

PETROVIETNAM Số 2 - 2019

Dầu Khí



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

■ SỐ 2 - 2019

ISSN-0866-854X



10 YEARS
2009 ANNIVERSARY 2019

BIENDONG POC
UNITED WE STAND - TOGETHER WE GROW



TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

TS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Giàn đầu giếng Hải Thạch (WHP-HT1). Ảnh: Phan Ngọc Trung

TIÊU ĐIỂM



TS. NGÔ HỮU HẢI - TỔNG GIÁM ĐỐC BIENDONG POC:
KHÁT VỌNG ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PHẢI ĐƯỢC NÙI ĐƯƠNG VÀ PHÁT TRIỂN



Chỉ, bản lĩnh và trí tuệ của “những người đi tìm lửa” đã từng bước chinh phục dự án Biển Đông 01, khai thác hiệu quả, an toàn trên 10 tỷ m³ khí và hơn 17 triệu thùng condensate sau 5 năm kể từ thời điểm đưa mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh vào vận hành khai thác.

Từ một dự án đẩy lùi ro khiến BP và các công ty dầu khí quốc tế phải quyết định rút lui, ngành Dầu khí Việt Nam với ý

nghiên cứu ứng dụng các công nghệ mới nhất để tối ưu hóa khai thác, giảm thiểu rủi ro cho công tác tìm kiếm, thăm dò các cấu tạo mới tiềm năng như Kim Cương Bắc, Mộc Tinh Tây... Tập chí Dầu khí đã có cuộc trò chuyện với TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông xung quanh câu chuyện “khai tài nguyên, truyền khát vọng”.

4

10
BIENDONG POC
UNITED WE STAND - TOGETHER WE GROW

SUSTAINABLE FUTURE - LEVERAGING TECHNOLOGY AND EXPERIENCE

Nhân dịp kỷ niệm 10 năm ngày thành lập (26/2/2009 - 26/2/2019), ngày 15/3/2019, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông tổ chức Hội thảo kỹ thuật với chủ đề “Xây dựng tương lai bền vững nhờ đòn bẩy công nghệ và kinh nghiệm” (Sustainable future - Leveraging technology and experience). Hội thảo được trình bày bằng tiếng Anh, thể hiện góc nhìn đa chiều của các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước về các vấn đề: thực trạng, thách thức và các giải pháp trong hoạt động khoan, khai thác tại khu vực có nhiệt độ cao, áp suất cao. Từ đó, Hội thảo tìm kiếm và đề xuất các giải pháp cụ thể sẽ nghiên cứu phát triển, ứng dụng công nghệ mới, nâng cao hiệu quả công tác quản trị và quản lý... cho BIENDONG POC. Trong số đặc biệt này, Ban biên tập trân trọng giới thiệu tóm tắt các bài trình bày tại Hội thảo.



17

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

25. Lựa chọn thiết kế chèo vòng khoan kim cương đa tinh thể (PDC) tối ưu cho công đoạn 8 1/2” tại các giếng khoan nhiệt độ cao, áp suất cao mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn

35. Kết quả đo độ thấm bằng nhiều phương pháp khác nhau cho vỉa turbidite mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn

45. Chính xác hóa dự báo nhiệt độ thành hệ bằng cách sử dụng

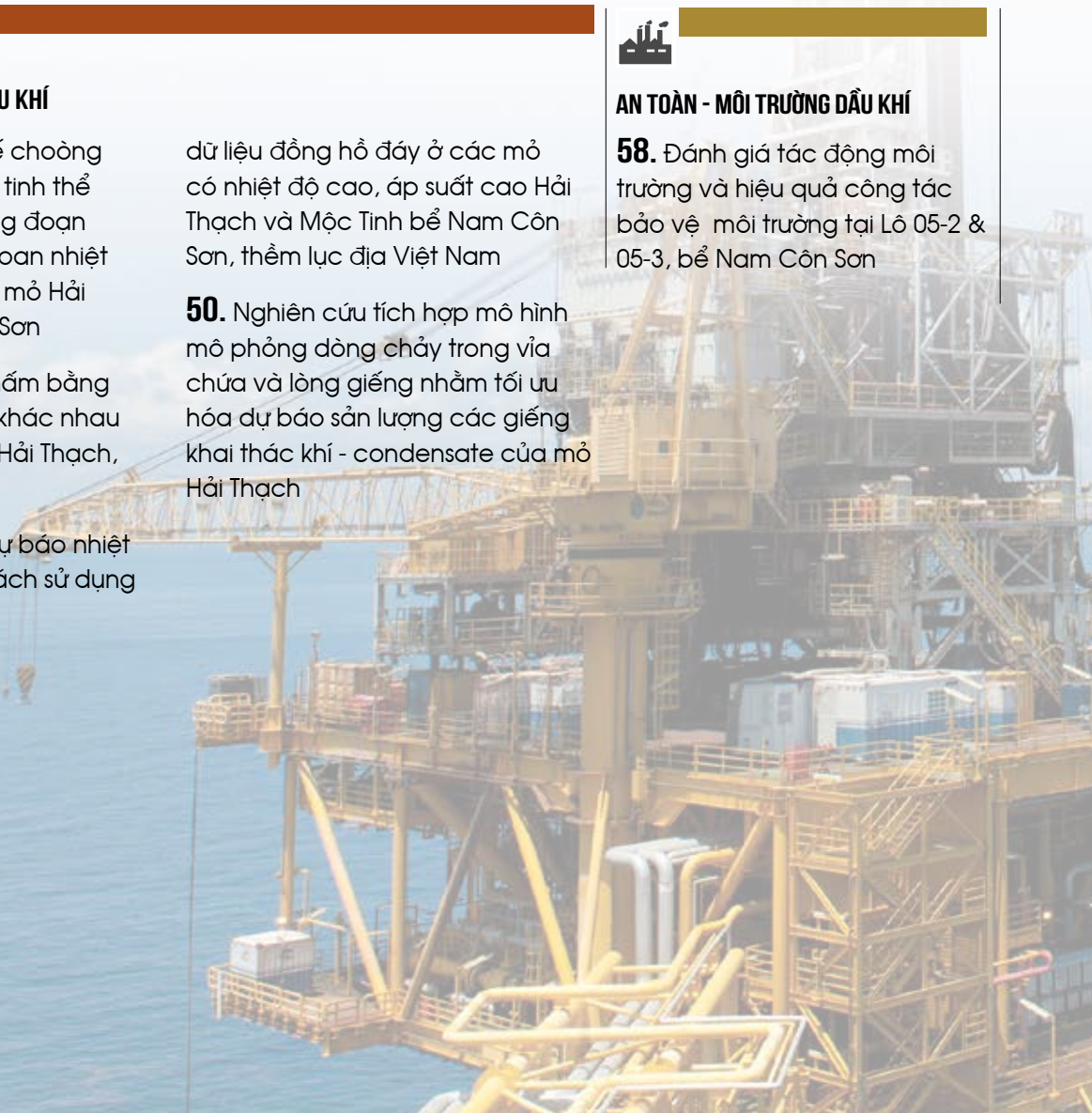
dữ liệu đồng hồ đáy ở các mỏ có nhiệt độ cao, áp suất cao Hải Thạch và Mộc Tinh bể Nam Côn Sơn, thêm lục địa Việt Nam

50. Nghiên cứu tích hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa và lòng giếng nhằm tối ưu hóa dự báo sản lượng các giếng khai thác khí - condensate của mỏ Hải Thạch



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

58. Đánh giá tác động môi trường và hiệu quả công tác bảo vệ môi trường tại Lô 05-2 & 05-3, bể Nam Côn Sơn



PUBERTHON

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 2 - 2019, trang 25 - 34
ISSN 0866-854X

Dầu Khí

LỰA CHỌN THIẾT KẾ CHỖNG KHOAN KIM CƯƠNG ĐÀ TÍNH THỂ (PDC)
TỐI ƯU CHO CÔNG ĐOẠN 8½" TẠI CÁC GIẾNG KHOAN NHIỆT ĐỘ CAO,
ÁP SUẤT CAO MỎ HẢI THẠCH, BỂ NAM CÓN SƠN

Hoàng Thanh Tùng*, Nguyễn Phạm Huy Cường*, Trần Hồng Nam*, Lê Quang Duyển*, Đào Thị Ngọc*
*Tổng công ty CP Khảo và Tích và khoan Dầu khí
*Công ty Dầu khí Hải Thạch
*Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
*Đại học Mỏ - Dầu khí
Email: hoangthanh@petrolimp.com.vn

Tóm tắt
Việc lựa chọn chông khoan phù hợp giúp tăng vận tốc cơ học khoan và chiều dài khoảng khoan, giảm chi phí thi công giếng khoan, nâng cao hiệu quả kinh tế. Bài báo giới thiệu phương pháp nghiên cứu, tính toán, lựa chọn và lắp đặt gia thiết kế chông khoan hợp kim đa tinh thể (PDC) phù hợp nhằm tăng tốc độ cơ học cho công đoạn 8½" cho các giếng khoan nhiệt độ cao, áp suất cao tại mỏ Hải Thạch.

Kết quả nghiên cứu cho thấy khi sử dụng chông khoan tối ưu theo để suất với vận tốc cơ học khoan đã tăng gấp đôi so với trước đây. Điều này để chứng minh tính ưu việt kỹ thuật và hiệu quả kinh tế đem lại cho các công trình thi công đường ống cho việc lựa chọn chông khoan phù hợp cho các khu vực khác có chung điều kiện địa chất, địa tầng và cấu trúc giếng khoan.

Từ khóa: Tối ưu hóa thiết kế chông khoan, lựa chọn chông khoan, vận tốc cơ học khoan, hiệu quả kinh tế lựa chọn chông khoan.

1. Giới thiệu
Mỏ Hải Thạch nằm ở Lô 05-2, bể Nam Côn Sơn cách bờ biển Vũng Tàu khoảng 330km với chiều sâu nước biển trung bình khoảng 130 - 140m. Mỏ Hải Thạch được phát hiện vào năm 1995 thông qua giếng khoan thăm dò 05-2-HT-1X và được tiến hành khoan thăm lượng vào năm 1996 bởi Hội đồng thăm dò và thăm lượng đã xác định trữ lượng thương mại của khí và condensate tập trung ở các vỉa LMA10 (Miocene trên), MMH10 (Miocene giữa), LMH-10, LMH-20, LMH-30 (Miocene dưới), LMA15, MMF10, MMF15 và MMF30 reservoirs. Kết quả thăm lượng (giếng 05-2-HT-3XZ, 2002) đã xác định khí và condensate ở tầng LMA15 và tầng MMF10, MMF15 có trữ lượng thương mại khí cao. Đối với công đoạn 8½" tại địa phương số tập có trữ lượng thương mại ở Miocene dưới LMH-10, LMH-20, LMH-30 với chiều sâu TD khoảng ± 3.818m TVDik/152m MDI1).

Trong quá trình thi công các giếng khoan ở mỏ Hải Thạch phát sinh vấn đề tốc độ khoan cho công đoạn 8½" còn thấp so với yêu cầu đặt ra. Ngoài điều kiện địa chất phức tạp (thành phần thạch học chủ yếu là đá phiến sét, nhiệt độ cao, áp suất đáy giếng cao, tỷ trọng dung dịch khoan rất cao thì chông khoan là yếu tố quan trọng có ảnh hưởng rất lớn đến tốc độ khoan. Tốc độ khoan trung bình cho công đoạn 8½" trước khi sử dụng chông khoan mới thể hiện trong bảng 1 [2].

2. Giải pháp lựa chọn thiết kế chông khoan tối ưu
2.1. Tổng quan
Việc lựa chọn thiết kế chông khoan phù hợp cho các khoảng khoan được căn cứ vào các yếu tố cơ bản sau đây [3]:

- Thuộc tính của vỉa khoan mục;
- Tốc độ cơ học khoan (ROP) và vận tốc quay (RPM);
- Khả năng bơm rửa làm sạch giếng và chông khoan;
- Trọng lượng bản thân của chông khoan;

Ngày in số: 14/02/2019. Ngày nhận bài đăng: 04/01/2019. Ngày nhận bài đăng: 14/02/2019.
Ngày nhận bài đăng: 07/02/2019.

BÀI BÁO 05-2019 25

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Selection of optimised PDC bits in the 8½" hole section of HTHP wells at Hai Thach field, Nam Con Son basin25

Permeability estimates using different methods for turbidite reservoir in Hai Thach field, Nam Con Son basin35

Improving formation temperature estimation using production downhole gauge data in Hai Thach and Moc Tinh high pressure and high temperature fields, offshore Vietnam45

Intergrated simulation modelling approach for optimisation of production forecast in gas-condensate wells, Hai Thach field50

Assessment of environmental impacts and environmental protection in Block 05-2 & 05-3, Nam Con Son basin.58

Optimisation of pipeline integrity management cost by simulation in combination with experimental and risk based inspection (RBI) study69



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

69. Tối ưu chi phí quản lý sự toàn vẹn đường ống ngầm bằng nghiên cứu mô phỏng kết hợp thực nghiệm và kiểm định trên cơ sở rủi ro (RBI)





TS. NGÔ HỮU HẢI - TỔNG GIÁM ĐỐC BIENDONG POC:
KHÁT VỌNG ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PHẢI ĐƯỢC NUÔI DƯỠNG VÀ PHÁT TRIỂN



Từ một dự án đầy rủi ro khiến BP và các công ty dầu khí quốc tế phải quyết định rút lui, ngành Dầu khí Việt Nam với ý

chí, bản lĩnh và trí tuệ của “những người đi tìm lửa” đã từng bước chinh phục dự án Biển Đông 01, khai thác hiệu quả, an toàn trên 10 tỷ m³ khí và hơn 17 triệu thùng condensate sau 5 năm kể từ thời điểm đưa mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh vào vận hành khai thác.

Không dừng lại ở đó, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đang tập trung

nghiên cứu ứng dụng các công nghệ mới nhất để tối ưu hóa khai thác, giảm thiểu rủi ro cho công tác tìm kiếm, thăm dò các cấu tạo mới tiềm năng như: Kim Cương Bắc, Mộc Tinh Tây... Tạp chí Dầu khí đã có cuộc trò chuyện với TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông xung quanh câu chuyện “Khơi tài nguyên, truyền khát vọng”.



Giàn khoan PV Drilling V thực hiện công tác khoan tại mỏ Hải Thạch (PQP-HT). Ảnh: Trung Linh



PHÓ THỦ TƯỚNG TRỊNH ĐÌNH DŨNG

**BIENDONG POC
NGHIÊN CỨU ĐỂ PHÁT TRIỂN
MỞ RỘNG DỰ ÁN**

Tôi đề nghị lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và lãnh đạo BIENDONG POC tiếp tục nghiên cứu để phát triển mở rộng dự án, đồng thời triển khai kế hoạch nghiên cứu, phát triển khai thác dầu khí tại các khu vực lân cận có tiềm năng, sớm đưa BIENDONG POC trở thành đơn vị điều hành dầu khí chuyên nghiệp, vươn tầm ra khu vực...

PV: Xin ông cho biết bản lĩnh, ý chí và trí tuệ của người Việt Nam đã được thể hiện như thế nào trong quá trình vận hành khai thác Biển Đông 01 - dự án được đánh giá là có quy mô, độ phức tạp và rủi ro kỹ thuật lớn nhất từ trước tới nay?

TS. Ngô Hữu Hải: Biển Đông 01 là dự án có quy mô lớn nhất của Việt Nam ở khu vực nước sâu với độ phức tạp và rủi ro kỹ thuật lớn nhất từ trước tới nay (nhiệt độ cao lên đến trên 175°C, áp suất cao đến trên 850atm).

Các mỏ khí có áp suất cao và nhiệt độ cao như thế ít có công ty

dầu khí nào dám làm, bởi mức độ rủi ro quá lớn, chỉ cần một sơ suất nhỏ, áp suất trong vỉa có thể gây phụt khí lên phía trên giàn, gây cháy nổ nghiêm trọng. Trước đây, khi BP và ConocoPhillips tiến hành khoan thăm dò đã nhiều lần gặp sự cố và sau đó quyết định rút khỏi Lô 05-2 & 05-3.

Được sự ủng hộ của Chính phủ và sự động viên của lãnh đạo Đảng, Nhà nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã quyết tâm thực hiện dự án, bởi lẽ khi triển khai thành công, Biển Đông 01 không chỉ mang lại lợi ích kinh tế, mà

quan trọng hơn đây sẽ là “tiền đồn” của Tổ quốc ở cực Tây Nam, khẳng định chủ quyền biển đảo của Việt Nam trên Biển Đông.

Trong 10 năm qua, các thế hệ “người đi tìm lửa” đã thiết kế, chế tạo và xây dựng các giàn khai thác, giàn công nghệ trung tâm xử lý khí hiện đại nhất trong thời gian ngắn kỷ lục. 38 tháng là hơn 1.200 ngày với nỗ lực không biết mệt mỏi của gần 4.000 người lao động Dầu khí Việt Nam, với hơn 17 triệu giờ công lao động tuyệt đối an toàn.

Đến nay, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã khai thác hiệu quả, an toàn trên 10 tỷ m³ khí và hơn 17 triệu

Sau 10 năm kể từ ngày thành lập và hơn 5 năm kể từ ngày khai thác dòng khí thương mại đầu tiên đến nay, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã khai thác tuyệt đối an toàn trên 10 tỷ m³ khí và hơn 17 triệu thùng condensate với công suất khai thác trung bình đạt 2 tỷ m³ khí/năm và trên 3 triệu thùng condensate/năm, tương đương với 20% sản lượng khí khai thác được của Việt Nam và đang đứng thứ 2 tại Việt Nam về sản lượng khai thác khí và condensate. Tổng doanh thu lũy kế của Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đến nay đã đạt trên 2,8 tỷ USD so với tổng mức đầu tư trên 2,9 tỷ USD, năng suất lao động trung bình năm 2018 đạt 60 tỷ đồng/người/năm.

thùng condensate tại mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh. Thành công của dự án này đã chứng minh bản lĩnh, ý chí và trí tuệ của người Dầu khí Việt Nam đủ sức chinh phục các mỏ dầu, mỏ khí có cấu tạo địa chất rất phức tạp để khơi nguồn "vàng đen" làm giàu cho đất nước, khẳng định chủ quyền Tổ quốc và là biểu tượng rõ rệt nhất cho lòng yêu nước, ý chí không ngại gian khó của "những người đi tìm lửa".

PV: Công tác thăm dò khai thác dầu khí ở trong nước đang đối diện với thách thức rất lớn do giá dầu biến động, các dự án ở khu vực nước sâu, xa bờ điều kiện triển khai khó khăn, rủi ro địa chất cao, đòi hỏi nguồn vốn đầu tư lớn... Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã đối diện với các thách thức này như thế nào để đảm bảo sản lượng khai thác khí và condensate ở mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh?



TS. Ngô Hữu Hải: Trước các thách thức này, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã chủ động nghiên cứu và đưa ra các giải pháp đảm bảo năng lượng hoạt động cho mỏ Hải Thạch và mỏ Mộc Tinh (tiếp tục khai thác ít nhất 15 năm nữa đến năm 2033); rà soát, tối ưu hóa chi phí, quản lý an toàn mỏ, duy trì sản lượng khai thác tối ưu. Đồng thời, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông tăng cường ứng dụng công nghệ mới, cập nhật mô hình địa chất, mô hình khai thác nhằm

tối ưu chế độ khai thác và công tác quản lý mỏ để đạt được hệ số thu hồi cao nhất, đảm bảo tính sẵn sàng và độ tin cậy của hệ thống công nghệ khai thác ở mức cao...

Nhờ áp dụng đồng bộ các giải pháp này, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã về đích trước 35 ngày so với kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2018 với sản lượng khai thác khí đạt 111%, sản lượng khai thác condensate đạt 112%, tổng doanh thu đạt 130%, tiết kiệm so với ngân sách 7%, các giàn khai



Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch (PQP-HT). Ảnh: Lê Khoa

thác vận hành an toàn tuyệt đối với thời gian khai thác liên tục đạt 99,8% (cao hơn 3,8% so với kế hoạch), năng suất lao động trung bình đạt 60 tỷ đồng/người/năm.

Tôi cho rằng việc đảm bảo hiệu quả, an toàn tuyệt đối cho quá trình khai thác là nhiệm vụ quan trọng nhất của Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông.

Đồng thời, chúng tôi đang tiếp tục nghiên cứu các phương án mở rộng mỏ, đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò các cấu tạo tiềm năng

tại Lô 05-2 & 05-3 và các khu vực lân cận để Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông tiếp tục có những bước phát triển bền vững.

PV: Việc ứng dụng công nghệ mới để giảm thiểu rủi ro cho công tác thăm dò, thăm lượng các cấu tạo mới tiềm năng tại khu vực nước sâu, xa bờ, cũng như tối ưu hóa nguồn lực (tài sản, con người...) sẽ được Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông triển khai trong thời gian tới như thế nào, thưa ông?

TS. Ngô Hữu Hải: Trong thời gian tới, Công ty Điều hành Dầu khí Biển

Đông sẽ nghiên cứu, áp dụng các công nghệ mới nhất, hiện đại nhất trong kỷ nguyên cách mạng công nghiệp 4.0 và trí tuệ nhân tạo AI để tiếp tục đảm bảo vận hành tuyệt đối an toàn, khai thác đạt hiệu quả tối đa ở mỏ Hải Thạch và mỏ Mộc Tinh, đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò các cấu tạo mới tiềm năng như Kim Cương Bắc, Mộc Tinh Tây...

Với tiềm năng thăm dò, thăm lượng lớn của các đối tượng MMF20-MMF50 của mỏ Hải Thạch, Hải Thạch Đông trong khi chi phí



Tổng giám đốc BIENDONG POC Ngô Hữu Hải kiểm tra công tác vận hành khai thác trên cụm giàn Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: BIENDONG POC

thu nổ địa chấn thấp hơn nhiều so với chi phí khoan, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông sẽ cân nhắc áp dụng công nghệ thu nổ mới như OBS (Ocean Bottom Seismic), địa chấn dải tần rộng cho khu vực mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh và lân cận, kết hợp với công nghệ xử lý địa chấn mới và phân tích đặc biệt để nâng cao chất lượng và độ phân giải địa chấn.

Với lợi thế cơ sở hạ tầng kỹ thuật hiện đại như giàn công nghệ trung tâm Hải Thạch, kết nối với hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 1, Nam Côn Sơn 2,

FSO chứa dầu và condensate công suất lớn (350 nghìn thùng), Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông sẵn sàng cho việc kết nối với các mỏ lân cận để tối ưu chi phí hoặc triển khai dịch vụ khai thác cho các liên doanh dầu khí.

Ban lãnh đạo Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông xác định con người là nguồn lực quan trọng nhất, giúp tạo ra giá trị và sự phát triển đột phá. Chúng tôi luôn động viên người lao động không chỉ cố gắng làm tốt mà phải làm việc khoa

học, sáng tạo để có kết quả tốt. Mỗi mũi khoan cần chính xác để tối ưu chi phí hơn, mỗi kế hoạch cần khả thi hơn, mỗi quyết định cần hợp lý và kịp thời hơn. Từ lãnh đạo cao nhất đến từng người lao động phải dám nghĩ khác, dám làm khác, dám theo đuổi tận cùng ước mơ bằng nhiệt huyết, bản lĩnh và tri thức khoa học. Đặc biệt, khát vọng đổi mới sáng tạo phải được nuôi dưỡng và phát triển!

PV: Xin trân trọng cảm ơn ông!
Việt Hà (thực hiện)



ÔNG NGUYỄN VŨ TRƯỜNG SƠN

TỔNG GIÁM ĐỐC TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh có vị trí địa lý rất quan trọng, là khu vực mỏ cực Đông của Tổ quốc, xung quanh khu vực đó có một số tiềm năng dầu khí quan trọng. Vì vậy, việc tiếp tục duy trì hoạt động ổn định, lâu dài, an toàn cho BIENDONG POC và việc phát triển ra khu vực xung quanh là định hướng quan trọng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Đặc biệt,

BIENDONG POC là công trình hợp tác giữa Gazprom và PVN, là biểu tượng cho hợp tác giữa Liên bang Nga và Việt Nam. Việc tiếp tục phát triển cùng Gazprom ra khu vực xung quanh ở cực Đông của đất nước có vai trò quan trọng trong đảm bảo an ninh năng lượng, cũng như trong định hướng tiếp tục phát triển BIENDONG POC.



TS. NGUYỄN QUỲNH LÂM

**TỔNG GIÁM ĐỐC LIÊN DOANH VIỆT - NGA "VIETSOVPETRO",
NGUYÊN TỔNG GIÁM ĐỐC BIENDONG POC**

Biển Đông 01 là một tập thể đoàn kết, sáng tạo. Nhân lực ở BIENDONG POC "ít mà tinh", từng vị trí được chọn lọc kỹ lưỡng, đáp ứng đúng yêu cầu chức danh và công việc. Có thể nói, công việc ở BIENDONG POC không có vị trí dự phòng, không có người thứ hai để làm một công việc, vì thế mỗi người

luôn phải nỗ lực hết sức. Dự án Biển Đông 01 thành công là do sự kết hợp hài hòa giữa "nội" và "ngoại", trong đó "nội" chính là những con người có vị trí quan trọng, có kiến thức, có kinh nghiệm và bản lĩnh trong việc đưa ra những quyết định đi đến thành công.



TS. TRẦN HỒNG NAM

CHỦ TỊCH HĐQT TỔNG CÔNG TY THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ (PVEP), NGUYÊN TỔNG GIÁM ĐỐC BIENDONG POC

Tôi còn nhớ 2 tháng đầu tiên, anh em BIENDONG POC đã làm việc liên tục với các chuyên gia của BP để tiếp thu hết những gì 15 năm họ nghiên cứu về Hải Thạch - Mộc Tinh. Đó là khối lượng tài liệu khổng lồ! Chúng tôi phải cố gắng không những để hiểu mà còn lên phương án triển khai ngay lập

tức... Những con người của BIENDONG POC khi đã hội tụ về đây đều có tính chuyên nghiệp rất cao, đều mong muốn sẽ làm gì đó cho Tổ quốc ở một dự án như thế này. Khi anh em đã về đây, niềm tin luôn tràn đầy, tin tưởng lẫn nhau và tin tưởng vào thành công cuối cùng của dự án.



4-6/1992
PSC Lô 05-3 được ký giữa PVN với các bên nhà thầu nước ngoài là AEDC Vietnam Ltd. và Teikoku Oil (Offshore Vietnam) Co. Ltd

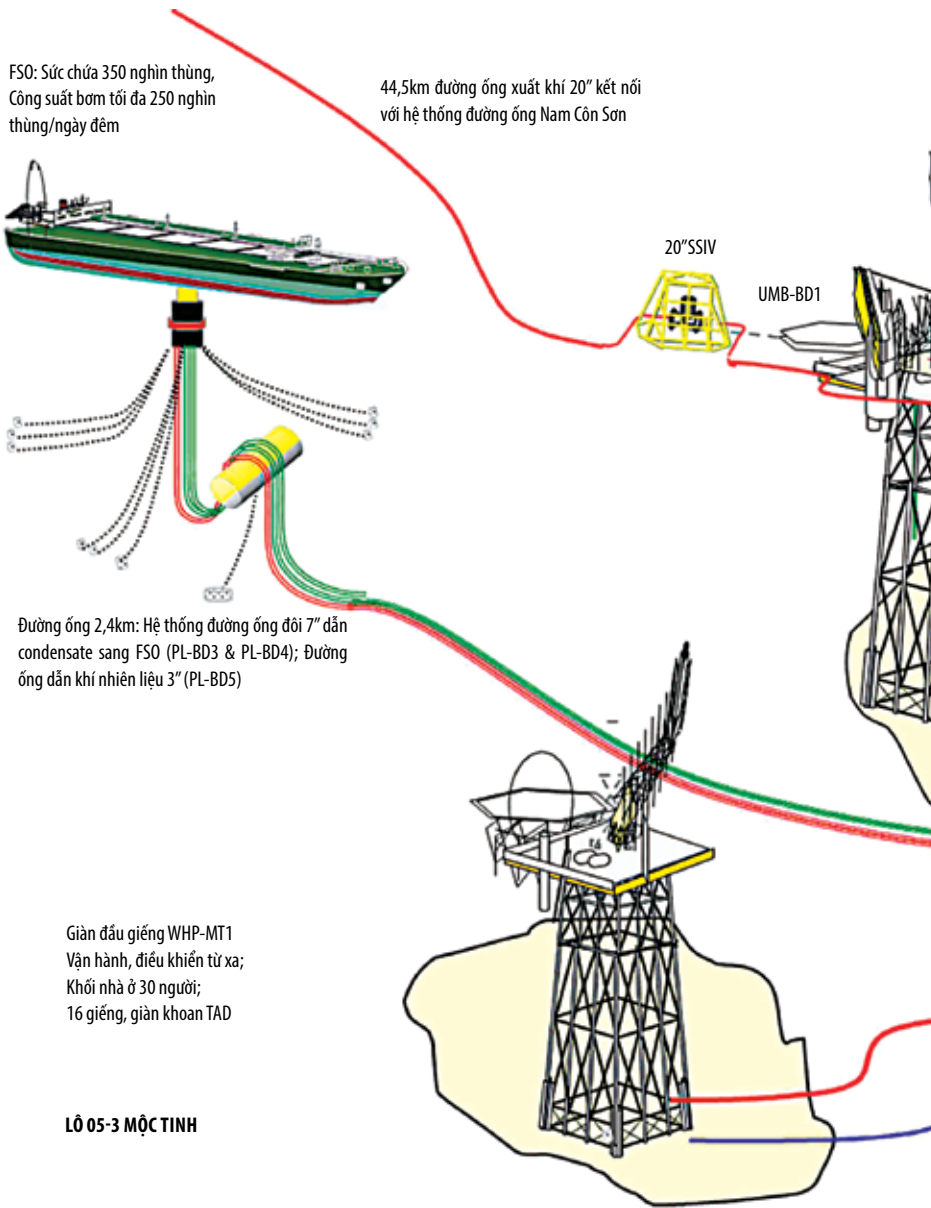
5-6/1992
PSC Lô 05-3 có hiệu lực theo Giấy phép đầu tư số 369/GP do Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư (nay là Bộ Kế hoạch và Đầu tư) cấp

9-6/1992
PSC Lô 05-2 được ký giữa PVN với các bên nhà thầu nước ngoài là BP Exploration Operating Co. Ltd. và Den Norske Stats Oljeselskap A.S

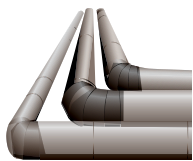
10-6/1992
PSC Lô 05-2 có hiệu lực 10/6/1992 theo Giấy phép đầu tư số 371/GP do Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư (nay là Bộ Kế hoạch và Đầu tư) cấp

12-2/1994
BP đã nhận chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi tham gia của Teikoku Oil trong PSC Lô 05-3, trở thành nhà điều hành của Lô 05-2 và Lô 05-3

1995
BP triển khai công tác khoan thăm dò và đã phát hiện khí tại mỏ Hải Thạch (Lô 05-2) bằng giếng khoan 05-2-HT-1X, tại mỏ Mộc Tinh (Lô 05-3) bằng giếng khoan 05-3-MT-1X

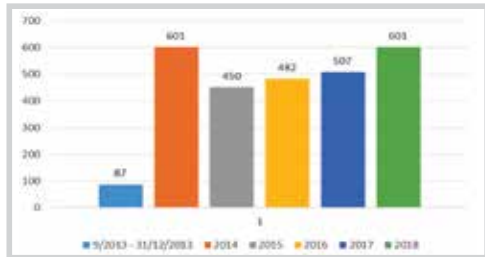


SẢN LƯỢNG KHAI THÁC



10 tỷ m³ khí
17 triệu thùng condensate

TỔNG DOANH THU ĐẠT TRÊN 2,8 TỶ USD



NĂNG SUẤT LAO ĐỘNG

60 tỷ đồng/người/năm



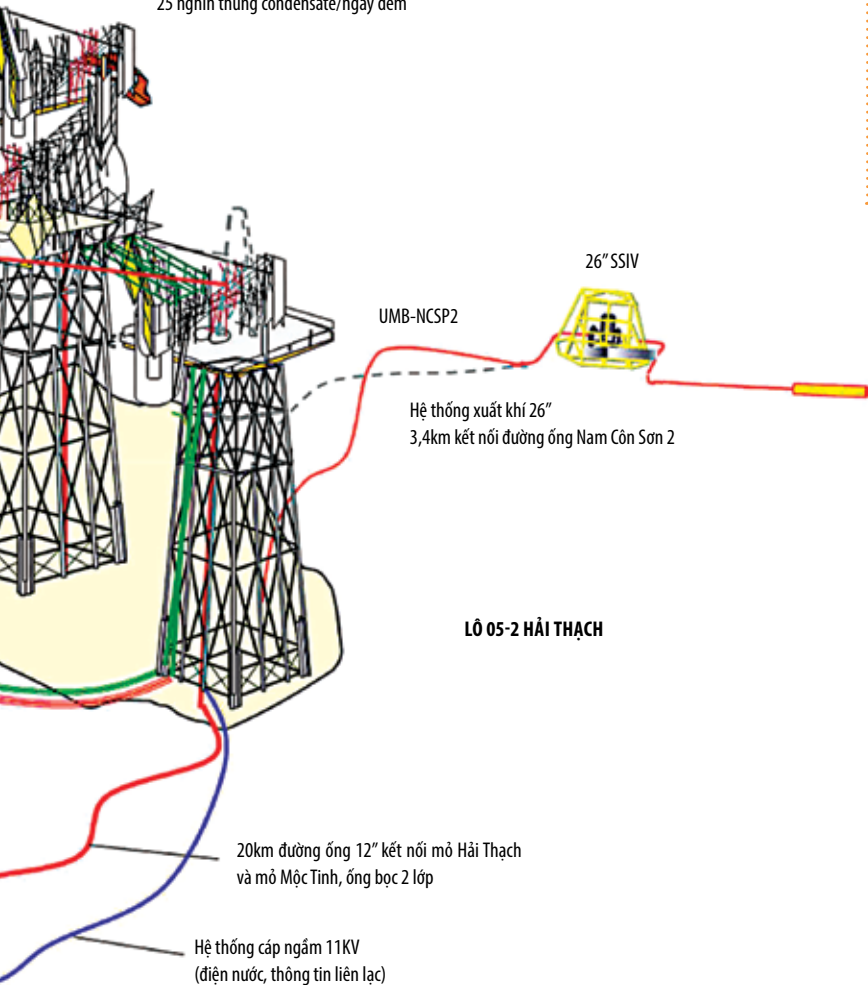
Giàn đầu giếng WHP-MT1 Vận hành, điều khiển từ xa; Khối nhà ở 30 người; 16 giếng, giàn khoan TAD

LÔ 05-3 MỘC TINH

- 4-1/2019: Sản lượng khai thác khí đạt mốc 10 tỷ m³
- 6-9/2018: Kỷ niệm 5 năm ngày giao khí thương mại đầu tiên vào đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 1
- 3-4/2018: BIENDONG POC đạt mốc 2.000 ngày không xảy ra tai nạn sự cố
- 10-10/2017: BIENDONG POC đạt mốc 5 năm không xảy ra tai nạn sự cố
- 18-11/2016: Sản lượng khai thác condensate đạt mốc 10 triệu thùng
- 3-11/2016: Kết thúc chiến dịch khoan
- 26-7/2016: Sản lượng khai thác khí đạt mốc 5 tỷ m³
- 26-5/2016: Chuyển giàn TAD từ mỏ Hải Thạch sang mỏ Mộc Tinh (HT1-MT1)
- 18-8/2015: Sản lượng khai thác condensate đạt mốc 5 triệu thùng

<p>19-6-1995 Mỏ Hải Thạch và mỏ Mộc Tinh được thăm lượng</p>	<p>1996-2002 Nhà điều hành đã khoan các giếng thăm lượng 05-2-HT-2X, 05-3-MT-1RX và 05-2-HT-3X/3XZ nhằm xác minh trữ lượng, chuẩn bị cho công tác phát triển mỏ</p>	<p>19-11-2006 Kế hoạch đại cương phát triển mỏ (ODP) được PVN phê duyệt</p>	<p>27-11-2006 Trữ lượng khí và condensate tại chỗ của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt (tại Quyết định số 1566/QĐ-TTg và Quyết định số 1567/QĐ-TTg)</p>	<p>2-11-2007 Diện tích phát triển chung Hải Thạch và Mộc Tinh (JDA) được PVN phê duyệt</p>	<p>25-11-2008 BP chính thức tuyên bố rút khỏi PSC Lô 05-2 và PSC Lô 05-3 và chuyển giao toàn bộ quyền lợi tham gia và quyền điều hành cho PVN</p>	<p>2009 BP và ConocoPhillips quyết định ngưng các hoạt động thăm dò, thăm lượng và phát triển dầu khí, đồng thời chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi tại Lô 05-2 và Lô 05-3 cho PVN</p>	<p>19-2-2009 PVN thành lập Chi nhánh Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) (Quyết định số 416/QĐ-DKVN) để đại diện PVN thực hiện quyền hạn, nghĩa vụ và trách nhiệm của nhà điều hành theo quy định của PSC Lô 05-2 và PSC Lô 05-3</p>
---	--	--	--	---	--	--	--

Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch (PQP-HT)
Khối nhà ở 70 người, công suất xử lý 6,5 (tối đa 8,5) triệu m³ khí, 25 nghìn thùng condensate/ngày đêm



<p>24-3-2010 Thỏa thuận hợp nhất mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Công văn số 498/TTg-KTN</p>	<p>12-1-2010 Bộ Công Thương cấp Giấy chứng nhận đầu tư điều chỉnh số 371/GCNĐC4 cho PSC Lô 05-2 và Giấy chứng nhận đầu tư điều chỉnh số 369/GCNĐC7 cho PSC Lô 05-3, theo đó PVN nắm giữ 100% quyền lợi tham gia tại PSC Lô 05-2 và PSC Lô 05-3 và là nhà điều hành</p>	<p>24-12-2009 Thủ tướng Chính phủ cho phép Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp nhận chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi, nghĩa vụ tham gia của BP Exploration (Vietnam) Co. Ltd. và ConocoPhillips (UK) Ltd. trong PSC Lô 05-2 và PSC Lô 05-3 tại Công văn số 2586/TTg-KTN</p>
---	---	--

<p>24-8-2010 Kế hoạch phát triển mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh (dự án Biển Đông 01) được Thủ tướng Chính phủ chỉ đạo phê duyệt theo Quyết định số 956/QĐ-TTg</p>	<p>12-7-2010 Lễ khởi công (first cut) chân đế Hải Thạch</p>
<p>21-4-2011 Ký hợp đồng EPCI</p>	<p>8-10-2011 Hoàn thành công tác lắp đặt giàn đầu giếng mỏ Mộc Tinh (WHP-MT1)</p>
<p>25-10-2011 Giàn TAD PV Drilling V về đến mỏ Mộc Tinh</p>	<p>5-4-2012 Thỏa thuận chuyển nhượng (AA) được ký giữa GPEPI và PVN</p>
<p>28-8-2012 Hoàn thành công tác lắp đặt giàn đầu giếng mỏ Hải Thạch (WHP-HT1)</p>	<p>10-10-2012 Hoàn thành công tác lắp đặt giàn xử lý trung tâm Hải Thạch (PQP-HT)</p>
<p>24-1-2013 Thỏa thuận sửa đổi và bổ sung đối với PSC Lô 05-2 và PSC Lô 05-3 giữa PVN và GPEPI được thông qua</p>	<p>24-7-2013 Đón dòng khí đầu tiên tại mỏ Mộc Tinh (first gas kỹ thuật tại MT1)</p>
<p>5-8-2013 Khai thác dòng sản phẩm đầu tiên từ mỏ Mộc Tinh qua PQP-HT (first gas tại PQP)</p>	<p>7-8-2013 Đón dòng condensate đầu tiên qua FSO</p>
<p>9-9-2013 Ngày giao khí thương mại đầu tiên vào đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 1</p>	

<p>7-7-2015 BIENDONG POC đạt mốc 1.000 ngày không xảy ra tai nạn sự cố</p>	<p>21-8-2014 Sản lượng khai thác khí đạt mốc 1 tỷ m³</p>	<p>20-6-2014 GPEPI và PVN ký kết Thỏa thuận liên doanh (JOA)</p>	<p>4-4-2014 Sản lượng khai thác condensate đạt mốc 1 triệu thùng</p>
---	--	---	---

HÀNH TRÌNH CHINH PHỤC BIỂN ĐÔNG

Vượt qua rất nhiều khó khăn thách thức, Dự án phát triển mỏ khí condensate Hải Thạch - Mộc Tinh (Dự án Biển Đông 01) đã trở thành mốc son trong lịch sử phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam, lần đầu tiên đảm đương và triển khai thành công dự án có quy mô lớn nhất tại khu vực nước sâu trong điều kiện mỏ có nhiệt độ cao, áp suất cao. Các thể hệ cán bộ, kỹ sư, chuyên gia của ngành Dầu khí Việt Nam, đặc biệt là Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã làm chủ khoa học công nghệ dầu khí hiện đại và phức tạp nhất, hoàn thiện năng lực điều hành hoạt động dầu khí, có nhiều sáng kiến, cải tiến phù hợp với thực tiễn và đặc thù của Việt Nam. Nhân kỷ niệm 10 năm thành lập BIENDONG POC, Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu một số hình ảnh trên hành trình đầy gian khó chinh phục Biển Đông.



Lễ khởi công (first-cut) chân đế Hải Thạch 1 ngày 12/7/2010. Ảnh: BIENDONG POC



Hạ thủy chân đế Mộc Tinh 1 ngày 27/8/2011. Ảnh: BIENDONG POC



Khoan giếng khai thác trên giàn dầu giếng Hải Thạch bằng giàn khoan PV Drilling V. Ảnh: Phan Ngọc Trung

Lễ chào cờ trên giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: BIENDONG POC



Lãnh đạo Tập đoàn, BIENDONG POC cùng các đại biểu tham dự Lễ khai mạc Triển lãm ảnh "10 năm ngôi sáng Biển Đông". Ảnh: Hiền Anh



Đoàn đại biểu Quốc hội tỉnh Lạng Sơn do Phó Chủ tịch Hội đồng Dân tộc của Quốc hội Nguyễn Lâm Thành dẫn đầu khảo sát thực tế tại giàn xử lý trung tâm Hải Thạch ngày 14/9/2018. Ảnh: PVN

Khối lượng khí khai thác được từ mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đã cán mốc trên 10 tỷ m³. Ảnh: Phan Ngọc Trung



Phó Chủ tịch Hội đồng Dân tộc của Quốc hội Nguyễn Lâm Thành thăm phòng điều khiển trung tâm ngày 14/9/2018. Ảnh: PVN

Lãnh đạo BIENDONG POC kiểm tra công tác vận hành khai thác tại phòng điều khiển trung tâm. Ảnh: BIENDONG POC





Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch có công suất xử lý 6,5 triệu m³ khí và 25.000 thùng condensate/ngày đêm. Ảnh: Phan Ngọc Trung



Một góc giàn công nghệ trung tâm. Ảnh: Phan Ngọc Trung



FSO PTSC Biển Đông 01. Ảnh: Phan Ngọc Trung

Giàn đầu giếng Hải Thạch (WHP-HT1). Ảnh: Phan Ngọc Trung



Giàn khoan TAD PV Drilling V và giàn đầu giếng Mộc Tinh (WHP-MT1). Ảnh: PVN



Giàn dầu giếng Hải Thạch được kết nối với giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: Phan Ngọc Trung



Bảo dưỡng cầu an toàn giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: BIENDONG POC



Kiểm tra, sửa chữa và bảo dưỡng thiết bị khoan giếng trên giàn Hải Thạch. Ảnh: Phan Ngọc Trung



Kiểm tra thiết bị máy móc trên giàn. Ảnh: BIENDONG POC



Kiểm tra, sửa chữa và bảo dưỡng thiết bị. Ảnh: BIENDONG POC



SUSTAINABLE FUTURE - LEVERAGING TECHNOLOGY AND EXPERIENCE

Nhân dịp kỷ niệm 10 năm ngày thành lập (26/2/2009 - 26/2/2019), ngày 15/3/2019, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông tổ chức Hội thảo kỹ thuật với chủ đề “Xây dựng tương lai bền vững nhờ đòn bẩy công nghệ và kinh nghiệm” (Sustainable future - Leveraging technology and experience). Hội thảo được trình bày bằng tiếng Anh, thể hiện góc nhìn đa chiều của các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước về các vấn đề: thực trạng, thách thức và các giải pháp trong hoạt động khoan, khai thác tại khu vực có nhiệt độ cao, áp suất cao. Từ đó, Hội thảo tìm kiếm và đề xuất các giải pháp cụ thể về nghiên cứu phát triển, ứng dụng công nghệ mới, nâng cao hiệu quả công tác quản trị và quản lý... cho BIENDONG POC. Trong số đặc biệt này, Ban biên tập trân trọng giới thiệu tóm tắt các bài trình bày tại Hội thảo.



