

Dầu Khí



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

■ SỐ 7 - 2013

ISSN-0866-854X

Đầu tư và tập trung mọi nguồn lực
CHO THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ

Xuất bản hàng tháng
Số 7 - 2013

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Quốc Thập

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

Tổ chức thực hiện, xuất bản

Viện Dầu khí Việt Nam

Tòa soạn và trị sự

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: (+84-04) 37727108. Fax: (+84-04) 37727107

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: Công tác vận hành, bảo dưỡng tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố. Ảnh: Nguyễn Duy



TIÊU ĐIỂM

TIỂU ĐIỂM

VIỆT NAM - HOA KỲ
tăng cường hợp tác trong lĩnh vực dầu khí

Từ ngày 23 - 26/7/2013,
TSKH. Phùng Đình Thực
- Chủ tịch HĐQT Tập
đoàn Dầu khí Việt Nam
(Petrovietnam) đã tham
gia đoàn công tác tháp
tàng Chủ tịch nước Trương
Tân Sang thăm chính thức
Hợp chủng quốc Hoa Kỳ.
Nhân dịp này, Tập đoàn
Dầu khí Việt Nam đã ký
nhiều thỏa thuận hợp tác
quan trọng với các doanh
nghiệp lớn của Hoa Kỳ
trong lĩnh vực dầu khí, góp
phần khẳng định và phát
hợp tác kinh tế như một
nền tảng và động lực trong
quan hệ đối tác toàn diện



Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ExxonMobil ký thỏa thuận khung triển khai dự án phát triển
mạng Cơ sở Yacht ngoài khơi Việt Nam. Ảnh: PVN

Nhà 25/7/2013, Tổng thống Barack Obama đã tiếp Chủ tịch nước Trương Tấn Sang tại Nhà Trắng, khẳng định quan hệ mật mại và một giai đoạn mới cho quan hệ song phương giữa Việt Nam - Hoa Kỳ. Lãnh đạo hai nước quyết định xác lập quan hệ đối tác toàn diện Việt Nam - Hoa Kỳ nhằm góp phần vào hòa bình, ổn định, hợp tác và thịnh vượng của mỗi nước, trong khu vực và trên toàn thế giới. Quan hệ đối tác toàn diện mới sẽ tạo ra các cơ chế hợp tác trên nhiều lĩnh vực, trong đó có các lĩnh vực chính trị và ngoại giao, quan hệ thương mại và kinh tế, khoa học và công nghệ, giáo dục và đào tạo...

Trong quan hệ kinh tế và thương mại, Lãnh đạo hai nước hoan nghênh những nỗ lực không ngừng nhằm thúc đẩy hơn nữa quan hệ kinh tế, thương mại và đầu tư song phương. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Barack Obama nhấn mạnh giá trị then chốt của các nỗ lực này đối với quan hệ song phương và tầm quan trọng của hợp tác kinh tế như một nền tảng và động lực trong quan hệ đối tác toàn diện Việt Nam - Hoa Kỳ. Lãnh đạo hai nước ghi nhận tầm quan trọng của quan hệ thương mại và ngày càng tăng giữa hai nền kinh tế và đặc biệt nhấn mạnh sự

ghi nhớ giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Ngân hàng Xuất nhập khẩu Hoa Kỳ (US Eximbank) về hỗ trợ thương mại và đầu tư trong lĩnh vực dầu khí và năng lượng ở Việt Nam, Thỏa thuận khai triển khai dự án phát triển mỏ Cỏ Voi Xanh ngoài khơi Việt Nam giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ExxonMobil, Thỏa thuận hợp tác giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Murphy Oil Corporation.

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Barack Obama trao đổi về tầm quan trọng của hợp tác khoa học và công nghệ. Lãnh đạo hai nước hoàn thành cuộc họp lần thứ 8 của Ủy ban hỗn hợp về hợp tác khoa học và công nghệ sẽ được tổ chức vào thời gian tới, nhằm minh chứng nỗ lực nhằm xây dựng quan hệ giữa các công đồng khoa học tại Việt Nam và Hoa Kỳ để tăng cường hợp tác song phương, ứng phó với biến đổi khí hậu và các thách thức toàn cầu khác và thúc đẩy tăng trưởng kinh tế dựa trên sự sáng tạo. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Barack Obama khẳng định tiếp tục thúc đẩy hợp tác khoa học, trong đó có lĩnh vực năng lượng hạt nhân dân sự, công nghệ không gian và nguồn lực biển.

Kỳ họp V Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Đầu tư và tập trung mọi nguồn lực cho thăm dò, khai thác dầu khí

Tại Kỳ họp V Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, TS. Nguyễn Quốc Thanh - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn, Chủ tịch Hội đồng thành viên: Trên cơ sở Đề án tài cơ cấu đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần thiết phải xem xét điều chỉnh kế hoạch đầu tư giai đoạn 2013 - 2015, tập trung triển khai các giải pháp nâng cao hiệu quả đầu tư. Trong đó, cần gia tăng tỷ lệ đầu tư để lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí để đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng, đầu tư và nâng cao sản lượng khai thác.



TS. Nguyễn Quốc Thọ - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chủ tịch Hội đồng quản trị và thành viên Ban chấp hành Hội đồng Khoa học và Công nghệ Việt Nam

Đảm bảo tính khả thi và hiệu quả đầu tư

[illegible]

ăn lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện, dịch vụ kỹ thuật dầu khí... Đặc biệt, việc mở rộng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài đòi hỏi nguồn vốn lớn và gặp phải sự cạnh tranh gay gắt từ các công ty dầu khí lớn trên toàn thế giới.

[illegible]

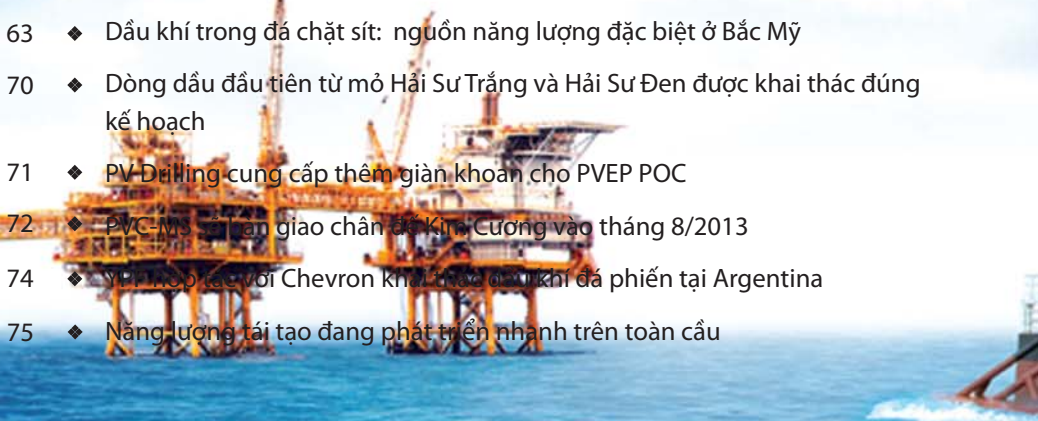
NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 18 ♦ Tính toán độ bão hòa nước đối với lát cắt điện trở thấp ở tầng chứa Miocen dưới mỏ Tê Giác Trắng
- 23 ♦ Phân tích rủi ro trong đánh giá hệ thống dầu khí
- 30 ♦ Nghiên cứu đánh giá hiệu quả xúc tác lưỡng kim loại Pd - Cu/C* trong quá trình xử lý các hợp chất hữu cơ chứa Chlorine
- 36 ♦ Tổng hợp polyaniline theo phương pháp trùng hợp bề mặt với tác nhân tăng cường decylphosphonic acid
- 42 ♦ Khả năng ứng dụng màng thấm chất lỏng ion để tách CO₂ ra khỏi khí tự nhiên
- 48 ♦ Trách nhiệm và quyền hạn trong mô hình tổ chức quản trị nội bộ của các công ty dầu khí khi đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn và khả năng áp dụng đối với Petrovietnam
- 56 ♦ Thành công của tổ chức gắn liền với sự đánh giá đúng công tác quản lý dự án
- 58 ♦ Một số trao đổi về việc vẽ các đứt gãy trong đá móng kết tinh ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn

NGHIÊN CỨU - TRAO ĐỔI

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

TIN TỨC - SỰ KIỆN



CONTENTS



FOCUS

- 4 ♦ Viet Nam, US to boost co-operation in the petroleum sector
- 6 ♦ Petrovietnam's oil and gas production in the first 6 months of 2013 amounts to 13.64 million tons
- 9 ♦ Fifth session of Petrovietnam's Scientific and Technological Council: To focus investment and all resources on oil and gas exploration and production
- 12 ♦ Exchange of experiences for effective implementation of gas projects
- 15 ♦ Tackling difficulties to keep the roadmap for bio-ethanol utilisation

SCIENTIFIC RESEARCH

- 18 ♦ Evaluation of water saturation in the low-resistivity reservoirs of Te Giac Trang Field
- 23 ♦ Risk assessment in petroleum system analysis
- 30 ♦ Evaluating the effectiveness of bimetallic catalyst of Pd-Cu/C * in the treatment of chlorinated organic compounds
- 36 ♦ Synthesis of polyaniline doped with decylphosphonic acid by interfacial polymerisation
- 42 ♦ Application potential of supported ionic liquid membranes in CO₂ separation from natural gas
- 48 ♦ Responsibility and authority in management of overseas upstream investment and application for Petrovietnam

SCIENTIFIC FORUM

- 58 ♦ Some exchanges about the drawing of faults in crystalline basement rock at Cuu Long and Nam Con Son basins

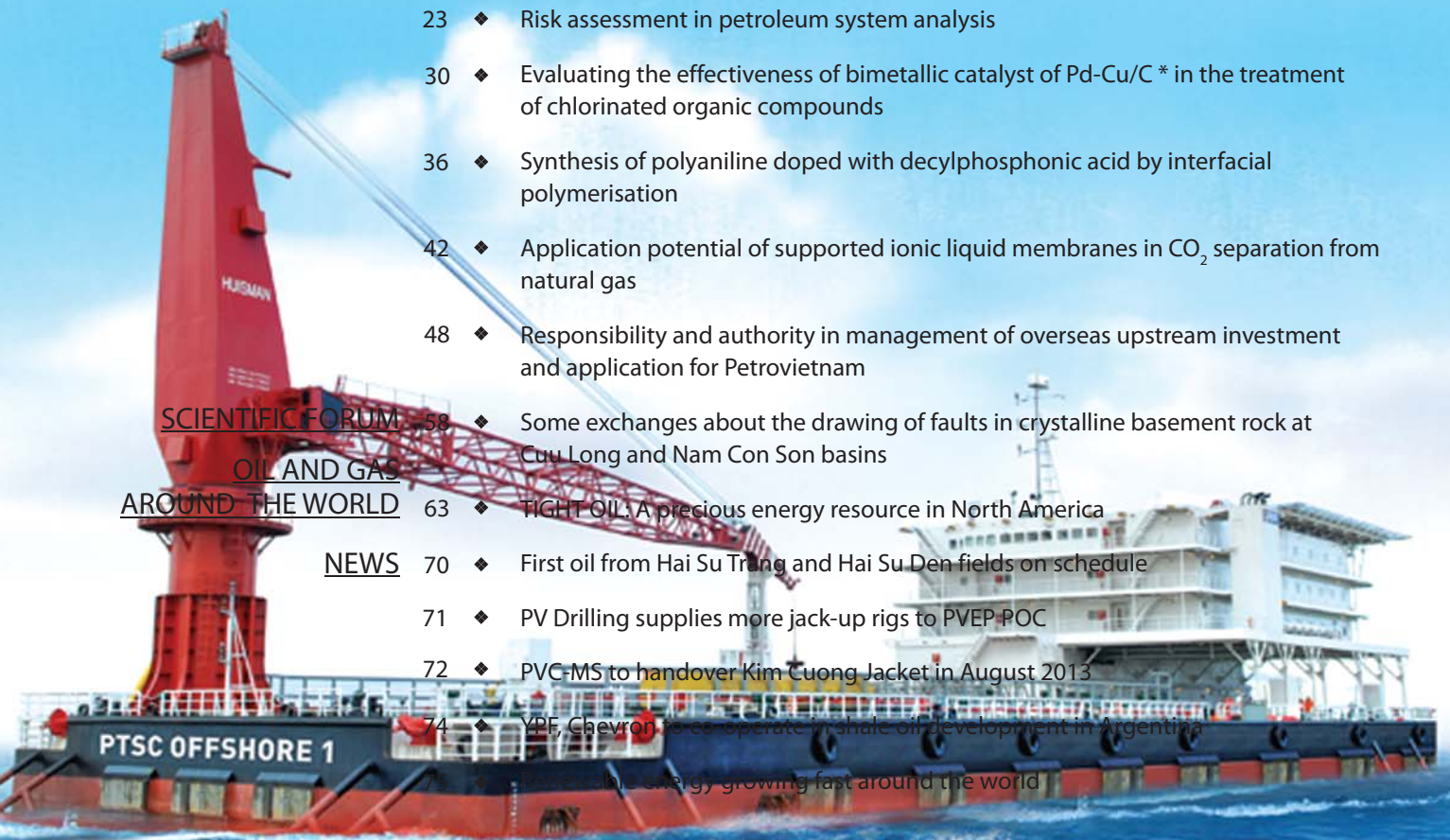
OIL AND GAS

AROUND THE WORLD

- 63 ♦ TIGHT OIL: A precious energy resource in North America

NEWS

- 70 ♦ First oil from Hai Su Trung and Hai Su Den fields on schedule
- 71 ♦ PV Drilling supplies more jack-up rigs to PVEP-POC
- 72 ♦ PVC-MS to handover Kim Cuong Jacket in August 2013
- 74 ♦ YPF, Chevron to co-operate in shale oil development in Argentina
- 75 ♦ Renewable energy growing fast around the world



VIỆT NAM - HOA KỲ

tăng cường hợp tác trong lĩnh vực dầu khí

Từ ngày 23 - 26/7/2013, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã tham gia đoàn công tác tháp tùng Chủ tịch nước Trương Tấn Sang thăm chính thức Hợp chủng quốc Hoa Kỳ. Nhân dịp này, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký nhiều thỏa thuận hợp tác quan trọng với các doanh nghiệp lớn của Hoa Kỳ trong lĩnh vực dầu khí, góp phần khẳng định vai trò hợp tác kinh tế như một nền tảng và động lực trong quan hệ đối tác toàn diện.



Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ExxonMobil ký thỏa thuận khung triển khai dự án phát triển mỏ Cá Voi Xanh ngoài khơi Việt Nam. Ảnh: PVN

Ngày 25/7/2013, Tổng thống Barack Obama đã tiếp Chủ tịch nước Trương Tấn Sang tại Nhà Trắng, khẳng định cam kết mở ra một giai đoạn mới cho quan hệ song phương giữa Việt Nam - Hoa Kỳ. Lãnh đạo hai nước quyết định xác lập quan hệ đối tác toàn diện Việt Nam - Hoa Kỳ nhằm góp phần vào hòa bình, ổn định, hợp tác và thịnh vượng của mỗi nước, trong khu vực và trên toàn thế giới. Quan hệ đối tác toàn diện mới sẽ tạo ra các cơ chế hợp tác trên nhiều lĩnh vực, trong đó có quan hệ chính trị và ngoại giao, quan hệ thương mại và kinh tế, khoa học và công nghệ, giáo dục và đào tạo...

Trong quan hệ kinh tế và thương mại, Lãnh đạo hai nước hoan nghênh những nỗ lực không ngừng nhằm thúc đẩy hơn nữa quan hệ kinh tế, thương mại và đầu tư song phương. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Barack Obama nhấn mạnh giá trị then chốt của các nỗ lực này đối với quan hệ song phương và tầm quan trọng của hợp tác kinh tế như một nền tảng và động lực trong quan hệ đối tác toàn diện Việt Nam - Hoa Kỳ. Lãnh đạo hai nước ghi nhận tầm quan trọng của quan hệ thương mại ngày càng tăng giữa hai nền kinh tế và đặc biệt nhắc tới: Bản

ghi nhớ giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Ngân hàng Xuất nhập khẩu Hoa Kỳ (US Eximbank) về hỗ trợ thương mại và đầu tư trong lĩnh vực dầu khí và năng lượng ở Việt Nam, Thỏa thuận khung triển khai dự án phát triển mỏ Cá Voi Xanh ngoài khơi Việt Nam giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ExxonMobil, Thỏa thuận hợp tác giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Murphy Oil Corporation.

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Barack Obama trao đổi về tầm quan trọng của hợp tác khoa học và công nghệ. Lãnh đạo hai nước hoan nghênh cuộc họp lần thứ 8 của Ủy ban hỗn hợp về hợp tác khoa học và công nghệ sẽ được tổ chức vào thời gian tới, nhấn mạnh các nỗ lực nhằm xây dựng quan hệ giữa các cộng đồng khoa học tại Việt Nam và Hoa Kỳ để tăng cường hợp tác song phương, ứng phó với biến đổi khí hậu và các thách thức toàn cầu khác và thúc đẩy tăng trưởng kinh tế dựa trên sự sáng tạo. Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Barack Obama khẳng định tiếp tục thúc đẩy hợp tác khoa học, trong đó có lĩnh vực năng lượng hạt nhân dân sự, công nghệ không gian và nghiên cứu biển.



Lễ ký thỏa thuận hợp tác giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Murphy Oil Corporation. Ảnh: PVN



Lễ ký Bản ghi nhớ giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và US Eximbank về hỗ trợ thương mại và đầu tư trong lĩnh vực dầu khí và năng lượng. Ảnh: PVN

Tại Thủ đô Washington D.C, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác đã tham gia các hoạt động của Chủ tịch nước và của đoàn doanh nghiệp tại New York; tham dự Hội nghị bàn tròn với các doanh nghiệp Hoa Kỳ do Phòng Thương mại và Công nghiệp Hoa Kỳ, Hội đồng Doanh nhân Hoa Kỳ - ASEAN phối hợp với Đại sứ quán

ngày càng lớn mạnh, Petrovietnam đã nhận được sự hợp tác chặt chẽ của các tập đoàn/công ty dầu khí quốc tế trong việc cùng tham gia triển khai nhiều hợp đồng dầu khí ở các nước/khu vực giàu tiềm năng dầu khí như: Liên bang Nga, các quốc gia SNG, châu Mỹ La tinh, Trung Đông, châu Phi và Đông Nam Á...

Nguyễn Huy

Việt Nam và Phòng Thương mại và Công nghiệp Việt Nam tổ chức với sự tham dự của Chủ tịch nước. Tại Hội nghị, Petrovietnam đã tiếp xúc và làm việc song phương với một số công ty/tổ chức lớn của Hoa Kỳ trong lĩnh vực dầu khí, thương mại và tài chính. Trong đó, Petrovietnam và ExxonMobil đã trao đổi việc thực hiện thỏa thuận đã ký, xây dựng lộ trình, chiến lược và kế hoạch triển khai tổng thể Dự án Cá Voi Xanh cho đến khi có dòng khí đầu tiên bằng phương pháp sử dụng khí có nhiệt trị thấp. Bên cạnh đó, Tập đoàn đã trao đổi cụ thể kế hoạch triển khai Bản ghi nhớ đã ký với US Eximbank; trao đổi và thúc đẩy việc triển khai các dự án theo kế hoạch và tiến độ đã cam kết trong hợp đồng với Murphy Oil.

Trong thời gian qua, Petrovietnam không chỉ đẩy mạnh hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí trong nước mà còn tích cực đầu tư ra nước ngoài để cùng hợp tác khai thác tài nguyên ở các khu vực có tiềm năng và triển vọng cao. Đến nay, Petrovietnam đã có hơn 98 hợp đồng dầu khí được ký kết với nhiều công ty dầu khí có uy tín đến từ các quốc gia châu Mỹ, châu Âu, châu Á và Trung Đông, trong đó 64 hợp đồng đang còn hiệu lực. Với năng lực và uy tín



SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU KHÍ 6 THÁNG ĐẦU NĂM 2013: Petrovietnam đạt 13,64 triệu tấn

Ngày 4/7/2013, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn đã chủ trì Hội nghị sơ kết công tác sản xuất kinh doanh 6 tháng đầu năm và nhiệm vụ trọng tâm 6 tháng cuối năm 2013. Kết quả trong lĩnh vực cốt lõi, Petrovietnam đã gia tăng trữ lượng 16,5 triệu tấn dầu quy đổi, đưa 3 mỏ mới vào khai thác, tổng sản lượng khai thác đạt 13,64 triệu tấn dầu quy đổi, tăng 4,6% so với cùng kỳ năm 2012.

Nội ngân sách Nhà nước vượt 16,8% so với kế hoạch

Theo ông Trần Quốc Việt - Trưởng Ban Kế hoạch Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Petrovietnam đã hoàn thành vượt mức tất cả các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch đề ra, các chỉ tiêu sản xuất chủ yếu đều có mức tăng cao so với cùng kỳ năm 2012. Cụ thể trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, Tập đoàn ký 4 hợp đồng và 6 thỏa thuận dầu khí mới, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 16,5 triệu tấn dầu quy đổi, có 4 phát hiện dầu khí mới, đưa 3 mỏ dầu khí mới vào khai thác (Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen, Thỏ Trắng). Tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 13,64 triệu

tấn dầu quy đổi (trong đó có 8,34 triệu tấn dầu thô và 5,3 tỷ m³ khí), bằng 54,1% kế hoạch năm, tăng 4,6% so với cùng kỳ năm 2012.

Trong đó, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã đưa vào khai thác 14 giếng, khai thác 2,82 triệu tấn dầu thô và hoàn thành các chỉ tiêu đưa khí về bờ, khoan khai thác, đưa giếng mới vào hoạt động và các chỉ tiêu tài chính. Sản lượng khai thác của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) trong 6 tháng đầu năm đạt 2,5 triệu tấn dầu quy đổi. Hoạt động thăm dò khai thác được PVEP thực hiện tích cực, thu nổ địa chấn/khảo sát tại 5 dự án ở ngoài nước; triển khai 13 giếng khoan thăm dò - thăm lượng và hoàn thành thi công 14 giếng phát triển khai thác; kết nối 5 giếng trong nước. Công tác khai thác và tiến độ các dự án phát triển của Liên doanh Rusvietpetro được kiểm soát chặt chẽ, sản lượng dầu khai thác 6 tháng đầu năm phía Việt Nam đạt 606 nghìn tấn, đưa 27 giếng vào hoạt động, nâng quỹ giếng khai thác lên 121 giếng, sản lượng trung bình hiện tại đạt 7.250 tấn dầu/ngày.

Bên cạnh đó, các chỉ tiêu sản xuất điện, đạm và xăng dầu đều tăng cao so với cùng kỳ 2012. Cụ thể, sản lượng

điện cung cấp cho lưới điện Quốc gia đạt 9,05 tỷ kWh điện (tăng 17%), sản lượng đạm đạt 828 nghìn tấn đạm (tăng 23%); sản xuất xăng dầu đạt 3,27 triệu tấn (tăng 28,3%). Trong bối cảnh giá dầu thô trung bình giảm 6,2% so với cùng kỳ 2012, tổng doanh thu toàn Tập đoàn 6 tháng đầu năm đạt 364,3 nghìn tỷ đồng, vượt 15,8% so với kế hoạch 6 tháng.

Đặc biệt, Tập đoàn nộp ngân sách Nhà nước 82,8 nghìn tỷ đồng, vượt 16,8% so với kế hoạch 6 tháng (tương đương 11,9 nghìn tỷ đồng, quy đổi ra xấp xỉ bằng 570 triệu USD). Điều này có ý nghĩa rất quan trọng trong bối cảnh thu ngân sách Nhà nước 6 tháng đầu năm tiếp tục gặp nhiều khó khăn. Bên cạnh đó, hệ số sinh lời/vốn của Tập đoàn tiếp tục duy trì ở mức cao: tỷ suất lợi nhuận sau thuế hợp nhất/vốn chủ sở hữu bình quân (ROE) đạt 8,4% và tỷ suất lợi nhuận sau thuế hợp nhất/tổng tài sản

bình quân (ROA) đạt 4,3%. Hệ số bảo toàn vốn, hệ số nợ/tổng tài sản đảm bảo an toàn cho sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển của Tập đoàn.

Nỗ lực và chủ động khắc phục khó khăn

Tại Hội nghị, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tập trung triển khai các giải pháp tháo gỡ khó khăn, duy trì nhịp độ sản xuất kinh doanh ổn định và phấn đấu hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu nhiệm vụ kế hoạch 6 tháng cuối năm và cả năm 2013.

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao sự nỗ lực của cán bộ, công nhân viên toàn Tập đoàn đã đóng góp vào thành công chung của Petrovietnam trong 6 tháng đầu năm. Chủ tịch HĐQT đề nghị các đơn vị đang triển khai các dự án lớn, nhất là dự án khai thác dầu khí ở

nước ngoài như Liên bang Nga, Venezuela... cần bám sát tiến độ, tập trung huy động các nguồn lực cả về nhân lực, tài chính, chủ động phối hợp với các đối tác để đưa các phương án triển khai tối ưu, đảm bảo hiệu quả. Về giải pháp thực hiện kế hoạch sản xuất kinh doanh 6 tháng cuối năm, TSKH. Phùng Đình Thực yêu cầu các đơn vị đảm bảo an toàn tuyệt đối cho các công trình/nhà máy của Tập đoàn, đặc biệt là an ninh trên biển; tích cực triển khai các thỏa thuận hợp tác với đối tác dầu khí Liên bang Nga; sớm hoàn thiện phương án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; xây dựng các giải pháp cụ thể phát triển các mỏ; đẩy mạnh thu gom khí, đóng mới giàn Tam Đảo 05 và phát triển các mỏ ở khu vực mới.

Kết luận Hội nghị, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí

CÁC ĐƠN VỊ ĐẠT KẾT QUẢ CAO TRONG SẢN XUẤT KINH DOANH 6 THÁNG ĐẦU NĂM 2013

* Các đơn vị sản xuất đạt vượt mức kế hoạch đề ra: Vietsovpetro, PVEP, PV Power, BSR, PVFCCo.

* Các đơn vị đạt doanh thu hợp nhất vượt mức trên 115% kế hoạch 6 tháng: Vietsovpetro, PVEP, PV Power, BSR, DMC, PVI, PV Trans, Petrosetco, PVC, DQS và PVMTC.

* Các đơn vị đạt mức lợi nhuận hợp nhất đạt trên 115% kế hoạch: PVEP, PV GAS, BRS, PV OIL, PVFCCo, PVCFC, PTSC, PV Drilling, PVI, Petrosetco và PV Trans.

* Các đơn vị có mức nộp ngân sách Nhà nước vượt trên 115% kế hoạch: Vietsovpetro, PVEP, PV GAS, BSR, PVFCCo, PVCFC, PV Drilling, PV Trans, PTSC, PVC, DQS và PVMTC.

* Các đơn vị đạt hiệu quả sản xuất kinh doanh cao (tỷ suất lợi nhuận sau thuế hợp nhất trên vốn chủ sở hữu bình quân đạt trên 5%): PV GAS, PVCFC, PVFCCo, PVEP, PV Drilling, Vietsovpetro, DMC, Petrosetco, BSR, PTSC, PV OIL.



Trong 6 tháng đầu năm 2013, Petrovietnam khai thác 5,3 tỷ m³ khí. Ảnh: PV GAS



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải thăm khu vực đóng bao sản phẩm nhân dịp Nhà máy Đạm Cà Mau đạt mốc sản xuất 1 triệu tấn. Ảnh: PVCFC

Bảng 1. Chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh chủ yếu trong 6 tháng cuối năm và ước thực hiện cả năm 2013 của Petrovietnam

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Kế hoạch 6 tháng cuối năm 2013	Ước thực hiện cả năm 2013
1	Khai thác dầu khí	Triệu tấn quy đổi	12,37	26,01
	Dầu thô	Triệu tấn	7,85	16,19
	Khí	Tỷ m ³	4,52	9,82
2	Urea	Nghìn tấn	697,00	1.525,00
3	Điện	Tỷ Kwh	6,89	15,93
4	Xăng dầu các loại	Nghìn tấn	2.700,00	5.974,00
5	Doanh thu toàn Tập đoàn	Nghìn tỷ đồng	331,00	696,00
6	Nộp ngân sách toàn Tập đoàn	Nghìn tỷ đồng	77,60	160,00

Việt Nam yêu cầu các đơn vị triển khai các giải pháp để hoàn thành và hoàn thành vượt mức tất cả các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh năm 2013. Trong đó, phần đầu ký 2 - 5 hợp đồng dầu khí mới; đưa 5 mỏ/công trình dầu khí mới vào khai thác (2 mỏ/công trình ở trong nước và 3 mỏ ở nước ngoài). Đồng thời, tổ chức kiểm soát chặt chẽ các hoạt động dầu khí trên biển Đông; kiểm soát chặt chẽ tiến độ các dự án tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí, đảm bảo hoàn thành gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí năm 2013 theo kế hoạch đề ra; cải tiến, nâng cao hiệu quả công tác quản

trị; tiếp tục đẩy mạnh công tác thực hành tiết kiệm, chống lãng phí.

Theo kế hoạch được Chính phủ giao năm 2013, Petrovietnam đặt mục tiêu sản lượng khai thác 6 tháng cuối năm đạt 12,37 triệu tấn dầu quy đổi, nâng tổng sản lượng khai thác cả năm 2013 ước đạt 26,01 triệu tấn dầu quy đổi (16,19 triệu tấn dầu và 9,82 tỷ m³ khí). Cũng trong 6 tháng cuối năm, Tập

đoàn sẽ sản xuất 697 nghìn tấn đạm, 6,89 tỷ Kwh điện và 2,7 triệu tấn xăng dầu các loại. Tuy nhiên, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị trong toàn Tập đoàn nỗ lực phấn đấu nhiều hơn nữa để hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh, đặc biệt là sản lượng khai thác, sản lượng điện, sản lượng đạm, tổng doanh thu và đóng góp nhiều hơn cho ngân sách Nhà nước.

Nguyễn Việt

Kỳ họp V Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam:

Đầu tư và tập trung mọi nguồn lực cho thăm dò, khai thác dầu khí

Tại Kỳ họp V Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn, Chủ tịch Hội đồng nhấn mạnh: Trên cơ sở Đề án tái cơ cấu đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần thiết phải xem xét điều chỉnh kế hoạch đầu tư giai đoạn 2013 - 2015, tập trung triển khai các giải pháp nâng cao hiệu quả đầu tư. Trong đó, cần gia tăng tỷ lệ đầu tư ở lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí để đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng, duy trì và nâng cao sản lượng khai thác.



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chủ tịch Hội đồng KHCN phát biểu tại Kỳ họp lần thứ V. Ảnh: Ngọc Linh

Đảm bảo tính khả thi và hiệu quả đầu tư

Thực tế triển khai trong giai đoạn 2011 - 2012 cho thấy, Kế hoạch đầu tư 5 năm 2011 - 2015 đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai quyết liệt, phù hợp với Quy hoạch, Chiến lược phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam. Tập đoàn đã đẩy mạnh công tác quản lý hoạt động đầu tư, rà soát, giám sát, đánh giá đầu tư, kịp thời tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc trong quá trình thực hiện, tập trung thực hiện các giải pháp nâng cao hiệu quả đầu tư, tối ưu hóa danh mục đầu tư... Riêng năm 2012, giá trị thực hiện đầu tư đạt 91 nghìn tỷ đồng; khởi công xây dựng 2 công trình mới và hoàn thành, đưa vào vận hành 53 công trình, trong đó có nhiều công trình trọng điểm.

Báo cáo vấn đề này tại Kỳ họp V Hội đồng Khoa học và Công nghệ, Ban Đầu tư Phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đánh giá kết quả thực hiện công tác đầu tư theo 5 lĩnh vực chính; đặc biệt tập trung phân tích các khó khăn, vướng mắc trong quá trình triển khai các dự án dầu khí trọng điểm. Hiện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang phải thu xếp lượng vốn đầu tư rất lớn để triển khai hàng loạt các dự án trọng điểm trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại khu vực nước sâu, xa bờ và ở nước ngoài; các dự

án lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện, dịch vụ kỹ thuật dầu khí... Đặc biệt, việc mở rộng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài đòi hỏi nguồn vốn lớn và gặp phải sự cạnh tranh gay gắt từ các công ty dầu khí lớn trên thế giới.

Theo Ban Đầu tư Phát triển, cần thiết phải điều chỉnh Kế hoạch đầu tư giai đoạn 2013 - 2015 cho phù hợp với tình hình thực tế sau khi Đề án Tái cơ cấu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Theo đó nguyên tắc điều chỉnh dựa trên phân nhóm các dự án theo thứ tự ưu tiên và khả năng cân đối nguồn vốn. Nhóm 1 là các dự án ưu tiên đầu tư thuộc lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, công nghiệp khí, dự án sắp hoàn thành, dự án có hiệu quả cao. Nhóm 2 là dự án thực hiện có điều kiện do gặp khó khăn về thu xếp vốn, chậm tiến độ. Nhóm 3 là dự án dừng/giãn tiến độ sau năm 2015: các dự án chuẩn bị đầu tư, không có phương án triển khai khả thi, dự án lỗ/không hiệu quả nếu tiếp tục thực hiện. Theo Kế hoạch đầu tư 5 năm dự kiến điều chỉnh, E&P là lĩnh vực được đầu tư nhiều nhất với hơn 50%, tiếp đó đến chế biến dầu khí, công nghiệp điện, công nghiệp khí, dịch vụ kỹ thuật dầu khí.

Trên cơ sở đảm bảo tính khả thi và hiệu quả đầu tư, Hội đồng Khoa học và Công nghệ kiến nghị Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét điều chỉnh Kế hoạch đầu tư, gia tăng tỷ lệ đầu tư ở lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí để đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng, duy trì và nâng cao sản lượng khai thác; xây dựng và thẩm định Báo cáo nghiên cứu khả thi một cách khoa học, khách quan và chỉ quyết định đầu tư nếu thật sự có hiệu quả; tiếp tục rà soát, để dừng/giãn tiến độ các dự án đầu tư kém hiệu quả hoặc không khả thi.

Có thể nói, đảm bảo hiệu quả đầu tư là một trong những cơ sở để Petrovietnam thực hiện thành công Chiến lược phát triển đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025. Tuy nhiên, quy chế tài chính đang áp dụng hiện nay (theo Nghị định 142/2007/NĐ-CP) bộc lộ nhiều điểm chưa hợp lý đang là nguyên nhân khiến Tập đoàn gặp nhiều khó khăn trong quá trình phát triển, nhất là thiếu chủ động trong thu xếp vốn cho hoạt động đầu tư và sản xuất kinh doanh. Nguồn vốn do Quốc hội phê duyệt đầu tư trở lại cho Petrovietnam từ lãi hoạt động dầu khí nước chủ nhà là rất nhỏ so với con số thực thu 50% lãi dầu khí nước chủ nhà và thấp hơn rất nhiều so với nhu cầu đầu tư thực tế của Tập đoàn.

Trong thời gian tới, tình hình kinh tế được dự báo vẫn còn nhiều khó khăn và giá dầu thô dao động ở mức thấp.

Vì vậy, dù là Tập đoàn kinh tế hàng đầu đất nước có tiềm lực vững mạnh cả về tài chính, công nghệ và nhân lực chất lượng cao nhưng để hoàn thành tốt các chỉ tiêu kế hoạch được giao cũng như đóng góp hiệu quả hơn nữa cho nền kinh tế, ngoài việc phát huy nội lực, Petrovietnam rất cần sự hỗ trợ kịp thời của Nhà nước, nhất là trong việc sớm tạo cơ chế tài chính phù hợp hơn với điều kiện thực tế đã có nhiều thay đổi như hiện nay.

Gắn nghiên cứu khoa học với đào tạo và sản xuất kinh doanh

Tại Kỳ họp V, Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn đã thảo luận về “Đề án thành lập Học viện Dầu khí Việt Nam trên cơ sở tổ chức, sắp xếp lại Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU). Mục tiêu của Đề án này nhằm xây dựng Học viện nghiên cứu khoa học, đào tạo, ứng dụng khoa học công nghệ mạnh, thống nhất, có khả năng đáp ứng nhu cầu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đất nước về phát triển khoa học công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao, phục vụ trực tiếp cho hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn, phấn đấu đến năm 2025 đạt trình độ ngang tầm khu vực.

Trước hết, Học viện Dầu khí Việt Nam sẽ là nơi đào tạo và cung cấp nguồn nhân lực có chất lượng cao đáp ứng yêu cầu chiến lược phát triển hội nhập khu vực và quốc tế của

Petrovietnam, là nơi cung cấp các luận cứ khoa học tin cậy trong việc hoạch định chiến lược phát triển của Ngành và giải quyết các vấn đề khoa học công nghệ phát sinh trong thực tiễn sản xuất kinh doanh. Hội đồng Khoa học và Công nghệ cho rằng, Tổ đề án cần lưu ý quy mô đào tạo cho phù hợp, tiến tới các đơn vị trong Ngành sẽ sử dụng sản phẩm đào tạo của Học viện Dầu khí Việt Nam có nghĩa vụ đóng góp kinh phí đào tạo cho Học viện. Mô hình này nếu được các cấp có thẩm quyền phê duyệt sẽ phát huy được sức mạnh của toàn Ngành, thực hiện chủ trương của Đảng là gắn nghiên cứu khoa học với đào tạo và sản xuất kinh doanh.



Lãnh đạo PVEP và Thang Long JOC kiểm tra công tác khai thác dòng dầu đầu tiên tại mỏ Hải Sư Trắng. Ảnh: PVEP



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác làm việc tại mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: PVN

Một trong những nội dung được Hội đồng Khoa học và Công nghệ quan tâm tại Kỳ họp lần này là nghiên cứu về phương án tổ chức công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy (khâu sau) của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Theo Chủ nhiệm dự án Mai Tuấn Đạt, công tác bảo dưỡng sửa chữa tại các nhà máy của Petrovietnam đang áp dụng mô hình tự thực hiện bằng nguồn lực nội bộ. Ưu điểm của mô hình này là mang tính chủ động cao, nhân sự có điều kiện tiếp cận thường xuyên với thông tin và trang thiết bị. Tuy nhiên, mô hình này có nhược điểm là chưa đạt mức tối ưu về khai thác nguồn lực (con người, nhà xưởng, máy móc, vật tư dự phòng...). Trong khi đó, việc thành lập đơn vị chuyên trách thực hiện mô hình bảo dưỡng sửa chữa tập trung, theo lý thuyết sẽ được đầu tư mạnh, có thể khai thác hiệu quả hơn nguồn nhân lực và chia sẻ kinh nghiệm. Tuy nhiên, mô hình bảo dưỡng tập trung cũng sẽ dẫn đến bộ máy cồng kềnh, chi phí quản lý cao, nhân sự không thuộc nhà máy nên không được tiếp cận thiết bị thường xuyên...

Trên cơ sở đó, nhóm nghiên cứu đề xuất mô hình tổ chức bảo dưỡng sửa chữa phù hợp. Đến năm 2015, các nhà

máy (thuộc lĩnh vực lọc hóa dầu) thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa bằng nguồn lực nội bộ là chủ yếu, tiếp tục xây dựng có chọn lọc các công ty cung cấp dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa. Từ năm 2016, các nhà máy duy trì nguồn lực nội bộ ở mức tối ưu; đồng thời xây dựng hệ thống liên kết các công ty bảo dưỡng sửa chữa đủ năng lực cung cấp toàn bộ dịch vụ cho những nhà máy lớn hoặc cụm nhà máy trong và ngoài Ngành. Về vấn đề này, Hội đồng Khoa học và Công nghệ cho rằng, các nhà máy lớn, có công nghệ phức tạp cần thiết có bộ phận chuyên trách để thực hiện công tác bảo dưỡng thường xuyên.

Về Dự thảo "Chiến lược Công nghệ Thông tin của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2020 và định hướng đến năm 2030", Hội đồng Khoa học và Công nghệ yêu cầu Ban soạn thảo rà soát, có đánh giá về trình độ công nghệ thông tin của Petrovietnam (so sánh với các công ty trong và ngoài nước có cùng lĩnh vực hoạt động); đưa ra các giải pháp về công nghệ thông tin cụ thể nhằm mục đích phục vụ hiệu quả hơn công tác quản lý và hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn.

Việt Hà

Ngày 21/6/2013, tại Tp. Đà Nẵng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức Hội thảo “Rút kinh nghiệm trong triển khai các dự án khí”. Hội thảo đã tập trung thảo luận 5 nhóm vấn đề: Các tiền đề phát triển mỏ khí; Phát triển mỏ khí phần thượng nguồn; Xây dựng hạ tầng khí - trung và hạ nguồn; Đàm phán các thỏa thuận thương mại; Những tồn tại và phát sinh trong quá trình thực hiện các hợp đồng.



TRAO ĐỔI KINH NGHIỆM để triển khai hiệu quả các dự án khí

Cần xây dựng cơ sở hạ tầng đồng bộ

Được xác định là một trong 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính của Tập đoàn, Ngành công nghiệp khí Việt Nam đã có những bước phát triển vượt bậc, đạt mục tiêu sản lượng 10 tỷ m³/năm trong giai đoạn 2006 - 2012. Hiện nay, các hệ thống đường ống dẫn khí đang cung cấp nguồn nguyên/nhiên liệu khí đầu vào để sản xuất khoảng 40% sản lượng điện quốc gia, 70% nhu cầu phân đạm và 30% lượng LPG của cả nước.

Theo kế hoạch, Ngành công nghiệp khí Việt Nam phấn đấu đạt quy mô thị trường đến năm 2015 với 17 - 21 tỷ m³/năm và trong giai đoạn 2015 - 2025 phấn đấu đạt 22 - 29 tỷ m³ khí/năm. Về phát triển hệ thống hạ tầng, Tập đoàn tập trung thực hiện các giải pháp để hoàn thành hạ tầng công nghiệp khí khu vực miền Nam; hình thành và phát triển hạ tầng công nghiệp khí miền Bắc và miền Trung; từng bước triển khai hệ thống nối mạng liên vùng; đẩy mạnh đầu tư xây dựng các nhà máy xử lý khí. Dự kiến, Tập đoàn sẽ xây dựng 43 dự án đường ống dẫn

khí trên bờ và ngoài khơi, xây dựng 5 nhà máy xử lý khí, 16 kho chứa LPG và LNG.

Theo “Quy hoạch tổng thể phát triển Ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2015, định hướng đến năm 2025” đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xác định con đường phát triển Ngành công nghiệp khí theo hướng tăng tốc, đột phá, đảm bảo an toàn, chất lượng, hiệu quả, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và đảm bảo nguồn cung cấp khí ổn định, lâu dài. Tuy nhiên, việc phát triển mạnh ngành công nghiệp này cũng gặp không ít khó khăn.

Theo Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Quy hoạch phát triển, quy hoạch xây dựng từ thượng nguồn, hạ nguồn và giữa ngành khí, điện... còn thiếu và chưa đồng bộ, dẫn đến việc lập dự án đầu tư chậm và thường phải điều chỉnh, thiếu đồng bộ về kỹ thuật - công nghệ. Việc đàm phán giá khí với chủ mỏ kéo dài song song với công việc của dự án, dẫn đến tiến độ triển khai chậm do phải điều chỉnh, tăng chi phí, ảnh hưởng đến chất lượng dự án. Ngoài



ra, thiếu cơ chế nội bộ về phân cấp trách nhiệm trong các hợp đồng BCC, khó khăn về phối hợp quản lý giữa chủ đầu tư và các bên liên quan; cơ chế kiểm soát chưa tập trung, thực hiện chưa đồng bộ; các dự án phê duyệt chưa có quy hoạch xây dựng dẫn đến khó khăn trong triển khai và đồng bộ với các dự án khác trong chuỗi dự án...

So với các dự án dầu, việc phát triển mỏ khí ngoài khơi cần chi phí đầu tư ban đầu rất lớn, thời gian kéo dài và có mức độ phức tạp hơn. Chi phí đầu tư lớn do thường phải khoan nhiều giếng, thiết bị khai thác có yêu cầu kỹ thuật và an toàn rất cao, một số mỏ yêu cầu phải có thiết bị tách CO₂, xây dựng đường ống... Thị trường tiêu thụ khí Việt Nam hiện nay chỉ là thị trường nội địa, mang tính chất khu vực cục bộ, chưa thể liên kết đường ống vì chi phí đầu tư rất lớn, chưa có sự đồng bộ giữa phát triển mỏ, đầu tư cơ sở hạ tầng - đường ống vận chuyển và xây dựng các nhà máy tiêu thụ khí. Theo cơ chế hiện nay, giá khí phụ thuộc vào trữ lượng phát hiện/thu hồi, tổng mức đầu tư và chi phí vận hành, chính sách tài chính (mức lợi nhuận mà công ty kỳ vọng, khả năng thu hồi chi phí), điểm mua/bán khí. Giá khí tại Việt Nam dựa trên hiệu quả đầu tư và tính cho một thời gian dài 10 - 20 năm nên các thông số đầu vào và tỷ suất IRR giữa nước chủ nhà và nhà thầu khó thống nhất, khiến thời gian đàm phán thường kéo dài. Hiện nay, giá khí thường được xác định theo 2 phương án: "giá khí được thị trường chấp nhận" hoặc "giá khí theo

chi phí hợp lý cộng với tỷ lệ % lợi nhuận cho nhà thầu". Nhà thầu luôn có xu hướng áp dụng mức "giá khí được thị trường chấp nhận" nhằm tối đa hóa lợi ích đầu tư, trong khi đó Tập đoàn với vai trò nước chủ nhà có nhiệm vụ xác định giá khí để nhà thầu đạt được lợi ích tối thiểu chấp nhận được. Do vậy, việc đàm phán thường kéo dài và cả hai phía rất khó khăn mới có thể đi đến thỏa thuận cuối cùng trong vấn đề giá khí.

Hội thảo cho rằng, một số hợp đồng dầu khí ký trước khi có Luật Dầu khí phải mất thời gian đàm phán các điều kiện khung bổ sung phát triển phát hiện khí song song với việc đàm phán các hợp đồng thương mại; thị trường tiêu thụ chính (điện) chưa sẵn sàng khiến cùng lúc vừa phải phát triển mỏ vừa phải phát triển các hệ tiêu thụ nên không chủ động trong việc đưa các mỏ vào khai thác. Cơ sở hạ tầng công nghiệp khí đang trong giai đoạn xây dựng, chưa có mạng lưới hệ thống đường ống nên việc phát triển các phát hiện khí mới chỉ phục vụ công nghiệp địa phương/khu vực nơi có mỏ; giá khí có sự chênh lệch đáng kể giữa các khu vực gây khó khăn cho việc đàm phán.

Cần triển khai nhiều giải pháp đồng bộ

Để triển khai hiệu quả các dự án khí trong thời gian tới, Hội thảo đã tập trung thảo luận một số vấn đề và nhóm vấn đề cần lưu ý rút kinh nghiệm hoặc một số vấn đề cần kiến nghị các cấp có thẩm quyền hoàn thiện cơ chế, chính sách để hỗ trợ quá trình triển khai các dự án khí. Hệ thống pháp luật hiện chưa có các quy định hướng dẫn chi tiết về các hoạt động dầu khí, đặc biệt là các quy định về phát triển mỏ khí và cơ sở hạ tầng liên quan (đường ống, trạm xử lý và phân phối khí...). Do đó, Tập đoàn cần nghiên cứu để kiến nghị Chính phủ xây dựng và bổ sung khung pháp lý cho các dự án khí, trước mắt là xây dựng và ban hành Nghị định về khí.

Quy hoạch công nghiệp khí là cơ sở pháp lý quan trọng, đảm bảo việc phát triển ngành khí được bền vững, theo đúng định hướng/quy hoạch phát triển kinh tế ngành hoặc kinh tế vùng miền. Do vậy việc lập Quy hoạch khí cần có tầm nhìn bao quát và dài hạn, mang tính định hướng và linh hoạt trong triển khai. Đặc biệt khi xuất hiện các nguồn khí mới với trữ lượng cao, có khả năng ảnh hưởng đáng kể đến sự phát triển kinh tế/xã hội của khu vực, cần điều chỉnh Quy hoạch cho phù hợp. Bên cạnh đó, xem xét việc triển khai công tác cập nhật/xây dựng cơ sở dữ liệu về chi phí thực tế mà các Nhà thầu đã bỏ ra trong quá trình triển khai nhằm phục vụ cho công tác đàm phán các hợp đồng mua bán khí.



PV GAS cung cấp cho các hộ tiêu thụ trong nước trên 5 tỷ m³ khí khô trong 6 tháng đầu năm 2013. Ảnh: CTV

Từ việc phân tích đặc thù trong quy trình phát triển mỏ khí, Hội thảo cho rằng việc lựa chọn phương án phát triển và thực hiện thiết kế tổng thể có ý nghĩa quyết định đến sự thành công của dự án. Các thay đổi về concept và thiết kế trong giai đoạn thực hiện dự án thường có chi phí cao và không đạt được lợi ích như thực hiện trong giai đoạn trước. Trữ lượng đưa vào thiết kế đủ lớn và có độ tin cậy cao để có thể đảm bảo cung cấp khí ổn định cho hộ tiêu thụ trong 15 - 20 năm. Phát triển dự án khí cần có sự tham gia của các bên liên quan (chủ mỏ, chủ đường ống và hộ tiêu thụ) ngay từ giai đoạn lựa chọn phương án phát triển. Lựa chọn phương án phát triển dựa trên hiệu quả tổng thể của dự án thay vì dựa các dự án thành phần (khâu đầu, khâu giữa và khâu sau). Biểu đồ sản lượng và công suất thiết kế của các dự án khí cần được xây dựng trên cơ sở khả năng của mỏ và nhu cầu thị trường thay vì chỉ dựa trên khả năng của mỏ như các dự án dầu...

Để triển khai hiệu quả các dự án khí trong thời gian tới, các nghiên cứu về trữ lượng, số lượng giếng, sản lượng... phải đầy đủ và có độ tin cậy cao. Tỷ lệ condensate/khí khai thác (CGR) và nhiệt trị của khí đôi khi ảnh hưởng lớn đến hiệu quả dự án và ảnh hưởng đến giá khí. Thông số thiết kế (BoD) như chất lượng khí, áp suất, nhiệt độ, tiêu chuẩn thiết kế hệ thống... đóng vai trò quan trọng, ảnh hưởng lớn đến giá khí. Công suất hệ thống được thiết kế hợp lý để có dự phòng cho hoạt động vận hành đồng thời ảnh hưởng tối thiểu đến chi phí đầu vào. Đưa ra và thống nhất chiến lược đàm phán giá khí sớm (ngay trong giai đoạn lựa chọn phương án phát triển) sẽ tận dụng được năng lực và kinh nghiệm của nhà thầu trong việc tối ưu hóa hệ thống trong quá trình làm FEED cũng như triển khai dự án sau này. Do tính phức tạp của chuỗi dự án, kế hoạch phát triển cần chuẩn bị tốt, thực hiện, giám sát thi công và đồng bộ giữa các dự án là các công tác trọng tâm.

