệm chi phí cho khách hàng.

Đồng thời, PV Drilling luôn bám sát chiến dịch khoan trong nước để sẵn sàng tham gia cung cấp dịch vụ; làm việc với các công ty dầu khí trong khu vực để tham gia đấu thầu, tìm kiếm việc làm, mặc dù phải cắt giảm chi phí nhưng vẫn đảm bảo chất lượng dịch vụ tốt nhất thông qua việc các giàn khoan hoạt động an toàn, hiệu quả với hiệu suất cao.

Hồng Minh

ỨNG DỤNG BƠM ÉP NƯỚC CÓ NỒNG ĐỘ KHOÁNG HÓA THẤP NHẪM NÂNG CAO HỆ SỐ THU HỒI DẦU CHO ĐỐI TƯỢNG TRẦM TÍCH LỤC NGUYÊN CỦA CÁC MỎ DẦU TẠI VIỆT NAM

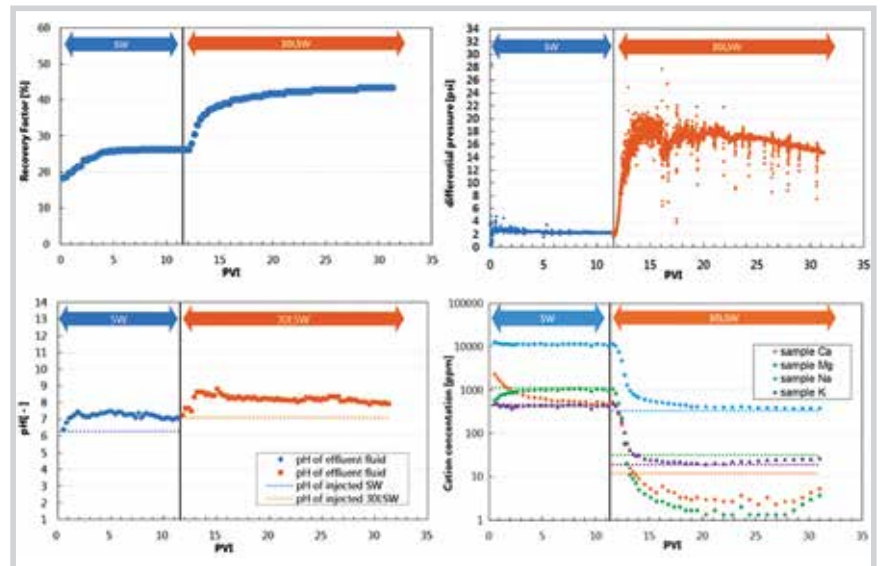
Chương trình hợp tác nghiên cứu ứng dụng công nghệ mới nhằm đẩy mạnh hiệu quả khai thác và nâng cao thu hồi dầu giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Nhật Bản (JOGMEC) đã được triển khai từ năm 2007. Trong các nghiên cứu đã được thực hiện, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) luôn là đơn vị chủ chốt của PVN trong việc hợp tác triển khai cùng JOGMEC. Có thể kể đến những nghiên cứu chủ yếu đã được thực hiện và mang lại hiệu quả ứng dụng thực tế như: Nghiên cứu về ứng dụng bơm ép khí CO₂ nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng Miocene mỏ Rạng Đông; nghiên cứu khả thi về tiềm năng ứng dụng bơm ép CO₂ cho bể Cửu Long và gần đây nhất là nghiên cứu khả năng ứng dụng bơm ép nước có độ mặn thấp nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu (LSWF EOR) cho đối tượng trầm tích lục nguyên tại Việt Nam.

Giải pháp công nghệ về bơm ép nước có nồng độ khoáng hóa thấp (LSWF EOR) được xem là phương pháp nâng cao thu hồi mới trên thế giới hiện nay. Tuy nhiên, những kết quả nghiên cứu cũng như áp dụng cho thấy đây là giải pháp hấp dẫn do có hiệu quả về kỹ thuật, chi phí đầu tư không cao và thân thiện với môi trường. Các cơ chế chủ yếu về nâng cao thu hồi cả về vật lý và hóa học đã được công bố bởi nhiều nhóm nghiên cứu trên thế giới.