TECHNICAL WORKSHOP

"SUSTAINABLE FUTURE - LEVERAGING TECHNOLOGY AND EXPERIENCE"

HỘI THẢO KỸ THUẬT "XÂY DỰNG TƯƠNG LAI BỀN VỮNG NHỜ ĐÒN BẨY CÔNG NGHỆ VÀ KINH NGHIỆM"

PLENARY SESSION/PHIÊN TOÀN THỂ		
	Past - Present - Future of BIENDONG POC/ <i>Quá khứ - Hiện tại - Tương lai của BIENDONG POC</i>	BIENDONG POC
	Future of oil and gas in Vietnam, way forward for BIENDONG POC <i>Tương lai của ngành Dầu khí Việt Nam và định hướng phát triển BIENDONG POC</i>	Vietnam Oil and Gas Group
	Strategic partnership in challenging environment/ <i>Quan hệ đối tác chiến lược trong môi trường đầy thách thức</i>	GPEPI
	Predictive asset management/ <i>Quản lý tài sản dự báo</i>	Honeywell
SESSION 1: CHALLENGES IN HTHP OPERATIONS		
THÁCH THỨC TRONG HOẠT ĐỘNG KHOAN TẠI KHU VỰC NHIỆT ĐỘ CAO, ÁP SUẤT CAO		
1	Lessons learnt in drilling 12¼" HTHP hole section with narrow PP-FG window for difficult HTHP development wells in Hai Thach horst structure <i>Bài học kinh nghiệm trong khoảng khoan 12¼" nhiệt độ cao áp suất cao với cửa sổ PP-FG hẹp cho các giếng phát triển HTHP khó khăn trong cấu trúc địa lủy mô Hai Thạch</i>	BIENDONG POC
2	KL-1X well operation review and solution for next HTHP wells in Ky Lan structure <i>Đánh giá hoạt động khoan KL-1X và giải pháp cho các giếng HTHP tiếp theo trong cấu tạo Kỳ Lân</i>	PVEP
3	Halliburton cementing and completion new technologies for HTHP project <i>Công nghệ trám xi măng và hoàn thiện giếng mới của Halliburton đối với dự án nhiệt độ cao, áp suất cao</i>	Halliburton
SESSION 2: PRODUCTION OPTIMISATION: SMART STRATEGIES AND INNOVATION		
TỐI ƯU HÓA KHAI THÁC: CHIẾN LƯỢC VÀ ĐỔI MỚI		
4	Real time monitoring and assessment of the fouling resistance and performance of plate type heat exchanger in Hai Thach gas/condensate platform <i>Theo dõi và đánh giá thời gian thực về khả năng chống đóng cặn và hiệu suất của thiết bị trao đổi nhiệt dạng tấm trong cấu tạo khí/condensate Hải Thạch</i>	BIENDONG POC
5	Optimisation of pipeline integrity management cost by simulation in combination with experimental and risk based inspection (RBI) study <i>Tối ưu chi phí quản lý sự toàn vẹn đường ống ngầm bằng nghiên cứu mô phỏng kết hợp thực nghiệm và kiểm định trên cơ sở rủi ro (RBI)</i>	PVEP
6	Technical approaches in field development optimisation/ <i>Phương pháp kỹ thuật trong tối ưu hóa phát triển mỏ</i>	Halliburton
SESSION 3: SUBSURFACE CHALLENGES/THÁCH THỨC NGẦM		
7	Overview of Hai Thach - Moc Tinh geological challenges and opportunities <i>Cơ hội và thách thức địa chất mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh</i>	BIENDONG POC
8	Rock physics and AVO attributes analysis workflow: A case study for Hai Thach MMF30 <i>Quy trình phân tích tính chất vật lý đá và các thuộc tính AVO của MMF30 mỏ Hải Thạch</i>	BIENDONG POC
9	Strategies and challenges on development of Su Tu Trang gas condensate field <i>Phương thức tiếp cận và các thách thức để phát triển mỏ khí condensate Sư Tử Trắng</i>	Cuu Long JOC
10	Quantification of condensate banking impacts and potential improvement by chemical injection <i>Đánh giá tác động của condensate banking và cải thiện tiềm năng khai thác bằng biện pháp bơm ép hóa phẩm</i>	BIENDONG POC
SESSION 4: FIELD DEVELOPMENT HSE & RISK MANAGEMENT		
QUẢN TRỊ RỦI RO VÀ AN TOÀN TRONG CÔNG TÁC PHÁT TRIỂN MỎ		
11	HSE organisation for deepwater drilling/ <i>Quản lý an toàn đối với hoạt động khoan nước sâu</i>	GPEPI
12	Assessment of environmental impacts and environmental protection in oil and gas activities in Block 05-2 & 05-3, Nam Con Son basin <i>Đánh giá tác động môi trường và hiệu quả công tác bảo vệ môi trường của hoạt động dầu khí ngoài khơi tại Lô 05-2 & 05-3, bể Nam Côn Sơn</i>	BIENDONG POC
13	Pre-start up HSE audit prior to commencing production operations of PQP-HT, WHP-HT1 and WHP-MT1 <i>Thực hiện kiểm tra công tác an toàn trước khi đưa giàn PQP-HT, WPH-MT1 và WHP-HT1 vào vận hành chính thức</i>	BIENDONG POC
14	Improving logistic projects management through modern information collection and processing methods <i>Cải thiện quản lý dự án logistic thông qua các phương pháp thu thập và xử lý thông tin hiện đại</i>	GPEPI

LESSONS LEARNT IN DRILLING 12¼" HTHP HOLE SECTION WITH NARROW PP-FG WINDOW FOR DIFFICULT HTHP DEVELOPMENT WELLS IN HAI THACH HORST STRUCTURE



Tran Nam Hung
BIENDONG POC
Email: hungtn@biendongpoc.vn

During BIENDONG POC past 16 HTHP wells drilling campaign with Semi-TAD rig, one of the most difficult challenges was unpredicted narrower Pore Pressure - Fracture Gradient (PP-FG) window in 12¼" HTHP hole sections for difficult wells in Hai Thach horst structure. This narrower PP-FG window (~0.7ppg) has given more complexity in couple with a multi-stacked sand reservoir layers that must be cemented without compromise for zonal isolations in this HTHP section. To safely and effectively manage these complex wells HTHP drilling and cementing operations in a such narrow PP-FG window that was smaller than pre-drilled prediction (~1.5ppg), changes in well big-bore casing design and more advanced technologies, equipment and material improvements were applied. This presentation will describe the main required changes that were applied, their logical approach and associated major lessons learnt with these changes as below aspects:

- Designed change from running full production casing string 10" x 10¾" to 10" production liner (10" x 13⅝" Liner hanger with liner top packer) and 10" x 10¾" tied-back production casing string (with tied-back seal assembly) in separated runs to address loss issues while cementing with full production casing string.
- 11¾" x 13⅝" Solid Expandable

Liner as required contingency below 13⅝" intermediate casing string and lessons learnt of this system deployment in HT-1P well.

- Successfully apply of MPD CBHP Application after HT-1P well to better address narrow PP-FG window in Hai Thach horst subsequent wells.



KL-1X WELL OPERATION REVIEW AND SOLUTION FOR NEXT HTHP WELLS IN KY LAN STRUCTURE



Pham Trung Nghia
PVEP
Email: nghiapt@pvep.com.vn

The Ky Lan prospect is located in the centre area of Block 107, in gulf of Tonkin, Northern Vietnam, with the water depth of about 35 meters. The 107- KL-

1X is the first well in the prospect, operated by PVEP/PVEP Song Hong. The well was spudded in 2015, planned to drill to a total depth of 4,237.4mMD. The well called TD at the depth of 3,598mMD due to the impact of high-pressure formation. Two DSTs were carried out with good hydrocarbon show, maximum gas rate of

7.75MMscf/d, and maximum condensate rate of 215bpd. The well was plugged and abandoned and the drilling rig was demobilised on 15 October 2015. This presentation will summarise the operation review of KL-1X drilling and solution for next HTHP wells in Ky Lan structures.

HALLIBURTON CEMENTING AND COMPLETION NEW TECHNOLOGIES FOR HTHP PROJECT



Khoa Tran - Tam Nguyen
Halliburton
Email: tam.nguyen4@halliburton.com
khoa.tranvan@halliburton.com

Cementing:

The Bien Dong phase 1 operation still remains as one of the most challenge HTHP works due to multiple contingencies, high temperature, high pressure and very narrow PP-FG (0.7ppg) for both cementation and completion. 16 HTHP wells have been cemented and completed and still achieved well integrity since 2011. There are still some challenges that need to be addressed and studied for potential application in the next HTHP campaign.

Completion tools:

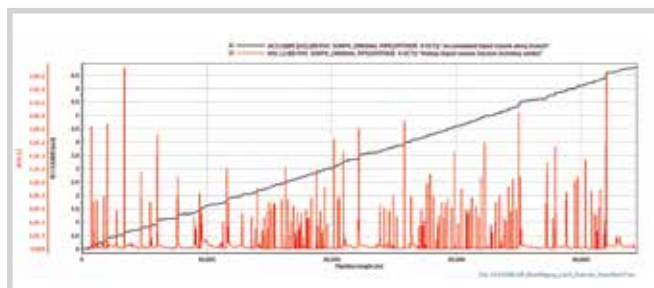
Halliburton Completion Tools executed 16 HTHP completion installations for Hai Thach and Moc Tinh fields flawlessly. It expanded our HTHP track record for the country and also globally. We will be proposing new completion technologies to improve the operation efficiency for the next HPHT drilling campaign.

OPTIMISATION OF PIPELINE INTEGRITY MANAGEMENT COST BY SIMULATION IN COMBINATION WITH EXPERIMENTAL AND RISK BASED INSPECTION (RBI) STUDY



Tran Cong Nhat
BIENDONG POC
Email: nhattc@biendongpoc.vn

Subsea pipeline integrity management requires frequent launching of intelligent pig which involves very high risk and cost, especially if using subsea pig receiver. BIENDONG POC has conducted simulation in combination with experimental and risk-based inspection (RBI) studies. This solution helped BIENDONG POC to better manage the operational and emergency risks to subsea pipelines, and determine the required intelligent pigging time to be 10 years after first gas, instead of 5 years as previous settings, thus reducing risks and significantly saving time and operational cost.



REAL TIME MONITORING AND ASSESSMENT OF THE FOULING RESISTANCE AND PERFORMANCE OF PLATE TYPE HEAT EXCHANGER IN HAI THACH GAS/CONDENSATE PLATFORM



Tran Ngoc Trung
BIENDONG POC
Email: trungtn@biendongpoc.vn

Heat exchangers (HX) and heat exchanger networks are frequently used for the purposes of heat recovery and carrying out process integration to reduce energy consumption. In Hai Thach gas treatment and processing plant, HXs are involved in the separation of liquid

products (produced water and condensate) from well fluid; stabilisation of sale condensate and cooling the sale gas at the discharge of export gas compressors. As the efficiency of the HXs plays an important role in the energy consumption, process control and platform safety, its performance must be tracked as precisely as possible in order to identify operational problems. This research presents a physical modelling approach for characterising the performance of a plate type HX unit

with real-time operating parameters from Distributed Control System (DCS). This reliable monitoring methods was available to enable production engineers to answer practical questions such as: What is the actual performance of the equipment at a given time of operation? Which is the ideal moment to stop the operation and clean the heat exchangers? The result indicates that the excessive biological growth a during certain period of time could be identified using this effective method. On the other hand, this result was in accordance with the evidences of biofouling when opening the Seawater Cooling Medium Exchangers.

TECHNICAL APPROACHES IN FIELD DEVELOPMENT OPTIMISATION



Tran Huu Son
PTSC M&C
Email: sontran@ptsc.com.vn

It is noticed on gas market demand & supply forecast towards 2030 in the south of Vietnam, the gas demand slightly increases while the gas supply is in the opposite way from the year 2023. One of the reasons led to the falling down of gas supply is the limited new developing oil and gas projects in recent years.

Being the leading EPCI contractor in

Vietnam, PTSC M&C has been taking the flags contributing our optimised engineering solutions to potential projects. Subsequently, CAPEX/OPEX and schedule meet client's expectations. Our approaches include, but not limited to:

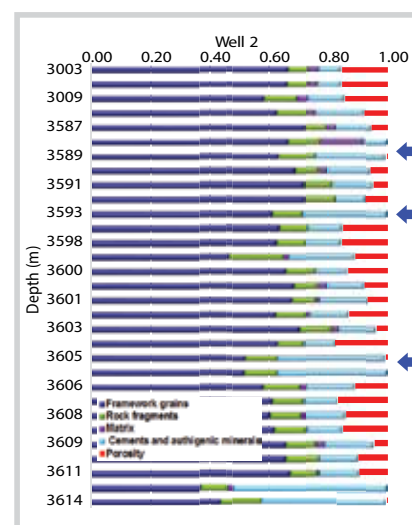
- Field development;
- Fit for purpose of design;
- Fit for purpose of topside material selection and equipment;
- Topside electrical power concept;
- Pipeline optimisation.

ROCK PHYSICS AND AVO ATTRIBUTES ANALYSIS WORKFLOW: A CASE STUDY FOR HAI THACH MMF30



Ngo Anh Quan
BIENDONG POC
Email: quanna@biendongpoc.vn

In this case study, the purpose of rock physics analyses is to evaluate the relationship of the composition of a rock (lithology, fluids) with seismic response that helps to justify which AVO attributes are informative for distinguishing gas bearing sand from wet sand and background shale. The attributes are generated based on the theory of Extended Elastic Impedance (EEI) and has been successfully applied to many different fields around the world for reservoir characterisations. The results show that EEI is a worthy effort to highlight the difference between reservoir and non-reservoir to identify hydrocarbon areas. By applying the integrated workflow that helps to discriminate different lithology and fluid types and a prospective map of the MMF30 with detailed prospective areas, uncertainties from seismic studies in this field have been reduced.



OVERVIEW OF HAI THACH - MOC TINH GEOLOGICAL CHALLENGES AND OPPORTUNITIES



Hoang Minh Hai
BIENDONG POC
Email: haihm@biendongpoc.vn

The Moc Tinh and Hai Thach fields are located in Block 05-3 and Block 05-2 respectively of BIENDONG POC Joint Development Area, Nam Con Son basin, offshore Vietnam, approximately 340km from Vung Tau.

Hai Thach was discovered by the exploration wells 05-2-HT-1X, HT-2X and HT-3X drilled to the Hai Thach horst and flank structures. Gas and condensate encountered within multiple-stacked reservoirs of Upper Miocene, Middle and Lower Miocene. Moc Tinh was discovered by the 05-3-MT-1X and MT-1RX exploration wells on Moc Tinh main structure. Gas and condensate were discovered and tested from Upper Miocene turbidites. These two fields presented considerable challenges as geological structures were very complex, the overpressure could reach 18ppg and the temperature could be as high as 185°C at well TD.

The Field Development Plan (FDP) of the two existing fields in the development area, Moc Tinh and Hai Thach, was approved by the Vietnamese government in June 2010 with total initially in place resource estimates of 1973.1Bscf of gas and 157.4MMstb of condensate. The base development plan included 16 firm wells (6 wells in Moc Tinh, 10 wells in Hai Thach) drilled from 2 fixed well head platforms (WHP-MT1 & WHP-HT1) with the Tender Assisted Drilling PVD-5. Actually, 7 Moc Tinh and 9 Hai Thach wells were completed on November 3rd, 2016. In comparison with the FDP, the 05-2-HT-10P was removed due to updated low potential of the primary target MMF10/MMF15 and the 05-3-MT-7P well previously planned as an "optional" was drilled to adequately produce the northern part of UMB20 reservoir and explore UMA10, UMA20 segments underneath. First gas was conducted on September 6th, 2013 with 3 Moc Tinh producers: 05-3-MT-1P, 05-3-MT-3P and 05-3-MT-6P.

STRATEGIES AND CHALLENGES ON DEVELOPMENT OF SU TU TRANG GAS CONDENSATE FIELD



Hoang Ngoc Dong
Cuu Long JOC
Email: hoang.n.dong@cljoc.com.vn

This presentation summarizes the history of exploration, appraisal and challenges during the development of Su Tu Trang gas condensate field, Block 15-1. Development plan by phases is the primary solution to step-by-step solve the challenges on geology, production capability, drilling and well completion, condensate deposition, gas export infrastructure and gas consumption market demand, in order to bring technical efficiency as well as economic value to the Vietnamese government, PVN, and investment partners.

Su Tu Trang field has been developed through long-term production testing plan with the purpose of clarifying geological difficulties and heterogeneity in reservoir properties, assessing faults and fluid properties. The next development phase, Phase 1, focuses on solutions to minimise the impact of condensate banking phenomenon by dry gas injection in the condition of low gas consumption demand from Su Tu Trang field and gas consumption infrastructure is limited. In the next phase, Su Tu Trang field will continue to be expanded to meet the gas market's demand under the gas take-or-pay contract, along with appraisal of the flank of Su Tu Trang structure for further development phase.

QUANTIFICATION OF CONDENSATE BANKING IMPACTS AND POTENTIAL IMPROVEMENT BY CHEMICAL INJECTION



Pham Hoang Duy
BIENDONG POC
Email: duyph@biendongpoc.vn

In this study, the impact of condensate banking on Hai Thach gas-condensate wells was quantified using pressure transient analysis. Matching of the entire production history with multiple buildups was conducted to determine the effective permeability as well as to monitor the evolution of skin factor. The presence of condensate blockage was confirmed by an increasing skin factor and the time required for the condensate bank to form was determined. Finally, the size of the condensate bank was obtained from the radius of the composite reservoir model.

In addition, laboratory flooding experiments were conducted on formation core samples at reservoir pressure and temperature using potential chemical injection treatments. The core plugs were carefully chosen to have similar lithological characteristics as well as porosity and absolute permeability in order to have a meaningful comparison between the potential treatments. The lab results revealed that for this particular reservoir, chemical injection could be effective in removing condensate bank. Finally, sensitivity analyses were conducted to determine the potential production improvement by chemical injection to prepare for future field tests.

HSE ORGANISATION FOR DEEPWATER DRILLING



Igor Sobolev
Gazprom International EP Services BV
Email: i.sobolev@gazprom-international.com

In view of the above, the operator, Vietgazprom JOC, undertook all required precautions to ensure that health and safety of all personnel involved are observed, and the open sea environment is not harmed by the operations. This included thorough preparation for the drilling campaign, detailed Risk Assessments, HAZID/HAZOPS, DWOP's and TWOP's.

During the planning phase of this campaign, all emergency response documentation including MERP, ERP, SMP, CoEP, OSRP, EVAC, WCERP and an SMS Interface document were produced to support the upcoming operations. Along with this, an Onshore Emergency Response Centre was established in Hanoi Office and Vung Tau

Logistics base and were both equipped to handle all relevant emergencies. All scenarios were tested through emergency exercises undertaken during the campaign. The drillship chosen for the campaign met the demands: the Odfjell Deep sea Metro 1, which incorporates state-of-the-art technology for safe and efficient operations in ultra-deep water and complies with international rules and regulations for operations worldwide.

The campaign was completed successfully. The procedures in place along with an obviously positive safety culture created an extremely safe working environment for the project. The offshore teams, logistics base and support vessel crews demonstrated a positive attitude towards health, safety and environment, which has resulted in the campaign being conducted without major incidents.

ASSESSMENT OF ENVIRONMENTAL IMPACTS AND ENVIRONMENTAL PROTECTION IN BLOCK 05-2 & 05-3, NAM CON SON BASIN



Do Thi Quynh Trang
BIENDONG POC
Email: trangdtq@biendongpoc.vn

This presentation analyses and assesses the quality of seawater, sediment and benthic community in the area of Hai Thach - Moc Tinh fields, Nam Con Son basin during 2009 - 2018 period. Environmental monitoring data showed that the content of total hydrocarbon (THC) and barium (Ba - indicating the pollution of drilling cuttings) might fluctuate in a variety of scales and intensities. The impact of THC is within a radius of 500m; Ba varies within a range of about 1,000m

(some stations within 2,000m) from the discharged point.

The environment impacts decrease after the end of drilling operation, the level of environmental rehabilitation depends on the sediment environment and topography at reservoir of production area, the drilling mud system used, the amount of drilling cuttings and produced water discharged. In case of synthetic-based mud used, after the drilling campaign is over from 2 to 3 years, pollution indicators such as THC and Hs had been recovered in comparison with obtained data of baseline survey in 2009.

PRE-START UP HSE AUDIT PRIOR TO COMMENCING PRODUCTION OPERATIONS OF PQP-HT, WHP-HT1 AND WHP-MT1



Nguyen Hoang Anh
BIENDONG POC
Email: anhnh@biendongpoc.vn

This presentation briefly describes how BIENDONG POC was conducting the pre-start up HSE audit (PSUA), prior to start up production operations of PQP-HT, WHP-HT1, and WHP-MT1 in year 2013, at the gas and condensate fields (Blocks 05-2, 05-3) in Nam Con Son basin, offshore Vietnam. The scope of this PSUA covers Bien Dong 01 Project, incorporating the BIENDONG POC offshore facilities, namely: WHP-MT1 Platform & Topsides; WHP-HT1 Platform & Topsides; PQP-HT Platform & Topsides; Infield Pipelines.

The main objective of the PSUA is to verify if the system is ready for introducing fluids and ready for operations once the facilities have been commissioned and that BIENDONG POC operations department is ready to accept handover of the facilities from the Project Department and operate them safely. It is concluded that PSUA is an important tool to assess and confirm that the facilities may be safely started up once they have been commissioned and that production is ready to accept handover of the facilities from Projects and operate them safely. The presentation also outlines experiences gained during the PSUA implementation against with international guidances for effective audit, and provides recommended elements in PSUA for future projects.

IMPROVING LOGISTIC PROJECTS MANAGEMENT THROUGH MODERN INFORMATION COLLECTION AND PROCESSING METHODS



Semeon V. Spiridonov
Gazprom International EP
Services BV
Email: s.spiridonov@
gazprom-international.com

By simple words, logistics means management of material, informational and human flows in order to optimise them (minimise costs). From the perspective of the general management, logistics can be viewed as a strategic management of material flows in the process of supply: procurement, transportation, sale and storage of materials, parts and finished goods (equipment and other things). The concept also includes the management of relevant information flows as well as financial flows. Logistics focuses on optimising costs and streamlining production's process, sales and related services both within a single enterprise and for a group of enterprises. We all also know

how important logistics in our life is for accelerating and optimising processes, both operational (or permanently operating) and project (that is, temporary, operating within the time frame of a specific project). Today we will talk about the material and technical support of the projects, since our companies are engaged in oil and gas projects. The significance of logistics, in particular, and, more broadly, supply chain management (SCM) in general for projects is enormous. Being procuring processes for projects, all the main components of SCM (procurement, logistics, inventory management) have a very significant impact on them, as they involve very serious risks for projects that can directly affect the quality and timely achievement of projects deliveries and their cost.



Nhân dịp kỷ niệm 10 năm ngày thành lập Chi nhánh Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC), Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu một số kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển/ứng dụng công nghệ, sáng kiến/sáng chế tiêu biểu của BIENDONG POC trong suốt chặng đường 1 thập kỷ vượt gian khó, đi tìm nguồn năng lượng cho đất nước.

LỰA CHỌN THIẾT KẾ CHOÒNG KHOAN KIM CƯƠNG ĐA TINH THỂ (PDC) TỐI ƯU CHO CÔNG ĐOẠN 8½" TẠI CÁC GIẾNG KHOAN NHIỆT ĐỘ CAO, ÁP SUẤT CAO MỎ HẢI THẠCH, BỂ NAM CÔN SƠN

Hoàng Thanh Tùng¹, Nguyễn Phạm Huy Cường², Trần Hồng Nam³, Lê Quang Duyệt⁴, Đào Thị Uyên⁴

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

²Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

³Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

⁴Đại học Mỏ - Địa chất

Email: tunght@pvdriilling.com.vn

Tóm tắt

Việc lựa chọn chòong khoan phù hợp giúp tăng vận tốc cơ học khoan và chiều dài khoảng khoan, giảm chi phí thi công giếng khoan, nâng cao hiệu quả kinh tế. Bài báo giới thiệu phương pháp nghiên cứu, tính toán, tiêu chí lựa chọn và đánh giá thiết kế chòong khoan hợp kim đa tinh thể (PDC) phù hợp nhằm tăng tốc độ cơ học cho công đoạn 8½" cho các giếng khoan nhiệt độ cao, áp suất cao tại mỏ Hải Thạch.

Kết quả nghiên cứu cho thấy khi sử dụng chủng loại chòong khoan tối ưu theo đề xuất với vận tốc cơ học khoan đã tăng gấp đôi so với trước đây. Điều này đã chứng minh tính khả thi về kỹ thuật và hiệu quả kinh tế đem lại cho dự án đồng thời mở ra hướng mới cho việc lựa chọn chủng loại chòong khoan phù hợp cho các khu vực khác có chung điều kiện địa chất, địa tầng và cấu trúc giếng khoan.

Từ khóa: Tối ưu hóa thiết kế chòong khoan, lựa chọn chủng loại chòong khoan, vận tốc cơ học khoan, hiệu quả kinh tế lựa chọn chòong khoan.

1. Giới thiệu

Mỏ Hải Thạch nằm ở Lô 05-2, bể Nam Côn Sơn cách bờ biển Vũng Tàu khoảng 330km với chiều sâu nước biển trung bình khoảng 130 - 140m. Mỏ Hải Thạch được phát hiện vào năm 1995 thông qua giếng khoan thăm dò 05-2-HT-1X và được tiến hành khoan thăm lượng vào năm 1996 bởi BP. Kết quả thăm dò và thăm lượng đã xác định trữ lượng thương mại của khí và condensate tập trung ở các vỉa: UMA10 (Miocene trên), MMH10 (Miocene giữa), LMH-10, LMH-20, LMH-30 (Miocene dưới), UMA15, MMF10, MMF15 và MMF30 reservoirs. Kết quả thăm lượng (giếng 05-2-HT-3X/3XZ, 2002) đã xác định khí và condensate ở tập UMA15 và tập MMF10, MMF15 có trữ lượng thương mại khá tốt. Đối với công đoạn 8½" sẽ đi qua một số tập có trữ lượng thương mại ở Miocene dưới LMH-10, LMH-20, LMH-30 với chiều sâu TD khoảng $\pm 3.818\text{m}$ TVD/4.182m MD [1].

Trong quá trình thi công các giếng khoan ở mỏ Hải Thạch phát sinh vấn đề tốc độ khoan cho công đoạn 8½" còn thấp so với yêu cầu đặt ra. Ngoài điều kiện địa chất phức tạp (thành phần thạch học chủ yếu là đá phiến sét), nhiệt độ cao, áp suất đáy giếng cao, tỷ trọng dung dịch khoan rất cao thì chòong khoan là yếu tố quan trọng có ảnh hưởng rất lớn đến tốc độ khoan. Tốc độ khoan trung bình cho công đoạn 8½" trước khi sử dụng chòong khoan mới thể hiện trong Bảng 1 [2].

2. Giải pháp lựa chọn thiết kế chòong khoan tối ưu

2.1. Tổng quan

Việc lựa chọn thiết kế chòong khoan phù hợp cho các khoảng khoan được căn cứ vào các yếu tố cơ bản sau đây [3]:

- Thuộc tính của vỉa khoan qua;
- Tốc độ cơ học khoan (ROP) và vận tốc quay (RPM);
- Khả năng bơm rửa làm sạch giếng và chòong khoan;
- Trọng lượng bản thân của chòong khoan;

Bảng 1. Bảng thống kê tốc độ khoan trung bình trong đoạn thân giếng 8½" [2]

Giếng khoan sử dụng chòong khoan khi chưa áp dụng giải pháp tối ưu	Tổng số mét khoan	Tốc độ khoan trung bình (*)	Tỷ trọng dung dịch (ppg)	Loại chòong khoan	Giới hạn tốc độ khoan (*)
HT-3P	546	3,44	17,0	PDC	Không bị giới hạn
HT-1P	476	9,03	17,7	PDC	Không bị giới hạn
HT-2P	268	3,09	17,2	PDC	Không bị giới hạn
HT-5P	382	7,48	17,5	PDC	Không bị giới hạn
HT-5PST	546	4,01	17,5	PDC	Bị giới hạn

Ghi chú: (*) Giới hạn tốc độ khoan: Là tốc độ khoan tức thời tối đa được thiết lập và bị giới hạn trong quá trình khoan để tránh các sự cố trong khi khoan như kẹt cần, sự không ổn định của bộ thiết bị khoan đáy giếng, giếng không được rửa sạch, kiểm soát áp suất v.v... (*) Tốc độ khoan trung bình (ROP) bằng tổng số mét khoan chia cho tổng thời gian khoan phá đất đá của chòong khoan.

- Chiều sâu của khoảng khoan;
- Khả năng chịu va đập, rung lắc của rãnh cắt.

Phương pháp tính toán, lựa chọn thiết kế tối ưu chòong khoan PDC cho công đoạn 8½" được triển khai thành 5 bước như Hình 2.

2.2. Trình tự lựa chọn chòong khoan tối ưu

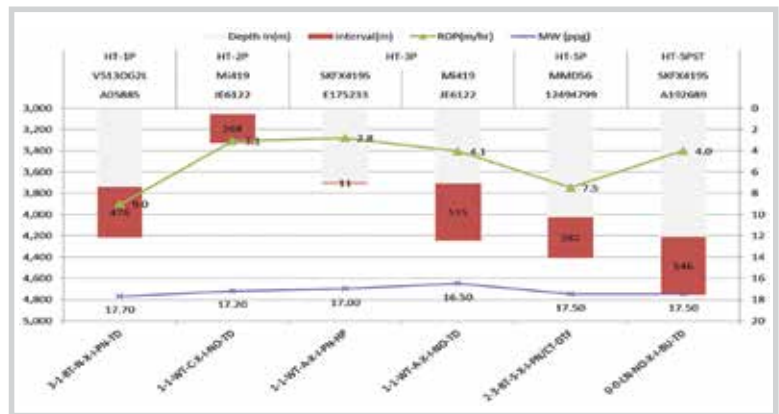
2.2.1. Bước 1: Xác định đặc tính cơ lý của địa tầng khoan qua

Đối với công đoạn 8½" sẽ đi qua một số tập có trữ lượng thương mại ở Miocene dưới LMH-10, LMH-20, LMH-30 với chiều sâu TD khoảng ± 3.818m TVD/4.182m MD. Giá trị độ bền nén một trục dọc theo chiều sâu của các giếng khoan đã được đo đạc và tính toán thông qua log mật độ khối được thể hiện như Hình 3.

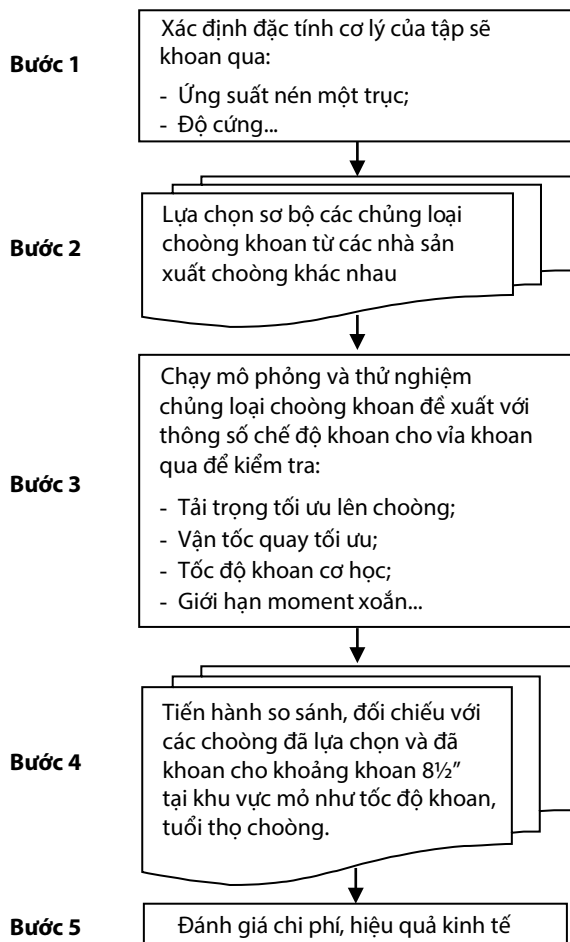
Qua kết quả giá trị UCS được xác định cho các tập LMH-10, LMH-20, LMH-30 khi khoan cho khoảng khoan đường kính 8½", giá trị UCS trung bình từ 6.000 - 10.000psi. Một số loại chòong khoan khác nhau đã được BIENDONG POC sử dụng, song chưa đạt kết quả như mong muốn. Kết quả phân tích các thông số khoan cho thấy tốc độ khoan trong thành hệ đá phiến sét của công đoạn 8½" rất thấp do ảnh hưởng của thành phần thạch học, tỷ trọng dung dịch cao, cơ chế cắt/răng cắt của chòong khoan chưa thích hợp. Thành hệ đá phiến sét chiếm tỷ lệ rất lớn và xen kẹp với các tầng vữa sản phẩm trong công đoạn 8½".

2.2.2. Bước 2: Phương thức lựa chọn sơ bộ thiết kế chòong khoan

Để thiết kế chòong khoan tối ưu, nhóm tác giả tiến hành thử nghiệm khả năng phá



Hình 1. Biểu đồ so sánh tốc độ khoan cơ học đạt được cho các chủng loại chòong khoan khác nhau



Hình 2. Lưu đồ lựa chọn chòong khoan PDC tối ưu cho công đoạn 8½"

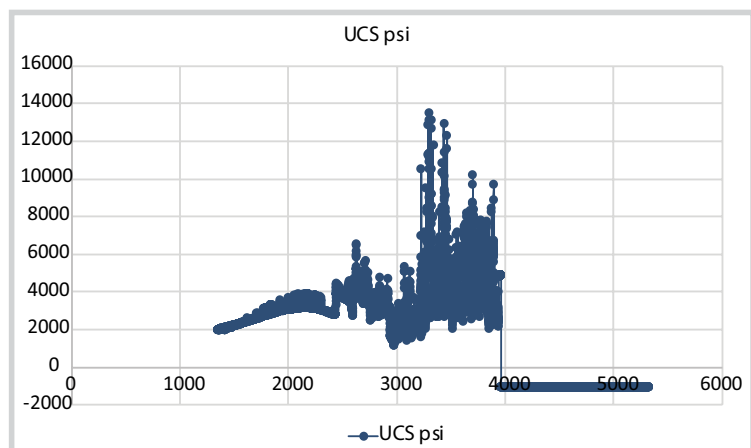
hủy đất đá của răng cắt/choòng khoan trên các mẫu lõi thu được từ giếng khoan của mỏ Hải Thạch cùng với dữ liệu UCS đo được trong thực tế thi công giếng khoan (bước 1), giúp việc thiết kế choòng khoan cho công đoạn 8½” dễ dàng và hiệu quả hơn.

Mẫu lõi được lựa chọn thí nghiệm là tầng đá phiến sét phía trên tầng sản phẩm Miocene dưới (LMH-30), đây là mẫu lõi dư sau khi đã lựa chọn mẫu lõi tốt nhất cho việc nghiên cứu tầng vỉa sản phẩm LMH-30, do vậy sẽ không tốn chi phí lấy mẫu lõi để phục vụ cho việc nghiên cứu và thiết kế choòng khoan mới. Việc thí nghiệm mẫu lõi với các loại răng cắt khác nhau và các bước tiếp theo của việc

thiết kế một choòng khoan mới đã được nhóm tác giả và Smith Bits lên kế hoạch chi tiết cụ thể (Bảng 2 và Hình 4).

2.2.3. Bước 3: Chạy mô phỏng với thông số chế độ khoan cho công đoạn 8½”

Trong điều kiện thời gian kéo thả bộ khoan cụ như nhau và loại trừ các yếu tố phải dừng công tác khoan khác, choòng khoan mới được đánh giá là hiệu quả khi đáp ứng được tuổi thọ và có tốc độ khoan cơ học cao khi khoan qua từ điểm chân đế ống chống của khoảng khoan trước cho đến điểm chân đế ống chống của công đoạn khoan tiếp theo [6]. Hiện nay, có nhiều thiết kế choòng khoan PDC khác nhau, thậm chí công nghệ đối với các địa tầng cứng không đồng đều, để giảm tác dụng của xung chấn và đập gây vỡ các răng cắt các loại choòng này được thiết kế thêm răng hình trụ chịu lực va đập (stinger) thay cho các răng cắt thông thường (Hình 5). Kết quả khoan các giếng tại mỏ Hải Thạch trước đây cho thấy, đặc điểm địa tầng khoan qua là vỉa phiến sét, có ứng suất



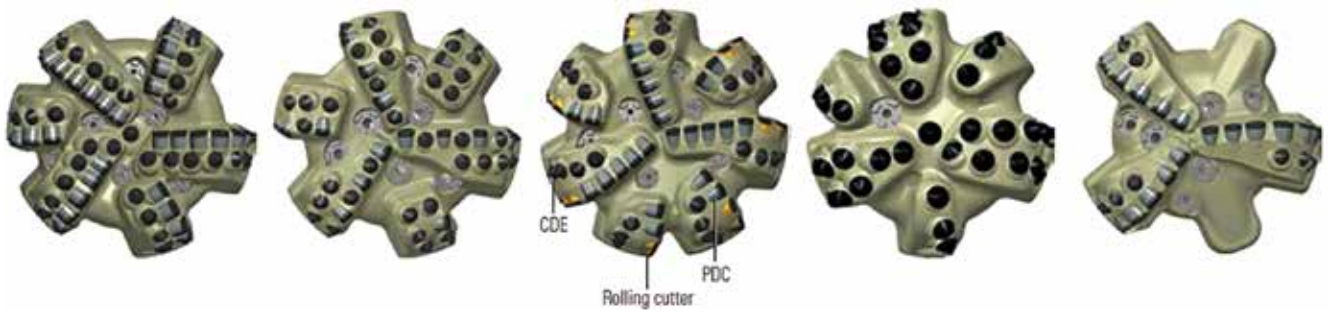
Hình 3. Giá trị ứng suất nén một trục (UCS) theo chiều sâu giếng HT-1P [4]

Bảng 2. Mô tả mẫu và các quá trình thí nghiệm liên quan tới mẫu [5]

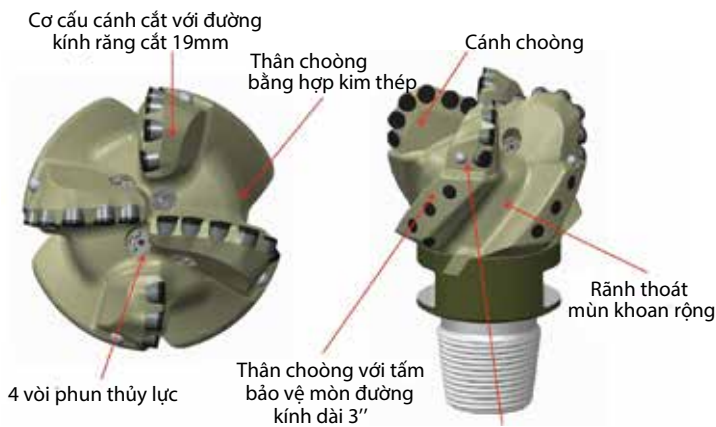
Thí nghiệm	Chiều dài mẫu (m)	Kết quả		
1. Cường độ nén (UCS)	0,4	Xác định độ cứng của thành hệ		
2. Khả năng cắt của các loại răng cắt	Kích thước răng cắt (mm)	Độ bền nén một trục (psi)	Chiều dài mẫu (m)	Kết quả
	19	6.000	1	Các thí nghiệm sẽ cho ra giá trị của 3 lực sau: - Lực thẳng đứng (Fv) - Lực tiếp tuyến (Fc) - Lực xuyên tâm (Fr)
	19	8.000	1	
	19	10.000	1	
	22	10.000	1	
	Central stinger	10.000	1	
Stinger on blade	10.000	1		



Hình 4. Hình ảnh thiết bị thử nghiệm mẫu và gia công mẫu được chụp tại Phòng thí nghiệm của Smith Bits [4]



Hình 5. Một số thiết kế chòong khoan PDC có răng chống va đập của Smith Bits [4]



Hình 6. Thiết kế chòong khoan cho công đoạn 8 1/2"

nén một trục (UCS) < 10.000psi. Do đó, đề xuất sơ bộ cho việc lựa chòong khoan đưa vào tính toán mô phỏng, xem xét mô hình động lực học là chủng loại chòong khoan PDC 4 cánh cắt và không có bố trí răng nón trụ chịu lực va đập (Hình 6).

Các thiết kế cho chòong khoan mới (như thay đổi vị trí, kích thước cũng như góc nghiêng của cánh cắt) được mô phỏng với các bộ khoan cụ, quỹ đạo giếng khoan. Các thông số khoan theo thiết kế cũng được đề xuất áp dụng nhằm lựa chọn chòong khoan tốt nhất đáp ứng yêu cầu đề ra, cung cấp sự ổn định của bộ khoan cụ, ổn định thành giếng khoan và đạt được tốc độ khoan cơ học, nâng cao tuổi thọ chòong khoan, đảm bảo hiệu quả kinh tế thi công giếng khoan.

Thông số đầu vào cho quá trình tính toán mô phỏng như sau:

- Đặc tính thành hệ khoan qua: thông tin được trích dẫn từ báo cáo thử nghiệm mẫu lõi và kết quả tính toán giá trị UCS thông qua biểu đồ log mật độ khối;
- Tải trọng tác động lên chòong: 10 - 15kpsi;
- Tốc độ vòng quay: 140; 160 và 180 vòng/phút;
- Bộ khoan cụ khoan định hướng: RSS.

Các kết quả chạy mô phỏng bằng phần mềm chuyên dụng của Smiths đưa ra như sau:

- Kết quả chạy mô phỏng về độ ổn định chòong khoan

khi khoan cho công đoạn 8 1/2" đã chứng minh được độ ổn định (Hình 7).

- Các thông số chế độ khoan cho công đoạn 8 1/2" được đưa vào tính toán như sau: lưu lượng bơm rửa 250GPM; tốc độ vòng quay chòong 160 vòng/phút; tỷ trọng dung dịch 17,5ppg; tổng diện tích mặt cắt ngang của vòi phun thủy lực 0,519in². Kết quả mô phỏng chế độ thủy lực chòong đã cho thấy vận tốc dòng chảy ở đầu chòong thông qua các khe thoát mùn khoan rất cao sẽ làm giảm hiện tượng bám dính vào đầu mũi chòong và giảm hiệu quả cắt của các răng cắt giúp nâng cao vận tốc khoan (Hình 8).

- Tỷ lệ lưu lượng dòng chảy thoát ra khỏi khe thoát mùn và trên các khe thoát mùn của chòong càng lớn chứng tỏ mùn khoan dễ dàng thoát ra khỏi khu vực chòong và sẽ không gây nên hiện tượng kẹt mùn khoan làm giảm khả năng cắt của các cơ cấu răng cắt đất đá của chòong khoan (Hình 9).

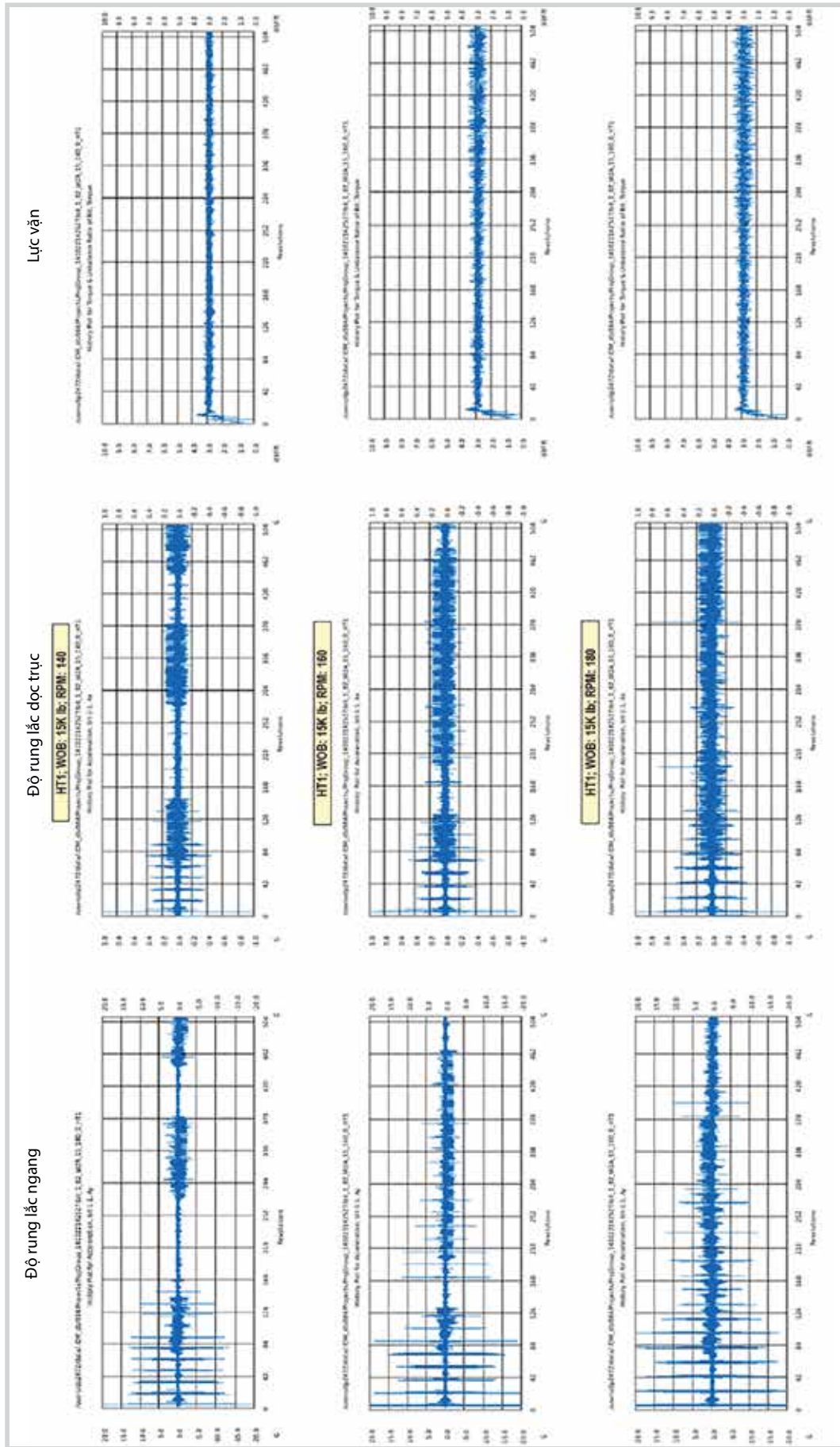
2.2.4. Bước 4: So sánh chòong khoan mới và các loại chòong khoan trước đây đã sử dụng để khoan cho công đoạn 8 1/2" tại mỏ Hải Thạch

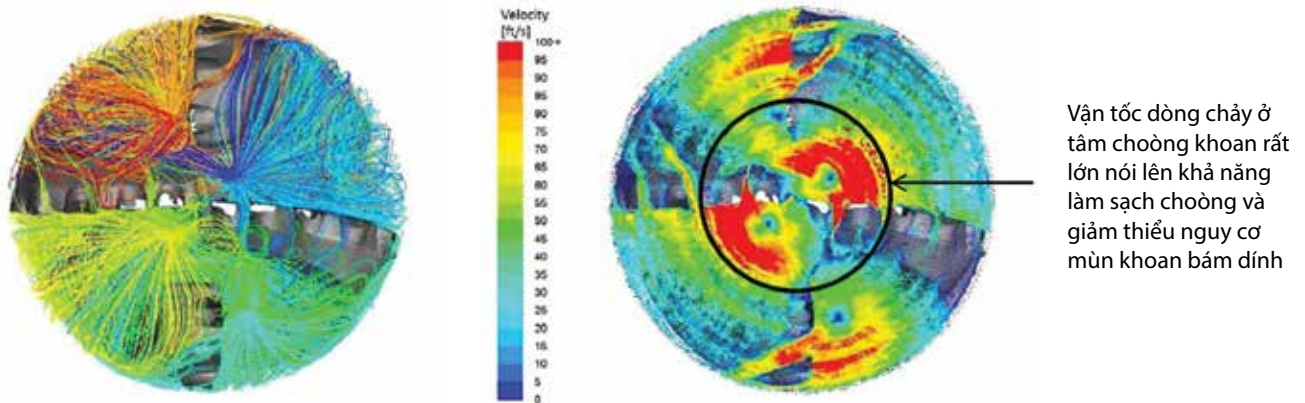
Để thiết kế được loại chòong khoan tối ưu, nhóm tác giả đã đánh giá, so sánh với các loại chòong khoan khác nhau để đưa ra lựa chọn tối ưu, kết quả thống kê dữ liệu từ các giếng khoan HT-1P, HT-2P, HT-3P, HT-5 và HT-5SP được thể hiện trong Bảng 3.