Theo kinh nghiệm của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", sản lượng khai thác khí theo từng năm nên xây dựng ở mức ổn định và kéo dài lâu nhất, đáp ứng yêu cầu tiết kiệm tổng mức đầu tư, nâng cao hiệu quả thu hồi, do công suất thiết kế ảnh hưởng rất lớn đến chi phí đầu tư xây dựng giàn. Công nghệ và thiết bị khai thác, xử lý khí thượng nguồn đảm bảo có mức độ ổn định cao nhất. Căn cứ trên giá khí tối đa thị trường có thể chấp nhận cần xây dựng các phương án giá khí khác nhau để đàm phán với chủ mỏ bởi việc đàm phán kéo dài sẽ làm chậm tiến độ của dự án.

Từ kinh nghiệm thực tế triển khai các dự án khí, PV GAS cho rằng để đảm bảo tính đồng bộ trong triển khai xây dựng hạ tầng vận chuyển, xử lý, phân phối khí, các Bộ/ Ngành cần triển khai việc điều chỉnh/bổ sung quy hoạch phát triển (dữ liệu, thông số, bản đồ); ban hành quy định rõ về cơ chế phối hợp và quản lý quy hoạch xây dựng (Quy hoạch xây dựng vùng, quy hoạch chung xây dựng) trong việc lập, thẩm định, phê duyệt, quản lý, thực hiện quy hoạch; sớm ban hành Thông tư hướng dẫn thực hiện Nghị định 15/2012/NĐ-CP. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần xem xét, xây dựng cơ chế quản lý gồm: Quy định về rà soát quy hoạch phát triển để chủ động thông tin cập nhật/điều chỉnh quy hoạch đồng bộ từ thượng nguồn đến hạ nguồn; về phối hợp với cơ quan quản lý Nhà nước trong triển khai quy hoạch; Xây dựng nguyên tắc xác định/điều chỉnh giá khí, phí vận chuyển khí và phân bổ chi phí đầu tư giữa các dự án nối vào mạng để áp dụng trong lập dự án đầu tư xây dựng cho các dự án nối mạng giữa các vùng và liên vùng. Đồng thời, Tập đoàn cần lập và ban hành các chỉ tiêu và tiêu chí thống nhất để phục vụ cho việc lập dự án và quyết định đầu tư; có hình thức tổ chức cụ thể để điều phối, kiểm soát từ thượng nguồn đến hạ nguồn, đảm bảo tập trung, liên tục, chuyên trách, đồng bộ và hệ thống ngay từ giai đoạn hình thành dự án; tăng cường nguồn nhân lực quản lý dự án chuyên nghiệp; ban hành cơ chế tính giá khí theo hướng tiếp cận giá khu vực và thị trường...

Có thể nói, Hội thảo "Rút kinh nghiệm trong triển khai các dự án khí" đã tổng kết, chia sẻ nhiều bài học kinh nghiệm, phân tích các khó khăn, vướng mắc trong quá trình triển khai các dự án khí. Trên cơ sở đó, Hội thảo đưa ra các giải pháp và kiến nghị về cơ chế chính sách, cải tiến, xây dựng hoàn thiện quy trình để triển khai thực hiện hiệu quả các dự án phát triển khí trong thời gian tới, đặc biệt là dự án khí Cá Voi Xanh.

Ngọc Linh

Nhà máy sản xuất Nhiên liệu sinh học miền Trung. Ảnh: BSR

THÁO GỠ KHÓ KHĂN

để đưa xăng sinh học vào sử dụng đúng Lộ trình

Theo Quyết định số 53/2012/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ, xăng E5 sẽ được sản xuất, phối chế, kinh doanh để sử dụng cho phương tiện cơ giới đường bộ tiêu thụ tại 7 tỉnh/thành phố từ ngày 1/4/2014 và sử dụng trên toàn quốc từ ngày 1/12/2015. Ý nghĩa của việc sử dụng nhiên liệu sinh học nói chung và Lộ trình này nói riêng đã rõ ràng trong giải quyết bài toán cân bằng, đa dạng nguồn cung năng lượng cho đất nước. Tuy nhiên, việc triển khai Lộ trình còn nhiều khó khăn, đặc biệt tốc độ phát triển mạng lưới phân phối còn chậm và chưa tương xứng với tốc độ sản xuất.

Mạng lưới phân phối phát triển chậm chạp

Tại Hội nghị tháo gỡ khó khăn cho doanh nghiệp sản xuất nhiên liệu sinh học do Bộ Công Thương tổ chức mới đây, TS. Nguyễn Phú Cường - Vụ phó Vụ Khoa học Công nghệ - Bộ Công Thương cho biết, nhận thức được vai trò quan trọng của nhiên liệu sinh học đối với an ninh năng lượng đất nước, Thủ tướng Chính phủ đã ký quyết định 177/2007/QĐ-TTg phê duyệt "Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025". Tính đến nay, cả nước có 6 nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học đi vào hoạt động với công suất thiết kế đạt khoảng 535 triệu lít ethanol/năm. Do khó khăn về thị trường tiêu thụ trong nước, 80% sản lượng sản xuất được xuất khẩu sang các nước Nhật Bản, Hàn Quốc, Philippines ở dạng 99,5 và 96% ethanol với giá thấp hơn giá thành. Hiện các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học đang hoạt động với công suất cầm chừng bởi càng làm càng lỗ, một số nhà

máy đang trong quá trình xây dựng phải tạm dừng triển khai do gặp nhiều khó khăn.

Ngoài 6 nhà máy đã đi vào hoạt động, Việt Nam còn một số nhà máy đang trong quá trình xây dựng, hoàn thiện, dự kiến sẽ được đưa vào sản xuất trong giai đoạn 2013 - 2015. Tổng năng lực sản xuất của nhóm này đạt 350 triệu lít/năm. Nếu các dự án đầu tư được triển khai đúng tiến độ, đến năm 2015, cả nước sẽ có 13 nhà máy sản xuất ethanol nhiên liệu với tổng công suất thiết kế đạt khoảng 1.100 triệu lít (858.000 tấn) đủ để phối trộn 8,5 triệu tấn xăng E10.

Để phát triển mạng lưới phân phối nhiên liệu sinh học theo mục tiêu của Đề án, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã giao Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đầu tư 5 cơ sở pha chế xăng E5 (tại Hải Phòng, Quảng Ngãi, Tp. Hồ Chí Minh, Vũng Tàu, Cần Thơ) và 4

kho đầu mỗi phục vụ kinh doanh xăng E5. Đồng thời, PV OIL rà soát nâng cấp cơ sở hạ tầng, cải tạo hệ thống kho, cửa hàng xăng dầu cho phù hợp với các điều kiện kỹ thuật cho việc kinh doanh xăng thương mại E5. Mặc dù việc phát triển thị trường trong nước còn nhiều khó khăn, song PV OIL đã sản xuất, chế biến và cung cấp ra thị trường các sản phẩm xăng E5 chất lượng theo đúng quy định và tiêu chuẩn của Bộ Khoa học và Công nghệ. Tính riêng năm 2012, tổng khối lượng xăng E5 đã sản xuất đạt 22.658m³, khối lượng tiêu thụ đạt 22.050m³. Trong 6 tháng đầu năm 2013, sản lượng tiêu thụ xăng E5 đạt 14,9 nghìn m³, tăng 65% so với cùng kỳ 2012. PV OIL đã triển khai thêm 1 cửa hàng xăng dầu bán xăng E5 ở Phú Yên nâng số lượng cửa hàng bán xăng E5 tính đến cuối tháng 6/2013 là 142 cửa hàng (trong đó 9 cửa hàng xăng dầu bán 100% xăng E5) trên 7 tỉnh/thành phố trong cả nước.

Thực tế đến nay cả nước chỉ có 3/10 doanh nghiệp đầu mối kinh doanh xăng dầu tham gia triển khai kinh doanh xăng E5 gồm PV OIL, PETEC và SaigonPetro với khoảng 175 cửa hàng phân phối xăng E5 tại 34 tỉnh/thành phố. Trong đó, hai đơn vị trực thuộc Petrovietnam là PV OIL và PETEC đã chiếm trên 80% hệ thống phân phối xăng E5 trên toàn quốc. Trong khi đó, doanh nghiệp chiếm thị phần kinh doanh xăng dầu lớn nhất là Petrolimex và

nhiều doanh nghiệp đầu mối xăng dầu khác tại Việt Nam vẫn chưa mặn mà với việc phân phối xăng sinh học?! Theo TS. Nguyễn Phú Cường, một trong những nguyên nhân chủ yếu cản trở việc tiêu thụ nhiên liệu sinh học là do hầu hết doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu khác chưa chủ động, tích cực đầu tư phát triển mạng lưới phân phối khiến tốc độ phát triển mạng lưới phân phối chậm chạp, không đáp ứng được tốc độ phát triển của các dự án sản xuất nhiên liệu sinh học.

Khẩn trương gỡ rối để thực hiện Lộ trình đúng tiến độ

Chủ trì cuộc họp kiểm điểm tình hình thực hiện Lộ trình sử dụng xăng sinh học, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải yêu cầu trong tháng 7/2013, Bộ Công Thương chủ trì, phối hợp với các Bộ/Ngành liên quan thành lập đoàn công tác liên ngành tổ chức kiểm tra, đánh giá toàn bộ các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học, khả năng đảm bảo về nguồn nguyên liệu, công nghệ

Với tác dụng to lớn trong việc đảm bảo an ninh năng lượng và bảo vệ môi trường, xăng sinh học E5 và E10 đã được khuyến khích và bắt buộc sử dụng tại hơn 30 nước trên thế giới. Trong đó, có 20 nước bắt buộc sử dụng xăng sinh học có hàm lượng từ 4 - 20% theo thể tích ethanol nhiên liệu biến tính trong phạm vi cả nước hay ở một số thành phố/tỉnh/tiểu bang chính.

Danh sách các nhà máy ethanol đang sản xuất hoặc đang xây dựng dự kiến hoạt động trong giai đoạn 2013 - 2015

TT	Nhà máy	Địa điểm	Công suất thiết kế	Tình trạng hoạt động
1	Nhà máy sản xuất ethanol nhiên liệu (Công ty CP Đồng Xanh)	Quảng Nam	130 triệu lít/năm	Đang tạm dừng sản xuất
2	Nhà máy sản xuất ethanol nhiên liệu (Công ty TNHH Tùng Lâm)	Đồng Nai	70 triệu lít/năm	Đang sản xuất cầm chừng
3	Nhà máy sản xuất ethanol (Công ty TNHH Đại Việt)	Đắk Nông	70 triệu lít/năm	Đang sản xuất cầm chừng
4	Nhà máy sản xuất bio-ethanol Đắk Tô - Kon Tum	Kon Tum	65 triệu lít/năm	Đang sản xuất cầm chừng
5	Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất (Công ty CP Nhiên liệu sinh học Dầu khí miền Trung)	Quảng Ngãi	100 triệu lít/năm	Đang sản xuất cầm chừng
6	Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Bình Phước (Công ty CP Nhiên liệu sinh học Dầu khí Phương Đông)	Bình Phước	100 triệu lít/năm	Đang sản xuất cầm chừng
7	Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Phú Thọ (Công ty CP Hóa dầu và Nhiên liệu sinh học Dầu khí)	Phú Thọ	100 triệu lít/năm	Đang xây dựng
8	Nhà máy cồn sinh học Việt - Nhật (Công ty Milestone, Nhật Bản)	Đắk Lắk	120 triệu lít/năm	Đang hoàn thiện và sản xuất thử
9	Nhà máy sản xuất bio-ethanol nhiên liệu (Công ty CP Tấn Phát)	Kon Tum	50 triệu lít/năm	Đang xây dựng
10	Nhà máy sản xuất ethanol nhiên liệu (Công ty CP Thảo Nguyên)	Gia Lai	100 triệu lít/năm	Đang xây dựng
11	Nhà máy liên hợp sản xuất ethanol, phân bón và thức ăn gia súc (Công ty CP bio-ethanol Thái Việt)	Ninh Thuận	62,7 triệu lít/năm	Đang xây dựng
12	Nhà máy sản xuất ethanol nhiên liệu (Công ty CP Quy Nguyên)	Bình Phước	35 triệu lít/năm	Đang xây dựng
13	Nhà máy ethanol nhiên liệu (Công ty CP Năng lượng xanh Dầu khí toàn cầu - Energreen)	Yên Bái	100 triệu lít/năm	Đang xây dựng



PV OIL hiện có 142 cửa hàng bán xăng E5 trên toàn quốc. Ảnh: PVN

xăng E5. Thực hiện Đề án phát triển nhiên liệu sinh học trên địa bàn Quảng Ngãi, đến nay, các bên đã hoàn thành quy hoạch phát triển vùng sản xuất nguyên liệu bền vững tại Quảng Ngãi cho Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Dung Quất giai đoạn 2011 - 2020 với diện tích 16.714 ha. Đồng thời, tổ chức Hội nghị phổ biến xăng sinh học đến các đại lý/tổng đại lý xăng dầu của tỉnh, vận động 29/168 cửa hàng xăng dầu trên địa bàn tỉnh bán xăng sinh học E5.

và phương án sản xuất, các cơ chế, chính sách ưu đãi áp dụng đối với các nhà máy sản xuất cồn nhiên liệu. Đồng thời rà soát, đánh giá năng lực hệ thống hạ tầng pha trộn, phân phối sản phẩm nhiên liệu sinh học; rà soát, đánh giá hệ thống kiểm tra chất lượng sản phẩm nhiên liệu sinh học từ khâu sản xuất đến khâu tiêu thụ. Bộ Công Thương báo cáo Thủ tướng Chính phủ kết quả kiểm tra đánh giá trước ngày 15/9/2013.

Phó Thủ tướng giao Bộ Tài chính, Bộ Kế hoạch và Đầu tư nghiên cứu, đề xuất các chính sách ưu đãi đối với các dự án sản xuất, phối trộn, phân phối nhiên liệu sinh học nhằm hỗ trợ phát triển bền vững vùng nguyên liệu; phối hợp với Bộ Công Thương báo cáo Thủ tướng Chính phủ về phương thức xác định giá thành đối với sản phẩm nhiên liệu sinh học. Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam, chủ động lập kế hoạch sản xuất, kinh doanh đảm bảo nguồn cung nhiên liệu sinh học ổn định, các phương thức giao nhận, vận chuyển, tồn trữ nhiên liệu sinh học đảm bảo cung cấp theo Lộ trình và nhu cầu thị trường.

Là hai đơn vị tiên phong trong thực hiện Lộ trình, sáng ngày 19/7/2013, UBND tỉnh Quảng Ngãi và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có cuộc làm việc cụ thể về kế hoạch, giải pháp triển khai hiệu quả Thỏa thuận hợp tác về phát triển nhiên liệu sinh học, đặc biệt là vấn đề phát triển vùng sản xuất nguyên liệu, phát triển thị trường tiêu thụ

UBND tỉnh Quảng Ngãi và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng đề nghị Chính phủ và Bộ Công Thương xây dựng mô hình điểm thực hiện Lộ trình sử dụng xăng sinh học E5 tại Quảng Ngãi để thay thế một phần, tiến đến thay thế hoàn toàn xăng truyền thống từ 1/6/2014, sớm hơn 6 tháng so với Lộ trình của Chính phủ quy định. Đồng thời, định kỳ tổ chức đánh giá tình hình thực tế, kịp thời tháo gỡ các vướng mắc cũng như bổ sung, điều chỉnh các nội dung mục tiêu, kế hoạch, tiến độ và giải pháp nếu thấy cần thiết trong quá trình thực hiện. Hy vọng từ đó chương trình sẽ lan ra các tỉnh lân cận, trở thành bài học kinh nghiệm quý báu từ thực tiễn để nhân rộng trên toàn quốc.

Theo các chuyên gia, để thực hiện thành công mục tiêu Đề án phát triển nhiên liệu sinh học vì lợi ích lâu dài của Quốc gia, Chính phủ và các Bộ, Ban, Ngành cần sớm ban hành chính sách ưu đãi, hỗ trợ đầu tư xây dựng hệ thống phối trộn, sản xuất và phân phối xăng sinh học; ưu đãi, khuyến khích đầu tư phát triển vùng sản xuất nguyên liệu phục vụ sản xuất nhiên liệu sinh học gắn với phát triển nông nghiệp và nông thôn. Đồng thời, tiếp tục mở rộng hệ thống phân phối, ứng dụng khoa học mới vào sản xuất kinh doanh và phát triển vùng nguyên liệu.

Huy Hoàng

TÍNH TOÁN ĐỘ BẢO HÒA NƯỚC ĐỐI VỚI LÁT CẮT ĐIỆN TRỞ THẤP Ở TẦNG CHỨA MIOCEN DƯỚI MỎ TÊ GIÁC TRẮNG

ThS. Bùi Hữu Phước, ThS. Phạm Tuấn Dũng, ThS. Lê Công Trung

Công ty Liên doanh điều hành chung Hoàng Long - Hoàn Vũ

PGS.TS. Hoàng Văn Quý

Hội Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Mỏ Tê Giác Trắng là một đối tượng đặc biệt của bồn trũng Cửu Long, được phát hiện trong tầng chứa Miocen dưới điện trở thấp gây khó khăn cho các nhà địa chất, địa vật lý giếng khoan trong việc tính độ bão hòa dầu/nước cho tầng chứa. Nguyên nhân gây ra điện trở thấp, độ phân dị kém giữa vỉa chứa của đất đá là do: vỉa chứa phân lớp mỏng, sự có mặt sét phân tán, lỗ rỗng micro, sự có mặt của các khoáng vật dẫn điện, kích thước hạt, thể nằm vỉa chứa, hàm lượng khoáng hóa nước vỉa... Việc tính toán độ bão hòa nước sử dụng các phương pháp truyền thống như: Archie, Simandoux, Indonesian, Dual Water, Waxman-Smiths... thường cao hơn so với thực tế. Do vậy, sự kết hợp các phương pháp địa vật lý truyền thống với hàm J sẽ nâng cao mức độ chính xác của việc tính toán độ bão hòa nước cho mỏ Tê Giác Trắng.

1. Nguyên nhân gây ra hiện tượng điện trở thấp ở mỏ Tê Giác Trắng [1 - 3, 6 - 10]

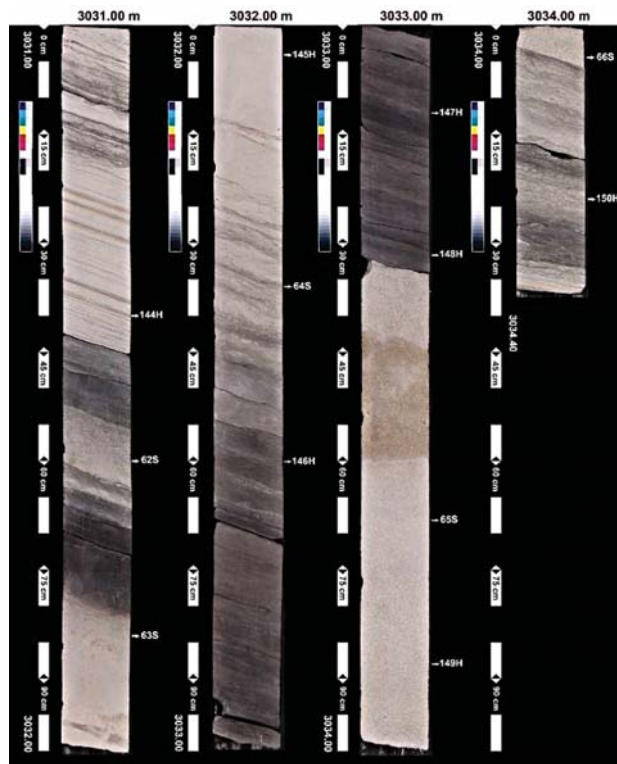
Miocen dưới là tầng chứa dầu lớn thứ hai sau tầng đá móng nứt nẻ của bể Cửu Long. Mỏ Tê Giác Trắng nằm ở phía Đông Bắc của Lô 16-1, bồn trũng Cửu Long, cách Vũng Tàu 100km về phía Đông Nam, cách mỏ Bạch Hổ 20km về phía Tây Bắc và cách mỏ Rạng Đông 35km về phía Tây. Hiện nay, mỏ Tê Giác Trắng được điều hành bởi Công ty Liên doanh điều hành Hoàng Long (Hoang Long JOC) với 2 giàn đầu giếng khai thác từ tầng chứa này với lưu lượng xấp xỉ 55.000 thùng/ngày. Đối tượng chứa chính của mỏ Tê Giác Trắng là các tập cát sét xen kẹp thuộc hệ tầng Bạch Hổ tập BI.1 có tuổi Miocen sớm và tầng chứa thứ hai là tập cát thuộc hệ tầng Trà Tân có tuổi Oligocen muộn.

Mỏ Tê Giác Trắng được phân chia thành 5 khối H1, H2, H3, H4, H5 và được ngăn cách nhau bởi các đứt gãy có hướng Đông Đông Bắc - Tây Tây Nam. Các vỉa chứa nằm trên các khối nhô được khép kín 4 chiều và một số tầng chứa khác là sự kết hợp của khép kín cấu trúc và chắn do đứt gãy. Mỏ có cấu trúc bậc thang nông dần về phía Bắc và sâu dần về phía Nam.

Lát cắt chứa dầu điện trở thấp là đặc trưng của mỏ Tê Giác Trắng. Đới chứa dầu có điện trở đo sâu nằm trong khoảng từ 1,9 - 4,5Ω. Đặc trưng này do ảnh hưởng của vỉa chứa phân lớp mỏng, sự có mặt của các khoáng vật dẫn điện, thể nằm của vỉa chứa, phân bố của sét trong các tập

cát chứa dầu, đá chứa có lỗ rỗng micro, kích thước hạt, nồng độ khoáng hóa của nước vỉa cao... là nhân tố ảnh hưởng gây ra điện trở thấp của đới chứa dầu.

Cụ thể, các vỉa chứa mỏng (khoảng 0,5 - 1,5m) khiến các thiết bị đo điện trở không phản ánh được điện trở



Hình 1. Mẫu lõi cắt qua tầng chứa sét phân tán của mỏ Tê Giác Trắng

thực của vỉa chứa do trung bình hóa với điện trở thấp của các vỉa sét lân cận. Sự có mặt của các khoáng vật dẫn điện như pyrite, glauconite, hematite, graphite, smectite, illite, chlorite, kaolinite... hoặc các mảnh vụn dẫn điện có mặt trong đá chứa ảnh hưởng đến điện trở đo được của thiết bị. Thế nằm của các vỉa chứa mỏng sẽ ảnh hưởng rất lớn đến kết quả đo của thiết bị nếu vỉa chứa không vuông góc với thiết bị đo. Sự phân bố của sét phân tán, sét phân lớp, sét laminated làm tăng diện tích bề mặt của đất đá và hàm lượng nước bao quanh, do đó dẫn đến đá chứa có điện trở thấp. Nước vỉa có nồng độ khoáng hóa cao, chứa nhiều cation làm tăng khả năng dẫn điện cũng là nguyên nhân gây ra điện trở thấp. Bên cạnh đó, việc sử dụng dung dịch khoan gốc nước có nồng độ khoáng hóa cao trong quá trình thi công giếng khoan dẫn đến áp suất tạo bởi cột dung dịch khoan luôn có xu thế lớn hơn áp suất thành hệ, tạo ra đới ngấm sâu tại những nơi có độ thấm tốt, đây là nguyên nhân của hiện tượng điện trở thấp của vỉa chứa. Kích thước hạt từ mịn đến rất mịn sẽ làm tăng hàm lượng nước bao quanh và nước dư cũng là nguyên nhân gây ra hiện tượng điện trở thấp của đá chứa.

Bảng 1. Kết quả phân tích thành phần khoáng vật đối với mẫu lõi của mỏ Tê Giác Trắng

Độ sâu (m)	Quartz (%)	K-Feldspar (%)	Plagioclase	Mica và khoáng vật sét khác (%)	Kaolinite và Chlorite	Calcite	Epidote (%)	Pyrite (%)	Sylvite và Halite (%)
2.839,5	49,5	16,6	14,3	5,8	11,1		1,3	1,0	0,4
3.066,5	43,3	11,2	25,8	3,2	13,6		1,3	1,0	0,4
3.116,5	28,9	11,1	17,7	15,4	24,4		1,0	0,9	0,5
3.174,5	40,8	30,1	17,2	2,1	6,6	1,5	0,7	0,9	0,3
3.181,0	43,4	23,5	21,2	2,0	7,6		1,2	0,7	0,4
3.220,0	70,2	5,9	4,3	12,4	5,0	0,6	0,6	0,6	0,6
3.297,5	43,2	15,3	19,2	2,0	17,0	0,8	1,2	0,9	0,5
3.415,0	57,8	13,5	15,2	3,4	8,3		0,7	0,6	0,5
3.425,0	60,3	13,3	15,0	2,1	7,7		0,6	0,6	0,4

Bảng 2. Kết quả phân tích thành phần khoáng vật sét (độ hạt nhỏ hơn 2 microns)

Độ sâu (m)	Kaolinite (%)	Chlorite (%)	Illite (%)	Smectite (%)	Hỗn hợp lớp Illite-Smectite (%)
2.799,0	16,7	12,6	10,6	57,9	2,2
2.827,0	20,5	36,4	24,6	14,0	4,5
2.839,5	46,8	17,2	12,0	18,1	5,9
2.914,0	24,6	16,7	25,8	28,2	4,7
2.934,0	32,4	22,4	14,7	26,5	4,0

Nguyên nhân chính gây ra điện trở thấp ở mỏ Tê Giác Trắng là: vỉa chứa phân lớp mỏng nằm xen kẽ với các vỉa sét (Hình 1), các vỉa sản phẩm có chiều dày nhỏ hơn giới hạn nhận biết của thiết bị đo, do đó kết quả đo điện trở dường như không có sự phân dị theo chiều thẳng đứng, điện trở của đới chứa dầu đo được nhỏ hơn điện trở thực của vỉa. Ngoài ra, kết quả phân tích thạch học cho thấy sự có mặt của các khoáng vật dẫn điện (pyrite) nằm trong đá chứa (Bảng 1), sự phân bố của sét phân tán, đới ngấm sâu xung quanh giếng khoan.

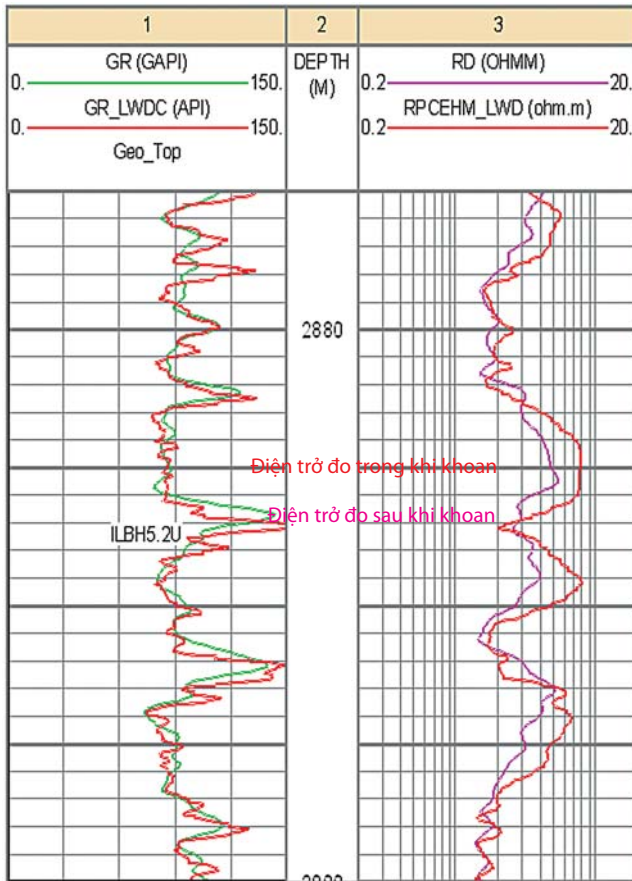
Do sự phân tán của khoáng vật sét tạo thành những đường dẫn điện với một lượng lớn cation bám quanh điện tích âm của sét. Sự di chuyển của cation theo bề mặt của sét tạo thành đường dẫn điện. Diện tích bề mặt sét càng lớn thì khả năng di chuyển của cation càng cao, do vậy dẫn đến điện trở thấp của đới chứa dầu. Theo kết quả phân tích khoáng vật sét, sự xuất hiện của các khoáng vật sét với lượng lớn, đặc biệt là smectite là nguyên nhân chính gây ra hiện tượng điện trở thấp của các vỉa chứa dầu (Bảng 2).

Tại những vỉa chứa dầu có độ thấm lớn, điện trở suất thấp hơn so với điện trở của các vỉa cát lân cận, cho thấy có đới xâm nhập sâu cũng là nguyên nhân gây ra điện trở thấp. Hình 2 thể hiện rất rõ hai đường điện trở đo trong khi khoan và đo sau khi khoan.

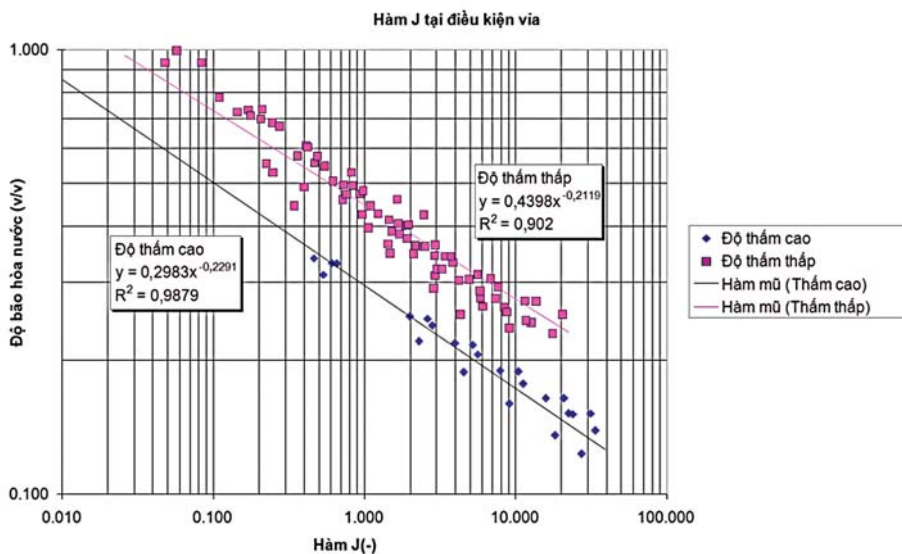
2. Sử dụng hàm J để tính toán độ bão hòa nước của vỉa chứa mỏ Tê Giác Trắng [1 - 4]

Các yếu tố gây ra điện trở thấp trong đới chứa dầu của mỏ Tê Giác Trắng đã được xem xét và hiệu chỉnh trước khi tính toán độ bão hòa nước. Tuy nhiên, do ảnh hưởng của các yếu tố trên không đồng đều dọc theo thành giếng khoan nên đã gây ra khó khăn trong quá trình hiệu chỉnh số liệu để tính toán. Vì vậy, mô hình tính toán độ bão hòa nước dựa trên hàm J với biến số là chiều cao thân dầu, áp suất mao dẫn kết hợp với sự phân loại theo độ thấm đã được xây dựng dựa trên các nghiên cứu mẫu lõi của mỏ Tê Giác Trắng sẽ giải quyết được các yếu tố ảnh hưởng đến độ bão hòa nước.

Hàm J là đường cong đại diện tốt nhất được sử dụng cho việc tính toán độ bão hòa nước của vỉa chứa tại mỏ Tê Giác Trắng. Dựa trên kết quả nghiên cứu sự biến đổi độ thấm tuyệt đối của mẫu lõi, có hai hàm J đặc trưng dựa trên mối quan hệ độ bão hòa và độ thấm. Hồi quy với hàm mũ thì khá phù hợp với hai nhóm có độ thấm cao và độ thấm thấp (Hình 3).



Hình 2. So sánh điện trở đo trong khi khoan và sau khi khoan



Hình 3. Mối quan hệ giữa hàm J và độ bão hòa nước

$$S_w = \frac{a}{J^b}$$

Trên Hình 3: Hàm J sẽ được nội suy và mặc định là khi áp suất mao dẫn bằng 0,01psi thì độ bão hòa nước là 100%. Như vậy hàm J sẽ có hai loại sau:

- Với độ thấm nhỏ hơn 1.300mD (< 1.300mD)

$$S_w = \frac{0,4398}{J^{0,2119}}$$

- Với độ thấm lớn hơn 1.300mD (> 1.300mD)

$$S_w = \frac{0,2983}{J^{0,2291}}$$

Hàm J phải được chuyển đổi về điều kiện vỉa với tất cả các tham số nên có dạng như sau:

$$S_w = \frac{a}{\left[\left(\frac{0,2166 \times (\rho_w - \rho_o) \times H}{\sigma \times \cos \theta_{res}} \right) \sqrt{\frac{K_a}{\phi}} \right]^b}$$

Trong đó:

ρ_w : Gradient của nước (0,428psi/ft);

ρ_o : Gradient của dầu (0,29psi/ft);

σ : Sức căng bề mặt của dầu 14 - 20dynes/cm;

θ : Góc dính ướt của dầu;

S_w : Độ bão hòa nước tổng (%);

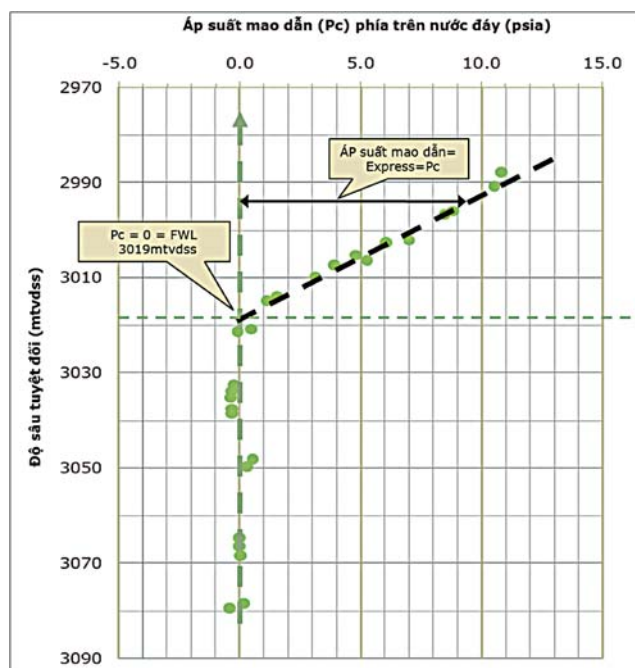
H: Chiều cao của cột dầu tính từ (FWL) tính theo Excess Pressure (ft) (Hình 4).

Hình 5 cho thấy, nếu sử dụng mô hình cát sét để tính toán độ bão hòa nước với việc sử dụng các số liệu địa vật lý giếng khoan hiện có, độ bão hòa nước trong vùng sản phẩm là 59,8%. Kết quả này cao hơn độ bão hòa nước tính toán theo hàm J, độ bão hòa nước trung bình trong vùng chứa sản phẩm là 35,6%. Kết quả tính theo hàm J kết hợp số liệu địa vật lý giếng khoan có độ tin cậy cao hơn vì khá phù hợp với kết quả thử vỉa với lưu lượng $Q_o = 6.099$ thùng/ngày (choke 80/64", không có nước).

Kết luận

Với sự phân bố phức tạp của sét, các khoáng vật dẫn điện,

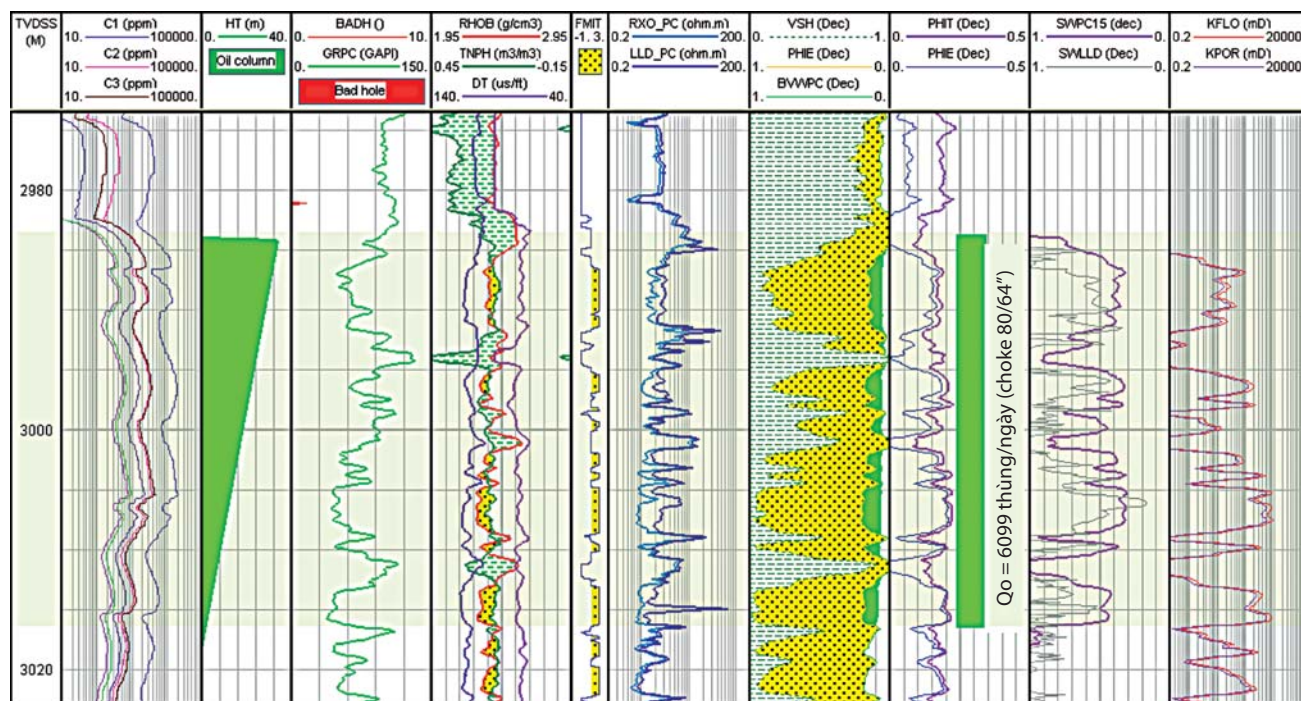
các vỉa chứa phân lớp mỏng, sự ảnh hưởng môi trường trầm tích, mức độ bất đồng nhất của đất đá... là nguyên nhân gây ra hiện tượng điện trở thấp trong vùng đá chứa Miocen dưới, dẫn đến việc tính toán độ bão hòa nước tổng cao hơn thực tế. Nhóm tác giả đã ứng dụng thành công phương pháp sử dụng hàm J để tính toán độ bão hòa nước với mức độ tin cậy cao, góp phần phát hiện chính xác các đới chứa dầu để bắn vỉa, nâng cao sản lượng khai thác và là cơ sở để tính toán hệ số thu hồi dầu.



Hình 4. Chiều cao cột dầu tính theo Excess Pressure

Tài liệu tham khảo

1. Hoang Long JOC. Các báo cáo địa chất kết thúc giếng khoan Lô 16-1 bể Cửu Long. 2006 - 2012.
2. Mark Deakin Petrophysics. *Integrated petrophysics for reservoir characterization*. Petrophysics Pty Ltd Copyright. 2008.
3. Roger Griffiths, Andrew Carnegie. *Evaluation of low resistivity pay in carbonates - A breakthrough*. Society of Petrophysicists and Well - Log Analysts. SPWLA 47th Annual Logging Symposium, Mexico. June 4 - 7, 2006.
4. Alton Brown Consultant. *Improved interpretation of wire line pressure data*. AAPG Bulletin. 2003; 87(2): p. 295 - 311.
5. Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson. *Petrophysics second edition*. Gulf Professional Publishing. 2004.
6. A. Shigeaki, H. Takezaki, M. Miwa, O. Kobayashi, M. Suzuki, M. Nishi. *A new interpretation model using nuclear magnetic resonance log for micritic reservoirs*. SPE 68084, SPE Middle East Oil Show, Bahrain. 2001.
7. B.A. Kulikov, Tran Xuan Nhuan. *A theoretical model of reservoir resistivity to be used in the low resistivity productive reservoir in the Miocene deposits of the Rong Field*. Conference on "The Vietnam Oil and Gas Industry on the Event of the 21st Century". 2000.
8. Malcolm Rider. *The geological Interpretation of well*



Hình 5. Độ bão hòa nước tổng trong đới chứa dầu điện trở thấp

logs. Whittles Publishing, Sutherland, Scotland. 1996.

9. Pierre Berger. *Detecting hydrocarbons in low resistivity environments*. Schlumberger - South East Asia Unit Interpretation Group Jakarta, Indonesia. 1991.

10. G.E.Archie. *The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics*. Trans. AIME. 1942.

Evaluation of water saturation in the low-resistivity reservoirs of Te Giac Trang Field

Bui Huu Phuoc, Pham Tuan Dung, Le Cong Trung
Hoang Long - Hoan Vu JOC's
Hoang Van Quy
Vietnam Petroleum Association

Summary

Te Giac Trang is one among a series of oil fields in the Cuu Long basin which were discovered in the low-resistivity Lower Miocene sequences. Evaluation of the water saturation of pay sands in Te Giac Trang's reservoirs has been a challenge to geologists and petrophysicists. It is believed that low resistivity is a resulting effect of many factors such as thin beds, the low degree of sand compaction, the presence of highly conductive minerals, e.g. pyrite, and montmorillonite that significantly increases the surface conductivity. In the Te Giac Trang field, the traditional shaley sand model and modified Archie equation constants have been used to calculate water saturation. The said method combined with the results of pressure pre-test allows us to enhance the accuracy of water saturation calculation for those low-resistivity pay sands.



PHÂN TÍCH RỦI RO TRONG ĐÁNH GIÁ HỆ THỐNG DẦU KHÍ

Tóm tắt

Thuật ngữ “hệ thống dầu khí” lần đầu tiên được nhà địa chất Wallace G. Dow giới thiệu vào những năm đầu thập kỷ 70 của thế kỷ XX và hiện nay được các nhà địa chất thăm dò dầu khí sử dụng rộng rãi. Để nghiên cứu, đánh giá một hệ thống dầu khí cần phân tích các yếu tố cơ bản cấu thành nên hệ thống này đó là: đá mẹ, đá chứa, đá chắn, cùng với ba quá trình kết hợp các yếu tố trên là: sự thành tạo của bẫy chứa dầu khí, sự sinh thành hydrocarbon $\rightarrow$ di cư $\rightarrow$ tích tụ và khả năng bảo tồn dầu khí của các bẫy [1 - 4].

Việc xác định khả năng có được một phát hiện dầu khí thực chất là việc phân tích rủi ro trong tìm kiếm, thăm dò dầu khí (như rủi ro về địa chất, thương mại, kỹ thuật, tài chính, chính trị, thiên tai, thời tiết...) [1,3]. Trong bài viết này, tác giả chỉ đề cập đến rủi ro địa chất.

Rất nhiều biến thể đã được ghi nhận bởi các công ty dầu khí khác nhau khi tiến hành phân tích rủi ro cho cùng một đối tượng triển vọng. Bài viết này giới thiệu phương pháp phân tích rủi ro cho các đối tượng triển vọng trên cơ sở tài liệu hướng dẫn của Ủy ban điều phối các chương trình khoa học địa chất khu vực Đông và Đông Nam Á (CCOP) [1], với mong muốn xây dựng một quy trình thống nhất trong phân tích hệ thống dầu khí ở Việt Nam.

1. Các quy tắc xác suất trong phân tích rủi ro

Phân tích rủi ro địa chất tức là phỏng đoán mức độ chắc chắn của các tham số địa chất quyết định đến việc phát hiện một đối tượng triển vọng ngoài thực địa và được thể hiện trên bản đồ. Quá trình phân tích này liên quan đến các yếu tố: đá mẹ, đá chứa, nạp dầu khí, bẫy, tầng chắn, thời gian di cư dầu khí từ đá mẹ và thời gian

hoàn thiện bẫy, bảo tồn. Các tham số này là các biến số riêng biệt và không có tham số địa chất nào quan trọng hơn tham số kia. Nếu một trong các tham số này có giá trị bằng 0 thì cấu tạo triển vọng sẽ là khô.

Độ chắc chắn được thể hiện bằng tỷ lệ xác suất thay đổi từ 0 đến 1; $P = 1$ tức là 100% chắc chắn và $P = 0$ tức 0% chắc chắn. Đối lập với xác suất thành công là rủi ro được mô tả trong Hình 1.

Lý thuyết xác suất đưa ra 4 nguyên tắc cơ bản có thể xem xét khi chúng ta tiến hành phân tích đối tượng triển vọng và phân tích rủi ro cho 1 play:

Nguyên tắc 1: Xác suất của một xuất hiện hay sự kiện bằng với 1 trừ đi rủi ro cho sự kiện này không xảy ra:

$$P_{\text{prob}} = 1 - P_{\text{risk}}$$

Nguyên tắc 2: Xác suất đồng thời xảy ra của vài sự kiện độc lập liên quan với nhau là tích của các xác suất độc lập (quy tắc nhân)

$$P = P_a \times P_b \times P_c \times P_d$$

Nguyên tắc này được sử dụng khi chúng ta tính xác suất phát hiện cho một đối tượng triển vọng. Tổ chức CCOP dùng 4 tham số địa chất chính (đá chứa, bẫy, dầu khí đã được nạp và khả năng bảo tồn) tất cả các tham số này chắc chắn phải xảy ra đồng thời để tạo nên một phát hiện.

Xác suất phát hiện	1		0
	0,9		0,1
	0,8		0,2
	0,7		0,3
	0,6		0,4
	0,5		0,5
	0,4		0,6
	0,3		0,7
	0,2		0,8
	0,1		0,9
	0		1
		Rủi ro	

Hình 1. Xác suất phát hiện và rủi ro

Nguyên tắc 3: Khuynh hướng xuất hiện của các sự kiện chọn lọc mà có sự tương tác lẫn nhau thì xác suất của sự xuất hiện của ít nhất một sự kiện là tương đương với tổng xác suất của từng sự kiện độc lập

$$P = P_a + P_b$$

Nguyên tắc 3 được sử dụng khi xem xét kết quả thay thế nhau của một vài sự kiện như là câu hỏi liệu dầu hay khí sẽ là pha chính trong đối tượng triển vọng được phân tích. Nguyên tắc này cũng được sử dụng khi tiến hành xây dựng cây quyết định “decision trees” mà ở đó tổng của tất cả các kết quả có thể xảy ra là tương đương với 1.

Nguyên tắc 4: Xác suất của 1 hoặc cả 2 sự kiện độc lập có thể được xác định bằng việc tính rủi ro mà không sự kiện này thì là sự kiện kia sẽ xuất hiện (Quy tắc kết hợp)

$$1 - P = (1 - P_a) \times (1 - P_b)$$

Nguyên tắc này được áp dụng khi phân tích rủi ro của một khu vực mới với 2 mức địa tầng tiềm năng được dự báo có thể là đối tượng thăm dò nhưng chỉ có 1 đá mẹ thực sự có khả năng nạp dầu khí cho đối tượng triển vọng đang xem xét.

Trong toán xác suất cũng cần phân biệt [1, 3]:

Xác suất ngẫu nhiên: được thể hiện bởi tỷ lệ giữa số lần xuất hiện của một sự kiện với tổng số lần thử. Ví dụ như tỷ lệ thành công của một số giếng khoan trong một vùng. Một điều hết sức quan trọng cần phải ghi nhớ đó là xác suất ngẫu nhiên yêu cầu phải có nền tảng thống kê và có thể không ứng dụng được trực tiếp khi cơ sở dữ liệu bị hạn chế.

Xác suất khách quan: liên quan tới mức độ các chứng

cứ có sẵn hoặc mức độ ủng hộ đối với một giả thuyết đưa ra. Các dữ liệu thực nghiệm, thông tin diễn tiến, và các dữ liệu tương tự được sử dụng trong quá trình này.

Xác suất chủ quan: thể hiện tổng mức độ hiểu biết độc lập về các xác suất của một sự kiện của một hiện tượng cho trước (mức độ tin tưởng).

Nhiệm vụ của nhà địa chất thăm dò là xác định và phân tích các sự kiện mà đóng góp cho việc tính toán một xác suất khách quan.

2. Các xác suất của một đối tượng triển vọng [1]

Xác suất của một đối tượng triển vọng được xác định là tích các xác suất thành phần của các tham số địa chất, các tham số này là độc lập với nhau. Theo CCOP tham số địa chất gồm 4 tham số chính: Đá chứa (P1), bể chứa (P2), hệ thống nạp bể (P3) và khả năng bảo tồn sau khi đã tích tụ (P4). Xác suất của các tham số này được tính cùng với việc xem xét liên quan đến thực tế và hiệu quả của các quá trình địa chất liên quan tới chúng.

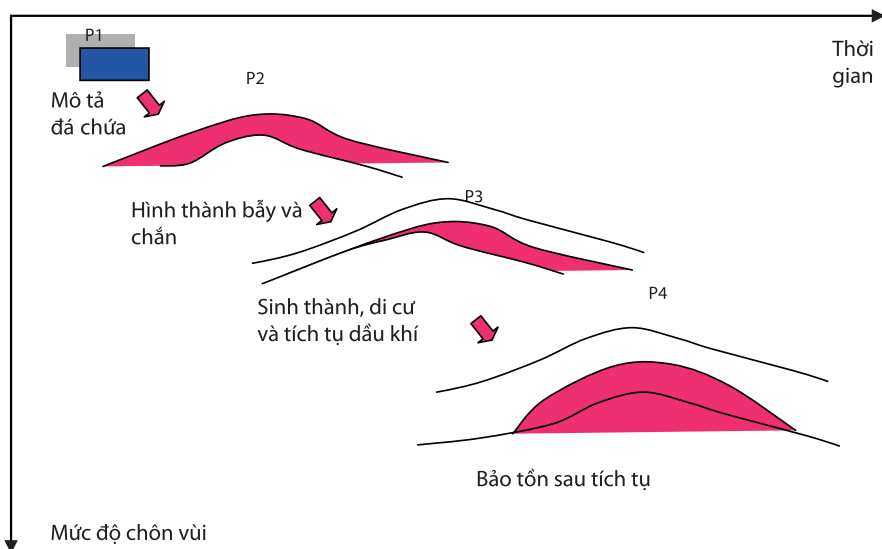
Việc tính xác suất phát hiện được dựa trên nguyên tắc “đánh giá rủi ro thời gian địa chất” (Hình 2). Đánh giá rủi ro thời gian địa chất tức là đánh giá các quá trình địa chất liên quan và các sự kiện theo một trình tự thời gian logic. Quá trình địa chất bắt đầu với sự lắng đọng của đá chứa, sự tiếp nối với việc hình thành một bể được chắn kín. Chúng ta hẳn phải xem xét sự trưởng thành của đá mẹ, sự di cư của hydrocarbon từ đá mẹ trưởng thành vào đá chứa, sự tích tụ các hydrocarbon này vào bể và cuối cùng diễn tiến sau tích tụ của bể và các hydrocarbon chứa trong nó. Một nhóm các đối tượng triển vọng có thể có chung các tham số địa chất như tướng đá, mức độ trưởng thành của đá mẹ, cơ chế chắn... Các tham số chung này rất quan trọng khi

định giá các nhóm các đối tượng triển vọng liên quan với nhau.