Xuất phát từ thực tế trên, chương trình hợp tác nghiên cứu quốc tế giữa VPI và JOGMEC đã được triển khai với mục đích nghiên cứu, đánh giá và xây dựng kế hoạch ứng dụng thử nghiệm giải pháp LSWF EOR nhằm nâng cao hệ số thu hồi cho tầng chứa Miocene hạ của mỏ Ruby.

Với mục tiêu đã đặt ra là nghiên cứu, đánh giá khả năng áp dụng bơm ép nước có nồng độ khoáng hóa thấp nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các tầng chứa cát kết, từ đó mở ra hướng đi mới về các giải pháp công nghệ có thể áp dụng trong điều kiện của các mỏ dầu tại Việt Nam, chương trình nghiên cứu chi tiết đã được xây dựng với những nội dung chính như sau:

- Lựa chọn đối tượng nghiên cứu: các mỏ dầu đang khai thác trong tầng trầm tích lục nguyên đều được xem xét tất cả các yếu tố: địa chất và đặc điểm tầng chứa, công nghệ mỏ và trạng thái khai thác, hiện trạng hệ thống công nghệ - thiết bị cũng như các yếu tố về



Hình 1. Kết quả thực nghiệm LSWF trên mẫu lõi

điều hành khai thác mỏ nhằm lựa chọn đối tượng phù hợp nhất trong việc nghiên cứu ứng dụng LSWF EOR,

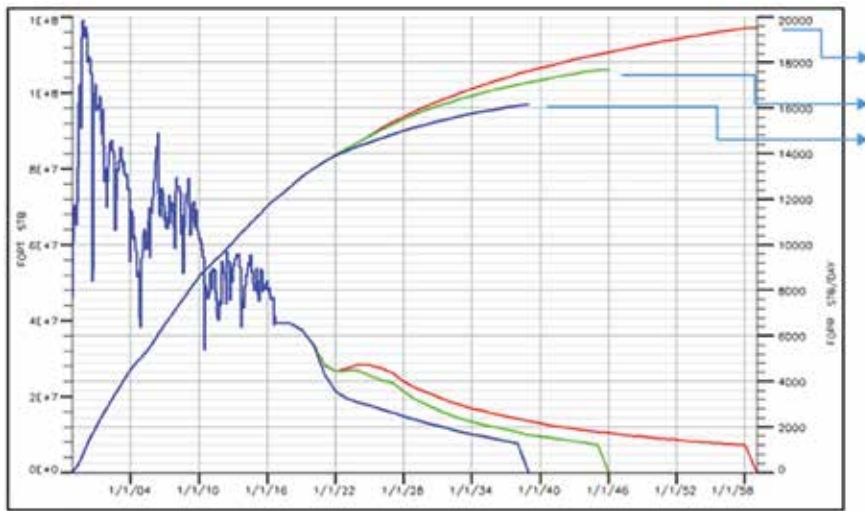
- Các nghiên cứu trong phòng thí nghiệm nhằm đánh giá khả năng và mức độ tương tác hóa lý giữa hệ chất lưu bơm ép với đất đá và chất lưu vỉa, hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trên mô hình vật lý vỉa và các cơ chế nâng cao thu hồi,

- Các nghiên cứu về mô phỏng khai thác nhằm đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi trên phạm vi toàn mỏ cũng như xây dựng phương án triển khai tối ưu trong điều kiện mỏ,