Bảng 3 cho thấy tốc độ cơ học khoan trung bình khoảng 4,8m/giờ, dẫn đến thời gian khoan dài và chi phí tăng cao (thuê giàn, nhân công, dịch vụ khoan...). Hiệu quả của việc lựa chọn thiết kế chòong khoan tối ưu được thể hiện trong Bảng 4 [8].

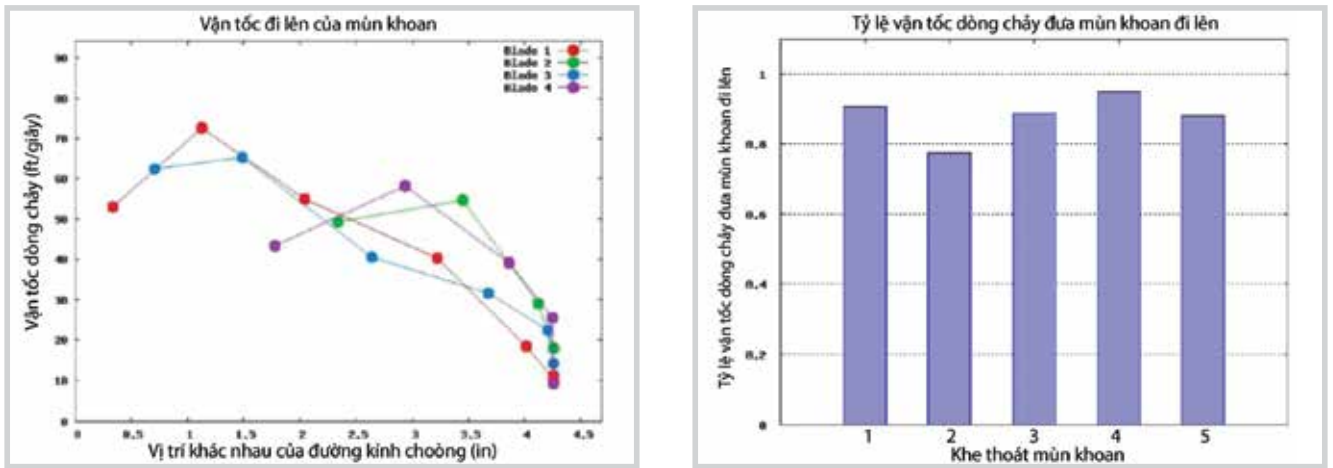
So sánh tốc độ khoan trung bình khi áp dụng lựa chọn chòong khoan mới với chòong khoan cũ (Bảng 3 và 4) cho thấy tốc độ cơ học khoan tăng

Hình 7. Kết quả chạy mô phỏng về độ ổn định của chướng khoan tế xuất





Hình 8. Kết quả chạy mô phỏng vận tốc dòng chảy quanh các vòi phun thủy lực



Hình 9. Kết quả chạy mô phỏng khả năng làm sạch mùn khoan tại chông

Bảng 3. Các loại chông khoan đã sử dụng ở mỏ Hải Thạch và vận tốc khoan [7]

Giếng	Model chông	Số series	Hãng	Kích cỡ (in)	Bố trí vòi phun	Tổng số mét khoan (m)	Thời gian khoan (giờ)	Tốc độ khoan trung bình (m/giờ)	Tỷ trọng dung dịch (ppg)	Loại chông
HT-1P	V513OG2L	A05885	Varel	8½	2 x 11 3 x 12	476	52,7	9,03	17,70	3-1-BT-N-X-I-PN-TD
HT-2P	Mi419	JE61222	Smith	8½	4 x 10 2 x 12	268	86,6	3,09	17,20	1-1-WT-C-X-I-NO-TD
HT-3P	SKFX419S	E175233	NOV	8½	6 x 10	11	3,9	2,82	17,00	1-1-WT-A-X-I-PN-HP
	Mi419	JE6122	Smith	8½	3 x 9 3 x 12	535	131,7	4,06	16,50	1-1-WT-A-X-I-NO-TD
HT-5P	MMD56	12494799	Haliburton	8½	2 x 11 3 x 12	382	51,1	7,48	17,50	2-3-BT-S-X-I-PN/CT-DTF
HT-5SP	SKFX419S	A192689	NOV	8½	1 x 11 5 x 12	546	136,1	4,01	17,50	0-0-LN-NO-X-I-BU-TD
Trung bình						2218	462,1	4,80		

Bảng 4. Bảng thống kê tốc độ cơ học khoan khi áp dụng chủng loại chông khoan mới [8]

Giếng	Kích cỡ (in)	Tổng số mét khoan (m)	Tốc độ khoan trung bình (m/giờ)	Tỷ trọng dung dịch (ppg)	Loại chông	Giới hạn tốc độ khoan (m/giờ)
HT-4P	8½	497	9,52	17,0	PDC	12
HT-6P	8½	550	6,43	17,3	PDC	8
HT-7P	8½	480	7,05	16,5	PDC	8
HT-8P	8½	409	6,45	16,2	PDC	8
HT-9P	8½	1.010	10,64	17,0	PDC	12
HT-9PSP	8½	948	9,51	16,8	PDC	8
Trung bình			8,27			

gần gấp đôi. Để tính toán hiệu quả kinh tế do lựa chọn chòong khoan phù hợp giúp tiết kiệm thời gian khoan, cần thiết xác định chi phí trên số mét khoan đã khoan hoặc tính trung bình chi phí theo ngày cho từng giếng khoan, công thức xác định chi phí tính trên số mét khoan như sau [9]:

$$C = \{C_b + C_{tc} + C_r (t_D + t)\} / L \tag{1}$$

Trong đó:

C: Chi phí tính trên mét khoan;

C_b: Chi phí chòong khoan;

C_{tc}: Chi phí các thiết bị (tool);

C_r: Chi phí giàn khoan tính theo giờ;

t_D: Thời gian khoan (giờ);

t: Thời gian kéo thả (giờ);

L: Tổng chiều dài khoan được (ft).

Chòong khoan mới đã được sử dụng cho công đoạn 8½” của các giếng khoan HT-6P, HT-7P, HT-8P, HT-4P, HT-9P và HT-9PST của dự án Biển Đông 01. Trong đó, có một số kỹ lục được ghi nhận như:

- Khoảng cách khoan tích lũy dài nhất với cùng một chòong khoan: 1.431 m khoan (giếng HT-6P, HT-7P, HT-8P).
- Khoảng cách khoan dài nhất cho một lần khoan: 1.010m (HT-9P).

Chòong khoan (8½” SDI419 MEUBPX) do Smith Bits thiết kế riêng cho dự án Biển Đông 01, được sử dụng để khoan cho các giếng khoan có đặc tính như: thành hệ đá phiến sét có tính dẻo, nhiệt độ - áp suất cao, lưu lượng

bơm thấp và tỷ trọng dung dịch cao. Ngoài ra, chòong khoan này đã được Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” lựa chọn để sử dụng cho các giếng khoan tiếp theo tại giàn đầu giếng BK-15 trong khu vực mỏ Bạch Hổ. Việc lựa chọn này là kết quả của việc trao đổi kỹ thuật giữa BIENDONG POC, Vietsovpetro và Smith Bits cho các giếng khoan 128 BK-15, 129 BK-15 và 131 BK-15 của Vietsovpetro. Các giếng này đều gặp vấn đề tương tự như các giếng khoan mà BIENDONG POC từng gặp trước đây là: tốc độ khoan rất chậm khi khoan qua các tầng đá sét dẻo, thành hệ mềm, tỷ trọng dung dịch cao, chòong khoan trong điều kiện tốt khi kéo lên. Vietsovpetro kỳ vọng sẽ đạt được tốc độ khoan tối ưu khi lựa chọn chòong khoan mới này.

Chòong khoan thiết kế mới (SDi419MEUBPX) bắt đầu áp dụng từ giếng khoan HT-6P (tháng 2/2015) và tiếp tục được sử dụng cho các giếng khoan tiếp theo: HT-7P, HT-8P, HT-4P, HT-9P, HT-9PST. Trong quá trình khoan, chòong khoan mới đã thể hiện được ưu điểm như: bộ khoan cụ đáy giếng ổn định hơn, giếng được bơm rửa tốt hơn do tối ưu hóa trong thiết kế vòi phun thủy lực, thành giếng khoan ổn định thông qua việc giảm thời gian back-reaming, thời gian kéo thả và cuối cùng là tốc độ khoan được cải thiện rõ rệt so với các chòong khoan đã sử dụng trước đó (Bảng 4). Điểm khác biệt của giải pháp tối ưu hóa thiết kế chòong khoan so với chủng loại đang sử dụng được thể hiện trong Bảng 5.

2.2.5. Bước 5: Đánh giá tuổi thọ, chất lượng chòong khoan và hiệu quả kinh tế tối ưu hóa lựa chọn thiết kế chòong khoan

- Đánh giá tuổi thọ, chất lượng chòong khoan

Bảng 5. Điểm khác biệt của thiết kế chòong khoan đề xuất và chòong khoan đang sử dụng

Mô tả chung	Điểm khác	Giải pháp đăng ký (Chòong khoan mới)	Giải pháp đang được sử dụng (Chòong khoan đang được sử dụng)
Tổng số răng cắt		22	23
Kích thước răng cắt (mm)		19	16 và 19
Giới hạn chiều sâu cắt của răng cắt (Depth of cut control)		Không	Bị giới hạn trong thiết kế hiện tại
Diện tích rãnh thoát mùn khoan giữa các cánh cắt (Junk slot area) (in ²)		16,903	15,969
Chiều cao của cánh cắt (blade height) (in)		2,3	2,0
Thủy lực		Được cải tiến để tối ưu hóa tối đa khả năng thủy lực và bơm rửa mùn khoan	Diện tích rãnh thoát mùn khoan giữa các cánh cắt thấp
Răng cắt		Răng cắt thế hệ mới nhất - tăng khả năng phá hủy đất đá	Hạn chế do sử dụng răng cắt thiết kế cũ
Độ nghiêng của răng cắt		Được tính toán và thiết kế riêng cho thành hệ đá phiến sét dẻo để có hiệu quả cắt cao nhất	Hạn chế do được thiết kế dùng cho các thành hệ đất đá không phù hợp

Tiêu chí đánh giá chất lượng chòong khoan PDC sau khi sử dụng đã được công bố lần đầu [10]. Tiêu chí này đánh giá chòong khoan thông qua độ mòn của các răng cắt và thân chòong, đối với chòong khoan được phân thành 2 khu vực tách biệt đó là 1/3 đường kính ngoài chòong và khu vực 2/3 đường kính trong chòong (Hình 10).

Mức độ ăn mòn và hư hỏng chòong khoan được chia thành 8 mức cho 2 khu vực riêng biệt. Ví dụ với độ mòn 4/8 là ở mức ăn mòn 50% răng cắt của chòong (Hình 11a), cách thức đánh giá được tiến hành đối với ví dụ ở Hình 11b như sau:

- Đối với khu vực 2/3 phía tâm đường kính chòong khoan mức ăn mòn sẽ như sau: $0 + 1 + 2 + 3 + 3 = 9$, mức ăn mòn trung bình sẽ là $9/5 = 1,8$ và được làm tròn là 2. Do đó ăn mòn phía khu vực 2/3 chòong ở phía trong là 25%.
- Đối với khu vực 1/3 phía ngoài chòong: $3 + 4 + 3 + 2 = 12$, mức độ ăn mòn của chòong sẽ là: $12/4 = 3$ tương đương bị ăn mòn 37,5%.

Ngoài ra, chòong khoan còn được đánh giá các tác động hư hại khác liên quan tới răng cắt và thân chòong [10]: độ kết dính răng chòong với thân chòong; vỡ răng cắt; mẻ răng cắt; mất răng cắt; hư hỏng do tác dụng nhiệt...

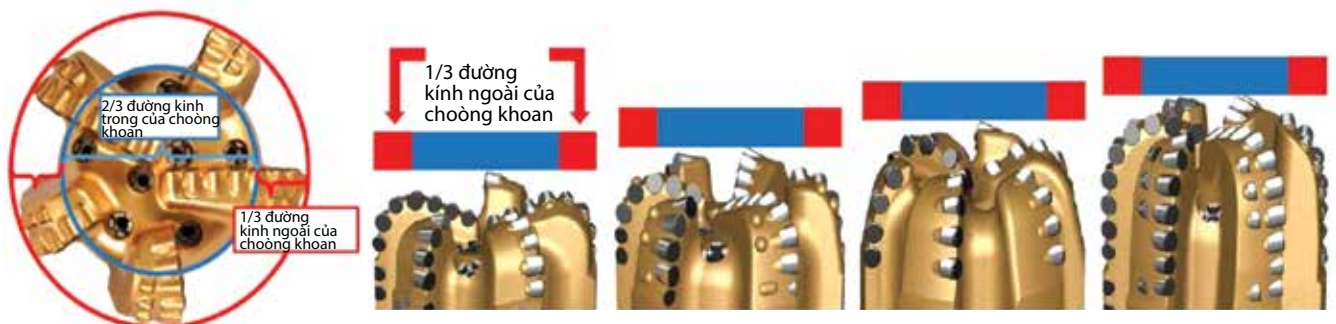
Căn cứ vào các tiêu chí đã công bố, thiết kế chòong khoan tối ưu được đưa vào đánh giá sau quá trình sử dụng và cho kết quả tốt, chòong khoan không có dấu hiệu bị ăn mòn và các răng cắt ở trong tình trạng tốt (Hình 12).

- Đánh giá hiệu quả kinh tế khi ứng dụng giải pháp:

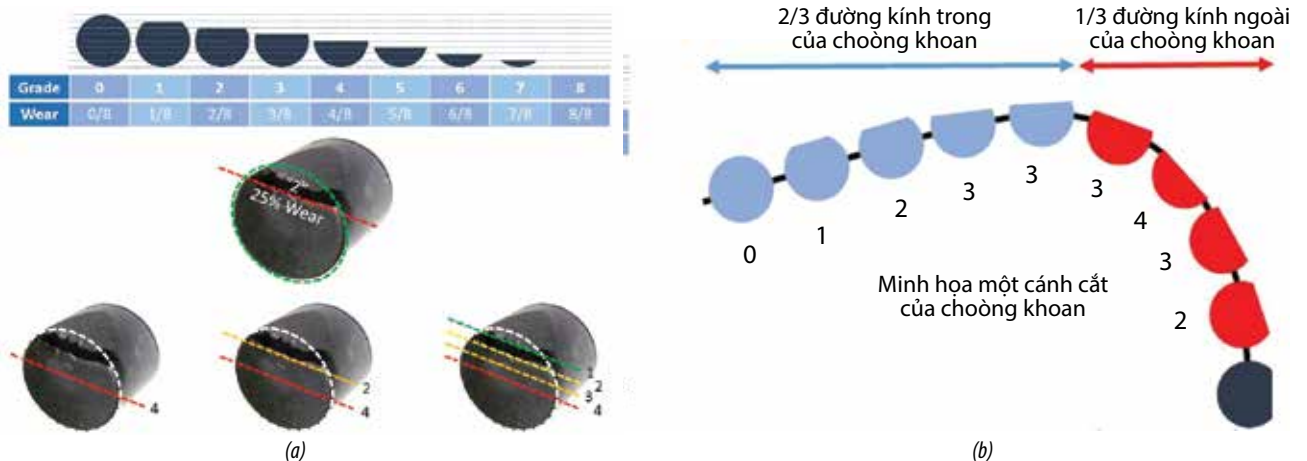
Trong phạm vi của nghiên cứu này, nhóm tác giả chỉ tính toán lợi ích kinh tế liên quan đến việc nâng cao tốc độ khoan trung bình, chưa tính toán hiệu quả kinh tế liên quan đến các yếu tố nâng cao độ ổn định thành giếng, gia tăng hiệu quả bơm rửa mùn khoan (giúp giảm chi phí dung dịch hóa phẩm)...

Việc nâng cao tốc độ khoan trung bình giúp giảm thời gian thi công khoan. Việc quy đổi thời gian tiết kiệm được sang chi phí tương đương được tính dựa trên giá thành thi công giếng khoan. Để đảm bảo khách quan và chính xác trong đánh giá hiệu quả kinh tế, giá thành giếng khoan được tách bỏ các chi phí không liên quan đến thời gian như: chi phí vật tư, tài sản cố định và chi phí các dịch vụ không sử dụng trong khi khoan đoạn thân giếng 8½”.

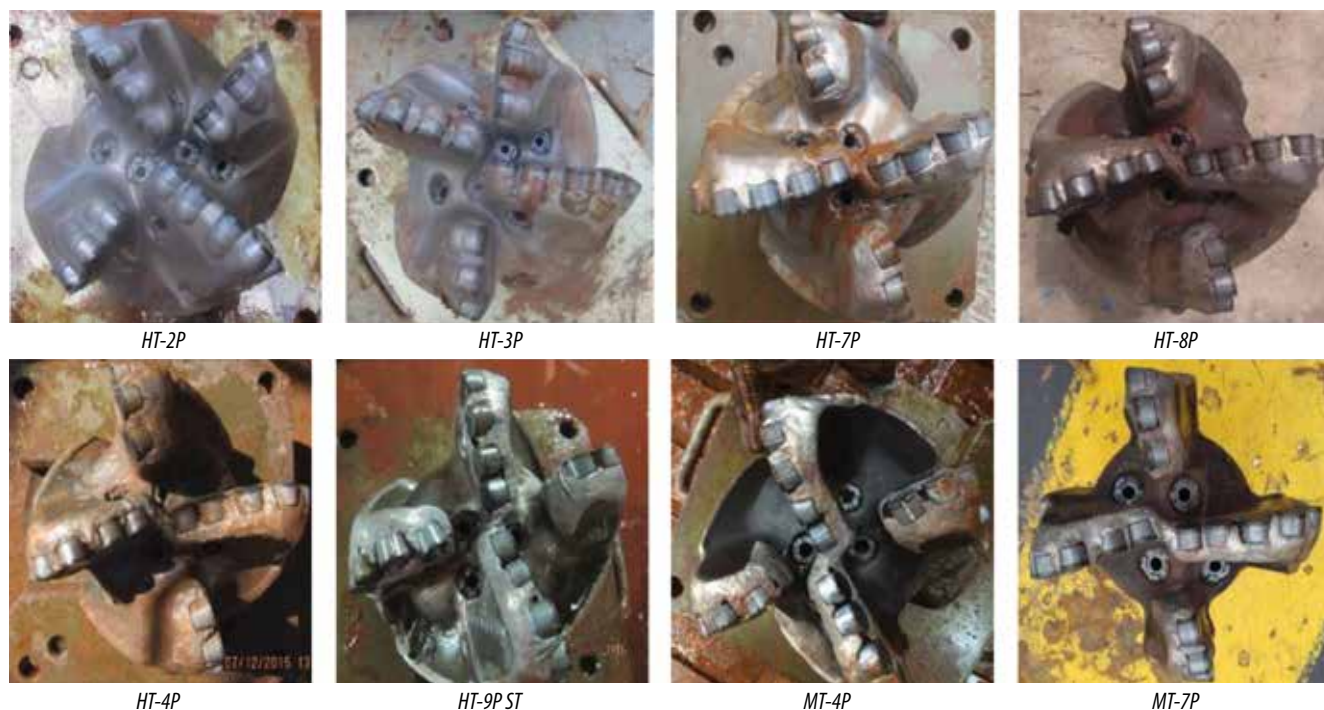
Hiệu quả kinh tế đạt được từ khi sử dụng chòong khoan mới đạt trên 7 triệu USD (chi tiết trong Bảng 6).



Hình 10. Hình mô phỏng khu vực đánh giá mức độ ăn mòn, hư hỏng chòong khoan



Hình 11. Mức độ ăn mòn của các răng cắt (a) và một cánh cắt của chòong khoan (b)



Hình 12. Hình ảnh thực tế chòong khoan 8½” theo thiết kế mới sau khi áp dụng

Bảng 6. Hiệu quả kinh tế khi sử dụng chòong khoan để xuất [8]

Giếng khoan sử dụng chòong khoan mới	Chi phí dịch vụ công đoạn khoan 8½” (USD)	Chi phí theo ngày (USD)	Thời gian khoan thực tế với chòong đã cải tiến (ngày)	Thời gian khoan dự kiến nếu khoan với chòong chưa cải tiến (ngày)	Tiết kiệm của sáng kiến (USD)
		(A)	(B)	(C = B x 1,74)	D = A x (C - B)
HT-6P	11.442.222,94	579.353,06	3,6	6,2	1.541.079,14
HT-7P	3.629.303,26	374.637,76	2,8	4,8	775.500,16
HT-8P	9.115.727,72	581.082,25	2,6	4,5	1.115.677,92
HT-4P	3.461.692,26	512.843,30	2,2	3,8	835.934,57
HT-9P	6.710.955,86	547.833,13	3,9	6,7	1.583.237,74
HT-9PST	6.164.964,07	452.474,43	4,1	7,1	1.370.997,52
Tổng					7.222.427,07

3. Kết luận

- Để đảm bảo hiệu quả của việc lựa chọn tối ưu hóa thiết kế, phải tiến hành tính toán và lựa chọn theo các bước:

- + Thuộc tính của địa tầng khoan qua (cơ lý tính).
- + Có đủ thông tin dữ liệu các chòong khoan đang áp dụng tại khu vực hoặc những khu vực lân cận có điều kiện địa chất địa tầng tương đồng.
- + Chạy mô phỏng với thông số chế độ khoan tối ưu đã thiết kế cho các giếng khoan đã tiến hành khoan trước đó.
- + Tính toán hiệu quả kinh tế cho từng mét khoan và qua đó đối chiếu tốc độ khoan cơ học cũng như tuổi thọ chòong khoan đạt được.

+ Thống nhất phương pháp đánh giá tuổi thọ chòong khoan cho từng khoảng khoan để đảm bảo đánh giá các hãng cung cấp chòong khoan khác nhau được quy đổi về mặt bằng kỹ thuật chung để làm cơ sở đối chiếu, so sánh.

- Lựa chọn chòong khoan cho công đoạn 8½” với tập có các đặc tính như: thành hệ đá phiến sét có tính dẻo, nhiệt độ - áp suất cao, lưu lượng bơm thấp và tỷ trọng dung dịch cao.

- Thiết kế lựa chọn chủng loại chòong khoan tối ưu đã chứng minh tính hiệu quả về mặt kinh tế, kỹ thuật và lần đầu tiên áp dụng trong và ngoài nước đối với công đoạn 8½” giếng khoan nhiệt độ cao áp suất cao tại mỏ Hải Thạch với công nghệ thiết bị hiện đại của giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm PV Drilling V.

Tài liệu tham khảo

1. BIENDONG POC. *05-02-HT-4P drilling program*. 2015.
2. PV Drilling. *RimDrill IADC Report of HT-1P; HT-2P; HT-3P; HT-5P; HT-5SP*.
3. H.Ergin, C.Kuzu, C.Balci, H.Tunçdemir, N.Bilgin. *Optimum bit selection and operation for the rotary blasthole drilling through horizontal drilling rig (HDR) - A case study at KBI Murgul Copper Mine*. Istanbul Technical University, Istanbul, Turkey.
4. BIENDONG POC. *HT-1P. Well stress data*.
5. Smith Bits. *Sample test report*.
6. Michael Azar, Wiley Long, Allen White, Chance Copeland, Mikhail Pak. *A new approach to fixed cutter bits*. Oilfield review. 2015; 27(2).
7. BIENDONG POC. *HT-1P; 2P; 3P; 5P; 5SP end of well report*.
8. BIENDONG POC. *HT-4P, 6P, 7P, 8P, 9P, 9PST end of well report*.
9. Aryan Javanmardian, Vahab Hassani, Pedram Rafiee. *The selection of optimized PDC bits in the 12¼" hole section (upper part) of gas fields*. Journal of Industrial and Intelligent Information. 2014; 2(4): p. 329 - 332.
10. SPE/IADC 23939. *IADC dull grading for PDC drill bits*.

SELECTION OF OPTIMISED PDC BITS IN THE 8½" HOLE SECTION OF HTHP WELLS AT HAI THACH FIELD, NAM CON SON BASIN

Hoang Thanh Tung¹, Nguyen Pham Huy Cuong², Tran Hong Nam³, Le Quang Duyen⁴, Dao Thi Uyen⁴

¹Petrovietnam Drilling & Well Services Corporation (PV Drilling)

²Bien Dong Petroleum Operating Company (BIENDONG POC)

³Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)

⁴Hanoi University of Mining and Geology (HUMG)

Email: tunght@pvdrilling.com.vn

Summary

The selection of suitable drill bit can increase the rate of penetration (ROP) as well as drilling section depth, thereby reducing the operation cost of drilling wells and increasing economic efficiency. The article presents the methodology, calculations, selection criteria and design evaluation of suitable PDC bits to increase the ROP of the 8½" section for HTHP wells at Hai Thach field. The study results show that when using the optimum PDC bit as proposed for the 8½" section, the ROP has doubled compared to before. This has proven to be technically and economically feasible for the project and also opens a new direction for the selection of PDC bit for other fields with similar formation conditions and well profile.

Key words: Optimum drill bit, selection of optimised PDC bit, ROP, economic efficiency of bit selection.

KẾT QUẢ ĐO ĐỘ THẨM BẰNG NHIỀU PHƯƠNG PHÁP KHÁC NHAU CHO VĨA TURBIDITE MỎ HẢI THẠCH, BỂ NAM CÔN SƠN

Phạm Hoàng Duy, Hoàng Kỳ Sơn, Trần Ngọc Thế Hùng, Trần Vũ Tùng

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: duyph@biendongpoc.vn

Tóm tắt

Giá trị độ thấm vỉa và quy luật phân bố của độ thấm là thông số rất quan trọng trong công tác phát triển và quản lý mỏ. Độ thấm có thể được xác định bằng nhiều phương pháp tuy nhiên kết quả thu được có thể có độ chênh lệch cao, nhất là tại những giếng có sản lượng thấp. Bài báo đưa ra kết quả thu được từ 4 phương pháp xác định độ thấm đã được áp dụng cho 4 giếng tại vỉa turbidite (Sand30) của mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn, trong đó có 3 giếng khai thác (HT-C, HT-H và HT-I) và 1 giếng thăm dò (HT-X). Do khả năng cho dòng của các giếng khác nhau nên việc xác định chính xác giá trị độ thấm vỉa và quy luật phân bố độ thấm cho Sand30 là cơ sở quan trọng để khai thác hiệu quả vỉa turbidite này. Đồng thời, các yếu tố có thể dẫn tới sự chênh lệch về giá trị độ thấm giữa 4 phương pháp cũng được nhóm tác giả phân tích chi tiết.

Từ khóa: Độ lưu động, độ rỗng, độ thấm, mẫu lõi, PTA, mỏ Hải Thạch.

1. Giới thiệu

Sand30 là 1 vỉa lớn của mỏ Hải Thạch với trữ lượng tại chỗ ước tính hơn 210 tỷ ft^3 khí tiêu chuẩn và hơn 26 triệu thùng condensate. Vỉa turbidite này được phát hiện bởi giếng thăm dò HT-X và được khai thác bởi 3 giếng khai thác là HT-C, HT-H và HT-I. Tài liệu thu được từ 4 giếng khoan trên cho thấy, vỉa Sand30 là một tập cát kết khá tương đồng, hạt mịn đến rất mịn, ở độ sâu khoảng 3.500m, tuổi Miocene giữa, có độ dày từ 25 - 50m tại giếng, độ rỗng trung bình 14 - 17%. Hàm lượng sét trong cát kết quan sát được tại cả 4 giếng là tương đối thấp, thấp hơn 20%, với thành phần chủ yếu là sét chlorite và sét illite từ tài liệu phân tích mẫu lõi.

Trong 3 giếng khai thác, giếng HT-H có khả năng cho dòng tốt, có thể lên tới 15 triệu ft^3 khí tiêu chuẩn/ngày. Trong khi đó, giếng HT-C và HT-I khả năng cho dòng thấp hơn nhiều, với lưu lượng ổn định chỉ 2 - 3 triệu ft^3 khí tiêu chuẩn/ngày. Do khả năng cho dòng của các giếng khác nhau nên việc xác định chính xác giá trị độ thấm vỉa và quy luật phân bố độ thấm cho Sand30 là rất quan trọng để khai thác hiệu quả vỉa này.

Độ thấm của các giếng tại vỉa Sand30 được xác định bằng 4 phương pháp, bao gồm: (i) xác định độ thấm từ mẫu lõi, (ii) xác định độ thấm từ dữ liệu độ rỗng, (iii) xác

định độ thấm từ dữ liệu đo áp suất trong khi khoan và (iv) xác định độ thấm sử dụng phương pháp phân tích PTA. Kết quả cho thấy giá trị độ thấm được xác định thông qua phân tích PTA thấp hơn rất nhiều so với độ thấm được xác định bằng 3 phương pháp còn lại, tương tự như kết quả của một số nghiên cứu trước đây [1].

2. Kết quả xác định độ thấm từ mẫu lõi

2.1. Độ thấm tuyệt đối

Vỉa Sand30 có 4 giếng, trong đó có 2 giếng lấy mẫu lõi là giếng HT-H (35m) và HT-X (34m). Do mẫu lõi thu được từ 2 giếng này gần như toàn bộ vỉa Sand30 nên các thông số phân tích mẫu lõi có tính đại diện cao. Hàm phân bố giá trị độ thấm của giếng HT-X và HT-H được thể hiện trên Hình 1, với giá trị trung bình lần lượt là 9mD và 24mD.

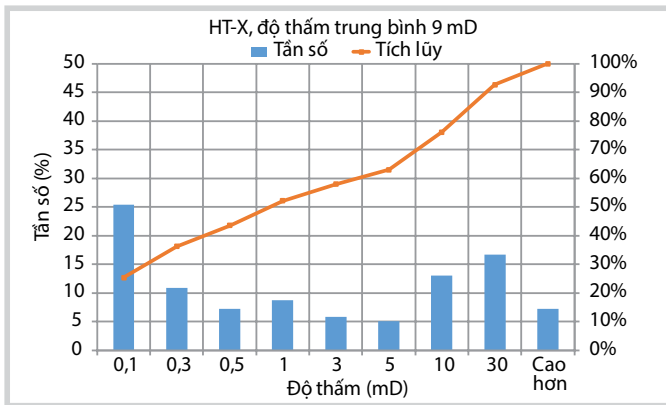
2.2. Độ thấm hữu dụng

Độ thấm hữu dụng đã được đo tại điều kiện nước dư (Hình 2). Từ Hình 2 có thể thấy độ thấm hữu dụng rất gần với độ thấm tuyệt đối. Do đó, có thể thấy độ thấm khí trung bình của vỉa Sand30 tại vị trí giếng HT-X và HT-H là xấp xỉ 9mD và 24mD.

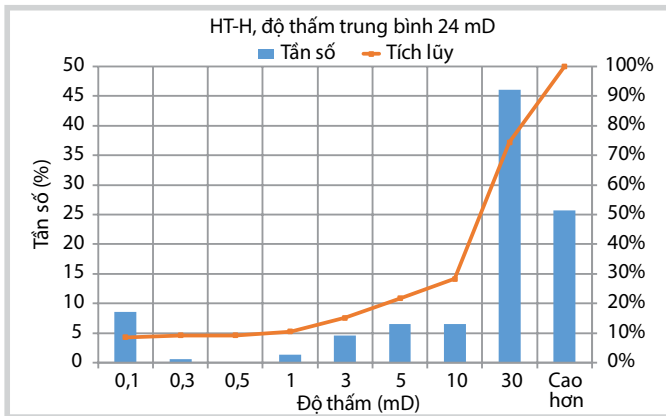
3. Kết quả xác định độ thấm từ dữ liệu độ rỗng

3.1. Phương pháp tính toán

Từ các phân tích địa vật lý giếng khoan, vỉa Sand30 có thể được chia ra làm 2 loại thạch học chính: cát và cát sét

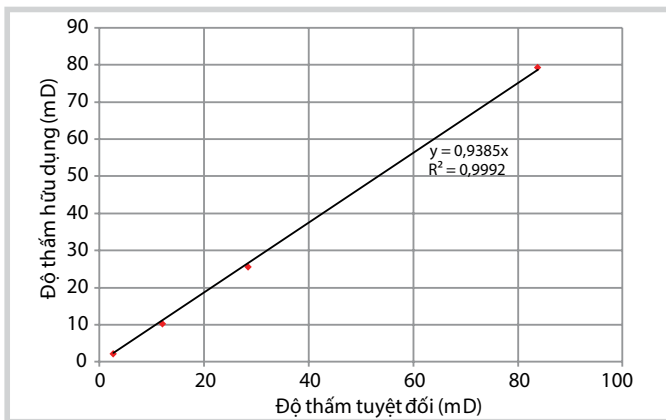


(a)

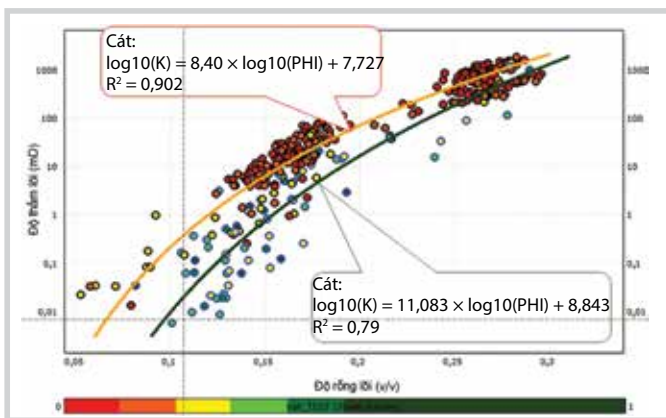


(b)

Hình 1. Độ thấm đo từ mẫu lõi của giếng HT-X (a); Độ thấm đo từ mẫu lõi của giếng HT-H (b)



Hình 2. Đồ thị so sánh độ thấm hữu dụng và độ thấm tuyệt đối



Hình 3. Đồ thị biểu diễn độ thấm và độ rỗng từ mẫu lõi cho 2 loại thạch học cát và cát sét

với ranh giới phân chia là thành phần sét chiếm 20% thể tích. Hai loại thạch học này tuân theo 2 quy luật rỗng - thấm khác nhau (Hình 3).

3.2. Kết quả

Kết quả tính độ thấm từ dữ liệu độ rỗng cho 4 giếng HT-C, HT-H, HT-X và HT-I được thể hiện bằng đường nét liền màu cam trên Hình 4. Các điểm đo màu đỏ trên Hình 4b và 4c là độ thấm đo từ mẫu lõi. Kết quả cho thấy độ thấm tính từ độ rỗng tương đồng với kết quả đo trực tiếp từ mẫu lõi.

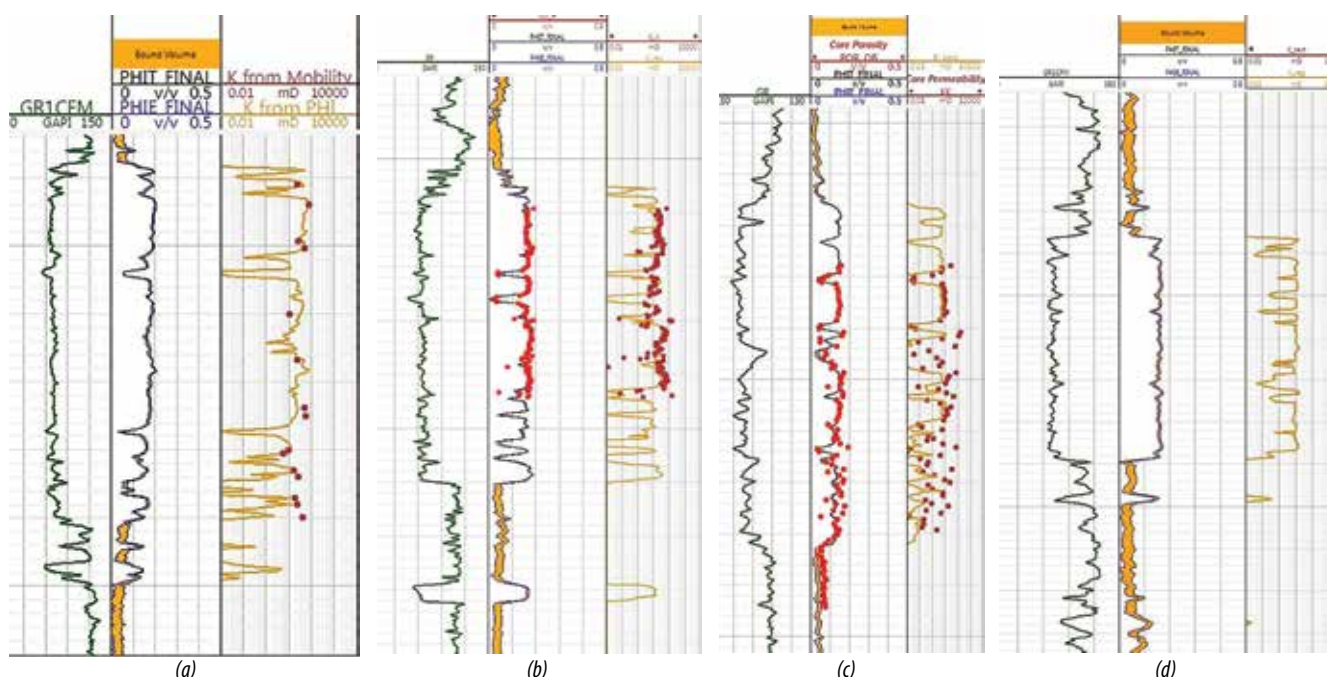
4. Kết quả xác định độ thấm từ dữ liệu đo áp suất vỉa trong khi khoan

Một thông số quan trọng thu được khi đo áp suất vỉa trong khi khoan là độ lưu động. Độ lưu động là tỷ lệ giữa độ thấm và độ nhớt, do đó sẽ tỷ lệ thuận với độ thấm khi độ nhớt không thay đổi nhiều (Hình 5). Mối quan hệ này đã được sử dụng để xác định độ thấm từ dữ liệu đo áp suất vỉa của giếng HT-C, được thể hiện bằng các điểm đo màu đỏ trên Hình 4a. Các kết quả đều tương đồng với độ thấm tính từ quan hệ rỗng - thấm.

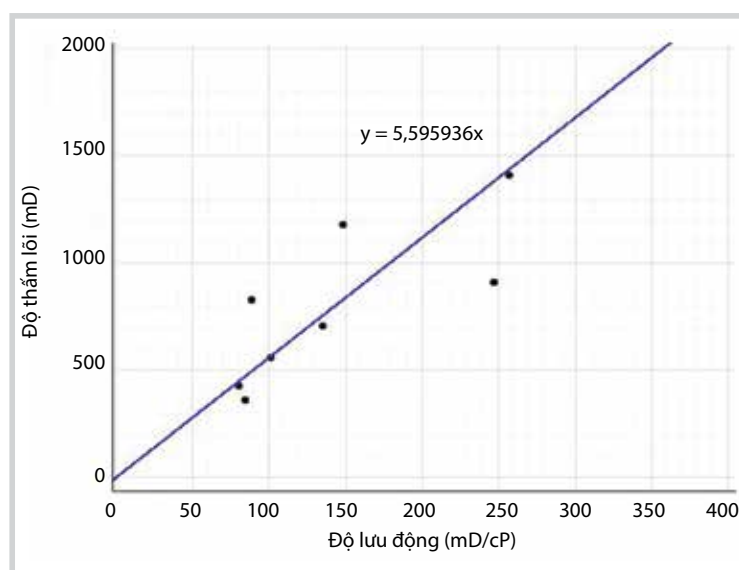
5. Kết quả xác định độ thấm bằng phương pháp phân tích PTA

5.1. Phương pháp phân tích PTA

Ngoài giá trị độ thấm trung bình của vỉa, phương pháp phân tích PTA cung cấp thêm một số thông tin quan trọng như: phân bố của độ thấm xung quanh giếng khoan, hệ số nhiễm bẩn và sự thay đổi của hệ số này theo thời gian, diện tích và hình dạng của khu vực khai thác cũng như sự tồn tại của các đứt gãy trong khu vực này. Phương pháp phân tích PTA truyền thống chỉ tập trung phân tích 1 giai đoạn đóng giếng tiêu biểu và dùng các kết quả thu được từ giai đoạn đó làm thông số đại diện cho giếng. Tuy nhiên đối với các vỉa khí ngưng tụ như mỏ Hải Thạch thì phương pháp này không thể phân tích được độ thấm vỉa và ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ condensate trong vỉa. Do đó, trong nghiên cứu này việc phân tích PTA được thực hiện trên toàn bộ lịch sử khai thác với nhiều giai đoạn đóng giếng để xác định được độ thấm thực sự của vỉa. Ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ condensate trong vỉa được thể hiện ở sự thay đổi của hệ số nhiễm bẩn. Ngoài ra, để tăng độ tin cậy của kết quả phân tích, các thông số như hệ số nhiễm bẩn và độ chứa của giếng được xác định bằng các phân tích độc lập trước khi được sử dụng làm đầu vào cho PTA. Các tài liệu phụ



Hình 4. Kết quả độ thấm giếng HT-C (a), giếng HT-H (b), giếng HT-X (c), giếng HT-I (d)



Hình 5. Đồ thị liên hệ độ lưu động và độ thấm

trợ như bản đồ địa chấn và tài liệu FMI/FMS cũng được sử dụng để kiểm chứng sự hợp lý của kết quả PTA [2]. Sơ đồ quy trình cho phân tích PTA được tóm tắt trong Hình 6.

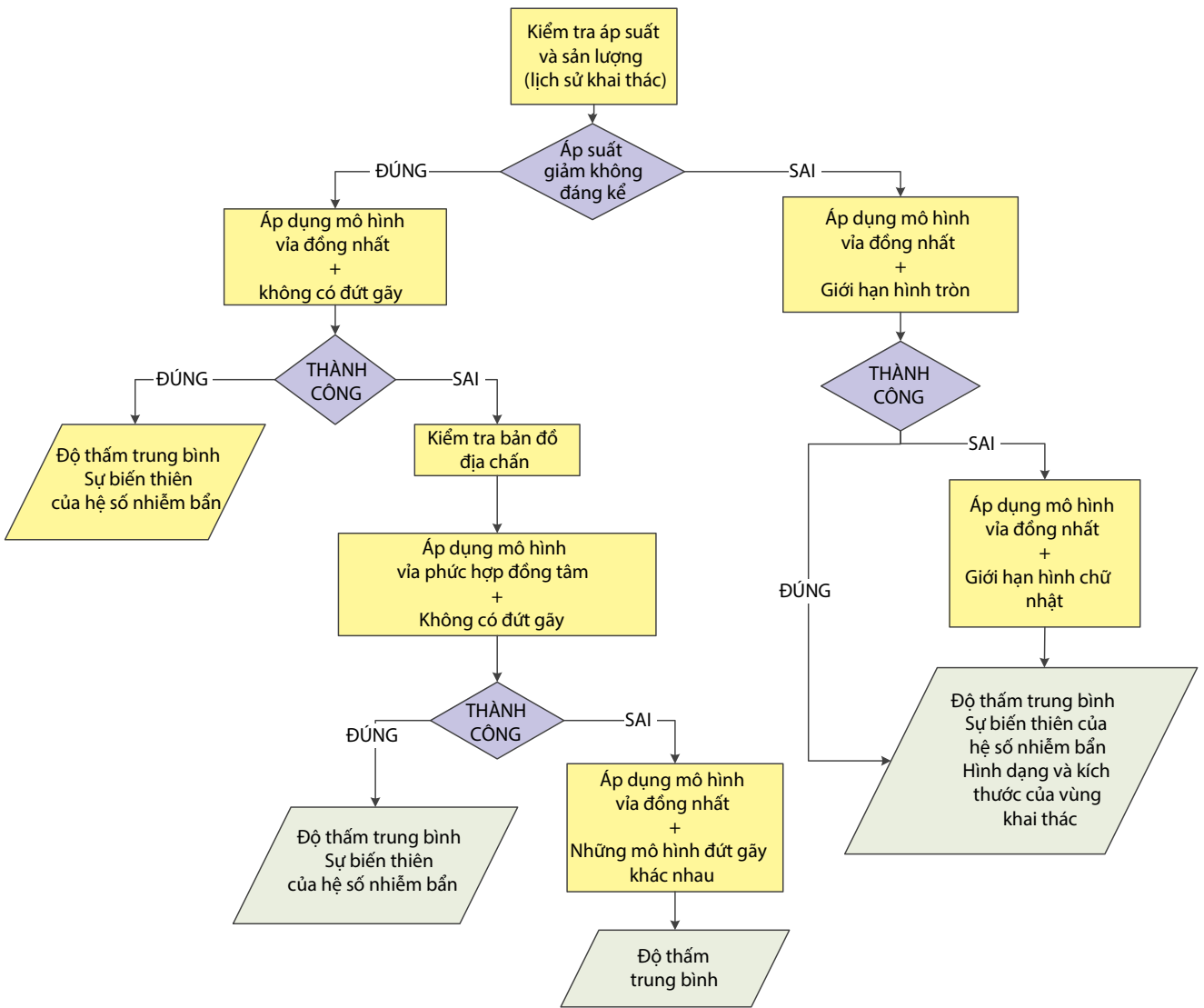
Bước đầu tiên của quy trình phân tích PTA là kiểm tra đồ thị lịch sử khai thác xem áp suất có sụt giảm không. Nếu áp suất giảm ít thì trữ lượng của vỉa là rất lớn so với thời gian khai thác. Do đó có thể thử nghiệm mô hình vỉa đồng nhất và không có đứt gãy. Nếu mô hình này khớp với dữ liệu khai thác thì sẽ thu được giá trị độ thấm trung bình của vỉa. Giá trị độ thấm trung bình của vỉa là không đổi cho tất cả các giai đoạn đóng giếng. Do đó độ biến thiên của hệ số nhiễm bẩn có thể được xác định thông qua việc khớp với lịch sử khai thác. Nếu có hiện tượng ngưng tụ condensate trong vùng cận

đáy giếng, sự biến thiên của hệ số nhiễm bẩn sẽ cho biết thời gian hình thành cũng như mức độ nghiêm trọng của condensate bank.