2.1. Xác suất (= độ tin cậy) về sự hiện diện của đá chứa có đủ độ rỗng, thấm, có chiều dày tối thiểu nhất định đủ để cho dòng sản phẩm có khả năng khai thác. Thực chất là sự tin tưởng của nhà địa chất vào sự tồn tại của ít nhất một tầng chứa tối thiểu về chiều dày, độ rỗng và độ thấm hiệu dụng.

Xác suất của một vỉa chứa hiệu dụng:

$$P1 = P1a \times P1b$$



Hình 2. Sơ đồ mô tả đánh giá rủi ro theo thời gian địa chất

Bảng 1. Bảng mô tả mức xác suất theo tướng đá chứa [1]

Mức độ tin tưởng của dữ liệu		Trầm tích gần nguồn lắng đọng	Trầm tích xa nguồn lắng đọng	Giới hạn về tài liệu, môi trường lắng đọng không liên tục	Dữ liệu gián tiếp, phân tích địa tầng phân tập
Môi trường lắng đọng					
Biển	Biển nông, phân lớp nằm ngang	0,9 - 1,0	0,7 - 0,8	0,6 - 0,7	0,4 - 0,6
	Ven bờ, châu thổ, thủy triều	0,8 - 1,0	0,7 - 0,8	0,6 - 0,7	0,4 - 0,6
	Quạt cát ngầm dưới biển	0,7 - 0,8	0,5 - 0,6	0,3 - 0,5	0,1 - 0,3
	Đá vôi	0,8 - 1,0	0,6 - 0,8	0,5 - 0,7	0,3 - 0,5
Lục địa	Hồ, châu thổ	0,7 - 0,9	0,5 - 0,7	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5
	Các doi cát lòng sông tương dòng bên, dòng sông uốn lượn, kênh (braided, meandering, channel)	0,7 - 0,9	0,5 - 0,7	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5
	Eolian (các đụn cát được vận chuyển, hình thành, bào mòn, lắng đọng nhờ gió)	0,8 - 1,0	0,6 - 0,8	0,4 - 0,6	0,4 - 0,6
Khác	Móng nứt nẻ	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5	0,2 - 0,4	0,1 - 0,3
	Nứt nẻ, lỗ rỗng do nguội lạnh các khối magma	0,4 - 0,6	0,3 - 0,5	0,2 - 0,4	0,1 - 0,3

Trong đó:

P1a: Là xác suất tồn tại của một đá chứa với giá trị độ dày hiệu dụng và tỷ số Net/Gross (chiều dày hiệu dụng/tổng chiều dày) tối thiểu được áp dụng trong tính toán trữ lượng;

P1b: Là xác suất của một đá chứa hiệu dụng trong mối liên quan với độ rỗng, độ thấm và độ bão hòa tối thiểu.

Một mô hình phân bố các đặc tính đá chứa theo chiều dọc và chiều ngang cần được xây dựng nhằm xác định các giá trị tới hạn đối với các giá trị độ rỗng và độ thấm hiệu dụng trong suốt quá trình phân tích một đối tượng triển vọng. Trong quá trình đánh giá rủi ro các giá trị xác suất của độ rỗng, độ thấm phải lớn hơn giá trị tới hạn.

Các tham số sử dụng trong biện luận và tính toán gồm:

- Tài liệu giếng khoan;
- Chiều sâu đá chứa và mức độ biến đổi thứ sinh của quá trình hình thành đá (diagenesis);
- Sơ đồ quan hệ giữa độ rỗng và thấm theo diện, chiều sâu;
- Xu hướng biến đổi của tướng đá theo phân bố độ rỗng;
- Vận tốc sóng địa chấn.

Đồng thời trong suốt quá trình phân tích tướng đá vỉa chứa và mức độ hiệu quả điều quan trọng là phải nắm

được rõ giới hạn của mô hình địa chất đã được xác định hay là mô hình lý thuyết/tương tự.

Các tham số quy định hiệu quả của đá chứa:

- Mức độ thành đá, xi măng calcite và các quá trình khác đều có thể là nguyên nhân làm giảm chất lượng tầng chứa;
- Độ rỗng thứ sinh;
- Nứt nẻ và tác động của nó đến chất lượng của đá chứa;
- Các điều kiện áp suất ảnh hưởng đến sự bảo tồn điều kiện lỗ rỗng/thấm của vỉa. Áp suất cao có thể làm giảm độ rỗng của vỉa.

Phân tích rủi ro cho giá trị độ rỗng có liên quan gần gũi tới việc minh giải và lựa chọn giá trị độ rỗng là tham số trong tính toán thể tích. Nhìn chung, các tài liệu giếng khoan sẵn có được dùng để xây dựng quan hệ độ rỗng theo chiều sâu cho vùng và dựa trên xu hướng phân bố của các điểm mẫu để tính các giá trị nhỏ nhất, lớn nhất và giá trị trung bình theo chiều sâu trong một khoảng xác định.

Trong hầu hết các trường hợp khi chúng ta xem xét cả mức độ không chắc chắn về giá trị độ rỗng thì giá trị độ rỗng nhỏ nhất được sử dụng để tính toán thể tích. Tuy nhiên, xác suất của độ rỗng hiệu dụng có thể là tham số tới hạn khi chúng ta đang phân tích các đối tượng triển vọng tại độ sâu lớn hơn, hay chúng ta đang đối diện với

Bảng 2. Dự kiến mức độ xác suất xuất hiện của cấu trúc khép kín hiệu quả [1]

Mức độ tin tưởng của dữ liệu		Địa chấn 3D	Địa chấn 2D		
			Kích thước mạng địa chấn chi tiết	Kích thước mạng địa chấn trung bình	Kích thước mạng địa chấn rất thưa/lớn
Chiều sâu liên kết địa chấn và bản đồ					
Liên kết tốt, gần các giếng khoan	Cấu trúc ít phức tạp	0,9 - 1,0	0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,7 - 0,9
	Cấu trúc phức tạp	0,7 - 1,0	0,6 - 0,9	0,5 - 0,8	0,4 - 0,7
	Biên độ cấu tạo nhỏ, chuyển đổi độ sâu còn chưa chắc chắn	0,6 - 0,9	0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,3 - 0,6
Liên kết kém, xa các giếng khoan	Cấu trúc ít phức tạp	0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,7 - 0,9	0,5 - 0,8
	Cấu trúc rất phức tạp	0,7 - 0,9	0,6 - 0,9	0,4 - 0,8	0,3 - 0,7
	Biên độ cấu tạo nhỏ, chuyển đổi độ sâu còn chưa chắc chắn	0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,3 - 0,6	0,2 - 0,5
Liên kết không chắc chắn, áp dụng trên cơ sở mô hình tương tự	Cấu trúc ít phức tạp	0,9 - 1,0	0,7 - 1,0	0,6 - 0,8	0,4 - 0,7
	Cấu trúc rất phức tạp	0,4 - 0,7	0,3 - 0,6	0,2 - 0,5	0,1 - 0,4
	Biên độ cấu tạo nhỏ, chuyển đổi độ sâu còn chưa chắc chắn	0,3 - 0,7	0,2 - 0,6	0,1 - 0,5	0,1 - 0,4

Bảng 3. Xác suất của đá mẹ hiệu quả với lượng thể tích và mức độ trưởng thành [1]

Mức độ tin tưởng của số liệu		Môi trường lắng đọng trầm tích	Giới hạn cho môi trường biển hoặc đầm hồ với loại vật chất hữu cơ sapropelic tập trung	Hỗn hợp giữa môi trường biển và đầm hồ với lượng vật chất hữu cơ sapropelic phân tán	Môi trường châu thổ với hầu hết vật chất hữu cơ humic (terrestrial chủ yếu là khí)
Đá mẹ đã chứng minh	Thể tích đủ		0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,8 - 1,0
	Thể tích tối thiểu		0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,4 - 0,7
	Trưởng thành tối thiểu		0,3 - 0,6	0,2 - 0,5	0,2 - 0,5
Đá mẹ chất lượng thấp	Thể tích đủ		0,7 - 0,9	0,6 - 0,8	0,6 - 0,8
	Thể tích tối thiểu		0,4 - 0,6	0,3 - 0,6	0,3 - 0,6
	Trưởng thành tối thiểu		0,2 - 0,5	0,1 - 0,4	0,1 - 0,4
Đá mẹ lý thuyết	Thể tích đủ		0,5 - 0,8	0,4 - 0,7	0,4 - 0,7
	Thể tích tối thiểu		0,3 - 0,7	0,3 - 0,6	0,3 - 0,6
	Trưởng thành tối thiểu		0,1 - 0,4	0,1 - 0,4	0,1 - 0,4
Đá mẹ dự báo tương tự	Thể tích đủ		0,4 - 0,7	0,3 - 0,7	0,3 - 0,7
	Thể tích tối thiểu		0,2 - 0,6	0,2 - 0,5	0,2 - 0,5
	Trưởng thành tối thiểu		0,1 - 0,4	0,1 - 0,3	0,1 - 0,3

một vùng đặc biệt với giá trị độ rỗng chung nhỏ (thậm chí nhỏ hơn độ rỗng mao dẫn). Khi phân tích đối tượng triển vọng nằm ở độ sâu lớn hơn, chúng ta nên xác định độ rỗng nhỏ nhất có thể cho dòng sản phẩm. Đây là giá trị nhỏ nhất của độ rỗng trong xác định trữ lượng.

2.2. Xác suất (= độ tin cậy) về sự hiện diện của một bể/cấu tạo địa chất của đối tượng chứa trong thực tế có thực

sự như được thể hiện trên bản đồ và mặt cắt địa chấn? Điều phải chú ý ở đây là chúng ta không cần phải có một “cấu tạo” như là một cấu tạo vòm hay một cấu tạo khép kín kể đứt gãy, mà cần các “bình đồ và mặt cắt” thể hiện chính xác hình dạng của cấu trúc.

Việc vẽ bản đồ đối tượng triển vọng gồm 3 quá trình chính [1, 2]: Minh giải các tuyến địa chấn; Xây dựng bản

đồ thời gian (của nóc và đáy) các tầng phản xạ; Chuyển đổi từ thời gian sang chiều sâu. Xác suất của việc phác họa chính xác thể tích đá tối thiểu bằng bản đồ nóc và đáy vỉa, tính toán diện tích khu vực cấu tạo khép kín và chuyển đổi sang độ sâu... cùng với vị trí của bẫy tại vị trí xác định. Đánh giá xác suất của sự tồn tại của các thể địa chất được xem xét là một bẫy dầu khí cần phân tích các điểm sau:

- Chất lượng tài liệu địa chấn;
- Sự đảm bảo của tài liệu địa chấn;
- Minh giải địa chấn;
- Xác định các bề mặt nóc/đáy đá chứa;
- Mức độ tin tưởng của bẫy đã xác định;
- Chuyển đổi độ sâu.

2.3. Xác suất (= độ tin cậy) về một hệ thống nạp bẫy gồm sự hiện diện của đá mẹ sinh dầu khí có thể nạp một lượng hydrocarbon nào đó cho một cấu tạo triển vọng như thế nào. Yếu tố cơ hội địa chất này liên quan đến các vấn đề như có đá mẹ hiệu quả (trong phạm vi gồm chất lượng đá mẹ, thể tích và mức độ trưởng thành) và cơ chế di cư dầu khí từ các đá mẹ đến bẫy được đóng kín.

Tham số xác suất của một hệ thống nạp bẫy này ký hiệu là P3, là tích của xác suất đá mẹ hiệu quả, P3a và xác suất của quá trình di cư hiệu quả, P3b. Từng hợp phần của hệ thống nạp dầu khí, P3a và P3b phải được đánh giá một cách độc lập. Để đánh giá tham số này yêu cầu phải phân tích tiềm năng của đá mẹ trước khi chúng ta tiến hành tính toán thể tích của đối tượng triển vọng. Để phân tích cần theo các bước sau:

Tính toán thể tích một lượng nạp dầu khí cho một đối tượng triển vọng có thể áp dụng công thức:

$$HCIF = A \times h \times TOC \times \tau \times \alpha \times \beta$$

Trong đó:

HCIF: Lượng dầu khí nạp bẫy;

A: Diện tích vùng hút dầu;

h: Chiều dày trung bình;

TOC: Tổng khối lượng vật chất hữu cơ;

τ : Hệ số vận chuyển;

α : Hệ số nhả dầu của đá mẹ: pha di cư nguyên sinh;

β : Hệ số di cư thứ sinh.

Xác suất của việc nạp dầu khí hiệu quả được xác định là:

$$P3 = P3a \times P3b$$

Trong đó: P3a: Xác suất của đá mẹ hiệu quả trong phạm vi ở đó phải tồn tại một lượng thể tích đủ của đá mẹ trưởng thành có chất lượng và nằm trong vùng hút dầu thể hiện trên bản đồ cấu trúc;

P3b: Xác suất di cư hiệu quả của lượng hydrocarbon từ đá mẹ đến các cấu tạo.

Các tham số phải phân tích gồm:

- Chất lượng và mức độ trưởng thành của các đá mẹ tiềm năng.
- Loại hydrocarbon nào được sinh ra.
- Thể tích của đá mẹ trưởng thành trong phạm vi vùng hút dầu.

Bảng 4. Xác suất kết hợp của thời di cư và thời tạo bẫy [1]

Thời gian Di cư	Bẫy được thành tạo trước thời điểm khởi phát sự di cư của hydrocarbon	Thời tạo bẫy và thời di cư trùng nhau	Bẫy đã được hình thành khi đá mẹ được giả thiết là đã quá chín "overcooked"
Di cư ngắn/địa phương	0,9 - 1,0	0,4 - 0,8	0,1 - 0,4
Di cư theo chiều ngang mà không có các lớp chắn	0,8 - 0,9	0,4 - 0,7	0,1 - 0,3
Di cư theo chiều ngang và có các lớp chắn	0,5 - 0,8	0,2 - 0,5	0,1 - 0,3
Di cư theo chiều thẳng đứng mà không có các lớp chắn	0,7 - 0,9	0,3 - 0,6	0,1 - 0,3
Di cư theo chiều thẳng đứng có các lớp chắn	0,4 - 0,6	0,2 - 0,4	0,1 - 0,2
Khoảng cách di cư lớn	0,4 - 0,6	0,2 - 0,4	0,1 - 0,2
Bẫy được hình thành trong quá trình di cư của hydrocarbon	0,2 - 0,4	1,0 - 0,3	0,1

Bảng 5. Xác suất của yếu tố bảo tồn bẫy hiệu quả [1]

Các quá trình địa chất xảy ra sau khi hình thành các tích tụ		Dữ liệu khống chế	Tốt, rõ ràng (địa chấn, giếng khoan...)	Các dữ liệu khống chế và minh giải có chất lượng từ kém đến trung bình	Không rõ ràng, xấu (địa chấn, giếng khoan...)
Không diễn ra các hoạt động nào	Không có các hoạt động kiến tạo xảy ra sau khi dầu khí đã tích tụ		0,9 - 1,0	0,8 - 1,0	0,7 - 1,0
	Các bẫy ở phần nông, có thể bị phá hủy do quá trình biến đổi sinh học		0,8 - 0,9	0,4 - 0,7	0,1 - 0,3
Bào mòn	Bẫy kết nối với các đá mẹ đang sinh hydrocarbon		0,7 - 0,9	0,3 - 0,6	0,1 - 0,3
	Bẫy không kết nối với các đá mẹ đang sinh hydrocarbon		0,5 - 0,8	0,2 - 0,5	0,1 - 0,2
Chuyển động nâng và nghiêng	Hình dáng, thể tích, và điểm đỉnh cấu tạo không thay đổi		0,7 - 0,9	0,4 - 0,7	0,2 - 0,4
	Hình dáng, thể tích và điểm đỉnh cấu tạo thay đổi		0,5 - 0,6	0,3 - 0,4	0,1 - 0,2
Tái hoạt động các đứt gãy	Nén ép		0,5 - 0,7	0,4 - 0,5	0,3 - 0,4
	Căng giãn		0,4 - 0,6	0,3 - 0,4	0,1 - 0,3

- Các mốc thời gian cho sự kiện bắt đầu và kết thúc của một pha di cư.

- Bản đồ khu vực hút dầu và các đường di cư của hydrocarbon.

- Vẽ bản đồ của các điểm nạp - tràn tương ứng

Đối với các khu vực còn thiếu thông tin, cách tiếp cận cơ bản nhất phải xây dựng mô hình địa hóa cho vùng dự đoán.

Một tham số quan trọng cần phải xem xét đó là thời gian dầu khí bắt đầu di cư và thời gian hoàn thiện bẫy. Ở đây, chúng ta phải phân tích xác suất bẫy được hình thành cùng với thời điểm hydrocarbon bắt đầu di cư và cho phép thành tạo các tích tụ. Chúng ta phải giả thiết rằng bẫy là hiệu quả trong phạm vi các đặc tính chắn của nó (gồm cả đứt gãy và đất đá phủ trên). Chắc chắn phải giả thiết rằng bẫy đã tồn tại liên tục từ thời kỳ nó được hoàn thiện (tức là xác suất tồn tại một vỉa chứa hiệu dụng $P1 = 1$ và $P2b$ xác suất cơ chế hình thành hiệu quả của đá chắn với cấu tạo về được bản đồ $P2b = 1$). Nếu một minh tài liệu địa chấn không đủ cho phép xác định thời gian bẫy hoàn thiện chúng ta phải quay trở lại tiếp cận từ đầu với các nguồn tài liệu khác.

Một điều quan trọng cần lưu ý trong phân tích hệ thống nạp dầu khí đó là quá trình này kết thúc tại thời điểm dầu khí đã được tích tụ trong các bẫy dầu khí và bẫy đó được chắn. Việc khẳng định này để chúng ta loại bỏ

những ngờ về rủi ro của tham số xác suất liên quan đến yếu tố bảo tồn ($P4$) sau khi các dầu khí đã được tích tụ.

Khi phân tích các cơ chế di cư tiềm năng, chúng ta phải xét đến mức độ phức tạp của cấu trúc địa chất, độ nghiêng/dốc của các hệ tầng đóng vai trò dẫn, đặc điểm thạch học của chúng và tính chắn nguyên vẹn tại mặt bên của các đá dẫn dọc theo suốt trục đường di cư. Nhìn chung đối với khí đặc điểm di cư theo chiều thẳng đứng thể hiện rõ hơn so với dầu trong xu hướng chọn con đường di cư theo chiều thẳng đứng.

2.4. Xác suất (= độ tin cậy) về sự tồn tại một bẫy được chắn kín với hình dạng cấu trúc như đã mô tả và xác suất về sự hình thành của bẫy trước khi dầu khí di cư vào diện tích của cấu tạo triển vọng như thế nào?

Chúng ta cần đề cập tới 3 vấn đề. Đầu tiên là khả năng chắn giữa các tầng chứa và chắn nóc, đáy và ngang (gồm cả các bẫy cấu tạo khép kín, kể đứt gãy hay các bẫy địa tầng). Các yếu tố cần quan tâm nữa như độ nhớt của chất lỏng, chiều dày tầng chứa, độ thấm tương đối hay lịch sử phát triển đứt gãy đều ảnh hưởng đến vấn đề chắn. Thứ hai là vấn đề thời điểm như đã nói ở mục trên. Nếu bẫy được thành tạo sau khi đã xảy ra di cư dầu khí, thì khó có khả năng bẫy đó có chứa dầu khí. Thứ ba liên quan đến bảo tồn dầu khí đã nạp vào tầng chứa không bị nước đẩy đi hay bị phá hủy. Thuật ngữ “bẫy” ở đây không bao hàm ý nghĩa về hình học hay hình dạng mà ngụ ý về sự chứa và

chấn. Một vấn đề khó khăn trong thang điểm này là vấn đề lượng sản phẩm có trong tầng chứa. Đối với các mỏ để phát triển, tất cả yêu cầu về bẫy được chấn kín phải đều thỏa mãn.

Xác suất của sự bảo tồn hydrocarbon hiệu quả trong một đối tượng triển vọng sau khi đã được tích tụ, P4 chúng ta sẽ phải kiểm tra quá trình của các sự kiện từ thời điểm hydrocarbon tích tụ đến ngày nay. Các hướng dẫn được trình bày trong bảng 5.

Hệ số thành công của một đối tượng triển vọng theo nguyên lý toán xác suất là tích của 4 tham số/4 yếu tố cơ hội địa chất (đá chứa; bẫy chứa; hệ thống nạp bẫy; khả năng bảo tồn sau khi đã tích tụ) [1]. Xác suất gặp một phát hiện là một giá trị mà có thể dùng cho cả việc tính toán giá trị kinh tế dự án và còn là một tham số quan trọng trong việc đánh giá nguồn tài nguyên chưa được phát hiện trong quá trình phân tích play ở một khu vực xác định.

Xác suất của một phát hiện là một xác suất chủ quan mà một phần là dựa vào kiến thức chủ quan và dữ liệu lịch sử thống kê, một phần dựa trên phán đoán chủ quan và ngoại suy trên cơ sở các tham số địa chất vùng. Xác suất của một phát hiện cũng là giá trị không thể đo trực tiếp được với thực tế là sau khi có kết quả khoan sẽ chỉ có 2 trường hợp xảy ra: hoặc là có phát hiện hoặc là giếng khô.

Do vậy việc đánh giá sau khi khoan phải được thực hiện một cách đồng bộ với các giếng khoan thăm dò và các kết quả được phân tích thống kê với mục tiêu để hiệu chỉnh. Các nghiên cứu này sẽ rất hữu ích đối với việc hiệu chỉnh kiến thức về lịch sử địa chất và tiềm năng trong một vùng xác định. Sự hiệu chỉnh các tham số rủi ro trong một vùng nên được thực hiện khi có thêm thông tin mới. Điều này sẽ hiệu chỉnh phù hợp với các mô hình địa chất dầu khí, mà ngược lại sẽ tác động đến xác suất phát hiện của các đối tượng còn lại.

ThS. Trần Châu Giang (gửi thiệu)

Tài liệu tham khảo

1. CCOP. *The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects*. 2000.
2. Robertson Petroleum Training Centre Course. *Prospect Evaluation*. 1992.
3. James A Mackay. *Kinh tế Tìm kiếm thăm dò và Đánh giá rủi ro*. 1995.
4. JOCMEC/TRC Training Program Exploration Geology Course. *Petroleum Geochemistry - Petroleum System Analysis*. 2004.

Risk assessment in petroleum system analysis

Tran Chau Giang

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

The concept of “petroleum system” was first introduced in early 1970’s by Wallace G. Dow and today it is widely used by exploration geologists. To study and evaluate a petroleum system, we have to analyse the basic elements that make up this system such as source rocks, reservoirs, seals, along with three processes that combine all the above factors: the formation of oil and gas traps, the hydrocarbon generation → the hydrocarbon accumulation and the traps’ ability to preserve oil and gas [1 - 4]. The estimation of the probability of a hydrocarbon discovery is essentially risk assessment in petroleum exploration. The major risks may include: geological risks, commercial risks, technical risks, financial risks, political risks, natural disasters, and climate change [1, 3]. In the context of this article, however, we are only referring to the geological risks. Large variations have been documented when various oil and gas companies assessed the same prospects. This paper introduces risk assessment methodology based on CCOP’s guidelines for risk assessment of petroleum prospects with the desire to build a unified procedure for petroleum system analysis in Viet Nam.

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ XÚC TÁC LƯỠNG KIM LOẠI Pd - Cu/C* TRONG QUÁ TRÌNH XỬ LÝ CÁC HỢP CHẤT HỮU CƠ CHỨA CHLORINE

ThS. Hoàng Thị Phương
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Phương pháp hydrodechlorination - HDC (sử dụng kim loại Pt, Pd và Ni làm xúc tác) hiện đang được coi là phương pháp hiệu quả nhất để xử lý các hợp chất hữu cơ chứa chlorine (Cl) trước khi thải ra môi trường. Tuy nhiên, các kim loại quý thường chi phí cao, dễ gây ngộ độc xúc tác và nhanh mất hoạt tính [12, 13] nên vẫn cần nghiên cứu để tìm ra biện pháp cải thiện khả năng làm việc của xúc tác [1]. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã nghiên cứu thêm Cu vào hợp phần xúc tác, kết quả không những làm tăng hoạt tính mà còn kéo dài thời gian làm việc của xúc tác. Trong bài báo này, nhóm tác giả nghiên cứu đánh giá hiệu quả của xúc tác lưỡng kim loại Pd-Cu/C* trong quá trình xử lý các hợp chất hữu cơ chứa chlorine trước khi thải ra môi trường.

1. Giới thiệu

Các hợp chất hữu cơ chứa chlorine đã và đang được sử dụng rộng rãi để sản xuất thuốc bảo vệ thực vật, làm sạch bề mặt kim loại, dùng trong công nghiệp thuốc nhuộm, làm dung môi cho các quá trình hóa học... Các chất này sau khi sử dụng thường được thải ra môi trường, gây ô nhiễm nguồn nước, phá hủy tầng bình lưu, gây ra mưa acid... Vì vậy, nhiều nhà khoa học đã nghiên cứu để tìm phương pháp xử lý các hợp chất này trước khi thải ra môi trường.

Theo nghiên cứu của nhóm tác giả, việc thêm Cu vào hợp phần xúc tác không những làm tăng hoạt tính xúc tác mà còn kéo dài thời gian làm việc của xúc tác. Hơn nữa, việc sử dụng kim loại thứ hai sẽ giúp giảm hàm lượng kim loại quý cần dùng trong tổng hợp xúc tác nên có ý nghĩa rất lớn về mặt kinh tế. Ở nhiệt độ 350°C, độ chuyển hóa của tetrachloroetylen (TTCE) trên xúc tác tại phút thứ 30 và 60 đạt gần 97%, đến phút thứ 270 hoạt tính của xúc tác giảm xuống còn 82%. Sau đó, hoạt tính của xúc tác không ổn định và có xu hướng tiếp tục giảm. Ở nhiệt độ 300°C, độ chuyển hóa của TTCE trên xúc tác tăng đều hơn ở nhiệt độ 350°C nhưng độ chuyển hóa cao nhất tại nhiệt độ này chỉ gần 91%.

Độ chuyển hóa của TTCE ổn định hơn, không có sự thay đổi rõ ràng như ở nhiệt độ 350°C.

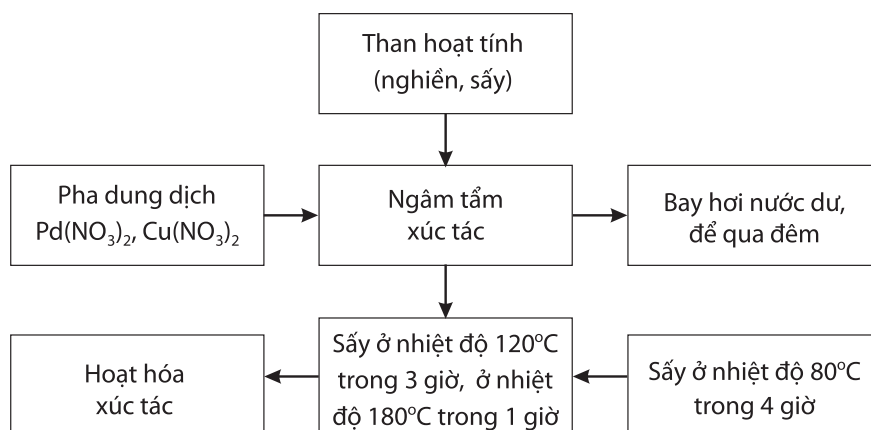
2. Thực nghiệm

2.1. Điều chế xúc tác lưỡng kim loại Pd - Cu/C*

Xúc tác lưỡng kim loại Pd-Cu/C* được điều chế theo sơ đồ Hình 1.

- Xúc tác Pd - Cu/C* đã tổng hợp có bề mặt hơi xốp, ngoại quan có màu tối sẫm [7, 14].
- Trong nghiên cứu này, các mẫu xúc tác được tổng hợp có hàm lượng kim loại chiếm tỷ lệ 1% [8, 17].

Ký hiệu và tỷ lệ thành phần các mẫu xúc tác đã tổng hợp thể hiện trong Bảng 1.



Hình 1. Quy trình tổng hợp xúc tác lưỡng kim loại Pd - Cu/C*

2.2. Đánh giá hoạt tính xúc tác [2, 3, 21]

Để đánh giá hoạt tính xúc tác đối với phản ứng hydrodeclo hóa TTCE, các mẫu xúc tác sau khi được chuẩn bị và kiểm tra đặc trưng hóa lý sẽ được nghiên cứu trên sơ đồ phản ứng dạng vi dòng. Thành phần nguyên liệu cũng như sản phẩm trước và sau phản ứng sẽ được phân tích bằng sắc ký khí kết nối trực tiếp với hệ phản ứng. Các thông số nghiên cứu quá trình phản ứng: lưu lượng xúc tác 50mg, lưu lượng dòng H_2 80ml/phút, lưu lượng dòng Ar 120ml/phút, nhiệt độ vùng phản ứng 300°C. Trước khi phản ứng, xúc tác được hoạt hóa ở nhiệt độ 300°C trong 3 giờ với dòng khí 10% H_2 /Ar, lưu lượng 50ml/phút [5, 11, 19]. Bảng 2 thể hiện chế độ phân tích sản phẩm bằng sắc ký khí.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Ảnh hưởng của hợp phần xúc tác tới độ phân tán kim loại trên chất mang

3.1.1. Mẫu xúc tác đơn kim loại Cu [2, 9]

Kết quả chụp ảnh kính hiển vi điện tử truyền qua (TEM - Transmission Electron Microscope) mẫu P0 (1% Cu/C*) được thể hiện trên Hình 2.

Hình 2 cho thấy, trên nền C^* không hiển thị các hạt kim loại Cu. Như vậy không thể quan sát được các hạt kim loại Cu bằng ảnh TEM.

Bảng 1. Thành phần các mẫu xúc tác đã tổng hợp

Ký hiệu mẫu	Thành phần kim loại	Tỷ lệ Pd/Cu (%)
P100	1% (Pd)/C*	-
P75	1% (Pd - Cu)/C*	75%Pd : 25%Cu
P50	1% (Pd - Cu)/C*	50%Pd : 50%Cu
P25	1% (Pd - Cu)/C*	25%Pd : 75%Cu
P0	1% (Cu)/C*	-

Bảng 2. Điều kiện phân tích sản phẩm phản ứng HDC TTCE

Detector	FID	
	Nhiệt độ	250°C
	Không khí	35ml/phút
	H_2	40ml/phút
	N_2	30ml/phút
Cột	Cột mao quản, cột Thermo TR-5 30 x 0,32mm ID x 0,25μm film	
Lò	Nhiệt độ	40°C
	Thời gian	13,5 phút
Dòng vào	Có chia dòng	
	Tốc độ chia dòng	54ml/phút
	Nhiệt độ	150°C
	Tỷ lệ chia dòng	67
Khí mang	0,8ml/phút	

3.1.2. Mẫu xúc tác đơn kim loại Pd [15, 16]

Kết quả chụp ảnh TEM của mẫu P100 (1% Pd/C*) thể hiện trên Hình 3.

Hình 3 [4, 10] cho thấy các hạt kim loại có kích thước lớn từ 40 - 70nm được hình thành bởi sự tập trung của các hạt Pd co cụm thành từng khối xảy ra trên bề mặt chất mang. Bên cạnh đó, sự phân tán các tâm kim loại thưa và không đều nhau, có hạt ở rất gần nhưng có hạt lại ở rất xa nhau.

3.1.3. Mẫu xúc tác lưỡng kim loại Pd - Cu [5]

Ảnh TEM của mẫu P25 (1% Pd - Cu/C* với tỷ lệ Pd/Cu = 25% : 75%) cho thấy kích thước các hạt kim loại nhỏ, trung bình từ 20 - 40nm; các tâm kim loại phân tán dày đặc và đồng đều trên toàn bộ bề mặt chất mang (Hình 4) [6].

Như vậy, khi có Cu trong hợp phần xúc tác thì kích thước hạt kim loại nhỏ hơn do Cu đã ngăn cản sự co cụm của các hạt Pd, đồng thời làm cho các tâm kim loại được trải đều trên toàn bộ diện tích bề mặt chất mang [18, 20]. Tuy nhiên, điều này phụ thuộc khá nhiều vào tỷ lệ của 2 kim loại Pd và Cu nên cần phải lựa chọn một tỷ lệ thích hợp (25% Pd - 75% Cu). Số lượng tâm hoạt tính tăng cho phép dự đoán khả năng tăng cường hoạt tính xúc tác với mẫu lưỡng kim loại so với mẫu đơn kim loại.

3.2. Ảnh hưởng của Cu đến lượng sản phẩm, hoạt tính và thời gian làm việc của xúc tác

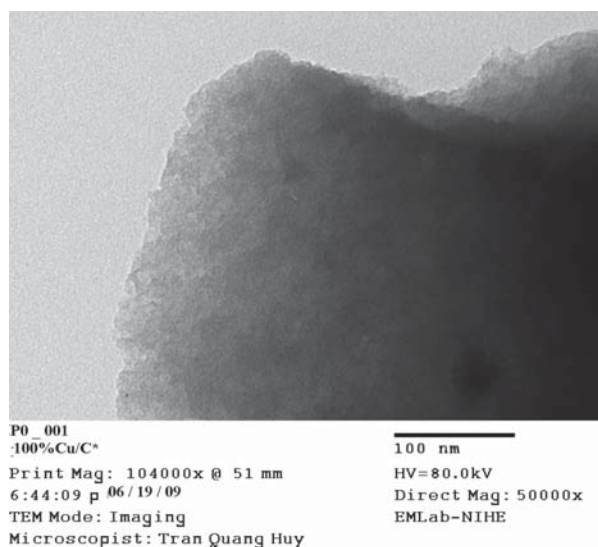
3.2.1. Ảnh hưởng của Cu tới hoạt tính của xúc tác

Để đánh giá yếu tố này có ảnh hưởng đến hoạt tính xúc tác, nhóm tác giả đã thử nghiệm phản ứng chuyển hóa TTCE trên cả 5 mẫu P100, P75, P50, P25, P0, trong cùng một điều kiện sau:

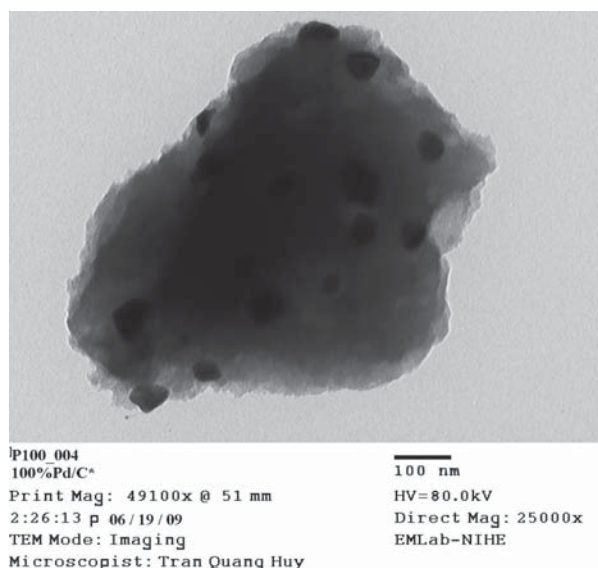
- Hoạt hóa xúc tác: 300°C trong 3 giờ bằng dòng H_2 50ml/phút;
- Nhiệt độ phản ứng: 300°C;
- Thời gian phản ứng: 300 phút;
- Khối lượng xúc tác: 50mg.

Kết quả thu được thể hiện trên Hình 5.

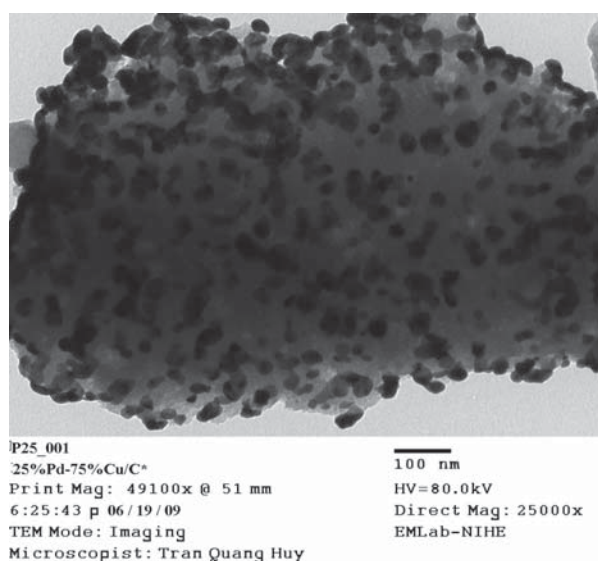
Hình 5 cho thấy: Mẫu P25 cho độ chuyển hóa TTCE cao nhất là gần 90%, 2 mẫu P75 và P50 cho độ chuyển hóa trên 80%, trong khi đó độ chuyển hóa của mẫu P100 chỉ đạt



Hình 2. Hình ảnh TEM của mẫu P0



Hình 3. Hình ảnh TEM của mẫu P100



Hình 4. Hình ảnh TEM của mẫu P25

39% và thấp nhất là mẫu P0 với 35%. Như vậy, khi sử dụng xúc tác lưỡng kim loại thì hoạt tính của xúc tác trội hơn so với khi sử dụng xúc tác chỉ chứa một kim loại Pd hoặc Cu.

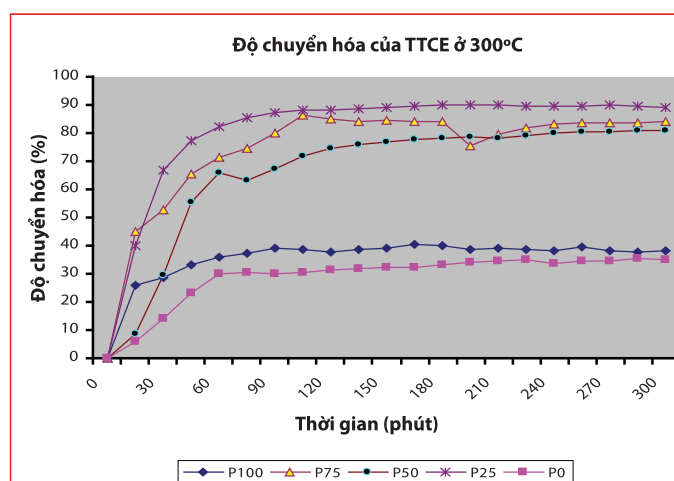
Hoạt tính của 3 mẫu lưỡng kim loại P25, P50, P75 đều tăng rõ rệt so với 2 mẫu đơn kim loại P100 và P0. Xét về thời gian đạt độ ổn định về hoạt tính, mẫu P25 tăng nhanh và ổn định nhất trong suốt thời gian phản ứng (từ phút 80 trở đi) so với 4 mẫu còn lại. Các mẫu P75 và P50 cho độ chuyển hóa cao, nhưng hoạt tính của xúc tác này làm việc không ổn định trong thời gian phản ứng. Như vậy, tỷ lệ kim loại cũng ảnh hưởng lớn đến tính chất và khả năng làm việc của xúc tác, trong đó tỷ lệ Pd/Cu = 25% : 75% tỏ ra ưu việt hơn. Khả năng phân tán dày đặc và đồng đều trên toàn bộ bề mặt chất mang khi quan sát trên ảnh TEM.

3.2.2. Ảnh hưởng của Cu đến lượng sản phẩm

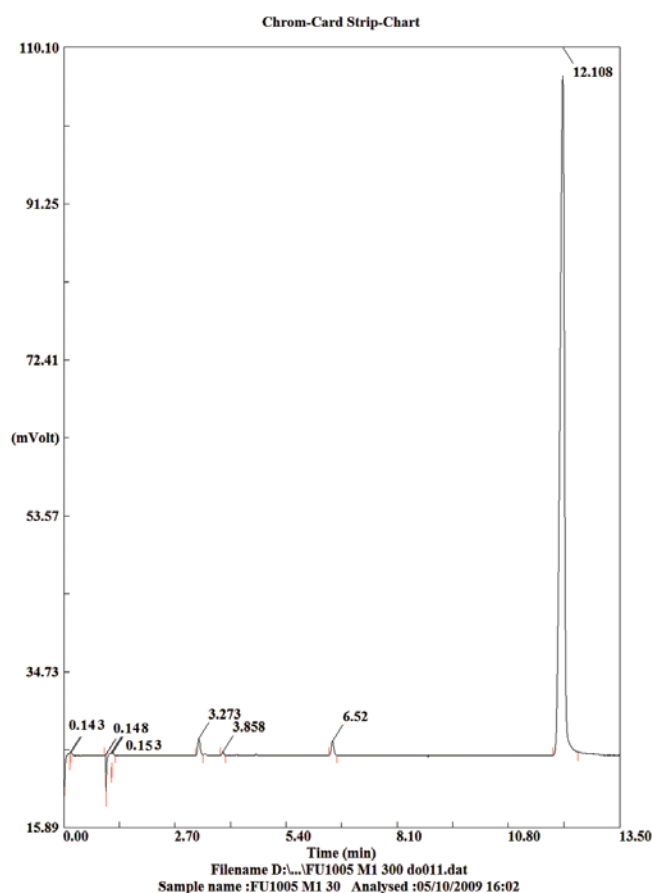
Lượng sản phẩm hình thành trong quá trình HDC TTCE được thể hiện rõ nhất trong giản đồ sắc ký khí. Để đánh giá tính chất này, nhóm tác giả dựa vào giản đồ sản phẩm của 2 mẫu P100 và P25 (Hình 6 và 7).

Theo quan sát trên giản đồ sắc ký, sản phẩm chuyển hóa TTCE trên 2 mẫu có sự khác nhau đáng kể. Đối với mẫu P100, chỉ có đỉnh (peak) TTCE chưa phản ứng là lớn và rõ ràng nhất, các peak sản phẩm rất nhỏ tại phút 3,275 phút và 6,522 phút. Nhưng khi sử dụng xúc tác P25, các peak xuất hiện lớn và rất rõ nét ở thời điểm 3,275 phút và 6,522 phút. Điều đó cho thấy hàm lượng Cu có ảnh hưởng đến lượng sản phẩm.

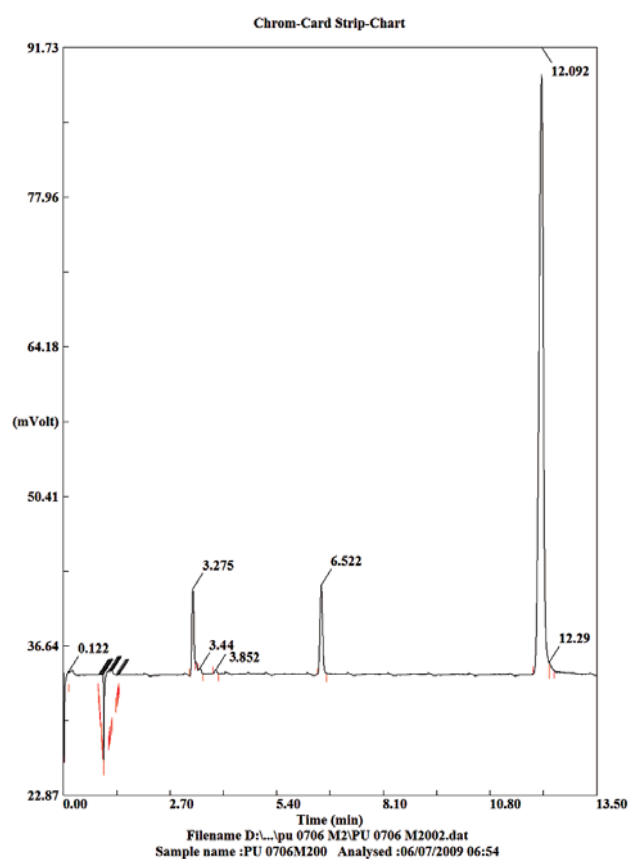
Tuy nhiên, dựa vào thời gian lưu của sản phẩm qua một số tài liệu nghiên cứu đã công bố thì peak 1 xuất hiện ở 3,275 phút là sản phẩm C_2 , có thể là C_2H_2 hoặc C_2H_4 đã tách hết chlorine ở mức độ khác nhau trong đó peak 1 là C_2H_2 còn peak 2 ở 6,522 phút là một sản phẩm trung gian vẫn còn chứa chlorine.



Hình 5. Độ chuyển hóa của TTCE trên các mẫu P100, P50, P25, P75, P0



Hình 6. Sản phẩm phản ứng HDC trên mẫu xúc tác P100



Hình 7. Sản phẩm phản ứng HDC trên mẫu xúc tác P25

3.2.3. Ảnh hưởng của Cu đến thời gian làm việc của xúc tác

Để đánh giá độ bền của xúc tác, nhóm tác giả đã khảo sát thời gian phản ứng của 2 mẫu P25 và P100 trong khoảng 1.200 phút. Kết quả thu được trên Hình 8.

Hình 8 cho thấy, xúc tác P25 lượng kim loại có hoạt tính cao hơn so với mẫu xúc tác P100 chỉ chứa Pd. Với P25 độ chuyển hóa TTCE ổn định ở mức trung bình gần 90% trong khi đó với P100 giá trị này là 39%. Mức độ chuyển hóa TTCE tối đa đạt được khi sử dụng P25 là 92% và khi sử dụng P100 là 46%. Thời gian ổn định hoạt tính của P25 cũng nhanh hơn so với P100, cụ thể P100 cần 160 phút để ổn định hoạt tính, còn P25 chỉ mất 80 phút.

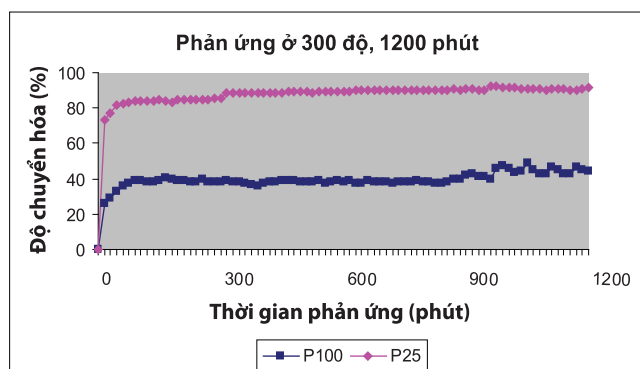
Xem xét sự biến thiên về độ chuyển hóa TTCE theo thời gian phản ứng cho thấy xúc tác P100 bắt đầu có xu hướng mất hoạt tính sau 20 giờ phản ứng, trong khi đó xúc tác P25 vẫn duy trì hoạt tính ổn định ở mức trên 90% chuyển hóa TTCE. Rõ ràng sự có mặt Cu trong hợp phần xúc tác đã cải thiện đáng kể hoạt tính và độ bền xúc tác, thể hiện ở độ chuyển hóa của nguyên liệu tăng, nhanh đạt tới mức ổn định hoạt tính và vẫn chưa có dấu hiệu mất hoạt tính sau 20 giờ phản ứng.

Nhận xét này càng được củng cố khi xem xét các kết quả chụp TEM của xúc tác P25 (có kích thước tâm nhỏ hơn, độ phân tán đều hơn). Đây chính là nguyên nhân giúp cho xúc tác P25 có thời gian làm việc dài hơn do có nhiều tâm xúc tác hoạt động hơn. Xúc tác P100 nhanh mất hoạt tính hơn xúc tác P25 chứng tỏ ảnh hưởng rõ rệt của kim loại thứ 2 đến hoạt tính cũng như độ bền của xúc tác. Sự có mặt của Cu không những cải thiện đáng kể hoạt tính của xúc tác mà còn giúp sẽ ngăn cản sự co cụm của các hạt Pd và nâng cao hoạt tính, độ bền của xúc tác.

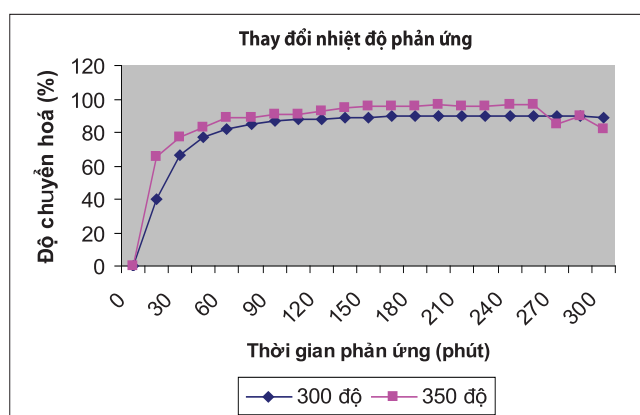
3.3. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến quá trình phản ứng

Ảnh hưởng của nhiệt độ tới khả năng làm việc của xúc tác P25 trong phản ứng HDC TTCE được nghiên cứu ở 2 điều kiện nhiệt độ 300°C và nhiệt độ 350°C. Kết quả thể hiện trên Hình 9.

Hình 9 cho thấy khi nhiệt độ giảm thì độ chuyển hóa của TTCE trên xúc tác cũng giảm. Vì phản ứng hydrodechloro hóa là phản ứng thu nhiệt nhẹ, nên khi tăng nhiệt độ phản ứng sẽ dẫn đến tốc độ phản ứng tăng theo. Cần chú ý khi nhiệt độ tăng cao quá sẽ làm cho phản ứng xảy ra rất mạnh, tạo điều kiện xảy ra các phản ứng trùng hợp tạo cốc bám trên bề mặt chất mang làm bao phủ các tâm kim loại, ngăn cách các trung tâm phản ứng với chất phản ứng, dẫn đến làm giảm hoạt tính của xúc tác.



Hình 8. Độ chuyển hóa TTCE trên mẫu P25 và P100 (khi thay đổi thời gian)



Hình 9. Độ chuyển hóa TTCE trên mẫu P25 và P100 (khi thay đổi nhiệt độ)

4. Kết luận

Qua kết quả phân tích, nhóm tác giả đã tổng hợp được xúc tác lưỡng kim loại P25 (1% Pd - Cu/C* với tỷ lệ Pd/Cu = 25% : 75%) có kích thước mao quản trung bình, độ tinh thể cao, kích thước hạt tương đối đồng đều. Thử nghiệm hoạt tính xúc tác P25 ở nhiệt độ 300°C và nhiệt độ 350°C cho thấy, nhiệt độ thấp cho phép đảm bảo hoạt tính xúc tác và duy trì khả năng làm việc xúc tác lâu dài hơn so với khi tiến hành ở nhiệt độ cao. Ở nhiệt độ 300°C, độ chuyển hóa của TTCE trên xúc tác đạt 90% tăng đều hơn ở nhiệt độ 350°C. Khi tiến hành đưa thêm Cu vào hợp phần xúc tác với tỷ lệ Pd/Cu = 25%: 75% không những làm tăng hoạt tính xúc tác mà còn kéo dài thời gian làm việc của xúc tác. Hơn nữa, việc sử dụng kim loại thứ hai sẽ giúp giảm hàm lượng kim loại quý cần dùng trong tổng hợp xúc tác, góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế.