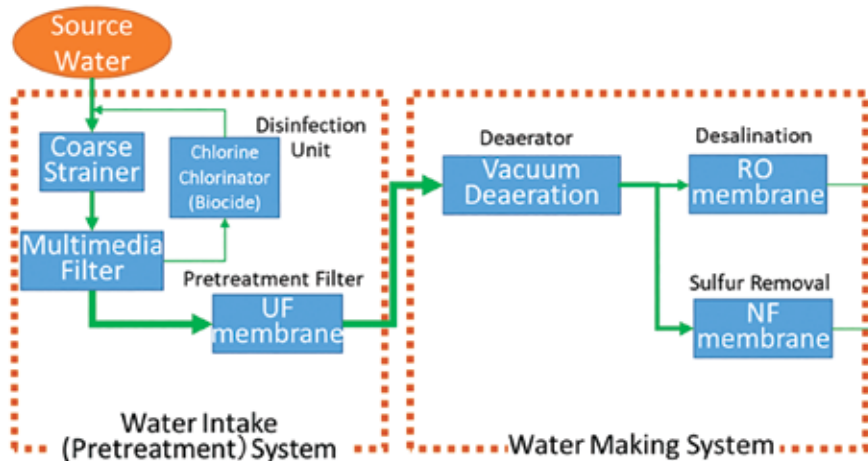
- Nghiên cứu về công nghệ, kỹ thuật ứng dụng cũng như đánh giá hiệu quả kinh tế, kỹ thuật của giải pháp LSWF EOR trên quy mô mỏ.

Để thực hiện chương trình nghiên cứu, bản thỏa thuận hợp tác chung (Joint Agreement Study) đã được ký kết giữa VPI và JOGMEC với thời gian thực hiện dự án là 2 năm, bắt đầu từ cuối năm 2015 và đã kết thúc vào tháng 12/2017. Mô hình tổ chức thực hiện được trình bày theo Hình 1, trong đó VPI và JOGMEC là các đơn vị chủ trì thực hiện nghiên cứu đại diện cho hai phía Việt Nam và Nhật Bản. Ngoài ra việc hợp tác với bên thứ 3 như Đại học Waseda (Nhật Bản), Công ty Dịch vụ và Giải pháp Kỹ thuật CMG (Canada) và một số công ty dịch vụ khác cũng được triển khai nhằm đảm bảo chất lượng cũng như tiến độ nghiên cứu.

Trên tinh thần hợp tác toàn diện và chặt chẽ giữa VPI, JOGMEC cùng sự phối hợp của



Hình 2. Kết quả mô phỏng các phương án phát triển



Hình 3. Sơ đồ hệ thống xử lý nước có độ khoáng hóa thấp

Ban Khai thác Dầu khí - PVN và các đơn vị liên quan, các nội dung nghiên cứu đã được triển khai và hoàn thành theo đúng tiến độ đặt ra. Hội thảo kỹ thuật và báo cáo tổng kết kết quả nghiên cứu đã được hoàn thành vào cuối tháng 12/2017. Nghiên cứu chung đã đạt được một số kết quả quan trọng như sau:

- Số lượng lớn thực nghiệm đã được thực hiện bao gồm: phân tích các tính chất mẫu lõi và chất lưu, thực nghiệm LSWF trên mẫu lõi của tầng chứa Miocene của mỏ Ruby (thực nghiệm cho 3 mẫu). Kết quả cho thấy phần gia tăng hệ số thu hồi dầu khi pha đẩy là nước có độ mặn thấp có thể đạt được từ 5 - 17% so với nước biển, phụ thuộc vào tính chất cũng như các đặc trưng vật lý thạch học của mẫu lõi. Các nghiên cứu chuyên sâu nhằm đánh giá cơ chế gia tăng thu hồi cũng được thực hiện như thực nghiệm đánh giá

mối liên hệ giữa trao đổi ion và hệ số thu hồi; giữa tính bất đồng nhất của đá chứa và hệ số thu hồi; nguyên nhân suy giảm hệ số tiếp nhận khi bơm ép (suy giảm độ thấm). Kết quả nghiên cứu và thực nghiệm đã chỉ ra cơ chế gia tăng thu hồi của giải pháp là tổng hợp của việc cải thiện cả hệ số quét do thay đổi độ nhớt và hệ số đẩy dầu do những tương tác với dầu vỉa.