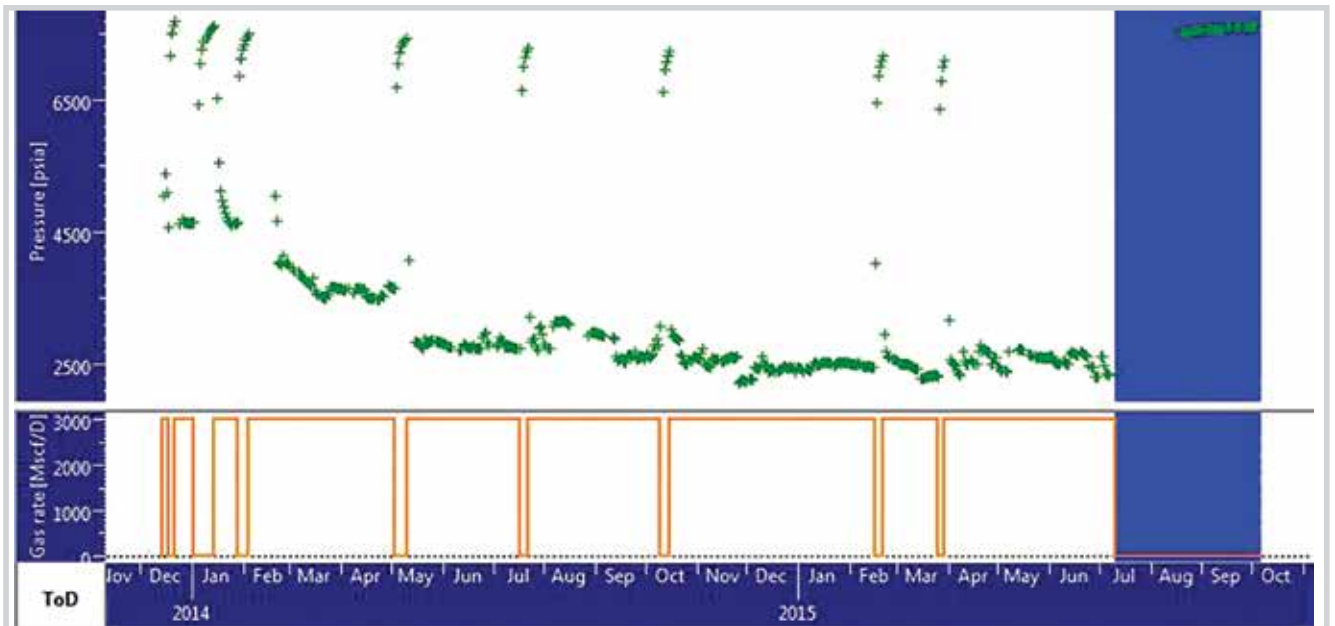
Trong trường hợp mô hình vỉa đồng nhất và không có đứt gãy không khớp với dữ liệu khai thác, các tài liệu phụ trợ như bản đồ địa chấn sẽ được sử dụng để tìm ra mô hình thích hợp. Một trong những mô hình này có thể là mô hình vỉa phức hợp đồng tâm (radial composite), không có đứt gãy. Nếu mô hình này khớp với dữ liệu khai thác thì giá trị độ thấm trung bình trong và ngoài cũng như bán kính vùng quanh giếng sẽ được xác định. Sau đó những giá trị này sẽ được giữ nguyên để xác định sự biến thiên của hệ số nhiễm bẩn.

Trong trường hợp mô hình vỉa phức hợp đồng tâm, không có đứt gãy vẫn không thể khớp với dữ liệu khai thác, các mô hình đứt gãy khác nhau sẽ được thử nghiệm để tìm ra mô hình thích hợp nhất. Mô hình này cũng được kiểm chứng với các tài liệu phụ trợ như bản đồ địa chấn và tài liệu FMI/FMS.

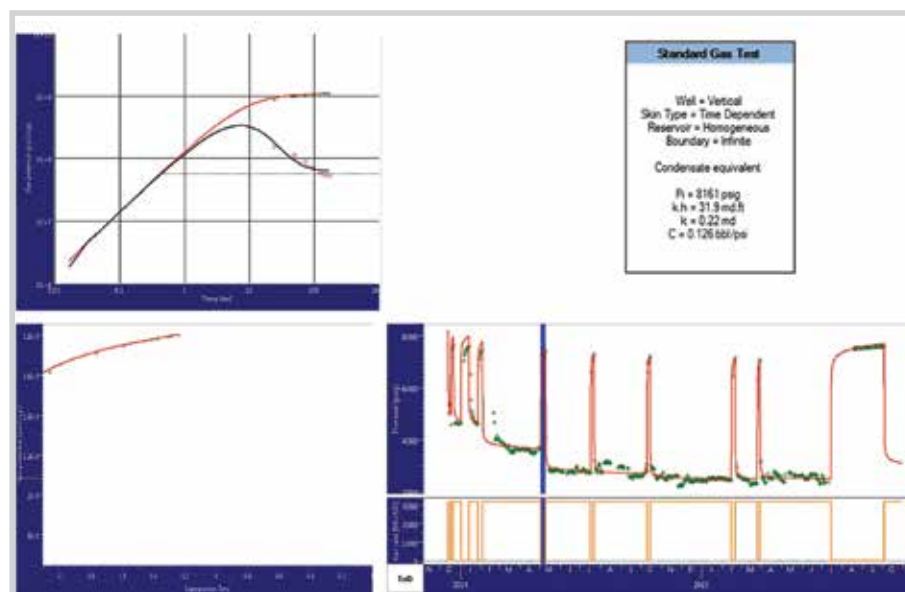
Nếu bước kiểm tra đồ thị lịch sử khai thác chỉ ra áp suất giảm dần trong thời gian khai thác thì mô hình vỉa có giới hạn sẽ được sử dụng. Trong trường hợp này, có 2 sự lựa chọn về mô hình giới hạn là mô hình giới hạn hình tròn và mô hình giới hạn hình chữ nhật. Phân tích được bắt đầu từ mô



Hình 6. Sơ đồ quy trình phân tích PTA



Hình 7. Đồ thị lịch sử khai thác của giếng HT-C



Hình 8. Kết quả khớp dữ liệu khai thác của giếng HT-C sử dụng mô hình vỉa đồng nhất và không có đứt gãy

hình giới hạn đơn giản hơn là giới hạn hình tròn, nếu không thành công thì chuyển sang mô hình còn lại.

Phương pháp phân tích PTA đã được áp dụng cho 4 giếng tại vỉa Sand30. Tuy mỗi giếng đều có động thái khai thác khác nhau nhưng công việc phân tích PTA cho từng giếng đều tuân theo quy trình đã đưa ra ở trên.

5.2. Kết quả cho giếng HT-C

Có thể thấy được trên đồ thị lịch sử khai thác (Hình 7), trong khoảng thời gian 22 tháng, áp suất suy giảm không đáng kể. Do đó có thể thử nghiệm mô hình vỉa đồng nhất và không có đứt gãy.

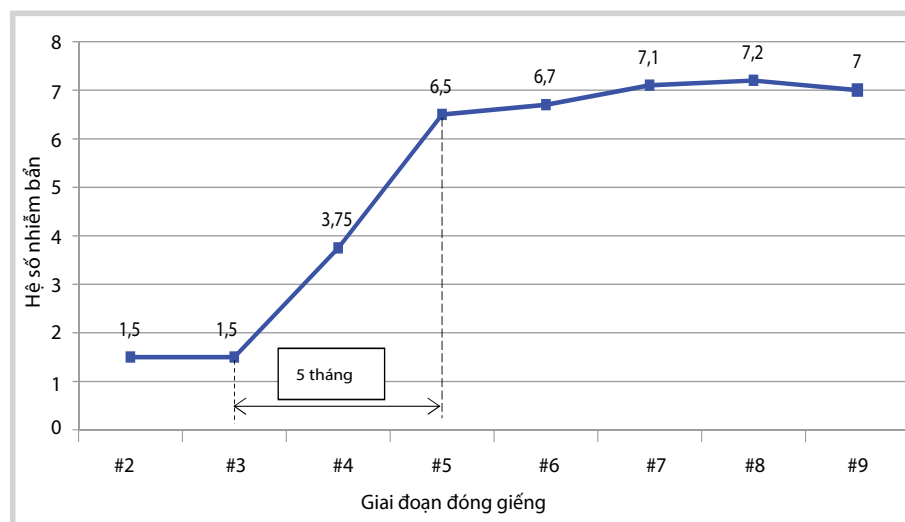
Độ thấm trung bình của vỉa được xác định sau khi mô hình đã khớp với dữ liệu khai thác và có giá trị bằng 0,22mD (Hình 8). Giá trị độ thấm trung bình này thấp hơn rất nhiều so với độ thấm tính từ độ rỗng và độ lưu động ở Hình 4a.

Sự biến thiên của hệ số nhiễm bẩn được thể hiện trong Hình 9. Kết quả cho thấy giếng HT-C bị ảnh hưởng bởi hiện tượng ngưng tụ condensate trong vỉa và 5 tháng là thời gian để hình thành condensate bank.

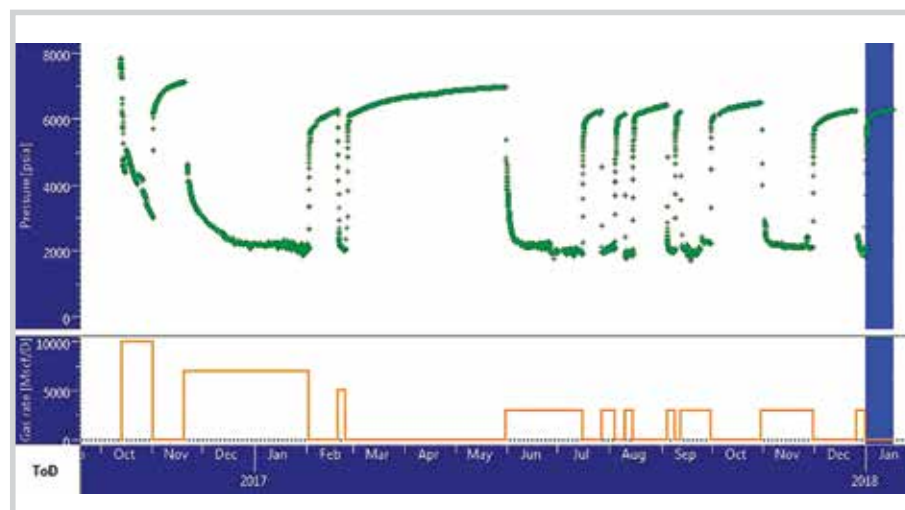
5.3. Kết quả cho giếng HT-I

Áp suất tại giếng HT-I sụt giảm không đáng kể trong khoảng 15 tháng (Hình 10), tương tự giếng HT-C. Tuy nhiên, mô hình vỉa đồng nhất và không có đứt gãy không thể khớp với dữ liệu khai thác (Hình 11).

Do mô hình vỉa đồng nhất và không có đứt gãy không khớp với dữ liệu khai thác, các



Hình 9. Đồ thị biểu diễn sự tăng dần của hệ số nhiễm bẩn của giếng HT-C theo thời gian



Hình 10. Đồ thị lịch sử khai thác của giếng HT-I

tài liệu phụ trợ như bản đồ địa chấn đã được sử dụng để tìm ra mô hình thích hợp. Từ trên bản đồ địa chấn (Hình 12) có thể thấy được một diện tích nhỏ xung quanh giếng có dấu hiệu tốt hơn về thạch học. Vì vậy, mô hình vỉa phức hợp đồng tâm và không có đứt gãy đã được thử nghiệm và khớp với dữ liệu khai thác khá tốt (Hình 13). Kết quả khớp dữ liệu khai thác cho thấy khu vực có thạch học tốt hơn có bán kính khoảng 400ft (122m) và độ thấm trung bình 0,53mD, cao hơn độ thấm tại khu vực còn lại của vỉa là 0,3mD. Sự biến thiên của hệ số nhiễm bẩn được thể hiện trong Hình 14. Kết quả cho thấy giếng HT-I bị ảnh hưởng bởi hiện tượng ngưng tụ condensate trong vỉa và thời gian để hình thành condensate bank cũng là 5 tháng.

5.4. Kết quả cho giếng HT-H

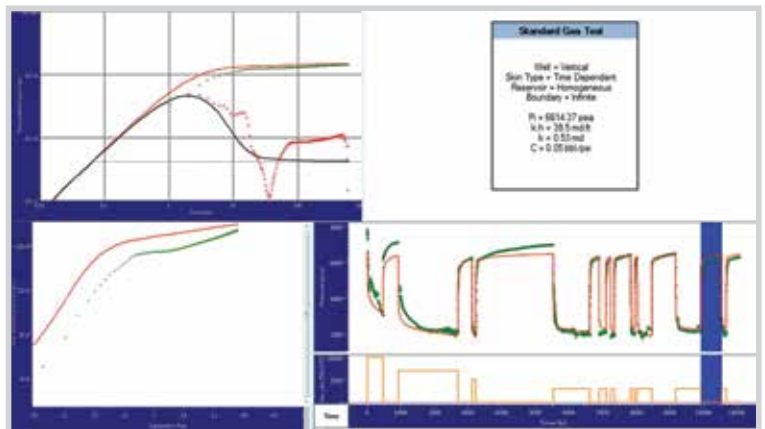
Tại giếng HT-H, áp suất đáy giếng giảm đáng kể trong khoảng 29 tháng (Hình 15). Trong trường hợp này, có 2 lựa chọn về mô hình giới hạn là hình tròn và hình chữ nhật. Mô hình vỉa đồng nhất với giới hạn hình tròn đã được thử nghiệm trước để xác định giá trị của độ thấm. Tuy nhiên, mô hình này không khớp được lịch sử khai thác (Hình 16).

Do đó, mô hình vỉa đồng nhất với giới hạn hình chữ nhật đã được áp dụng cho giếng HT-H. Giá trị của hệ số nhiễm bẩn được xác định trong khoảng 15 - 20. Kết quả khớp dữ liệu khai thác cho 2 biên của hệ số nhiễm bẩn được thể hiện trong Hình 17 và 18. Kết quả này cho thấy giá trị độ thấm trung bình nằm trong khoảng 7 - 8,5mD. Kích thước và vị trí của khu vực khai thác được tổng hợp trong Bảng 1.

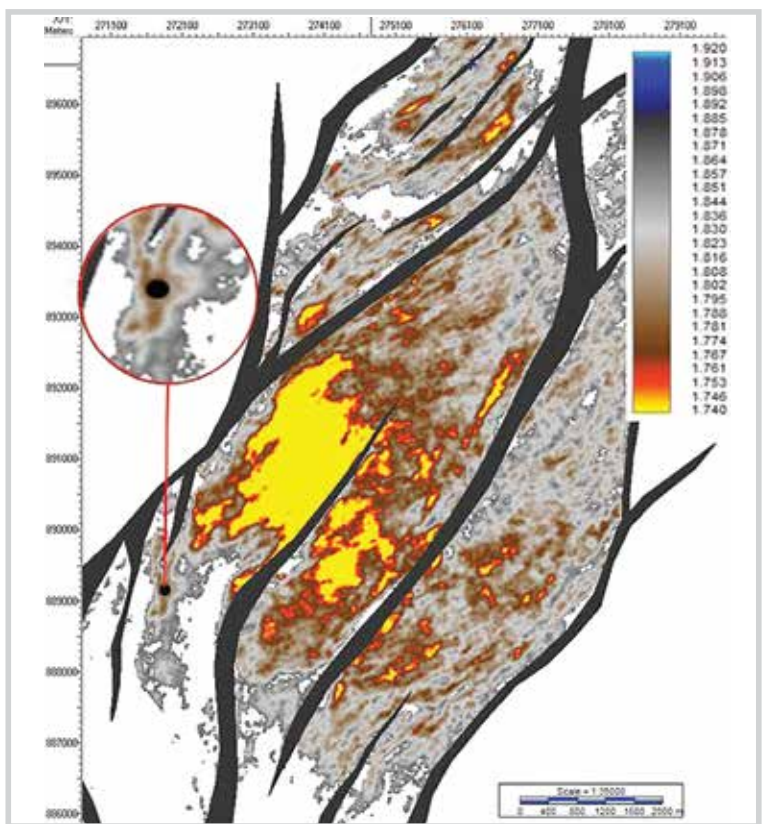
5.5. Kết quả cho giếng HT-X

Khác với 3 giếng khai thác (HT-C, HT-I và HT-H), HT-X là giếng thăm dò và do đó có khoảng thời gian phân tích ngắn chỉ gồm 1 giai đoạn đóng giếng sau khi thử vỉa. Do thời gian thử vỉa ngắn nên không cần áp dụng các mô hình có giới hạn cho giếng HT-X.

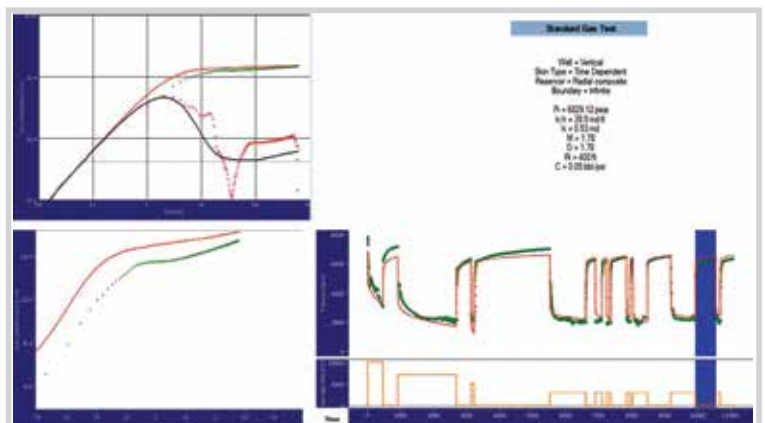
Do đường đạo hàm Bourdet có xu hướng tăng dần nên mô hình vỉa đồng nhất và không có đứt gãy là không phù hợp. Bước tiếp theo trong quy trình phân tích PTA là thử nghiệm



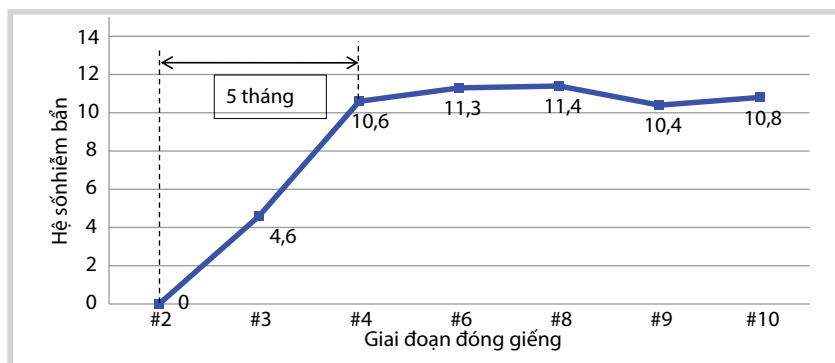
Hình 11. Mô hình vỉa đồng nhất, không có đứt gãy chưa khớp được lịch sử khai thác cho giếng HT-I



Hình 12. Bản đồ địa chấn vỉa Sand30



Hình 13. Kết quả khớp dữ liệu khai thác của giếng HT-I sử dụng mô hình vỉa phức hợp đồng tâm và không có đứt gãy

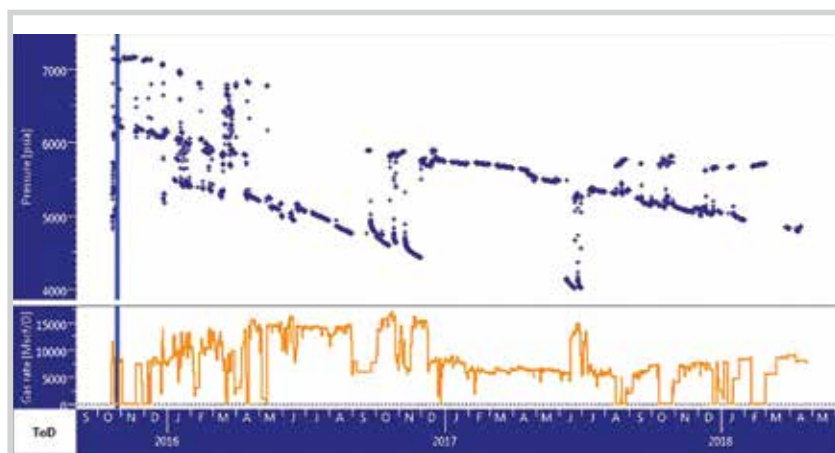


Hình 14. Đồ thị biểu diễn sự biến thiên của hệ số nhiễm bẩn của giếng HT-1

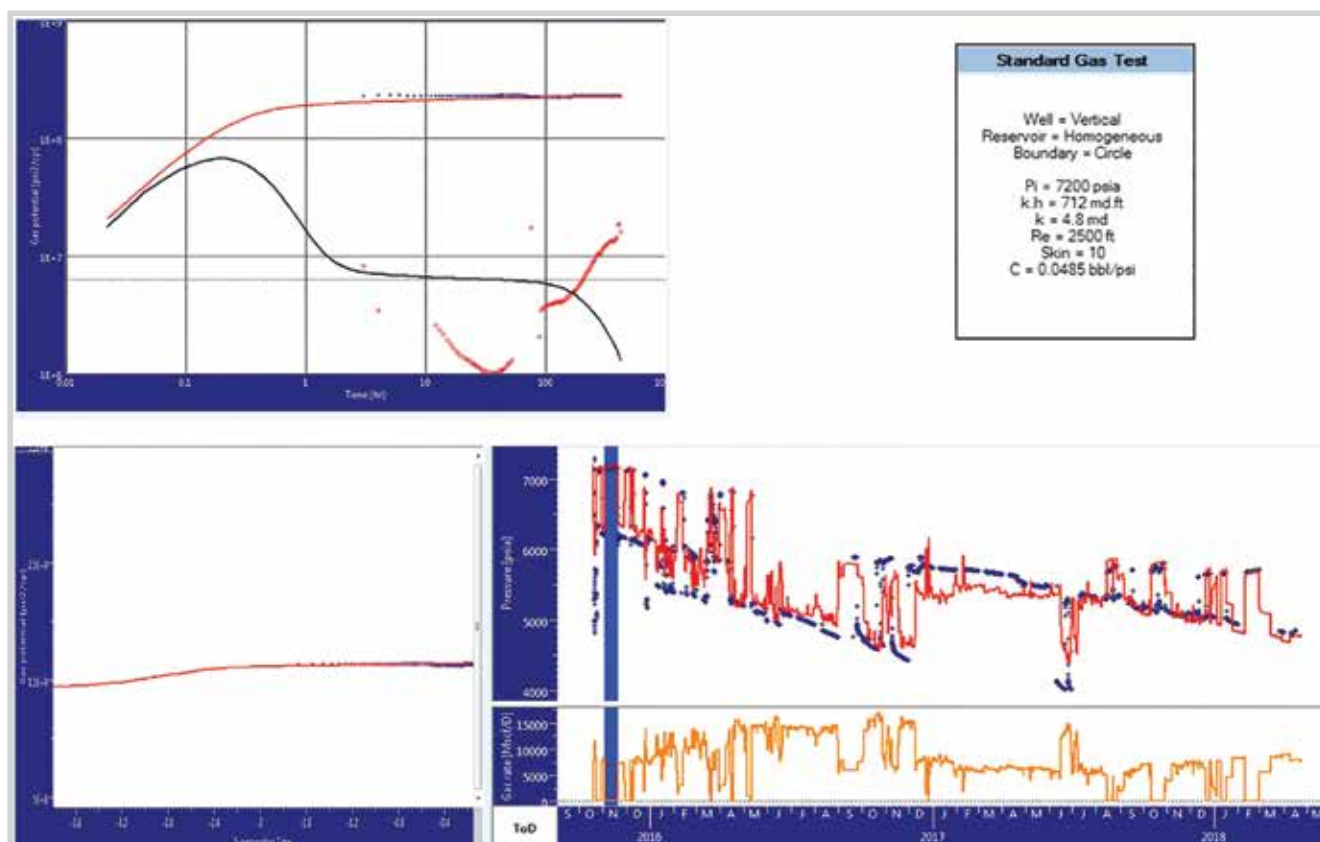
mô hình vỉa phức hợp đồng tâm và không có đứt gãy (Hình 19). Kết quả cho thấy cần có khu vực nhỏ với bán kính 24ft xung quanh giếng với độ thấm cao gấp 5,1 lần độ thấm trung bình của vỉa. Tuy nhiên, kết quả này không hợp lý về mặt địa chất.

Có thể quan sát trên mẫu lõi của giếng HT-X được một số đứt gãy (Hình 20). Tài liệu FMI/FMS của giếng này cũng cho thấy có 2 hệ thống đứt gãy vuông góc với nhau trong khu vực của giếng HT-X. Do đó, mô hình vỉa đồng nhất đã được kết hợp với các mô hình đứt gãy khác nhau để tìm ra mô hình thích hợp nhất cho giếng HT-X.

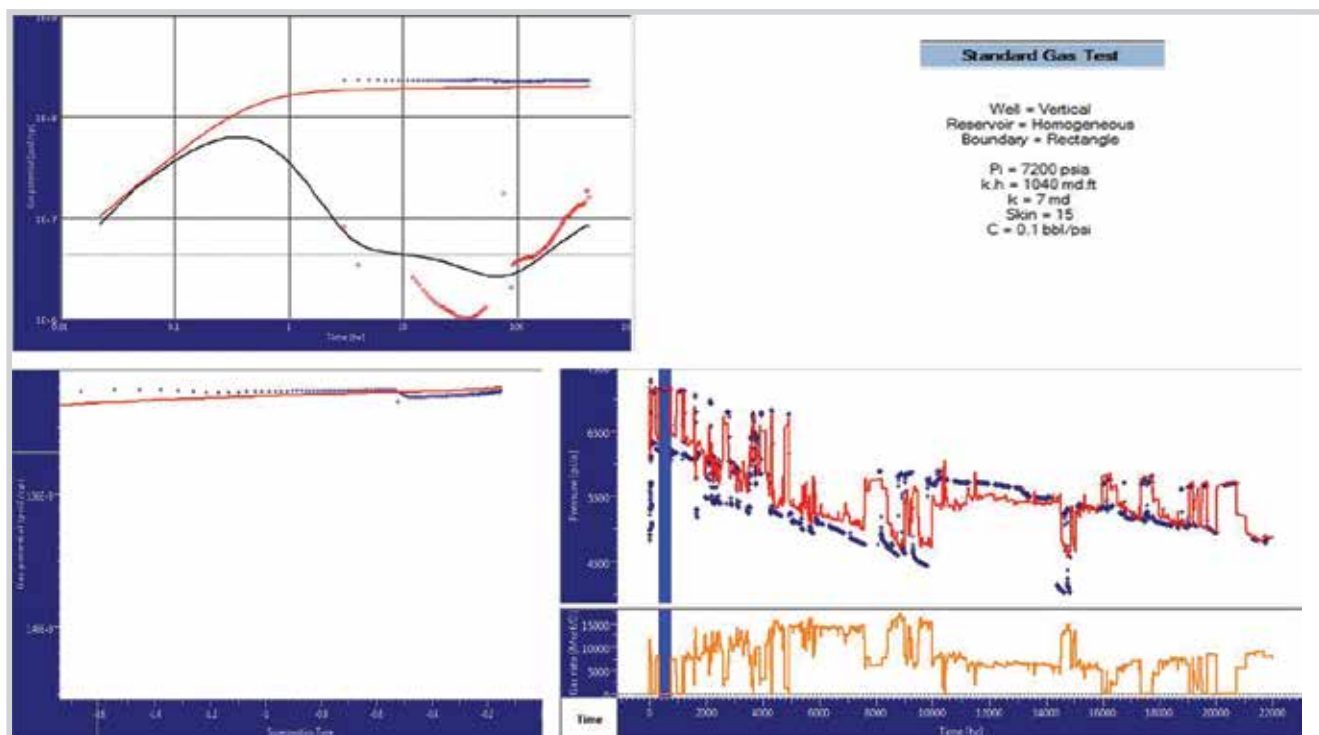
Kết quả khớp dữ liệu thử vỉa (Hình 21) đã xác minh sự tồn tại của 2 đứt gãy vuông góc với nhau với khoảng cách khoảng 23ft (7m) từ giếng. Giá trị độ thấm trung bình từ phân tích PTA là 0,49mD, thấp hơn rất nhiều so với độ thấm đo trực tiếp từ mẫu lõi của giếng HT-X là 9mD.



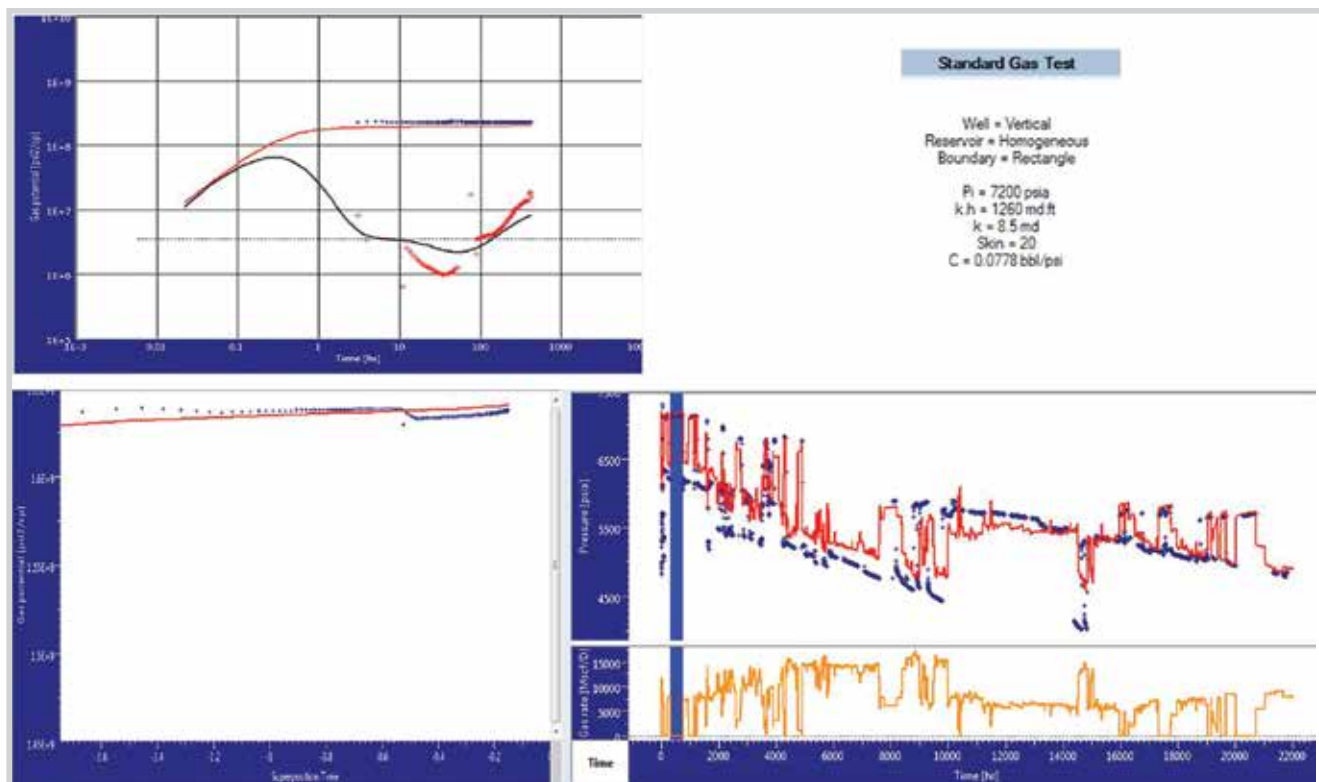
Hình 15. Đồ thị lịch sử khai thác của giếng HT-H



Hình 16. Mô hình vỉa đồng nhất với giới hạn hình tròn không khớp được lịch sử khai thác cho giếng HT-H



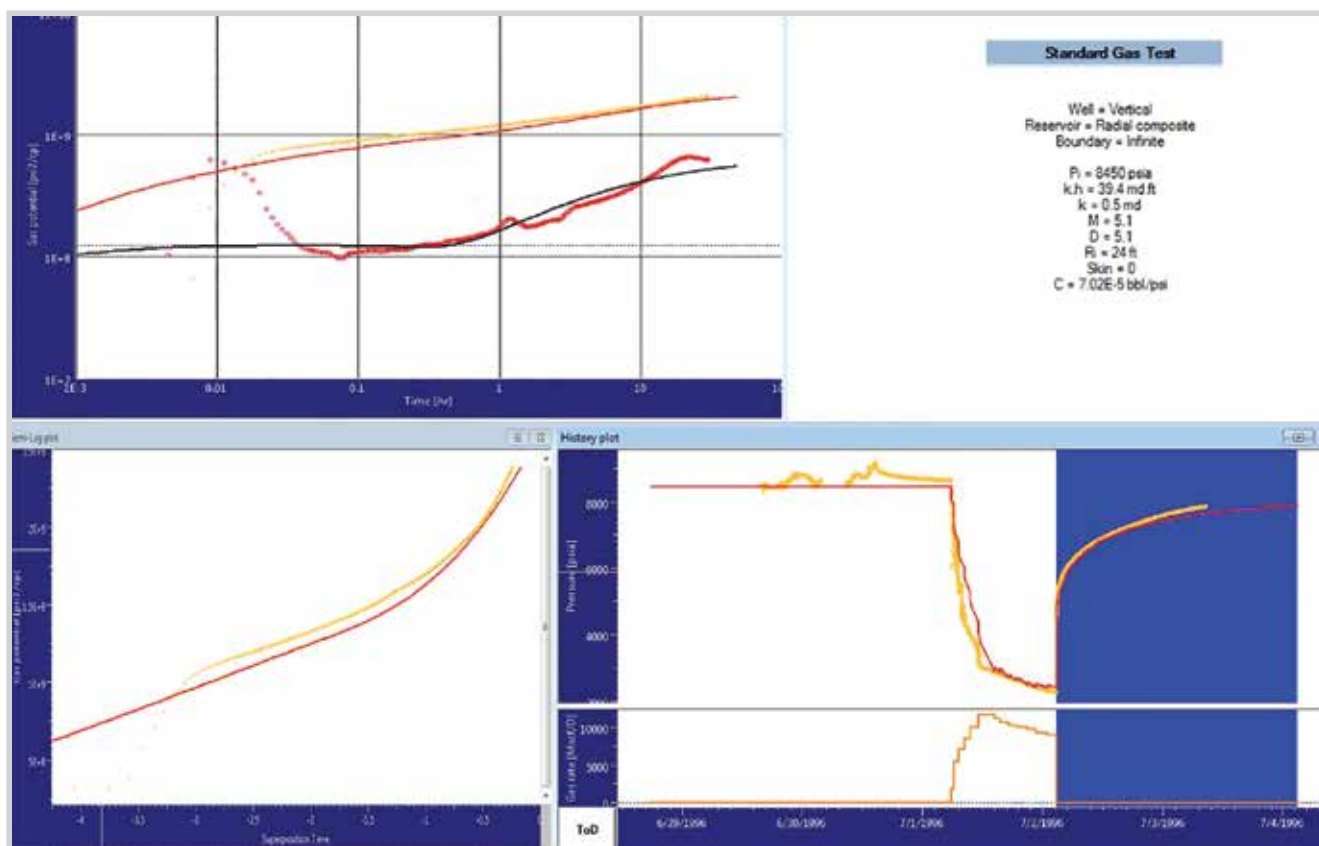
Hình 17. Kết quả khớp dữ liệu khai thác cho giếng HT-H sử dụng mô hình vỉa đồng nhất với giới hạn hình chữ nhật và hệ số nhiễm bẩn bằng 15



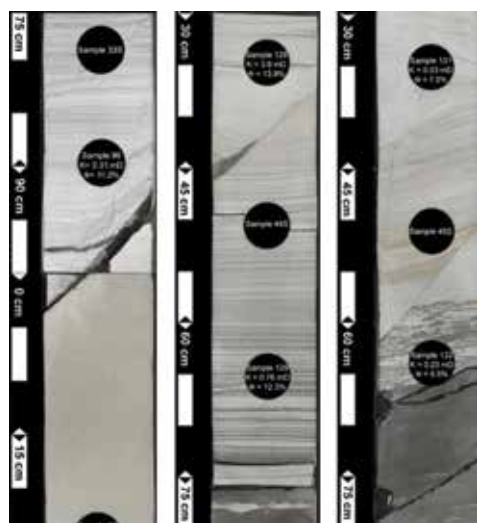
Hình 18. Kết quả khớp dữ liệu khai thác cho giếng HT-H sử dụng mô hình vỉa đồng nhất với giới hạn hình chữ nhật và hệ số nhiễm bẩn bằng 20

Bảng 1. Kích thước và vị trí của khu vực khai thác của giếng HT-H

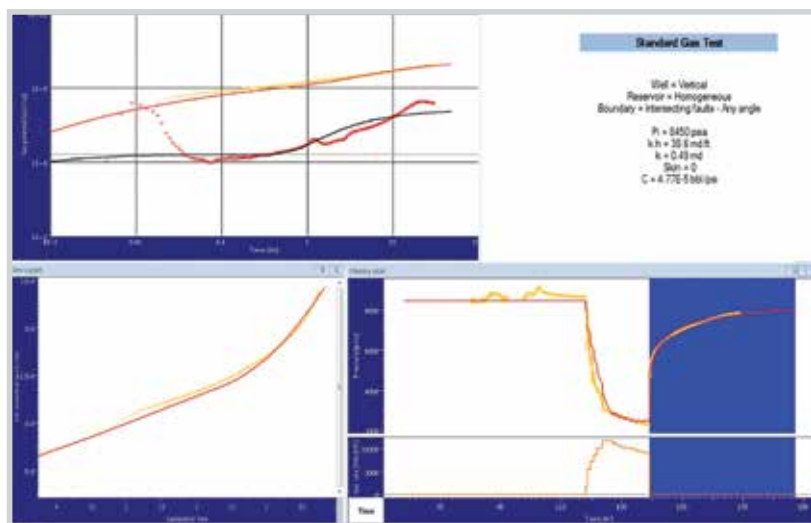
Vị trí	Khoảng cách (m)
Nam	305
Đông	335
Bắc	2.400
Tây	365



Hình 19. Kết quả khớp dữ liệu thử vỉa bằng mô hình vỉa phức hợp đồng tâm không có đứt gãy cho giếng HT-X



Hình 20. Đứt gãy trên mẫu lõi của giếng HT-X



Hình 21. Kết quả khớp dữ liệu thử vỉa bằng mô hình vỉa đồng nhất với 2 đứt gãy vuông góc với nhau cho giếng HT-X

6. Kết luận

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) đã sử dụng 4 phương pháp để xác định độ thấm cho các giếng tại vỉa turbidite (Sand30) mỏ Hải Thạch. Phương pháp xác định độ thấm từ dữ liệu đo áp suất trong khi khoan và từ dữ liệu độ rỗng có sử dụng thông số thu được từ mẫu lõi, do đó có giá trị khá tương đồng với phương pháp xác định độ thấm từ mẫu lõi. Cả 3 phương pháp này

đều chỉ xác định độ thấm tại vị trí giếng, kết quả cho thấy vỉa Sand30 có độ thấm trung bình khá cao, từ 10mD tới vài chục mD.

Độ thấm xác định từ phân tích PTA thấp hơn nhiều so với 3 phương pháp trên, là độ thấm đại diện cho cả khu vực khai thác. Một trong những nguyên nhân dẫn đến sự bất đồng này là do sự khác biệt giữa áp suất và nhiệt độ trong phòng thí nghiệm so với điều kiện vỉa. Ngoài ra

có một số nguyên nhân liên quan đến bản chất của vỉa turbidite Sand30, cụ thể là tính bất đồng nhất về thành phần thạch học, phân bố độ rỗng, độ thấm và độ dày của vỉa có thể ảnh hưởng lớn đến độ thấm trung bình. Hơn nữa, sự tồn tại của các hệ thống đứt gãy với độ thấm kém như đã quan sát thấy ở giếng HT-X sẽ có ảnh hưởng không nhỏ tới độ thấm hiệu dụng của cả vỉa.

Tài liệu tham khảo

1. Dan Potocki. *Resolving differences between core and welltest permeability in basal Colorado sandstones, Canada: The role of rock heterogeneity, relative permeability*

and formation damage. SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado. 21 - 23 May, 2001.

2. I.M.Buhidma, W.C.Chu, P.K.Singh. *The use of computers in pressure transient analysis*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington D.C. 4 - 7 October, 1992.

3. Usman Ahmed, S.F.Crary, G.R Coates. *Permeability estimation: The various sources and their interrelationships*. Journal of Petroleum Technology. 1991; 43(5): p. 578 - 587.

PERMEABILITY ESTIMATES USING DIFFERENT METHODS FOR TURBIDITE RESERVOIR IN HAI THACH FIELD, NAM CON SON BASIN

Pham Hoang Duy, Hoang Ky Son, Tran Ngoc The Hung, Tran Vu Tung

Bien Dong Petroleum Operating Company (BIENDONG POC)

Email: duyph@biendongpoc.vn

Summary

Reservoir permeability along with its distribution is an extremely important parameter for reservoir management and development. Permeability can be determined by several methods but the results obtained could be very different, especially for poor production wells. This article presents the results from four permeability estimating methods applied to four wells penetrating a turbidite reservoir (Sand30) of Hai Thach field, Nam Con Son basin, including three producers (HT-C, HT-H and HT-I) and an exploration well (HT-X). Since the wells have different deliverability, the accurate determination of permeability and its distribution for Sand30 is an important requirement for the effective production of this turbidite reservoir. In addition, factors that could lead to the disagreement between permeability values derived from these methods are discussed in details by the authors.

Key words: Mobility, porosity, permeability, core samples, PTA, Hai Thach field.

CHÍNH XÁC HÓA DỰ BÁO NHIỆT ĐỘ THÀNH HỆ BẰNG CÁCH SỬ DỤNG DỮ LIỆU ĐỒNG HỒ ĐÁY Ở CÁC MỎ CÓ NHIỆT ĐỘ CAO, ÁP SUẤT CAO HẢI THẠCH VÀ MỘC TINH BỂ NAM CÔN SƠN, THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Vũ Đức Hòa, Khúc Hồng Giang, Hoàng Kỳ Sơn

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: hoavd@biendongpoc.vn

Tóm tắt

Nhiệt độ của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh trước đây được xác định dựa trên số liệu thử vỉa và/hoặc sử dụng kết quả đo nhiệt độ đáy giếng khoan hiệu chỉnh theo phương pháp Horner truyền thống, có sai số cao (nhiệt độ dao động khá lớn từ 157 - 187°C ở độ sâu 4.200mTVD).

Bài báo giới thiệu phương pháp xác định nhiệt độ thành hệ chính xác hơn bằng cách sử dụng dữ liệu đồng hồ đáy của các giếng khai thác, giúp giảm thiểu chi phí và rủi ro trong quá trình thi công giếng khoan và vận hành khai thác. Phương pháp mới này đã giúp chính xác hóa dự báo nhiệt độ thành hệ, giảm sai số đáng kể chỉ còn 6°C đối với mỏ Hải Thạch và 4°C đối với mỏ Mộc Tinh.

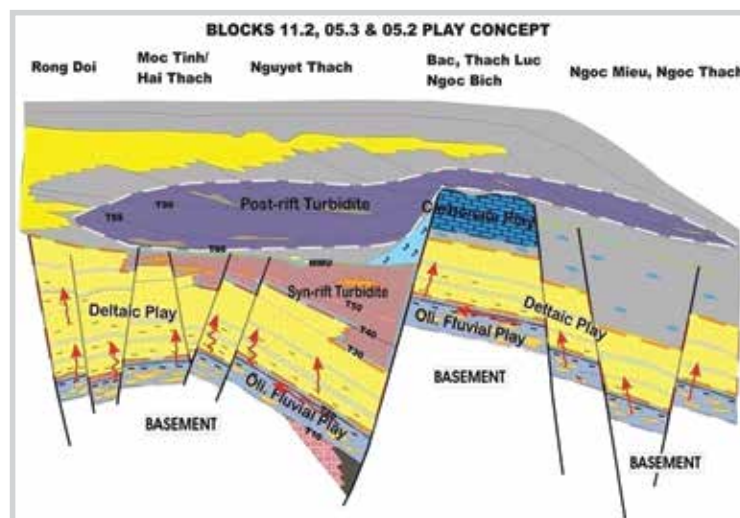
Từ khóa: Áp suất cao nhiệt độ cao, nhiệt độ thành hệ, đồng hồ đáy, nhiệt độ trong quá trình đóng giếng, nhiệt độ trong quá trình khai thác.

1. Giới thiệu

Bể trầm tích Nam Côn Sơn với diện tích khoảng 90.000km², có tiềm năng chủ yếu là khí, được hình thành qua 3 giai đoạn: trước tách giãn, đồng tách giãn và sau tách giãn (Hình 1). Giai đoạn trước tách giãn diễn ra trong khoảng thời gian từ Eocene muộn đến Oligocene sớm. Giai đoạn đồng tách giãn xảy ra trong thời kỳ Miocene giữa. Giai đoạn sau tách giãn được tính từ Miocene muộn cho đến nay.