Tài liệu tham khảo

1. Salvador Ordóñez, Herminio Sastre, Fernando V.Díez. *Hydrodechlorination of aliphatic organochlorinated*

compounds over commercial hydrogenation catalysts. Applied Catalysis B: Environmental. 2000; 25 (1): p. 49 - 58.

2. Stéphanie Lambert, Benoît Heinrichs, Alain Brasseur, André Rulmont, Jean-Paul Pirard. *Determination of surface composition of alloy nanoparticles and relationships with catalytic activity in Pd-Cu/SiO₂ cogelled xerogel catalysts.* Applied Catalysis A: General. 2004; 270 (1 - 2): p. 201 - 208.

3. Ozer Orbay, Song Gao, Brian Barbaris, Erik Rupp, A.Eduardo Sáez, Robert G.Arnold, Eric A.Betterton. *Catalytic dechlorination of gas-phase perchloroethylene under mixed redox conditions.* Applied Catalysis B: Environmental. 2008; 79 (1): p. 43 - 52.

4. Benoît Heinrichs, Francis Noville, Jean-Paul Pirard. *Pd/SiO₂-cogelled aerogel catalysts and impregnated aerogel and xerogel catalysts: synthesis and characterization.* Journal of Catalysis. 1997; 170 (2): p. 366 - 376.

5. N.Lingaiah, Md.A.Uddin, A. Muto, Yusaku Sakata. *Hydrodechlorination of chlorinated hydrocarbons over metal-carbon composite catalysts prepared by a modified carbothermal reduction method.* Chemical Communications. 1999; 17: p. 1657 - 1658.

6. Euro chlor risk assessment for the marine environment. <http://ec.europa.eu>. June 2002; 3.

7. E.V.Golubina, E.S.Lokteva, V.V.Lunin, N.S.Telegina, A.Yu.Stakheev, P.Tundo. *The role of Fe addition on the activity of Pd-containing catalysts in multiphase hydrodechlorination.* Applied catalysis A: General. 2006; 302 (1): p. 32 - 41.

8. Frank-Dieter Kopinke, Katrin Mackenzie, Robert Kohler. *Catalytic hydrodechlorination of groundwater contaminants in water and in the gas phase using Pd/γ-Al₂O₃.* Applied Catalysis B : Environmental. 2003; 44 (1): p. 15 - 24.

9. Hoàng Trọng Yên, Nguyễn Thị Thanh, Dương Văn Tuệ, Vũ Đào Thắng, Hồ Công Xinh. *Hóa học hữu cơ, tập 2.* Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội. 2002.

10. Hong Xie, Jane Y.Howe, Viviane Schwartz, John R.Monnier, Christopher T.Williams, Harry J.Ploehn. *Hydrodechlorination of 1,2-dichloroethane catalyzed by dendrimer-derived Pt-Cu/SiO₂ catalysts.* Journal of Catalysis. 2008; 259 (1): p. 111 - 122.

11. J.R.González-Velasco, A.Aranzabal, R.López-Fonseca, R.Ferret, J.A.González-Marcos. *Enhancement of the catalytic oxidation of hydrogen-lean chlorinated VOCs*

in the presence of hydrogen-supplying compounds. *Applied Catalysis B: Environmental*. 2000; 24 (1): p. 33 - 43.

12. Lò Văn Huynh. *Nghiên cứu sử dụng than hoạt tính để loại bỏ chất hữu cơ trong nước*. Luận án Tiến sĩ khoa học - Trung tâm Khoa học tự nhiên và Công nghệ Quốc gia, Hà Nội. 2001.

13. N.Chen, R.M.Rioux, F.H.Ribeiro. *Hydrodechlorination reactions of 2-chloro-1,1,1,2-tetrafluoroethane and chloroethane in H₂ and D₂ on Pd catalysts*. *Applied Catalysis A: General*. 2004; 271 (1 - 2): p. 85 - 94.

14. Nguyen Hong Lien, Nguyen Anh Duc. *Application of activated carbon as a catalyst support for hydrodechlorination of chlorinated organic compounds*. *Tạp chí Hóa học*. 2008 ; 46 (5A): p. 412 - 416.

15. Robert L.Grob, Eugene F.Barry. *Modern practice of gas chromatography*. 4th Edition. 2005.

16. Jim A.Field, Reyes Sierra. *Review of scientific literature on microbial dechlorination and chlorination of key chlorinated compounds*, 13th Quarterly Report 1st Quarter Year 2004 Report prepared for Euro Chlor. <http://www.eurochlor.org>,

17. Salvador Ordóñez, Herminio Sastre, Fernando V.Díez. *Hydrodechlorination of aliphatic organochlorinated compounds over commercial hydrogenation catalysts*. *Applied Catalysis B: Environmental*. 2000; 25 (1): p. 49 - 58.

18. Salvador Ordóñez, Fernando V.Díez, Herminio Sastre. *Characterisation of the deactivation of platinum and palladium supported on activated carbon used as hydrodechlorination catalysts*. *Applied Catalysis B: Environmental*. 2001; 31 (2): p. 113 - 122.

19. Stéphanie Lambert, Benoît Heinrichs, Alain Brasseur, André Rulmont, Jean-Paul Pirard. *Determination of surface composition of alloy nanoparticles and relationships with catalytic activity in Pd-Cu/SiO₂ cogelled xerogel catalysts*. *Applied Catalysis A: General*. 2004; 270 (1 - 2): p. 201 - 208.

20. Từ Văn Mặc. *Phân tích hóa lý*. 2001.

21. William Hyde Wollaston. *On a new metal, found in crude platina*. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*. 1814; 94: p. 419 - 430.

Evaluating the effectiveness of bimetallic catalyst of Pd-Cu/C* in the treatment of chlorinated organic compounds

Hoang Thi Phuong

Vietnam Petroleum Institute

Summary

Hydrodechlorination (HDC) using Pt, Pd and Ni as catalysts is considered one of the most effective methods to treat chlorinated organic compounds before they are discharged to the environment. Pt, Pd and Ni are, however, very expensive and prone to catalytic poisoning and rapid loss of catalytic activity. In this paper, the author evaluates the effectiveness of the bimetallic catalyst of Pd-Cu/C in the treatment of chlorinated organic compounds. By adding Cu in the catalyst, the researchers not only increase the catalytic activity but also extend the working time of the catalyst. Moreover, the use of a second metal will reduce the amount of precious metal required for the catalytic synthesis, which is of great significance in economic terms.

TỔNG HỢP POLYANILINE THEO PHƯƠNG PHÁP TRÙNG HỢP BỀ MẶT VỚI TÁC NHÂN TĂNG CƯỜNG DECYLPHOSPHONIC ACID

ThS. Phan Thế Anh, PGS. TS. Nguyễn Đình Lâm
Trường Đại học Bách khoa - Đại học Đà Nẵng

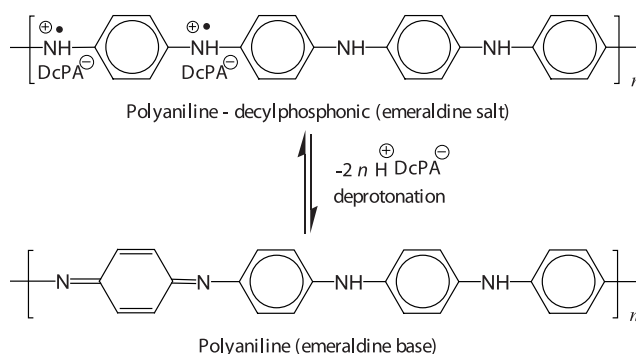
Tóm tắt

Polyaniline (PANI) được tổng hợp theo phương pháp trùng hợp bề mặt ở nhiệt độ phòng, sử dụng toluene làm pha hữu cơ để hòa tan aniline, chất oxy hóa ammonium persulfate (APS) và tác nhân tăng cường (doping) là decylphosphonic acid (DcPA) tan trong pha nước. Quá trình này được thực hiện tại Phòng Thí nghiệm Công nghệ Hóa dầu, Trường Đại học Bách khoa - Đại học Đà Nẵng. Nhóm tác giả đã sử dụng phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FT-IR) và phổ hấp thụ (UV-vis) để đánh giá đặc trưng cấu trúc phân tử của polyaniline thu được từ quá trình này (PANI-inter-DcPA). Sản phẩm có cấu trúc nano sợi đồng nhất với đường kính trung bình khoảng 50nm khi quan sát dưới kính hiển vi điện tử quét (SEM).

1. Giới thiệu

Polymer dẫn điện thuần (ICP) được ứng dụng nhiều trong một số lĩnh vực: cảm biến sinh học, bảo vệ ăn mòn, các lĩnh vực về điện, điện tử hay hóa học [1 - 3]. Polymer dẫn điện thuần có khả năng dẫn điện được do hệ thống liên kết π liên hợp trong cấu trúc hóa học. Khi bổ sung tác nhân tăng cường thích hợp, các polymer này có thể đạt độ dẫn điện gần bằng kim loại [4, 5]. Một số polymer dẫn điện thuần đã được tổng hợp: polyacetylene (PA), poly(p-phenylenevinylene) (PPV), poly(p-phenylene) (PPP), polyaniline (PANI), polythiophene (PT) và polypyrrole (PPy). Trong đó, polyaniline (PANI) được biết đến như một polymer có triển vọng nhất bởi quá trình tổng hợp dễ dàng, có độ dẫn điện cao, bền nhiệt, bền môi trường so với các loại polymer dẫn điện khác. Đặc biệt, tính chất của sản phẩm có thể điều chỉnh được bằng việc sử dụng tác nhân tăng cường và dễ dàng điều chỉnh mức độ doping với acid, khử doping với base.

Mặc dù có nhiều trạng thái oxy hóa [6], nhưng trạng thái phổ biến nhất của polyaniline là bị oxy hóa một phần (emeraldine), khi được doping với acid sẽ thành "PANI salt" có màu xanh lá cây và có độ dẫn điện khoảng 10^5S.cm^{-1} (gần bằng vật liệu bán dẫn). Độ dẫn điện của polyaniline cao hơn nhiều so với các vật liệu polymer thông thường ($< 10^{-9} \text{S.cm}^{-1}$) nhưng lại thấp hơn so với các kim loại thông dụng ($> 10^4 \text{S.cm}^{-1}$). Polyaniline bị khử doping bởi base (ammonium hydroxyde) sẽ thành "PANI base" có màu xanh da trời và không có tác dụng dẫn điện [7]. Quá trình chuyển từ dạng dẫn điện (emeraldine salt) sang dạng không dẫn điện (emeraldine base) được mô tả trong Hình 1.



Hình 1. Polyaniline emeraldine salt dẫn điện được khử doping trong môi trường base để trở thành polyaniline emeraldine base không dẫn điện

Trước đây, polyaniline được tổng hợp bằng nhiều phương pháp như: trùng hợp nhũ tương, trùng hợp điện hóa, trùng hợp oxy hóa thông thường [8, 9]. Từ năm 2004, phương pháp trùng hợp bề mặt mới được nghiên cứu áp dụng để tổng hợp polyaniline có cấu trúc nano sợi. Đây là phương pháp hiệu quả bởi không cần sử dụng các hóa chất đặc biệt (chất nhũ hóa, tác nhân tạo cấu trúc - template) cũng như các phương pháp xử lý phức tạp để loại bỏ các tác nhân tạo cấu trúc sau khi tổng hợp. Nhóm nghiên cứu của Kaner đã tạo ra polyaniline cấu trúc nano sợi có đường kính khoảng 50nm sau khi tổng hợp theo phương pháp trùng hợp bề mặt, với việc sử dụng các tác nhân tăng cường khác nhau như các acid vô cơ (hydrochloric, sulfuric, phosphoric, nitric) hoặc các acid hữu cơ (camphorsulfonic, methylsulfonic) [10]. Zhang và các cộng sự đã sử dụng camphorsulfonic acid và acid 2-acrylamido-2-methyl-1-propanesulfonic làm tác nhân tăng cường đồng thời kết hợp với các chất

hoạt động bề mặt khác để tổng hợp polyaniline cấu trúc nano sợi với đường kính khoảng 20 - 80nm [11]. Nhờ phương pháp trùng hợp bề mặt, nhóm nghiên cứu của Chen đã thu được polyaniline có hình dạng khác nhau khi thay đổi tỷ lệ nồng độ tác nhân tăng cường trên aniline [12].

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã kết hợp giữa polymer dẫn điện (polyaniline) và tác nhân ức chế ăn mòn (decylphosphonic acid) để chế tạo ra polyaniline được tăng cường bởi anion decylphosphonic theo phương pháp trùng hợp bề mặt (PANI-inter-DcPA) nhằm tạo ra sản phẩm có khả năng chống ăn mòn cao. Đây là nghiên cứu đầu tiên sử dụng chất ức chế ăn mòn decylphosphonic acid làm tác nhân tăng cường trong tổng hợp polyaniline. Với nhóm chức phosphonic trong cấu trúc hóa học, anion decylphosphonic có khả năng hình thành một lớp phosphonate trên bề mặt của kim loại [13, 14], thụ động hóa bề mặt kim loại, từ đó góp phần hạn chế quá trình ăn mòn tại các vị trí khuyết tật của lớp phủ bảo vệ xuất hiện trong quá trình sản xuất hoặc sử dụng các thiết bị, công trình. Sản phẩm PANI-inter-DcPA thu được đã được đánh giá đặc trưng bằng phương pháp phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FT-IR), phổ hấp thụ (UV-vis) và quan sát dưới kính hiển vi điện tử quét (SEM).

2. Thực nghiệm

2.1. Hóa chất

Aniline (độ tinh khiết $\geq 99,5\%$) và ammonium persulfate (APS) của hãng Sigm-Aldrich được sử dụng trực tiếp không qua công đoạn xử lý nào. Decylphosphonic acid (DcPA) được tổng hợp tại Phòng Thí nghiệm Matériaux Polymères Interfaces Environnement Marin (MAPIEM) thuộc Viện Khoa học Kỹ sư Toulon - Var (ISITV), Cộng hòa Pháp [11]. Dung môi Toluene (A.R.) của Trung Quốc được sử dụng trực tiếp.

2.2. Tổng hợp polyaniline "chuẩn"

Polyaniline "chuẩn", PANI-HCl sử dụng để so sánh được tổng hợp theo các điều kiện được công bố của tác giả J.Stejskal [12], sau đó được khử doping bằng dung dịch NH_4OH 0,1M chuyển thành polyaniline emeraldine base (PANI-EB) dạng không dẫn điện dùng làm mẫu đối chứng để đánh giá sản phẩm nghiên cứu của nhóm tác giả.

2.3. Tổng hợp polyaniline theo phương pháp trùng hợp bề mặt

Quá trình trùng hợp bề mặt được thực hiện trong một bình thủy tinh có dung tích khoảng 30ml (Hình 2). Hòa

tan 0,139g (0,625mmol) decylphosphonic acid trong 8ml nước cất được đun nóng và khuấy nhẹ, sau đó làm nguội đến nhiệt độ phòng. Tiếp theo hòa tan 1,78g (7,81mmol) ammonium persulfate trong 2ml nước cất rồi trộn chung với dung dịch acid vừa hòa tan ở trên. Đồng thời, monomer được chuẩn bị bằng cách hòa 6,25mmol aniline (0,57ml) trong 10ml toluene rồi cho từ từ vào hỗn hợp chất oxy hóa và acid đã chuẩn bị. Phản ứng trùng hợp thực hiện ở nhiệt độ phòng trong 24 giờ và không có bất kỳ một sự khuấy trộn nào. Polyaniline được thu hồi bằng cách lọc, sau đó rửa với nước để loại bỏ acid DcPA thừa và sản phẩm phụ của phản ứng (như ammonium sulfate, sulfuric acid). Rửa polyaniline với acetone để loại bỏ oligomer và thu được bột không bị vón cục, sấy khô ở nhiệt độ 60°C trong môi trường chân không. Sản phẩm thu được ở dạng bột (ký hiệu là PANI-inter-DcPA) có màu đen ánh xanh (0,52g).

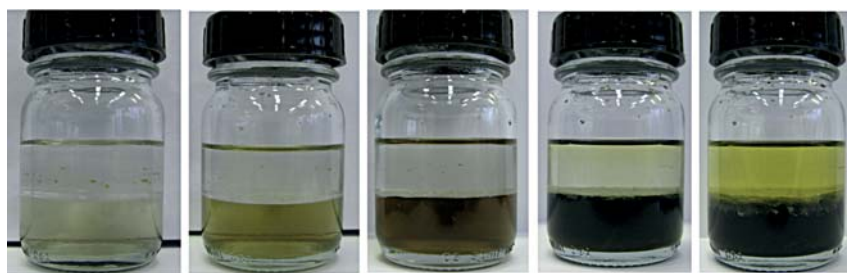
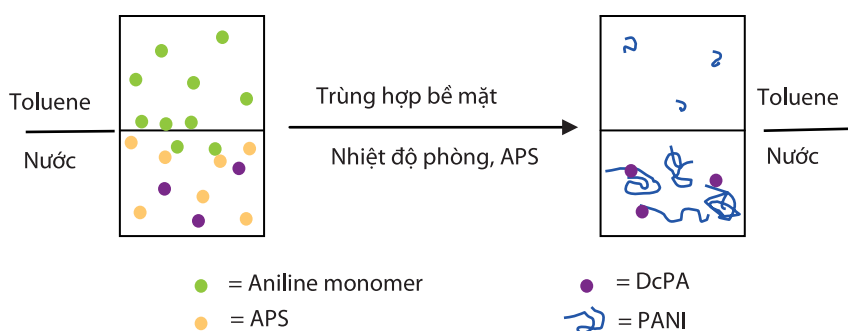
2.4. Chuẩn bị mẫu đo để đánh giá đặc trưng sản phẩm

Phổ hấp thụ (UV-vis) thu được bằng cách sử dụng máy đánh siêu âm để hòa tan PANI-inter-DcPA trong dung môi phân cực tetrahydrofurane (THF) - $(\text{CH}_2)_4\text{O}$, để ổn định rồi lấy phần dung dịch phía trên đem đo dưới máy Shimadzu UV-250. PANI-inter-DcPA đã sấy khô trộn với muối KBr ép thành tấm để đo phổ hồng ngoại biến đổi trên máy Nexus (Nicolet, Mỹ). Cấu trúc và hình dạng hạt của sản phẩm được quan sát dưới kính hiển vi điện tử quét (SEM).

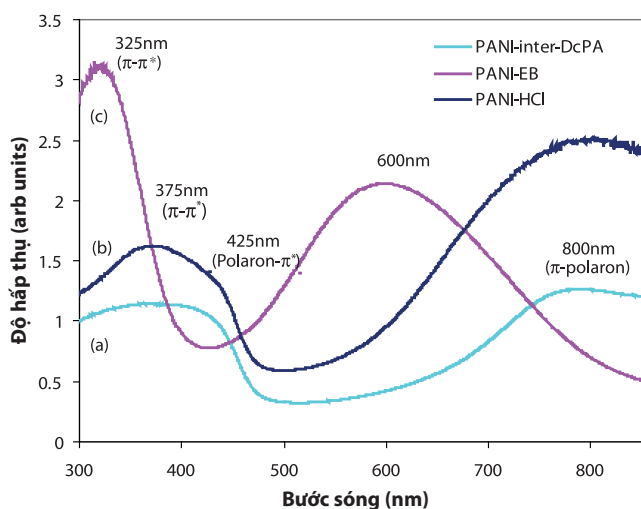
3. Kết quả và thảo luận

3.1. Cơ chế trùng hợp

Trùng hợp bề mặt được thực hiện tại bề mặt phân chia pha của một hệ thống gồm 2 pha lỏng không hòa tan vào nhau, trong đó monomer aniline được hòa tan trong pha hữu cơ và chất oxy hóa ammonium persulfate được hòa tan trong pha nước ở môi trường acid. Vì nước có khối lượng riêng lớn hơn toluene nên pha nước được cho vào bình phản ứng trước sau đó mới cho từ từ pha hữu cơ để hỗn hợp không bị xáo trộn. Sau khoảng 1 phút kể từ khi đưa monomer vào, aniline trong pha hữu cơ khuếch tán vào pha nước và tham gia phản ứng với chất oxy hóa có trong pha nước. Phản ứng kết thúc với việc hình thành polyaniline phân tán hoàn toàn trong pha nước nằm ở lớp dưới, lớp trên có chứa oligomer hòa tan trong pha hữu cơ (có thể được tách ra trước khi đem lọc thu sản phẩm). Cơ chế trùng hợp bề mặt và diễn biến của phản ứng được thể hiện trong Hình 2.



Hình 2. Cơ chế và diễn biến của quá trình trùng hợp bề mặt trong hệ nước/toluene. Thời gian phản ứng 0, 1, 5, 20 và 90 phút tương ứng với ảnh từ (a) đến (e)



Hình 3. Phổ hấp thụ của PANI-inter-DcPA (a), PANI-HCl (b) và PANI-EB (c)

3.2. Nghiên cứu PANI-inter-DcPA, PANI-EB và so sánh với PANI-HCl bằng phổ hấp thụ UV-vis

Hình 3 trình bày phổ hấp thụ (UV-vis) của PANI-inter-DcPA, PANI-EB và PANI-HCl trong dung môi THF. PANI-EB trong dung môi THF có màu xanh da trời, phổ hấp thụ (UV-vis) thể hiện rõ 2 đỉnh (peak) có bước sóng 325nm và 600nm. Đỉnh ở vị trí 325nm thể hiện sự chuyển dịch năng lượng điện tử liên kết $\pi - \pi^*$ của nguyên tử nitơ liên kết với vòng benzene; đỉnh ở vị trí 600nm thể hiện sự tương tác cho nhận trong vòng quinoid. Đây là 2 đỉnh đặc trưng của polyaniline ở dạng base. Kết quả này cũng phù hợp với những nghiên cứu trước đó [17 - 19].

Trong khi đó, PANI salt (PANI-inter-DcPA và PANI-HCl) trong dung môi THF lại có màu xanh lá cây, phổ hấp thụ (UV-vis) của dung dịch các muối này trong THF thể hiện 3 đỉnh đặc trưng tại các bước sóng 375nm, 425nm và 800nm. Hai đỉnh ở vị trí 425nm và 800nm thể hiện sự tồn tại của band polaron, điều này chứng tỏ PANI salt đang có cấu trúc dẫn điện hay nói cách khác PANI-inter-DcPA đã được doping bởi acid DcPA. Trong Hình 3, đỉnh ở vị trí 375nm và 425nm có xu hướng chồng lên nhau để tạo nên một đỉnh rộng. Ngoài ra, có sự dịch chuyển hấp thụ các đỉnh này của PANI-HCl (3b) và PANI-inter-DcPA (3a). Hiện tượng này do có sự khác nhau về: tác nhân doping trong polyaniline, phương pháp tổng hợp hoặc trong một số trường hợp có thể do sự khác nhau về dung môi sử dụng

để đo phổ hấp thụ UV-vis [20, 21].

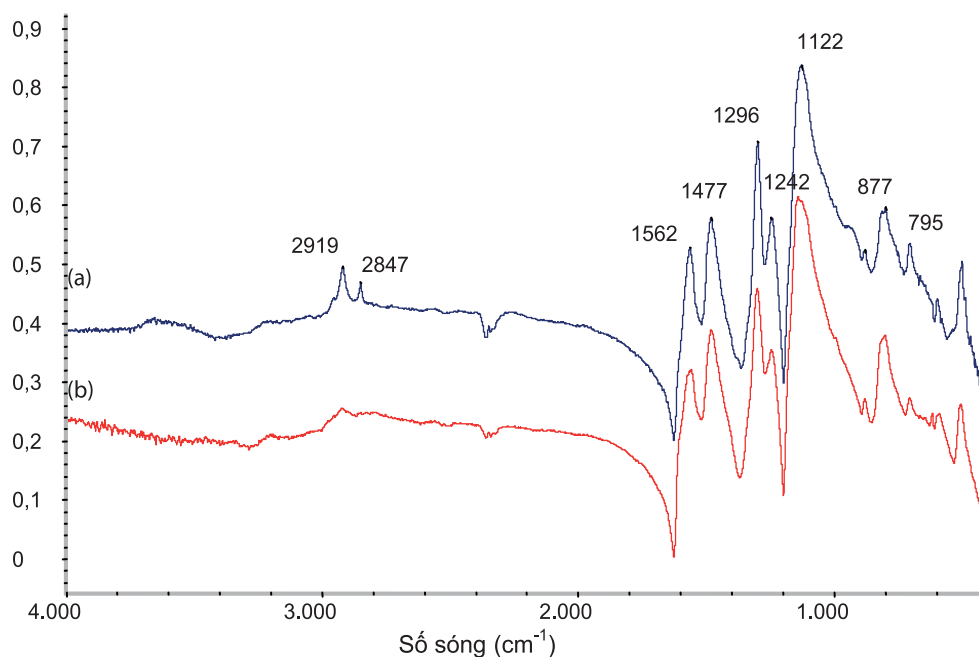
3.3. Đánh giá đặc trưng của PANI-inter-DcPA và PANI-HCl bằng phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FT-IR)

Phổ hồng ngoại của polyaniline đã được nhiều tác giả nghiên cứu kỹ [22 - 24]. Hình 4 thể hiện phổ hồng ngoại biến đổi của polyaniline tổng hợp theo phương pháp trùng hợp bề mặt (PANI-inter-DcPA) và polyaniline tổng hợp theo phương pháp thông thường (PANI-HCl) của tác giả J.Stejskal. Vị trí đỉnh của các nhóm trong cấu trúc polyaniline được tổng hợp trong Bảng 1.

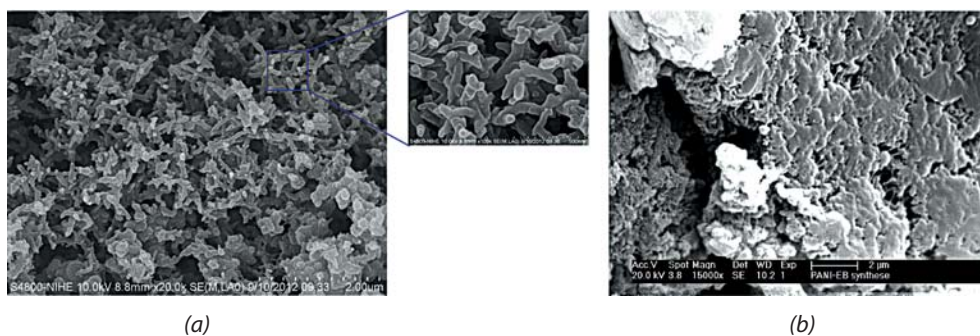
Trong polyaniline, băng hấp phụ đặc trưng ở vị trí 1.556cm^{-1} là do dao động kéo căng của $\text{C}=\text{N}$ và $\text{C}=\text{C}$ trong vòng quinoid, trong khi đó băng hấp phụ ở vị trí 1.466cm^{-1} được cho là dao động kéo căng của liên kết $\text{C}-\text{C}$ trong vòng benzenoid. Băng hấp phụ ở 1.297cm^{-1} tương ứng với dao động kéo căng của $\text{C}-\text{N}$ trong amine vòng bậc 2 và tương ứng với sự dịch chuyển π -electron trong polymer do quá trình proton hóa [22]. Băng đặc trưng của dạng polyaniline dẫn điện được quan sát ở vị trí 1.240cm^{-1} là sự hấp thụ bức xạ do dao động kéo căng của $\text{C}-\text{N}^+$ trong cấu trúc polaron [24]. Ở vị trí 1.129cm^{-1} là dao động của $-\text{NH}^+=$ được hình thành trong quá trình proton hóa. Trong vùng $1.038 - 1.158\text{cm}^{-1}$ là dao động biến dạng của $\text{C}-\text{H}$ nằm trong mặt phẳng của vòng; $800 - 880\text{cm}^{-1}$ là dao động của vòng benzene có 2 nhóm thế ở vị trí 1, 4.

Bảng 1. Vị trí đỉnh của các nhóm trong cấu trúc

Số sóng (cm^{-1})	Kiểu dao động	Số sóng (cm^{-1})	Kiểu dao động
2.917	νCH_2 không đối xứng	1.240	$\nu\text{C-N}^+$, $\nu\text{P}=\text{O}$
2.844	νCH_2 đối xứng	1.129	$\nu\text{-NH}^+=$
1.556	$\nu\text{C}=\text{C}$ quinone	1.038 - 1.158	$\delta\text{C-H}$ trong mặt phẳng vòng
1.466	$\nu\text{C}=\text{C}$ benzene	800 - 880	Nhóm thế ở vị trí 1, 4
1.297	$\nu\text{C-N}$ amine vòng bậc 2		



Hình 4. Phổ hồng ngoại biến đổi Fourier của PANI-inter-DcPA (a), PANI-HCl (b)



Hình 5. Ảnh hiển vi điện tử quét của PANI-inter-DcPA (a) và PANI-EB (b)

Dao động ở vị trí 2.917 và 2.848cm^{-1} tương ứng là dao động hóa trị không đối xứng và đối xứng của nhóm CH_2 trong mạch alkyl của decylphosphonic acid được thể hiện trên Hình 4a. Dao động kéo căng của nhóm $\text{P}=\text{O}$ trong decylphosphonic acid xuất hiện trong vùng $1.250 - 1.150\text{cm}^{-1}$ [25] và trùng với vị trí dao động của nhóm C-N^+ . Điều này chứng tỏ polyaniline tổng hợp theo phương pháp trùng hợp bề mặt được doping bởi DcPA.

phương pháp trùng hợp bề mặt [26, 27]. Trong quá trình trùng hợp bề mặt, hiện tượng thiếu hụt aniline bao quanh các oligomer đang phát triển sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho các mạch polyaniline sắp xếp một cách có trật tự hình thành cấu trúc nano sợi. Hiện tượng này không xảy ra khi tổng hợp polyaniline theo phương pháp trộn lẫn thông thường, bởi luôn có một lượng thừa monomer aniline bao quanh các oligomer mới tạo ra và phát triển một cách ngẫu nhiên.

3.4. Quan sát PANI-inter-DcPA và PANI-EB dưới kính hiển vi điện tử quét

Kích thước và hình dạng hạt của sản phẩm PANI-inter-DcPA và PANI-EB được quan sát dưới kính hiển vi điện tử quét (Hình 5). Các hạt PANI-EB trên Hình 5 (b) có cấu trúc dạng tấm, cấu trúc thường gặp đối với polyaniline tổng hợp theo phương pháp thông thường. Trong Hình 5 (a), PANI-inter-DcPA được tổng hợp theo phương pháp trùng hợp bề mặt có cấu trúc dạng sợi với kích thước nano tương đối đồng nhất khi quan sát ở độ phóng đại 20.000 lần, ở độ phóng đại 100.000 lần đường kính của sợi đo được khoảng 50nm . Đường kính của nano sợi phụ thuộc vào bản chất của acid sử dụng làm tác nhân tăng cường trong tổng hợp polyaniline theo

4. Kết luận

Quá trình trùng hợp bề mặt ở nhiệt độ phòng, không cần tạo ra một hệ nhũ tương hay có thể sử dụng nhiều loại dung môi hữu cơ khác nhau ngoài toluene đã trở thành một phương pháp đơn giản, hiệu quả để tổng hợp polyaniline có cấu trúc nano sợi. Đây là cơ sở để triển khai các nghiên cứu mang tính hệ thống về các lĩnh vực liên quan đến polymer dẫn điện có cấu trúc nano. Sản phẩm PANI-inter-DcPA thu được có đường kính sợi khoảng 50nm, có thể được sử dụng trong các lĩnh vực như: cảm biến, xúc tác, sơn chống ăn mòn hay vật liệu composite. Kết quả phân tích phổ hồng ngoại biến đổi Fourier (FT-IR) và phổ hấp thụ (UV-vis) đã khẳng định polyaniline thu được từ quá trình trùng hợp bề mặt đã được doping bởi decylphosphonic acid. Với nhóm chức phosphonic được doping, PANI-inter-DcPA có khả năng chống ăn mòn cao khi được sử dụng để phối trộn vào thành phần của các lớp sơn phủ bảo vệ.

Tài liệu tham khảo

1. D.Du, X.Ye, J.Cai, J.Liu, A.Zhang. *Acetylcholinesterase biosensor design based on carbon nanotube-encapsulated polypyrrole and polyaniline copolymer for amperometric detection of organophosphates*. Biosensors and Bioelectronics. 2010; 25(11): p. 2503 - 2508.
2. Q.Liu, M.H.Nayfeh, S.T.Yau. *Brushed-on flexible supercapacitor sheets using a nanocomposite of polyaniline and carbon nanotubes*. Journal of Power Sources. 2010; 195(21): p. 7480 - 7483.
3. L.He, Y.Jia, F.Meng, M.Li, J.Liu. *Gas sensors for ammonia detection based on polyaniline-coated multi-wall carbon nanotubes*. Materials Science and Engineering: B. 2009; 163(2): p. 76 - 81.
4. S.Bhadra, N.K.Singha, D.Khastgir. *Polyaniline by new miniemulsion polymerization and the effect of reducing agent on conductivity*. Synthetic Metals. 2006; 156(16 - 17): p. 1148 - 1154.
5. J.Unsworth, B.A.Lunn, P.C.Innis, Z.Jin, A.Kaynak, N.G.Booth. *Technical review: Conducting polymer electronics*. Journal of Intelligent Material Systems and Structures. 1992; 3(3): p. 380 - 395.
6. E.Kang. *Polyaniline: A polymer with many interesting intrinsic redox states*. Progress in Polymer Science. 1998; 23(2): p. 277 - 324.
7. J.Stejskal, P.Kratochvíl, A.D.Jenkins. *The formation of polyaniline and the nature of its structures*. Polymer. 1996; 37(2): p. 367 - 369.
8. S.Bhadra, D.Khastgir, N.K.Singha, J.H.Lee. *Progress in preparation, processing and applications of polyaniline*. Progress in Polymer Science. 2009; 34(8): p. 783 - 810.
9. Phan Thế Anh, Nguyễn Đình Lâm, François-Xavier Perrin. *Tổng hợp polyaniline theo phương pháp trùng hợp nhũ tương đảo*. Tạp chí Khoa học và Công nghệ, Đại học Đà Nẵng. 2011; 3(44), p. 12 - 19.
10. J. Huang, R.B.Kaner. *A general chemical route to polyaniline nanofibers*. Journal of American Chemical Society. 2004; 126 (3): p. 851 - 855.
11. X.Zhang, R.Chan-Yu-King, A.Jose, S.K.Manohar. *Nanofibers of polyaniline synthesized by interfacial polymerization*. Synthetic Metals. 2004; 145(1): p. 23 - 29.
12. J.Chen, D.Chao, X.Lu, W.Zhang. *Novel interfacial polymerization for radially oriented polyaniline nanofibers*. Materials Letters. 2007; 61(6): p. 1419 - 1423.
13. X.H.To, N.Pebere, N.Pelaprat, B.Boutevin, Y.Hervaud. *A corrosion-protective film formed on a carbon steel by an organic phosphonate*. Corrosion Science. 1997; 39(10 - 11): p. 1925 - 1934.
14. Y.Gonzalez, M.C.Lafont, N.Pebere, G.Chatainier, J.Roy, T.Bouissou. *A corrosion inhibition study of a carbon steel in neutral chloride solutions by zinc salt/phosphonic acid association*. Corrosion Science. 1995; 37(11): p. 1823 - 1837.
15. H.S.O.Chan, S.C.Ng, P.K.H.Ho. *Polyanilines doped with phosphonic acids: Their preparation and characterization*. Macromolecules. 1994; 27(8): p. 2159 - 2164.
16. J.Stejskal, R.G.Gilbert. *Polyaniline*. Preparation of a conducting polymer (IUPAC Technical Report). Pure and Applied Chemistry. 2002; 74(5): p. 857 - 867.
17. Y.G.Han, T.Kusunose, T.Sekino. *One-step reverse micelle polymerization of organic dispersible polyaniline nanoparticles*. Synthetic Metals. 2009; 159(1 - 2): p. 123 - 131.
18. J.Stejskal, P.Kratochvíl, N.Radhakrishnan. *Polyaniline dispersions 2. UV-vis absorption spectra*. Synthetic Metals. 1993; 61(3): p. 225 - 231.
19. H.Khalil, K.Levon. *Shear-Induced delocalization of polarons in polyaniline-surfactant complexes*. Macromolecules. 2002; 35(21): p. 8180 - 8184.

20. P.Ghosh, A.Chakrabarti, S.K.Siddhanta. *Studies on stable aqueous polyaniline prepared with the use of polyacrylamide as the water soluble support polymer.* European Polymer Journal. 1999; 35(5): p. 803 - 813.
21. Subrahmanya Shreepathi, Rudoft Holze. *Spectroelectrochemistry and preresonance raman spectroscopy of polyaniline -dodecylbenzenesulfonic acid colloidal dispersions.* Langmuir. 2006; 22(11): p. 5196 - 5204.
22. Zhao Ping. *In situ FTIR-attenuated total reflection spectroscopic investigations on the base-acid transitions of polyaniline. Base-acid transition in the emeraldine form of polyaniline.* Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions. 1996; 92(17): p. 3063 - 3067.
23. J.Tang, X.Jing, B.Wang, F.Wang. *Infrared spectra of soluble polyaniline.* Synthetic Metals. 1988; 24(3): p. 231 - 238.
24. S.Quillard, G.Louarn, S.Lefrant, A.G.Macdiarmid. *Vibrational analysis of polyaniline: A comparative study of leucoemeraldine, emeraldine, and pernigraniline bases.* Physical Review B. 1994; 50(17): p. 12496 - 12508.
25. P.Furasek and L.Reven. *Phosphonic and sulfonic acid-functionalized gold nanoparticles: A solid-state NMR study.* Langmuir. 2007; 23(5): p. 2857 - 2866.
26. X.Zhang, R.Chan-Yu-King, S.K.Manohar, A.Jose. *Nanofibers of polyaniline synthesized by interfacial polymerization.* Synthetic Metals. 2004; 145(1): p. 23 - 29.
27. J. Huang and R. B. Kaner. *A general chemical route to polyaniline nanofibers.* Journal of American Chemical Society. 2004; 126(3): p. 851 - 855.

Synthesis of polyaniline doped with decylphosphonic acid by interfacial polymerisation

Phan The Anh, Nguyen Dinh Lam

Danang University of Technology - University of Danang

Summary

The polyaniline nanofibers were successfully synthesised by interfacial polymerisation at room temperature using a solution of aniline in toluene as the organic phase, ammonium peroxydisulfate oxidant (APS) and decylphosphonic acid (DcPA) as the aqueous phase. This PANI synthesis was realised at the Petrochemical Laboratory of Danang University of Technology - University of Danang. The FT-IR and UV-vis absorption spectra were used to characterise the molecular structures of the polyaniline obtained from this method. The polyaniline doped with decylphosphonic acid (PANI-inter-DcPA) has a uniform nanofiber structure with the average diameter of about 50nm as observed by scanning electron microscopy (SEM).

KHẢ NĂNG ỨNG DỤNG MÀNG TẮM CHẤT LỎNG ION ĐỂ TÁCH CO₂ RA KHỎI KHÍ TỰ NHIÊN

Tóm tắt

Với những khí tự nhiên có hàm lượng CO₂ cao thì việc tách khí CO₂ ra khỏi khí tự nhiên là một bước không thể thiếu trong quá trình tinh chế khí. Nhiều phương pháp tách CO₂ đang được nghiên cứu và sử dụng, trong đó có phương pháp sử dụng màng polymer tẩm chất lỏng ion (SILM). Bài báo trình bày tóm tắt về các phương pháp chế tạo màng, cơ chế và khả năng ứng dụng của màng mang chất lỏng ion để tách CO₂ ra khỏi khí tự nhiên.

1. Mở đầu

Để tách thành phần CO₂ trong khí tự nhiên, có một số phương pháp đang được sử dụng tại Việt Nam như: công nghệ sử dụng dung môi hóa học, dung môi vật lý, dung môi hóa lý, công nghệ sử dụng màng, công nghệ rây phân tử. Tuy nhiên, các công nghệ sử dụng dung môi hóa học chỉ được áp dụng cho khí thiên nhiên có hàm lượng CO₂ không quá 40%. Dung môi vật lý (có ưu điểm: dung môi không độc, không ăn mòn, rẻ, bền, chi phí thấp) nhưng lại có nhược điểm là khả năng tách CO₂ chưa cao, ứng dụng còn hạn chế, hao hụt hydrocarbon lớn, khả năng hấp thụ CO₂ giảm khi có mặt hợp chất lưu huỳnh hoặc áp suất riêng của CO₂ thấp (so với công nghệ amine). Công nghệ rây phân tử có ưu điểm vận hành dễ dàng và không cần phải tách hydrate ở khâu thượng nguồn, song chi phí lắp đặt khá cao, tương đương chi phí lắp đặt phân xưởng xử lý amin [1].

Qua nghiên cứu, nhóm tác giả nhận thấy công nghệ màng rất phù hợp với việc tách khí có hàm lượng CO₂ cao, đồng thời có nhiều ưu điểm: dễ vận hành, chi phí vận hành và lắp đặt thấp, kích thước nhỏ gọn, cho phép lắp đặt ở dạng module chắc chắn, trọng lượng nhỏ, dễ nâng cấp, có quy mô công suất lớn, có thể lắp đặt ngoài khơi, linh hoạt trong việc thay đổi nguyên liệu. Hiện nay, màng tách CO₂ được thương mại hóa là loại màng làm từ các polymer như: cellulose acetate, polyimide, polysulfone, polycarbonate, polyesterimide. Loại màng được dùng phổ biến nhất là cellulose acetate. Tuy nhiên, công nghệ màng vẫn còn một số hạn chế cần khắc phục như: chưa làm việc tốt ở áp suất, nhiệt độ cao và giảm khả năng làm việc của màng khi hàm lượng hơi nước cao [2].

Một số nghiên cứu gần đây cho rằng, màng tẩm chất lỏng để tách CO₂ có nhiều ưu việt hơn [3, 4]. Hệ này gồm một dung môi/dung dịch được tẩm lên vật liệu màng có cấu trúc lỗ xốp như polymer hay gốm. Quá trình tách CO₂ sử dụng màng có cấu trúc như trên được kết hợp cả quá trình chiết và tách, cần ít dung môi hơn so với quá trình chiết sử dụng dung môi truyền thống. Đồng thời, khả năng thẩm khí và độ chọn lọc với khí cần tách cao hơn so với màng polymer không tẩm chất lỏng thông thường nếu lựa chọn được dung môi thích hợp [5, 6]. Có thể kết nối hệ này với các thiết bị phân tích do không sử dụng áp suất cao.

Màng polymer tẩm chất lỏng ion là một hướng nghiên cứu đang được quan tâm trong tinh chế khí, tách loại CO₂ ra khỏi khí tự nhiên do có các đặc tính ưu việt: thân thiện môi trường, khả năng loại sâu được CO₂ và công suất làm việc lớn nhờ việc bố trí một diện tích màng lớn.

2. Màng polymer tẩm chất lỏng ion

2.1. Chất lỏng ion

Chất lỏng ion là muối hữu cơ có đặc trưng là điểm nóng chảy thấp, trạng thái lỏng của muối ở nhiệt độ thấp hoặc dưới một nhiệt độ nhất định, thường ở 100°C [7]. Chất lỏng ion được cấu thành bởi các cation (ion dương) và anion (ion âm). Các cation, anion thường được sử dụng để tạo ra chất lỏng ion gồm: 1-alkyl-3-methyl imidazolium, 1-alkyl pyridine, hexafluorophosphate, 1-butyl-3-methyl imidazolium nitrate, 1-butyl-3-methyl imidazolium hexafluorophosphate, nitrate, tetrafluoroborate, triflate... [8]. Một số tính chất hóa lý và ứng dụng của chất lỏng ion được thể hiện trong Hình 1 [8].

2.2. Màng thẩm chất lỏng ion

2.2.1. Vật liệu màng

Màng polymer được dùng để thẩm chất lỏng ion là những màng mỏng có lỗ xốp, đường kính lỗ màng từ vài trăm Å đến vài chục micromet. Chúng được chế tạo từ những hợp chất hữu cơ, một số màng polymer thường sử dụng như: polyethersulfone (PES), polytetrafluoroethylene (PTFE), polyvinylidene fluoride (PVDF)... Cấu trúc của các màng này được thể hiện trong Hình 2.

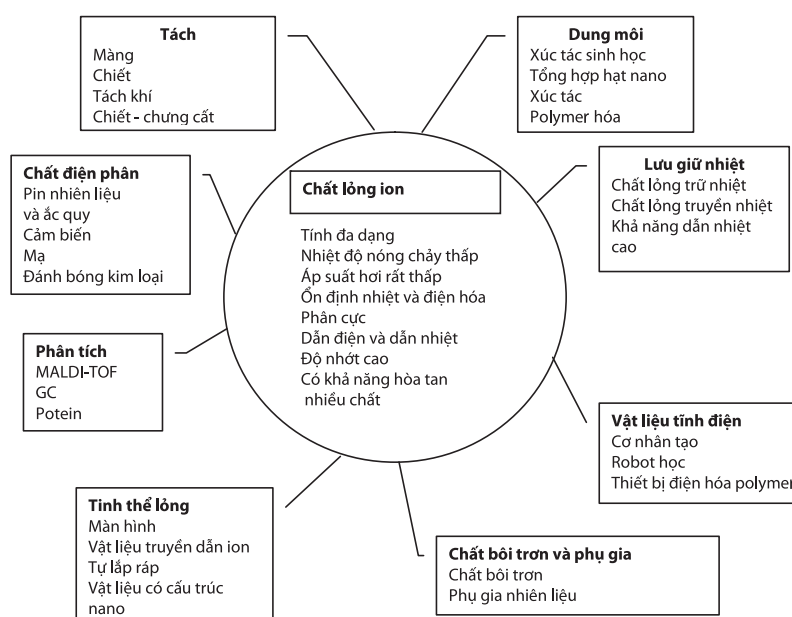
2.2.2. Phương pháp chế tạo màng mang chất lỏng ion

Hình 3 cho thấy cấu trúc màng thẩm chất lỏng ion [9]. Do chất lỏng ion có độ nhớt tương đối cao nên nó có thể dễ dàng được cố định trong các lỗ màng [10]. Có 3 phương pháp thường được sử dụng để chế tạo các màng mang chất lỏng ion: ngâm tẩm trực tiếp, sử dụng áp lực, sử dụng chân không [11 - 13]. Trong trường hợp đầu, sự cố định chất lỏng ion trong màng được thực hiện bằng cách cho màng cần tẩm tiếp xúc trực tiếp với chất lỏng ion, cho phép màng thẩm chất lỏng [11].

Trong phương pháp áp lực, sự thẩm chất lỏng ion được thực hiện bằng cách đặt màng trong một bộ siêu lọc, cho thêm một lượng chất lỏng ion và dùng áp lực của khí nitơ để cưỡng bức chất lỏng ion đi vào bên trong các lỗ màng, do đó chất lỏng ion sẽ thế chỗ không khí trong các lỗ màng [12].

Trong phương pháp chân không, màng mang được ngâm chìm trong chất lỏng ion và được đưa vào môi trường chân không để loại bỏ hoàn toàn không khí trong các lỗ màng [13]. Sau đó, sử dụng giấy lụa để thấm hút lượng dư của chất lỏng ion trên bề mặt màng.

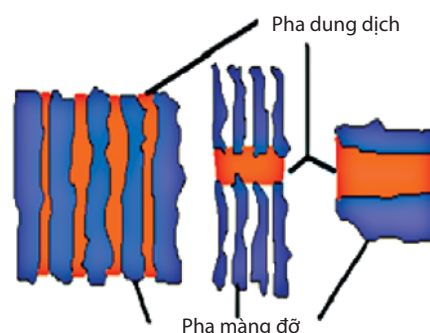
You-In Park và các cộng sự đã nghiên cứu phương pháp chế tạo một loại màng mang chất lỏng ion mới [14]. Màng mang chất lỏng ion được chế tạo bởi quá trình tách đa pha với tách pha nhiệt độ thấp và tách pha nhiệt độ cao. Đầu tiên, màng mang và chất lỏng ion được hòa tan trong dung môi để tạo dung dịch đúc. Sau đó, dung dịch đúc được khuấy trộn, đúc và làm khô, độ ẩm tương đối được điều khiển ở mức nhất định cho bước hóa hơi dung môi. Tiếp theo tiến hành tách pha nhiệt độ thấp, màng đúc được tách pha nhiệt độ cao. Sau cùng, màng được giữ trong chân không để loại bỏ dung môi còn dư.



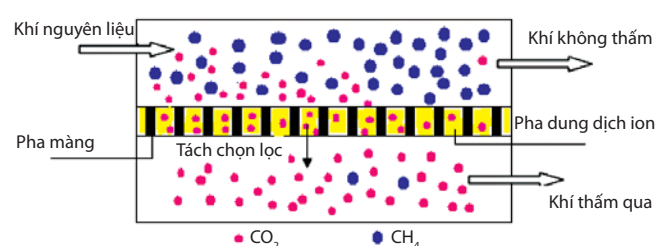
Hình 1. Các tính chất hóa lý và ứng dụng của chất lỏng ion



Hình 2. Cấu trúc của màng PVDF, PTFE, PES



Hình 3. Cấu trúc màng thẩm chất lỏng ion



Hình 4. Cơ chế tách khí CO₂ sử dụng màng mang chất lỏng ion

3. Nguyên lý hoạt động của màng

3.1. Cơ chế

Hình 4 thể hiện sự vận chuyển của khí CO₂ qua màng mang chất lỏng ion theo cơ chế hòa tan - khuếch tán [10, 15 - 18]. Cơ chế vận chuyển khí CO₂ qua màng gồm 4 bước sau:

- Bước 1: Khí CO₂ được hấp phụ lên bề mặt phân chia pha màng - nguyên liệu;
- Bước 2: Khí CO₂ được hấp thụ vào trong chất lỏng ion được cố định bên trong màng;
- Bước 3: Sự khuếch tán của khí qua màng mang chất lỏng ion. Đây là các giai đoạn quan trọng đóng vai trò quyết định cơ chế hoạt động của màng;
- Bước 4: Khí CO₂ được giải hấp ở mặt thấm qua của màng. Có thể sử dụng khí trơ (N₂) để giảm nồng độ của CO₂ trên bề mặt màng, tạo điều kiện cho sự giải hấp được diễn ra thuận lợi. Phương pháp này được dùng trong trường hợp không cần thu hồi CO₂ cho mục đích khác.