- Nghiên cứu trên mô hình mô phỏng đã được thực hiện để mô phỏng lại quá trình thực hiện LSWF trên mẫu lõi từ đó áp dụng LSWF cho mô hình toàn mỏ. Kết quả của mô hình mô phỏng là tiền đề cho việc tính toán tính khả thi của ứng dụng LSWF trên quy mô cả về mặt công nghệ và kinh tế. Nhiều kịch bản mô phỏng khai thác đã được tính toán và phân tích, bao gồm cả việc tối ưu phương án bơm ép nước truyền thống cũng

như phương án nâng cao hệ số thu hồi dầu với LSWF EOR. Kết quả cho thấy với việc ứng dụng LSWF EOR, tổng sản lượng dầu khai thác gia tăng so với bơm ép nước có thể đạt 9,8 triệu thùng, tương ứng với hệ số thu hồi gia tăng 3,5%, trên cơ sở lưu lượng bơm ép toàn mỏ là 38.500 thùng/ngày.

- Trên cơ sở các kết quả đã đạt được, nghiên cứu đánh giá tiềm năng cũng như thiết kế hệ thống công nghệ thiết bị áp dụng LSWF EOR đã được thực hiện, với mục tiêu thiết lập chu trình vận hành tối ưu, các yêu cầu về hệ thống thiết bị - công nghệ, thời gian thực hiện và ước tính chi phí (CAPEX, OPEX). Kết quả nghiên cứu khuyến nghị với việc áp dụng LSWF EOR tại mỏ Ruby, các hạng mục đầu tư cần thực hiện bao gồm một giàn nhẹ, hệ thống xử lý nước được lắp đặt trên giàn với hệ thống lọc muối và sulfate đồng thời, công suất xử lý đạt tối thiểu 2,5 lần so với lưu lượng nước bơm ép. Tổng chi phí CAPEX để đáp ứng các tiêu chí kỹ thuật công nghệ là 105,7 triệu USD.

Chương trình hợp tác nghiên cứu giữa VPI - JOGMEC nhằm nghiên cứu, đánh giá khả năng áp dụng bơm ép nước có nồng độ khoáng hóa thấp để nâng cao thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích của các mỏ dầu tại Việt Nam đã được thực hiện trong giai đoạn 2015 - 2017 với sự hợp tác chặt chẽ và toàn diện giữa các bên tham gia. Kết quả nghiên cứu đã góp phần mở ra hướng nghiên cứu mới trong việc ứng dụng các giải pháp thu hồi dầu thứ cấp và tam cấp cho các mỏ dầu tại Việt Nam. Trên cơ sở nghiên cứu này cũng như các chương trình hợp tác đã thực hiện, PVN, JOGMEC, VPI đã thống nhất tiếp tục triển khai chương trình hợp tác nghiên cứu ứng dụng công nghệ mới trong lĩnh vực dầu khí giữa hai phía Việt Nam - Nhật Bản, đồng thời mở rộng phạm vi và đối tượng nghiên cứu nhằm mục tiêu tăng cường hiệu quả thăm dò, khai thác cũng như sử dụng các sản phẩm dầu khí.

Trường Giang (giới thiệu)

DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC ĐÃ HOÀN THÀNH NĂM 2017 (TỪ 1/1 - 31/12/2017)

Trong năm 2017, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu đã hoàn thành 27 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Các đề tài này đã được các Hội đồng xét duyệt nghiệm thu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiệm thu hoàn thành và kết quả nghiên cứu đang được lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (PAC) - Viện Dầu khí Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành và được nghiệm thu trong năm 2017. Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn.