Mỏ Hải Thạch nằm ở Lô 05-2 với chiều sâu mực nước biển khoảng 130 - 140m. Năm 1995, giếng khoan thăm dò đầu tiên 05-2-HT-AX đã được khoan trên khối nâng cấu tạo Hải Thạch. Sản phẩm khí ngưng tụ đã được phát hiện trong các tập vỉa cát xen kẹp có tuổi từ Miocene sớm đến Miocene muộn.

Mỏ Mộc Tinh nằm ở vị trí Lô 05-3 với chiều sâu mực nước biển khoảng 114 - 118m. Giếng khoan thăm dò đầu tiên 05-3-MT-AX (1993,



Hình 1. Địa chất khu vực bể trầm tích Nam Côn Sơn [1]

AEDC) đã khoan trên cấu tạo khép kín nằm phía Tây Bắc của mỏ Mộc Tinh. Sản phẩm khí ngưng tụ được phát hiện trong các tập turbidite tuổi Miocene muộn. Giếng khoan thăm dò 05-3-MT-BX (1995, AEDC) được khoan ngay trên cấu tạo triển vọng mỏ Mộc Tinh và sản phẩm khí ngưng tụ thu được nằm trong tập turbidite khác có tuổi Miocene muộn tương đồng.

Nhiệt độ thành hệ cao ảnh hưởng trực tiếp đến quá trình thiết kế giếng khoan và hoàn thiện giếng (như: giảm tuổi thọ của chòong khoan và các thiết bị đo trong khi khoan); đẩy nhanh hiện tượng ăn

mòn các thiết bị bề mặt, làm hư hỏng các thiết bị trong quá trình khai thác... Do đó, nhiệt độ thành hệ phải được xác định với mức độ chính xác nhất có thể để xây dựng biểu đồ gradient nhiệt độ phục vụ công tác khoan cũng như khai thác.

Một trong những phương pháp phổ biến nhất để xác định nhiệt độ thành hệ là sử dụng phương pháp Horner cho số liệu nhiệt độ dung dịch khoan trong khi dừng tuần hoàn giếng. Tuy nhiên, theo nghiên cứu của Dowdle và Cobb [2], phương pháp này luôn cho kết quả thấp hơn nhiệt độ thực của thành hệ. Dowdle và Cobb [2] cũng chứng minh rằng thời gian tuần hoàn giếng càng dài thì sai số càng lớn. Trong trường hợp thời gian dừng tuần hoàn giếng ngắn, Roux và các cộng sự [3] đã đề xuất sử dụng hệ số hiệu chỉnh thực nghiệm để tăng độ chính xác của phương pháp Horner. Hasan và Kabir [4] cũng đề xuất một số tinh chỉnh để tăng độ chính xác cho phương pháp Horner. Tuy nhiên, do đặc thù của công tác khoan giếng là phải tối đa hóa thời gian khoan và giảm thiểu thời gian dừng khoan để giảm chi phí nên các phương pháp kiểu Horner luôn cho nhiệt độ thành hệ ước tính thấp hơn nhiệt độ thực của thành hệ. Do đó nếu chỉ sử dụng các phương pháp này sẽ gây rủi ro cao trong khu vực có nhiệt độ cao áp suất cao như mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh.

Một phương pháp khác để xác định nhiệt độ thành hệ là sử dụng dữ liệu nhiệt độ của đồng hồ đáy trong quá trình đóng giếng khai thác. Phương pháp này có ưu điểm thời gian đóng giếng không phát sinh chi phí nhiều như khi dừng tuần hoàn giếng trong khi khoan. Tuy nhiên trong thực tế khai thác thường hạn chế đóng giếng nên nếu thời gian đóng giếng không đủ dài thì nhiệt độ ước tính bằng các phương pháp kiểu Horner cũng sẽ thấp hơn nhiệt độ thực của thành hệ.

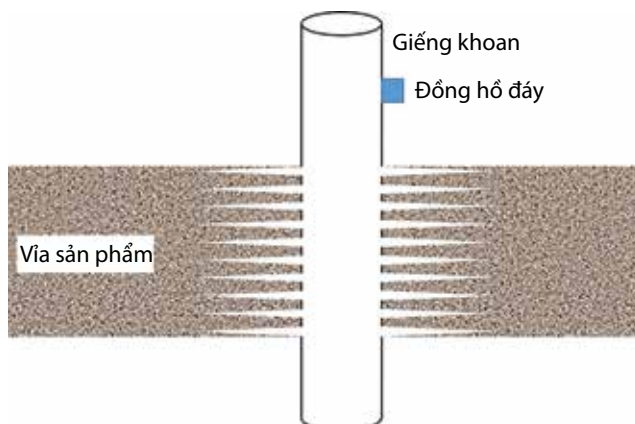
Đối với dự án Biển Đông 01, có 1 giếng đã khai thác cát sau khi bắn vỉa một số tập thăm dò nên phải đóng giếng trong thời gian hơn 3 tháng để nghiên cứu phương án xử lý tiếp theo. Do thời gian đóng giếng dài nên đã cho kết quả chính xác của nhiệt độ thành hệ tại độ sâu đồng hồ đáy. Nhóm tác giả đã thu được một đường cong chuẩn cho quá trình nhiệt độ giảm dần khi đóng giếng. Bằng thực nghiệm đường cong chuẩn này rất phù hợp khi áp dụng vào các giếng khai thác khác trong cả 2 mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh, có thể do đặc điểm địa chất cũng như thiết kế các giếng khoan tương đồng. Do đó đường cong giảm nhiệt độ chuẩn này đã được áp dụng cho dữ liệu đồng hồ đáy của các giếng khai thác ở mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh để ngoại suy nhiệt độ thành hệ trong khi đóng giếng.

Ngược lại với quá trình nhiệt độ giảm dần khi đóng giếng, đồng hồ đáy sẽ cho số liệu nhiệt độ tăng dần khi mở giếng khai thác và nhiệt độ này sẽ tiệm cận với nhiệt độ vỉa khi lưu lượng đủ lớn và thời gian khai thác đủ dài. Do đó, một ưu điểm lớn của việc sử dụng số liệu đồng hồ đáy là có thể thu được số liệu nhiệt độ thành hệ cho hai độ sâu khác nhau (độ sâu đồng hồ đáy và độ sâu của vỉa). Nếu thời gian khai thác không đủ dài có thể sử dụng một số mô hình tương đối phức tạp như của Kashikar và Arnold [5] hay Duru và Horne [6] để xác định nhiệt độ vỉa. Tuy nhiên trong trường hợp của BIENDONG POC do đặc thù của khai thác khí nên có thể khai thác với cỡ van ổn định trong một thời gian dài để thu được nhiệt độ vỉa chính xác nhất.

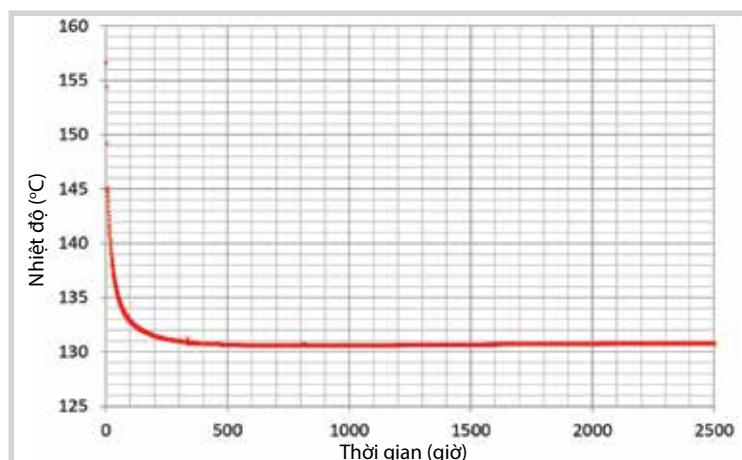
Trước khi áp dụng phương pháp mới, nhiệt độ thành hệ tính từ phương pháp Horner với số liệu đo nhiệt độ đáy giếng khoan của các giếng thăm dò là 157 - 187°C ở độ sâu 4.200mTVD. Sau khi áp dụng phương pháp mới cho các giếng khai thác đã giảm được sai số và nhiệt độ nằm trong khoảng 180 - 186°C cho mỏ Hải Thạch và 182 - 186°C cho mỏ Mộc Tinh ở cùng độ sâu 4.200mTVD. Việc đạt được giới hạn sai số khá nhỏ 4 - 6°C đã giúp tối ưu hóa các công tác khoan cũng như khai thác. Ngoài việc đề xuất phương pháp mới để chính xác hóa việc xác định nhiệt độ thành hệ thì các biểu đồ nhiệt độ với độ chính xác cao của Hải Thạch và Mộc Tinh có thể được dùng làm tài liệu tham khảo cho các giếng khoan của các khu vực lân cận trong bể Nam Côn Sơn.

2. Kết quả dự báo nhiệt độ thành hệ cho mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh

Nguyên lý của phương pháp trình bày trong bài báo này là xác định nhiệt độ dựa vào dữ liệu đồng hồ đáy thu được khi đóng và mở giếng khai thác. Thiết bị đo đồng hồ đáy được đặt tại vị trí trên khoảng bắn vỉa và được gắn cố



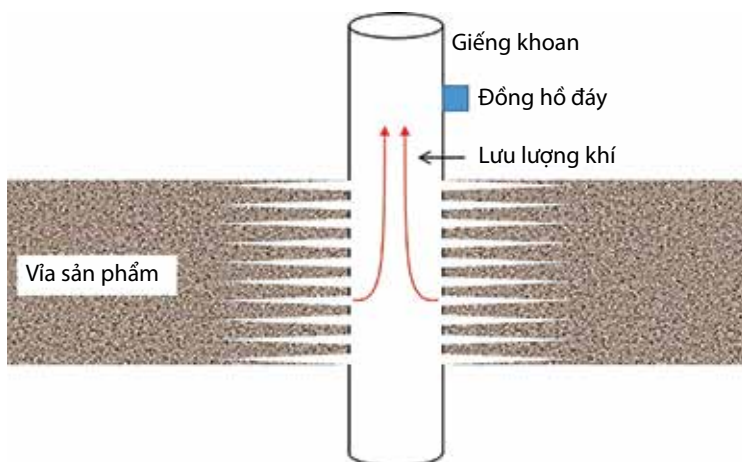
Hình 2. Minh họa của phương pháp đo khi đóng giếng



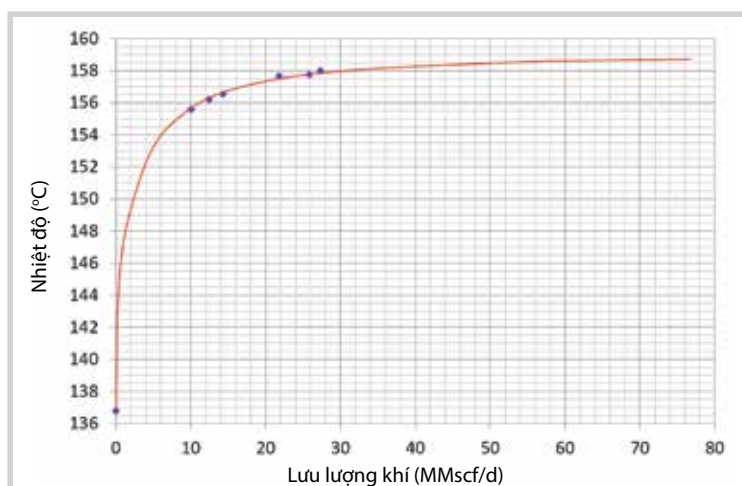
Hình 3. Nhiệt độ suy giảm theo thời gian khi đóng giếng 05-2-HT-E

Bảng 1. Nhiệt độ thành hệ trong khi đóng giếng

Giếng khai thác	Độ sâu đồng hồ đáy (mTVD)	Nhiệt độ thành hệ tại độ sâu của đồng hồ đáy (°C)
05-2-HT-G	2.675	124,6
05-2-HT-B	2.812	127,5
05-2-HT-A	2.844	134,5
05-2-HT-E	2.852	130,8
05-2-HT-F	2.872	134,0



Hình 4. Minh họa của phương pháp đo nhiệt độ khi khai thác

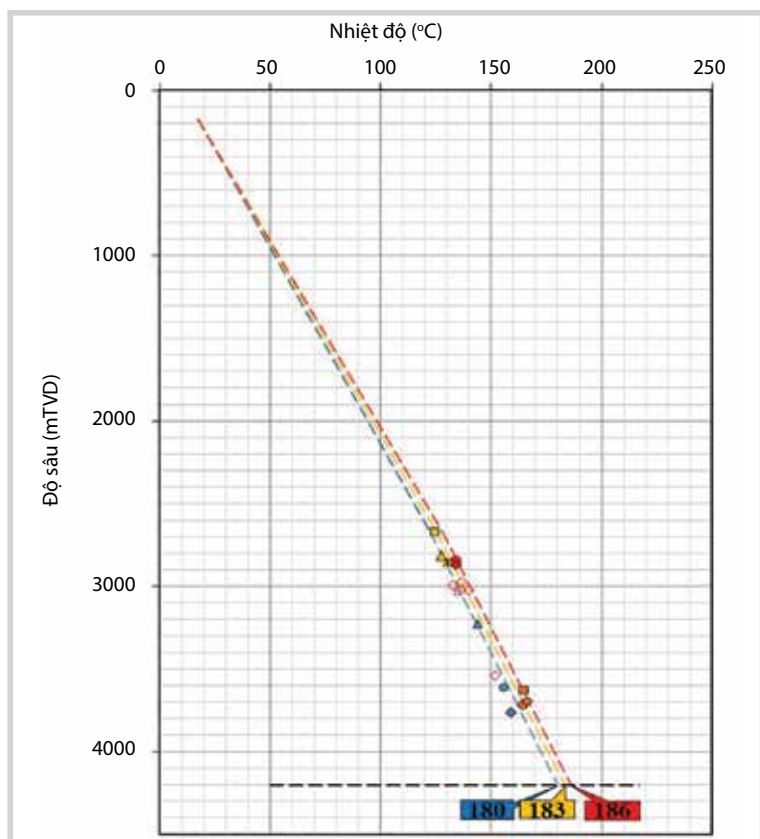


Hình 5. Nhiệt độ theo lưu lượng khí tại giếng khoan 05-2-HT-F

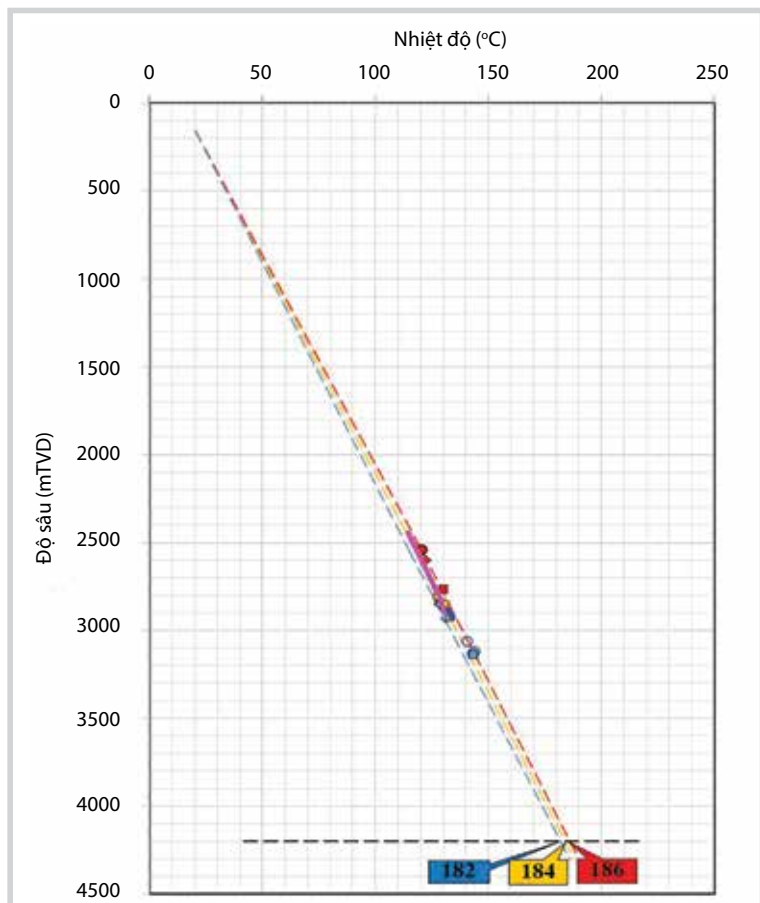
định vào ống khai thác (Hình 2). Khi đóng giếng nhiệt độ ghi nhận bởi đồng hồ đáy có xu hướng giảm dần và tiệm cận với giá trị nhiệt độ thực của thành hệ. Ngược lại, khi mở giếng, nhiệt độ đồng hồ đáy thay đổi khi lưu lượng khí khai thác thay đổi và tiệm cận với giá trị nhiệt độ vỉa khi lưu lượng khí khai thác đủ lớn. Xây dựng biểu đồ nhiệt độ dựa trên phương pháp này sẽ cho phép tính được gradient địa nhiệt của khu vực nghiên cứu để phục vụ cho công tác khoan và khai thác.

Giếng 05-2-HT-E có thời gian đóng giếng rất dài (khoảng hơn 3 tháng, Hình 3) nên giá trị nhiệt độ thành hệ tại độ sâu của đồng hồ đáy (130,8°C) là chính xác. Nhóm tác giả đã xác định được đường cong chuẩn cho quá trình nhiệt độ giảm dần khi đóng giếng. Bằng thực nghiệm đường cong chuẩn này rất phù hợp khi áp dụng vào các giếng khoan khác trong mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh, có thể do đặc điểm địa chất cũng như thiết kế các giếng khoan tương đồng. Do đó đường cong giảm nhiệt độ chuẩn của giếng 05-2-HT-E đã được áp dụng cho số liệu của tất cả các giếng khoan ở mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh để ngoại suy nhiệt độ thành hệ trong khi đóng giếng với kết quả thu được thể hiện trong Bảng 1.

Ngược lại với quá trình nhiệt độ giảm dần khi đóng giếng, đồng hồ đáy sẽ cho số liệu nhiệt độ tăng dần khi mở giếng khai thác (Hình 4) và nhiệt độ này sẽ tiệm cận với nhiệt độ vỉa khi lưu lượng đủ lớn. Các cỡ van khác nhau sẽ có lưu lượng khí khác nhau, tương ứng với nhiệt độ ổn định đo được trên đồng hồ đáy khác nhau. Các giá trị nhiệt độ tương ứng với lưu lượng khí được minh họa cho giếng 05-2-HT-F thể hiện trên Hình 5. Bằng phương pháp thực nghiệm, đường cong chuẩn trong quá trình đóng giếng được kiểm chứng khá phù hợp với quy luật tăng nhiệt độ khi tăng lưu lượng khai thác, nên đường cong chuẩn này được dùng để ngoại suy và xác định giá trị nhiệt độ thực của vỉa. Bằng phương pháp này, nhiệt độ vỉa cho giếng 05-2-HT-F được xác định là 158,8°C (Hình 5). Phương pháp trên được áp dụng cho tất cả các giếng khai thác của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh.



Hình 6. Dự báo nhiệt độ cho mỏ Hả Thạch



Hình 7. Dự báo nhiệt độ cho mỏ Mộc Tinh và số liệu kiểm chứng (màu hồng và màu xanh da trời)

4. Kết luận

Phương pháp xác định nhiệt độ thành hệ bằng cách sử dụng đồng hồ đáy và dữ liệu khai thác là cách tiếp cận mới để dự báo nhiệt độ thành hệ chính xác hơn, giảm chi phí và rủi ro trong quá trình thi công giếng khoan, thu thập số liệu và vận hành khai thác. Trước khi áp dụng phương pháp mới, nhiệt độ của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh được ước tính dựa trên số liệu thử vỉa và số liệu nhiệt độ khi dừng tuần hoàn của các giếng thăm dò, dao động trong khoảng nhiệt độ khá lớn từ 157 - 187°C ở độ sâu 4.200mTVD. Sau khi áp dụng phương pháp mới, sai số nhiệt độ giảm đáng kể còn 6°C đối với mỏ Hải Thạch (Hình 6) và 4°C đối với mỏ Mộc Tinh (Hình 7). Từ các kết quả này, gradient nhiệt độ khu vực mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh được xác định vào khoảng 4°C/100m. Kết quả này đã được kiểm chứng là chính xác vì phù hợp với dữ liệu khảo sát nhiệt độ tại 2 giếng khoan 05-3-MT-C và 05-3-MT-G thực hiện năm 2018.

Tài liệu tham khảo

1. Son T.Nguyen, Son K.Hoang, Giang H.Khuc, Hung N.Tran. *Pore pressure and fracture gradient prediction for the challenging high pressure and high temperature well, Hai Thach field, block 05-2, Nam Con Son basin, offshore Vietnam, a case study.* SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia. 20 - 22 October, 2015.
2. W.L.Dowdle, W.M.Cobb. *Static formation temperature from well logs - an empirical method.* Journal of Petroleum Technology. 1975; 27(11): p. 1326 - 1330.
3. Brian Roux, Subir K.Sanyal, Susan L.Brown. *An improved approach to estimating true reservoir temperature from transient temperature data.* SPE California Regional Meeting, Los Angeles, California. 9 - 11 April, 1980.
4. A.R.Hasan, C.S.Kabir. *Static reservoir temperature determination from transient data after mud circulation.* SPE Drilling & Completion. 1994; 9(1).

5. S.V.Kashikar, F.C.Arnold. *Determination of formation temperature from flow tests: A new solution*. SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA. 7 - 9 April, 1991.

temperature transients and matching to permeant downhole gauge data for reservoir parameter estimation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. 21 - 24 September, 2008.

6. Obinna Duru, Roland N.Horne. *Modeling reservoir*

IMPROVING FORMATION TEMPERATURE ESTIMATION USING PRODUCTION DOWNHOLE GAUGE DATA IN HAI THACH AND MOC TINH HIGH TEMPERATURE AND HIGH PRESSURE FIELDS, NAM CON SON BASIN, OFFSHORE VIETNAM

Vu Duc Hoa, Khuc Hong Giang, Hoang Ky Son

Bien Dong Petroleum Operating Company (BIENDONG POC)

Email: hoavd@biendongpoc.vn

Summary

Formation temperature in Hai Thach and Moc Tinh fields used to be estimated based on DST data and wireline logging data using the conventional Horner analysis method, resulting in large uncertainty (wide range of 157 - 187°C at 4,200mTVD). This paper introduces a more accurate method for formation temperature estimation using downhole gauge data, facilitating cost optimisation and risk reduction in drilling as well as production. The new method has significantly reduced the formation temperature uncertainty to only 6°C for Hai Thach field and 4°C for Moc Tinh field.

Key words: HTHP, formation temperature, downhole gauge, shut-in temperature, production temperature.

NGHIÊN CỨU TÍCH HỢP MÔ HÌNH MÔ PHÒNG DÒNG CHẢY TRONG VĨA CHỨA VÀ LÒNG GIẾNG NHẪM TỐI ƯU HÓA DỰ BÁO SẢN LƯỢNG CÁC GIẾNG KHAI THÁC KHÍ - CONDENSATE CỦA MỎ HẢI THẠCH

Nguyễn Minh Quý¹, Phan Ngọc Trung², Ngô Hữu Hải³, Đặng Anh Tuấn³, Trần Vũ Tùng³, Phạm Trường Giang¹, Phạm Chí Đức¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

³Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: quynm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Mỏ Hải Thạch (Lô 05-2, bể Nam Côn Sơn) là mỏ khí condensate có điều kiện địa chất rất phức tạp, với nhiệt độ và áp suất cao; tính chất đá chứa có sự thay đổi rất lớn giữa các tập và khu vực, quá trình ngưng tụ lỏng trong vùng cận đáy giếng và tích tụ lỏng trong lòng giếng... đã ảnh hưởng rất lớn đến hoạt động khai thác. Nghiên cứu này đề xuất giải pháp tích hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa (sử dụng phần mềm E300) và mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng (sử dụng phần mềm Olga) để đánh giá khả năng và ảnh hưởng của quá trình ngưng tụ lỏng đến hoạt động khai thác của giếng, trên cơ sở đó tối ưu hóa dự báo sản lượng các giếng khai thác khí - condensate của mỏ Hải Thạch.

Từ khóa: Ngưng tụ lỏng, mô phỏng vỉa chứa, mô phỏng trong lòng giếng, mô phỏng tích hợp, dự báo sản lượng, mỏ Hải Thạch.

1. Giới thiệu

Mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa và mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng là 2 hiện tượng vật lý khác nhau nên chủ yếu được thực hiện riêng lẻ. Dòng chảy trong vỉa chứa là quá trình khuếch tán tuân theo định luật bảo toàn khối lượng và định luật Darcy. Dòng chảy trong lòng giếng tuân theo định luật bảo toàn động lượng.

Mô hình tích hợp được xây dựng bằng cách kết hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa khu vực cận đáy giếng và mô hình mô phỏng dòng chảy đa pha trong lòng giếng. Nguyên tắc cơ bản để xây dựng mô hình tích hợp là mô hình mô phỏng vỉa chứa tính toán hệ số độ nhay cho sản lượng khai thác trong đó có tính đến áp suất trong giếng đã được thiết lập sẵn từ mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng. Tiếp theo, mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng sử dụng hệ số độ nhay này để giải ngược lại áp suất giếng mới. Hệ số độ nhay được xuất ra từ ma trận Jacobian của mô hình vỉa chứa tại bước lặp cuối cùng.

Mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa được xem xét như một phần tích hợp thêm (plugin) tới mô hình

giếng và được kiểm soát toàn bộ bởi mô hình giếng. Trong quá trình mô phỏng, mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng tạm thời cung cấp ranh giới áp suất tới mô hình mỏ và mô hình mỏ tính toán lưu lượng dòng chảy của mỗi pha tại mặt phân cách.

Vì mô hình tích hợp chủ yếu được sử dụng để tính toán sự chuyển tiếp dòng - áp suất tức thời trong thân giếng và khu vực vỉa cận giếng, không cần thiết phải sử dụng toàn bộ mô hình vỉa chứa vì các vùng xa giếng khai thác trong vỉa chứa ít có ảnh hưởng đến sự chuyển tiếp dòng - áp suất tức thời trong thân giếng và khu vực vỉa cận giếng.

Việc xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa sử dụng phần mềm Eclipse (E300) có khả năng mô phỏng đáng tin cậy quá trình ngưng tụ lỏng diễn ra trong vỉa chứa nhưng không mô phỏng được sự dịch chuyển và biến đổi của chất lưu đa pha trong lòng giếng (chất lưu đi vào trong giếng đều được coi như có khả năng lên tới miệng giếng). Với cách tính toán như vậy, E300 bỏ qua sự tương tác giữa 2 pha lỏng và khí trong lòng giếng. Trong thực tế nếu vận tốc dòng khí không đủ lớn thì sản phẩm lỏng sẽ không được nâng lên tới miệng giếng, mà đọng lại ở đáy giếng và có thể dẫn tới giếng ngừng hoạt động.

Trong khi đó, phần mềm Olga có đủ độ tin cậy trong mô phỏng dòng chảy trong giếng với khả năng tính đến

sự biến đổi tính chất và biến đổi pha của chất lưu do thay đổi áp suất, nhiệt độ dọc theo chiều dài thân giếng (từ khu vực nhiệt độ cao, áp suất cao lên khu vực nhiệt độ thấp, áp suất thấp). Phần mềm này có hạn chế cơ bản là không tính đến tính chất của chất lưu khi vào đáy giếng bị thay đổi do các quá trình xảy ra trong vỉa theo thời gian khai thác.

Để khắc phục hạn chế của các phần mềm E300 và Olga, giải pháp tích hợp kết quả chạy mô hình mô phỏng dòng chảy đa pha trong vỉa chứa và mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng được nhóm tác giả nghiên cứu, sử dụng để đánh giá ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng trong vỉa chứa cũng như trong lòng giếng mỏ Hải Thạch.

Phương thức tích hợp 2 mô hình mô phỏng được sử dụng như sau: trước tiên xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa với các thông số dự báo về áp suất vỉa chứa, lưu lượng và thành phần chất lưu tại các thời điểm cần xem xét. Sau đó, các thông số này sẽ được chuyển thành dữ liệu đầu vào của mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng để tính toán lại lưu lượng chất lưu và khả năng nâng sản phẩm lỏng lên miệng giếng, từ đó dự báo thời điểm dừng giếng.

Quy trình cụ thể gồm 3 bước như sau: (i) xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa sử dụng phần mềm E300; (ii) dự báo động thái khai thác sử dụng mô hình mô phỏng vỉa chứa đã khớp lịch sử; (iii) tại các thời điểm cần xem xét, sử dụng kết quả mô hình vỉa chứa làm số liệu đầu vào cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng (sử dụng phần mềm Olga) và chạy mô hình.

Các dữ liệu cần phải cung cấp cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng gồm có: áp suất vỉa chứa;

phương trình IPR của vỉa chứa; thành phần và tính chất PVT của chất lưu; áp suất, nhiệt độ dọc theo chiều dài thân giếng.

2. Xây dựng mô hình mô phỏng vỉa chứa và đánh giá động thái khai thác giếng HT-3P

Mô hình mô phỏng vỉa chứa của 1 giếng (single well model) được xây dựng bằng phần mềm E300 để đánh giá quá trình giảm áp, sự thay đổi thành phần chất lưu... khu vực đáy giếng HT-3P. Các thống số này sẽ được sử dụng làm thông số đầu vào cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng.

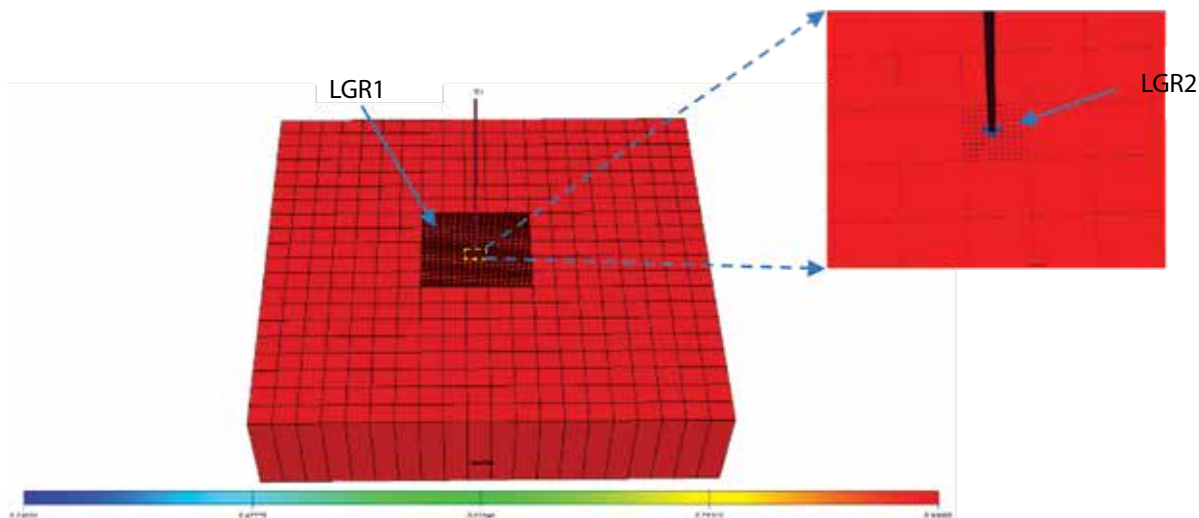
2.1. Xây dựng mô hình mô phỏng vỉa chứa cho 1 giếng

Cấu trúc ô lưới:

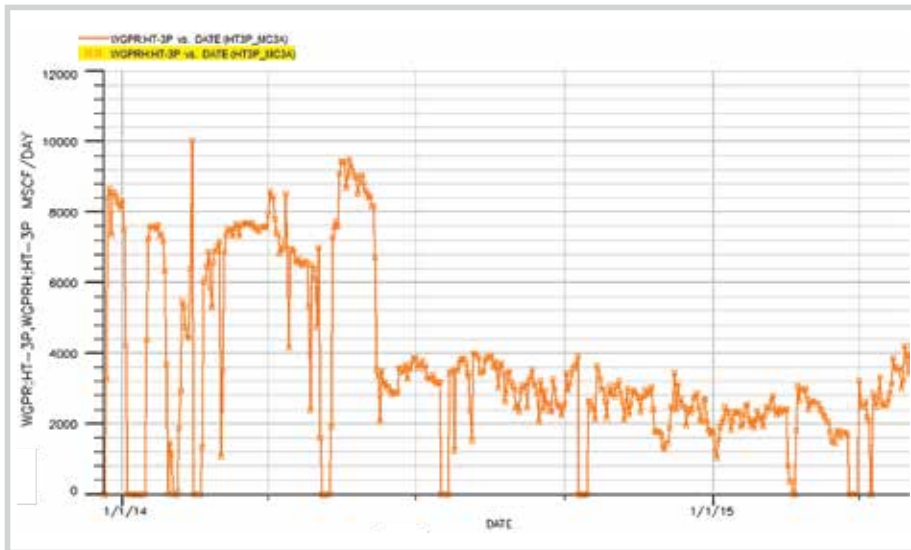
Mô hình mô phỏng $20 \times 20 \times 4$ với kích thước mỗi ô lưới $100\text{ft} \times 100\text{ft} \times 20\text{ft}$. Thể tích của mô hình được tính toán để có độ lớn tương đương với vùng ảnh hưởng của giếng HT-3P theo kết quả thử vỉa. Để tăng độ chính xác cho kết quả mô phỏng, 2 cấu trúc ô lưới chia nhỏ (local grid refinement - LGR) được thiết lập ở vùng xung quanh giếng HT-3P. Cấu trúc LGR đầu tiên bao phủ vùng bán kính 250ft quanh giếng với kích thước mỗi ô lưới $10\text{ft} \times 10\text{ft} \times 20\text{ft}$. Cấu trúc LGR thứ hai bao phủ vùng bán kính 5ft quanh giếng với bán kính mỗi ô lưới $1\text{ft} \times 1\text{ft} \times 20\text{ft}$. Cấu trúc ô lưới được thể hiện trong Hình 1.

Các thông số tính chất vỉa chứa:

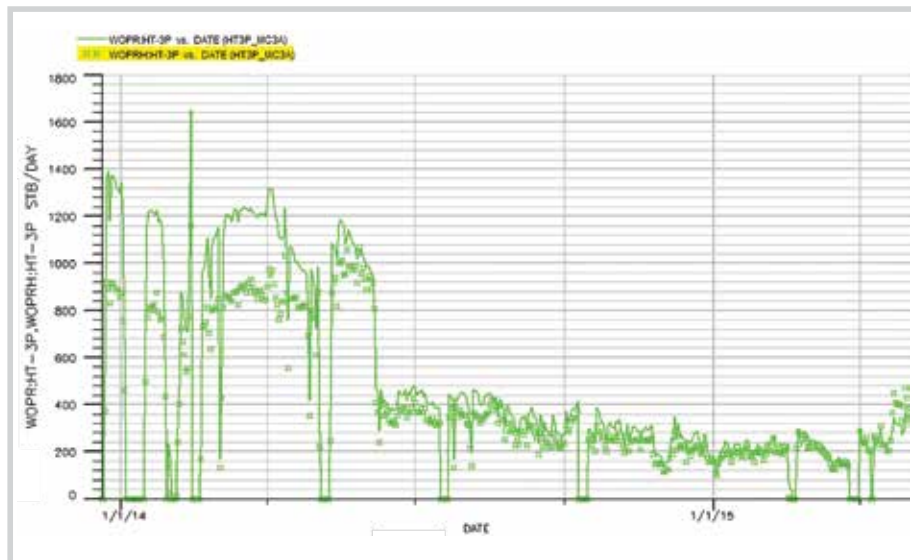
Các thông số tính chất vỉa chứa như: áp suất ban đầu, tính chất thấm chứa, tính chất chất lưu được lấy từ giá trị thực tế khảo sát, đo đạc, phân tích thực tế của giếng HT-3P.



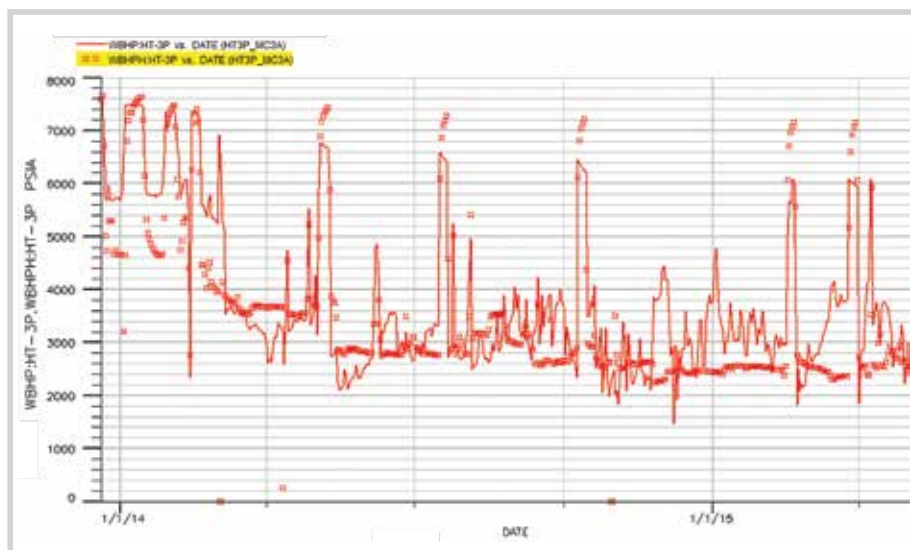
Hình 1. Cấu trúc ô lưới mô hình mô phỏng tầng MMF30 mỏ Hải Thạch



(a) Lưu lượng khí



(b) Lưu lượng condensate



(c) Áp suất đáy

Hình 2. Kết quả khớp lịch sử giếng HT-3P

Phục hồi lịch sử:

Quá trình khớp lịch sử được thực hiện để bảo đảm mô hình mô phỏng phản ánh đúng các động thái khai thác của vỉa. Để khớp lịch sử, các thông số về độ thấm và chỉ số năng suất giếng được hiệu chỉnh. Kết quả khớp lịch sử được thể hiện trong Hình 2, đảm bảo độ tin cậy về khả năng dự báo của mô hình.

2.2. Kết quả mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa

Sau khi mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa (tầng MMF30) mỏ Hải Thạch đã được khớp lịch sử, mô hình được chạy tiếp cho đến hết năm 2036 để dự báo động thái khai thác giếng HT-3P. Các thông số khống chế trong giai đoạn dự báo gồm có: áp suất đáy tối thiểu: 800psia; lưu lượng khí tối đa: 3390,21 nghìn ft³/ngày.

Với các thông số trên, kết quả dự báo động thái khai thác được thể hiện trong Hình 3. Theo kết quả dự báo, giếng HT-3P có thể được khai thác đến cuối năm 2036 mặc dù áp suất vỉa đã xuống rất thấp (~1000psia). Dự báo này có xu hướng lạc quan và cần được kiểm chứng lại bằng phần mềm Olga vì nhiều khả năng vận tốc khí quá thấp để có thể nâng sản phẩm lỏng lên miệng giếng.

3. Tích hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa với mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng, chính xác hóa dự báo sản lượng khai thác

Việc tích hợp được thực hiện bằng cách sử dụng kết quả mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa làm thông số đầu vào

cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng được xây dựng bằng phần mềm Olga.

Xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng

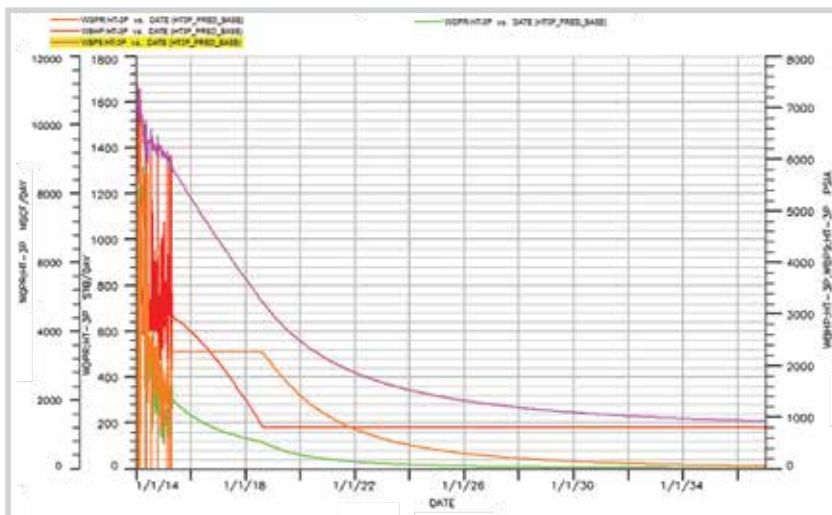
Mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng được xây dựng với quỹ đạo thực tế của giếng HT-3P (Hình 4). Các thông số quan trọng như hệ số trao đổi nhiệt được sử dụng dựa trên thông số vật liệu ống chống và ống khai thác để mô phỏng sự tổn hao nhiệt độ theo thân giếng phù hợp với thực tế khai thác.

Sau khi đã xây dựng được mô hình giếng, tính chất hệ chất lưu ban đầu và các thông số ban đầu như: nhiệt độ, áp suất đáy giếng được lấy từ kết quả đo đạc, thử vỉa để chạy phục hồi lịch sử khai thác. Các thông số được mô hình tính toán để phục hồi lịch sử gồm: áp suất đáy giếng, áp suất miệng giếng, nhiệt độ miệng giếng, lưu lượng dòng và tỷ số khí - lỏng... nhằm đảm bảo mức độ phù hợp giữa mô hình mô phỏng và động thái thực tế của giếng cũng như đảm bảo mức độ tin cậy trong các đánh giá, dự báo trong tương lai (Bảng 1).

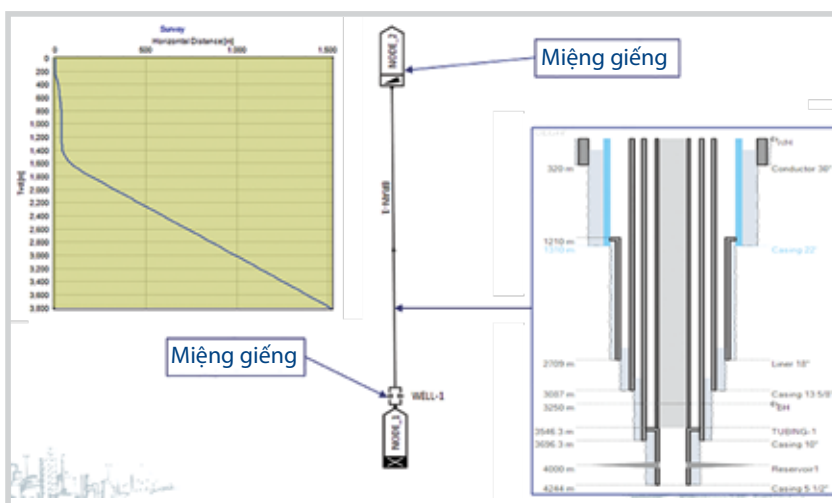
Kết quả phục hồi lịch sử tốt (Bảng 1) đã chứng tỏ mô hình đủ độ tin cậy để chạy các phương án dự báo. Các tham số sau đây được lấy từ kết quả chạy mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa để làm thông số đầu vào trong mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng để chạy dự báo:

Phương trình quan hệ lưu lượng - giảm áp trong vỉa IPR (Inflow Performance Relationship)

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng phương trình IPR dạng back-pressure, là dạng phương trình được sử dụng phổ biến cho các mỏ khí. Công thức chung của phương trình IPR có dạng như sau:



Hình 3. Dự báo động thái khai thác giếng HT-3P



Hình 4. Sơ đồ cấu trúc và quỹ đạo giếng HT-3P trên phần mềm Olga

Bảng 1. Kết quả khớp thông số mô hình và thực tế khai thác của giếng HT-3P

Thông số so sánh	Mô hình giếng	Thực tế khai thác (Quý 1/2015)
Lưu lượng khai thác khí (triệu ft ³ /ngày)	2	1,9 - 2
Tỷ số khí dầu CGR (thùng/triệu ft ³)	120	105 - 120
Áp suất miệng giếng (bar)	95	92 - 95
Áp suất đáy giếng (bar)	155	148 - 153

Bảng 2. Sự biến thiên các đại lượng của phương trình IPR giếng theo thời gian

Thời gian	q _g (nghìn ft ³ /ngày)	P _R (WBP9, psia)	P _{wf} (psia)	C
1/1/2016	3390,2	5241,5	2657,1	0,166
1/1/2017	3390,2	4433,1	2070,2	0,221
1/1/2018	3390,2	3680,2	1323,9	0,288
1/1/2019	2990,6	2983,8	800,0	0,362
1/1/2020	2125,2	2476,1	800,0	0,387
1/1/2021	1544,1	2120,4	800,0	0,400
1/1/2022	1151,8	1864,0	800,0	0,406
1/1/2023	879,7	1672,2	800,0	0,408
1/1/2024	686,6	1525,3	800,0	0,407
1/1/2025	546,3	1410,2	800,0	0,405
1/1/2026	441,7	1 318,2	800,0	0,402

$$Q = C (P_R^2 - P_{wf}^2), \text{ với}$$

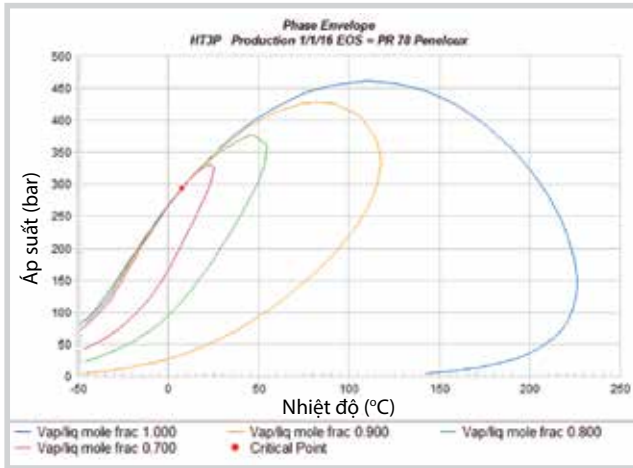
Q: Lưu lượng khí khai thác (ft³/ngày)

P_R: Áp suất vỉa chứa (psia)

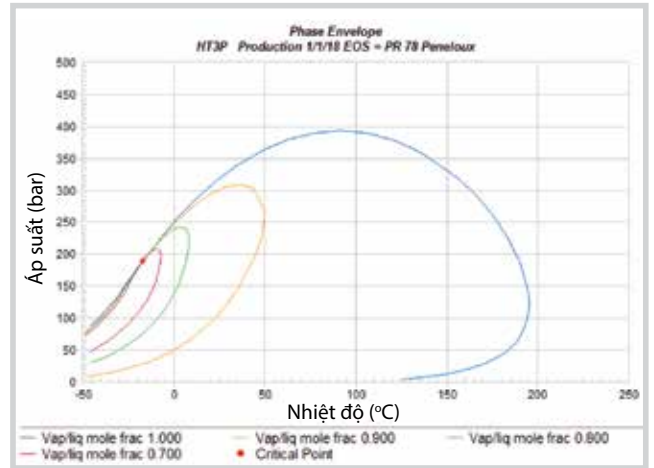
P_{wf}: Áp suất đáy (psia)

C: Hệ số khả năng khai thác (scf/(D.psia²))

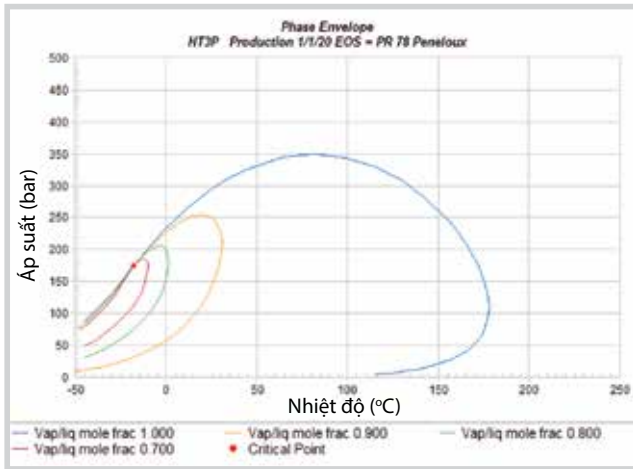
Ở đây, C là tham số chưa biết và thay đổi theo thời gian. Sử dụng các số liệu Q, P_R và P_{wf} từ kết quả dự báo từ mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa, có thể tính được giá trị của C tại từng thời điểm cần xem xét. Bảng 2 thống kê hệ số C tại các thời điểm khác nhau trong thời gian dự báo.