So với việc sử dụng màng polymer không tẩm chất lỏng thì quá trình tách khí CO₂ sử dụng màng tẩm chất lỏng ion nhanh hơn do tốc độ khuếch tán khí qua chất lỏng nhanh hơn chất rắn. Bên cạnh đó, khả năng thấm khí và độ chọn lọc với khí cần tách cao hơn so với màng polymer không tẩm chất lỏng thông thường nếu lựa chọn được dung môi thích hợp. Có thể kết nối hệ này với các thiết bị phân tích do không sử dụng áp suất cao.

3.2. Độ thấm

Độ thấm lý tưởng (P_i) của mỗi khí trong mỗi SILM được tính từ dòng thấm qua màng (J_i), độ dày của màng (l) và độ sụt áp qua màng (Δp_i) [10, 19, 20] được thể hiện trong công thức (1):

$$P_i = J_i \frac{l}{\Delta p_i} \quad (1)$$

Trong các thí nghiệm, độ thấm của khí nguyên chất có thể được tính theo công thức (2) [15 - 17].

$$\frac{1}{\beta} \ln \left(\frac{[p_{feed} - p_{perm}]_0}{[p_{feed} - p_{perm}]} \right) = \frac{1}{\beta} \ln \left(\frac{\Delta p_0}{\Delta p} \right) = P \frac{t}{l} \quad (2)$$

Trong đó:

p_{feed} và p_{perm} là áp suất trong ngăn nguyên liệu và ngăn thấm (Pa);

P là độ thấm của màng ($m^2 s^{-1}$);

t là thời gian (s);

l là độ dày của màng (m).

Thông số hình học β đặc trưng cho hình dạng của bình được thể hiện trong công thức (3) [16, 17, 18]:

$$\beta = A \times \left(\frac{1}{V_{feed}} + \frac{1}{V_{perm}} \right) \quad (3)$$

Trong đó:

A là diện tích màng (m^2);

V_{feed} và V_{perm} là thể tích của ngăn nguyên liệu và ngăn thấm (m^3).

Có thể thấy rằng, độ thấm của các phân tử qua màng được kiểm soát chủ yếu qua hai nhân tố là độ tan và độ khuếch tán của khí trong màng tẩm chất lỏng ion [19]. Sự tăng lên của S hay D đều dẫn tới sự tăng lên của độ thấm.

3.3. Độ chọn lọc

Độ chọn lọc lý tưởng $\alpha_{A/B}$ có thể được xác định bởi các độ thấm riêng của 2 khí nguyên chất khác nhau (A và B) [9, 18, 19]. Độ chọn lọc được biểu diễn bởi độ tan (S) và độ khuếch tán (D) của mỗi khí như trong công thức (4):

$$\alpha_{A/B} = \frac{P_A}{P_B} = \frac{S_A \times D_A}{S_B \times D_B} \quad (4)$$

Trong các thí nghiệm về hỗn hợp khí, độ chọn lọc ($\alpha_{A/B}$) được thể hiện trong công thức (5) [21]:

$$\alpha_{A/B} = \frac{y_A/x_A}{y_B/x_B} \quad (5)$$

Trong đó:

y_A và y_B là phần mol của khí A và khí B trong ngăn thấm;

x_A và x_B là phần mol của khí A và khí B trong ngăn nguyên liệu.

4. Khả năng ứng dụng

4.1. Hiệu quả tách

Hiệu quả tách khí CO₂ ra khỏi khí tự nhiên sử dụng SILM được đánh giá dựa trên hai thông số: độ thấm của CO₂ và độ chọn lọc của CO₂/CH₄ qua SILM. Bảng 1 thể hiện các giá trị về độ thấm và độ chọn lọc thu được với các màng mang chất lỏng ion khác nhau dựa trên các số liệu nghiên cứu có sẵn [25 - 27].

Theo Bảng 1, cấu trúc của chất lỏng ion có ảnh hưởng quyết định đến độ chọn lọc và độ thấm của màng, ví dụ như ở 2 chất lỏng ion [C₃NH₂mim][Tf₂N] và [C₃NH₂mim][CF₃SO₃] cùng được tẩm trên màng PTFE xốp, ưa nước nhưng với các anion khác nhau thì độ thấm và độ chọn lọc có sự khác biệt. Cụ thể, độ thấm của CO₂ và độ chọn lọc CO₂/CH₄ lần lượt là 1.300 barrer và 100, còn đối với [C₃NH₂mim][CF₃SO₃] thì các giá trị đó lần lượt là 2.600 barrer và 120. Ngoài ra, loại màng được sử dụng để tẩm chất lỏng ion cũng ảnh hưởng tới độ thấm và độ chọn lọc của chất khí qua màng.

Bảng 1. Độ thấm và độ chọn lọc thu được với các loại màng mang chất lỏng ion

Chất lỏng ion	Màng	Kích thước lỗ (μm)	Độ dày (μm)	Độ thấm CO_2 (barrer)	Độ thấm CH_4 (barrer)	Độ chọn lọc CO_2/CH_4	Tài liệu tham khảo
[Emim][Tf ₂ N] (ethyl methylimidazole bis (trifluoromethane sulfonyl) amit)	PES xếp, ưa nước	0,20	152	1.050	94 ± 4	11	24
[Emim][dca] (ethyl methylimidazole decyanamide)	PES xếp, ưa nước	0,20	152	610 ± 20	31 ± 2	20	24
[C ₃ NH ₂ mim][Tf ₂ N] (N-amino-propyl-3-methylimidazole bis(trifluoromethyl sulfonyl) imit)	PTFE xếp, ưa nước	0,10	35	1.300	13	100	25
[C ₃ NH ₂ mim][CF ₃ SO ₃] (N-amin-propyl-3-methylimidazole triflouromethane sulfone)	PTFE xếp, ưa nước	0,10	35	2.600	21	120	25
[Emim][CF ₃ SO ₃] (1-ethyl-3-methylimidazole triflouromethanesulfone)	PVDF xếp, kỵ nước	0,22	150	486	21,1	23,1	26

Gần đây, LA.Neves và cộng sự [21] khi nghiên cứu về độ thấm của một số khí qua màng mang chất lỏng ion đã công bố các kết quả về độ thấm chọn lọc của CO_2 so với CH_4 khá cao (Bảng 2) [21]. Theo Bảng 2, độ chọn lọc của cặp khí CO_2/CH_4 cao hơn so với độ chọn lọc của cặp CO_2/N_2 . Đặc biệt, với chất lỏng ion [C₄MIM][PF₆] thì độ chọn lọc đối với hỗn hợp khí CO_2/CH_4 là 200, tỷ lệ chọn lọc đạt khoảng 99,5%.

Tất cả các kết quả về độ chọn lọc cũng như độ thấm trong Bảng 1 và 2 đã mở ra một hướng nghiên cứu mới trong việc tinh chế khí tự nhiên đó là phương pháp sử dụng màng tấm chất lỏng ion.

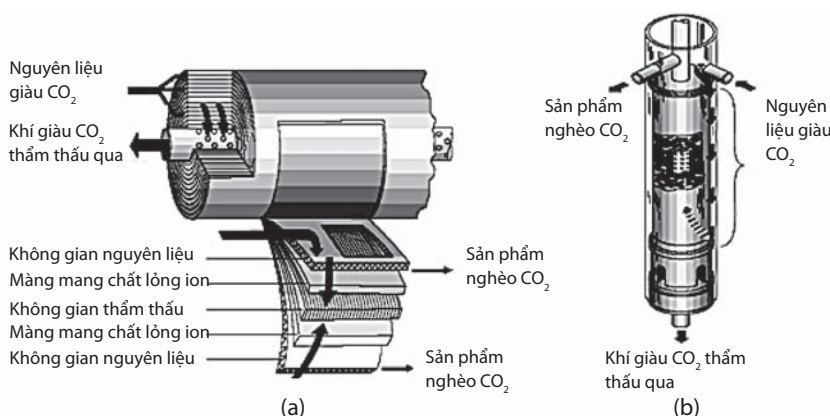
4.2. Một số loại module màng có thể sử dụng mang chất lỏng ion để tách CO_2

Có 2 loại module màng có thể sử dụng để mang chất lỏng ion: module phẳng (dạng có cấu trúc nhiều lớp) và module sợi rỗng (dạng màng lỗ nano) [28]. Dạng phẳng là sự kết hợp điển hình bởi các lớp cuộn vào nhau có mặt cắt hình xoắn ốc, dạng sợi rỗng là sự kết hợp từ các bó sợi tương tự như vỏ [29].

Một số màng tấm chất lỏng ion được làm từ màng

Bảng 2. Độ chọn lọc CO_2/N_2 và CO_2/CH_4 với các chất lỏng ion khác nhau

Màng	Chất lỏng ion	Độ chọn lọc CO_2/N_2		Độ chọn lọc CO_2/CH_4	
		Lý tưởng	Hỗn hợp khí	Lý tưởng	Hỗn hợp khí
PVDF kỵ nước, độ dày $129\mu\text{m}$, kích thước lỗ $0,22\mu\text{m}$	[C ₄ MIM][PF ₆]	$23 \pm 0,5$	$20 \pm 1,6$	$228 \pm 1,5$	$200 \pm 1,5$
	[C ₄ MIM][Tf ₂ N]	$39 \pm 0,1$	$30 \pm 0,5$	$187 \pm 1,7$	$161 \pm 0,5$
	[C ₈ MIM][PF ₆]	$23 \pm 0,5$	$21 \pm 0,5$	$105 \pm 1,5$	$98 \pm 0,5$
	[C ₁₀ MIM][BF ₄]	$22 \pm 0,1$	Không có sẵn	$69 \pm 1,3$	Không có sẵn


Hình 5. Các module màng có khả năng sử dụng để mang chất lỏng ion để tách khí CO_2 ra khỏi khí tự nhiên (a) màng phẳng, (b) màng sợi rỗng

polymer PTFE, PVDF và PES đang được sử dụng trong nhiều nghiên cứu để tách CO_2/CH_4 và cho kết quả khả quan, do đó có thể nghiên cứu sử dụng màng này để chế tạo các module màng tấm chất lỏng ion cho quá trình tách khí [10, 21, 26].

Vì chất lỏng ion gần như không bay hơi ở hầu hết các điều kiện và không tan nên màng polyme tấm chất lỏng

ion ổn định và không bị trôi vào môi trường hay pha khí khi tiếp xúc. Màng polymer hấp phụ chất lỏng ion bền hơn màng polymer hấp phụ chất lỏng thông thường (ethyleneglycol, diethanolamine...) là do chất lỏng ion có lực tương tác với mao quản của màng polymer lớn hơn và có độ nhớt cao hơn. Do đó, làm giảm sự di chuyển của chất lỏng khỏi vi mao quản dưới tác dụng của áp suất.

Chất lỏng ion có nhiều tính chất rất phù hợp để chế tạo vật liệu màng như: ổn định nhiệt, hóa học, thay đổi cấu trúc để điều chỉnh được các tính chất mong muốn. Chất lỏng ion gần như không bay hơi nên không bị hao hụt dung môi. Lượng chất lỏng ion dùng mang lên màng polymer nhỏ nên giá thành của vật liệu không cao. Ngoài ra, chất lỏng ion có khả năng tái sinh và tái sử dụng cao, góp phần giảm ô nhiễm môi trường. Từ đó, có thể mở rộng khả năng ứng dụng màng polymer hấp phụ chất lỏng ion để tách khí trong các trường hợp khác nhau: tách CO_2 trong khí biomass, khí hóa than, khí thải...

5. Kết luận

Độ thấm và độ chọn lọc khá cao của SILM trong các nghiên cứu về khả năng tách CO_2 trong hỗn hợp khí CO_2/CH_4 cho thấy có thể sử dụng màng tẩm chất lỏng ion để tinh chế khí, tách loại CO_2 ra khỏi hỗn hợp khí tự nhiên. Trong thực tế công nghiệp có thể sử dụng màng polymer tẩm chất lỏng ion để chế tạo thành các module, với diện tích tiếp xúc pha lớn. Các tiêu chuẩn ngày càng nghiêm ngặt đối với hàm lượng CO_2 trong khí tự nhiên và thực tế các mỏ khí khai thác hiện nay có lẫn CO_2 với hàm lượng lớn thì đòi hỏi công nghệ phải phù hợp hơn. Vì vậy, việc ứng dụng công nghệ tinh chế khí tự nhiên sử dụng màng polymer tẩm chất lỏng ion là bước đi mới có tính khả thi cao.

TS. Bùi Thị Lệ Thủy, ThS. Hồ Văn Sơn
KS. Nguyễn Văn Lực, KS. Nguyễn Văn Sơn
KS. Nguyễn Thanh Bình (giới thiệu)

Tài liệu tham khảo

1. Đỗ Chuyên Khoa. *Giới thiệu các công nghệ xử lý CO_2 tại một số mỏ khí và lựa chọn công nghệ xử lý CO_2 tại bể Sông Hồng*. Đồ án tốt nghiệp Đại học Mỏ - Địa chất. 2011: p. 50.
2. Ritter, A.James, Ebner, D.Armin. *State-of-the-art adsorption and membrane separation processes for hydrogen production in the chemical and petrochemical industries*. Separation Science and Technology. 2007; 42: p. 1123 - 1193.
3. M.Teramoto, N.Takeuchi, T.Maki, H.Matsuyama. *Gas separation by liquid membrane accompanied by permeation of membrane liquid through membrane physical transport*. Separation and Purification Technology. 2001; 24: p. 101 - 112.
4. A.Ito. S.Duan, Y.Ikenori, A.Ohkawa. *Permeation of wet CO_2/CH_4 mixed gas through a liquid membrane supported on surface of a hydrophobic microporous membrane*. Separation and Purification Technology. 2001; 24: p. 235 - 242.
5. R.D. Noble, J.D. Way. *Description of facilitated transport and environmental applications*. Membrane processes in separation and purification, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht. 1994: p. 316 - 342.
6. R.A.Bartsch, J.D.Way. *Chemical separations with liquid membranes*. ACS symposium series 642, American Chemical Society, Washington, DC. 1996.
7. Peter Wasserscheid, Thomas Welton. *Ionic liquids in synthesis*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. 2002.
8. Maqsood Ahmad Malik, Mohd Ali Hashim, Firdosa Nabi. *Ionic liquids in supported liquid membrane technology*. Chemical Engineering Journal. 2011; 171: p. 242 - 254.
9. Alexander Kokorin. *Ionic liquids: Applications and perspectives*. Janeza Trdine 9, 51000 Rijeka, Croatia.
10. L.J.Lozano, C.Godínez, A.P.delos Ríos, F.J.Hernández-Fernández, S.Sánchez-Segado, F.J.Alguacil. *Recent advances in supported ionic liquid membrane technology*. Journal of Membrane Science. 2011; 376: p. 1 - 14.
11. P.Scovazzo, J.Kieft, D.A.Finan, C.Koval, D.DuBois, R.Noble. *Gas separations using non-hexafluorophosphate anion supported ionic liquid membranes*. Journal of Membrane Science. 2004; 238: p. 57 - 63.
12. F.J.Hernández-Fernández, A.P.de los Ríos, F.Tomás-Alonso, D.Gómez, G.Víllora. *Preparation of supported ionic liquid membranes: influence of the ionic liquid immobilization method on their operational stability*. Journal Membrane Science. 2009; 341: p. 172 - 177.
13. R.Fortunato, M.J.González-Muñoz, M.Kubasiewicz, S.Luque, J.R.Alvarez, C.A.M.Afonso, I.M.Coelhoso, J.G.Crespo. *Liquid membranes using ionic liquids: the influence of water on solute transport*. Journal of Membrane Science. 2005; 249: p.153 - 162.
14. You-In Park, Beom-Sik Kim, Yong-Hoon Byun, Sang-Hak Lee, Eun-Woo Lee, Jung-Min Lee. *Preparation of supported ionic liquid membranes (SILMs) for the removal of acidic gases from crude natural gas*. Desalination. 2009; 236: p. 342 - 348.

15. D.D.Iarikov, P.Hacarlioglu, S.T.Oyama. *Supported room temperature ionic liquid membranes for CO₂/CH₄ separation*. Chemical Engineering Journal. 2011; 166: p. 401 - 406.
16. P.Scovazzo, J.Kieft, D.A.Finan, C.Koval, D.DuBois, R.D.Noble. *Gas separations using non-hexafluorophosphate [PF₆]⁻ anion supported ionic liquid membranes*. Journal Membrane Science. 2004; 238: p. 57.
17. P.Scovazzo, D.Havard, M.McShea, S.Mixon, D.Morgan. *Long-term, continuous mixed-gas dry fed CO₂/CH₄ and CO₂/N₂ separation performance and selectivities for roomtemperature ionic liquid membranes*. J.Membr. Sci. 2009; 327: p. 41 - 48.
18. Q.Gan, D.Rooney, M.Xue, G.Thompson, Y.Zou. *An experimental study of gas transport and separation properties of ionic liquids supported on nanofiltration membranes*. J. Membr. Sci. 2006; 280: p. 948 - 956.
19. Jason E.Bara, Christopher J.Gabriel, Trevor K.Carlsle, Dean E.Camper, Alexia Finotello, Douglas L.Gin, Richard D.Noble. *Gas separations in fluoroalkyl-functionalized room-temperature ionic liquids using supported liquid membranes*. Chemical Engineering Journal. 2009; 147: p. 43 - 50.
20. S.H.Barghi, M. Adibib, D.Rashtchian. *An experimental study on permeability, diffusivity, and selectivity of CO₂ and CH₄ through [bmim][PF₆] ionic liquid supported on an alumina membrane: Investigation of temperature fluctuations effects*.
21. Luísa A. Neves, João G.Crespo, Isabel M.Coelhoso. *Gas permeation studies in supported ionic liquid membranes*. Journal of Membrane Science. 2010; 357: p. 160 - 170.
22. P.Luis, L.A.Neves, C.A.M.Afonso, I.M.Coelhoso, J.G.Crespo, A.Garea, A.Irabien. *Facilitated transport of CO₂ and SO₂ through supported ionic liquid membranes (SILMs)*. Desalination.2009; 245: p. 485 - 493.
23. E.L. Cussler, Diffusion. *Mass transfer in fluid systems*, 2nd ed. Cambridge University Press, USA. 1997.
24. Tai-Shung Chung, Lan Ying Jiang, Yi Li, Santi Kulprathipanja. *Mixed matrix membranes (MMMs) comprising organic polymers with dispersed inorganic fillers for gas separation*. Progres in Polymer Science. 2007; 32: p. 483 - 507.
25. Paul Scovazzo, Jesse Kieft, Daniel A. Finan, Carl Koval, Dan DuBois, Richard Noble. *Gas separations using non-hexafluorophosphate [PF₆]⁻ anion supported ionic liquid membranes*. Journal of Membrane Science. 2004; 238: p. 57 - 63.
26. Shoji Hanioka, Tatsuo Maruyama, Tomohiro Sotania, Masahiro Teramoto, Hideto Matsuyama, Kazunori Nakashima, Misa Hanaki, Fukiko Kubota, Masahiro Goto. *CO₂ separation facilitated by task-specific ionic liquids using a supported liquid membrane*. Journal of Membrane Science. 2008; 314: p. 1 - 4.
27. Petra Cserjési, Nándor Nemestóthy, Katalin Bélafi-Bakó. *Gas separation properties of supported liquid membranes prepared with unconventional ionic liquids*. Journal of Membrane Science. 2010; 349: p. 6 - 11.
28. A.Figoli. *Liquid membrane in gas separations*, Institute of membrane technology (ITM-CNR). Via P. Bucci 17/c, 87040 Rende (CS), Italy.
29. David Dortmundt, Kishore Doshi. *Recent developments in CO₂ removal membrane technology*.

Application potential of supported ionic liquid membranes in CO₂ separation from natural gas

Bui Thi Le Thuy, Ho Van Son
 Nguyen Van Luc, Nguyen Van Son
 Hanoi University of Mining and Technology
 Nguyen Thanh Binh
 Vietnam Air Petrol Company Limited

Summary

CO₂ separation from natural gas having high content of CO₂ is very important in purifying processes. Among the many methods which have been investigated, using supported ionic liquid membranes (SILM) shows promising results. This article briefly presents the SILM preparation process, the CO₂ separation mechanism and the application potential of supported ionic liquid membranes in CO₂ separation from natural gas.

TRÁCH NHIỆM VÀ QUYỀN HẠN TRONG MÔ HÌNH TỔ CHỨC QUẢN TRỊ NỘI BỘ CỦA CÁC CÔNG TY DẦU KHÍ KHI ĐẦU TƯ RA NƯỚC NGOÀI TRONG LĨNH VỰC THƯƠNG NGUỒN VÀ KHẢ NĂNG ÁP DỤNG ĐỐI VỚI PETROVIETNAM

ThS. Nguyễn Thị Lan Anh, ThS. Ngô Thị Mai Hạnh, ThS. Hoàng Mạnh Anh
Viện Dầu khí Việt Nam

TS. Nhâm Phong Tuấn

Trường Đại học Kinh tế - Đại học Quốc gia Hà Nội

Tóm tắt

Thực tế khi triển khai hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thương nguồn, các công ty dầu khí áp dụng các mô hình quản trị nội bộ khác nhau để đảm bảo tuân thủ các quy định của pháp luật nước sở tại, phù hợp với thông lệ dầu khí quốc tế, đồng thời bố trí và sử dụng nguồn lực một cách hiệu quả nhất [2 - 8]. Bài viết giới thiệu cơ sở lý luận về vấn đề trách nhiệm - quyền hạn, so sánh tổng quát về hoạt động đầu tư ra nước ngoài của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) với một số công ty dầu khí trên thế giới. Đồng thời, từ việc tổng hợp, phân tích kinh nghiệm áp dụng về vấn đề “trách nhiệm và quyền hạn” trong mô hình quản trị nội bộ (tại Talisman, JX NOEX, Premier Oil, Idemitsu, Petronas, Chevron, ONGC, Mitra Energy, BP, Santos), nhóm tác giả đưa ra khuyến nghị về đánh giá vấn đề trách nhiệm - quyền hạn trong mô hình quản trị nội bộ đối với Petrovietnam.

1. Giới thiệu

1.1. Mô hình tổ chức quản lý

Mô hình tổ chức quản lý gồm các bộ phận (đơn vị và cá nhân) khác nhau, có mối liên hệ và quan hệ phụ thuộc nhau, được chuyên môn hóa theo những chức trách, nhiệm vụ và quyền hạn nhất định nhằm đảm bảo thực hiện các mục tiêu chung đã được xác định [6]. Đối với các công ty dầu khí đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thương nguồn, mô hình tổ chức quản lý gồm các bộ phận (ban công nghệ thăm dò và khai thác dầu khí, ban điều phối dự án tại các khu vực trên thế giới và các phòng ban chức năng tài chính, nhân sự, tìm kiếm cơ hội đầu tư...), có mối liên hệ và quan hệ phụ thuộc tương tác lẫn nhau, được chuyên môn hóa theo những chức năng nhiệm vụ

cụ thể của từng bộ phận nhằm đảm bảo thực hiện được mục tiêu chiến lược tổng thể đã được xác định [9].

Vấn đề xây dựng mô hình tổ chức quản lý có vai trò rất quan trọng (quyết định cơ cấu tổ chức, quy trình làm việc, cơ chế đánh giá khen thưởng...), nhằm tạo ra một tổ chức hoạt động hiệu quả, hoàn thành tốt các mục tiêu, chiến lược đề ra; đồng thời điều chỉnh hành vi cá nhân cho phù hợp với lợi ích của tổ chức, tạo điều kiện để hoàn thành các công việc, nhiệm vụ của tập thể.

Khi xem xét về khái niệm và việc xây dựng mô hình tổ chức quản lý của doanh nghiệp nói chung, nhóm nghiên cứu của Robbins [6] cho rằng, có một số nhân tố chính cần được đề cập, đó là sự chuyên môn hóa công việc, loại cấu trúc tổ chức, trách nhiệm và quyền hạn, tập trung và phi

Bảng 1. Các nhân tố chính khi xây dựng mô hình tổ chức quản lý

Các nhân tố chính	Mô tả
Loại cấu trúc tổ chức	Theo chức năng, sản phẩm, địa lý, khách hàng, đa chiều, xuyên quốc gia
Trách nhiệm và quyền hạn	Mức độ phân quyền và trách nhiệm trong mô hình tổ chức quản lý, mức độ phân quyền trong tổ chức (tập trung hoặc phi tập trung).
Mức độ chuẩn hóa	Ít hay nhiều quy tắc/thủ tục, kênh giao tiếp chính thức/không chính thức, quyền tự do/tự chủ trong việc ra quyết định
Cơ chế phối hợp	Trình tự, thủ tục và quan hệ phối hợp trong quá trình làm việc

tập trung, chính thống và tiêu chuẩn hóa (formalization) [6]. Theo Kates và Galbraith [1], khi xây dựng mô hình tổ chức quản lý cần quan tâm đến một số vấn đề cơ bản (cơ cấu tổ chức, cơ chế phối hợp trong quá trình làm việc, cơ chế đánh giá khen thưởng) để đưa ra các quyết định và thay đổi phù hợp. Theo phân tích của nhóm tác giả, có 4 yếu tố quan trọng khi xây dựng mô hình tổ chức quản lý [9] (Bảng 1). Trong bài báo này, nhóm tác giả tập trung phân tích khía cạnh trách nhiệm và quyền hạn.

1.2. Trách nhiệm và quyền hạn

Quyền hạn gắn liền với vị trí quản lý trong một tổ chức và mỗi vị trí quản lý đều có quyền hạn nhất định. Trách nhiệm và quyền hạn luôn đi đôi với nhau. Với quyền hạn được giao, nhà quản lý phải có trách nhiệm đối với mọi quyết định và chỉ đạo của mình. Việc phân chia các cấp quản lý nhằm phân định rõ trách nhiệm và quyền hạn. Trách nhiệm và quyền hạn trong một tổ chức được thể hiện theo mô hình quản lý tập trung hoặc phi tập trung.

Trong mô hình tổ chức quản lý tập trung, cấp quản lý cao nhất nắm quyền chi phối, quyết định và chỉ đạo mọi hoạt động của tổ chức. Khi quản lý tập trung, bộ phận hỗ trợ chung (common service) được đặt dưới cấp quản lý cao nhất [1], tư vấn cho cấp quản lý cao nhất trong việc ra các quyết định hoặc hỗ trợ hoạt động của các đơn vị trong tổ chức; nhưng không chịu tác động từ việc thực hiện các quyết định hoặc triển khai các hoạt động đó.

Trong mô hình tổ chức quản lý phi tập trung, mỗi cấp quản lý đều được trao quyền quyết định nhất định để triển khai các hoạt động tại đơn vị mình. Trong quản lý phi tập trung, bộ phận hỗ trợ chung được đặt trong từng đơn vị, hỗ trợ việc triển khai các quyết định và hoạt động tại đơn vị đó [1]. Điều này khác với mô hình quản lý tập trung (chỉ có một bộ phận hỗ trợ chung cho tất cả các đơn vị trong một tổ chức).

1.3. Hoạt động đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn của các công ty dầu khí

Căn cứ vào các số liệu thu thập được từ báo cáo thường niên (số lượng nước đầu tư, số lượng dự án đầu tư, loại dự án và chi phí đầu tư ở nước ngoài), nhóm tác giả đã so sánh hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn của một số công ty dầu khí trên thế giới (Hình 1).

So sánh với các công ty dầu khí kinh doanh nhiều hoạt động ngoài thượng nguồn như JX Energy, Idemitsu, Petronas, ONGC thì Petrovietnam có số lượng nhân viên lớn nhất nhưng doanh thu chỉ hơn ONGC và thấp hơn các

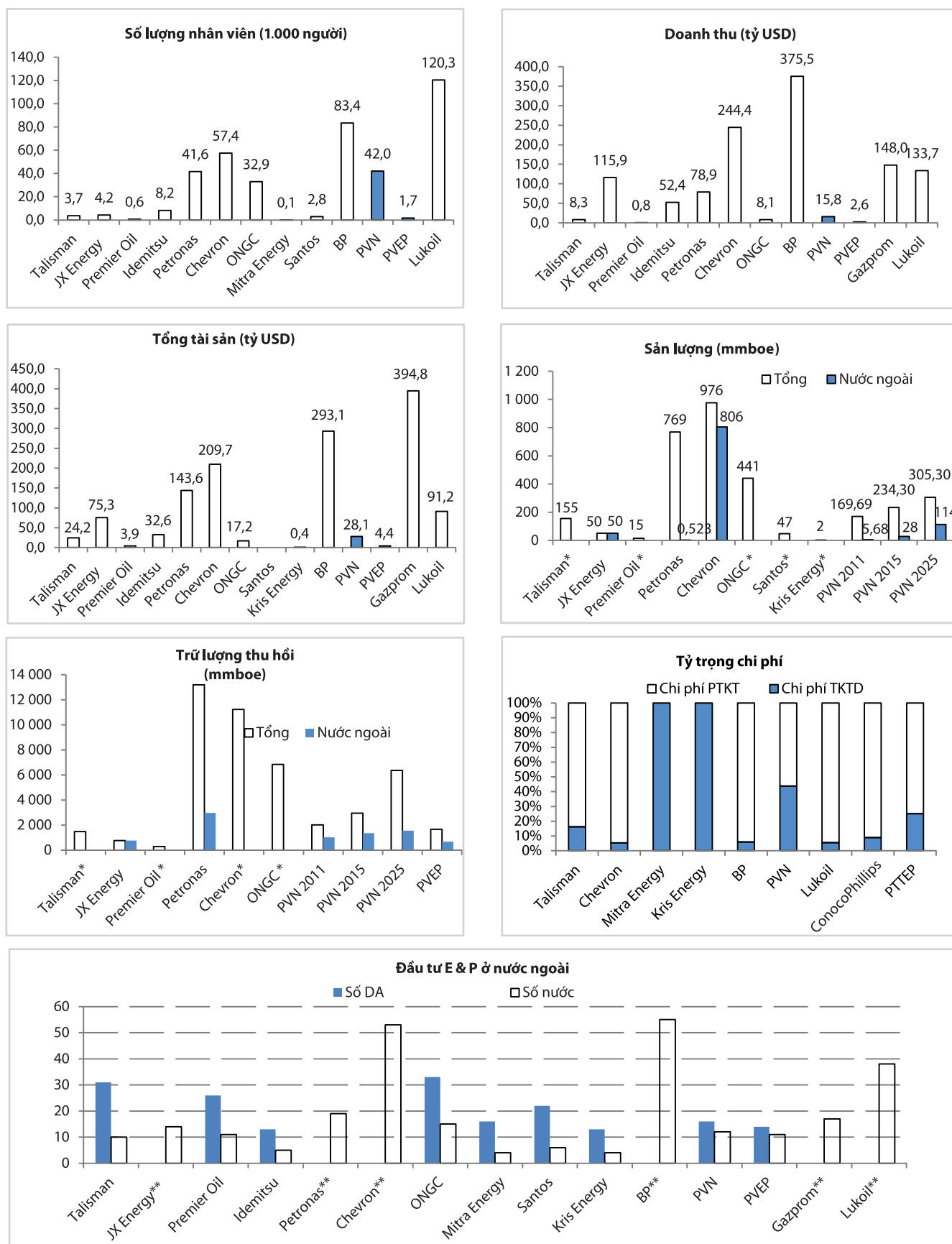
công ty còn lại, doanh thu của JX Energy nhiều gấp 7,3 lần, Idemitsu gấp 3,3 lần, Petronas gấp 4,9 lần. Số lượng nhân viên của Petrovietnam tương đương với Petronas nhưng Petronas có ROE (lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu) cao hơn Petrovietnam 8%, các chỉ tiêu về doanh thu, tài sản, sản lượng và trữ lượng đều lớn hơn. Tổng tài sản của Petrovietnam gần tương đương Idemitsu và ONGC nhưng chỉ bằng 37% tài sản của JX Energy. Tuy doanh thu của Petrovietnam gấp đôi ONGC nhưng ONGC có sản lượng dầu khí gấp 2,6 lần, trữ lượng thu hồi gấp 3,4 lần. Petrovietnam đầu tư E & P vào nhiều nước hơn Idemitsu (gấp hơn 2 lần) nhưng doanh thu chưa bằng 1/3 của Idemitsu. Với quy mô đầu tư tương đương nhưng các công ty vẫn có những ưu điểm hơn Petrovietnam về sản lượng, trữ lượng thu hồi.

Theo nghiên cứu, các công ty dầu khí trên thế giới có xu hướng đầu tư nhiều dự án tại một nước, bình quân khoảng 2 - 3 dự án/nước (con số này tại Petrovietnam là 1,3 dự án/nước). Việc đầu tư nhiều dự án tại một nước sẽ giúp các công ty tận dụng được nhân sự cũng như các hiểu biết về kỹ thuật và môi trường đầu tư ở nước sở tại hơn là đầu tư vào một nước mới. So với các công ty dầu khí, Petrovietnam có hoạt động đầu tư trải rộng trên nhiều nước.

2. Thực trạng trách nhiệm và quyền hạn trong mô hình quản lý hoạt động đầu tư E & P ở nước ngoài của một số công ty dầu khí

Khi đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn, các công ty dầu khí đều quan tâm đến sự cân đối giữa chức năng chuyên môn và quản lý dự án tại các nước khác nhau về địa lý. Do vậy, vấn đề trách nhiệm và quyền hạn được các công ty dầu khí thực hiện theo 4 mô hình: quản lý tập trung; quản lý phi tập trung theo chức năng chuyên môn; quản lý phi tập trung theo địa lý; quản lý phi tập trung hỗn hợp giữa chức năng chuyên môn và địa lý. Với một số công ty áp dụng mô hình quản lý phi tập trung và có nhiều hoạt động ngoài thượng nguồn, cách phân quyền giữa công ty mẹ và công ty con được thực hiện như Bảng 2.

Công ty mẹ: quản lý bằng chiến lược và ngân sách hàng năm, không can thiệp vào hoạt động điều hành của công ty con. Trong số các công ty đã nghiên cứu, các công ty dầu khí có hoạt động kinh doanh khác ngoài thượng nguồn đều có một công ty riêng chuyên về E&P (ngoại trừ ONGC do công ty mẹ và công ty con cùng triển khai thăm dò, khai thác dầu khí). Một số công ty dầu khí thành lập công ty con chuyên trách trong lĩnh vực E & P. Công ty con:



Ghi chú: * Công ty không công bố số liệu sản lượng/số liệu trữ lượng ở nước ngoài.

** Công ty không công bố số liệu dự án đầu tư E & P ở nước ngoài.

Hình 1. Quy mô công ty và kết quả đầu tư E & P của các công ty năm 2011 [9]

Bảng 2. Cách phân quyền tại một số công ty dầu khí áp dụng mô hình phi tập trung

Công ty mẹ	JX Energy	Idemitsu	Petronas	ONGC	Chevron
Lĩnh vực kinh doanh	- Thượng nguồn - Trung nguồn - Hạ nguồn - Khai thác mỏ	- Thượng nguồn - Trung nguồn - Hạ nguồn - Khác	- Thượng nguồn - Trung nguồn - Hạ nguồn - Khác	- Thượng nguồn - Hạ nguồn - Khác	- Thượng nguồn - Trung nguồn - Hạ nguồn
Công ty con chuyên về E&P	JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation	Idemitsu Oil & Gas Co. Ltd.,	PCSB (Petronas Carigali Sendirian Berhad)	Công ty mẹ ONGC trực tiếp triển khai và quản lý hoạt động E&P trong nước	Chevron Global Upstream and Gas
Công ty thực hiện đầu tư E&P ở nước ngoài	JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation	Idemitsu Oil & Gas Co. Ltd.,	PCSB	ONGC Videsh Limited	Chevron Global Upstream and Gas
Công ty tham gia điều hành/quản lý đầu tư E&P ở nước ngoài	JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation	Idemitsu Oil & Gas Co. Ltd.,	PCSB	ONGC Videsh Limited	Chevron Global Upstream and Gas

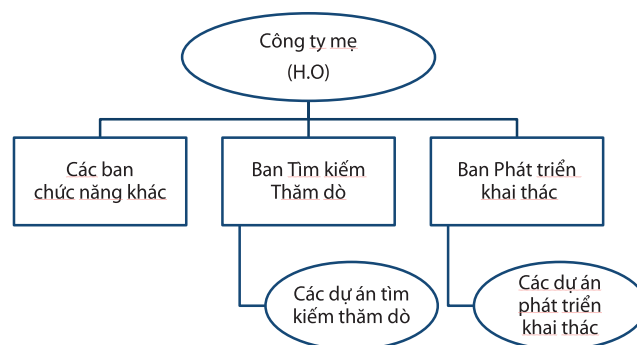
thực hiện tự chủ điều hành và tuân thủ các chiến lược và kế hoạch mà công ty mẹ đưa ra hàng năm.

Mô hình tổ chức quản lý hoạt động đầu tư E & P ở nước ngoài của các công ty đều được điều chỉnh hoặc tái cấu trúc (chia tách, sáp nhập) nhiều lần khi có sự thay đổi lãnh đạo chủ chốt hay chiến lược đầu tư. Theo đó, vấn đề quyền hạn và trách nhiệm cũng được điều chỉnh theo sự thay đổi của mô hình tổ chức quản lý. Trong bài viết này, nhóm tác giả đưa ra 4 mô hình đang được các công ty luôn điều chỉnh áp dụng cho phù hợp với từng giai đoạn khác nhau.

2.1. Mô hình quản lý tập trung

Trong mô hình quản lý tập trung, công ty mẹ quản lý và quyết định toàn bộ hoạt động đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn tại nước ngoài. Các ban chuyên môn tại công ty mẹ thực hiện phần lớn các công việc của dự án (Hình 2), bên cạnh đó các công ty dầu khí có thành lập ra các công ty dự án để giải quyết vấn đề về thuế. Mô hình này đang được Kris Energy, Mitra Energy và Idemitsu Oil & Gas áp dụng. Riêng Idemitsu Oil & Gas, mặc dù quản lý tập trung tại công ty mẹ ở Nhật Bản nhưng được phân quyền nhiều hơn.

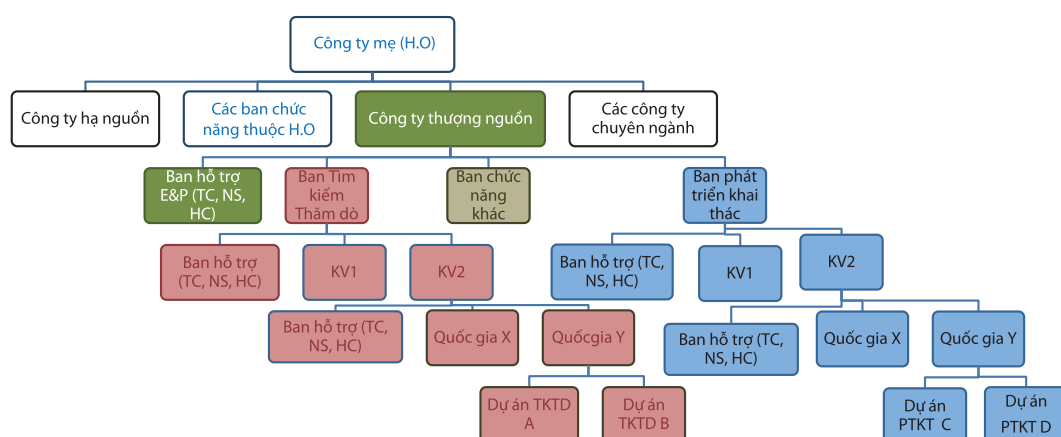
Ưu điểm của mô hình quản lý tập trung: linh hoạt trong cách tổ chức và kênh báo cáo khi ra quyết định; bộ máy gọn nhẹ, xử lý công việc nhanh gọn, giảm bớt các bước trung gian; đơn giản hóa các loại báo cáo; có thể kiểm tra chéo về chuyên môn; tạo ra sự đột phá do tính linh động của tổ chức quản lý. Tuy nhiên, mô hình này cũng có nhược điểm: các quy định cho các nhân viên không chặt chẽ; phải thuê nhân lực bên ngoài nhiều do yêu cầu bộ máy cần gọn nhẹ. Mô hình này không hiệu quả nếu nhân viên chưa đạt trình độ chuyên gia và chưa có đủ kỹ năng để phản ứng nhanh đối với các vấn đề.

**Hình 2.** Mô hình quản lý tập trung

Do vậy, mô hình quản lý tập trung phù hợp với các công ty: (1) Công ty có chiến lược đầu tư vào các khu vực đầu tư rất trọng điểm (Mitra Energy chỉ đầu tư vào Đông Nam Á); (2) Công ty có quy mô đầu tư nhỏ (về số người trong công ty, số lượng dự án, loại hình dự án, mức độ phức tạp của dự án); (3) Công ty không là nhà điều hành và có các dự án chủ yếu thuộc giai đoạn tìm kiếm, thăm dò hoặc công ty có các dự án cùng loại thuộc giai đoạn phát triển khai thác; (4) Công ty phải thuê ngoài đối với một số công việc do bộ máy gọn nhẹ.

2.2. Mô hình quản lý phi tập trung theo chức năng chuyên môn

Trong mô hình này, các ban chức năng (functional departments) tại hội sở của công ty thượng nguồn có quyền quyết định chuyên môn và chịu trách nhiệm về công việc tại các dự án E & P (có tham khảo ý kiến giám đốc các khu vực địa lý), có thể điều phối người cho từng dự án. Khi phát sinh vấn đề chuyên môn, các ban chức năng có trách nhiệm cử chuyên gia đến giải quyết. Mô hình này được áp dụng tại Talisman, Petronas, ONGC, Petrovietnam (Hình 3).



Hình 3. Mô hình quản lý phi tập trung theo chức năng

Ví dụ, khi thiếu chuyên gia cho dự án tìm kiếm thăm dò A tại quốc gia Y, Ban Tìm kiếm Thăm dò của công ty thượng nguồn sẽ xem xét và điều chuyển chuyên gia từ quốc gia X, khu vực 2 hoặc nơi khác đến (nếu cần thiết). Ban này cũng quyết định về các vấn đề E & P của dự án A và chịu trách nhiệm về quyết định của mình. Ý kiến của giám đốc dự án A, giám đốc phụ trách E & P ở quốc gia Y hay khu vực 2 chỉ mang tính tham khảo. Khi dự án A chuyển sang giai đoạn phát triển thì sẽ được chuyển sang Ban Phát triển Khai thác phụ trách.

Một số nhược điểm khi áp dụng mô hình quản lý phi tập trung theo chức năng chuyên môn: bộ máy cồng kềnh và quan liêu, không phù hợp khi quy mô đầu tư lớn vì ban chức năng có quá nhiều việc; rủi ro khi không kịp đối phó với các vấn đề ngoài yếu tố địa chất; khó tổng hợp hoạt động đầu tư theo khu vực địa lý.

2.3. Mô hình quản lý phi tập trung theo địa lý

Mô hình quản lý phi tập trung theo địa lý có sự phân cấp rõ ràng, được áp dụng tại Chevron, BP, JX NOEX. Các bộ phận chức năng có tại hội sở của công ty thượng nguồn và từng khu vực, quốc gia, dự án (ở các cấp dưới thì quy mô đơn giản hơn). Công tác kiểm tra, trao đổi công việc chuyên môn luôn được thực hiện giữa các cấp trong hệ thống (Hình 4). Trong mô hình này, giám đốc theo các khu vực địa lý (giám đốc dự án, giám đốc quốc gia, giám đốc khu vực, giám đốc công ty mẹ) có quyền quyết định và chịu trách nhiệm về quyết định của mình, có tham khảo ý kiến của các bộ phận chuyên môn.

Ví dụ, khi thiếu chuyên gia về tìm kiếm thăm dò cho dự án Y tại quốc gia B, giám đốc dự án Y sẽ trình yêu cầu tới giám đốc quốc gia B để cân đối và cử chuyên gia về tìm kiếm thăm dò của các dự án khác tới. Nếu chuyên gia ở quốc gia B không đáp ứng được, giám đốc quốc gia này sẽ trình giám

đốc khu vực 1 để huy động chuyên gia cho dự án Y. Quá trình này tiếp tục được triển khai (đến cấp cao hơn) đến khi nào công việc được giải quyết. Như vậy, giám đốc theo khu vực địa lý sẽ chịu trách nhiệm toàn bộ hoạt động của các dự án trong khu vực địa lý mình quản lý (chịu

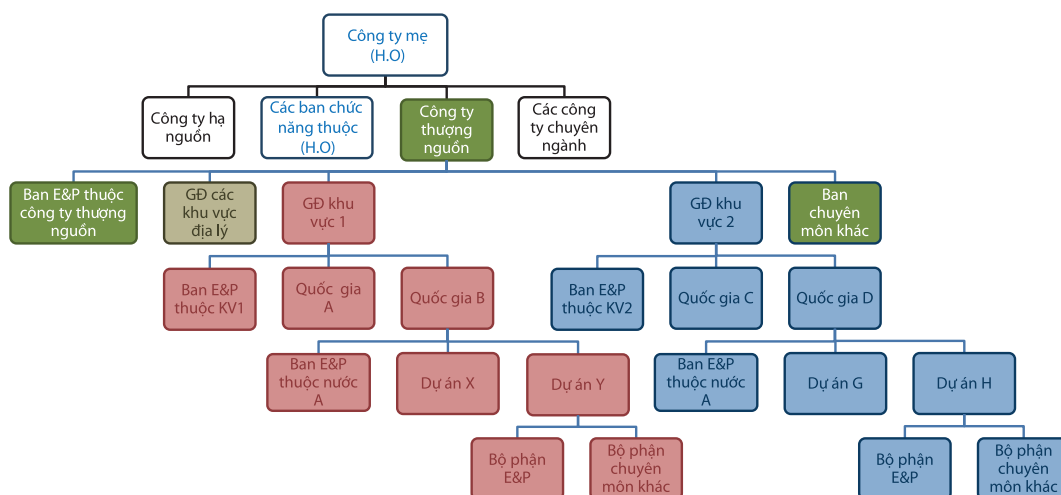
trách nhiệm trong mọi giai đoạn của dự án).

Điểm chung của mô hình quản lý phi tập trung theo chức năng và phi tập trung theo địa lý là ban chuyên môn các cấp luôn có sự trao đổi với nhau trong quá trình làm việc. Trong thực tế, các công ty áp dụng mô hình quản lý phi tập trung theo địa lý đã gặp phải một số rủi ro: tình trạng cục bộ địa phương, không tối ưu hóa được tất cả các vấn đề; lãnh đạo vùng phải chịu trách nhiệm quá lớn (nếu không phát huy được tốt vai trò, kiến thức, kinh nghiệm chuyên môn thì có thể ra các quyết định sai lầm); hạn chế khả năng tiếp cận các quy trình mang tính tổng hợp hoặc cần sự kết nối giữa các vùng khác nhau về cùng chuyên môn.

2.4. Mô hình quản lý phi tập trung hỗn hợp giữa chức năng chuyên môn và địa lý

Trong mô hình quản lý này (Hình 5), công ty mẹ quản lý chuyên môn, đồng thời thành lập một ban chuyên trách quản lý các dự án nước ngoài (mỗi công ty có tên gọi khác nhau, thường gọi tắt là BU, Premier Oil và Santos gọi là Ban Phát triển Kinh doanh - Business Units). Ban chức năng về tìm kiếm, thăm dò phụ trách chuyên môn và ngân sách về tìm kiếm thăm dò, ra quyết định về hoạt động tìm kiếm, thăm dò tại mọi khu vực địa lý trên cơ sở đề xuất của giám đốc khu vực. Ban chức năng về phát triển khai thác có quyền hạn và trách nhiệm tương tự với các dự án đã đi vào giai đoạn phát triển và đang thực hiện khai thác.

Vấn đề mấu chốt là sự phối hợp giữa ban chức năng và ban quản lý tổng hợp dự án nước ngoài. Trong số các công ty đã nghiên cứu, nhóm tác giả thấy có 2 cách phân cấp ra quyết định: (1) phân cấp ra quyết định theo khu vực địa lý (tổng giám đốc công ty mẹ, giám đốc các cấp của BU như giám đốc dự án, giám đốc quốc gia, giám đốc khu



Hình 4. Mô hình quản lý phi tập trung theo địa lý

sau: phân cấp trong quyết định đầu tư; phân cấp trong phê duyệt, thông qua, quyết định chương trình công tác và ngân sách hàng năm cũng như các sửa đổi, bổ sung, điều chỉnh chương trình công tác và ngân sách; phân cấp trong quyết định các vấn đề liên quan đến điều hành

việc ra quyết định, có tham khảo ý kiến ban chuyên môn); (2) phân cấp ra quyết định theo chức năng chuyên môn (giám đốc chuyên môn nào sẽ quyết định các công việc theo chuyên môn đó, có tham khảo ý kiến giám đốc theo khu vực của BU).

3. Trách nhiệm và quyền hạn trong mô hình quản trị nội bộ của Petrovietnam

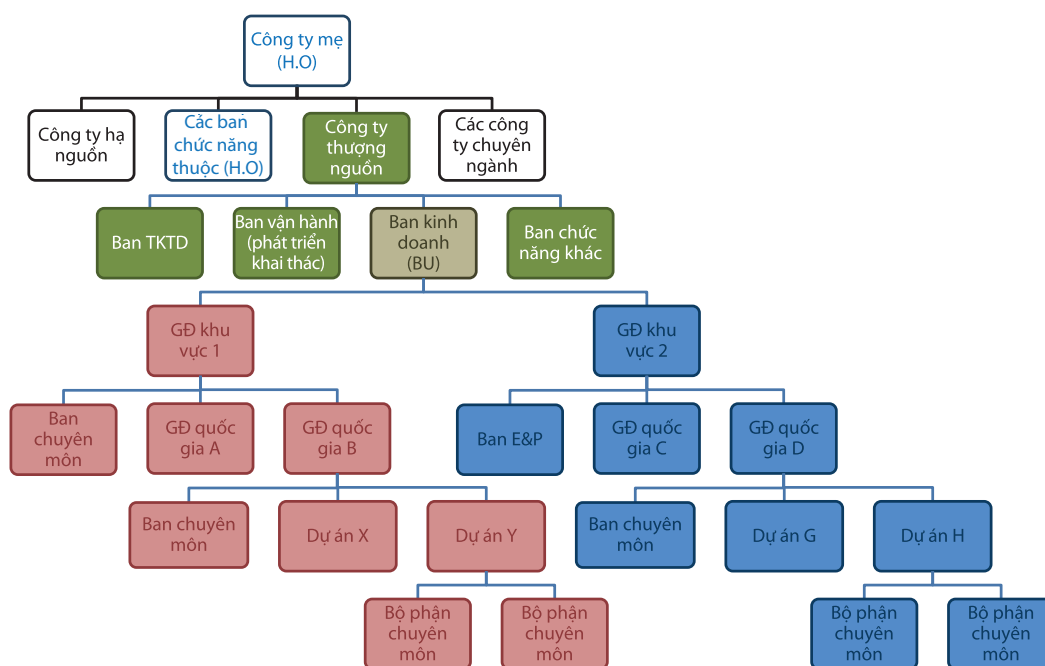
Petrovietnam có hơn 10 năm kinh nghiệm triển khai hoạt động đầu tư trong lĩnh vực thượng nguồn ở nước ngoài (hợp đồng đầu tiên ký năm 1999). Đến nay, Petrovietnam đang triển khai 11 dự án tìm kiếm thăm dò và 8 dự án phát triển khai thác tại 14 nước/vùng lãnh thổ trên thế giới. Bộ máy tổ chức, quản lý và điều hành dự án thượng nguồn ở nước ngoài của Petrovietnam gồm nhiều cấp khác nhau: Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Công ty thăm dò và khai thác Dầu khí Nước ngoài (PVEP Overseas)... Petrovietnam tuy áp dụng mô hình quản lý phi tập trung theo chức năng chuyên môn nhưng có xu hướng quản lý phi tập trung hỗn hợp giữa chức năng chuyên môn và địa lý và đã thành lập Ban Dự án Dầu khí ở nước ngoài trực thuộc Công ty mẹ là đầu mối quản lý và theo dõi hoạt động đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài. Tương tự, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí có Ban Kế hoạch và Quản lý Dự án. Với mô hình quản lý đang áp dụng, trách nhiệm và quyền hạn của các đơn vị thực hiện E & P của Petrovietnam được phân cấp nhằm tạo điều kiện nâng cao hiệu quả công tác tổ chức, quản lý và điều hành các dự án dầu khí nước ngoài, đồng thời giảm tải cho bộ máy quản lý cấp cao hơn.