TT	Tên đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
I LĨNH VỰC TÌM KIẾM THẨM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ					
1	Nghiên cứu, biên soạn lần II cuốn sách: Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam	Nguyễn Hiệp	VPA	PAC/VPI/VPA	502/BB-DKVN 23/1/2017
2	Nghiên cứu phát triển và áp dụng phương pháp hiệu chỉnh phân bố thẩm chứa cho mô hình mô phỏng khai thác móng nút nê trên cơ sở tích hợp đồng thời thông tin địa chấn, địa cơ học và dữ liệu khai thác	Nguyễn Thế Đức	VPI	PAC/VPI/EPC	1783/BB-DKVN 27/3/2017
3	Đánh giá biện pháp tăng cường khai thác và lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho tầng Miocene hạ của các mỏ dầu ở bể Cửu Long	Lê Quốc Trung	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	2333/BB-DKVN 14/4/2017
4	Nghiên cứu và xây dựng mô hình mô phỏng hệ thống xử lý dầu để đánh giá khả năng thu hồi condensate ổn định của mỏ Bắc Purov	Hoàng Long	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	2940/BB-DKVN 11/5/2017
5	Thu thập, tổng hợp và hệ thống hóa đặc điểm địa chất các điểm lộ để xây dựng các lộ trình thực địa điển hình phục vụ cho công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam	Nguyễn Quang Tuấn	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	4270/BB-DKVN 7/7/2017
6	Nghiên cứu xác định các phức hệ hóa thạch để chính xác hóa địa tầng trầm tích Đệ Tam vùng Trung tâm và phía Nam bể trầm tích Sông Hồng	Chu Đức Quang	VPI/VPI Labs	PAC/VPI/VPI Labs	4507/BB-DKVN 18/7/2017
7	Nghiên cứu sự hình thành và tích tụ dầu khí trong trầm tích Miocene muộn - Pliocene khu vực Trung tâm bể Sông Hồng	Nguyễn Tiến Thịnh	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	5468/BB-DKVN 28/8/2017
8	Nghiên cứu chế tạo và áp dụng hệ gel có định hướng ngăn cách nước cho các đối tượng trầm tích bể Cửu Long - Giai đoạn 1: Tổng hợp các kết quả nghiên cứu, thử nghiệm và đánh giá khả năng áp dụng giải pháp ngăn cách nước bằng phương pháp hóa học cho tầng trầm tích bể Cửu Long	Hoàng Linh	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	6997/BB-DKVN 2/11/2017
9	Hướng dẫn thực hiện các quy định trong công tác quản lý và khai thác mỏ	Lê Vũ Quân	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	6996/BB-DKVN 2/11/2017
10	Xây dựng phương án thăm dò địa chấn tổng thể thêm lục địa Việt Nam giai đoạn 2016 - 2020 và định hướng tiếp theo	Trịnh Xuân Cường Nguyễn Trung Hiếu	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	8025/BB-DKVN 18/12/2017
II LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ					
1	Nghiên cứu đề xuất phương án kỹ thuật và tính toán chi phí chuyển đổi nhiên liệu truyền thống (FO, DO, LPG) sang sử dụng khí thiên nhiên (CNG, khí thấp áp) từ nguồn Cá Voi Xanh cho một số hộ tiêu thụ công nghiệp tiêu biểu khu vực miền Trung	Nguyễn Thị Mai Lê	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	1549/BB-DKVN 16/3/2017
2	Phân tích, đánh giá tính chất sản phẩm mỏ Tê Giác Trắng H5 và Dừa nhằm bổ sung cho hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam	Nguyễn Thị Anh Thu	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	5506/BB-DKVN 29/8/2017