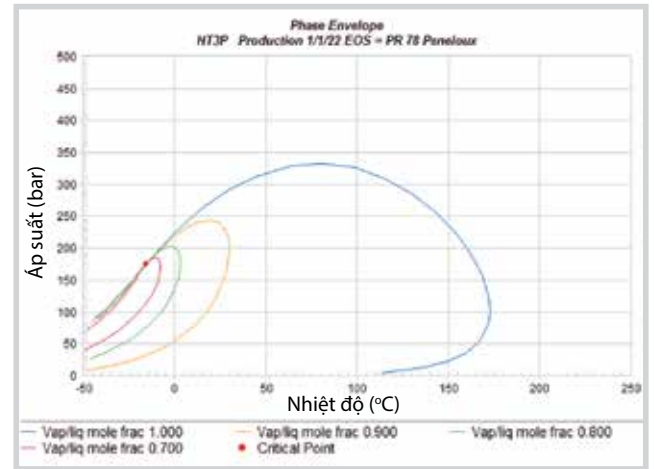
(a) 1/1/2016



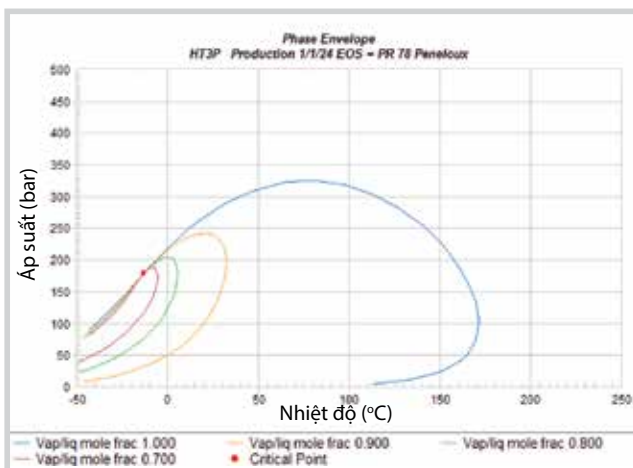
(b) 1/1/2018



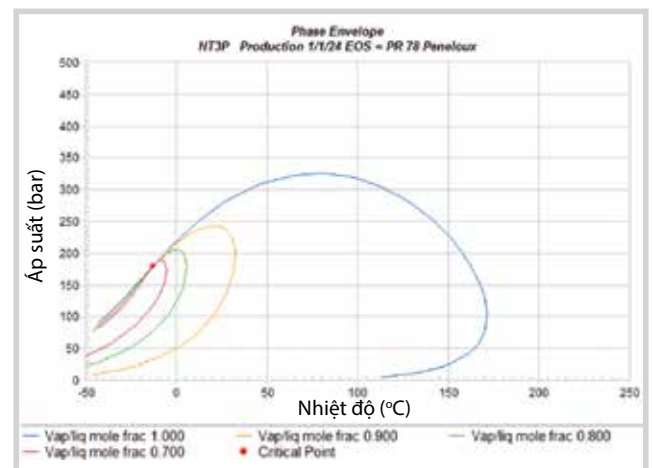
(c) 1/1/2020



(d) 1/1/2022



(e) 1/1/2024



(f) 1/1/2026

Hình 5. Sự thay đổi giản đồ pha chất lưu khai thác theo thời gian

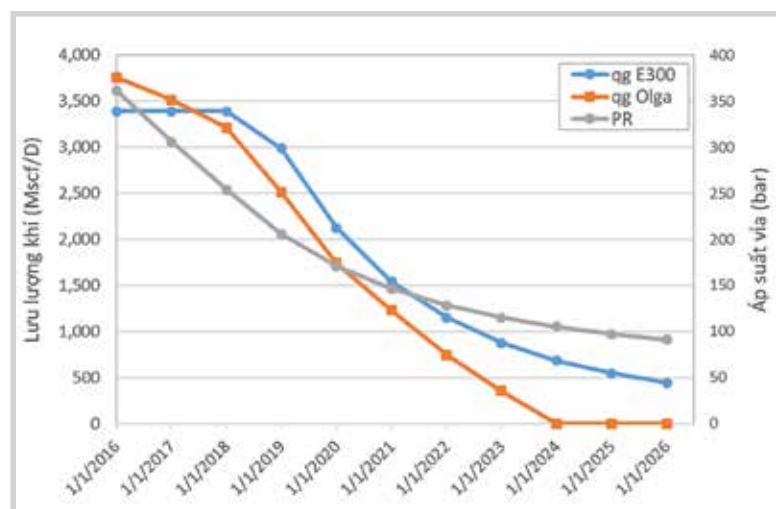
Một điểm quan trọng cần chú ý là trong mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng, lưu lượng được kiểm soát bằng áp suất miệng giếng thay vì áp suất đáy giếng như mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa. Do đó, khi mô hình mô phỏng sử dụng phần mềm Olga chỉ có P_R và C được sử dụng làm thông số đầu vào. Q và P_{wf} sẽ được tính toán lại dựa trên các tương tác giữa khí và lỏng xảy ra trong lòng giếng.

Tính chất chất lưu

Trong quá trình khai thác do thành phần chất lưu đi từ vỉa vào giếng thay đổi theo thời gian tính chất của chất lưu cũng thay đổi. Sử dụng phần mềm PVT Sim sự thay đổi giản đồ pha ứng với mỗi thay đổi thành phần chất lưu được tính toán và dùng làm dữ liệu đầu vào cho mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng. Hình 5 thể hiện sự biến đổi giản đồ pha của chất lưu theo thời gian. Từ Hình 5 có thể nhận thấy so với năm 2016 diện tích khu vực 2 pha của các năm sau nhỏ hơn. Điều này chứng tỏ khí đi vào giếng chứa nhiều thành phần nhẹ hơn và khô hơn phù hợp với các nhận định ở phần trước.

4. Kết quả mô phỏng tích hợp vỉa - giếng

Mô hình mô phỏng trong lòng giếng được chạy định kỳ 1 năm 1 lần trong thời gian dự báo để kiểm tra khả năng nâng lỏng trong lòng giếng. Phần mềm Olga sử dụng dữ liệu về áp suất vỉa và phương trình IPR từ mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa để chính xác hóa lại lưu lượng khí trong lòng giếng. Kết quả mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng cho thấy thời điểm giếng HT-3P sẽ dừng khai thác sớm hơn rất nhiều so với dự báo của mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa (Hình 6). Điều này có thể được lý giải do vào giai đoạn sau của đời mỏ lưu lượng khí nhỏ khiến cho vận tốc khí xuống thấp không còn khả năng nâng sản phẩm lỏng lên miệng giếng. Do mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa chỉ được xây dựng để mô phỏng dòng chảy của chất lưu ở trong vỉa chứa nên không mô phỏng được cơ chế này.



Hình 6. So sánh sản lượng khí dự báo khi sử dụng mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng (Olga) và mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa (E300)

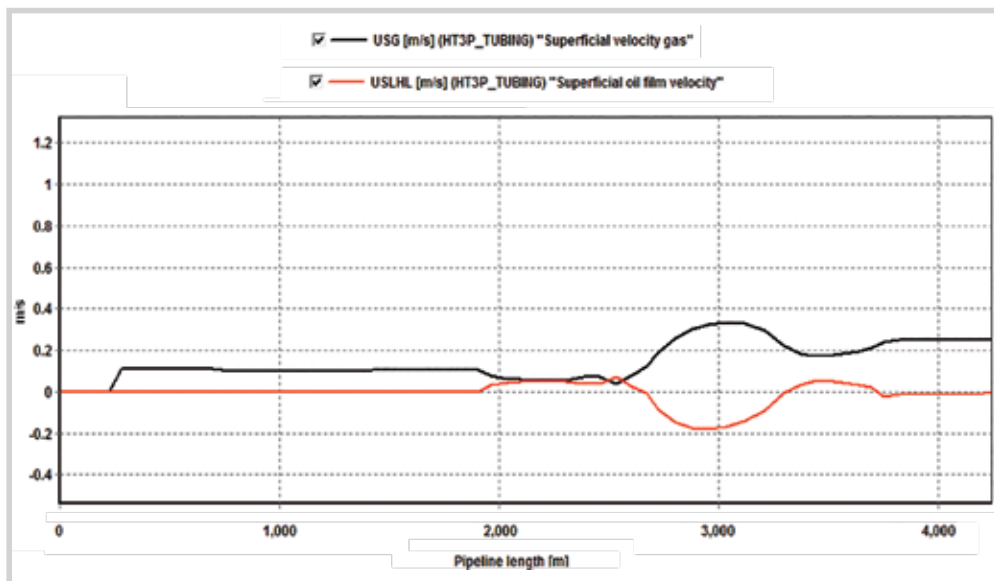
Một điểm đáng chú ý khác là vào thời điểm dừng giếng áp suất vỉa ở vào khoảng 150bar; giá trị này thấp hơn giá trị dừng giếng trong mô hình giếng riêng lẻ (230bar). Lý do của hiện tượng này là do mô hình giếng riêng lẻ không tính đến sự thay đổi tính chất chất lưu theo thời gian khi chất lưu ngày càng trở nên nhẹ và khô hơn. Do vậy cần thiết kết hợp mô hình vỉa chứa và mô hình lòng giếng để có đánh giá chính xác nhất về tình trạng giếng.

Để hiểu rõ hơn về quá trình dừng giếng các chuyển động của chất lưu trong lòng giếng tại thời điểm đầu năm 2021 được mô tả trong Hình 7. Bắt đầu tại thời điểm 0 ngày giếng đang đóng và trong giếng không có thể lỏng. Sau đó giếng được mở và hai pha lỏng khí bắt đầu đi vào giếng. Tại thời điểm 1 ngày lượng chất lỏng ở trong giếng còn chưa nhiều và tồn tại ở dạng màng mỏng; lúc này khí vẫn có thể chảy tự do từ đáy giếng lên miệng giếng. Tại thời điểm 2 ngày lượng chất lỏng trong giếng bắt đầu nhiều lên và tập trung ở gần khu vực xuất hiện đầu tiên. Lúc này chất lỏng chảy theo dạng xoắn và gây ảnh hưởng khá nhiều đến lưu lượng khí. Từ thời điểm 3 ngày trở đi chất lỏng dồn lại ở phần dưới của giếng và khí phải chảy dưới chế độ dòng chảy bọt xuyên qua cột chất lỏng. Đến thời điểm 5 ngày giếng dừng khai thác hoàn toàn.

Hình 8 thể hiện vận tốc khí và lỏng tại thời điểm 1,7 ngày sau khi mở giếng (năm 2021) tại các vị trí dọc theo chiều dài thân giếng. Từ Hình 8 có thể nhận thấy vào lúc này khí vẫn di chuyển lên trên với vận tốc rất nhỏ chỉ ở mức 0,2m/giây. Vận tốc khí nhỏ như vậy không thể nâng toàn bộ lượng chất lỏng từ đáy giếng lên miệng giếng thể hiện bằng việc lượng chất lỏng đi xuống (vận tốc < 0) nhiều hơn lượng chất lỏng đi lên (vận tốc > 0). Quá trình này tiếp tục trong các thời điểm tiếp theo và chất lỏng bị dồn lại ở đáy giếng gây dừng giếng là không thể tránh khỏi.



Hình 7. Quá trình chết giếng tại thời điểm đầu năm 2021



Hình 8. Vận tốc dầu và khí tại thời điểm 1,7 ngày sau khi mở giếng (năm 2021)

5. Kết luận

Nghiên cứu đề xuất giải pháp tích hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa với mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng để đánh giá hiện tượng ngưng tụ lỏng trong hệ thống hoàn chỉnh vỉa - giếng đúng với thực tế. Các kết quả mô phỏng dòng chảy vỉa chứa (như trạng thái pha thành phần chất lưu và động thái năng lượng vùng cận đáy giếng) được sử dụng làm số liệu đầu vào để xây dựng mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng.

Việc sử dụng mô hình mô phỏng tích hợp cho kết quả dự báo (về thay đổi trạng thái pha thành phần chất lưu và động thái năng lượng trong vỉa chứa và trong lòng giếng trong suốt đời mỏ) phù hợp với thực tế hơn so với việc sử dụng mô hình mô phỏng riêng lẻ trong vỉa chứa hoặc trong lòng giếng. Kết quả dự báo sản lượng cũng như động thái của giếng đã được kiểm chứng trên số liệu khai thác cập nhật của giếng HT-3P và cho kết quả phù hợp với thực tế.

Khi đánh giá khai thác chỉ thông qua mô hình mô phỏng vỉa chứa, sản lượng khai thác dự báo có thể cao hơn so với thực tế ở thời điểm giếng không còn khả năng cho dòng do không tính đến quá trình

ngưng tụ lỏng ở đáy giếng. Ngược lại, khi chỉ đánh giá khai thác thông qua mô hình mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng sẽ cho kết quả thời điểm giếng bị dừng sớm hơn so với thực tế do hiện tượng ngưng tụ lỏng tại đáy giếng.

Việc tích hợp mô hình mô phỏng dòng chảy trong vỉa chứa và mô phỏng dòng chảy trong lòng giếng là phát hiện quan trọng của nghiên cứu này giúp dự báo chính xác hơn động thái khai thác mỏ Hải Thạch nói riêng cũng như mỏ khí - condensate nói chung.

Tài liệu tham khảo

1. G.Coskuner. *Performance prediction in gas condensate reservoirs*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1999; 38(8).

2. Woo-Cheol Lee, Kye-Jeong Lee, Jeong-Min Han, Young Soo Lee, Won-Mo Sung. *The analysis of gas productivity by the influence of condensate bank near well*. Journal of Geosystem Engineering. 2011; 14(3): p. 135 - 144.

3. R.G.Turner, M.G.Hubbard, A.E.Dukler. *Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells*. Journal of Petroleum Technology. 1968; 21(11): p. 1.475 - 1.482.

4. Niek Dousi, Cornelis A.M.Veecken, Peter K.Currie. *Modeling the gas well liquid loading process*. Offshore Europe, Aberdeen, United Kingdom. 6 - 9 September, 2005.

5. Abdul Rehman, Nitsupon Soponsakulkaew, Oladele Olalekan Bello, Gioia Falcone. *A generic model for optimizing the selection of artificial lift methods for liquid loaded gas well*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA. 30 October - 2 November, 2011.

6. Gael Chupin, Bin Hu, Top Haugset, Magali Claudel. *Intergrated wellbore/reservoir models predicts flow transient in liquid loading gas wells*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim California, USA. 11 - 14 November, 2007.

7. W.L.Sturn, S.P.C.Belfroid, O.van Wolfswinkel, M.C.A.M.Peters, F.J.P.C.M.G Verhelst. *Dynamic reservoir well interaction*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA. 26 - 29 September, 2004.

8. He Zhang, Gioia Falcone, Catalin Teodoriu. *Modeling fully transient two-phase flow in the near-wellbore region during liquid loading in gas well*. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2010; 2(2 - 3): p. 122 - 131.

INTERGRATED SIMULATION MODELLING APPROACH FOR OPTIMISATION OF PRODUCTION FORECAST IN GAS-CONDENSATE WELLS, HAI THACH FIELD

Nguyen Minh Quy¹, Phan Ngoc Trung², Ngo Huu Hai³, Dang Anh Tuan³, Tran Vu Tung³, Pham Truong Giang¹, Pham Chi Duc¹

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI)

²Vietnam Oil and Gas Group (PVN)

³Bien Dong Petroleum Operating Company (BIENDONG POC)

Email: quynm@vpi.pvn.vn

Summary

Hai Thach field (Block 05-2, Nam Con Son basin) is a gas - condensate field with high geological complexity, high temperature and pressure. In general, reservoir properties strongly vary between different areas of the field which affect the production as well as the condensate banking in the bottom of the well and near wellbore region with different intensity between produced reservoirs.

In this study, an integrated simulation method combining multiphase pipeline simulation software with the input from the results of reservoir simulation is used to verify the condensate banking and its effects in the well production, on that basis optimising production forecast for gas-condensate wells in Hai Thach field.

Key words: Liquid hold up, reservoir simulation, inter-well simulation, integrated simulation, production forecast, Hai Thach field.

ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG VÀ HIỆU QUẢ CÔNG TÁC BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG TẠI LÔ 05-2 & 05-3, BỂ NAM CÔN SƠN

Đỗ Thị Quỳnh Trang¹, Đặng Anh Tuấn¹, Lê Quốc Thắng²

¹Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: trangdtq@biendongpoc.vn

Tóm tắt

Bài báo tập trung phân tích, đánh giá chất lượng nước biển, trầm tích và hệ sinh vật đáy biển tại khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh, bể Nam Côn Sơn trong giai đoạn 2009 - 2018. Các chỉ số đánh giá chất lượng trầm tích như hàm lượng dầu tổng số (THC) và Bari (Ba - thành phần chỉ thị cho ô nhiễm chất thải khoan) có sự biến động theo phạm vi và mức độ khác nhau tùy từng khu vực mỏ. Phạm vi ảnh hưởng của THC trong vòng bán kính 500m; Ba dao động trong khoảng 1.000m (một số trạm thuộc vòng 2.000m) tính từ tâm điểm thải.

Các tác động đến môi trường giảm sau khi kết thúc hoạt động khoan, mức độ phục hồi môi trường phụ thuộc vào môi trường trầm tích và địa hình tại vĩa của khu vực khai thác, hệ dung dịch khoan đã sử dụng, lượng mùn khoan thải, lượng nước khai thác thải... Đối với hệ dung dịch khoan đã được sử dụng, sau 2 - 3 năm kết thúc chiến dịch khoan, các chỉ số ô nhiễm THC và chỉ số cộng đồng sinh vật đáy đã được phục hồi so với hiện trạng nền được khảo sát năm 2009.

Từ khóa: Dung dịch khoan, mùn khoan, tác động môi trường, ô nhiễm, quan trắc môi trường.

1. Mở đầu

Việc nghiên cứu đánh giá tác động môi trường trước, trong và sau khi tiến hành hoạt động khoan khai thác tại Lô 05-2 & 05-3 được Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) tuân thủ và thực hiện nghiêm túc theo yêu cầu của pháp luật cũng như chương trình quan trắc môi trường cam kết trong Báo cáo đánh giá tác động môi trường của Dự án Biển Đông 01 (ĐTMM) đã được phê duyệt.

Bài báo phân tích mức độ ảnh hưởng và tác động đến môi trường của hoạt động dầu khí cũng như hiệu quả của công tác bảo vệ môi trường tại mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh thuộc Lô 05-2 & 05-3, trong đó tập trung nghiên cứu môi trường nước biển, môi trường trầm tích và sinh vật đáy cũng như hoạt động phát sinh chất thải.

Nhóm tác giả sử dụng số liệu về các giếng khoan, báo cáo giám sát nguồn thải, kết quả quan trắc môi trường biển tại mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh qua các đợt quan trắc định kỳ năm 2009, 2013, 2014, 2016.

Số liệu được thống kê, xử lý, đánh giá theo không gian [1]: Số liệu quan trắc môi trường của các đợt khác nhau

được tập hợp lại theo từng khoảng cách lấy mẫu đến các nguồn thải (bán kính từ 250 - 4.000m). Số liệu tổng hợp ở từng khoảng cách được so sánh với nhau và so sánh với dữ liệu tại các trạm nền (cách nguồn thải 10.000m) cùng các quy chuẩn Việt Nam (QCVN) để đánh giá mức độ biến động của từng thông số gây ra do các hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí trong khu vực nghiên cứu.

Số liệu được thống kê, xử lý, đánh giá theo thời gian [1]: Dữ liệu theo thời gian được thống kê theo từng mỏ trong giai đoạn 2009 - 2018. Nhóm tác giả đánh giá tương quan biến đổi môi trường và các tác nhân gây ô nhiễm bằng các mô hình toán tương quan (correlation analysis); sử dụng phần mềm SPSS để tính tương quan cho các thông số môi trường và thông số quần xã.

2. Đánh giá ảnh hưởng và tác động môi trường của hoạt động dầu khí ngoài khơi tại Lô 05-2 & 05-3

2.1. Quá trình sử dụng và thải bỏ mùn khoan, dung dịch khoan

Trong các chiến dịch khoan, BIENDONG POC sử dụng hệ dung dịch khoan gốc nước cho đoạn thân giếng bề mặt (kích thước 26") và dung dịch gốc tổng hợp - EDC Diamond cho các đoạn thân giếng bên dưới đoạn thân

Ngày nhận bài: 1/11/2018. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 1 - 13/11/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 23/1/2019.

giếng bề mặt. Hệ dung dịch khoan gốc nước và gốc tổng hợp (EDC Diamond) sử dụng trong dự án Biển Đông 01 đều nằm trong danh mục các hóa chất được phép sử dụng tại vùng biển Việt Nam với độ độc thấp và khả năng phân hủy sinh học cao [2]. Giấy phép sử dụng dung dịch khoan gốc tổng hợp - EDC Diamond của BIENDONG POC được Bộ Tài nguyên và Môi trường phê duyệt theo Quyết định số 1431/TCMT-KSON ngày 19/8/2011.

Trong quá trình sử dụng, mùn khoan thải luôn được kiểm soát và dung dịch khoan được tuần hoàn nhằm tái sử dụng đến mức tối đa, giảm tối đa chất thải rắn ra môi trường biển. Mùn khoan tại các đoạn thân giếng khoan bằng dung dịch khoan gốc tổng hợp được xử lý bởi hệ thống sàng rung và thiết bị sấy khô mùn khoan, nhằm đảm bảo lượng dung dịch khoan bám dính còn lại trên mùn khoan không vượt quá 9,5% khối lượng ướt trước khi thải xuống biển. Mùn khoan thải ra được xử lý tuân theo QCVN 36:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về dung dịch khoan và mùn khoan thải từ các công trình dầu khí trên biển [3]. Sau khi kết thúc toàn bộ chiến dịch khoan, dung dịch khoan gốc tổng hợp được thu hồi chờ về bờ và xử lý bởi nhà thầu xử lý chất thải nguy hại. Năm 2017, tổng cộng 538 tấn dung dịch khoan gốc tổng hợp thải bỏ [4] đã được chuyển giao cho nhà thầu xử lý chất thải nguy hại để tiêu hủy.

Để giảm thiểu rủi ro và sự cố phát sinh tại các giếng có điều kiện địa chất phức tạp (nhiệt độ cao, áp suất cao), BIENDONG POC đã nghiên cứu thay thế dung dịch khoan gốc tổng hợp bằng dung dịch khoan Escaid 110 từ tháng 9/2015 (theo Quyết định số 869/TCMT-KSON ngày 18/5/2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường [5]) cho

5 giếng còn lại trong chiến dịch khoan của dự án Biển Đông 01. Việc thay đổi này có ý nghĩa quan trọng cho dự án Biển Đông 01 về mặt kỹ thuật, môi trường cũng như hiệu quả kinh tế. Theo thống kê, dự án Biển Đông 01 là một trong những dự án đầu tiên được Bộ Tài nguyên và Môi trường phê duyệt việc sử dụng dung dịch khoan Escaid 110 tại vùng biển Việt Nam.

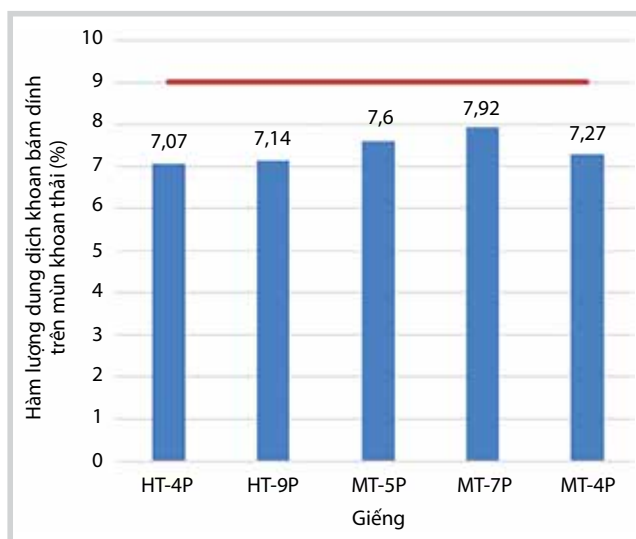
Trong quá trình sử dụng dung dịch khoan Escaid 110, BIENDONG POC đã kiểm soát hàm lượng dung dịch khoan bám dính trên mùn khoan thải đảm bảo dưới 9% theo cam kết tại văn bản số 0445/BDPOC-ATSKMT ngày 22/4/2015 [6]. Thống kê hàm lượng dung dịch khoan bám dính trên mùn khoan thải theo từng giếng như Hình 1.

Sau khi thải, các hạt mùn khoan phân tán vào trong cột nước sẽ làm tăng độ đục của nước biển gây giảm khả năng quang hợp của các loài thực vật. Khi mùn khoan lắng đọng tại đáy biển sẽ phủ một lớp lên bề mặt đáy gây ngạt, giảm quá trình trao đổi oxy cho quần thể sinh vật đáy. Tuy nhiên, các tác động này chỉ tập trung cục bộ xung quanh vị trí tiến hành khoan và độ phân hủy của mùn khoan sẽ tăng dần theo thời gian nên chỉ có tác động nhỏ đến hệ sinh thái biển.

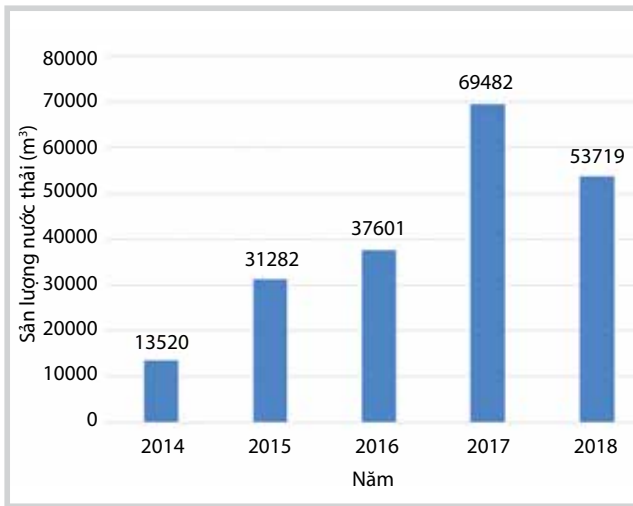
2.2. Nước thải khai thác

Nước đồng hành cùng lưu thể khai thác được xử lý để đạt tiêu chuẩn hàm lượng dầu trong nước < 40ppm trước khi thải xuống biển, tuân thủ theo QCVN 35:2010/BTNMT về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí [7]. Thiết bị đo hàm lượng dầu trực tuyến được lắp đặt tại đầu ra của hệ thống xử lý nước khai thác. Nếu hàm lượng vượt quá 40ppm, van xả của hệ thống được tự động khóa lại không cho nước xả ra biển, đồng thời van tuần hoàn sẽ mở ra đưa nước xử lý không đạt yêu cầu được tuần hoàn trở lại hệ thống để tiếp tục xử lý. Sản lượng nước khai thác thải hàng năm có sự biến thiên phụ thuộc vào địa tầng địa chất của giếng khai thác. Năm 2017, sản lượng nước khai thác tăng đáng kể so với các năm trước do nước vỉa xâm nhập vào một trong các giếng đang khai thác. Thống kê sản lượng nước khai thác qua các năm tính đến ngày 31/12/2018 được thống kê như Hình 2.

Sản lượng nước thải hàng tháng được thống kê và đóng thuế bảo vệ môi trường đối với nước thải cho Sở Tài nguyên và Môi trường tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu theo yêu cầu tại Nghị định số 154/2016/NĐ-CP về phí bảo vệ môi trường đối với nước thải [8].



Hình 1. Trung bình hàm lượng dung dịch khoan bám dính trên mùn khoan thải của các giếng sử dụng dung dịch khoan Escaid 110



Hình 2. Sản lượng nước khai thác hàng năm

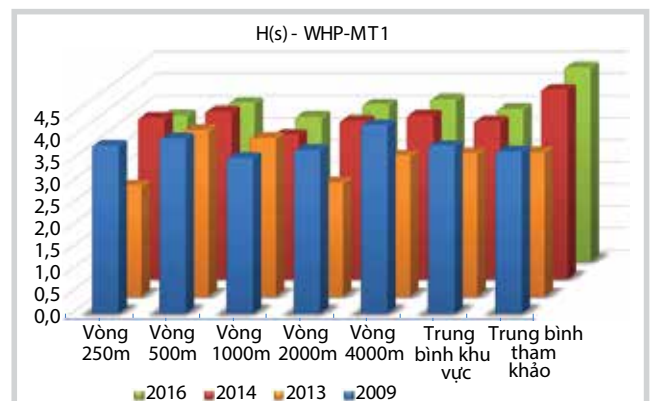
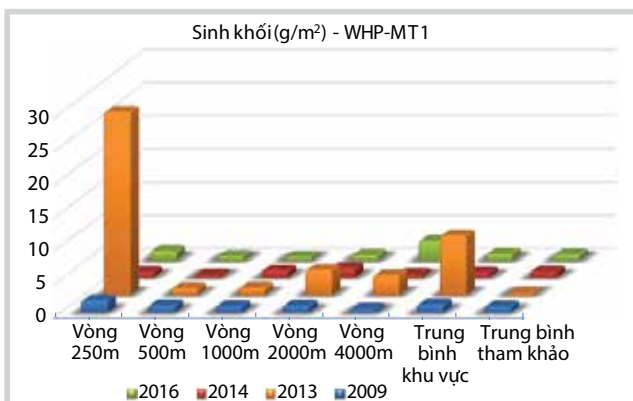
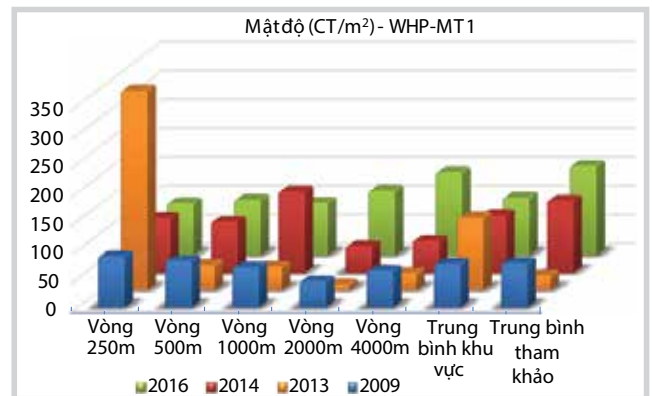
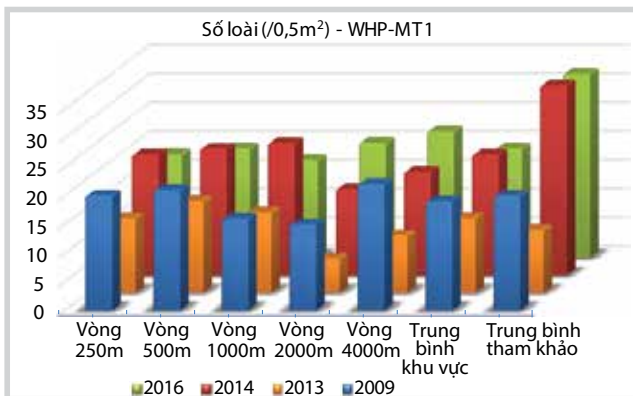
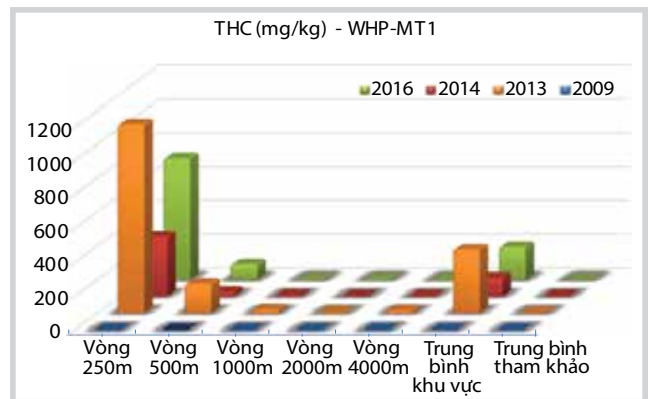
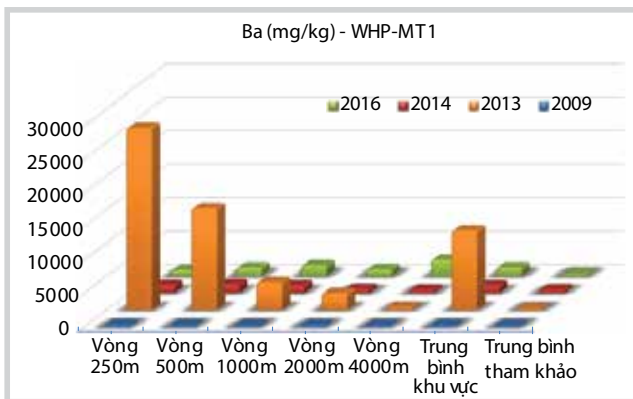
2.3. Đánh giá diễn biến các thông số môi trường tại các mỏ

2.3.1. Chất lượng trầm tích và sinh vật đáy

Diễn biến một số thông số chất lượng trầm tích (THC, Ba) và sinh vật đáy (số loài (NS), mật độ cá thể (NI), sinh khối và H(s)) (Hình 3 - 7).

- Tại khu vực mỏ Mộc Tinh [4, 9 - 12]

Các nguồn phát thải phát sinh từ hoạt động phát triển khai thác tại khu vực mỏ Mộc Tinh chủ yếu tập trung tại công trình WHP-MT1. Tính đến cuối năm 2016 đã có 4 đợt quan trắc môi trường (2009, 2013, 2014 và 2016) được thực hiện tại khu vực lân cận giàn WHP-MT1, mỏ Mộc Tinh.

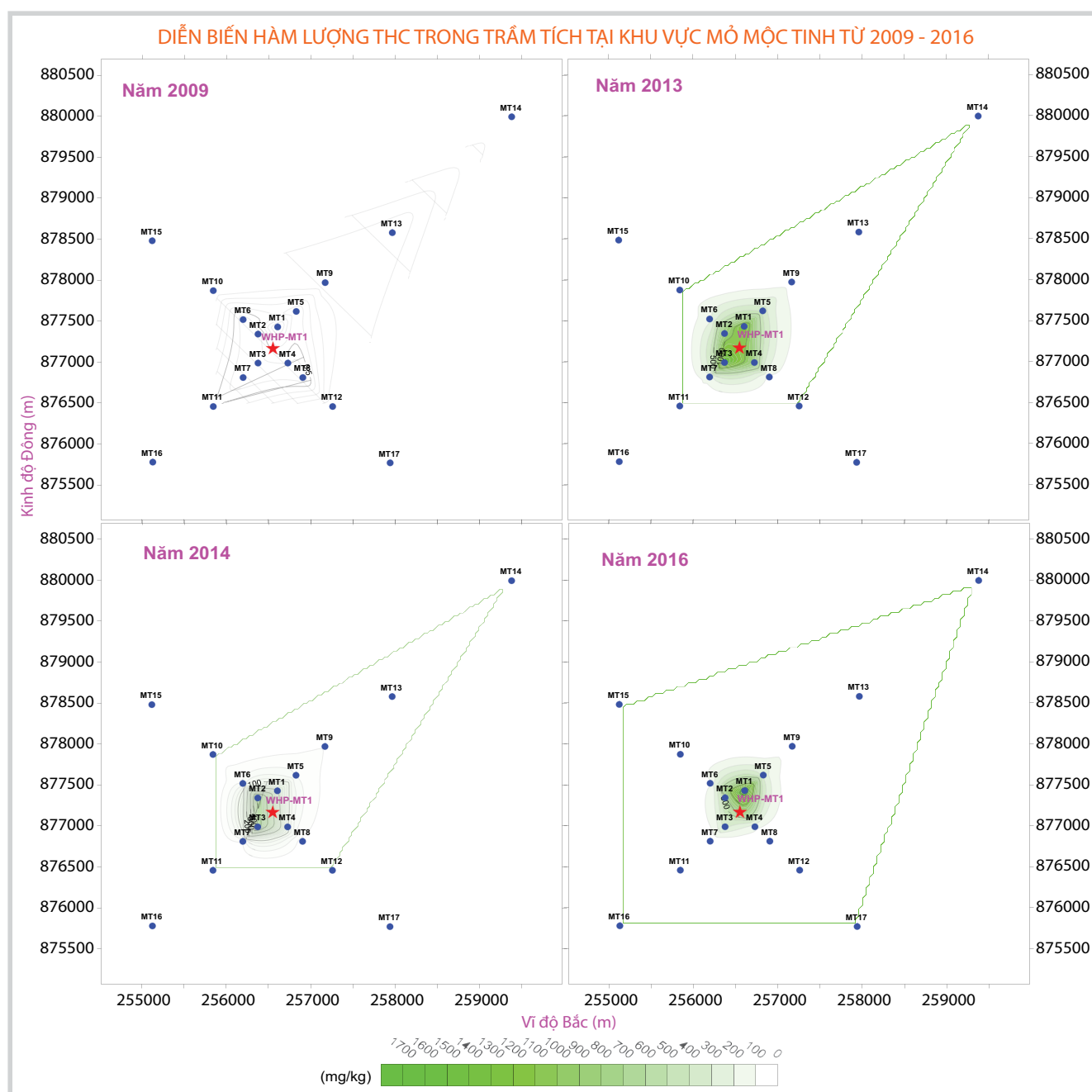


Hình 3. Biến thiên theo vòng của các thông số môi trường và quần xã tại khu vực mỏ Mộc Tinh

Đối với hàm lượng các chất ô nhiễm trong trầm tích, kết quả quan trắc môi trường cho thấy, hàm lượng Ba có sự biến động lớn nhất trong khu vực từ vòng 250 - 1.000m và lan rộng tới một số trạm ở vòng 2.000m. Hàm lượng Ba trong trầm tích ghi nhận ở đợt quan trắc năm 2013 đạt giá trị cao nhất trong các đợt khảo sát với giá trị trung bình đạt 11.826,18mg/kg và giá trị cao nhất đạt tới 32.993,4mg/kg (tại trạm MT1). Ở các lần quan trắc tiếp theo, hàm lượng Ba được ghi nhận giảm mạnh, giá trị trung bình đạt 1.088,96mg/kg (năm 2014) và 1.262,12mg/kg (năm 2016). Ngoài Ba, các kim loại khác (Cu, Pb, Zn, Cd, Cr, Hg và As) tuy có sự biến động giữa các lần khảo sát, tuy nhiên các

giá trị ghi nhận được từ các đợt khảo sát đều thấp hơn giá trị tối đa cho phép theo QCVN 43:2012/BTNMT.

Ở khu vực bán kính 250m, THC tăng đột biến trong đợt quan trắc định kỳ đầu tiên (năm 2013) với giá trị trung bình đạt 376,21mg/kg, sau đó giảm mạnh trong đợt quan trắc năm 2014 và 2016. Hàm lượng hydrocarbon có sự khác biệt rất lớn giữa các trạm trong cùng một vòng lấy mẫu, đặc biệt thường có xu hướng cao tại các trạm nằm trong vòng lấy mẫu 250 - 500m và nằm trên trục song song với hướng dòng chảy chính. Tuy nhiên, sự tích tụ hydrocarbon trong trầm tích chỉ mang tính cục bộ, càng



Hình 4. Diễn biến hàm lượng hydrocarbon trong trầm tích tại khu vực mỏ Mộc Tinh

DIỄN BIẾN HÀM LƯỢNG Ba TRONG TRẦM TÍCH TẠI KHU VỰC MỎ MỘC TINH TỪ 2009 - 2016



Hình 5. Diễn biến hàm lượng Ba trong trầm tích tại khu vực mỏ Mộc Tinh

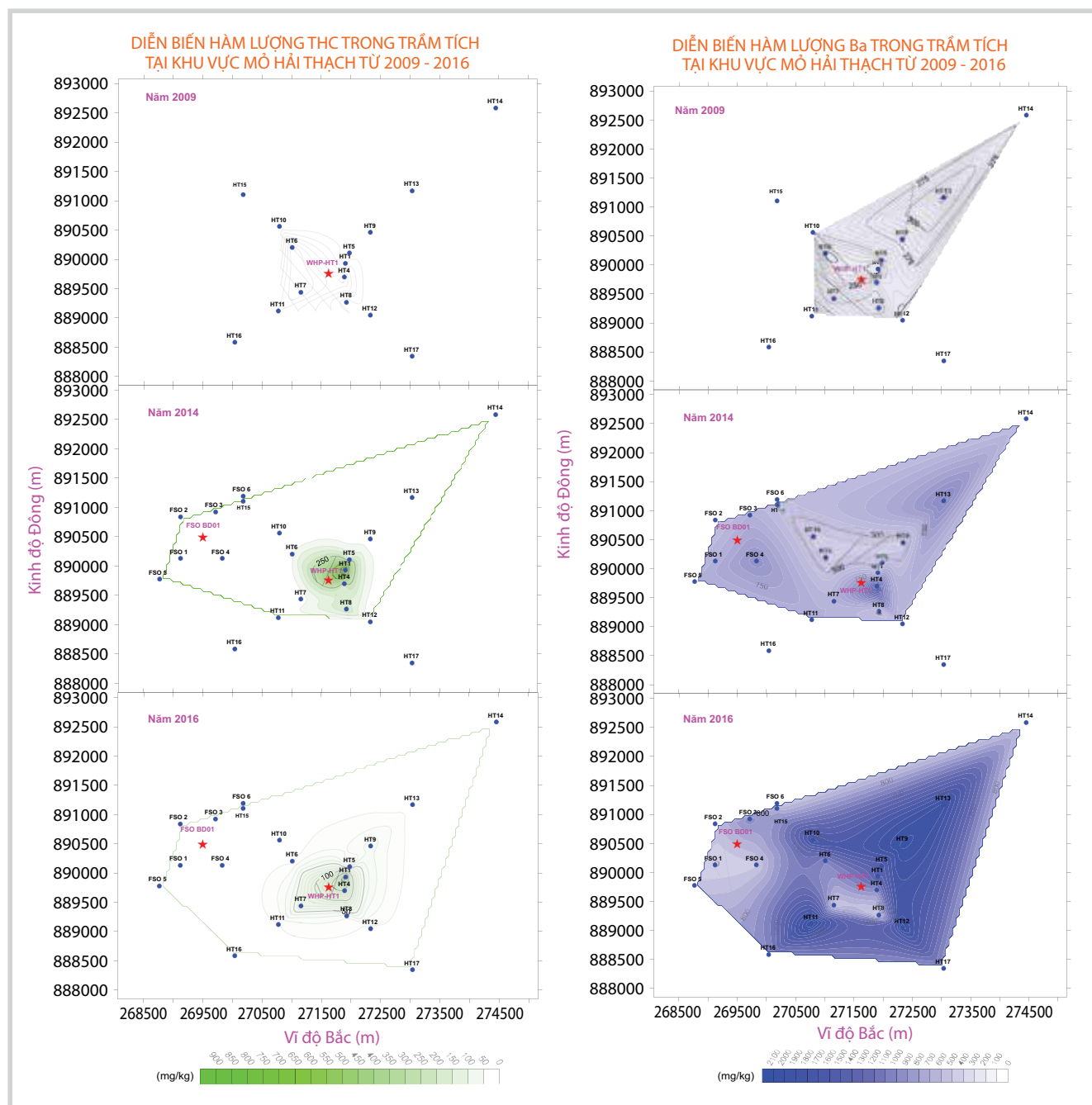
ra xa công trình hàm lượng THC có xu hướng càng giảm, cụ thể hàm lượng THC trong trạm lấy mẫu 4.000m chỉ còn dao động từ 3,1 - 14,2mg/kg.