Về cơ bản, các nhóm vấn đề hiện được phân cấp, phân quyền trong bộ máy tổ chức quản lý hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn như

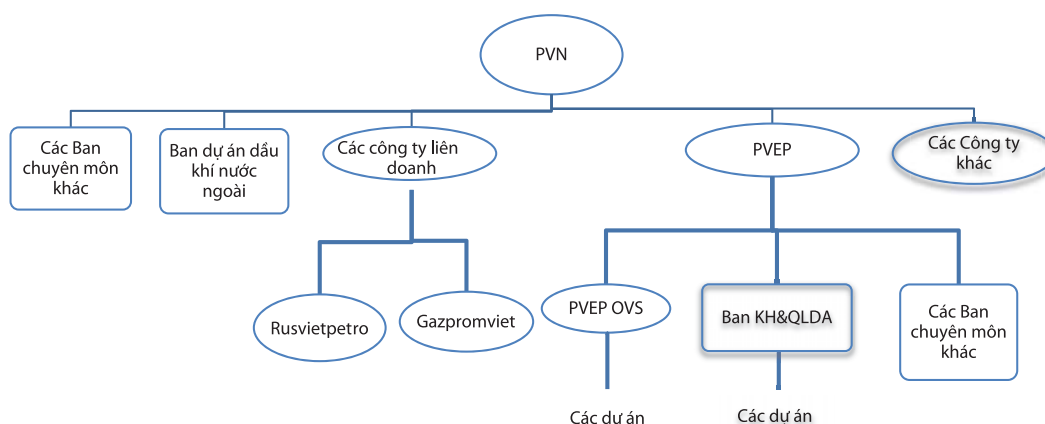
hoạt động của dự án; và một số phân cấp khác. Bài viết sử dụng kết quả nghiên cứu tại báo cáo "Nghiên cứu mô hình tổ chức quản lý hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn của các công ty dầu khí trên thế giới và khả năng áp dụng đối với Petrovietnam". Đây là bản nghiên cứu chi tiết về mức phân quyền trong nội bộ Petrovietnam đối với hoạt động đầu tư mới (dự án hình thành qua ký kết hợp đồng dầu khí mới, dự án hình thành thông qua chuyển nhượng tỷ lệ tham gia) và quản lý điều hành dự án dầu khí ở nước ngoài, cụ thể cho các cấp: Hội đồng thành viên, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PVEP.

Các vị trí quản lý, lãnh đạo trong bộ máy điều hành của Petrovietnam ở tất cả các cấp đều được trao trách nhiệm và quyền hạn nhất định để thực hiện nhiệm vụ được giao. Tuy nhiên, ở các cấp thấp hơn trong mô hình tổ chức quản lý đang áp dụng tại Petrovietnam, các vị trí quản lý chủ yếu được trao quyền điều hành trong hoạt động thường xuyên của dự án (nếu không phát sinh vấn đề ngoài chương trình công tác và ngân sách đã được các cấp có thẩm quyền phê duyệt). Các quyết định về đầu tư (sửa đổi, bổ sung quyết định đầu tư) và các vấn đề quan trọng khác trong quá trình điều hành hoạt động của dự án phải có sự thông qua, phê duyệt hoặc thuộc thẩm quyền quyết định của các vị trí quản lý hay lãnh đạo các cấp cao hơn.

Sự phân cấp, phân quyền trong mô hình tổ chức, quản lý hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực E & P của Petrovietnam chưa thực sự trao quyền tự chủ cho các cấp quản lý thấp hơn trong quá trình triển khai, điều hành các hoạt động tại đơn vị mình phụ trách. Các phương án chủ yếu được tham khảo từ ý kiến của nhiều phòng/ban chuyên môn (mỗi phòng/ban sẽ chịu trách



Hình 5. Mô hình quản lý phi tập trung hỗn hợp giữa chức năng chuyên môn và địa lý



Hình 6. Tổ chức quản lý hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn của Petrovietnam

nhệm về ý kiến của mình). Trong khi đó, các công ty dầu khí nước ngoài đều quy định cho một phòng/ban hoặc chức danh cụ thể chịu trách nhiệm cuối cùng và việc xin ý kiến các ban chuyên môn khác chỉ để tham khảo hoặc tương tự ý kiến tư vấn.

Từ thực tế phân chia trách nhiệm và quyền hạn như trên, mô hình hiện áp dụng tại Petrovietnam có thể được coi là mô hình phi tập trung nhưng mức độ phi tập trung không cao. Trong hệ thống quản lý điều hành của Petrovietnam, cấp quản lý cao nhất không hoàn toàn nắm quyền chi phối tất cả các quyết định và chỉ đạo mọi vấn đề, hoạt động của tổ chức. Petrovietnam hiện đã áp dụng cơ chế phân cấp, phân quyền ở mức độ nhất định cho các cấp quản lý trong hệ thống. Các vị trí quản lý cấp thấp hơn thường chỉ ra quyết định sau khi được sự phê duyệt/thông qua của lãnh đạo các cấp cao hơn trong hệ thống.

Với mức độ phi tập trung chưa cao, quá trình ra quyết định, phê duyệt, thông qua thường phải trình duyệt qua nhiều cấp và mất nhiều thời gian, thủ tục tương đối phức tạp... có thể dẫn đến bỏ lỡ nhiều cơ hội, giảm lợi thế trong việc đưa ra quyết định đầu tư.

4. Kết luận

Trên cơ sở nghiên cứu mô hình tổ chức quản lý hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn, vấn đề trách nhiệm và quyền hạn hiện đang được các công ty dầu khí áp dụng theo 4 hình thức và nhóm tác giả đưa ra một số nhận định cơ bản như sau:

- Cách áp dụng “trách nhiệm và quyền hạn” trong quản lý có thể được điều chỉnh và thay đổi theo từng giai đoạn phù hợp với hoạt động đầu tư và yêu cầu quản lý.

- Có 4 mô hình tổ chức quản lý về trách nhiệm và quyền hạn đang được áp dụng. Các công ty dầu khí có quy mô nhỏ hoặc có các dự án cùng đặc thù thường áp dụng theo mô hình tập trung. Các công ty dầu khí quy mô lớn hơn thường áp dụng mô hình phi tập trung với một trong 3 hình thức phân cấp: phân cấp theo chức năng chuyên môn, phân cấp theo địa lý và phân cấp hỗn hợp theo cả chức năng chuyên môn và địa lý.

- Cách quản lý tại Petrovietnam tương đối hiện đại và bắt kịp với thông lệ đang được các công ty dầu khí nước ngoài áp dụng.

Từ các nghiên cứu đó, nhóm tác giả đưa ra khuyến

nhị với Petrovietnam về vấn đề trách nhiệm và quyền hạn khi quản lý hoạt động đầu tư thượng nguồn ở nước ngoài như sau:

- Nâng mức phân quyền cho cấp dưới.
- Thực hiện phân quyền triệt để cho công ty con để vừa giảm tải công việc cho công ty mẹ, vừa tạo quyền và trách nhiệm để công ty con linh hoạt điều hành dự án, trong khi đó công ty mẹ vẫn có thể kiểm soát hoạt động của công ty con với vai trò chủ sở hữu.

Tài liệu tham khảo

1. A.A.R.Galbraith et al. *Designing your organisation using the star model to solve 5 critical design challenges*. John Wiley & Sons, Inc. 2007.
2. J.B.Cullen et al. *International business geography: Case studies of corporate firms*. Routledge, Taylor & Francis Group. 2011.
3. J.I.Considine and W.A.Kerr. *The Russian oil economy*. Edward Elgar Publishing Limited. 2002.
4. J.B.Cullen et al. *International business: Strategy and the multinational company*. Routledge Taylor & Francis Group. 2009.
5. S.Tord et al. *National oil companies and value creation*. The World Bank. 2011.
6. S.P.Robbins et al. *Fundamentals of management*. Prentice-Hall. New Jersey. 2011.
7. T.Falola et al. *The politics of the global oil industry*. Greenwood Publishing Group, Inc. 2005.
8. V.Marcel. *Oil titans: National oil companies in the middle East*. Brookings Institution Press. 2006.
9. Nguyễn Thị Lan Anh và nnk. *Nghiên cứu mô hình tổ chức quản lý hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn của các công ty dầu khí trên thế giới và khả năng áp dụng đối với Petrovietnam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.

Responsibility and authority in management of overseas upstream investment and application for Petrovietnam

Nguyen Thi Lan Anh, Ngo Thi Mai Hanh, Hoang Manh Anh
Vietnam Petroleum Institute
Nham Phong Tuan
College of Economics - Vietnam National University

Summary

Overseas upstream investment has been executed by oil companies for many years. To ensure that the investment operations comply with local regulations as well as international petroleum practices and resources are deployed and utilised most effectively, international upstream companies have chosen and applied various models of internal management. This paper discusses “responsibility and authority” within a management model and compares Petrovietnam’s overseas investments with other oil companies. From an analysis of the management models of Talisman, JX NOEX, Premier Oil, Idemitsu Oil & Gas Co. Ltd, Petronas, Chevron, ONGC, Mitra Energy, BP, Santos and Petrovietnam, the authors evaluate the issue of responsibility and authority in the management of overseas upstream investments of oil companies and make some recommendations for Petrovietnam.



THÀNH CÔNG CỦA TỔ CHỨC GẮN LIỀN VỚI SỰ ĐÁNH GIÁ ĐÚNG CÔNG TÁC QUẢN LÝ DỰ ÁN

Sự đánh giá không đúng giá trị quản lý dự án thể hiện ở 3 phương diện: chuẩn hóa các quy trình quản lý dự án, sự thích ứng với chiến lược của tổ chức và phát triển tài năng. Cụ thể, có 23% đơn vị được hỏi cho biết tổ chức của họ có lập và chuẩn hóa các quy trình quản lý dự án để áp dụng cho toàn bộ tổ chức; 6% tổ chức có vị trí lãnh đạo ở cấp cao nhất có vai trò liên quan đến quản lý dự án; có ít hơn 1/3 số đơn vị được hỏi đạt được mức độ thuận thực đối với các công tác quản lý dự án, quản lý chương trình, quản lý danh mục đầu tư; khoảng 59% số đơn vị có thực hiện đào tạo về các kỹ thuật và công cụ quản lý dự án; 45% số đơn vị có quy trình phát triển năng lực quản lý dự án và chỉ có 42% nhà quản lý dự án cho rằng tổ chức của họ có lộ trình phát triển sự nghiệp (defined career path) cho nhân sự quản lý dự án.

Hệ quả của việc đánh giá không đúng công tác quản lý dự án về các phương diện nêu trên, theo báo cáo PMI's 2013 Pulse of the Profession™, số lượng các dự án thành công ngày càng giảm, tỷ lệ dự án đạt được các mục tiêu ban đầu (3 mục tiêu: thời gian hoàn thành, ngân sách, phạm vi dự án) và đạt mục đích kinh doanh chỉ đạt khoảng 62% (2012), thấp hơn 10% so với năm 2008 (72%). Điều này khiến công tác đầu tư của các tổ chức có thể gặp rủi ro, với 1 tỷ USD đầu tư vào dự án các tổ chức có thể mất 135 triệu USD.

Các dự án và chương trình đóng vai trò quan trọng trong sự phát triển và thành công của các tổ chức. Cuộc điều tra toàn cầu lần thứ 3 về tình trạng quản lý dự án do PricewaterhouseCoopers LLP (PwC) thực hiện năm 2012 cho thấy 97% số đơn vị được hỏi cho rằng công tác quản lý dự án có tính quyết định đến hiệu quả kinh doanh và thành công của tổ chức, 94% cho rằng công tác quản lý dự án đem lại tăng trưởng kinh doanh. Tuy nhiên, không phải tổ chức nào cũng đánh giá đúng giá trị của công tác này. Theo báo cáo PMI's 2013 Pulse of the Profession™ của Project Management Institute chỉ có 54% đơn vị được hỏi cho rằng tổ chức của mình hiểu biết đầy đủ giá trị của công tác quản lý dự án [1].

Từ các kết quả đánh giá và phân tích, báo cáo PMI's 2013 Pulse of the Profession™ đưa ra 3 kiến nghị cho các tổ chức để giảm thiểu rủi ro:

1. Chú trọng phát triển tài năng

Thuật ngữ "Talent development" hiện đang được sử dụng phổ biến và thường bao gồm: đào tạo, phát triển sự nghiệp, quản lý sự nghiệp, phát triển tổ chức. Với việc phát triển tài năng, các tổ chức cần xác định lộ trình phát triển sự nghiệp trong tổ chức cho các nhà quản lý dự án,

tránh tình trạng các nhà quản lý dự án giới rời bỏ tổ chức để đến nơi đảm bảo phát triển sự nghiệp tốt hơn. Đồng thời, các tổ chức cần thường xuyên thực hiện công tác đào tạo cho các nhà quản lý dự án về kỹ thuật và công cụ quản lý dự án.

2. Chuẩn hóa các quy trình quản lý dự án và có sự cam kết hỗ trợ từ lãnh đạo cấp cao

Các tổ chức cần xây dựng, chuẩn hóa các quy trình, thủ tục, hướng dẫn quản lý dự án và áp dụng trong toàn bộ tổ chức. Về mặt hỗ trợ từ nhà quản lý cấp cao, các công ty cần bố trí một vị trí trong cấp lãnh đạo cao nhất, là người có trách nhiệm về dự án, thực sự tích cực hỗ trợ cho dự án, nắm giữ giá trị chiến lược của các dự án. Đánh giá tầm quan trọng của sự hỗ trợ thực sự của lãnh đạo cấp cao của tổ chức đối với sự thành công của dự án, báo cáo có trích dẫn câu sau đây từ cuốn "The Toyota Way" của Jeffrey Liker: "Sự khác nhau giữa thành công và thất bại là sự khác nhau giữa cái gặt đầu, đồng ý bằng miệng từ lãnh đạo cấp cao và việc có được hành động thật sự của lãnh đạo cấp cao".

3. Bảo đảm sự thích ứng với chiến lược của tổ chức

Các tổ chức cần phát triển và thuần thực các công tác quản lý dự án, quản lý chương trình, quản lý danh mục

đầu tư; thực hiện tốt các quy trình hiện thực hóa các lợi ích (benefits realization processes); qua đó, cải thiện mức độ thích ứng của tổ chức - Organizational agility (thuật ngữ thể hiện khả năng của tổ chức phản ứng thành công đối với nhịp độ thay đổi môi trường kinh doanh chưa từng có như hiện nay).

Thêm vào đó, báo cáo có nêu xu hướng hợp lý ở các tổ chức là gia tăng việc thành lập các ban/đơn vị quản lý dự án tập trung, có các trách nhiệm với phạm vi toàn tổ chức (enterprise-wide project management office), thay vì chỉ phục vụ một phòng, ban hoặc một khu vực như trước đây. Theo đó, ban/đơn vị quản lý dự án tập trung sẽ chú trọng hơn vào các mặt chiến lược của quản lý dự án như: đào tạo, quản lý danh mục đầu tư, thiết lập các hệ thống đo lường dự án, phát triển sự thuần thực trong quản lý dự án. Với việc thành lập nhiều ban/đơn vị quản lý dự án tập trung này, sẽ có nhiều dự án được điều chỉnh thích ứng với các mục tiêu kinh doanh của tổ chức và công tác quản lý dự án sẽ được thực hiện một cách chiến lược.

Tài liệu tham khảo

1. Project Management Institute. *PMI's 2013 Pulse of the Profession™*. www.pmi.org/pulse.

Trương Văn Thiện (giới thiệu)



MỘT SỐ TRAO ĐỔI VỀ VIỆC VẼ CÁC ĐỨT GẦY TRONG ĐÁ MÓNG KẾT TINH Ở BỂ CỬU LONG VÀ NAM CÔN SƠN

KS. Phạm Hồng Quế

Tóm tắt

Từ khi Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" khoan và phát hiện dầu thô trong đá móng kết tinh granitoid (1988), việc nghiên cứu đối tượng này được đặc biệt chú trọng trong công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở Việt Nam. Đá móng kết tinh ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, thêm lục địa Việt Nam được thành tạo nội sinh từ lòng trái đất. Phần lớn kết quả nghiên cứu về đá magma đều khẳng định rằng các khối magma là các thể rộng lớn (> 10km², có khi lên tới hàng trăm km²), không chỉnh hợp với đá vây quanh và hiện vẫn chưa xác định được đáy của chúng. Trong tài liệu tìm kiếm thăm dò, khoan và khai thác dầu khí trong đá móng ở bể Cửu Long, các nhà địa vật lý (địa chấn) và địa chất đã vẽ rất nhiều đứt gãy phá hủy trong các khối này, thậm chí biên độ chuyển dịch các đứt gãy tới hàng km.

Từ một số nhận xét, trao đổi về việc vẽ các đứt gãy nói trên, lý giải sự phát sinh của các đứt gãy trong đá móng kết tinh, tác giả đánh giá triển vọng chứa dầu khí của đới nứt nẻ phong hóa ở các bể là rất lớn so với những hiểu biết hiện tại về đối tượng này.

1. Mở đầu

Theo kết quả nghiên cứu thạch học, granitoid ở bể Cửu Long gồm các đá: granite, monzonite, quartz monzonite, granodiorite, diorite, quartz diorite, quartz monzodiorite, monzodiorite; chủ yếu là granite, granodiorite, diorite thuộc nhóm đá magma acid và trung tính. Ngoài ra, trong các khối đá magma xâm nhập trên còn khá phong phú đá thuộc nhóm phun trào, đá mạch của nhóm đá trung tính (andesite) hoặc bazơ (basalt) xuyên cắt hoặc phủ trên bề mặt của các khối đá này ở bể Cửu Long. Cấu trúc kết hợp với kết quả (còn hạn chế về số lượng) xác định tuổi tuyệt đối của các đá xâm nhập (granite, granodiorite, diorite) đã có những so sánh, liên hệ với các thành tạo magma ở miền Trung, miền Tây Nam Bộ và ở các đảo, đặc biệt là đảo Côn Sơn... Theo đó, các đá móng ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn có tuổi tương ứng với các thành tạo magma ở đất liền như phức hệ Định Quán tuổi Jura thượng (J₃), phức hệ Cà Ná tuổi Creta muộn (K₂), phức hệ Đèo Cả tuổi Creta sớm (K₁)...

Các thành tạo magma (khối magma) hiện nay hình thành do sự đông nguội của dung nham nóng chảy và được đưa lên từ độ sâu 40km dưới lớp vỏ trái đất. Các dung nham này có lượng khí và độ nhớt khác nhau, tạo thành các loại đá khác nhau, thường xuất hiện ở các khu vực vỏ trái đất mỏng hoặc có những đứt gãy kiến tạo lớn (đứt gãy khu vực) hoặc sự trôi dạt lục địa cách đây hàng trăm triệu năm. Các đá magma khác nhau được đưa ra cùng thời gian thì có tuổi như nhau và thành phần giống nhau, đưa ra ở các thời kỳ khác nhau thì tuổi khác nhau.

Thông thường, các khối đá magma được hình thành nằm dưới các khối đá biến chất cổ. Nếu xuyên cắt lên thì làm biến chất các đá vây quanh chúng (biến chất tiếp xúc nhiệt) tạo nên một loại đá mới là đá sừng hoặc các đá biến chất trao đổi nếu đá cổ hơn là đá carbonate. Khi các khối magma này được đưa lên mặt đất ở những thời kỳ khác nhau sẽ tạo ra quá trình biến chất, đồng thời tác động mạnh làm cho các đá cổ xung quanh bị đứt gãy, nứt nẻ; kèm theo đó là các hoạt động phun trào núi lửa tạo nên các khối đá nằm cạnh khối xâm nhập này (rhyolite) hoặc phủ lên trên (basalt) và những đai mạch lấp đầy các đứt gãy, khe nứt của các đá xung quanh và các đá cổ.

Đá móng ở bể Cửu Long, thêm lục địa Việt Nam chủ yếu là các đá thuộc nhóm granitoid và một vài nơi gặp đá biến chất như Lô 15 (không phổ biến), có tuổi khoảng Paleocen? (do các đá móng granitoid tuổi Creta muộn (K₂)). Theo tác giả, diện phân bố chỉ là những hố trũng riêng biệt. Phủ lên trên đá móng ở bể Cửu Long chủ yếu là trầm tích Kainozoi. Tuy nhiên, rải rác gặp basalt (Lô 01, 02) và một số đai mạch xuyên cắt và lấp đầy khe nứt, đứt gãy trong granitoid.

Trên thực tế, ở đất liền Việt Nam chưa gặp đứt gãy nào lớn trong khối granitoid hoặc đá magma khác. Theo tác giả, có lẽ các đứt gãy lớn trong văn liệu (các tờ bản đồ 1:500.000, 1:200.000 và 1:100.000) được vẽ ra từ cơ sở địa mạo. Vì nếu là đứt gãy phải có đới phá hủy kiến tạo lớn (tùy theo quy mô mà đới này rộng, hẹp khác nhau); phải có khối nâng và khối sụt; đá bị càn nát mạnh các mặt, trượt... Như vậy, trong một số bản vẽ khối đá magma

hiện nay không thể có đứt gãy, không thể có cánh trôi lên và cánh sụt xuống. Có lẽ đứt gãy trong các khối magma được vẽ ra trong các văn liệu trên chỉ là các khối magma nằm cạnh nhau cùng thành phần nhưng khác tuổi?

Ở bể Cửu Long, đá móng kết tinh là các đá thuộc nhóm granitoid. Từ thời kỳ Kainozoi đến nay, các đá này nằm dưới mực nước biển 3.000 - 4.000m và chênh lệch so với các đá cùng phức hệ ở đất liền miền Trung và ven biển Việt Nam (4.000 - 5.000m). Các đá móng ở bể Cửu Long được phủ bởi các đá trầm tích có chiều dày từ 3.000 đến hơn 4.000m. Khi tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở bể Cửu Long, các nhà địa chất trong và ngoài nước đã vẽ những đứt gãy trong đá móng kết tinh, thậm chí vẽ qua nhiều thể magma có tuổi khác nhau và có biên độ dịch chuyển cả nghìn mét. Theo tác giả, việc vẽ các đứt gãy như vậy cần được nghiên cứu thêm!

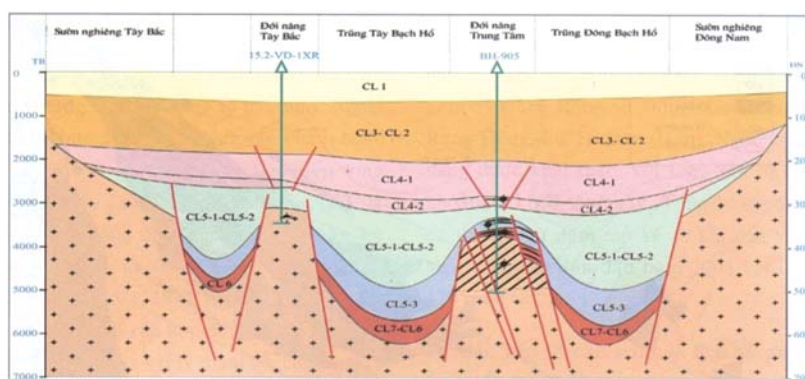
2. Một số bản vẽ các đứt gãy trong đá móng kết tinh bể Cửu Long và Nam Côn Sơn

Từ quy luật phát sinh của các đứt gãy trong đá móng kết tinh, theo tác giả cần phải nghiên cứu thêm về một số bản vẽ các đứt gãy này ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn. Ví dụ, trong mặt cắt ngang trung chính bể Cửu Long (Hình 1), hầu hết các đứt gãy vẽ sâu trong móng (1,5 - 2km) và có những khối nhô cao lên 1 - 2km. Như vậy, các đứt gãy là đứt gãy lớn, rất lớn? Tuy nhiên, theo tác giả có một số khía cạnh cần được lý giải rõ hơn: khối lượng đá sụt xuống đó đi đâu và vì sao khối granite đồng nhất, rắn chắc và không thấy đáy nhô lên cả km?

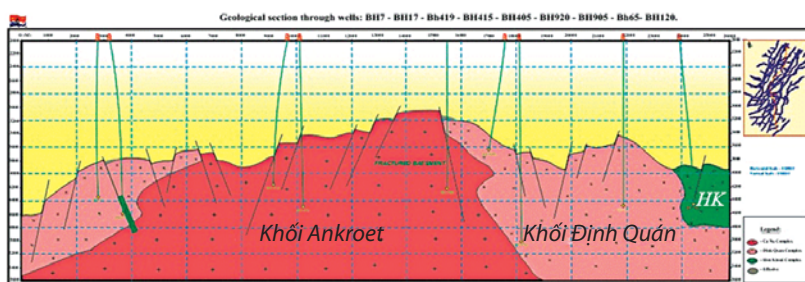
Hình 2 thể hiện mặt cắt địa chất khối móng nâng mở Bạch Hổ - hệ thống giếng khoan thăm dò và khai thác với khối Ankroet và xuyên qua khối Định Quán. Vấn đề ở đây là đứt gãy được vẽ qua 2 khối granite khác nhau nên có chính xác không và thực sự có hay không có đứt gãy này?

Hình 3a, b và c chỉ ra một loạt các đứt gãy có biên độ nâng lên, sụt xuống trong đá granite từ 0,5 - 1km ở bể Nam Côn Sơn [2].

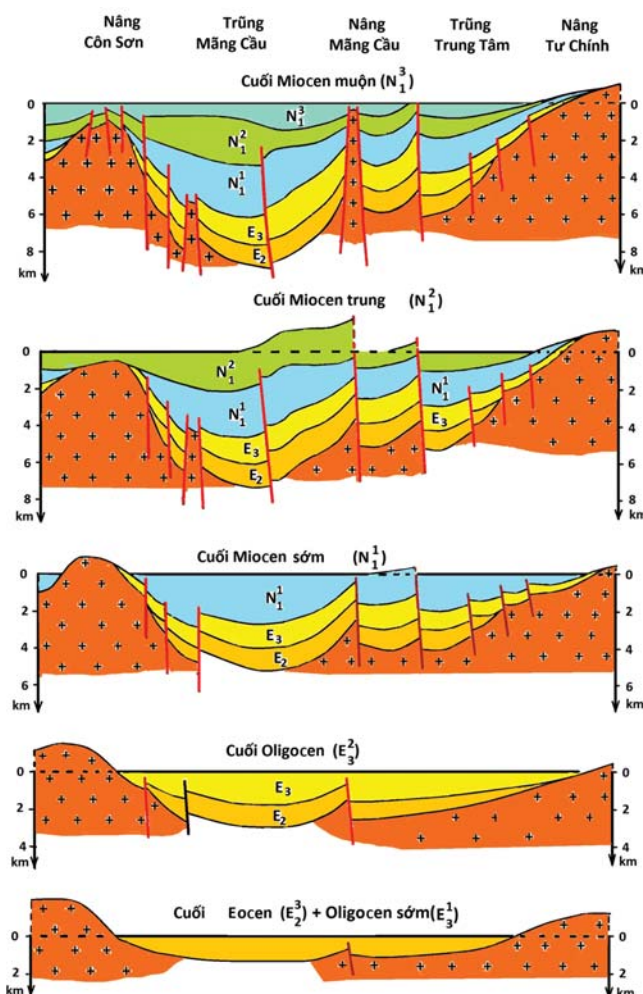
Đặc biệt, trong bản vẽ mô tả sự liên kết giữa ngoài khơi và đất liền hướng Tây Bắc - Đông Nam (Hình 4) của Phạm Huy Long và nnk [7] còn một số vấn đề phải làm rõ khi trong đá magma lại có những đứt gãy và dịch chuyển lớn như vậy.



Hình 1. Mặt cắt ngang trung chính bể Cửu Long [1]



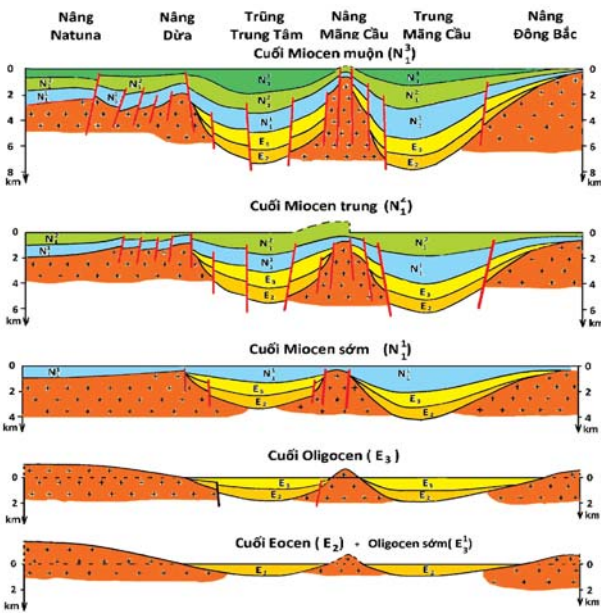
Hình 2. Mặt cắt địa chất khối móng nâng mở Bạch Hổ - hệ thống giếng khoan thăm dò và khai thác với khối Ankroet xuyên qua khối Định Quán [3]



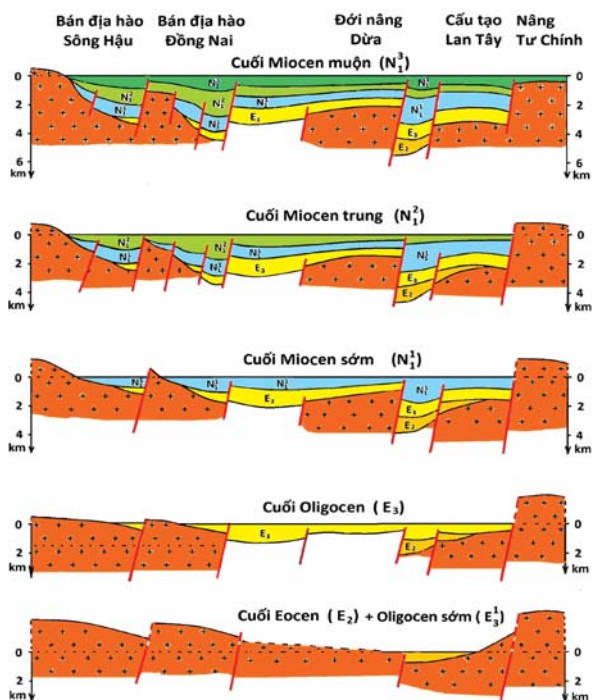
Hình 3a. Mặt cắt cổ kiến tạo theo tuyến 02 bể Nam Côn Sơn [2]

3. Nhận định và trao đổi

Về mặt lý thuyết, các khối granitoid lớn, nhỏ (10 - 100km² hay lớn hơn 100km²) đều đồng nhất, rắn chắc, chưa xác định được đây và không có khoảng trống để bị sụt xuống hay nâng lên như các hình vẽ trên. Trong quá trình nghiên cứu thạch học, đặc tính nứt nẻ của đá granitoid ở bể Nam Côn Sơn và bể Cửu Long cũng như nghiên cứu nhiều khối đá granitoid tương đồng ở miền Trung, khu vực Tây Nam Bộ và các đảo, đặc biệt là ở đảo Côn Sơn... tác giả có một số suy nghĩ về các đứt gãy được vẽ ra trong đá móng kết tinh như sau:



Hình 3b. Mặt cắt cổ kiến tạo theo tuyến 04 bể Nam Côn Sơn [2]



Hình 3c. Mặt cắt cổ kiến tạo theo tuyến 06 bể Nam Côn Sơn [2]

- Bản đồ móng hiện tại ở bể Nam Côn Sơn và đặc biệt là bể Cửu Long hoàn toàn ổn định trong suốt Kainozoi tới nay (tức là từ khi bắt đầu thành tạo trầm tích) "Paleocen - Đệ tứ (Q)", khoảng 60 triệu năm.

- Việc thành tạo đá trầm tích ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn từ Eocen cho đến Đệ tứ là do có sự sụt lún chung của vùng Đông Nam Á và tuyệt đối không có khối nâng, khối sụt trong một bể trầm tích như quan niệm hiện nay bởi khối móng kết tinh hoàn toàn ổn định.

- Sự nâng lên hoặc sụt xuống tạo các khối ở bể Cửu Long, Nam Côn Sơn chỉ được thể hiện trong phần đá trầm tích và đá móng nứt nẻ, phong hóa. Do các thành tạo trầm tích trong Kainozoi ở các bể kéo dài suốt từ Eocen - Pliocen - Q với chiều dày của lớp trầm tích trên 3.000m. Tùy thuộc vào từng thời kỳ địa chất kéo dài suốt 60 triệu năm, các trầm tích này dần bị biến đổi (từ trầm tích tạo thành đá) đã xảy ra các quá trình: mất nước (khi áp suất 400 - 800N/cm² ứng với 400 - 600m độ sâu nước mất hoàn toàn); nén ép do trọng lực cột đá; thành tạo các khoáng vật mới...

Quá trình này xảy ra làm giảm thể tích đá (đá cát kết: độ rỗng từ 48% giảm xuống còn 21%). Khi áp suất tăng 200 - 500N/cm², tỷ trọng đá cũng tăng lên tương ứng. Các thành tạo trầm tích này được phủ lên bề mặt móng (như bề mặt móng hiện tại của bể Cửu Long). Bề mặt móng không bằng phẳng mà bao gồm các đỉnh cao và các vùng trũng. Chính phần cao này được cho là nâng lên và phần trũng là sụt xuống (tài liệu chung của các báo cáo hiện có của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam).

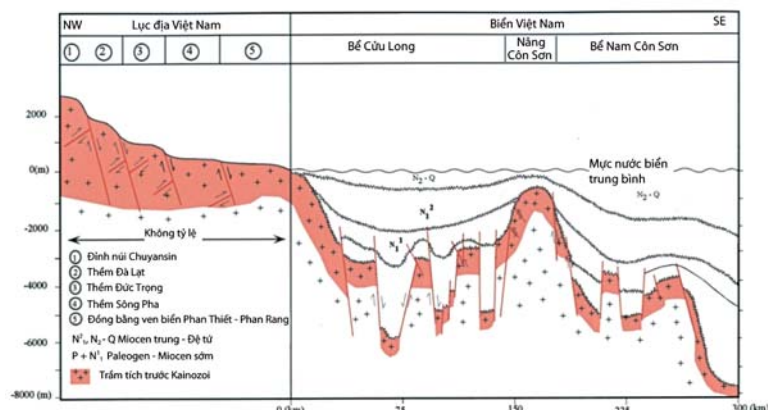
Các đá móng kết tinh được đưa lên từ lò magma trong lòng đất khi hiện diện ở bản đồ móng đã trải qua các quá trình:

- Khi nguội lạnh: tạo các nứt nẻ do sự co rút thể tích (cooling) từ ngoài vào trong, tạo nên khe nứt như vỏ bọc đồng tâm theo hình dạng khối đá. Nếu khối đá cùng xuất lộ cao thì các khe nứt này cũng cao và có thể có nhiều khe nứt đồng tâm theo thời gian. Trên thực tế, chúng thường nằm ngay theo mặt cắt địa chất. Các nứt nẻ này lộ rất rõ và đẹp từ sân bay Cỏ Ống về mũi Tàu bể đảo Côn Sơn trong granite tuổi Creta phức hệ Đèo Cả.

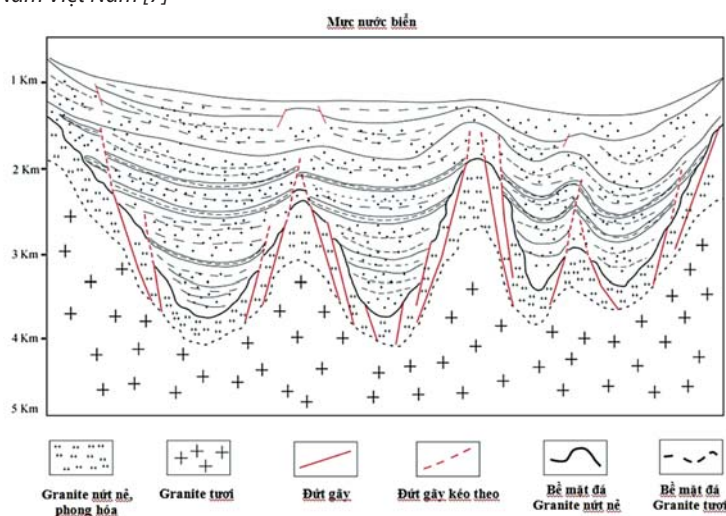
Hệ thống khe nứt vuông góc với bề mặt của đá lộ ra không khí giống như đá basalt phun trào hình cột ở thác Đam Bri (Bảo Lộc - Lâm Đồng) hay thác Prenn (Đà Lạt)... Còn trong granite, hệ thống này phổ biến ở đường sân bay Cỏ Ống - thị trấn Côn Đảo (Côn Sơn), suốt dải bờ biển từ Phan Thiết tới núi Kê Gà hay núi Cà Đú (Phan Rang), granite Định Quán (Đồng Nai)... Các đá granitoid này bị phong hóa mạnh mẽ, đới phong hóa phát triển sâu theo hệ thống cooling ngang và dọc của khối.

- Khi các đá granitoid như trên bị phủ lên bởi khối lượng lớn trầm tích dày hàng nghìn mét với tỷ trọng lớn của đá (trọng

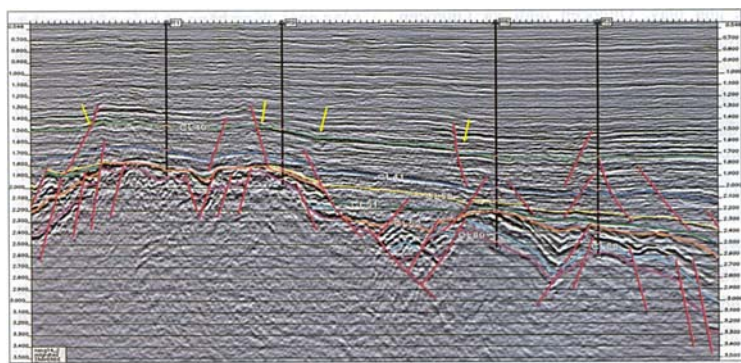
lực được dồn vào móng nứt nẻ phong hóa) đã tạo nên các đứt gãy của đá móng và chỉ giới hạn bởi phần nứt nẻ và phong hóa. Đứt gãy này cũng có thể tới hàng trăm mét (tùy thuộc sự nhô cao của khối đá magma). Đối magma bị phong hóa, nứt nẻ và đứt gãy này bị tụt xuống theo sườn dốc của khối magma, tạo nên một dạng hỗn hợp (ở giếng khoan LDV-1X, 2X và ở một số giếng khoan khác) và gọi tên cho các đá này là tầng G20, G30 (Hình 5). Mặt trượt của đứt gãy này thường là đá granite còn tươi không bị nứt nẻ.



Hình 4. Mặt cắt từ lục địa ra biển theo hướng Tây Bắc - Đông Nam, Nam Việt Nam [7]



Hình 5. Minh họa các đứt gãy trong đá magma nứt nẻ do nguội lạnh



Hình 6. Các play trên mặt cắt địa chấn đi qua khu vực Trung tâm và Đông Bắc mỏ Rồng

Các đứt gãy dọc theo sườn của khối granite nhô cao tạo cho các đá trầm tích nằm trên một đứt gãy thường gọi là đứt gãy kéo theo. Các đứt gãy này được thể hiện rất rõ trên các mặt cắt địa chấn (biên độ sụt không lớn, đới phá hủy hầu như không rõ ràng); thường có xu hướng chấn sản phẩm tốt (mặt cắt khu vực Trung tâm và Đông Bắc mỏ Rồng bể Cửu Long (Hình 6).

Giữa giếng khoan R1 và R9 là khối granite nhô cao; giữa R9 và R6, R3 là khối granite thấp hơn. Nơi granite nhô cao, trầm tích mỏng; còn phần thấp, trầm tích dày. Trong quá trình trầm tích thành đá trầm tích (như đã nói ở phần trên) tác động trọng lực tạo nên các đứt gãy kéo theo trong đá trầm tích do tác động đứt gãy trong đới nứt nẻ của granite tạo thành (mũi tên) (Hình 6).

Trở lại với cánh sụt của đứt gãy ở đá magma thì khối lượng sụt thường nằm ở phần đáy và có nhiều khả năng các đá nứt nẻ và phong hóa sụt xuống từ khi chưa có trầm tích, đặc biệt ở các phần trũng giữa các khối nhô cao (gọi là hố trũng giữa núi), loại này thường có tuổi cổ hơn trầm tích Eocen (có thể tuổi Paleocen). Khối lượng của các đá sụt xuống sau đứt gãy thường lẫn nhiều thành phần đá trầm tích, thông thường phân lớp dày (hàng chục mét) và chọn lọc rất kém từ tầng, cuối thậm chí là khối... Đặc trưng kiểu này có ở một số giếng khoan Lạc Đà Vàng, Lô 15 bể Cửu Long: LDV-1X-2X, KNT-1X-2X...

Từ quan niệm về khối móng nứt nẻ, tác giả cho rằng bản đồ bề mặt móng hiện tại ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn bị nứt nẻ theo 2 phương nằm ngang (vòng đồng tâm của vĩa, khối) và nứt nẻ bề mặt theo chiều vuông góc với bề mặt khối magma do co rút thể tích khi nguội lạnh. Sau đó, chúng bị phong hóa và chịu áp lực do trọng lực khối lượng các đá trầm tích bên trên cùng với tác động của nhiệt độ, nước ngầm... tạo nên các mặt trượt (đứt gãy) ở hầu hết các khối nhô với mức độ khác nhau: phần trung tâm bể thường có các đứt gãy mạnh hơn, biên độ cao hơn so với rìa bể (lượng đá trầm tích nhỏ hơn); biên độ các mặt trượt (đứt gãy) nhỏ hơn và tạo thêm nhiều khe nứt mới do động lực.

Như vậy, các đá magma móng bể trầm tích Cửu Long, Nam Côn Sơn, đặc biệt bể Cửu Long có khả năng chứa sản phẩm rất lớn, đặc biệt là ở các đứt gãy; vì ngoài khe nứt do nguội lạnh, phong hóa còn có thêm các khe nứt do động lực gây nên.

4. Kết luận

Từ những phân tích trên, tác giả kết luận các đứt gãy trong đá móng bể Cửu Long và Nam Côn Sơn chỉ phát triển ở phần nút nẻ do sự co rút thể tích đá trong quá trình nguội lạnh từ lò magma đưa ra. Không tồn tại các đứt gãy sâu vào đá móng tươi ở mỗi bể. Các đứt gãy (chính xác hơn là mặt trượt) ở móng chỉ có khối sụt xuống, không có khối nâng (khối nâng thực tế giữ nguyên vị).

Các đứt gãy được vẽ ra trong phần đá trầm tích chỉ là sụt lún do trọng lực (bởi quá trình mất nước, nén ép, giảm thể tích và tăng trọng lượng của khối đá) làm cho đá móng bị trượt và tạo nên các đứt gãy (thường được gọi là đứt gãy kéo theo và liên quan chặt chẽ với các mặt trượt ở khối móng nhô cao).

Tất cả đá móng ở bể Nam Côn Sơn và đặc biệt ở bể Cửu Long có tiềm năng chứa dầu khí rất lớn, nhất là ở những phần nhô cao vì ở đó dầu di cư tới thuận lợi và hệ thống nút nẻ phong phú hơn ở phần thấp, đồng thời ở đó cũng tạo nhiều mặt trượt, đứt gãy hơn do trọng lượng khối đá ở trên nén xuống.

Bên cạnh đó, tác giả đề xuất cần lưu ý tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở các khối móng rìa của mỗi bể.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hiệp và nnk. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007: p. 276 - 307.
2. Hoàng Đình Tiến. *Bể Nam Côn Sơn dưới góc độ địa động lực*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 8: p.15 - 23.
3. Đặng Ngọc Quý, Hoàng Văn Quý. *Phát hiện thân dầu đặc biệt hiếm có trong đá móng mỏ Bạch Hổ và phương pháp luận trong nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong đá móng nút nẻ và hang hốc*. Tạp chí Dầu khí. 2012; 9: p. 16 - 19.
4. Nguyễn Văn Chiển, Trịnh Ích, Phan Trường Thị. *Thạch học*. Nhà xuất bản Đại học và Trung học chuyên nghiệp. 1973.
5. A.M.Daminova. *Thạch học các đá magma*. Nhà xuất bản Lòng đất Matxcova. 1967.
6. IU.IR Polovinkina. *Kiến trúc và cấu tạo đá xâm nhập và biến chất*. Nhà xuất bản Lòng đất Matxcova. 1966.
7. Phạm Huy Long và nnk. *Tài liệu hướng dẫn thực địa Tp. Hồ Chí Minh - Đà Lạt - Phan Rang*. 12/2001.

Some exchanges about the drawing of faults in crystalline basement rock at Cuu Long and Nam Con Son basins

Pham Hong Que

Summary

The Vietsovpetro joint venture discovered crude oil in crystalline basement rock (granitoid) in 1988. Since then, crystalline basement rock has attracted special interest from researchers and become a new direction for oil and gas prospection and exploration in Vietnam. Within the scope of this paper, the author would like to exchange some views about the drawing of faults in crystalline basement rock at Cuu Long and Nam Con Son basins and how the faults appeared in granitoid mass. On such basis, the author believed that oil and gas prospects in the weathered and fractured granitoid mass in these basins are much bigger than what is already known.

DẦU KHÍ TRONG ĐÁ CHẶT SÍT: NGUỒN NĂNG LƯỢNG ĐẶC BIỆT Ở BẮC MỸ

Những năm gần đây, dầu/khí trong đá chặt sít hay đá rắn chắc (tight oil/tight gas) đóng vai trò quan trọng trong lĩnh vực dầu khí phi truyền thống. Chính nguồn năng lượng này đã làm thay đổi vị trí của nước Mỹ trong thị trường dầu khí, từ một nước phụ thuộc nhiều vào nguồn nhập khẩu trở thành nước có khả năng xuất khẩu lớn trong tương lai gần. Về mặt khoa học, điều này một lần nữa cho thấy từ thực tế khách quan các nhà địa chất - địa vật lý một khi thay đổi những nhận thức tưởng như bất biến về hệ thống dầu khí kinh điển thì có thể mở ra những hướng nghiên cứu mới đầy triển vọng và đưa lại những lợi ích kinh tế bất ngờ.

Đặc điểm của dầu khí trong đá chặt sít

Theo Canadian Society for Unconventional Resources (CSUR), dầu/khí trong đá chặt sít là “dầu khí thông thường/truyền thống tồn tại trong các đá chứa có độ thấm thấp”. Loại đá chứa này có thể là cát hoặc các loại đá rắn chắc có độ thấm từ 0,0001 - 0,1mD mà theo lý thuyết kinh điển chỉ có thể gọi là đá chắn, không thể gọi là đá chứa. Theo định nghĩa này, dầu trong đá móng rắn chắc bị phong hóa và nứt nẻ ở một mức độ nào đó cũng có thể xếp vào nhóm “tight oil”. Riêng đối với đá sét, dầu có thể di cư từ nơi khác đến hoặc là phần hydrocarbon còn nằm lại trong đá mẹ, không di cư và lúc đó sét vừa là tầng sinh, vừa là tầng chứa, vừa là tầng chắn. Loại dầu khí này không thể tự chảy vào lòng giếng khai thác với lưu lượng có giá trị kinh tế khi không có sự hỗ trợ của công nghệ khoan giếng ngang/giếng định hướng cũng như áp dụng công nghệ cao trong quá trình phá vỉa và hoàn thiện giếng nói chung.

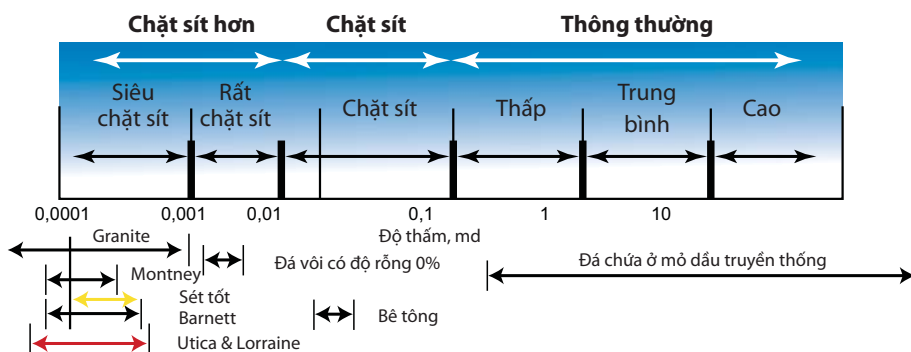
Thuật ngữ “tight oil” thường nói về dầu nhẹ trong đá rắn chắc để phân biệt với “shale oil” là các loại dầu khác nhau chứa trong sét. “Shale oil” không đồng nghĩa với “oil shale”, tức là đá sét có chứa dầu, gọi tắt là đá dầu, ở đây hydrocarbon tồn tại trong sét chủ yếu dưới dạng kerogen hoặc bitumen. Dầu thô gồm phần còn lại của vật chất hữu cơ trong đá trầm tích bị chôn vùi, bị

biến đổi chậm chạp dưới tác động của nhiệt và áp suất cao trong nhiều triệu năm qua nhiều giai đoạn. Kerogen là hợp chất hữu cơ rắn, hình thành sớm nhất và bitumen hình thành trong giai đoạn cuối cùng của quá trình đó. Bitumen chính là hydrocarbon tìm thấy trong cát ngậm dầu (oil sand) ở Canada. Thuật ngữ “oil shale” không hoàn toàn chặt chẽ về khoa học vì kerogen không phải là dầu thô và không phải chỉ có sét mới chứa kerogen. Để tạo ra dầu lỏng bằng phương pháp tổng hợp từ “oil shale”, đá giàu kerogen này phải được đun nóng ít nhất đến 500°C trong điều kiện không có oxy và quá trình đó được biết như quá trình chưng cất. Bảng 1 phân biệt sự khác nhau giữa các loại dầu này.