TT	Tên đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
3	Nghiên cứu giải pháp công nghệ làm sạch đường ống, bồn bể chứa và trang thiết bị nhiễm thủy ngân trong nhà máy chế biến dầu khí của PVN	Nguyễn Khánh Toàn	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	5506/BB-DKVN 29/8/2017
III LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG					
1	Rà soát, cập nhật Hướng dẫn giám sát an toàn trong các hoạt động dầu khí	Võ Văn Hạnh	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2332/BB-DKVN 14/4/2017
2	Cập nhật cơ sở dữ liệu nhận dạng nguồn gốc dầu cho các loại dầu thô ở Việt Nam	Nguyễn Như Trường	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3242/BB-DKVN 24/5/2017
3	Chỉnh sửa, bổ sung, cập nhật Sổ tay An toàn - Sức khỏe - Môi trường của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Trương Hoàng Nam	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3242/BB-DKVN 24/5/2017
4	Cập nhật bản đồ nhạy cảm môi trường dải ven bờ biển Việt Nam từ Đà Nẵng đến biên giới Campuchia, tỷ lệ 1/50.000	Trần Phi Hùng	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3647/BB-DKVN 13/6/2017
5	Nghiên cứu xây dựng và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả môi trường (EPI) nhằm nâng cao hiệu quả trong công tác quản lý môi trường cho các đơn vị thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, giai đoạn 1: Lĩnh vực lọc hóa dầu	Phạm Thành Đạt	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	6256/BB-DKVN 3/10/2017
6	Nghiên cứu xây dựng dự thảo Nghị định sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định 13/2011/NĐ-CP của Chính phủ về an toàn các công trình dầu khí trên đất liền	Nguyễn Thanh Thái	PVMR	PAC/PVMR	6821/BB-DKVN 26/10/2017
IV LĨNH VỰC KINH TẾ - QUẢN LÝ					
1	Nghiên cứu cơ chế đầu tư và quản lý vốn đầu tư của Tập đoàn vào các doanh nghiệp khác	Phan Minh Quốc Bình Nguyễn Thị Lan Anh	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	528/BB-DKVN 24/1/2017
2	Hoàn thiện việc trích lập, quản lý và sử dụng Quỹ đảm bảo nghĩa vụ tài chính cho việc thu dọn công trình cố định, thiết bị và phương tiện trong các hoạt động dầu khí	Nguyễn Xuân Thắng	PVN, VPA	PAC/VPA/PVN	1065/BB-DKVN 24/2/2017
3	Xây dựng Chiến lược đào tạo phát triển nguồn nhân lực của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2016 - 2025, định hướng đến 2035	Nguyễn Hồng Minh	VPI/CPTI	PAC/VPI/CPTI	1612/BB-DKVN 21/3/2017
4	Nghiên cứu đề xuất mô hình tổ chức quản trị rủi ro cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Phạm Khắc Dũng Hoàng Thị Đào	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	1859/BB-DKVN 29/3/2017
5	Nghiên cứu đề xuất mô hình tổ chức phân phối tiêu thụ sản phẩm xăng dầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hà Thanh Hoa	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	3988/BB-DKVN 28/6/2017
6	Nghiên cứu đánh giá thực trạng và đề xuất quy định của PVN trong việc xây dựng và áp dụng định mức kinh tế kỹ thuật trong công tác vận hành bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy nhiệt điện	Hoàng Thị Phụng	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	6926/BB-DKVN 31/10/2017
7	Tổng kết, đánh giá công tác thực hiện đầu tư xây dựng Dự án nhiệt điện than Vũng Áng 1 và một số dự án nhiệt điện than điển hình khác của PVN	Đặng Thị Thùy Dung	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	6926/BB-DKVN 31/10/2017
8	Xây dựng bộ tiêu chí đánh giá hoạt động hàng năm của nhà thầu/người điều hành tại các hợp đồng dầu khí trong nước do PVN quản lý và ứng dụng vào phần mềm quản lý hợp đồng dầu khí trong nước	Đoàn Văn Thuận	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	7586/BB-DKVN 29/11/2017

Ghi chú:

PVN: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
VPI: Viện Dầu khí Việt Nam
PAC: Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)
EPC: Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)
CTAT: Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)
EMC: Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)
CPSE: Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)
VPI Labs: Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (thuộc VPI)
PVPro: Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)
VPA: Hội Dầu khí Việt Nam

Phạm Văn Huy (giới thiệu)