Do ảnh hưởng của mùn khoan thải, quần xã động vật đáy trong năm 2013 có mức đa dạng vừa phải. Trung bình mỗi trạm thu được 13 loài (/0,5m²) thấp hơn so với đợt khảo sát môi trường cơ sở. Bên trong khu vực bán kính 250m, các chỉ số quần xã có giá trị không cao bằng các trạm khác. Kết quả này cho thấy có thể đã có sự tác động của mùn khoan thải lên quần xã động vật đáy trong phạm vi bán kính 250m từ giàn đầu giếng. Kết quả quan trắc môi

trường các năm 2014 và 2016 đã ghi nhận sự chuyển biến tích cực của quần xã động vật đáy. Các chỉ số chính phản ánh sức khỏe của quần xã động vật đáy như: số lượng loài, mật độ cá thể và các chỉ số H(s), J đã có xu hướng tăng và tiến về mức tự nhiên ghi nhận được ở chuyển khảo sát phòng môi trường. Có thể nhận định quần xã động vật đáy ở khu vực Mộc Tinh đang phục hồi theo hướng tích cực.

- Tại khu vực mỏ Hải Thạch [4, 11, 12]

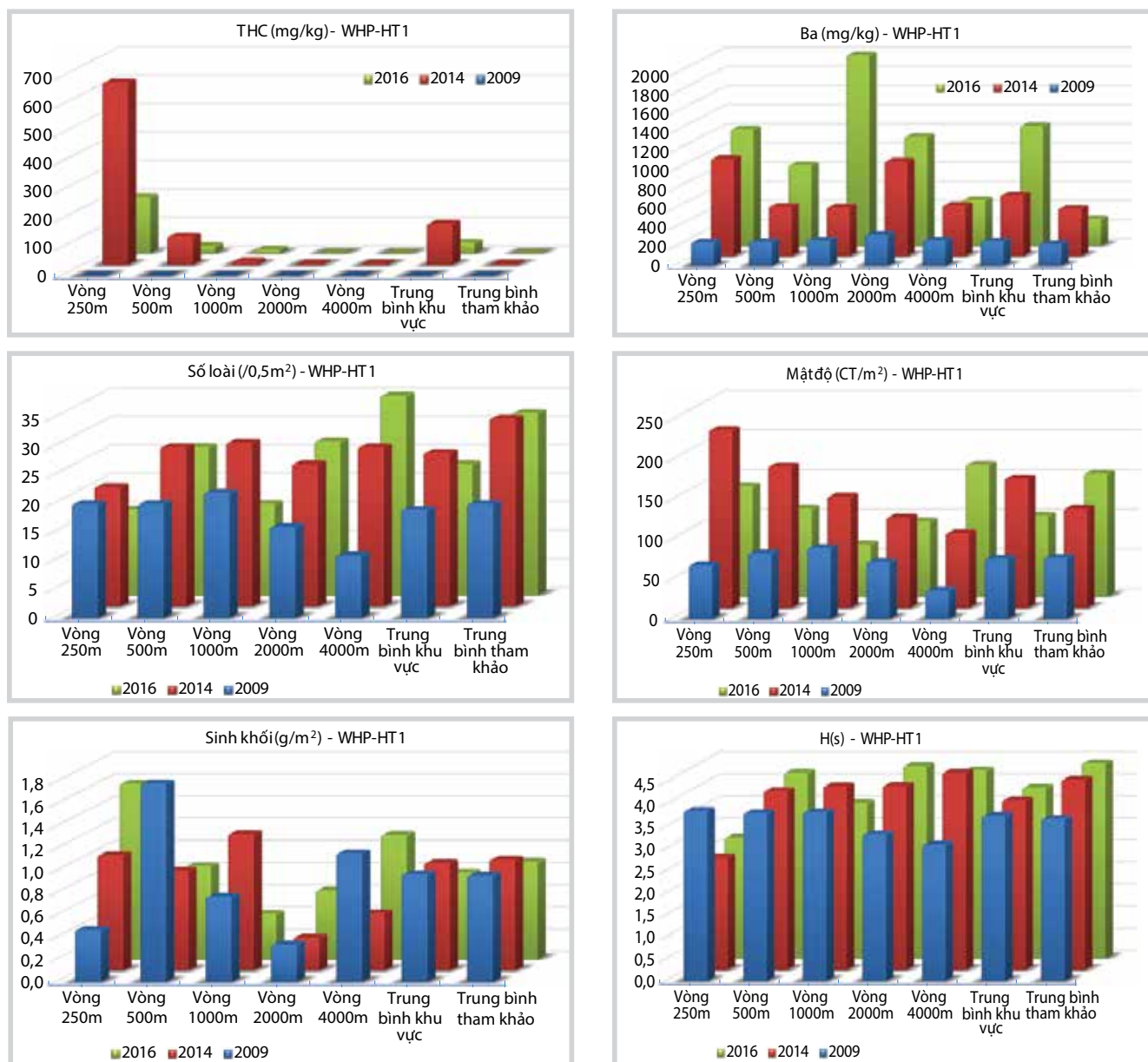
Tại mỏ Hải Thạch, 2 công trình dầu khí được đưa vào hoạt động gồm 1 giàn đầu giếng WHP-HT1 và 1 tàu chứa FSO PTSC Bien Dong 01.



Hình 6. Diễn biến hàm lượng hydrocarbon và Ba trong trầm tích tại khu vực mỏ Hải Thạch

Tại khu vực giàn đầu giếng WHP-HT1 mỏ Hải Thạch, hàm lượng THC và Ba biến động với mức độ và phạm vi khác nhau tùy vào thời điểm khảo sát, cho thấy sự ảnh hưởng trầm tích do việc thải chất thải khoan. Trong phạm vi bán kính 500m (có trạm tại bán kính lên đến 2.000m), Ba có dấu hiệu tích lũy tăng lên hoặc duy trì ổn định lâu dài qua các đợt khảo sát. Kết quả quan trắc môi trường sau khoan lần thứ nhất (năm 2014), hàm lượng Ba trung bình gấp 2,5 lần so với dữ liệu phong môi trường và tiếp tục giảm trong đợt quan trắc môi trường năm 2016. Tuy nhiên, tại trạm cách giàn WHP-HT1 4.000m thì giá trị này có xu hướng giảm dần.

Tổng hydrocarbon và tổng hydrocarbon thơm có phạm vi nhiễm bẩn nằm trong bán kính khoảng 250m và 1 số trạm thuộc vòng 500m, càng ra xa công trình, THC càng có xu hướng giảm. Hàm lượng hydrocarbon trong đợt quan trắc môi trường sau khoan lần 1 (năm 2014) là 144,8mg/kg, sau đó giảm đáng kể trong đợt quan trắc môi trường lần 2 (năm 2016) với giá trị trung bình là 37,6mg/kg. Sau chiến dịch khoan, THC có giá trị rất cao, tuy nhiên giá trị này giảm mạnh sau những lần khảo sát tiếp theo và sau 2 - 3 năm kết thúc chiến dịch khoan, hàm lượng các thông số ô nhiễm giảm 90%. Ngoài Ba và THC, các kim loại khác trong trầm tích tại các khu vực khảo sát



Hình 7. Biến thiên theo vòng của các thông số môi trường và quần xã tại khu vực mỏ Hải Thạch

đều ở mức ổn định và đạt ngưỡng cho phép theo quy chuẩn hiện hành.

Tại khu vực xung quanh FSO Bien Dong 01, hàm lượng THC và Ba trong cả 2 đợt quan trắc sau khi kết thúc chiến dịch khoan đều tương đương với mức phong môi trường, điều này cho thấy không có sự tích tụ mùn khoan từ dung dịch khoan gốc tổng hợp xung quanh FSO.

Đối với các chỉ số quần xã động vật đáy, kết quả khảo sát năm 2014 cho thấy các thông số chính của quần xã động vật đáy nhìn chung dao động quanh các giá trị ghi nhận được ở đợt khảo sát phong môi trường năm 2009. Điều này cho thấy quần xã động vật đáy ở khu vực mỏ Hải Thạch duy trì ở mức bình thường và không ghi nhận tác động tiêu cực đáng kể nào lên các loài động vật đáy. Năm

2016, quần xã sinh vật đáy có khuynh hướng đa dạng và phong phú hơn so với đợt khảo sát môi trường cơ sở năm 2009 với các thông số chính như số loài, mật độ cá thể và chỉ số đa dạng Hs là cao hơn so với năm 2009, thành phần loài tương tự như đợt khảo sát môi trường cơ sở năm 2009. Điều này chứng tỏ quần xã sinh vật đáy khu vực mỏ Hải Thạch trong khảo sát năm 2016 không biến đổi nhiều so với đợt khảo sát môi trường cơ sở và vẫn trong tình trạng ổn định.

2.3.2. Diễn biến chất lượng nước biển

Diễn biến chất lượng nước biển qua các đợt quan trắc của các mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh được thể hiện trong Bảng 1.

Bảng 1. Chất lượng nước biển tại các đợt quan trắc của các mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh [9 - 12]

Thông số	Đơn vị	Mỏ	
		Mộc Tinh	Hải Thạch
Năm giám sát	năm	4 đợt từ 2009 - 2016	3 đợt từ 2009 - 2016
Nhiệt độ	°C	24,0 - 29,4	24,0 - 28,6
DO	mg/l	6,1 - 6,3	6,2 - 6,4
Độ mặn	‰	32 - 33	32 - 34
TSS	mg/l	2,3 - 21,0	4,3 - 29,0
THC	mg/l	0,012 - 0,038	0,014 - 0,028
TOC	mg/l	0,8 - 22,0	1,06 - 4,0
Cu	mg/l	KPH - 0,003	KPH
Pb	mg/l	KPH - 0,005	KPH
Zn	mg/l	KPH - 0,017	KPH - 0,011
Cd	mg/l	KPH	KPH
Ba	mg/l	0,003 - 0,038	0,002 - 0,027
Cr	mg/l	KPH - 0,027	KPH - 0,027
As	mg/l	KPH - 0,0024	KPH - 0,002
Hg	mg/l	KPH	KPH

Bảng 2. Giá trị hệ số tương quan Pearson biểu diễn mối tương quan giữa các thông số môi trường chủ yếu - quần xã sinh vật tại mỏ Mộc Tinh

	Khoảng cách	THC	Ba	Số loài (NS)	Mật độ (NI)	Sinh khối	Hs
Khoảng cách	1						
THC	-0,345**	1					
Ba	-0,277*	0,625**	1				
Số loài (NS)	-0,288*	0,090	-0,053	1			
Mật độ (NI)	-0,196	0,276	0,384**	0,203	1		
Sinh khối	-0,126	0,274	0,462**	-0,104	0,931**	1	
Hs	-0,292	0,063	0,015	0,854**	-0,024	-0,227	1
n = 68	(**) - Độ tin cậy 99% (p = 0,01)						

Bảng 3. Giá trị hệ số tương quan Pearson biểu diễn mối tương quan giữa các thông số môi trường chủ yếu - quần xã sinh vật tại khu vực mỏ Hải Thạch

	Khoảng cách	THC	Ba	Số loài (NS)	Mật độ (NI)	Sinh khối	Hs
Khoảng cách	1						
THC	-0,268	1					
Ba	-0,156	0,042	1				
Số loài (NS)	-0,191	0,050	0,188	1			
Mật độ (NI)	-0,341	0,268	0,209	0,697**	1		
Sinh khối	-0,202	0,079	0,009	0,329	0,379	1	
Hs	-0,209	-0,023	0,296	0,909**	0,488**	0,285	1
n = 45	(**) - Độ tin cậy 99% (p = 0,01)						

Nhìn chung, kết quả quan trắc về các thông số chất lượng tại các mỏ đều thấp và ở mức thông thường của nước biển xa bờ. Các thông số đều thấp hơn khi so với Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển - QCVN 10-MT:2015/BTNMT; chưa ghi nhận được sự nhiễm bẩn nước biển do hoạt động khai thác dầu khí từ các chuyến khảo sát.

2.4. Mối tương quan giữa các thông số môi trường và nguyên nhân gây ảnh hưởng đến cộng đồng sinh vật đáy

Tại khu vực mỏ Mộc Tinh, tồn tại các mối tương quan: (i) mối tương quan thuận giữa THC và Ba (ô nhiễm môi trường trầm tích gây ra bởi hoạt động khoan); (ii) mối

tương quan nghịch giữa khoảng cách tính từ tâm điểm thải và các thông số THC (càng gần tâm điểm thải giá trị THC càng lớn); (iii) mối tương quan thuận giữa Ba và thông số NI và NS, song các giá trị thông số quần xã tại các khu vực có hàm lượng Ba cao vẫn đạt ở mức phát triển và ổn định. Điều này cho thấy mùn khoan cùng các chất ô nhiễm trong đó có thể đã gây ra ảnh hưởng lên quần xã động vật đáy tại các trạm sát giàn khoan, song chưa gây ra tác động đáng kể khi xét chung trên toàn bộ khu vực khảo sát.

Tại các trường hợp đều tồn tại mối tương quan thuận giữa các chỉ số cộng đồng động vật đáy (NI, NS, sinh khối

và Hs). Dưới tác động của dung dịch khoan, các thông số quần xã động vật đáy có xu hướng biến đổi cùng chiều (cùng tăng hoặc cùng giảm).

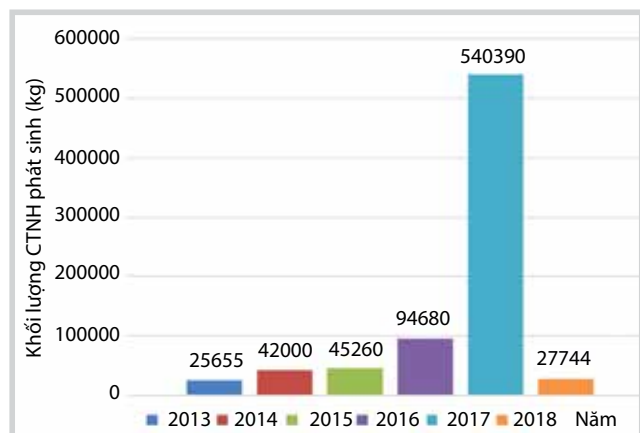
Tương quan thuận giữa NS và Hs được xem là đặc tính tự nhiên của môi trường, khi số loài tăng sẽ dẫn đến chỉ số đa dạng loài cũng có chiều hướng tăng.

3. Đánh giá hiệu quả công tác bảo vệ môi trường biển của BIENDONG POC trong hoạt động khoan và khai thác khí và condensate

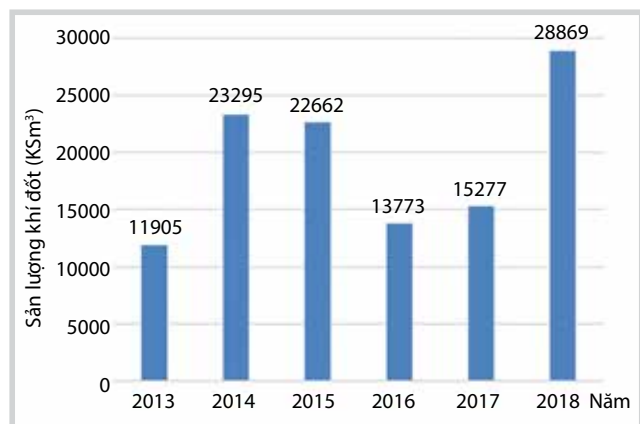
3.1. Dung dịch và mùn khoan thải

Trong quá trình sử dụng, dung dịch khoan luôn được kiểm soát và tuần hoàn nhằm tái sử dụng đến mức tối đa, giảm thiểu tối đa lượng chất thải rắn ra môi trường biển. Sau khi kết thúc chiến dịch khoan, dung dịch khoan gốc tổng hợp được thu hồi, chỡ về bờ và xử lý bởi nhà thầu xử lý chất thải nguy hại.

Mùn khoan thải ra khi khoan được xử lý tuân theo QCVN 36:2010/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật về dung dịch khoan và mùn khoan thải từ các công trình dầu khí trên biển [3].



Hình 8. Khối lượng chất thải nguy hại phát sinh hàng năm



Hình 9. Sản lượng khí đốt thải bỏ hàng năm

3.2. Nước khai thác thải

Nước đồng hành cùng lưu thể khai thác được xử lý để đạt tiêu chuẩn hàm lượng dầu trong nước < 40ppm trước khi thải xuống biển, tuân thủ theo QCVN 35:2010/BTNMT về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí [7]. Thiết bị đo hàm lượng dầu trực tuyến được lắp đặt tại đầu ra của hệ thống xử lý nước khai thác. Nếu hàm lượng vượt quá 40ppm, van xả của hệ thống được tự động khóa lại không cho nước xả ra biển, đồng thời van tuần hoàn sẽ mở ra đưa nước xử lý không đạt yêu cầu được tuần hoàn trở lại hệ thống để tiếp tục xử lý.

3.3. Chất thải sinh hoạt

Chất thải rắn được phân loại và quản lý chặt chẽ ngoài khơi theo quy trình quản lý chất thải BD-HSE P-0010 [13]. Việc thải bỏ thức ăn thừa xuống biển là nguồn thức ăn cho sinh vật biển, do vậy đây là tác động tích cực đến môi trường xung quanh. Bên cạnh đó, việc làm này cũng làm giảm lượng oxy hòa tan trong nước biển (DO) do quá trình oxy hóa các hợp chất hữu cơ trong thức ăn thừa. Lượng oxy hòa tan này được kiểm soát định kỳ theo chương trình quan trắc môi trường biển. Kết quả Bảng 1 cho thấy chất lượng nước biển vẫn đạt tiêu chuẩn theo QCVN 10-MT:2015/BTNMT - Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển.

3.4. Chất thải nguy hại

Chất thải nguy hại được phân loại, thu gom, quản lý, vận chuyển và tiêu hủy bởi các nhà thầu có chức năng tuân thủ theo quy định tại Thông tư 36/2015/TT-BTNMT về quản lý chất thải nguy hại [14] và Thông tư 22/2015/TT-BTNMT quy định về bảo vệ môi trường đối với các hoạt động dầu khí trên biển [15]. Thống kê khối lượng chất thải nguy hại phát sinh hàng năm như Hình 8.

Khối lượng chất thải nguy hại phát sinh năm 2017 tăng đột biến so các năm trước do sau khi kết thúc toàn bộ chiến dịch khoan, khối lượng lớn dung dịch khoan gốc tổng hợp đã được thu hồi và chuyển giao cho nhà thầu xử lý chất thải nguy hại. Tổng cộng là 538.000kg dung dịch khoan thải bỏ [4] dẫn đến tổng khối lượng chất thải nguy hại phát sinh cả năm 2017 là 540.390kg cao hơn nhiều so với các năm khác. Năm 2018, khối lượng chất thải nguy hại phát sinh đã giảm đáng kể do không có hoạt động khoan. Việc giảm thiểu sự phát sinh chất thải nguy hại này là tác động tích cực đến môi trường xung quanh.

3.5. Khí thải (flared gas)

Hệ thống thiết bị phục vụ khai thác được bảo trì bảo

dưỡng nghiêm ngặt định kỳ và có quy trình khép kín nhằm giảm thiểu khí thải và việc xả khí ra môi trường. Hệ thống được đốt được vận hành với hiệu suất trên 99% nhằm tránh thất thoát khí và hạn chế khí thải ra môi trường xung quanh. Sản lượng khí đốt thải bỏ qua các năm tính đến ngày 31/7/2018 được thống kê như Hình 9.

4. Kết luận

Hoạt động khai thác khí và condensate tại mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh mang lại hiệu quả kinh tế cao, tuy nhiên đi kèm với đó là sự tích lũy hydrocarbon và một số kim loại nặng trong trầm tích đáy biển ở khu vực lân cận các giếng khoan; xáo trộn quần xã sinh thái đáy biển do phát thải lượng mùn khoan gốc tổng hợp sau các chiến dịch khoan và chất lượng nước biển khu vực xung quanh khu vực giàn khai thác giảm do lưu lượng nước đồng hành thải xuống biển hàng ngày. Tổng quan kết quả phân tích diễn biến môi trường tại khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh trong giai đoạn 2009 - 2018 cho thấy:

- *Đối với môi trường trầm tích đáy biển:* hàm lượng THC tại các trạm khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đều được ghi nhận ở mức tương đối cao tại các trạm gần công trình và giảm dần ở các trạm xa công trình (bán kính 4.000 - 10.000m). Điều này cho thấy, sự tích tụ hydrocarbon trong trầm tích chỉ mang tính cục bộ, càng ra xa công trình hàm lượng THC có xu hướng càng giảm. Sau chiến dịch khoan, hàm lượng THC có giá trị rất cao, tuy nhiên giá trị này giảm mạnh sau các lần khảo sát tiếp theo và sau 2 - 3 năm kết thúc chiến dịch khoan, hàm lượng các thông số ô nhiễm giảm 90% giá trị. Hàm lượng Ba trong trầm tích dao động trong khoảng rộng và cao hơn giá trị tham khảo, hàm lượng Ba phát hiện cao nhất trong bán kính 250 - 1.000m và lan rộng đến 2.000m. Tương tự THC, càng ra xa công trình thì hàm lượng Ba càng giảm do quá trình khoan kéo dài tại khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh trong giai đoạn 2012 - 2016. Ba được xem là chất không độc trong số các kim loại trong trầm tích, nhưng do Ba là thành phần chính của dung dịch khoan và chỉ thị rất tốt cho sự phát tán chất thải khoan nên cũng được quan trắc để đánh giá sự phát tán và tác động của chất thải khoan.

- *Đối với hệ sinh thái đáy biển:* Các dữ liệu khảo sát chỉ ra quần xã sinh vật đáy ở khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh tương đối đa dạng và phong phú. Biến đổi về số loài và số cá thể giữa các trạm khảo sát và giữa các vòng lấy mẫu là ngẫu nhiên. Ngoài ra, không có sự sụt giảm về số loài và số lượng cá thể ở các trạm ở gần (250m) so với các trạm ở xa (500 - 4.000m). Các thông số chính như số loài, mật độ cá thể, chỉ số đa dạng Hs và thành phần loài trong đợt

quan trắc môi trường năm 2016 cho thấy tương tự như đợt khảo sát môi trường cơ sở. Điều này chứng tỏ quần xã sinh vật đáy khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh trong khảo sát năm 2016 đã không biến đổi nhiều so với đợt khảo sát môi trường cơ sở và vẫn trong tình trạng phục hồi và ổn định.

- *Đối với chất lượng nước biển:* Kết quả quan trắc về các thông số chất lượng tại các mỏ đều thấp và ở mức thông thường của nước biển xa bờ. Các thông số đều thấp hơn khi so với Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển - QCVN 10-MT:2015/BTNMT; chưa ghi nhận sự nhiễm bẩn nước biển do hoạt động khai thác dầu khí từ các chuyến khảo sát.

Kết quả đánh giá về các thông số môi trường cho thấy mức độ ảnh hưởng đến môi trường từ quá trình khoan và khai thác khí và condensate tại mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh không lớn. BIENDONG POC tuân thủ các quy định pháp luật Việt Nam về bảo vệ môi trường; chủ động xây dựng và duy trì Hệ thống quản lý môi trường theo tiêu chuẩn ISO 14001:2015 được chứng nhận bởi Tổ chức chứng nhận quốc tế DNV GL nhằm đảm bảo mục tiêu không có rủi ro và tác động đến môi trường. Trong quá trình vận hành, hệ thống thiết bị khai thác được BIENDONG POC bảo trì thường xuyên nhằm đảm bảo hiệu suất xử lý các chất ô nhiễm trong mùn khoan thải, khí thải và nước thải. Bên cạnh đó, BIENDONG POC tuân thủ chương trình lấy mẫu và phân tích môi trường nhằm theo dõi các biến đổi môi trường xảy ra trong quá trình sản xuất. Các báo cáo giám sát môi trường hàng năm đều được BIENDONG POC nộp cho Sở Tài nguyên và Môi trường tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Bộ Tài nguyên và Môi trường, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam theo cam kết và yêu cầu pháp luật.

Tính đến nay, hiện trạng môi trường biển tại khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đã có sự thay đổi tích cực theo kết quả đánh giá các số liệu thống kê trong bài viết và các kết quả quan trắc (THC, Ba và quần xã sinh vật đáy). Hiện trạng môi trường khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đang dần được phục hồi như môi trường nền năm 2009, cho thấy công tác quản lý môi trường BIENDONG POC đang duy trì và áp dụng đạt hiệu quả cao.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Ngọc Kiếng. *Thống kê học trong nghiên cứu khoa học*. Nhà xuất bản Giáo dục. 1996.
2. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Báo cáo đánh giá tác động môi trường của dự án Biển Đông 01*. Quyết định số 1622/QĐ-BTNMT. 8/9/2010.
3. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Quy chuẩn kỹ thuật*

quốc gia về dung dịch khoan và mùn khoan thải từ các công trình dầu khí trên biển. QCVN 36:2010/BTNMT.

4. BIENDONG POC. Báo cáo chất thải nguy hại năm 2017. Công văn số 0090/BDPOC-ATSKMT. 30/01/2018.

5. Tổng cục Môi trường. Sử dụng dung dịch khoan ESCAID 110 tại mỏ Hải Thạch Mộc Tinh thuộc dự án BD01. Quyết định 869/TCMT-KSON. 18/5/2015.

6. BIENDONG POC. Sử dụng DDK Escaid 110. Công văn số 0445/BDPOC-ATSKMT. 22/4/2015.

7. Bộ Tài nguyên và Môi trường. Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước khai thác thải từ các công trình dầu khí trên biển. QCVN 35:2010/BTNMT.

8. Chính phủ. Phí bảo vệ môi trường đối với nước thải. Nghị định 154/2016/NĐ-CP. 16/11/2016.

9. CPSE. Báo cáo Quan trắc môi trường cơ sở cho khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. 2009.

10. CPSE. Báo cáo Quan trắc môi trường cho khu vực mỏ Mộc Tinh. 2013.

11. CPSE. Báo cáo Quan trắc môi trường cho khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. 2014.

12. CPSE. Báo cáo Quan trắc môi trường cho khu vực mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. 2016.

13. BIENDONG POC. Quy trình quản lý chất thải BD-HSE P-0010.

14. Bộ Tài nguyên và Môi trường. Quy định về quản lý chất thải nguy hại. Thông tư 36/2015/TT-BTNMT. 30/6/2015.

15. Bộ Tài nguyên và Môi trường. Quy định về bảo vệ môi trường trong sử dụng dung dịch khoan, quản lý chất thải và quan trắc môi trường đối với các hoạt động dầu khí trên biển. Thông tư 22/2015/TT-BTNMT. 18/5/2015.

16. PVN. Hướng dẫn quan trắc và phân tích môi trường biển khu vực lân cận các công trình dầu khí ngoài khơi Việt Nam. Quyết định số 1633/QĐ-DKVN. 12/3/2014.

17. Bộ Tài nguyên và Môi trường. Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng trầm tích. QCVN 43:2012/BTNMT.

18. Bộ Tài nguyên và Môi trường. Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển. QCVN 10-MT:2015/BTNMT.

ASSESSMENT OF ENVIRONMENTAL IMPACTS AND ENVIRONMENTAL PROTECTION IN BLOCK 05-2 & 05-3, NAM CON SON BASIN

Do Thi Quynh Trang¹, Dang Anh Tuan¹, Le Quoc Thang²

¹Bien Dong Petroleum Operating Company (BIENDONG POC)

²Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: trangdtq@biendongpoc.vn

Summary

The paper analyses and assesses the quality of seawater, sediment and benthic community in the area of Hai Thach - Moc Tinh fields, Nam Con Son basin during the 2009 - 2018 period. Environmental monitoring data showed that the content of total hydrocarbon (THC) and barium (Ba - indicating the pollution of drilling cuttings) might fluctuate in a variety of scales and intensities. The impact of THC is within a radius of 500m; Ba varies within a range of about 1,000m (some stations within 2,000m) from the discharged point.

The environment impacts decrease after the end of drilling operation, the level of environmental rehabilitation depends on the sediment environment and topography at reservoir of production area, the drilling mud system used, the amount of drilling cuttings and produced water discharged. In case of synthetic-based mud used, after the drilling campaign is over from 2 to 3 years, pollution indicators such as THC and Hs have been recovered in comparison with obtained data of baseline survey in 2009.

Key words: Drilling fluid, drilling cutting, environmental impact, pollution, environmental monitoring.

TỐI ƯU CHI PHÍ QUẢN LÝ SỰ TOÀN VỆ ĐƯỜNG ỐNG NGẦM BẰNG NGHIÊN CỨU MÔ PHỎNG KẾT HỢP THỰC NGHIỆM VÀ KIỂM ĐỊNH TRÊN CƠ SỞ RỦI RO (RBI)

Trần Công Nhật¹, Ngô Hữu Hải¹, Đặng Anh Tuấn¹, Nguyễn Thị Lê Hiền², Lê Xuân Vinh³

¹Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

²Viện Dầu khí Việt Nam

³Bureau Veritas Việt Nam

Email: nhattc@biendongpoc.vn

Tóm tắt

Để quản lý sự toàn vẹn đường ống ngầm, các công ty dầu khí thường định kỳ phóng thoi thông minh - giải pháp vốn rất tốn kém và rủi ro, đặc biệt nếu dùng thiết bị nhận thoi ngầm. Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) đã triển khai các nghiên cứu mô phỏng kết hợp thực nghiệm và kiểm định trên cơ sở rủi ro (RBI). Giải pháp này đã giúp BIENDONG POC quản lý tốt hơn rủi ro vận hành và ứng cứu khẩn cấp đường ống, qua đó xác định thời gian yêu cầu phóng thoi thông minh là 10 năm sau khi bắt đầu vận hành, thay vì định kỳ 5 năm như trước đây, giúp giảm thiểu rủi ro và tiết kiệm đáng kể thời gian và chi phí vận hành.

Từ khóa: Đánh giá ăn mòn, kiểm tra đường ống trên cơ sở rủi ro (RBI), mô phỏng đường ống, phóng thoi thông minh, tối ưu chi phí.

1. Giới thiệu

Các đường ống ngầm thường được đặt dưới đáy biển có nguy cơ ăn mòn cao do tiếp xúc với môi trường nước biển (bên ngoài đường ống) và CO₂, H₂S, acid hoặc oxy hòa tan... (bên trong đường ống).

Để bảo vệ chống ăn mòn bên ngoài đường ống ngầm, lớp bọc phủ kết hợp với bảo vệ cathode sử dụng anode hy sinh là giải pháp hữu hiệu. Khi thiết kế hợp lý, chất lượng anode hy sinh đảm bảo yêu cầu, tiếp xúc điện giữa anode và công trình tốt/anode không bị rơi rụng thì đường ống được đảm bảo an toàn không bị ăn mòn bên ngoài.

Đối với quá trình ăn mòn bên trong, tốc độ ăn mòn phụ thuộc vào điều kiện vận hành (nhiệt độ, áp suất), hàm lượng tạp chất gây ăn mòn trong dòng lưu chất... Việc kiểm tra, kiểm soát tốc độ ăn mòn bên trong nhằm dự báo các nguy cơ hư hỏng, đảm bảo tính toàn vẹn cho đường ống gặp nhiều khó khăn, đòi hỏi chi phí rất lớn do đường ống đặt sâu dưới đáy biển và khó tiếp cận, bên ngoài được bọc và phủ rất dày.

Để kiểm tra hư hỏng bên trong đường ống ngầm, giải pháp phóng thoi thông minh cho phép xác định chiều dày còn lại của đường ống, nhận diện các khuyết tật, hư

hỏng, mất kim loại (nếu có) đồng thời làm sạch các bụi bẩn, tạp chất, cặn và sản phẩm ăn mòn... bám trên bề mặt bên trong đường ống. Tuy nhiên, chi phí phóng thoi rất lớn và tiềm ẩn các rủi ro nếu xảy ra sự cố, đặc biệt đối với các đường ống sử dụng thiết bị nhận thoi ngầm.

Trong thực tế và theo các quy chuẩn trong nước, tần suất kiểm tra đường ống biển có thể được tiến hành định kỳ trên cơ sở thời gian hoạt động (time based inspection) hoặc trên cơ sở đánh giá rủi ro của đường ống (risk based inspection - RBI) [1]. Cách quản lý tính toàn vẹn của đường ống ngầm bằng cách kiểm tra định kỳ trên cơ sở thời gian vận hành, yêu cầu kiểm tra với tần suất ít nhất là 5 năm/lần. Việc kiểm tra định kỳ theo thời gian tiềm ẩn các rủi ro đối với các vị trí, đường ống có nguy cơ ăn mòn cao đồng thời tốn kém đối với các đường ống nguy cơ ăn mòn thấp. Do đó, các công ty dầu khí ưu tiên áp dụng quản lý tính toàn vẹn của đường ống trên cơ sở RBI, trong đó tập trung kiểm tra với tần suất cao đối với các đường ống ngầm tiềm ẩn rủi ro cao và giảm tần suất kiểm tra đối với các đường ống rủi ro thấp, cho phép tối ưu hóa chi phí phóng thoi thông minh mà vẫn đảm bảo sự toàn vẹn cho các đường ống ngầm.

Đường ống xuất khí thương phẩm của BIENDONG POC có đường kính 20", dài 44km kết nối giữa giàn Hải Thạch và đường ống Nam Côn Sơn. Đường ống được

chế tạo bằng thép carbon, thiết kế nhằm vận chuyển khí khô với tuổi thọ 25 năm và mức độ ăn mòn cho phép (corrosion allowance) 1mm cho toàn bộ tuổi đời dự án. Trước khi vận hành, đường ống đã được phóng thoi để đẩy lượng nước sục rửa đường ống ra ngoài và sau đó sử dụng monoethylene glycol (MEG) để hấp thụ lượng nước tồn dư. Sau đó, đường ống sử dụng khí khô thương phẩm lấy từ đường ống chính Nam Côn Sơn chảy ngược về giàn để phục vụ công tác chạy thử giàn.

Sau 6 ngày chạy thử giàn, nhiệt độ điểm sương nước (water dew point) trong đường ống (đo ở đầu giàn Hải Thạch) ổn định trong khoảng -26°C đến -30°C , xấp xỉ bằng nhiệt độ điểm sương nước tại các đầu vào và đầu ra của khí thương phẩm (khí khô) trong hệ thống đường ống Nam Côn Sơn, chứng tỏ không tồn tại nước dưới dạng lỏng (free water) trong đường ống, do đó tốc độ ăn mòn được dự đoán gần như không đáng kể. Để đánh giá rủi ro về ăn mòn trong trường hợp xấu nhất (gần như phi thực tế), dựa trên giả định tồn tại một lượng nước sót lại trong đường ống, được hấp thụ trong MEG sau quá trình chạy thử, các nghiên cứu về phân bố MEG, nước trong đường ống kết hợp với các đánh giá ăn mòn đã được thực hiện.

Nghiên cứu đã thực hiện mô phỏng bằng phần mềm OLGA kết hợp với tính toán và thực nghiệm để xác định phân đoạn có khả năng ăn mòn cao nhất. Các kết quả thu được làm cơ sở đánh giá RBI cho đường ống xuất khí thương phẩm của BIENDONG POC nhằm giảm thời gian kiểm tra đường ống ngầm, cho phép tối ưu hóa chi phí phóng thoi, giảm thiểu rủi ro mà vẫn đảm bảo hệ thống vận hành an toàn và hiệu quả, mang lại lợi ích về kinh tế và kỹ thuật.

2. Phương pháp nghiên cứu, đánh giá

2.1. Quản lý tính toàn vẹn đường ống ngầm trên cơ sở đánh giá rủi ro

Trong quản lý tính toàn vẹn của công trình trên cơ sở đánh giá rủi ro, mức độ rủi ro là ma trận tổ hợp của xác suất hư hỏng và hậu quả của hư hỏng nếu xảy ra. Việc phân loại mức độ rủi ro từ thấp đến cao cho phép quyết định tần suất kiểm tra đường ống và các phương pháp kiểm tra tương ứng. Việc đánh giá rủi ro được tiến hành theo các bước sau [2]:

Bước 1: Phân chia đường ống thành các phần đường ống có mức rủi ro tương đồng để đánh giá.

Bước 2: Đánh giá xác suất hư hỏng của các phần đường ống. Các nguy cơ hư hỏng được chia ra thành nhóm để đánh giá gồm:

- Nhóm nguy cơ hư hỏng do lỗi thiết kế, chế tạo, lắp đặt, chạy thử;
- Nhóm nguy cơ hư hỏng do ăn mòn: ăn mòn bên trong, ăn mòn bên ngoài, bào mòn/xói mòn;
- Nhóm nguy cơ hư hỏng do bên thứ 3: va chạm, tàu bè, kéo thả neo, vật nặng rơi rớt, các hoạt động thi công lắp đặt và các hoạt động hàng hải khác;
- Nhóm nguy cơ hư hỏng do kết cấu: nhịp hẫng, co giãn nhiệt, mất ổn định đáy biển, quá tải tĩnh, mỏi cơ học, oằn (buckling);
- Nhóm nguy cơ hư hỏng do tự nhiên: bão, động đất, sụt lún, sấm sét;
- Nhóm nguy cơ hư hỏng do lỗi vận hành.

Bước 3: Phân tích và đánh giá hậu quả hư hỏng của các phần đường ống theo 3 khía cạnh: an toàn (tính đến hậu quả theo sự hiện diện của con người tại phần đường ống), môi trường và kinh tế (tính hậu quả theo kích cỡ đường ống).

Bước 4: Phân tích và đánh giá rủi ro của các phân đoạn, rủi ro được cấu thành từ xác suất và hậu quả hư hỏng được đánh giá ở bước 2 và 3.

Bước 5: Đưa ra chương trình kiểm định bao gồm thời gian và phương pháp kiểm định cho các phân đoạn và cả đường ống. Chương trình kiểm định được xác định dựa vào mức độ rủi ro của từng phân đoạn ống như đánh giá ở bước 4.

2.2. Nghiên cứu mô phỏng và thực nghiệm phục vụ đánh giá rủi ro đường ống

Đường ống xuất khí thương phẩm được chế tạo bằng thép carbon, được sử dụng để vận chuyển khí thương phẩm có nồng độ CO_2 từ 4 - 6%. Thông thường, nếu không có nước, quá trình ăn mòn sẽ không xảy ra. Tuy nhiên nếu tồn tại lượng ẩm trong dòng môi chất khí, quá trình ăn mòn sẽ diễn ra theo cơ chế ăn mòn điện hóa. Quá trình ăn mòn điện hóa trong CO_2 là quá trình ăn mòn cục bộ, đây là nguy cơ cao nhất gây ra hư hỏng bên trong đường ống.

Trên thực tế, chỉ sau 6 ngày đưa vào vận hành, kết quả đo nhiệt độ điểm sương của khí trong đường ống đã tương đối ổn định và dao động trong khoảng -26 đến -30°C , xấp xỉ với nhiệt độ điểm sương của khí đầu vào và đầu ra của hệ thống đường ống Nam Côn Sơn. Điều đó cho phép dự báo lượng nước dạng lỏng (free water) gần như không tồn tại trong đường ống của BIENDONG POC.

Tuy nhiên, để đánh giá rủi ro về ăn mòn bên trong đường ống, một nghiên cứu mô phỏng bằng phần mềm OLGA cho phép tính toán phân bố lượng lỏng tồn dư trong đường ống đã được thực hiện.

Trên cơ sở kết quả tính toán phân bố lượng lỏng, các đánh giá mô phỏng bằng phần mềm Corrosion Predict 5.0 và nghiên cứu mô phỏng thực nghiệm trong Phòng thí nghiệm sử dụng điện cực đĩa quay (RCE) trên hệ thiết bị điện hóa Parstat 2273 và thử nghiệm ăn mòn trong thiết bị nhiệt độ cao, áp suất cao Autoclave đã được tiến hành tại Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) để xác định tốc độ và mức độ ăn mòn kim loại. Các đánh giá và thử nghiệm ăn mòn được tiến hành trong điều kiện mô phỏng với nhiệt độ dao động từ 45°C (tương ứng với nhiệt độ khí vào đường

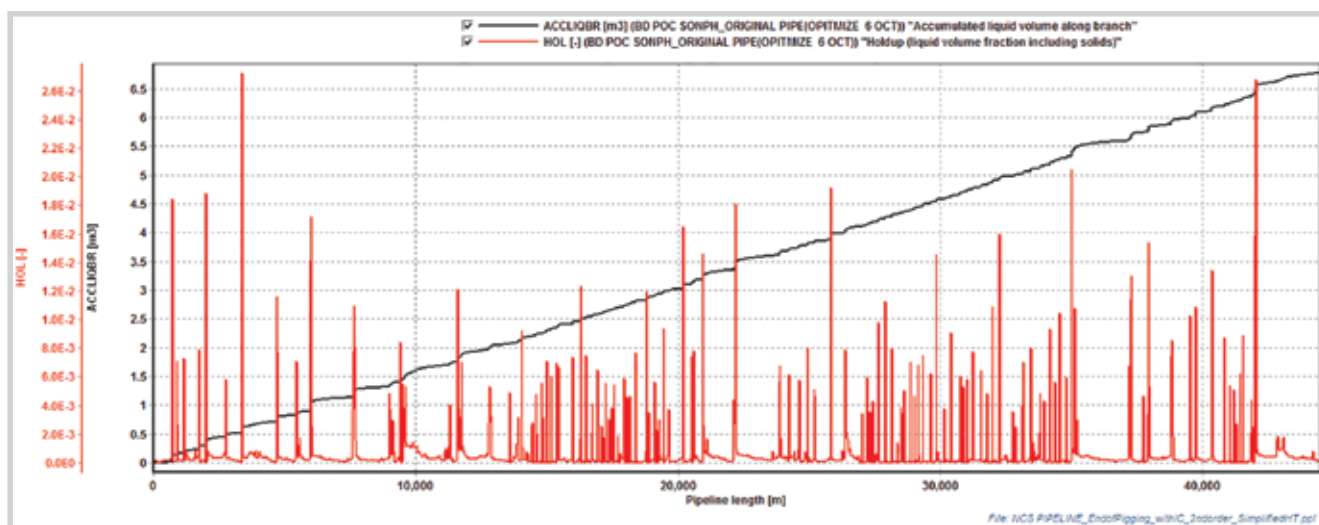
ống) giảm tới nhiệt độ 28°C (tương ứng với nhiệt độ khí ra khỏi đường ống), tương ứng với áp suất tổng 140bar xuống 120bar và nồng độ CO₂ là 4%.

3. Kết quả và thảo luận

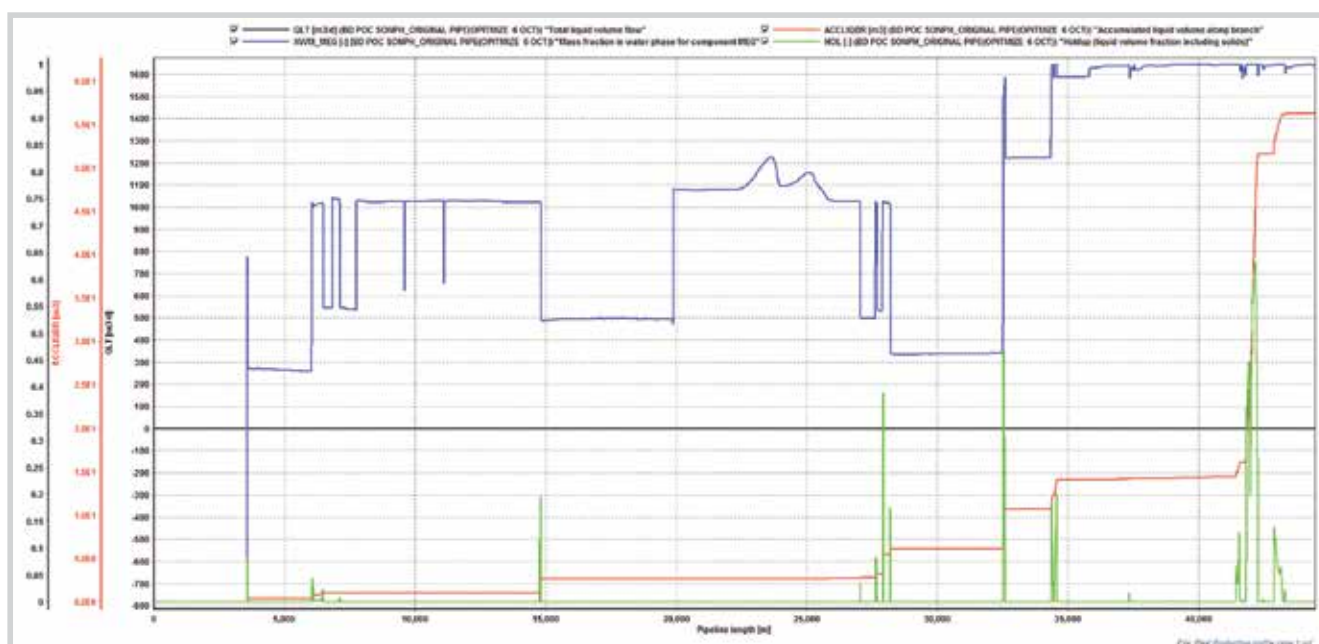
3.1. Kết quả nghiên cứu mô phỏng bằng phần mềm OLGA

Trên cơ sở các thông số thực tế của đường ống trước và trong quá trình vận hành, phần mềm OLGA cho phép mô phỏng lại sự phân bố của lượng lỏng và thành phần nước lỏng trong đường ống tại các thời điểm khác nhau.

Hình 1 biểu diễn kết quả phân bố lượng lỏng trong đường ống sau khi phóng thoi và Hình 2 biểu diễn kết quả phân bố hàm lượng nước sau 1 tháng đường ống vận hành.



Hình 1. Mô phỏng phân bố lượng lỏng trong đường ống sau khi phóng thoi



Hình 2. Mô phỏng phân bố lượng lỏng trong đường ống sau 1 tháng bắt đầu khai thác

Các kết quả mô phỏng thu được cho thấy, tại thời điểm phóng thoi, một lượng lớn chất lỏng đã được đẩy ra khỏi đường ống và lượng chất lỏng còn lưu lại trong đường ống rất nhỏ. Sau khi sử dụng MEG để hấp thụ lượng chất lỏng còn lại, các kết quả chạy mô phỏng sau 1 tháng vận hành đường ống cho thấy nước có xu hướng bị đẩy dồn về phía cuối đường ống do tác động của dòng khí trong quá trình vận chuyển và sau 4 tháng vận hành gần như không còn chất lỏng trong đường ống. Kết quả phân bố hàm lượng MEG và nước trong đường ống dẫn khí thương phẩm theo thời gian được mô tả tóm tắt trên Bảng 1.