Ở Bắc Mỹ, trong lĩnh vực dầu chặt sít, tham số để mô

Bảng 1. Phân biệt tight oil, bitumen và oil shale

Chất lượng dầu	°API	Độ thấm tầng chứa	
		Thấp	Cao
Nhẹ	32 - 45	Tight oil	Dầu thông thường/truyền thống
Trung bình	22 - 32	Tight oil	Dầu thông thường/truyền thống
Nặng	10 - 22	Oil shale/sand	Dầu nặng, bitumen trong cát chứa dầu (oil sand)



Bảng 2. Thuật ngữ độ thấm

Bảng 3. EUR và chi phí đầu tư cơ bản giếng khoan dầu trong đá chặt sét ở Bắc Mỹ

Nước	Bang	Tên play	EUR/giếng (nghìn thùng)		Độ sâu giếng (m)		Capex giếng (triệu USD)	
			Thấp	Cao	Thấp	Cao	Thấp	Cao
Canada	Alberta	Beaverhill Lake Group	100	250	2.000	2.900	4,5	6,5
	Alberta	Cardium	100	250	1.200	2.400	2,5	5,0
	Alberta/Montana	Exshaw/AB-Bakken	100	250	1.372	2.286	2,5	4,5
	Manitoba/North Dakota	Lower Amaranth	50	100	800	1.000	1,2	1,6
	Saskatchewan	Lower Shaunavon	75	125	1.300	1.600	1,6	3,1
	Alberta	Montney/Doig	100	300	1.300	2.200	3,5	5,5
	Alberta	Pekisko	75	175	1.100	1.800	2,0	3,0
	Saskatchewan/North Dakota	Bakken	100	150	1.600	2.400	2,5	3,5
	Alberta	Viking (CE - AB)	75	150	900	1.600	1,5	2,5
	Alberta	Viking (SE - AB)	50	100	600	900	1,2	1,4
	Saskatchewan	Viking (SW - SK)	50	100	600	900	1,2	1,4
	Trung bình		128		1.489		2,83	
Mỹ	Montana/Alberta	AB-Bakken	100	250	1.372	2.868	2,5	4,5
	New Mexico/Texas	Avalon & Bone Spring	125	400	1.829	3.353	4,0	6,0
	North Dakota/Saskatchewan	Bakken	300	800	2.591	3.353	6,5	8,5
	Texas	Eagle Ford	300	600	1.219	2.743	5,5	6,5
	Montana/North Dakota	Elm Coulee	100	400	2.134	3.200	5,5	7,5
	Oklahoma/Texas	Granite Wash	300	600	3.353	3.810	7,5	9,0
	California	Monterey	400	700	2.438	3.505	5,0	7,0
	Wyoming/Colorado	Niobrara	200	300	2.134	2.438	4,5	5,5
	North Dakota/Saskatchewan	Three Forks/Sanish	175	400	2.632	3.394	6,6	8,6
	Louisiana/ Mississippi	Tuscaloosa	400	800	3.810	4.572	10,0	14,0
	Texas/New Mexico	Wordcamp	200	700	3.353	3.962	6,5	8,0
	Trung bình		389		2.885		6,8	

tả loại giếng thường dùng là “lượng dầu thu hồi ước đạt cuối cùng” (estimated ultimate recoveries - EUR), một đại lượng liên quan đến đặc trưng và triển vọng của các play cụ thể, riêng biệt. Giá trị EUR của các play ở Mỹ có khuynh hướng cao hơn ở Canada. Các play của Canada thường nằm nông hơn so với các play ở Mỹ [1 - 3]. Giản đồ sản lượng dầu chặt sét theo các loại giếng ở Mỹ được trình bày trong Hình 1 và 2.

Dầu trong đá chặt sét được tác giả đề cập trong bài viết này bao gồm dầu nhẹ, dầu nặng và dầu phiến sét. Bảng 3 trình bày một số play kèm theo chỉ dẫn về địa điểm, độ sâu giếng đại diện, lượng dầu thu hồi ước đạt cuối cùng, giá thành giếng, thiết bị... Các tham số này dựa trên các nguồn được công bố công khai của các nhà điều hành các đề án. Mặc dù các số liệu này được xem là đại diện cho vùng công tác nhưng cần tiếp tục nghiên cứu sâu hơn để xác định khả năng triển vọng tồn tại của chúng và mức độ tiêu biểu cho play được đề cập.

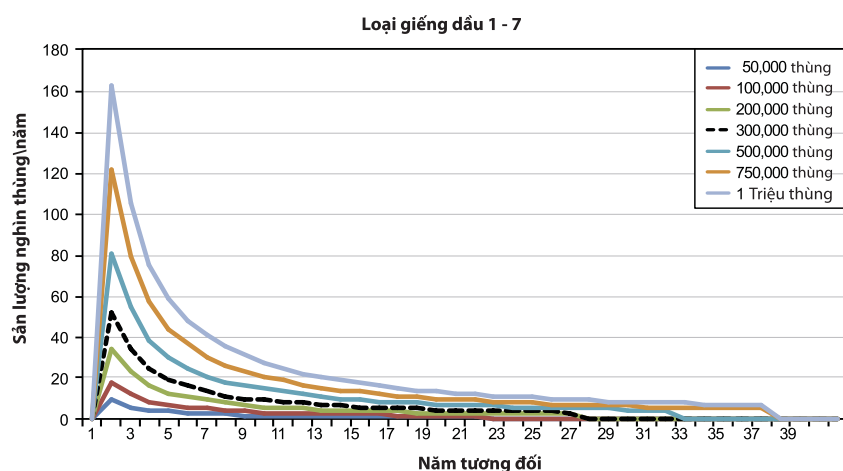
Các loại giếng khai thác dầu trong đá chặt sét

Sản lượng dầu thu được theo các loại giếng khai thác hiện nay đối với dầu trong đá chặt sét thay đổi rất nhanh theo thời gian, theo khu vực và độ biến thiên này có thể có sự thay đổi rất lớn đối với các play đang trong giai đoạn phá vỡ thủy lực đa cấp (multiple hydraulic fracturing). Sản lượng khai thác hàng năm đi kèm với 7 loại giếng có dạng phân bố độ suy giảm theo hình hyperbolic (Hình 1, 2). Hình 2 chỉ là phần bổ sung để làm rõ bản chất của các diễn biến đối với các giếng có EUR thấp. Bảng 4 trình bày đời giếng và các tham số suy giảm hàng năm.

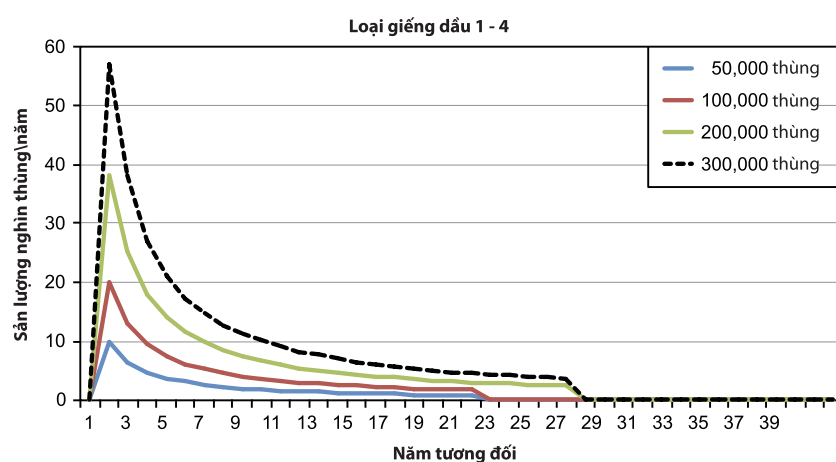
Những hiệu ứng của giản đồ sản lượng thực và của độ biến thiên EUR được điều chỉnh thông qua cách chọn lựa bậc EUR cho từng loại giếng và phép phân tích độ nhạy cho một giếng khai thác cụ thể.

Chi phí đầu tư sản xuất dầu trong đá chặt sét

Thống kê chi phí đầu tư cơ bản (Capex) và chi phí điều



Hình 1. Giản đồ sản lượng dầu chặt sít theo loại giếng khai thác 1 - 7



Ghi chú: Năm tương đối = số năm tính từ khi bắt đầu khai thác

Hình 2. Giản đồ sản lượng dầu chặt sít theo loại giếng khai thác từ 1 - 4

Bảng 4. Các tham số profile khai thác dầu trong đá chặt sít

EUR, 1.000 thùng	50	100	200	300	500	750	1.000
Đời giếng (năm)	15	15	25	25	30	35	35
% sản lượng năm đầu trong tổng sản lượng đời mỏ	20	20	19	19	18	18	18
d %	55	55	55	55	55	55	
N-Factor	0,990	0,990	0,990	0,990	0,900	0,900	

Bảng 5. Chi phí/giá thành theo loại giếng dầu trong đá chặt sít ở Bắc Mỹ tính bằng USD

EUR (nghìn thùng)	Loại giếng	Độ sâu (m)		Chi phí đầu tư cơ bản Capex (nghìn USD)							Chi phí điều hành Opex (nghìn USD)	
		Thăng đứng	Biểu kiến	Địa chất địa vật lý	Giếng thăm dò	Giếng phát triển (giếng ngang)		Thiết bị	Tổng Capex		Cố định (USD/ tháng)	Lưu động (USD/ tháng)
						*	**		Triệu USD	USD/ thùng		
50	1	750	1.500	22,50	0	712,80	475,20	139,50	1,35	27,0	2,5	10,0
100	2	1.250	2.500	33,33	0	1.189,50	760,50	266,67	2,25	22,5	3,0	9,0
200	3	2.000	4.000	42,97	0	2.024,69	1.240,94	441,41	3,75	18,8	3,5	8,0
300	4	2.500	4.500	55,56	0	2.782,50	1.634,17	5.27,78	5,00	16,7	4,0	7,0
500	5	3.000	5.000	66,11	0	3.942,40	2.217,60	7.73,89	7,00	14,0	4,5	6,0
750	6	3.500	5.500	82,22	0	5.291,00	2.849,00	1.027,8	9,25	12,3	5,0	5,0
1.000	7	3.750	6.000	102,00	0	6.966,30	3.588,70	1.342,8	12,00	12,0	5,5	4,0

Ghi chú: (*): xem mọi thiết bị chỉ dùng một lần nên được khấu hao tất cả; (**): không tính khấu hao cho phần thiết bị còn dùng lại được

hành (Opex) cho thấy, tổng chi phí để sản xuất ra một thùng dầu trong đá chặt sít ở Mỹ rẻ nhất là 25USD và đắt nhất là 40USD (Bảng 5). Chi phí được đề cập ở đây là chi phí kỹ thuật, gồm chi phí điều hành và các chi phí đầu tư không có rủi ro (chi phí các giếng không thành công, các khoản nộp ngân sách nhà nước và phần hoàn trả cho nhà đầu tư đã bị loại trừ). Các chi phí này chỉ được đưa vào phân tích kinh tế thông qua phân tích giá trị tiền tệ kỳ vọng EMV (expected monetary value). Các chi phí cơ bản bao gồm chi phí cho công tác địa chất - địa vật lý, khoan các giếng thành công, hoàn thiện giếng, tie-in (các chi phí liên kết giữa địa chất - địa vật lý - khoan...), thiết bị khai thác, chi phí dọn giếng. Chi phí điều hành gồm các chi phí cố định và chi phí lưu động, chi phí phụ ở giếng, cấp nước, quản lý hành chính - nhân sự, chi phí vận tải... Đôi khi chi phí xử lý khí hòa tan cũng được đưa vào đây. Trong giá thành của dầu thô cũng nên tính đến tác động của các yếu tố khác nữa, như chất lượng dầu (tỷ trọng, hàm lượng lưu huỳnh, độ nhớt...), cấu trúc công nghệ nhà máy lọc dầu, các loại sản phẩm lọc có thể thu được, công nghệ và điều kiện vận chuyển, đặc điểm cung - cầu trong thị trường và thời điểm cụ thể. Giá thành trung bình giếng khoan ở Mỹ (Bảng 3 và 5) cho thấy thường cao hơn ở Canada khoảng 2,4 lần vì giếng sâu hơn và có kỹ thuật phức tạp hơn.

Chi phí điều hành (Opex) được giữ ở mức gần như nhau tính trên 1 thùng dầu sau khi áp dụng các hiệu chỉnh tác động của độ sâu giếng cũng như EUR. Nếu tính trên thùng dầu thực tế, khi chi phí Capex ở Mỹ và Canada được lấy như nhau thì chi phí Opex ở Mỹ tính trên 1 thùng dầu sẽ thấp hơn ở Canada khoảng 36%.

Tiêu chuẩn dùng để đánh giá tính kinh tế của để án tại điểm cân bằng giữa lợi nhuận - tổn thất (break-even) là tỷ suất lợi nhuận (ROR) 10% theo giá USD thực, giá trị NPV10 hiện tại hóa lợi nhuận để án = 0 khi áp dụng chiết khấu 10% theo giá trị thực đồng USD 2013 và tỷ suất lợi nhuận trên vốn đầu tư PIR10 ở mức chiết khấu 0% [1 - 3].

Nếu căn cứ vào giá dầu WTI (dầu có giá chuẩn trên thị trường, ít có rủi ro nhất, với giá khoảng 85USD/thùng) thì giá bán tại miệng giếng đảm bảo có lãi của dầu trong đá chặt sít ở Mỹ là 80USD/thùng. Như vậy, nếu giá dầu thế giới vẫn ở mức như hiện nay hoặc cao hơn thì trữ lượng có thể thu hồi kỹ thuật ở Mỹ cũng như ở các nước khác có thể được xem là trữ lượng thương mại. Điều đó giải thích vì sao rất nhiều nước trên thế giới hiện nay đang đầu tư vào nguồn tài nguyên này để tăng trữ lượng thu hồi nội địa.

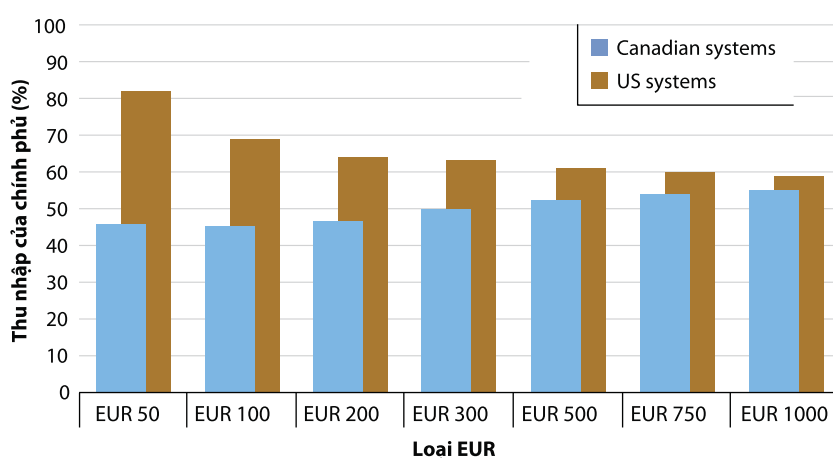
Mỗi loại giếng khai thác dầu trong đá chặt sít được đánh giá theo 19 hệ thống thuế đang áp dụng ở các bang thuộc Canada và Mỹ, nơi khai thác loại năng lượng này như: British Columbia (BC), Alberta (AB), Saskatchewan (SK), Manitoba (MB), Newfoundland (NL), California (CA), Colorado (CO), Louisiana (LA), New Mexico (NM), Mississippi (MS), Montana (MT), North Dakota (ND), Wyoming (WY), Missouri (MO) và Texas (TX)... Theo luật pháp Mỹ, hệ thống thuế áp dụng cho đất đai thuộc liên bang khác với đất đai thuộc từng bang và cũng khác với đất đai tư nhân, nơi có mỏ (Bảng 6).

Chi phí điều hành, chi phí đầu tư cơ bản và phân chia phần thu giữa chính phủ và nhà sản xuất được trình bày

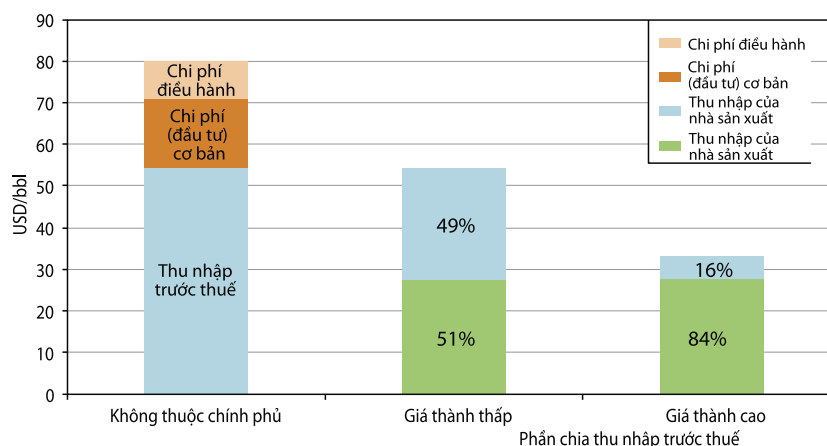
Bảng 6. Phân bố hệ thống thuế đất đai nơi có mỏ ở Mỹ theo chủ sở hữu

Đơn vị thuế suất: %

Tên bang	Đất liên bang	Đất thuộc bang	Đất tư nhân
California	40,10	2,35	57,55
Colorado	35,46	4,39	60,15
Louisiana	4,97	2,67	92,36
Montana	29,28	5,58	65,14
New Mexico	29,42	11,20	59,38
North Dakota	3,11	1,84	95,05
Texas	1,43	0,49	98,08
Wyoming	48,43	6,22	45,35



Hình 3. Các chi phí và phân chia thu nhập giữa chính phủ và nhà sản xuất



Hình 4. Tỷ lệ thu nhập của chính phủ Mỹ và Canada theo sản lượng loại giếng khai thác

trong Hình 3. Hình 4 thể hiện phần thu trung bình của chính phủ Mỹ và Canada. Ở Mỹ, để khuyến khích các công ty dầu đầu tư vào các khu mỏ/các loại giếng khai thác có sản lượng lớn nên tỷ lệ phần thu của chính phủ giảm dần, tỷ lệ nghịch với sản lượng, còn ở Canada thì ngược lại [1 - 3].

Theo thông lệ, tỷ phần nhà nước nhận được là số phần trăm của thu nhập điều hành (percentage of

operating income), tức là tổng thu nhập trừ Capex và Opex và cũng biểu diễn bằng USD/thùng. Cách làm này giúp cho việc so sánh với giá trị Capex, Opex và giá bán dễ dàng hơn.

Trung bình ở Canada, tiền thuế chiếm khoảng một nửa tổng Capex và Opex. Ở Mỹ, con số đó tương tự ở Canada, thậm chí có thể cao hơn đến 111% tổng Capex và Opex tùy theo mức thuế suất liên bang, bang và tư nhân ở từng nơi. Theo số liệu tổng hợp của Rodgers Oil & Gas Consulting, đối với trường hợp cơ sở ở play AB-Bakken nằm trên đất tư nhân thì ROR bằng 17,26%, nếu nằm trên đất liên bang thì ROR đạt 19,44% vì thuế tài nguyên trên đất liên bang thấp hơn trên đất tư nhân. Với những giá trị ROR đã chọn cũng như các tiêu chí ra quyết định đầu tư đã được xác lập, các nhà đầu tư thường dùng dòng USD tiền mặt ròng (real-dollar net cash flow - NCF) để xác định mức độ hấp dẫn của đề án.

Bảng 7. Giá cung cấp dầu chặt sít ở Mỹ và Canada hiện nay

Nguồn cung	USD/thùng
<i>Các play Canada</i>	
Cardium (AB)	48
Viking (AB-SE)	49
Bakken (SK)	50
Viking (AB-CE)	53
Viking (SK-SW)	53
Exshaw/AB-Bakken (AB)	55
Pekisko (AB)	55
Lower Amaranth (MB)	59
Montney (AB)	60
Lower Shaunavon (SK)	67
Beaerhill Lake Group (AB)	70
<i>Các play ở Mỹ</i>	
Monterey (CA)	36
Eagle Ford (TX)	49
Bakken (ND)	50
Wolfcamp (TX)	55
Granite Wash (OK)	57
Wolfcamp (NM)	58
Granite Wash (TX)	64
Avalon & Bone Spring (TX)	65
Niobrara (CO)	66
Avalon & Bone Spring (NM)	69
Tuscaloosa (MS)	69
AB-Bakken (MT)	70
Three Forks/Spanish (ND)	76
Elm Coulee (MT)	85
Tuscaloosa (LA)	92

Nguồn: Rodgers Oil & Gas Consulting - Oil and Gas Journal 5/2013

Với NCF của play North Dakota Bakken dao động trong khoảng 4,8 - 21,7 triệu USD so với 2,6 - 7,5 triệu USD ở play Saskatchewan cho thấy dòng tiền mặt thu được ở North Dakota Bakken cao gấp 2 - 3 lần so với play Saskatchewan. Mức độ hấp dẫn của play North Dakota Bakken càng lớn ngay cả khi phần chia cho nhà nước đến 61% so với 32% ở thành tạo Saskatchewan. Ở cả 2 địa phương, tính kinh tế của play đều rất cao.

Các kết quả biên (marginal results) [1 - 3]

Qua nghiên cứu trên mô hình, rất nhiều cấp EUR trường hợp thấp cho thấy kết quả biên không đạt mức kinh tế ngay cả khi các cấp EUR phương án cơ sở hoặc phương án cao cho thấy có sức hấp dẫn đầu tư lớn. Điều này có thể thấy rõ khi so sánh kết quả ROR và NPV10. Vì vậy, khi chọn mức ROR tối thiểu cho đề án, nhà đầu tư cần phải lưu ý lựa chọn để mức ROR có tính kinh tế với chi phí cũng như giá bán dầu thô/khí đốt hợp lý. Hơn nữa, sức hấp dẫn đầu tư bị chi phối rất mạnh bởi mục tiêu mà nhà đầu tư hy vọng sẽ thu được. Những trường hợp EUR trung bình hoặc cao ảnh hưởng rất lớn đến quyết định đầu tư.

Khả năng cạnh tranh (competitiveness)

Nhà đầu tư có thể thu được ROR 70% ở giếng Monterey nhưng chỉ đạt ROR mức trung bình ở giếng Cardium, điều đó không có nghĩa là giếng Cardium không có tính cạnh tranh. Giếng Cardium không có tính cạnh tranh thực sự khi trong điều kiện lý thuyết chỉ có 2 play với chỉ có một nhà đầu tư có đủ vốn để tiếp tục tiến hành một dự án. Ngay cả trong trường hợp này, đề án có ROR thấp cũng không phải bị loại, mà phải đợi đến khi lợi tức bắt đầu thu được từ đề án thứ nhất mới tiến hành tiếp. Điều quan trọng khi so sánh các đầu tư với nhau không phải để biết đề án này có ROR cao hơn đề án kia mà để biết đề án ấy có ROR đạt yêu cầu tối thiểu được xác định bởi chi phí có tính cả những rủi ro của vốn đầu tư. Tỷ suất chiết khấu nói chung được chấp nhận phải bằng 10% số tiền cần cho đầu tư mạo hiểm trong hoạt động thượng nguồn dầu khí. Trong trường hợp này, các nhà đầu tư cần chấp nhận ROR thấp cho một đề án lớn hơn là đòi hỏi một ROR cao nhưng cho những đề án quy mô nhỏ.

Ngoài ra, khả năng cạnh tranh của đề án cũng phải tính đến tiềm năng tài nguyên của khu vực đó lớn như thế nào và các mục tiêu chiến lược của đầu tư là gì. Các nghiên cứu trong lĩnh vực này cho thấy để có những đề án ở những vùng có tiềm năng tài nguyên lớn, các nhà đầu tư đều chấp nhận phần thu của chính phủ cao hơn mức bình thường.

Lĩnh vực dịch vụ công nghiệp như thuê giàn khoan, thu nổ - xử lý địa chấn, dịch vụ bảo vệ an ninh, môi trường... cũng cần phải xem xét. Với những địa bàn thiếu những dịch vụ công nghiệp thường có khuynh hướng nâng cao thuế tài nguyên và các mức thuế khác bởi đó là phương tiện để bảo đảm lợi nhuận cao nhất của chủ sở hữu tài nguyên. Còn các địa bàn có dịch vụ công nghiệp phát triển thì chính phủ quan tâm nhiều hơn đến việc sử dụng khả năng dịch vụ địa phương, lợi nhuận kinh tế - xã hội thu được từ khối dịch vụ nội địa lớn hơn mức tăng thuế các loại. Đó là lý do vì sao nhiều nơi chính phủ bỏ phần hoa hồng trong các hợp đồng cũng như tăng mức linh hoạt nói chung trong việc kết hợp các mức thuế và nội dung, giá thành dịch vụ để tối đa hóa phần thu của chính phủ theo nghĩa rộng. Thách thức đối với cơ quan quản lý nhà nước là phải cân bằng giữa nguồn thu trực tiếp với yêu cầu phát triển việc làm, bảo đảm tính cạnh tranh trong thu hút đầu tư, phát triển các ngành kinh tế có liên quan đến tài nguyên hoặc thu nhập dầu khí.

Giá dầu trong đá chặt sít trên thị trường Bắc Mỹ [1, 3]

Bảng 7 thể hiện giá dầu chặt sít trên thị trường Bắc Mỹ. Trong trường hợp dầu khai thác từ cùng một play nhưng thuộc hai bang khác nhau thì giá cung cấp được xác định phù hợp với chế độ thuế của từng bang. Ví dụ play Tuscaloosa trải dài ở bang Louisiana và bang Mississippi. Do mức thuế ở bang Louisiana rất cao nên giá dầu trong đá chặt sít ở Louisiana lên đến 92USD/thùng, trong khi giá ở bang Mississippi chỉ 69USD/thùng (Bảng 7). Với sự hiểu biết địa chất ngày càng tăng, giá thành khai thác ở play Tuscaloosa càng ngày càng giảm, sản lượng càng ngày càng lớn. Cộng thêm lợi thế nguồn dầu nhẹ này của Louisiana rất gần các nhà máy lọc dầu nên trong tương lai giá dầu trong đá chặt sít ở đây sẽ giảm song vẫn

có thể cao hơn so với Mississippi mà vẫn được người mua chấp nhận.

Từ Bảng 7 có thể rút ra các kết luận sau:

- Với giá miệng giếng trung bình 60USD/thùng, dầu trong đá chặt sít có thể cạnh tranh được với các loại dầu khác trên thị trường Bắc Mỹ.
- So sánh tương quan cạnh tranh giữa dầu trong đá chặt sít của Mỹ với dầu bitum trong cát rắn chắc của Canada thì dầu trong đá chặt sít của Mỹ có nhiều lợi thế hơn bởi nguồn cung lớn (ước đạt 24 - 30 tỷ thùng) và là dầu nhẹ tự nhiên. Trong khi đó, dầu cát của Canada phải qua chế biến bitumen nên giá thành cao.
- Với lượng dầu Mỹ cung cấp trên thị trường thế giới cũng như tại thị trường nội địa ngày càng lớn, mức chênh lệch giữa giá dầu chuẩn Brent và WTI sẽ càng ngày càng thu hẹp.
- Công nghiệp khai thác dầu khí trong đá chặt sít sẽ phát triển rất nhanh trên toàn thế giới vì các nguồn phiến sét hoặc đá có độ thấm thấp nằm gần các nguồn đá mẹ truyền thống rất phổ biến ở các nước.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (giới thiệu)

Tài liệu tham khảo

1. Rodgers Oil & Gas Consulting. *The economics of Alberta's oil sands*. 2012.
2. US Energy Information Administration. *Review of emerging resources: US shale gas and shale oil plays*. July 2012.
3. Barry Rodgers. *North American resource values*. Oil and Gas Journal. May 6, 2013; p. 48.

TIGHT OIL: A precious energy resource in North America

Summary

The term "tight oil" is used to refer to the hydrocarbons that consist of conventional crude oil contained in petroleum-bearing formations of low or very low permeability as shale or tight rocks. Since 2005, the United States has step by step escaped from a dependency on oil exporter countries thanks to the contribution of tight oil and restored the role of an important producer in the world. The driving factor of this change is the combination of hydraulic fracturing and horizontal drilling applied in tight oil formations, which is a real revolution not only for the American oil industry but also for all oil countries in the globe. The rising production from tight oil plays in the world combined with new conventional discoveries would be sufficient to slow down the oil production decline trend that will create good conditions to find other energy sources for the future development of the human civilisation. In this paper we present a short view about the technical and economic characteristics of tight oil exploitation activities in USA and Canada. By US results in this field, we hope these experiences will be applied in our country to develop a new activity in the upstream section of Petrovietnam in the next decades.

TIN TRONG NGÀNH

Nhà máy Đạm Cà Mau cán mốc 1 triệu tấn đạm



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải và Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thăm Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: Thái Sơn

Ngày 26/7/2013, tại Nhà máy Đạm Cà Mau, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đã dự Lễ đón sản phẩm thứ 1 triệu sau 15 tháng Nhà máy đi vào hoạt động. Sự kiện quan trọng này là kết quả của quá trình điều hành sản xuất ổn định, an toàn, tổ chức kinh doanh hiệu quả của Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) trong suốt thời gian qua.

Từ đầu năm 2012 đến nay, sản lượng phân đạm của Nhà máy Đạm Cà Mau đáp ứng khoảng 40% nhu cầu trong nước, đưa Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) trở thành nhà sản xuất và kinh doanh

phân bón hàng đầu của Việt Nam. PVCFC đã phát huy dự án hiệu quả, đáp ứng nhu cầu phân đạm phục vụ ngành nông nghiệp, giải quyết triệt để tình trạng thiếu phân bón urea trên thị trường, góp phần đảm bảo an ninh lương thực nông nghiệp của cả nước.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải khẳng định Nhà máy Đạm Cà Mau là dự án có quy mô lớn nhất, phức tạp nhất trong Cụm dự án Khí - Điện - Đạm Cà Mau với quy mô 800.000 tấn urea/năm, tổng mức đầu tư khoảng 900 triệu USD, đã hoàn thành đúng tiến độ. Sản phẩm đạm hạt đục chất lượng cao duy nhất ở nước ta được sản xuất tại Nhà máy góp phần đa dạng hóa sản phẩm phân đạm, đáp ứng 40% nhu cầu phân đạm cả nước.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đánh giá cao việc Dự án đã hoàn thành quyết toán với giá trị tiết kiệm được khoảng gần 200 triệu USD so với dự toán. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đề nghị PVCFC tiếp tục phát huy thành tích, tổ chức vận hành Nhà máy an toàn, ổn định, chủ động sáng tạo nghiên cứu đa dạng hóa sản phẩm, nâng cao hiệu quả sản xuất, kinh doanh, tiếp tục giữ vị trí quan trọng trong việc đảm bảo an ninh lương thực quốc gia, quan tâm tới công tác an sinh xã hội, tạo việc làm tại địa phương.

Lan Anh

PV GAS cung cấp ethane cho Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam

Ngày 25/7/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã ký Hợp đồng bán ethane với Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn (LSP) và ký Hợp đồng mua bán khí để thực hiện Dự án nâng cao thu hồi dầu Lô 15.2 với Công ty Dầu khí Việt Nhật (JVPC).

Theo hợp đồng ký kết, Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam sẽ sử dụng nguyên liệu là ethane do PV GAS cung cấp trong thời gian khoảng 17 năm (2018 - 2034). Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chỉ đạo PV GAS triển khai dự án đầu tư xây dựng hệ thống tách ethane từ nguồn khí bể Cừu Long và Nam Côn Sơn tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố với tổng mức đầu tư khoảng 140 triệu USD. Với vai trò quan trọng của Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam trong sự phát triển mạnh và ổn định của các ngành công nghiệp hóa dầu và nhựa của Việt Nam, góp phần giảm sự lệ thuộc vào nhập khẩu các sản phẩm polyolefin và tiết kiệm ngoại tệ, dự án cung cấp ethane sẽ mở ra cơ hội phát triển mới cho Ngành công nghiệp khí Việt Nam.



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chứng kiến Lễ ký hợp đồng bán ethane giữa PV GAS và LSP. Ảnh: CTV

Bên cạnh đó, PV GAS sẽ cung cấp khí để JVPC triển khai dự án sử dụng khí để nâng cao thu hồi dầu Lô 15.2 bể Cừu Long. JVPC là đơn vị tiên phong trong việc áp dụng công nghệ mới để tăng cường hệ số thu hồi dầu của các mỏ đang khai thác.

Thúy Hằng

Lễ ký Thỏa thuận khung Hợp đồng mua bán khí mỏ Thiên Ưng



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và nhà thầu LO 04-3 ký Thỏa thuận khung Hợp đồng mua bán khí mỏ Thiên Ưng. Ảnh: PVN

Ngày 19/7/2013, tại Liên bang Nga, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và nhà thầu của Hợp đồng Dầu khí LO 04-3 (Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty OAO Zarubezhneft) đã ký Thỏa thuận khung Hợp đồng mua bán khí mỏ Thiên Ưng - LO 04-3 thêm lục địa Việt Nam. Tham

dự và chứng kiến Lễ ký có ông Phạm Xuân Sơn - Đại sứ đặc mệnh toàn quyền Việt Nam tại Liên bang Nga, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro".

Hợp đồng dầu khí LO 04-3 được ký vào tháng 6/2009 sau khi phát hiện thương mại về khí và condensate tại mỏ Thiên Ưng. Sau 4 năm tiếp tục thăm dò và và thẩm lượng, các phía tham gia dự án đã lập phương án phát triển mỏ và thỏa thuận phương án mua bán khí. Dự kiến, mỏ Thiên Ưng sẽ cho sản phẩm vào Quý III/2015.

Phạm Xuân

Việt Nam - Indonesia đẩy mạnh hợp tác năng lượng

Từ ngày 27 - 28/6, đoàn công tác của Petrovietnam do ông Nguyễn Quốc Khánh - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dẫn đầu đã tháp tùng Chủ tịch nước Trương Tấn Sang trong chuyến thăm cấp Nhà nước tới Indonesia. Trong cuộc hội đàm, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Indonesia Susilo Bambang Yudhoyono khẳng định cam kết thúc đẩy hợp tác song phương nhằm đảm bảo an ninh năng lượng.

Trong thời gian ở Indonesia, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp xúc với các đối tác hoạt động trong lĩnh vực năng lượng. Đặc biệt, tại Diễn đàn Doanh nghiệp Việt Nam - Indonesia, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải và lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chứng kiến Lễ ký hợp đồng cung cấp than dài hạn giữa Công ty Nhập khẩu và Phân phối than Điện lực Dầu khí (PVPower Coal) và PT Tuah Tangga Agung (TTA). Theo đó, TTA cam kết sẽ cung cấp khoảng 1 triệu tấn than/năm cho các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam.

Bùi Hải

Dòng dầu đầu tiên từ mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen được khai thác đúng kế hoạch



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PVEP, Talisman và Thang Long JOC thực hiện nghi thức đón dòng dầu đầu tiên. Ảnh: PVEP

Ngày 5/7/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh, Công ty Liên doanh Điều hành chung Thăng Long (Thang Long JOC) đã tổ chức Lễ chào mừng sự kiện khai thác dòng dầu đầu tiên từ hai mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen. Dòng dầu đầu tiên được khai thác ở hai dự án này theo đúng kế hoạch đặt ra đã khẳng định thành công của dự án và sự hợp tác chặt chẽ, hiệu quả của các đơn vị liên quan.

Đúng 8 giờ 58 phút ngày 19/5/2013, Thang Long JOC bắt đầu khai thác dòng dầu đầu tiên từ giếng HST-3P mỏ Hải Sư Trắng. Và đúng 11 giờ 5 phút ngày 19/6/2013, Thang Long JOC đưa vào khai thác dòng dầu đầu tiên từ giếng HSD-1X mỏ Hải Sư Đen. Hiện sản lượng khai thác trung bình của Thang Long JOC đạt 15.000 thùng dầu/ngày.

Thang Long JOC được thành lập ngày 16/5/2005 với sự góp vốn của Talisman (Canada) - 60% và Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) - 40%, được giao điều hành tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại Lô 15-2/01 thêm lục địa Việt Nam. Ngay sau khi tuyên bố phát hiện dầu khí ngày 18/1/2007, Thang Long JOC đã triển khai khẩn trương kế hoạch tổng thể phát triển mỏ Hải Sư Trắng và kế hoạch phát triển sớm mỏ Hải Sư Đen; thiết kế chi tiết, chế tạo, hạ thủy, vận chuyển và lắp đặt, đấu nối và chạy thử thành công toàn bộ hệ thống trang thiết bị trên giàn. Đặc biệt, từ phương án phát triển mỏ độc lập, Thang Long JOC đã chuyển sang triển khai phương án kết nối mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng vào mỏ Tê Giác Trắng của Hoàng Long JOC, tiết kiệm cho các nhà đầu tư hàng trăm triệu USD.

Mạnh Hòa

Mỏ Thổ Tráng được đưa vào khai thác sớm 15 ngày

Đúng 17 giờ ngày 29/6/2013, mỏ dầu Thổ Tráng tại Lô 09-1 thềm lục địa Việt Nam đã cho dòng dầu đầu tiên với lưu lượng trên 200 tấn/ngày từ giếng ThT-2X tại giàn nhẹ ThTC-1. Mỏ được đưa vào khai thác sớm 15 ngày so với tiến độ phê duyệt. Việc đưa mỏ Thổ Tráng vào khai thác sớm sẽ góp phần trong việc đảm bảo hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác dầu năm 2013 của Vietsovpetro cũng như của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Sau 13 tháng phát hiện dòng dầu khí công nghiệp tại giếng khoan thăm dò (tháng 6/2012), Vietsovpetro đã tự thiết kế, lắp đặt và đưa mỏ Thổ Tráng vào khai thác an toàn. Bên cạnh đó, với việc tận dụng các giếng tìm kiếm, thăm dò đã phát hiện dầu khí để chuyển sang khai thác dầu, Vietsovpetro đã rút ngắn được thời gian từ khi phát



Giàn Thổ Tráng. Ảnh: VSP

hiện dầu khí đến khi đưa vào khai thác mỏ, giảm thiểu chi phí khoan và tăng hiệu quả khai thác mỏ.

Vũ Văn

Ký hợp đồng đóng mới giàn khoan biển tự nâng



Lễ ký hợp đồng giữa PVD Overseas và Keppel FELS. Ảnh: PVD

Ngày 3/7/2013, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã tổ chức Lễ ký hợp đồng đóng mới giàn khoan biển tự nâng giữa Công ty Liên doanh PVD Overseas và Keppel FELS.

Giàn khoan được đóng mới KFELS B Class 2013 thuộc thế hệ giàn khoan có thiết kế hiện đại nhất của Keppel FELS. Giàn có khả năng hoạt động tại mực nước sâu lớn nhất gần 122m và có khả năng thi công giếng khoan có độ sâu đến 9.144m chiều sâu khoan. Dự kiến, giàn khoan này sẽ được hoàn thành và đưa vào hoạt động trong Quý I/2015.

Đầu năm 2013, tại Singapore, PV Drilling đã ký hợp đồng liên doanh với Falcon Energy Group Limited (FEG - Singapore) thành lập Công ty Liên doanh PVD Overseas nhằm đầu tư giàn khoan thế hệ mới và tiếp tục thực hiện chiến lược vươn ra thị trường nước ngoài.

Thanh Ngọc

PV Drilling cung cấp thêm giàn khoan cho PVEP POC



Lễ ký hợp đồng cung cấp dịch vụ giàn khoan tự nâng Key Gibraltar. Ảnh: PVD

Ngày 9/7/2013, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký hợp đồng cung cấp dịch vụ giàn khoan tự nâng Key Gibraltar cho Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC). Giàn khoan này được PV Drilling thuê của Shelf Drilling để phục vụ chiến dịch khoan thăm dò dầu khí ngoài khơi Việt Nam của PVEP POC, bắt đầu từ tháng 8/2013 và kéo dài từ 1 - 2 năm.

Hiện nay, thị trường khoan trong khu vực và trên thế giới đang tăng trưởng mạnh với nhu cầu giàn khoan thế hệ mới ngày càng lớn. Bên cạnh đó, giá thuê giàn khoan tự nâng thế hệ mới trong khu vực cũng cao hơn thị trường nội địa. Vì vậy, PV Drilling gặp không ít trở ngại trong việc thuê thêm giàn khoan từ các nhà thầu khoan nước ngoài để cung cấp cho khách hàng trong nước. Theo kế hoạch, PV Drilling sẽ đầu tư thêm 1 - 2 giàn khoan trong thời gian tới nhằm đáp ứng thị trường trong nước và khu vực.

Ngọc Anh

PVC-MS sẽ bàn giao chân đế Kim Cương vào tháng 8/2013



Chân đế giàn Diamond sẽ được PVC-MS bàn giao cho chủ đầu tư vào tháng 8/2013. Ảnh: PVC

Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) cho biết, sau gần 4 tháng khởi công xây dựng, đến nay Công ty đã hoàn thành việc chế tạo kết cấu chính của chân đế Kim Cương (Diamond), đạt 88% khối lượng công việc, vượt 2% so với kế hoạch đề ra. PVC-MS

đang khẩn trương hoàn thiện các khâu chế tạo kết cấu phụ cuối cùng để ngày 10/8 bàn giao cho chủ đầu tư hạ thủy đưa đi lắp đặt ngoài khơi.

Bên cạnh đó, PVC-MS đang triển khai chế tạo 2 sàn chính của dự án khối thượng tầng (Topside) Kim Cương với tiến độ chế tạo đang vượt 4%. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ hoàn thành công tác chế tạo trên bờ khối thượng tầng vào tháng 2/2014 và hạ thủy để tiếp tục triển khai đấu nối, chạy thử ngoài khơi. Dự kiến, giàn đầu giếng Kim Cương sẽ chính thức đón dòng dầu đầu tiên vào ngày 19/5/2014.

Dự án chế tạo giàn đầu giếng mỏ Kim Cương do PVC-MS làm tổng thầu, Petronas Carigali Việt Nam (PCVL) là chủ đầu tư được chính thức khởi công ngày 15/3/2013 tại cảng PVC-MS. Đây là gói thầu EPCC có trị giá trên 57 triệu USD. Dự án gồm chân đế với trọng lượng 2.350 tấn kể cả cọc, khối thượng tầng có trọng lượng 2.300 tấn.

Minh Phương

PVFCCo đã sản xuất trên 432 nghìn tấn urea



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: CTV

Ông Cao Hoài Dương - Tổng giám đốc Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết, trong 6 tháng đầu năm 2013, PVFCCo đã sản xuất trên 432 nghìn tấn urea (đạt 57% kế hoạch năm 2013), doanh thu đạt 6,07 nghìn tỷ đồng (đạt 56,7% kế hoạch năm), nộp ngân sách Nhà nước 280 tỷ đồng (đạt 85% kế hoạch năm).

Đặc biệt, PVFCCo đã xác lập kỷ lục 188 ngày chạy liên tục không ngừng máy tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ và được nhà bản quyền công nghệ

Haldor Topsoe trao tặng Giấy chứng nhận vận hành xuất sắc. Nhà máy Đạm Phú Mỹ là nhà máy thứ 2 trên thế giới đạt được kỷ lục này. Cùng với việc đẩy mạnh sản xuất kinh doanh phân bón trong nước, PVFCCo đã chính thức nhận giấy phép thành lập Văn phòng đại diện tại Myanmar, nhằm triển khai chiến lược xuất khẩu phân đạm ra nước ngoài. Bước đầu, PVFCCo xuất thử 1.000 tấn phân đạm sang Myanmar và có nhiều tín hiệu tích cực.

Sau 10 năm xây dựng và phát triển, PVFCCo đã khẳng định vị thế là doanh nghiệp hàng đầu Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất và kinh doanh phân bón, hóa chất, góp phần quan trọng trong việc đảm bảo an ninh lương thực, tiết kiệm cho đất nước 300 triệu USD nhập khẩu phân bón mỗi năm.

Thủy Nguyên

Khởi công thi công nạo vét lần đầu các công trình biển

Ngày 23/7/2013, tại Khu kinh tế Nghi Sơn (Thanh Hóa), Ban Quản lý Dự án Lọc hóa dầu Nghi Sơn và Liên danh nhà thầu PTSC - VINAWACO - PVC đã khởi công thi công nạo vét lần đầu các công trình biển. Đây là gói thầu quan trọng xây dựng bến cảng, phân tuyến, luồng cho tàu có trọng tải lớn (30.000DWT) vận chuyển thiết bị siêu trường siêu trọng, nguyên vật liệu xây dựng lắp đặt và vận hành Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Tổng khối lượng nạo vét dự kiến lên đến hơn 11 triệu m³.

Thu Trang

Khởi động dự án đóng mới giàn khoan Tam Đảo-05

Vừa qua, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropet" và Friede & Goldman Marketing B.V. đã ký Hợp đồng mua bản quyền thiết kế cơ sở (Basic design) và Hệ thống chốt chân (Fixation system) cho dự án đóng mới giàn khoan tự nâng Tam Đảo-05. Trước đó, Vietsovetropet và NOV-BLM đã ký hợp đồng mua hệ thống nâng hạ (Jacking system) cho dự án đóng mới giàn khoan tự nâng Tam Đảo-05.

Thành Huy

VPI triển khai Đề tài “Nghiên cứu kỹ thuật mô hình, mô phỏng mỏ dầu khí phù hợp với dạng đá móng granite nứt nẻ và áp dụng cho mỏ Bạch Hổ”

Viện Dầu khí Việt Nam đã được Bộ Khoa học và Công nghệ Việt Nam giao chủ trì thực hiện Đề tài “Nghiên cứu kỹ thuật mô hình, mô phỏng mỏ dầu khí phù hợp với dạng đá móng granite nứt nẻ và áp dụng cho mỏ Bạch Hổ” (Mã số KC.09.21/11-15). Đề tài do TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam làm chủ nhiệm và dự kiến sẽ được hoàn thành vào tháng 9/2015.

Định hướng mục tiêu của Đề tài nhằm xây dựng được hệ phương pháp và các phần mềm sử dụng để mô hình hóa và mô phỏng các mỏ dầu trong đá móng granite nứt nẻ; nâng cao độ chính xác mô phỏng và mô hình hóa mỏ dầu Bạch Hổ đang khai thác góp phần hoàn thiện công nghệ khai thác tối ưu và hiệu quả thân dầu trong đá móng, mở rộng khả năng ứng dụng cho các mỏ dầu khác cùng dạng trong đá móng như mỏ Bạch Hổ ở Việt Nam. Đây là một trong những Đề tài quan trọng thuộc Chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp Nhà nước

giai đoạn 2011 - 2015: “Nghiên cứu khoa học và công nghệ phục vụ quản lý biển, hải đảo và phát triển kinh tế biển” (KC.09/11-15).

Dự kiến sẽ có 4 sản phẩm từ nghiên cứu phát triển hệ phương pháp và phần mềm gồm: (1) Các phần mềm tích hợp dữ liệu tĩnh sử dụng kết hợp các kỹ thuật mô hình nứt nẻ liên tục, mô hình địa cơ học và mạng nứt nẻ rời rạc phù hợp các điều kiện dữ liệu khác nhau; (2) Các phần mềm tích hợp dữ liệu động (phục hồi lịch sử khai thác) trong các mỏ theo các dạng thông số hiệu chỉnh khác nhau; (3) Mô hình mô phỏng khai thác mỏ trong móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ mới có tính ưu việt hơn các mô hình khai thác khác hiện có, được kiểm chứng qua kết quả phục hồi lịch sử khai thác và dự báo; (4) Các phương án hiệu chỉnh nhịp độ và phân bố khai thác, bơm ép nhằm tối ưu hóa hiệu quả khai thác thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ.

Ngọc Linh

BSR đã nhập trên 3,3 triệu tấn dầu thô từ nước ngoài



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Từ khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đi vào vận hành đến nay, Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã nhập 300 lô dầu thô với tổng khối lượng 23,95 triệu tấn. Trong đó có 20,575 triệu tấn dầu thô Bạch Hổ và các mỏ khác tại Việt Nam; 3,375 triệu tấn còn lại BSR nhập khẩu từ nước ngoài.

Để bảo đảm nguồn dầu thô cho sản xuất kết hợp đa dạng hóa nguồn cung cấp dầu thô đầu vào cho Nhà máy đồng thời nhằm tăng hiệu quả kinh tế sản xuất kinh doanh, BSR đã

nghiên cứu tìm kiếm và nhập các nguồn dầu thô thay thế từ nước ngoài để phối trộn với dầu thô Bạch Hổ. Tỷ lệ dầu nước ngoài phối trộn chiếm khoảng 15% trên tổng lượng dầu thô, gồm dầu AMNA mua từ Libya; dầu Azeri Light mua từ Azerbaijan, dầu Champion mua từ Brunei; dầu Kaji, Labuan, Kikeh, Miri mua từ Malaysia...

Trong thời gian tới BSR sẽ tiếp tục đẩy mạnh việc nhập khẩu các lô dầu nước ngoài, tăng dần và tiến đến thay thế nguồn dầu thô Bạch Hổ, chủ động đảm bảo nguồn dầu thô cho Nhà máy vận hành liên tục, ổn định, nâng cao hiệu quả kinh tế. Đồng thời, Công ty tiếp tục mở rộng nghiên cứu các nguồn dầu thô phục vụ cho việc nâng cấp, mở rộng Nhà máy theo chỉ đạo của Chính phủ và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Mạnh Hưng

Khởi công Dự án khối thượng tầng giàn công nghệ trung tâm HRD

Công ty CP Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) đã khởi công Dự án mua sắm, thi công khối thượng tầng giàn công nghệ trung tâm của dự án HRD (Heera Re-development - Process Platform Project) cho chủ đầu tư ONGC (Ấn Độ). Dự án do Afcons làm tổng thầu, PTSC M&C là nhà thầu mua sắm, chế tạo.

Dự án HRD nằm trong dự án phát triển mỏ Heera, cách Tp. Mumbai Ấn Độ 70km về phía Tây Nam. Trong quá trình đấu thầu, PTSC M&C đã vượt qua nhiều nhà thầu uy tín trên thế giới về kỹ thuật lắp thương mại và được chủ đầu tư ONGC giao thực hiện dự án này. Khối thượng tầng giàn công nghệ trung tâm HRD có tổng trọng lượng 8.500 tấn. Toàn bộ công tác thi công, tổ hợp sẽ được thực hiện tại cảng hạ lưu PTSC (Tp. Vũng Tàu), sau đó sẽ được hạ thủy đưa sang Ấn Độ vào tháng 11/2014.

Ông Đồng Xuân Thắng - Giám đốc PTSC M&C cho biết sẽ huy động nguồn nhân lực kỹ thuật cao để triển khai dự án đảm bảo tiến độ, an toàn, chất lượng và hiệu quả.

Kiều Trang

TIN THẾ GIỚI

YPF hợp tác với Chevron khai thác dầu khí đá phiến tại Argentina

Ngày 16/7/2013, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia YPF (Argentina) và Chevron (Mỹ) đã ký thỏa thuận cuối cùng về phát triển dầu khí đá phiến tại khu vực rộng 395km² thuộc mỏ Vaca Muerta. Phát biểu tại lễ ký, ông Miguel Galuccio - Chủ tịch YPF khẳng định việc thành lập Liên doanh với Chevron có tầm quan trọng chiến lược đối với YPF nói riêng và Argentina nói chung vì có thể làm thay đổi tương lai năng lượng của quốc gia Nam Mỹ này. Theo kế hoạch, trong 12 tháng tới, Liên doanh này sẽ khoan hơn 100 giếng dầu trên diện tích rộng 20km² với vốn đầu tư khoảng 1,24 tỷ USD. YPF cho biết trong giai đoạn tiếp theo Liên doanh dự kiến sẽ khoan thêm hơn 1.500 giếng để năm 2017 đạt sản lượng 50.000 thùng dầu và 3 triệu m³ khí/ngày.

Để khuyến khích các dự án đầu tư lớn trong lĩnh vực dầu khí với vốn trên 1 tỷ USD, Chính phủ Argentina vừa ra sắc lệnh, theo đó kể từ năm thứ 5 sẽ miễn thuế đối với

20% lượng dầu xuất khẩu và cho phép các nhà đầu tư chuyển ngoại tệ thu được từ xuất khẩu ra nước ngoài. YPF hiện là tập đoàn sản xuất dầu khí lớn nhất và chiếm trên 35% thị phần tại Argentina. YPF do Nhà nước Argentina nắm quyền điều hành sau khi quốc hữu hóa 51% cổ phần của Tập đoàn Repsol (Tây Ban Nha), với lý do Tập đoàn này không đầu tư như cam kết, khiến Argentina phải đối mặt với nguy cơ khủng hoảng năng lượng.

Mỏ Vaca Muerta có diện tích khoảng 30.000km² với trữ lượng ước tính 22,5 tỷ thùng dầu quy đổi, cho phép Argentina đứng trong danh sách các nước hàng đầu thế giới về trữ lượng nguồn dầu khí phi truyền thống này. Theo YPF, chỉ cần khai thác 15% sản lượng của mỏ Vaca Muerta, Argentina đã giải quyết được tình trạng thiếu năng lượng. YPF đang có kế hoạch kêu gọi đầu tư hơn 37 tỷ USD nhằm tăng 32% sản lượng dầu khí trong 5 năm tới.

Quang Sơn (TTXVN)

IEA và OPEC dự báo nhu cầu dầu mỏ thế giới năm 2014 sẽ tăng lên mức kỷ lục

Theo báo cáo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), triển vọng kinh tế toàn cầu cải thiện sẽ đẩy nhu cầu dầu mỏ năm 2014 tăng mạnh, nhất là tại các thị trường mới nổi và đang phát triển. IEA dự báo Trung Quốc vẫn là động lực chính khiến nhu cầu dầu mỏ thế giới tăng trong năm 2014. Nhu cầu dầu mỏ của các nền kinh tế mới nổi và đang phát triển góp phần bù đắp cho sự giảm sút nhu cầu dầu mỏ của 34 nước thành viên Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD).

IEA dự báo do nhu cầu dầu sưởi ấm tăng mạnh trong Quý II/2013 ở khu vực Bắc bán cầu nên nhu cầu dầu mỏ toàn cầu trong năm 2013 sẽ nâng lên 90,8 triệu thùng/ngày, tăng 215.000 thùng/ngày so với dự báo trước và ước tăng ở mức hàng năm 930.000 thùng/ngày. IEA cho rằng, nhu cầu dầu mỏ thế giới trong năm 2014 sẽ tăng 1,2 triệu thùng/ngày lên mức cao kỷ lục 92 triệu thùng/ngày. Theo IEA, nguồn cung từ các nước ngoài Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) sẽ tăng thêm 1,3 triệu thùng/ngày trong năm 2014, cao hơn mức tăng ước khoảng 1,2 triệu thùng/ngày trong năm 2013.

Báo cáo của IEA cho hay nguồn cung dầu thế giới trong tháng 6/2013 giảm 0,3 triệu thùng/ngày xuống 91,2 triệu thùng/ngày, do lượng dầu tăng thêm 80.000 thùng/ngày ở các nước ngoài OPEC cũng không đủ để bù đắp cho việc sản lượng dầu thô của các nước OPEC giảm. Sự

gián đoạn nguồn cung dầu mỏ từ Libya, Nigeria và Iraq đã làm giảm nguồn cung dầu thô của OPEC trong tháng 6 đi 370.000 thùng/ngày, xuống còn 30,61 triệu thùng/ngày.

Trong báo cáo hàng tháng công bố ngày 10/7/2013, OPEC nhận định nhu cầu dầu mỏ thế giới trong năm 2014 sẽ tăng với tốc độ nhanh hơn, nhưng cũng cảnh báo về tác động tiềm ẩn từ tình trạng suy thoái kinh tế ở châu Âu và sự tăng trưởng chậm lại của kinh tế Mỹ và Trung Quốc. Báo cáo của OPEC dự báo nhu cầu dầu mỏ trung bình của thế giới năm 2014 sẽ là 90,68 triệu thùng/ngày, cao hơn so với mức ước khoảng 89,64 triệu thùng/ngày năm 2013 do tăng trưởng kinh tế toàn cầu có dấu hiệu cải thiện. Dự kiến đây sẽ là mức tăng nhu cầu mạnh nhất kể từ năm 2010.

Về nguồn cung, sản lượng dầu thô của OPEC - hiện chi phối khoảng 35% nguồn cung dầu thô thế giới - trong tháng 6/2013 giảm xuống trung bình 30,38 triệu thùng/ngày, so với 30,69 triệu thùng/ngày của tháng trước đó, sau khi sản lượng dầu thô của Libya, Nigeria, Angola và Iraq giảm. Nguồn cung dầu thô của các nước ngoài OPEC dự báo sẽ tiếp tục tăng lên trong năm nay và năm tới, khi sản lượng dầu thô của một số nước như Mỹ, Canada, Brasil, Kazakhstan, Sudan và Nam Sudan đều tăng lên.

Như Mai (theo AFP, THX)

Năng lượng tái tạo đang phát triển nhanh trên toàn cầu

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cho biết năng lượng tái tạo ngày càng phát triển nhanh trên toàn thế giới và trong tương lai sẽ thay thế khí đốt tự nhiên trở thành nguồn tạo ra điện nhiều thứ hai thế giới, sau than đá vào năm 2016. Các quốc gia đang phát triển đang xây dựng thêm các nhà máy điện sử dụng năng lượng gió, mặt trời và thủy điện để đáp ứng nhu cầu về điện ngày một tăng cao và giải quyết các vấn đề ô nhiễm môi trường tại địa phương. Thêm vào đó, giá thành năng lượng tái tạo đang tụt xuống mức thấp hơn so với chi phí sử dụng các nguồn nhiên liệu truyền thống như than, khí đốt tự nhiên và dầu lửa tại một số thị trường có giá trị điện cao.

Năng lượng tái tạo, trong đó có thủy điện, đang là lĩnh vực năng lượng phát triển nhanh nhất và dự kiến sẽ tăng khoảng 40% trong 5 năm tới. Thủy điện hiện chiếm 80% năng lượng tái tạo trên toàn cầu, song việc xây dựng các đập thủy điện có thể ảnh hưởng tiêu cực đến hệ sinh thái trên các dòng sông. Các nguồn năng lượng khác như gió, năng lượng mặt trời, địa nhiệt và nhiên liệu sinh học có nguồn gốc từ thực vật cũng được dự kiến sẽ phát triển nhanh chóng, song những nguồn này mới đóng góp một phần nhỏ cho thị trường năng lượng toàn cầu. Những công nghệ sử dụng để tạo ra các nguồn năng lượng đó sẽ cung cấp 8% tổng năng lượng toàn cầu vào năm 2018, tăng so với tỷ trọng 4% trong năm 2011 và 6% trong năm 2006.

Tuy nhiên, năng lượng tái tạo đang đối mặt với giai đoạn bất ổn, do trợ cấp từ chính phủ ở các nước phát triển ít dần. Theo IEA, vốn đầu tư vào các dự án năng lượng này đã giảm trong năm 2012. IEA nói rằng hiện sản xuất năng

lượng thế giới gây ô nhiễm nhiều hơn so với 20 năm trước, do việc sử dụng nhiều than trong các nhà máy phát điện ở Trung Quốc, Ấn Độ, trong lúc một số nước châu Âu đóng cửa dần các nhà máy điện hạt nhân - điều khiến người dân phải đối mặt với tình trạng giá khí đốt tăng cao.

Việc sử dụng nhiên liệu sinh học dự kiến sẽ tăng, mặc dù với tốc độ chậm hơn so với năng lượng điện tái tạo, một phần vì các công ty đã không thành công trong việc phát triển loại nhiên liệu có nguồn gốc từ chất thải thực vật và cây trồng mang quy mô thương mại. Phần lớn các nhiên liệu sinh học được sử dụng hiện nay là cồn ethanol làm từ cây mía hay ngô. Nhiên liệu sinh học ước tính sẽ tăng 25% vào năm 2018 lên 2,4 triệu thùng/ngày. Các nước đang phát triển, dẫn đầu là Trung Quốc, sẽ chiếm 2/3 sự gia tăng về năng lượng tái tạo trên toàn cầu. Theo Bộ Năng lượng Mỹ, các nguồn năng lượng tái tạo được sử dụng chiếm 12% tổng lượng điện tiêu thụ ở Mỹ năm 2012. Các nhà máy thủy điện đã cung cấp 7% lượng điện cho quốc gia và các năng lượng khác như điện gió, mặt trời cung cấp 5% lượng điện. Ethanol chủ yếu được làm từ ngô và pha trộn với xăng để sử dụng đáp ứng 10% nhu cầu xăng tại Mỹ năm 2012.

Giám đốc điều hành IEA Maria van der Hoeven cho rằng, trở ngại lớn nhất đối với sự phát triển năng lượng tái tạo là việc thay đổi các chính sách năng lượng làm tăng rủi ro cho các nhà đầu tư. Theo ước tính của IEA, số tiền cho trợ cấp nhiên liệu hóa thạch trên thế giới đang cao gấp 6 lần so với những ưu đãi dành cho năng lượng tái tạo.

Nguyễn Linh (theo AP)

Indonesia đặt mục tiêu doanh thu dầu khí 60 tỷ USD trong năm 2014

Cơ quan quản lý và điều hành ngành dầu khí SKK Migas trực thuộc Chính phủ Indonesia vừa thông báo mục tiêu đạt doanh thu dầu khí tối đa 60,2 tỷ USD trong năm tới. Ông Rudi Rubiandini - Nguyên Thứ trưởng Bộ Năng lượng và Khoáng sản Indonesia cho biết trong tổng doanh thu mục tiêu 52,2 - 60,2 tỷ USD đặt ra cho ngành dầu khí năm 2014, dự kiến doanh thu từ dầu mỏ chiếm khoảng 31,4 - 37,8 tỷ USD, khí đốt khoảng 20,8 - 23 tỷ USD trong khi các công ty năng lượng nhà nước sẽ đóng góp 26,6 - 34 tỷ USD. Trong tổng doanh thu nói trên, các nhà thầu trong lĩnh vực dầu mỏ sẽ nhận được

7,9 - 10,2 tỷ USD, còn các nhà thầu trong lĩnh vực khí đốt sẽ nhận được khoảng 4,7 tỷ USD.

Mục tiêu doanh thu dầu khí trong dự thảo kế hoạch ngân sách nhà nước năm 2014 của Chính phủ Indonesia được đặt ra trên cơ sở giá dầu thô Indonesia giả định sẽ dao động trong biên độ từ 100 - 115 USD/thùng, giá khí đốt giả định từ 8,45 - 9,43 USD/mmmbtu, sản lượng dầu thô khai thác đạt mức tối đa 900.000 thùng/ngày và sản lượng khí đốt (sau khi đã quy đổi) là 1.240 - 1250 thùng/ngày.

Việt Tú (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ THẾ GIỚI

Thị trường dầu thô

Theo dự báo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), tổng cầu dầu thô của thế giới năm 2013 ước đạt 90,5 triệu thùng/ngày tăng 700.000 thùng/ngày, so với năm 2012; tổng cung năm 2013 đạt 91,7 triệu thùng/ngày, vượt cầu 1,2 triệu thùng/ngày (Bảng 2). Nhìn chung nhu cầu dầu thô năm 2013 tăng so với năm 2012, mức tăng rõ nhất trong 6 tháng cuối năm. Hiện tượng tăng cầu ở một số nước có tình hình kinh tế còn rất khó khăn, nhất là Tây Âu, cho thấy nền kinh tế thế giới đang trong quá trình phục hồi nhẹ, tốc độ còn chậm và mức độ phục hồi có khác nhau giữa các nhóm nước cũng như giữa các châu lục.

World Economic Outlook - WEO (thuộc Quỹ Tiền tệ Quốc tế - IMF) dự báo tăng trưởng kinh tế thế giới năm 2013 sẽ đạt 3,3%, sau đó nâng lên mức 3,5%. Tuy nhiên, Ngân hàng Thế giới (WB) điều chỉnh mức tăng trưởng kinh tế thế giới trong tháng 6/2013 xuống còn 2,2%. Nhu cầu dầu thô toàn cầu trong năm 2013

Bảng 1. Dự báo cung - cầu dầu thô thế giới trong 6 tháng cuối năm 2013

Đơn vị: triệu thùng/ngày

TT	Cầu/cung	Năm 2013			Trung bình năm 2012
		Quý III	Quý IV	Trung bình năm	
I	TỔNG CẦU	91,1	91,9	90,5	89,8
1	OECD	45,6	46,1	45,4	46,0
	Bắc Mỹ	23,9	23,8	23,7	23,7
	Châu Âu	13,6	13,7	13,4	13,8
	Châu Á/Thái Bình Dương	8,1	8,6	8,3	8,5
2	Ngoài OECD	45,5	45,8	45,1	43,8
	Liên Xô cũ	4,7	4,8	4,6	4,5
	Châu Âu	0,7	0,7	0,7	0,7
	Trung Quốc	9,9	10,3	10,0	9,6
	Các nước châu Á khác	11,4	11,8	11,6	11,4
	Mỹ Latinh	6,8	6,8	6,7	6,5
	Trung Đông	8,3	7,7	7,8	7,6
	Châu Phi	3,7	3,7	3,7	3,5
II	TỔNG CUNG	92,2	92,9	91,7	91,2
1	OECD	20,5	21,4	20,6	20,0
	Bắc Mỹ	16,9	17,4	16,9	15,9
	Châu Âu	3,0	3,4	3,2	3,5
	Châu Á	0,6	0,6	0,5	0,6
2	Ngoài OECD	29,6	29,9	29,7	29,6
	Liên Xô cũ	13,6	13,7	13,7	13,7
	Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1
	Trung Quốc	4,3	4,3	4,2	4,2
	Các nước châu Á khác	3,5	3,5	3,6	3,6
	Mỹ Latinh	4,3	4,4	4,3	4,2
	Trung Đông	1,4	1,4	1,4	1,5
	Châu Phi	2,4	2,5	2,4	2,3
3	Số lượng tăng thêm sau chế biến	2,2	2,2	2,2	2,1
4	Các nhiên liệu sinh học khác	2,3	2,0	1,9	1,9
5	OPEC	37,6	37,4	37,3	37,6
	Dầu thô	30,9	30,7	30,7	31,4
	NGL	6,7	6,7	6,6	6,2
6	Ngoài OPEC	54,6	55,4	54,5	53,4

Nguồn: Oil & Gas Journal 1/7/2013

được dự báo sẽ tăng 0,9% so với năm 2012 và cung cũng sẽ tăng khoảng 0,8%. Trong đó, Trung Quốc vẫn là nước đứng đầu nhóm các nước tăng cầu (trung bình cả năm 2013 tiêu thụ khoảng 10 triệu thùng/ngày). Bắc Mỹ (gồm Mỹ, Canada, Mexico) dẫn đầu nhóm các nước tăng cung (sản lượng cả năm 2013 ước đạt 16,9 triệu thùng/ngày). Nhóm nước thuộc Liên Xô cũ, chủ yếu là Liên bang Nga, nhu cầu tăng nhẹ nhưng cung vẫn giữ ở mức như năm 2012. Trong khi đó, các nước thuộc khối OPEC lại giảm cung từ 37,6 triệu thùng/ngày (2012) xuống còn 37,3 triệu thùng/ngày (trung bình năm 2013).

Giá dầu thô cuối tháng 6/2013 giảm nhẹ nhưng sang đầu tháng 7 đã tăng trở lại do diễn biến mới trong khủng hoảng chính trị ở Ai Cập và nội chiến ở Syria kéo dài, gây ra tâm lý lo ngại tình hình cung - cầu dầu thô Trung Đông có khả năng bị tác động lớn (Bảng 2). Chốt phiên giao dịch ngày 3/7/2013, giá dầu WTI giao tháng 8/2013 trên

NYMEX đạt 101,18USD/thùng. Trong phiên giao dịch ngày 2/7/2013, giá dầu có lúc lên mức 102USD/thùng. Trên sàn London (Anh), giá dầu Brent tăng 1,76USD/thùng, lên mức 105,76USD/thùng. Sự tăng giá của dầu thô còn do ảnh hưởng bởi thông báo của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ ngày 28/6/2013 cho biết sản lượng dầu thô Mỹ giảm còn 10,3 triệu thùng/ngày, lượng cung xăng giảm 1,7 triệu thùng/ngày. Kết thúc phiên giao dịch trên NYMEX ngày 3/7/2013, giá xăng giao tháng 8 tăng 5,5 cent/gallon, tương ứng 2% so với phiên giao dịch trước đó, lên 2,84USD/gallon; giá dầu sưởi cùng kỳ hạn tăng lên mức 2,95USD/gallon. Giá một số loại dầu thô chính trên thị trường từ tháng 4 - 6/2013 và dự báo giá dầu thô trung bình trong tháng 7/2013 thể hiện trong Bảng 2 và 3.

Theo quy luật thị trường, giá dầu thô tăng trong tháng 7 và dự báo sẽ còn tăng trong các tháng tiếp theo. Điều

này sẽ tác động đến tình hình cung - cầu, nên số liệu dự báo ở Bảng 3 có thể sẽ thay đổi trong thời gian tới. Trong dự báo giá ngoài các yếu tố như cung cầu, dầu có trong kho dự trữ, các rủi ro chính trị còn phải tính đến các yếu tố thị trường tài chính bao gồm cả giao dịch thương mại trong tương lai, đầu tư, tỷ giá giữa các đồng tiền chính... nên công tác dự báo phải được điều chỉnh, cập nhật thường xuyên.

Thị trường khí đốt

Giá LNG ở thị trường Đông Bắc Á tăng 40 cent lên 15,15USD/triệu Btu vào cuối tháng 6/2013 do tâm lý tăng nhu cầu kéo theo tăng giá trong mùa hè. Ở thị trường Tây Nam châu Âu, giá LNG tăng 5 cent, lên 11,6USD/triệu Btu. Giá netback giao hàng vào

Bảng 2. Giá dầu thô thế giới

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	13/4/2013	13/5/2013	13/6/2013	Dự báo giá trung bình tháng 7/2013
OPEC basket chuẩn	101,05	100,65	101,03	103,59
Arabia nhẹ - Saudi Arabia	101,97	101,06	101,30	104,32
Basrah nhẹ - Iraq	98,22	98,23	98,84	101,05
Bonny nhẹ 37° - Nigeria	105,17	105,83	106,12	108,55
Es Sider - Libya	102,22	102,63	103,07	105,80
Girassol - Angola	103,84	103,69	104,23	106,44
Iran nặng	99,71	99,72	100,61	102,53
Kuwait xuất khẩu	100,07	99,82	100,22	102,53
Marine - Qatar	101,55	100,22	100,20	102,95
Merey - Venezuela	93,84	94,02	95,37	95,24
Murban - UAE	104,46	102,83	102,61	105,80
Oriente - Ecuador	99,56	96,40	96,01	97,45
Saharian trộn 44° - Algeria	102,97	102,83	102,07	106,23
Minas 34° - Indonesia	101,25	99,11	103,19	104,64
Fateh 32° - Dubai	101,68	100,30	100,32	103,16
Isthmus 33° - Mexico	105,48	105,48	104,08	106,33
Brent 38° - UK	102,17	102,53	101,75	105,7*
WTI - Mỹ	91,97	94,60	99,37	101,18*
Urals - Liên bang Nga	102,06	102,52	102,74	105,17

Nguồn: Oil & Gas Journal 1 và 15/7/2013; Oil-price.net 3/7/2013

Bảng 3. Giá dầu chuẩn Brent và WTI từ 2/6 đến 3/7/2013

Đơn vị: USD/thùng

Ngày	2/6	5/6	9/6	13/6	17/6	22/6	25/6	29/6	3/7
Brent	101,8	102,8	103,4	104,0	105,8	101,5	101,0	102,4	105,76
WTI	93,2	94,0	96,0	97,0	98,3	94,8	94,0	96,8	101,18

Nguồn: Oil-price.net 3/7/2013

Bảng 4. Giá spot LNG netback trên thị trường chính, giao hàng trong tháng 7- 8/2013

Đơn vị: USD/triệu Btu

Thị trường Nước xuất khẩu	Đông Bắc Á	Tây Nam Âu	Vương quốc Anh	Bỉ
Qatar	13,22	9,9	5,85	7,34
Oman	13,38	10,05	6,09	7,46
Abu Dahbi	13,25	9,94	5,92	7,37
Indonesia	14,21	9,16	5,29	6,56
Malaysia	14,16	9,23	5,35	6,83
Australia	13,97	9,12	5,28	6,69
Liên bang Nga	14,70	8,72	4,97	6,44
Trinidad	11,34	10,61	6,57	8,03
Algeria	12,05	11,32	6,96	8,42
Ai Cập	12,48	10,97	6,69	8,19
Nigeria	12,03	10,54	6,46	7,92
Guinea xích đạo	12,12	10,61	6,50	7,99

Nguồn: WGI 26/6/2013

Bảng 5. Giá khí Mỹ trên NYMEX

Đơn vị: USD/triệu Btu

Hợp đồng Thời gian giao hàng	24/6/2013	Giá cao/thấp trong tuần	17/6/2013
7/2013	3,739	3,98/3,73	3,875
8/2013	3,760	4,00/3,74	3,897
9/2013	3,757	4,00/3,74	3,896
10/2013	3,772	4,00/3,76	3,908
11/2013	3,849	4,07/3,84	3,976
12/2013	4,012	4,22/4,00	4,125

Nguồn: WGI 26/6/2013

Bảng 6. Công suất sản xuất ethylene phân theo khu vực

Đơn vị: tấn/năm

Khu vực	1/1/2013	1/1/2012
Châu Á - Thái Bình Dương	43.101.000	42.631.000
Bắc Mỹ	35.035.926	34.508.000
Trung Đông & Châu Phi	26.007.000	24.557.000
Tây Âu	24.904.000	24.904.000
Đông Âu	7.971.000	7.971.000
Nam Mỹ	6.383.500	6.383.500
Tổng toàn thế giới	143.402.426	140.954.500

Nguồn: Oil & Gas Journal 1/7/2013

giữa tháng 8/2013 của các hộ cung cấp Trung Đông tính cho Đông Á cao hơn Tây Nam châu Âu khoảng 3,3USD, trong khi đó giá netback giao cho thị trường Bỉ thấp hơn Đông Á gần 6,6USD/triệu Btu (Bảng 4). Các hộ tiêu thụ LNG lớn nhất ở Đông Á vẫn là Nhật Bản do nhu cầu phát điện cao. Ở Nhật Bản, các hộ chưa có nhu cầu quá cấp thiết đang thương lượng giá mua LNG ở mức xung quanh

14,5USD/triệu Btu, còn các hộ khác thì trả giá trên 15 USD/triệu Btu. Hiện nguồn cung LNG chính cho thị trường Đông Á hiện nay gồm Trung Đông, Liên bang Nga, Indonesia, Brunei và Australia. Do giá LNG ở Đông Á tăng nên các nhà cung cấp LNG cho thị trường châu Âu cũng nâng giá lên gần 12USD/triệu Btu.

Để khai thác tiềm năng ở thị trường Đông Á cộng thêm nhiều khó khăn nảy sinh trong quan hệ với khách hàng khu vực Tây Âu, Gazprom đã tích cực đẩy mạnh kế hoạch chuyển các giao dịch khí đốt sang phía Đông. Theo kế hoạch, Gazprom sẽ xuất khẩu LNG ở Sakhalin sang Nhật Bản và chuyển khí sang Trung Quốc theo đường ống Sakha - Yakutia ở Đông Siberia thông qua Công ty Power of Siberia. Một phần khí đốt của Nga sẽ được hóa lỏng ở Vladivostok. Thay vì sử dụng đường ống phía Tây Trung Quốc như trước đây, Gazprom sẽ chuyển khí sang Trung Quốc theo hành lang Đông Bắc Trung Quốc với khối lượng 38 tỷ m³/năm (3,7 tỷ ft³/ngày) bắt đầu từ năm 2018. Trung Quốc sẽ trả trước khoảng 25 tỷ USD để Gazprom đầu tư xây dựng đường ống dài 3.200km phục vụ cho chương trình này.

Giá thuê tàu chuyên dụng chở LNG sang phương Đông giảm rất mạnh, từ 150.000USD/ngày (8/2011) xuống còn 90.000USD/ngày (giá nửa đầu năm 2013). Theo dự báo của công ty tư vấn Waterborne Energy, giá thuê tàu chở LNG có thể còn giảm xuống

mức 85.000USD/ngày trong thời gian tới. Theo WGI (17/4/2013), Statoil (Na Uy) còn chào cho hợp đồng thuê tàu dài hạn 5 năm với giá 75.000USD/ngày.

Giá khí Mỹ giao sau trên sàn giao dịch NYMEX vẫn có xu hướng tăng đều trong các tháng cuối năm 2013 nhưng vẫn là giá thấp nhất trên thị trường khí đốt thế giới (Bảng 5). Giá khí ở châu Âu được dự báo sẽ cao trong mùa hè

Bảng 7. Công suất sản xuất ethylene phân theo quốc gia

Đơn vị: tấn/năm

Nước	1/1/2013	1/1/2012	Nước	1/1/2013	1/1/2012
Algeria	133.000	133.000	Malaysia	1.723.000	1.723.000
Argentina	838.000	838.500	Mexico	1.384.000	1.384.000
Australia	502.000	502.000	Hà Lan	3.965.000	3.965.000
Áo	500.000	500.000	Nigeria	300.000	300.000
Azerbaijan	330.000	330.000	Bắc Triều Tiên	60.000	60.000
Belarus	193.000	193.000	Na Uy	550.000	550.000
Bỉ	2.460.000	2.460.000	Ba Lan	700.000	700.000
Brazil	3.500.000	3.500.000	Bồ Đào Nha	330.000	330.000
Bulgaria	400.000	400.000	Qatar	2.520.000	2.520.000
Canada	5.530.794	5.530.794	Romania	844.000	844.000
Chile	45.000	45.000	Liên bang Nga	3.490.000	3.490.000
Trung Quốc	13.778.000	12.978.000	Saudi Arabia	13.155.000	13.155.000
Đài Loan	4.006.000	4.006.000	Serbia & Montenegro	200.000	200.000
Colombia	100.000	100.000	Singapore	2.780.000	2.780.000
Croatia	90.000	90.000	Slovakia	220.000	220.000
Cộng hòa Czech	544.000	544.000	Nam Phi	585.000	585.000
Ai Cập	330.000	330.000	Hàn Quốc	5.630.000	5.630.000
Phần Lan	330.000	330.000	Tây Ban Nha	1.430.000	1.430.000
Pháp	3.373.000	3.373.000	Thụy Điển	625.000	625.000
Đức	5.743.000	5.743.000	Thụy Sĩ	33.000	33.000
Hy Lạp	20.000	20.000	Thái Lan	3.172.000	3.172.000
Hungary	660.000	660.000	Thổ Nhĩ Kỳ	520.000	520.000
Ấn Độ	3.315.000	3.315.000	Ukraina	630.000	630.000
Indonesia	600.000	600.000	UAE	2.050.000	600.000
Iran	4.734.000	4.734.000	Vương quốc Anh	2.855.000	2.855.000
Israel	200.000	200.000	Mỹ	28.121.132	27.593.206
Italia	2.170.000	2.170.000	Uzbekistan	140.000	140.000
Nhật Bản	6.935.000	7.265.000	Venezuela	1.900.000	1.900.000
Kazakhstan	130.000	130.000	Libya	350.000	350.000
Kuwait	1.650.000	1.650.000	Tổng cộng	143.402.426	140.954.500

Nguồn: Oil & Gas Journal 1/7/2013

2013 vì lượng dự trữ chiến lược thấp, nguồn khí từ Na Uy và Bắc Phi bị hạn chế.

Thị trường ethylene

Công suất sản xuất ethylene theo khu vực được trình bày trong Bảng 6 và theo quốc gia được trình bày trong Bảng 7. Khu vực có công suất sản xuất ethylene cao nhất thế giới là châu Á - Thái Bình Dương, tiếp theo là Bắc Mỹ, Trung Đông và Châu Phi, Tây Âu. So với năm 2012, công suất sản xuất ethylene năm 2013 tăng thêm gần 2,5 triệu tấn/năm do có một số nhà máy mới xây dựng và đưa vào hoạt động năm 2013 ở Các tiểu vương quốc Ả-rập thống nhất (UAE), Mỹ, Trung Quốc. Riêng Nhật Bản, công suất sản xuất ethylene năm 2013 giảm 330 nghìn tấn/năm so với năm 2012 do một số nhà máy bị đóng cửa. Từ năm

2012, các nhà máy mới được xây dựng thêm chủ yếu ở các khu vực châu Á - Thái Bình Dương, Bắc Mỹ và Trung Đông, riêng Trung Đông tăng cao nhất (5,9%).

Thị trường lao động dầu khí

Mới đây, AAPG Explorer đã công bố tóm tắt kết quả nghiên cứu của Hội Kỹ sư Địa chất Dầu khí Mỹ (AAPG) về tiền lương của cán bộ làm việc trong ngành dầu khí ở Mỹ (ông Mike Ayling ở MLA Resources Tulsa chủ biên). Theo báo cáo này, lương trung bình của cán bộ địa chất - địa vật lý tăng 1,4% trong giai đoạn 2012 - 2013. Nhóm có tỷ lệ tăng lương cao gồm các cán bộ mới bắt đầu chuyển sang làm quản lý - kinh doanh và đội ngũ chuyên gia kỹ thuật có trình độ rất cao. Mức tăng lương của nhóm cán bộ có kinh nghiệm trung bình (số năm làm việc trong ngành

Bảng 8. Kết quả nghiên cứu lương cán bộ địa chất ở Mỹ năm 2012 - 2013

Đơn vị: USD/năm

Năm kinh nghiệm	Mức cao	Mức trung bình	Mức thấp
0 - 2	113.000	100.500	85.000
3 - 5	124.000	101.000	80.000
6 - 9	132.000	127.800	124.000
10 - 14	207.000	147.000	115.000
15 - 19	278.000	190.300	144.000
20 - 24	285.000	211.600	150.000
25 năm trở lên	425.000	212.000	147.000

Nguồn: AAPG Explorer tháng 5/2013

Bảng 9. Lương cán bộ địa chất trung bình theo văn bằng

Đơn vị: USD/năm

Năm kinh nghiệm	Mức cao	Mức trung bình	Mức thấp
0 - 2	113.000	100.500	85.000
3 - 5	124.000	101.000	80.000
6 - 9	132.000	127.800	124.000
10 - 14	207.000	147.000	115.000
15 - 19	278.000	190.300	144.000
20 - 24	285.000	211.600	150.000
25 năm trở lên	425.000	212.000	147.000

Nguồn: AAPG Explorer tháng 5/2013

dầu khí từ 3 - 19 năm) giảm so với lần tăng lương trước từ 2 - 8%.

Năm 2013, các nhà địa chất - địa vật lý nhiều kinh nghiệm có mức lương tăng 6,2%, điều này phản ánh giá trị đóng góp quan trọng của họ đối với sự phát triển của ngành dầu khí nhất là trong giai đoạn khó khăn chung hiện nay. Tuy nhiên, lương của những cán bộ có từ 25 năm kinh nghiệm trở lên được xếp thấp hơn so với nhóm liền kề phía trước và điều này được giải thích là do ít đi thực địa. Nghiên cứu lương hàng năm của AAPG chỉ dựa trên các bậc lương ở Mỹ nhưng vẫn được xem là "chuẩn vàng" (gold standard) cho ngành dầu khí thế giới (Bảng 8, 9, 10). Mặc dù mức lương cho cán bộ địa chất (bao gồm địa chất và địa vật lý) phụ thuộc vào chế độ, chính sách, hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của từng đơn vị, nhưng nghiên cứu của AAPG được đánh giá là tài liệu tham khảo hữu ích để từ đó rút ra một số nguyên tắc nhằm xây dựng hệ thống lương trong ngành dầu khí ở từng vị trí cụ thể.

Bảng 10. Tổng hợp diễn biến lương trung bình của cán bộ địa chất dầu khí Mỹ 2004 - 2012

Đơn vị: USD/năm

Năm kinh nghiệm	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
0 - 2	67.800	74.400	82.200	82.800	83.600	87.600	93.000	98.700	100.500
3 - 5	75.600	81.300	89.600	107.800	108.000	105.600	102.300	109.400	101.000
6 - 9	78.800	95.400	98.500	121.100	118.400	121.700	127.800	137.300	127.800
10 - 14	107.500	114.400	111.500	119.800	121.900	123.500	139.100	153.400	147.000
15 - 19	116.000	119.600	141.000	151.600	139.400	150.800	151.000	193.600	190.300
20 - 24	112.800	139.000	155.000	167.400	176.800	180.300	191.000	199.200	211.600
25 năm trở lên	128.300	134.100	149.900	162.800	171.700	186.800	206.300	199.600	212.000

Nguồn: AAPG Explorer tháng 5/2013

Hà Phong


CÔNG BỐ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

Danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành (từ ngày 1/1/2013 - 31/7/2013)

Trong 7 tháng đầu năm 2013, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu trong nước đã hoàn thành 31 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 cấp Tập đoàn 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 từ ngày 1/1 - 31/7/2013. 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, THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ					
1	Xử lý tài liệu 3D mỏ Cá Ngừ Vàng nhằm thử nghiệm công nghệ xác định các vùng nứt nẻ bằng công nghệ do RANS giới thiệu	Nguyễn Văn Phòng	EPC/VPI	PAC/VPI/EPC	2843/BB-DKVN, 26/4/2013
2	Nghiên cứu thiết lập các hệ dung dịch khoan phù hợp với các điều kiện địa chất khác nhau của Việt Nam	Nguyễn Văn Ngộ	DMC	PAC/VPI/DMC	3377/BB-DKVN, 22/5/2013
3	Đánh giá tình trạng công tác phát triển mỏ ở Việt Nam và đề xuất giải pháp để nâng cao hiệu quả của công tác quản lý, giám sát phát triển mỏ	Lê Quốc Trung	EPC/VPI	PAC/VPI/EPC	31/7/2013
II LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ					
1	Nghiên cứu thu hồi, xử lý và tái chế cặn dầu thải trong công nghiệp dầu khí nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế và bảo vệ môi trường	Đinh Thị Ngộ	ĐHBKHN	PAC/VPI/ĐHBKHN	359/BB-DKVN, 14/1/2013
2	Nghiên cứu và hoàn thiện công nghệ sản xuất biodiesel trong pha lỏng từ các loại mỡ thải và dầu vi tảo, sử dụng hệ xúc tác tiên tiến - bazơ rắn	Nguyễn Khánh Diệu Hồng	ĐHBKHN	PAC/VPI/ĐHBKHN	359/BB-DKVN, 14/1/2013
3	Khảo sát, đánh giá tổng thể các khía cạnh về kỹ thuật và kinh tế của việc sử dụng cồn biến tính với hàm lượng 1 - 4% thể tích như phụ gia pha xăng thông dụng tại Việt Nam	Nguyễn Hữu Lương	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	358/BB-DKVN, 14/1/2013
4	Khảo sát đánh giá phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình tuần hoàn Propylene và xác định các thông số tối ưu để giả lập xúc tác FCC cân bằng của các nhà máy lọc dầu	Nguyễn Hoài Thu	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	358/BB-DKVN, 14/1/2013
5	Nghiên cứu quá trình thu hồi kim loại hoặc tái sử dụng các loại xúc tác, chất hấp phụ thải ở các nhà máy lọc hóa dầu của Việt Nam	Đặng Thanh Tùng	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
6	Đánh giá những ảnh hưởng và đề xuất giải pháp thích hợp trong vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau khi thành phần và tính chất khí nguyên liệu thay đổi	Trần Vĩnh Lộc	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
7	Phân tích đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống cơ sở dữ liệu về tính chất dầu thô Việt Nam - Tập 17: Đại Hùng thương mại, Chim Sáo, Tê Giác Trắng	Đinh Thị Quỳnh Như	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
8	Phân tích đánh giá chất lượng mẫu condensate mỏ Lan Đỏ	Trần Thị Mai	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
9	Nghiên cứu tối ưu hóa tổ hợp phụ gia cho xăng pha ethanol E10, đánh giá hiệu quả kinh tế kỹ thuật so với tổ hợp phụ gia nhập ngoại	Phan Trọng Hiếu	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	3168/BB-DKVN, 13/5/2013
10	Nghiên cứu tổng hợp chất phá nhũ (Deoiler) để xử lý nước nhiễm dầu trong công nghiệp khai thác dầu khí	Nguyễn Hồng Quân	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	2401/BB-DKVN, 8/4/2013
11	Nghiên cứu khả năng sử dụng chất ức chế bay hơi nhằm chống ăn mòn cho các thiết bị cho ngành dầu khí	Phan Công Thành	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	2401/BB-DKVN, 8/4/2013

TT	Tên đề tài/nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
12	Nghiên cứu tổng hợp biopolymer Scleroglucan sử dụng cho bơm ép thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ	Cù Thị Việt Nga	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	2402/BB-DKVN, 8/4/2013
13	Nghiên cứu tổng hợp phụ gia làm giảm độ đông đặc của dầu thô nhiều paraffin mỏ Bạch Hổ, phù hợp với điều kiện Việt Nam	Đào Thị Hải Hà	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	2402/BB-DKVN, 8/4/2013
14	Chế tạo hệ xúc tác siêu acid thế hệ mới trên cơ sở oxide kim loại chuyển tiếp được phân tán nanoplatinum ứng dụng làm xúc tác cho quá trình isomer hóa	Lê Thanh Sơn	ĐHKHTN	PAC/VPI/ĐHKHTN	4574/BB-DKVN, 4/7/2013
15	Chế tạo hệ xúc tác siêu acid thế hệ mới trên cơ sở vật liệu chứa Zn, Al, Ti, Zr dùng cho quá trình ester chéo hóa dầu mỡ động thực vật phi thực phẩm để chế tạo nhiên liệu B5	Trần Thị Như Mai	ĐHKHTN	PAC/VPI/ĐHKHTN	4574/BB-DKVN, 4/7/2013
16	Nghiên cứu thử nghiệm lưỡng nhiên liệu LPG/Diesel trên một số tuyến xe buýt tại Hà Nội để đánh giá khả năng sử dụng đại trà lưỡng nhiên liệu LPG/Diesel (giai đoạn 2)	Đào Văn Tuấn	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	4982/BB-DKVN, 18/7/2013
17	Nghiên cứu khả năng đa dạng hóa sản phẩm để nâng cao hiệu quả của Nhà máy Đạm Cà Mau	Phan Gia Tiểu Cẩm	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	5282/BB-DKVN 30/7/2013
18	Triển khai pha chế, chạy thử nghiệm nhiên liệu xăng sinh học (E10) quy mô lớn trên các phương tiện giao thông vận tải ở khu vực phía Nam Việt Nam	Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	4982/BB-DKVN 30/7/2013
III LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG					
1	Nghiên cứu ứng dụng công nghệ điện hóa xử lý nước thải nhiễm dầu	Lê Thống Nhất	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2060/BB-DKVN, 26/3/2013
2	Xây dựng chuẩn sức khỏe cho người làm việc trên các công trình dầu khí ngoài khơi biển Việt Nam	Trương Thông	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2060/BB-DKVN, 26/3/2013
3	Rà soát, cập nhật Quy chế Bảo vệ môi trường trong việc tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan	Dương Đình Nam	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3216/BB-DKVN, 15/5/2013
4	Rà soát, cập nhật Quy chế Quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí	Võ Văn Hạnh	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3216/BB-DKVN, 15/5/2013
5	Nghiên cứu xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường phục vụ ứng phó sự cố tràn dầu cho các sông thuộc địa bàn khu vực phía Nam và Tây Nam tỉnh Đồng Nai	Phạm Hồng Ngọc	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	4980/BB-DKVN, 18/7/2013
6	Xây dựng hướng dẫn đào tạo cán bộ an toàn sức khỏe môi trường cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Trương Anh Tuấn	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	4980/BB-DKVN, 18/7/2013
IV LĨNH VỰC KINH TẾ QUẢN LÝ					
1	Nghiên cứu mô hình tổ chức quản lý hoạt động đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực thượng nguồn của các công ty dầu khí trên thế giới và khả năng áp dụng đối với PVN	Nguyễn Thị Lan Anh	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	5076/BB-DKVN, 22/7/2013
2	Thu thập, tổng hợp dữ liệu quản lý các dự án đầu tư nhóm A, B thuộc lĩnh vực trung và hạ nguồn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Lại Thu Nguyệt	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	5076/BB-DKVN, 22/7/2013
V CÁC LĨNH VỰC KHÁC					
1	Xây dựng bảng thời hạn bảo quản hồ sơ, tài liệu Ngành Dầu khí Việt Nam	Nguyễn Đăng Long	PAC/VPI	PAC/VPI	4036/BB-DKVN, 14/6/2013
2	Xây dựng cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý các hợp đồng dầu khí trong nước	Đoàn Văn Thuận	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4682/BB-DKVN, 9/7/2013

Ghi chú:

VPI	Viện Dầu khí Việt Nam
EPC	Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)
PVPro	Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)
CTAT	Trung tâm Nghiên cứu Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)
CPSE	Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)
EMC	Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)
PAC	Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)
DMC	Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP
ĐHBKHN	Đại học Bách khoa Hà Nội
ĐHKHTN	Đại học Khoa học Tự nhiên (thuộc Đại học Quốc gia Hà Nội)

Phạm Văn Huy

PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

Thay đổi thiết kế trên giàn đầu giếng mỏ Sư Tử Đen để có thể chuyển toàn bộ dầu - khí - nước khai thác từ mỏ Sư Tử Đen về giàn công nghệ trung tâm mỏ Sư Tử Vàng

Với sáng kiến thay đổi thiết kế và phương pháp vận hành giàn đầu giếng mỏ Sư Tử Đen, Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) có thể chuyển hầu hết chất lưu khai thác từ giàn đầu giếng mỏ Sư Tử Đen sang giàn công nghệ trung tâm mỏ Sư Tử Vàng. Giải pháp này góp phần giảm thiểu thời gian dừng khai thác tại mỏ Sư Tử Đen trong trường hợp FPSO gặp sự cố, đảm bảo duy trì sản lượng khai thác tại cụm mỏ Sư Tử.

Hệ thống thiết bị khai thác của mỏ Sư Tử Đen được thiết kế để có thể xử lý 125.000 thùng/ngày, trong đó có 65.000 - 75.000 thùng dầu/ngày. Trong thời gian đầu của quá trình khai thác, hệ thống này có thể xử lý đến 96.000 thùng dầu/ngày (khi chưa có nước khai thác), trong khi FPSO được thiết kế để xử lý tối đa 75.000 thùng dầu/ngày. Do vậy, khi thiết kế mỏ Sư Tử Vàng, Cuu Long JOC đã nghiên cứu sửa đổi, lắp đặt thêm thiết bị, đường ống trên giàn đầu giếng để có thể chuyển một phần chất lưu khai thác từ mỏ Sư Tử Đen sang giàn công nghệ trung tâm mỏ Sư Tử Vàng (30.000 thùng (dầu + nước)/ngày và 76 triệu bộ khối khí khai thác/ngày).

Tuy nhiên, sản lượng khai thác tại mỏ Sư Tử Đen liên tục giảm so với thiết kế ban đầu, chỉ còn khoảng 43.000 thùng dầu/ngày và 50.000 thùng nước/ngày. Trước tình hình đó, nhóm tác giả của Cuu Long JOC (Nguyễn Phan Phúc, Đặng Anh Tuấn, Lý Văn Dao, Trần Hoàn, Vũ Minh Đức, Dương Minh Phú) đã nghiên cứu phương án thay đổi thiết bị, đường ống và phương pháp vận hành trên giàn đầu giếng để có thể chuyển hầu hết chất lưu khai thác từ giàn đầu giếng mỏ Sư Tử Đen sang giàn công nghệ trung tâm mỏ Sư Tử Vàng.

Theo thiết kế ban đầu của giàn đầu giếng mỏ Sư Tử Đen, đường ống dầu và nước từ bình tách cao áp đến đường ống 24" (3 pha) dẫn về giàn công nghệ trung tâm mỏ Sư Tử Vàng có một đoạn đường ống 4". Trong thời gian dài, nếu lượng chất lưu cao hơn 18.000 thùng/ngày có thể xảy ra hiện tượng ăn mòn ở đoạn đường ống

4" này. Do vậy, Cuu Long JOC đã lắp đặt thêm 2 đoạn đường ống by-pass với đường kính 6" để có thể vận chuyển lượng chất lưu nhiều hơn qua giàn công nghệ trung tâm mỏ Sư Tử Vàng. Đồng thời, thay đổi phương pháp/thông số vận hành bình tách cao áp trên giàn đầu giếng mỏ Sư Tử Đen như: đóng tất cả các đường dầu-khí-nước từ giàn đầu giếng sang FPSO; nâng áp suất vận hành bình tách cao áp lên 240psig; điều chỉnh và duy trì áp suất bình tách bằng van điều khiển áp suất 16" trên đường khí qua giàn công nghệ trung tâm; mực chất lỏng và mực phân cách dầu - nước được điều chỉnh và duy trì bằng van điều khiển mực trên đường dầu - nước qua giàn công nghệ trung tâm; mở 2 đường by-pass 6" và thay đổi logic shutdown để giàn đầu giếng mỏ Sư Tử Đen vẫn hoạt động trong trường hợp FPSO dừng hoạt động.

Việc thay đổi thiết kế và phương pháp vận hành trên giàn đầu giếng mỏ Sư Tử Đen đã được đơn giản hóa nhưng vẫn đảm bảo yêu cầu kỹ thuật, tiết kiệm chi phí, giúp giảm thiểu thời gian dừng khai thác tại mỏ Sư Tử Đen trong trường hợp hoạt động của FPSO bị gián đoạn. Trong thực tế, mặc dù Cuu Long JOC dừng khai thác FPSO 7 ngày để thay thế một số đường ống bị ăn mòn và kiểm tra một số bình tách, nhưng mỏ Sư Tử Đen vẫn duy trì khai thác với lưu lượng 35.000 thùng dầu/ngày (thay vì phải dừng khai thác), hiệu quả kinh tế ước đạt trên 17 triệu USD. Bên cạnh đó, sự thay đổi trên còn góp phần duy trì sản lượng khai thác ổn định, nâng cao tính linh động trong phân phối các sản phẩm khai thác giữa các mỏ trong cụm mỏ Sư Tử.

Dương Minh (giới thiệu)



THẺ LÊ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

1. Nội dung bài viết: các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ dầu khí từ khâu đầu đến khâu cuối; các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý trong lĩnh vực dầu khí; các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới. Bài viết gửi đăng phải là tác phẩm chưa được đăng tải/công bố trên bất kỳ Tạp chí khoa học nào (nếu là bài dịch, tác giả phải ghi nguồn cụ thể).

2. Bài viết được đánh máy vi tính trên Microsoft Word, mã nguồn Unicode theo font Arial, cỡ chữ 10 gửi về E-mail của Tòa soạn hoặc được gửi theo đường bưu điện (bài viết được in trên giấy A4, dài không quá 15 trang đánh máy, bao gồm cả hình vẽ và phụ bản nếu có), kèm theo một đĩa CD/DVD. Các thông báo ngắn và tin tức không dài quá 2 trang.

3. Thứ tự sắp xếp một bài báo gửi đăng Tạp chí Dầu khí:

- Tên bài báo (tiếng Việt và tiếng Anh).
- Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.
- Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt bằng tiếng Việt và tiếng Anh, khoảng 100 - 200 từ.
- Nội dung bài báo cần phân rõ phần, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức Toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định vẽ kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).

- Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả, năm xuất bản. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là bài báo khoa học), nơi xuất bản. Từ trang... đến trang... (nếu có). Tài liệu tham khảo bằng tiếng Nga phải dịch ra tiếng Việt hoặc phiên âm ra tiếng La-tinh.

Lưu ý: Khi bài viết có nhiều tác giả, cần ghi đầy đủ tên của các tác giả đó, bắt đầu bằng tên của chủ biên. Trường hợp số tác giả vượt quá 3 người thì ghi họ tên 3 người kèm theo cụm chữ "nnk" hoặc "et al".

4. Bài gửi đăng sẽ được ít nhất một Ủy viên trong Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và một người có am hiểu chuyên sâu về lĩnh vực bài viết để cập đọc, góp ý, sửa chữa và cho ý kiến có thể công bố ở Tạp chí Dầu khí hay không.

5. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí có quyền biên tập lại nội dung bài viết cho phù hợp với tôn chỉ, mục đích của Tạp chí và định hướng phát triển của Tập đoàn. Tạp chí Dầu khí chỉ đăng những bài đáp ứng các yêu cầu nói trên. Trong trường hợp viết không được đăng, Tòa soạn không gửi lại bản thảo.

6. Tạp chí Dầu khí (ISSN - 0866 - 854X) nằm trong Danh mục các Tạp chí khoa học chuyên ngành được tính điểm công trình khoa học quy đổi khi xét công nhận đạt chuẩn chức danh giáo sư, phó giáo sư.

7. Tác giả có bài đăng trên Tạp chí Dầu khí được hưởng nhuận bút theo quy định hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

8. Định kỳ hàng năm, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí sẽ lựa chọn các bài viết xuất sắc để trao giải thưởng "Bài báo hay".

Thư từ trao đổi và bài viết xin gửi theo địa chỉ:

TÒA SOẠN TẠP CHÍ DẦU KHÍ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

Số 173, Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 84-04- 37727108 Fax: 84-4-37727107

E-mail: tapchidk@vpi.pvn.vn (hoặc tcdaukhi@gmail.com)