Từ tỷ lệ hàm lượng MEG/nước thu được bằng phần mềm OLGA, các thử nghiệm ăn mòn với các tỷ lệ MEG trong nước lần lượt là: 0%, 43%, 74,5%, 90% và 97,66% tương ứng mô phỏng theo điều kiện vận hành từ 8/2013 đến 4/2017 đã được tiến hành như mô tả trên Bảng 2.

Các kết quả thử nghiệm ăn mòn thu được cho thấy, tại các vị trí đáy đường ống có hiện tượng lắng đọng lỏng (hỗn hợp MEG và nước tồn dư), có hiện tượng ăn mòn xảy

ra, tốc độ ăn mòn phụ thuộc vào điều kiện thử nghiệm (sự có mặt của CO₂, tỷ lệ hàm lượng MEG/nước) và khi lượng hỗn hợp lỏng MEG và nước ngưng tụ bị đẩy ra khỏi đường ống hoàn toàn, tốc độ ăn mòn giảm xuống đáng kể và quá trình ăn mòn gần như không xảy ra. Kết quả thử nghiệm ăn mòn được thể hiện trên Bảng 3.

Trên cơ sở tốc độ ăn mòn bằng thực nghiệm, mức độ ăn mòn (tổn hao chiều dày đường ống) cực đại có thể được tính theo công thức sau:

$$\text{Chiều dày tổn hao} = \text{Tốc độ ăn mòn} \times \text{Thời gian ăn mòn}$$

Dựa vào các kết quả thử nghiệm ăn mòn, kết hợp với các kết quả phân bố MEG/nước dọc theo đường ống từ tháng 8/2013 đến 6/2014 bằng phần mềm OLGA cho phép dự đoán mô phỏng sự suy giảm chiều dày đường ống do ăn mòn dọc theo tuyến ống được biểu diễn như trên Hình 3.

Kết quả đánh giá mức độ ăn mòn dọc theo tuyến ống cho thấy tốc độ ăn mòn tại phần đường ống gần giàn là

Bảng 1. Kết quả mô phỏng phân bố hàm lượng MEG và nước trong đường ống dẫn khí thương phẩm đường kính 20" từ giàn Hải Thạch đến đường ống Nam Côn Sơn bằng phần mềm OLGA

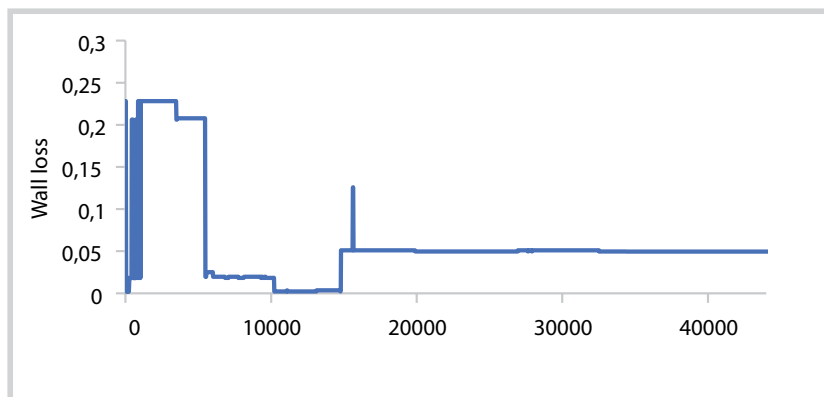
Thời gian	Lượng MEG (m ³)	Tỷ lệ phân bố MEG/nước		
		Thấp nhất	Trung bình	Cao nhất
8/2013	54		97,66/2,34	
9/2013 - 10/2013	56,29	43/57	74,5/25,5 - 90/10	≈ 100/0
10/2013 - 12/2013	53,7	43/57	53,8/46,2	56,5/43,5
1/2014 - 6/2014	0,0002	Khí khô (0,64 lít nước/ngày)		
6/2014 - 4/2017	Không còn MEG	Khí khô (0,64 lít nước/ngày)		

Bảng 2. Điều kiện thử nghiệm ăn mòn mô phỏng

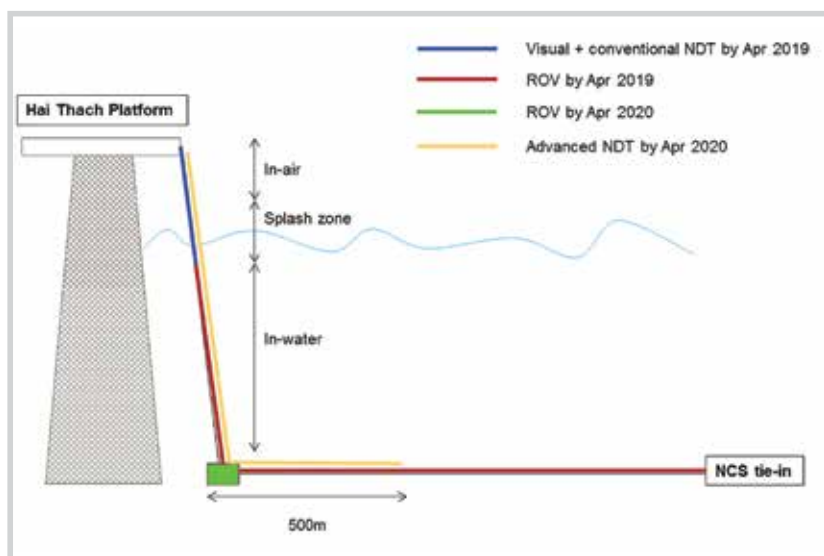
Thời gian	Điều kiện vận hành đường ống	Điều kiện thử nghiệm	Phương pháp thử nghiệm
8/2013	Bơm MEG hấp thụ lượng sục rửa đường ống tồn dư, nồng độ muối tối đa 225ppm	Thử nghiệm trong hỗn hợp MEG và nước muối 225ppm, tại nhiệt độ 28°C, áp suất thường	Phương pháp điện hóa RCE trên thiết bị Parstat 2273
9/2013 - 12/2013	Khí thương phẩm được bơm vào đường ống (nồng độ CO ₂ 4,19% và H ₂ O 0,000518%), nhiệt độ khí đầu vào 45°C, áp suất cực đại 140bar. Đường ống chứa lượng hỗn hợp MEG và nước tồn dư với nồng độ muối tối đa 225ppm	Thử nghiệm trong hỗn hợp MEG và nước muối 225ppm, tại nhiệt độ 45°C và 28°C, áp suất tổng 140bar, nồng độ CO ₂ trong khí 4%	Thử nghiệm trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao trong thiết bị Autoclave
1/2014 - 6/2014	Khí thương phẩm trong đường ống (nồng độ CO ₂ 4,19% và H ₂ O 0,000518%), nhiệt độ khí đầu vào 45°C, áp suất cực đại 140bar, không còn lượng lỏng ngưng tụ	Thử nghiệm mô phỏng bằng phần mềm trong điều kiện khí khô có nồng độ CO ₂ 4,19% và H ₂ O 0,000518%, nhiệt độ khí đầu vào 45°C, áp suất cực đại đầu vào 140bar	Phần mềm mô phỏng Corrosion Predict

Bảng 3. Kết quả đánh giá ăn mòn bằng phương pháp mô phỏng

Điều kiện thử nghiệm	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)				
	0% MEG	43% MEG	74,5% MEG	90% MEG	97,66% MEG
Thử nghiệm RCE	0,2634	0,0871	0,0233	0,0072	0,0058
Thử nghiệm nhiệt độ cao, áp suất cao	0,5675	0,3703	0,1468	0,0823	0,0457
Mô phỏng bằng phần mềm	0,00483				



Hình 3. Kết quả đánh giá ăn mòn của đường ống



Hình 4. Chương trình kiểm tra đường ống theo kết quả đánh giá RBI

cao nhất do nhiệt độ vận hành của đường ống tại đây là cao nhất. Do đó, mặc dù lượng nước tồn tại trong đoạn ống gần giàn chỉ trong thời gian rất ngắn nhưng mức độ ăn mòn trong đoạn đường ống này là cao hơn cả. Với các kết quả mô phỏng thu được trong trường hợp xấu nhất, mức độ ăn mòn của đường ống vẫn nhỏ hơn nhiều so với mức độ ăn mòn cho phép theo thiết kế. Tuy nhiên cần lưu ý các kết quả này được tính toán và thực nghiệm dựa trên các mô phỏng phân bố chất lỏng trong đường ống trong trường hợp chỉ xét đến các hiện tượng thủy động lực học mà chưa tính đến quá trình bay hơi và nhả hấp phụ của hệ nước - MEG trong đường ống. Do đó, các kết quả thu được này mang tính chất định tính, cho phép đánh giá sơ bộ và dự báo được mức độ rủi ro do ăn mòn của các phần của đường ống để làm thông tin đầu vào cho các nghiên cứu, đánh giá rủi ro RBI.

3.2. Áp dụng kết quả đánh giá ăn mòn vào đánh giá RBI

Đường ống được chia ra các đoạn như sau: cụm pig launcher/receiver và phần ống đứng trong không khí (in-air riser), phần ống đứng chịu sóng (splash zone), phần ống đứng trong nước biển (in-water riser), phần tie-in dưới chân riser, phần ống 500m gần giàn (KP 0.0 - KP 0.5), phần ống từ KP 0.5 - KP 19.6, KP 19.6 - KP 44.3 và NCS tie-in spool. Kết quả đánh giá ăn mòn được sử dụng để tính xác suất hư hỏng của các đoạn ống. Theo đó đoạn

đường ống gần giàn có xác suất ăn mòn cao nhất, kết hợp với phân loại hậu quả hư hỏng theo hướng dẫn của DNV F116, đoạn đường ống có rủi ro ăn mòn bên trong cao nhất là đoạn ống đứng (riser) và 500m ống gần giàn.

Kết hợp với tất cả các thông tin đầu vào khác và áp dụng phương pháp RBI như trình bày ở mục 2.2, kết quả cho chương trình kiểm tra đường ống như Hình 4.

Không chỉ kiểm tra bên ngoài bằng ROV (Remotely operated underwater vehicle) và chụp NDT (Non-destructive Testing) cho đoạn ống đứng trên mặt nước, đường ống cần được kiểm tra NDT cho ống đứng và 500m gần giàn. Chương trình kiểm tra này giúp BIENDONG POC tiết kiệm hơn 20 triệu USD chi phí phóng thoi thông minh cho cả đường ống, giảm rủi ro có thể phát sinh trong quá trình phóng và nhận thoi ngầm, đặc biệt không phải dừng sản xuất để thực hiện công việc này (có thể lên đến 45 ngày) [3].

3. Kết luận

Việc áp dụng phương pháp kiểm tra trên cơ sở rủi ro kết hợp với nghiên cứu mô phỏng và đánh giá ăn mòn cho đường ống xuất khí thương phẩm của BIENDONG POC đã giúp giảm thời gian yêu cầu phóng thoi thông minh từ 5 năm lên tối thiểu 10 năm sau khi bắt đầu vận hành, giúp giảm thiểu rủi ro và tiết kiệm đáng kể chi phí vận hành. Phương pháp có thể được áp dụng cho các đường ống ngầm có điều kiện tương tự.

Tài liệu tham khảo

1. Bộ Giao thông Vận tải. Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về phân cấp và giám sát kỹ thuật hệ thống đường ống biển. QCVN 69: 2014/BGTVT. 7/4/2014.
2. DNV. Integrity management of submarine pipeline systems. DNV-RP-F116. 2015.

3. BIENDONG POC. *Báo cáo kỹ thuật - phương án phóng thoi thông minh cho đường ống xuất khí của giàn Hải Thạch*. 8/6/2015.

4. E.Zakarian, H.Holm, D.Larrey. *Discretization methods for multiphase flow simulation of ultra-long gas-condensate pipelines*. 14th International Conference Multiphase Production Technology, Cannes, France. 17 - 19 June, 2009.

5. Michelle Gourd. *Profile indicator helps predict pipeline holdup, slugging*. 2000.

6. Jon Steinar. *Pressure drop in gas pipeline*. 2011.

7. M.B.Kermani, L.M.Smith. *CO₂ corrosion control in oil and gas production*. Institute of Materials. 1997.

8. Dian Ekawati. *Effect of temperature, bicarbonate, and MEG concentration on pre-corroded carbon steels*. University of Stavanger. 2011.

OPTIMISATION OF PIPELINE INTEGRITY MANAGEMENT COST BY SIMULATION IN COMBINATION WITH EXPERIMENTAL AND RISK BASED INSPECTION (RBI) STUDY

Tran Cong Nhat¹, Ngo Huu Hai¹, Dang Anh Tuan¹, Nguyen Thi Le Hien², Le Xuan Vinh³

¹Bien Dong Petroleum Operating Company (BIENDONG POC)

²Vietnam Petroleum Institute (VPI)

³Bureau Veritas Vietnam

Email: nhattc@biendongpoc.vn

Summary

Subsea pipeline integrity management requires frequent launching of intelligent pig which involves very high risk and cost, especially if using subsea pig receiver. BIENDONG POC has conducted simulation in combination with experimental and risk-based inspection (RBI) studies. This solution helped BIENDONG POC to better manage the operational and emergency risks to subsea pipelines, and determine the required intelligent pigging time to be 10 years after first gas, instead of 5 years as previous settings, thus reducing risks and significantly saving time and operational cost.

Key words: Corrosion assessment, risk-based inspection, pipeline simulation, intelligent pigging, cost optimisation.

HỆ THỐNG BẮN MỞ VĨA KHÔNG CẦN SỰ HỖ TRỢ CỦA GIÀN KHOAN

Theo thiết kế đã được phê duyệt sau khi hoàn thành công tác bắn mở vỉa cho giếng đã khoan xong mới thi công giếng khoan tiếp theo, do đó nhiều thiết bị khoan như khối điều khiển khoan định hướng, khối theo dõi thông số khoan... và nhiều nhân công giàn khoan ở trạng thái chờ do không được sử dụng trong giai đoạn bắn mở vỉa. Để tiến hành thi công giếng khoan tiếp theo trong giai đoạn bắn mở vỉa khi chỉ còn sử dụng hệ thống kéo của tháp khoan còn các thiết bị khoan khác ở trạng thái chờ, nhóm tác giả thuộc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) đã nghiên cứu sắp xếp và tính toán chính xác thời gian của từng công đoạn nhỏ trong quá trình thi công để xác định những khối thiết bị có thể được tổ chức và sắp xếp lại trong từng khoảng thời gian nhất định nhưng không làm ảnh hưởng đến việc thi công khoan giếng tiếp theo; có thể tạo thêm không gian trống đủ để đưa vào sử dụng một cụm thiết bị nâng hạ (wireline mast) dành riêng cho công tác kéo thả cáp tời. Như vậy, giải pháp này sẽ cho phép loại bỏ hoàn toàn nhu cầu sử dụng hệ thống tháp khoan cho công tác bắn mở vỉa và giàn khoan có thể bắt đầu thi công giếng tiếp theo sớm trong khi công tác bắn mở vỉa đang diễn ra, giúp đẩy nhanh tiến độ thi công, gia tăng hiệu quả cho dự án vì thiết kế ban đầu chỉ dự tính dành đủ không gian cho một công tác là thi công khoan bằng tháp khoan. Tuy nhiên, việc thi công đồng thời 2 công tác sẽ làm tăng rủi ro kiểm soát giếng vì: trước khi áp dụng giải pháp có 1 giếng đang thi công và sau khi áp dụng giải pháp có 2 giếng được thi công đồng thời; giếng được bắn mở vỉa sử dụng vật liệu nổ công nghiệp trong quá trình



Sơ đồ lắp đặt và bố trí thiết bị thực tế cho giếng HT-7P

thi công, công tác này được xếp vào mức đặc biệt nguy hiểm. Vì vậy, ngoài việc khảo sát cụ thể vị trí các giếng khoan, kích thước và cơ cấu các cụm thiết bị, thời gian và yêu cầu sử dụng từng khối thiết bị cụ thể, nhóm tác giả còn phải tiến hành đánh giá rủi ro tăng thêm và tổ chức thực hiện các biện pháp kiểm soát rủi ro để đảm bảo giải pháp là khả thi.

Qua các khảo sát thực tế và nghiên cứu đánh giá, nhóm tác giả đã đề xuất và thực hiện thành công việc đưa vào sử dụng thiết bị nâng hạ giúp loại trừ nhu cầu sử dụng hệ thống tháp khoan cho công tác bắn mở vỉa cho các giếng HT-7P, HT-8P, MT-5P.

Quy trình và các công tác cụ thể tiến hành bắn mở vỉa được thay đổi như sau:

- Lắp đặt và kiểm tra hoạt động của trạm và các thiết bị bắn mở vỉa.
- Đưa các thiết bị bắn mở vỉa lên tháp khoan bằng thiết bị nâng hạ.
- Kết nối thiết bị bắn mở vỉa bằng thiết bị nâng hạ.
- Sử dụng thiết bị nâng hạ để thả thiết bị bắn mở vỉa vào lòng giếng.
- Kết nối vào cáp tời.

- Dùng cáp tời thả thiết bị bắn mở vỉa tới độ sâu yêu cầu và kích hoạt ngòi nổ.

- Kéo thiết bị bắn mở vỉa ra khỏi lòng giếng.

- Sử dụng thiết bị nâng hạ để tháo dỡ thiết bị bắn mở vỉa khỏi lòng giếng.

- Đưa các thiết bị đã sử dụng xuống sàn chính của giàn khai thác bằng thiết bị nâng hạ.

Giải pháp "Hệ thống bắn mở vỉa không cần sự hỗ trợ của giàn khoan" đã được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và được vinh danh trong Festival "Sáng tạo trẻ" toàn quốc lần thứ IX. Giải pháp này có thể áp dụng cho một số giếng khoan của dự án Biển Đông 01 sử dụng giàn khoan tiếp trợ bán chìm phụ thuộc vào không gian tương đối giữa các vị trí giếng khoan và giếng bắn mở vỉa phù hợp với kích thước và không gian vận hành của thiết bị nâng hạ.

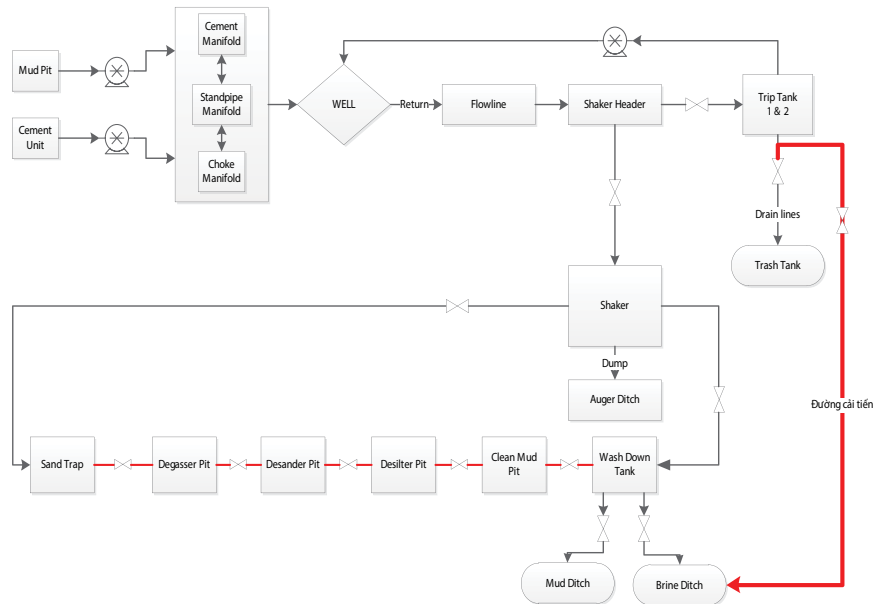
Lợi ích kinh tế của giải pháp áp dụng từ 6/2015 đến 8/2016 cho 3 giếng HT-7P, HT-8P, MT-5P là 1.377.037,26USD.

Nguyễn Minh Đăng (giới thiệu)

CẢI TIẾN HỆ THỐNG HỒ DUNG DỊCH HOÀN THIỆN GIẾNG CỦA GIÀN KHOAN PVD-V TRONG CÔNG TÁC HOÀN THIỆN GIẾNG

Hệ thống tuần hoàn dung dịch của giàn khoan PVD-V nhận dung dịch từ máy bơm xi măng hoặc máy bơm dung dịch từ các bể chứa đến các bộ phận phân phối để bơm vào giếng qua cần khoan hoặc ống khai thác. Dung dịch hồi từ giếng sẽ đi qua máng dung dịch về đầu chia để phân phối đến sàn rung hoặc qua bể phụ Trip Tank. Tại đầu cuối sàn rung, dung dịch hồi sẽ được phân chia tại hố xả về máng hồi mùn khoan hoặc máng hồi dung dịch hoàn thiện giếng bằng các van tương ứng. Đây là thiết kế phổ biến cho hệ thống tuần hoàn dung dịch của các giàn khoan trên thế giới và được sử dụng cho các giếng dùng dung dịch khoan gốc nước. Tuy nhiên, các giếng trong dự án Biển Đông 01 lại sử dụng dung dịch gốc dầu trong khi dung dịch hoàn thiện giếng thuộc gốc nước.

Hệ thống tuần hoàn cũ có nguy cơ cao gây nhiễm bẩn dung dịch hoàn thiện giếng. Vì vậy, cần phải giảm sự nhiễm bẩn dung dịch hoàn thiện giếng trong quá trình hoàn thiện giếng. Ngoài ra, trong quá trình bơm rửa giếng, nếu sử dụng hệ thống tuần hoàn dung dịch của giàn khoan như thiết kế ban đầu sẽ mất ít nhất 8 giờ giàn khoan cho việc rửa các thiết bị và hệ thống tuần hoàn bề mặt. Để khắc phục hiện trạng trên, nhóm tác giả thuộc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) đã tiến hành nghiên cứu lại hệ thống tuần hoàn của giàn khoan và chứng minh được phương án tối ưu là rút ngắn chiều dài của hệ thống tuần hoàn dung dịch. Dung dịch rửa giếng sẽ đi trực tiếp từ giếng khoan về máng tuần hoàn, không đi qua sàn rung và bồn lắng. Giải pháp này sẽ cô lập sàn



Hệ thống tuần hoàn dung dịch sau cải tiến

rung và các bồn lắng mà không cần phải rửa sàn rung và bồn lắng trước khi bơm tuần hoàn, giúp tiết kiệm ít nhất 6 giờ thi công cho mỗi giếng.

Chu trình rửa giếng theo hệ thống đã cải tiến như sau: rửa bể phụ Trip Tank và máng hồi dung dịch hoàn thiện giếng trong khi thử áp suất hệ thống ống chống khai thác (không tốn thời gian hoạt động giàn). Khi dung dịch rửa giếng đã sẵn sàng, tiến hành rửa máng dung dịch và đầu chia. Khi các thiết bị này đã sạch, tiến hành bơm rửa giếng và thay dung dịch khoan bằng dung dịch hoàn thiện giếng. Sàn rung và các thiết bị khác sẽ được rửa độc lập trong khi đang bơm rửa giếng, qua đó giúp tiết kiệm thời gian hoạt động giàn.

Hệ thống mới này sẽ không ảnh hưởng đến hệ thống tuần hoàn hiện có và cho phép hoán chuyển trở về hệ thống tuần hoàn cũ nếu cần thiết. Hệ thống tuần hoàn dung dịch sau cải tiến sẽ tách biệt đường hồi cho dung dịch hoàn thiện giếng; cô lập

các thiết bị xử lý dung dịch khoan có nguy cơ gây nhiễm bẩn dung dịch hoàn thiện giếng; đường hồi dung dịch hoàn thiện giếng ngắn hơn và đi trực tiếp về máng hồi; không cần rửa các thiết bị xử lý bề mặt trong quá trình hoàn thiện giếng, từ đó tiết kiệm thời gian giàn khoan.

Với hệ thống cải tiến, dung dịch hoàn thiện giếng sẽ hồi về qua bể phụ Trip Tank và không qua hệ thống sàn rung và bồn lắng, từ đó rút ngắn chiều dài hệ thống tuần hoàn, giảm bớt số lượng thiết bị bề mặt cần phải rửa trước khi bơm dung dịch hoàn thiện giếng, giúp tiết kiệm 6 giờ giàn khoan cho mỗi giếng khoan, làm lợi 223.186,6USD trong năm đầu tiên áp dụng.

Giải pháp Cải tiến Hệ thống hồi dung dịch hoàn thiện giếng của giàn khoan PVD-V trong công tác hoàn thiện giếng đã được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có thể áp dụng cho tất cả các dự án sử dụng giàn khoan PVD-V.

Nguyễn Đức Minh Lâm (giới thiệu)

CẢI TIẾN KỸ THUẬT CHO XI MĂNG HỖN HỢP KHÔ HỆ WELL-LIFE DÙNG TRONG CÁC GIẾNG KHOAN NHIỆT ĐỘ CAO - ÁP SUẤT CAO CỦA DỰ ÁN BIỂN ĐÔNG 01

Nhằm khắc phục những hạn chế của hỗn hợp xi măng khô hệ Well-Life được sử dụng trong các giếng có nhiệt độ cao - áp suất cao), nhóm tác giả thuộc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) đã đề xuất đơn pha chế mới với sự thay đổi của một số hóa chất trong hỗn hợp xi măng khô hệ Well-Life hiện tại, thay đổi hàm lượng của các hóa chất trong đơn pha chế.

Trong quá trình cải tiến sáng tạo hệ xi măng Well-Life mới nhóm tác giả đã sử dụng: các phần mềm thiết kế và quản lý cơ sở dữ liệu (iFACT); các máy móc chuyên sâu đối với điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao trong phòng thí nghiệm; phần mềm bơm trám xi măng (iCEM) cho thiết kế, mô phỏng quá trình bơm trám vữa xi măng; phần mềm chuyên dụng Well-Life FEA (Finite Element Analysis) cho phép tính toán sự thay đổi chất lượng cách ly đối với đá xi măng dưới các tác động của các hoạt động khoan, hoàn thiện và khai thác hay thử áp suất lên giếng khoan sau này.

Để tạo ra một hệ xi măng Well-Life đồng nhất, có chất lượng cao hơn thành phần các hóa chất của hỗn hợp xi măng khô hệ Well-Life đã được thay đổi mà không ảnh hưởng lớn đến giá thành của hệ thống xi măng Well-Life cho các giếng của dự án Biển Đông 01, cụ thể như:

- Thay thế các hóa chất khô Well-Life-684/Well-Life 665 bằng hóa chất khô loại mới Well-Life 987 có tỷ trọng riêng cao hơn. Phụ gia tăng cường tính cơ lý của vành đá xi măng Well-Life 987 là phụ gia sợi carbon được dùng để cải thiện tính chất cơ học của vành đá xi măng, làm cho vành đá bột giòn, bền hơn và có tính đàn hồi cao hơn so với xi măng thông

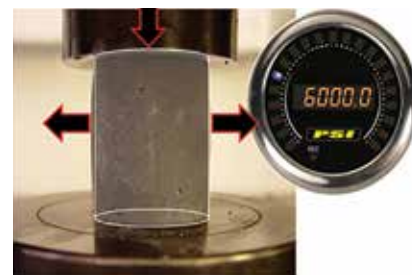


Xi măng thông thường

thường. Hỗn hợp xi măng khô Well-Life mới với hóa chất Well-Life 987 bao gồm những hạt có kích thước lớn hơn xi măng 15 lần để tăng độ đàn hồi, những sợi dài hơn xi măng 100 lần để tăng độ bền kéo, những hạt cát lớn hơn xi măng gấp 10 lần để tránh mất cường độ ở nhiệt độ cao, ngoài ra còn chứa các hạt nặng làm tăng tỷ trọng của xi măng. Hỗn hợp trộn lẫn của nhiều loại hạt khác nhau về hình dạng và kích thước sẽ làm ảnh hưởng tới khả năng trộn của xi măng trên bề mặt, độ lưu biến và tỷ trọng trong khi tuần hoàn của xi măng trong điều kiện giếng khoan và ảnh hưởng tới lượng nước cần thiết để hydrat (kết tinh).

- Thêm chất phụ gia làm nặng đặc biệt (Micro FF) giúp tăng tỷ trọng xi măng, độ phân tán cao giúp cho vữa có độ ổn định tốt (không lắng đọng), sử dụng được trong giếng có nhiệt độ cao.

Các chất phụ gia hóa chất lỏng cơ bản khác cũng được điều chỉnh về thành phần và số lượng trong hệ xi măng mới như: xi măng nền nhóm G theo tiêu chuẩn API (xi măng Holcim 100% - không thay đổi); phụ gia ổn định độ bền (SSA-1 Silica Flour, 35% - tỷ trọng của hỗn hợp xi măng khô không thay đổi) giúp chống lại sự suy thoái độ bền nhờ tác dụng hóa học với xi măng ở nhiệt độ cao, giảm độ thấm xi măng;



Xi măng hệ Well-Life

phụ gia nở (Microbond-HT), là phụ gia hóa học có tác dụng nở. Bổ sung Microbond-HT sẽ cho phép ngăn ngừa sự tạo thành các rạn nứt rất bé, nguồn gốc sự liên thông chất lưu giữa các vỉa. Đặc điểm của phụ gia này là khi nhiệt độ càng tăng thì sự giãn nở càng nhanh.

Kết quả thử nghiệm cho thấy hỗn hợp xi măng khô hệ Well-Life được cải tiến đã đáp ứng các yêu cầu cao cho các giếng có nhiệt độ cao, áp suất cao. Đồng thời mang lại nhiều lợi ích khác như độ bền các tính lưu biến của vữa xi măng, cho phép áp dụng ở khoảng thay đổi nhiệt độ lớn hơn, giúp kiểm soát quy trình thử nghiệm xi măng trong phòng thí nghiệm và trên giàn khoan đơn giản hơn, tiết kiệm chi phí vật tư, cho phép tăng tỷ trọng vữa xi măng khi cần (khi có sự cố khổng chế giếng khoan hay do áp suất vỉa cao hơn dự đoán nếu cần tăng tỷ trọng vữa xi măng) cũng như khắc phục được những nhược điểm của hệ xi măng khô cũ.

Giải pháp Cải tiến kỹ thuật cho xi măng hỗn hợp khô hệ Well-Life dùng trong các giếng khoan nhiệt độ cao - áp suất cao của dự án Biển Đông 01 được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, chi phí tiết kiệm khi áp dụng cho 13 giếng ở mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh là 1.060.943USD.

Nguyễn Phạm Huy Cường (giới thiệu)

CẢI TIẾN HỆ THỐNG THIẾT BỊ TREO GIỮ ỐNG KHAI THÁC CHO THIẾT BỊ ĐẦU GIẾNG VETCO TRONG CÔNG TÁC HOÀN THIỆN GIẾNG

Thiết bị treo ống khai thác trong hệ thống đầu giếng do Công ty GE Oil & Gas - Vetco Gray cung cấp được vận chuyển và nâng hạ bằng thiết bị lắp đặt chuyên dụng (running tool). Tuy nhiên, thiết bị này quá dài và không đủ không gian để nối các ống thủy lực và tín hiệu qua thiết bị treo cần khai thác do các cổng kết nối bị che khuất bởi các bộ phận bên ngoài.

Theo quy trình lắp đặt thiết bị treo ống khai thác do nhà thầu Vetco đề xuất, cần phải giữ bộ thiết bị ở độ cao hơn 2m để có đủ độ cao cần thiết cho việc kết nối dây điều khiển thủy lực và dây tín hiệu. Do đó cần phải lắp giàn giáo cho công nhân khoan làm việc. Hạn chế của phương pháp này là: không an toàn vì running tool rất nặng, rất khó tháo ra khỏi thiết bị treo cần khai thác trong điều kiện làm việc trên giàn giáo cao, nhỏ hẹp và vướng các bộ phận của tháp khoan; tốn thời gian lắp đặt và tháo dỡ giàn giáo; việc kết nối thiết bị lắp đặt vào thiết bị treo cần khai thác trong điều kiện không cân bằng rất dễ dẫn đến hư hỏng thiết bị. Ngoài ra, phương pháp này đòi hỏi công nhân phải làm việc trên cao kéo theo nguy cơ rơi phương tiện, té ngã; tốn nhiều thời gian thi công dẫn đến chi phí hoàn thiện giếng tăng lên và ảnh hưởng tiến độ khoan của dự án.

Nhằm khắc phục hiện trạng trên, nhóm tác giả thuộc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã đề xuất giải pháp cải tiến hệ thống thiết bị treo giữ ống khai thác cho thiết bị đầu giếng Vetco trong công tác hoàn thiện giếng. Theo đó, nhóm tác giả đã nghiên cứu và thiết kế thiết bị kết nối giữa thiết bị treo cần khai thác và thiết bị nâng của tháp khoan. Thiết



Thiết bị treo cần khai thác (a) và thiết bị kết nối (b)

bị kết nối này có thể được thi công chế tạo ngay tại Việt Nam với chi phí không đáng kể nhờ tận dụng vật tư có sẵn.

Với thiết bị kết nối này, quy trình lắp đặt thiết bị treo ống khai thác được cải tiến như sau:

- Kết nối sẵn thiết bị treo cần khai thác với thiết bị lắp đặt chuyên dụng trong bờ;
- Đưa hệ thống này lên thiết bị nâng (elevator) của tháp khoan;
- Kết nối thiết bị treo cần khai thác vào đầu nối trên cùng của cần khai thác;
- Tháo dỡ thiết bị lắp đặt ra khỏi thiết bị treo cần khai thác tại sàn khoan;
- Lắp thiết bị kết nối và đưa thiết bị nâng đến độ cao làm việc cần thiết;
- Kết nối các dây điều khiển thủy lực và dây tín hiệu áp suất nhiệt độ đáy giếng;
- Tháo dỡ thiết bị kết nối ra khỏi thiết bị treo cần khai thác;
- Kết nối thiết bị lắp đặt vào thiết bị treo cần khai thác;
- Hạ thiết bị treo cần khai thác vào bộ đầu giếng.

Trong quá trình thực hiện và áp dụng giải pháp cải tiến này,

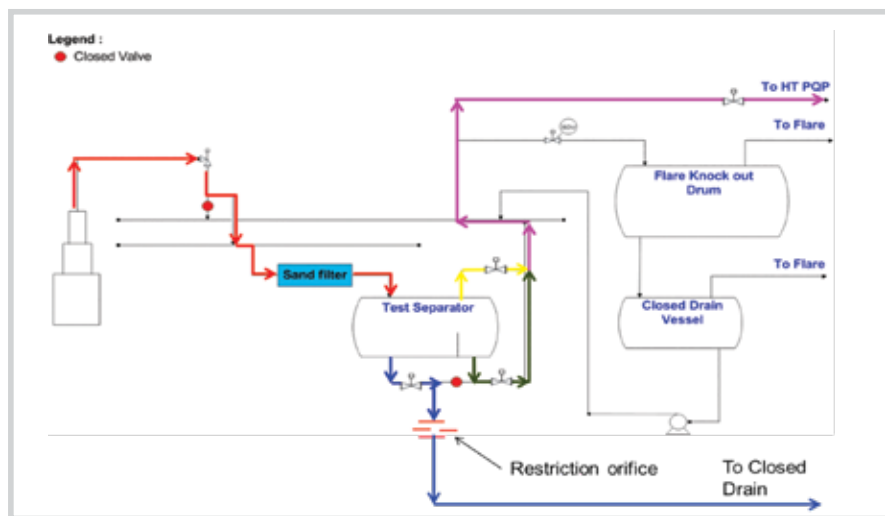
nhóm tác giả cũng đã làm việc với nhà thầu Vetco và liên kết với nhà thầu phụ trong nước Vietubes giải quyết những khó khăn về mặt kỹ thuật như: độ chịu tải của thiết bị treo cho hơn 100 tấn ống khai thác phải tương thích với hệ thống treo của giàn khoan PVD-V; chọn mối nối thích hợp nhất trên thiết bị đầu giếng cho phép việc tháo lắp nhiều lần mà không ảnh hưởng đến độ bền thiết bị và đưa thiết bị vào vận hành thực tế.

Việc chế tạo và đưa vào sử dụng dụng cụ kết nối của nhóm tác giả đã giúp đơn giản hóa thao tác lắp đặt các ống thủy lực; tiết kiệm thời gian vận chuyển, lắp đặt giàn giáo và nâng cao mức độ an toàn cho công nhân do quá trình thi công lắp đặt ống khai thác được thực hiện trên sàn khoan thay vì phải làm việc ở độ cao hơn 2m trên giàn giáo.

Giải pháp "Cải tiến hệ thống thiết bị treo giữ ống khai thác cho thiết bị đầu giếng Vetco trong công tác hoàn thiện giếng" đã được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có thể áp dụng cho tất cả các giếng khoan trong dự án Biển Đông 01 cũng như các dự án khí áp suất cao nhiệt độ cao sử dụng bộ đầu giếng thiết kế tương tự do nhà thầu Vetco cung cấp.

Nguyễn Đức Minh Lâm (giới thiệu)

LÀM SẠCH GIẾNG BẰNG CÁCH SỬ DỤNG HỆ THỐNG THIẾT BỊ KHAI THÁC THEO PHƯƠNG PHÁP XẢ LIÊN TỤC



Sơ đồ phương án



Vận hành thiết bị trong quá trình làm sạch giếng

Trong Dự án Biển Đông 01 của Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông, công tác làm sạch giếng tại cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh được thực hiện sau khi hoàn thiện và bắn mồi vỉa, nhằm duy trì áp suất thủy tĩnh trong tubing cân bằng với áp suất vỉa, thu hồi và loại bỏ dung dịch hoàn thiện giếng trong tubing để có thể đưa giếng vào khai thác. Theo thiết kế của dự án, các giếng đầu tiên cần thuê thiết bị thử vỉa để làm sạch giếng gồm: thiết bị lọc cát cao áp; 2 cấp choke valve; thiết bị gia nhiệt (heater); bình tách (separator); 2 tháp, đun đốt condensate và đun đốt khí. Tuy nhiên, các giếng này đều có nhiệt độ cao, áp suất cao, nên chi phí thuê thiết bị rất tốn kém (khoảng 2 triệu USD/lần).

Đối với các giếng được thực hiện bằng hệ thống thiết bị khai thác theo phương pháp xả gián đoạn, khi dung dịch muối đầy khoang nước của bình tách thử nghiệm sẽ tiến hành đóng giếng, sau đó xả áp bình tách và bơm dung dịch hoàn thiện giếng vào bể chứa, tiếp theo gia áp lại hệ thống và khởi động lại giếng. Để làm sạch 1 giếng, số lần đóng giếng có thể lên đến 19 lần. Phương pháp này có nhược điểm là chi phí cao (sử dụng nhiều hóa chất bơm vào hệ thống mỗi khi khởi

động lại); tăng thời gian vận hành; tổn nhân lực và tăng chi phí thuê thiết bị, ảnh hưởng đến tiến độ; có nguy cơ gây hại cho vỉa vì phải đóng giếng liên tục trong lần mở giếng đầu tiên.

Nhằm khắc phục các hạn chế này, nhóm tác giả thuộc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã đề xuất giải pháp làm sạch giếng bằng cách sử dụng hệ thống thiết bị khai thác theo phương pháp xả liên tục. Nhóm tác giả đã nâng áp suất phía sau của choke valve lên đến 65bar để tránh hiện tượng đông đá của dung dịch hoàn thiện giếng và bơm methanol vào trước choke valve đến khi nhiệt độ lưu chất ra khỏi vùng hình thành hydrate. Phương án này đã giúp thay thế thiết bị gia nhiệt, tiết kiệm chi phí, tránh được nguy cơ hư hỏng hệ thống sản xuất. Bên cạnh đó, việc đưa toàn bộ khí và condensate về giàn Hải Thạch PGP đã giảm lượng khí sử dụng từ đường ống Nam Côn Sơn, giảm lãng phí do việc đốt bỏ khí và condensate. Đối với dung dịch hoàn thiện giếng, việc xả nguồn lưu chất từ áp suất cao (~70bar) vào hệ thống xả kín tiềm ẩn nguy cơ như: vỡ ống, hỏng valve,

dẫn đến rò rỉ hydrocarbon ra môi trường, nguy cơ cháy nổ cao. Sau khi nghiên cứu các tiêu chuẩn an toàn, nhóm tác giả đề xuất gắn restriction orifice (RO) vào sau van điều khiển, sau đó là ống mềm để xả dung dịch hoàn thiện giếng. RO được thiết kế đảm bảo lưu lượng xả cần thiết, đồng thời duy trì áp suất thấp trong ống mềm và giúp van điều khiển không bị hỏng do hiện tượng chênh áp cao. Việc gắn RO cho phép xả dung dịch hoàn thiện giếng liên tục không cần đóng giếng đã khắc phục được các nhược điểm của phương án thiết kế đã đề ra.

Giải pháp làm sạch giếng bằng hệ thống thiết bị khai thác được áp dụng thành công cho 18 lần làm sạch giếng của Dự án Biển Đông 01 mà không phải đóng giếng, giúp tiết kiệm thời gian và tiết kiệm hơn 3 triệu USD chi phí thuê thiết bị và mua hóa chất. Giải pháp trên được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có thể áp dụng để làm sạch các giếng có điều kiện vỉa nhiệt độ cao, áp suất cao.

Trần Thiện Nhựt (giới thiệu)

THIẾT KẾ VÀ TỐI ƯU HÓA CHOÒNG KHOAN TRONG ĐOẠN THÂN GIẾNG 8½" TẠI VÙNG MỎ HẢI THẠCH

Trong quá trình khoan các giếng (HT-1P, HT-2P, HT-3P) tại mỏ Hải Thạch do Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) thực hiện, tốc độ khoan trung bình trong đoạn thân giếng 8½" của các giếng khoan này chỉ đạt khoảng 4,8m/giờ (thấp hơn nhiều so với kế hoạch ban đầu). Qua phân tích các thông số khoan cho thấy tốc độ khoan trong thành hệ đá phiến sét của đoạn thân giếng 8½" thấp là do ảnh hưởng của thành phần thạch học, tỷ trọng dung dịch khoan cao, cơ chế cắt/răng cắt của chòong khoan chưa phù hợp. Nếu tốc độ khoan này không được cải thiện cho các giếng khoan còn lại của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh thì sẽ kéo dài thời gian khoan, tăng chi phí của các giếng khoan.

Do vậy để thiết kế chòong khoan mới đáp ứng đúng yêu cầu đặt ra, nhóm tác giả thuộc BIENDONG POC đã đề xuất ý tưởng tiến hành thử nghiệm khả năng phá hủy đất đá của răng cắt/chòong khoan trên các mẫu lõi thu được từ giếng khoan ở khu vực mỏ Hải Thạch, giúp việc thiết kế chòong khoan đạt hiệu quả cao hơn. Mẫu lõi được lựa chọn thí nghiệm là tầng đá phiến sét phía trên tầng sản phẩm Miocene dưới - LMH30. Đây là phần mẫu lõi còn dư sau các nghiên cứu địa chất, do vậy sẽ không mất bất kỳ chi phí lấy mẫu lõi để phục vụ cho việc nghiên cứu và thiết kế chòong khoan mới này.

Việc thí nghiệm mẫu lõi với các loại răng cắt khác nhau và các bước tiếp theo của việc thiết kế 1 chòong khoan mới đã được tác giả và Công ty Smith Bits lên kế hoạch chi tiết, cụ thể cho từng công đoạn, cách thức và thời gian trước khi thực hiện. Các thông số từ thí nghiệm thực tế



Răng cắt được cải tiến trên mẫu lõi thu được từ giếng khoan ở khu vực mỏ Hải Thạch

sẽ được nhập vào phần mềm thiết kế chòong khoan IDEAS (của Smith Bits) với mô hình chòong khoan 4 cánh cắt đã được tác giả đề xuất trước đó để thực hiện việc minh giải, tính toán, mô phỏng và sẽ cung cấp một mô hình động lực học cho chòong khoan mới. Một loạt các thiết kế chòong khoan mới (thay đổi vị trí, kích thước cũng như góc nghiêng của răng cắt) sẽ được mô phỏng với các bộ khoan cụ, quỹ đạo giếng khoan và các thông số khoan mà BIENDONG POC dự định sẽ khoan và áp dụng với chòong khoan mới nhằm lựa chọn một chòong khoan có khả năng đạt được tốc độ khoan tốt nhất. Chòong khoan mới đã được sử dụng trong đoạn thân giếng 8½" của các giếng khoan HT-6P, HT-7P, HT-8P, HT-4P, HT-9P, HT-

9PST của dự án Biển Đông 01 và đạt một số kỷ lục sau:

- Khoảng cách khoan tích lũy dài nhất với cùng một chòong khoan: 1.431m khoan (giếng HT-6P, HT-7P, HT-8P);
- Khoảng cách khoan dài nhất cho 1 lần khoan: 1.010m (giếng HT-9P).

So với các chòong khoan đã sử dụng trước đó, chòong khoan thiết kế mới có ưu điểm như: bộ khoan cụ đáy giếng ổn định hơn, giếng được bơm rửa tốt hơn do tối ưu hóa trong thiết kế vòi phun thủy lực; thành giếng khoan ổn định hơn thông qua việc giảm thời gian back-reaming; thời gian kéo thả và tốc độ khoan trung bình được cải thiện đáng kể (tăng từ 4,8m/giờ lên 8,38m/giờ). Việc nâng cao tốc độ khoan trung bình giúp tiết kiệm chi phí do giảm thời gian thi công khoan. Lợi ích kinh tế đến cuối tháng 4/2016 (từ thời điểm áp dụng lần đầu tháng 3/2015) khi áp dụng giải pháp này cho 6 giếng tại mỏ Hải Thạch ước đạt 6 triệu USD. Dòng sản phẩm mới này được đề xuất dùng để khoan trong các giếng khoan có thành hệ đá phiến sét có tính dẻo, nhiệt độ - áp suất cao, lưu lượng bơm thấp và tỷ trọng dung dịch cao.

Giải pháp "Thiết kế và tối ưu hóa chòong khoan trong đoạn thân giếng 8½" tại vùng mỏ Hải Thạch" được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đã được nhà thầu Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" lựa chọn để sử dụng cho các giếng có tốc độ khoan rất chậm khi khoan qua các tầng đá sét dẻo, thành hệ mềm, tỷ trọng dung dịch cao, chòong khoan trong điều kiện tốt khi kéo lên.

Nguyễn Phạm Huy Cường (giới thiệu)